

**GASKWALITEIT VOOR DE TOEKOMST
DEEL 2**

MINISTERIE VAN ECONOMISCHE ZAKEN, LANDBOUW EN
INNOVATIE

22 maart 2011
0754137120.5- Vrijgegeven
003031.000322.0100



Inhoud

Samenvatting	3
1 Economische en maatschappelijke effecten van mitigerende maatregelen	18
1.1 Wat verandert er in de Nederlandse gasmarkt?	18
1.2 Maatregelen om ongewenste effecten te mitigeren	22
1.3 Algemene uitgangspunten	24
1.4 Welke effecten?	27
1.5 Entry specificaties	32
1.6 Gasbehandeling	41
1.6.1 Strippen binnenkomende gassen	41
1.6.2 Bijmengen met armere H-gassen	45
1.6.3 Gas verdunnen met stikstof	46
1.6.4 Beperken van Wobbe en methaangetal fluctuaties	48
1.7 Aanpassing apparatuur eindgebruikers: huishoudens	52
1.7.1 Integrale vervanging huishoudelijke apparatuur	53
1.7.2 Onderhoud/vervanging op basis van triage	56
1.8 Aanpassing apparatuur eindgebruikers: krachtopwekking	60
1.8.1 Ombouw / vervanging van gasmotoren	60
1.8.2 Aanpassing van gasturbines	63
1.9 Aanpassing apparatuur eindgebruikers: industrie	67
1.10 Samenvattend overzicht	71
2 Transitieroutes en herverdeling	75
2.1 Inleiding	75
2.2 Routes en beoordelingscriteria	75
2.3 Baseline route	76
2.3.1 Maatregelen en kosten baseline case	77
2.3.2 Overige effecten	79
2.4 Route 1	79
2.4.1 Maatregelen en kosten route 1	80
2.4.2 Overige effecten	81
2.5 Route 2	81
2.5.1 Maatregelen en kosten route 2	82
2.5.2 Overige effecten	83
2.6 Route 3	83
2.6.1 Maatregelen en kosten route 3	84
2.6.2 Overige effecten	85
2.7 Herverdeling van de kosten van maatregelen	85
2.8 Conclusies	88
3 Aanbevelingen	90
3.1 Opstellen van expliciete toepassingspecificaties	90
3.2 Transitiermijnen	93
3.3 Implementatie, monitoring en handhaving van de transitie	96

3.4	Kostenherverdeling	97
3.5	Onzekerheden en kennisleemten	97
1	Prijsberekening Upstream	99
2	Noordwest Europese markt	100
3	Business case stripper	101
4	Praktijk cases industrie	105
5	Samenvattend overzicht effecten	107
6	Literatuurlijst	109
	Colofon	110

Samenvatting

Maatregelen

Om verwachte gassen in te kunnen passen in de Nederlandse gaslevering, zijn maatregelen nodig om de in deel 1 van deze studie genoemde ongewenste effecten qua veiligheid en doelmatigheid te voorkómen, en tegelijk de mogelijke impact van deze maatregelen op de voorzieningszekerheid te minimaliseren. De maatregelen zijn ingedeeld naar de plek in het gasnetwerk waar de betreffende ingreep gedaan wordt. Er zijn drie oplossingsrichtingen in ogenschouw genomen, die ieder een of meerdere mitigerende maatregelen bevatten:

1. Entry specificaties: eisen stellen aan de eigenschappen van gassen indien men deze in het netwerk wil invoeden met als doel dat de toepassingspecificaties bij de toepassing van de gebruiker gegarandeerd blijven.
2. Gasbehandeling: maatregelen treffen om gassen zo te behandelen dat de toepassingspecificatie bij de toepassing van de gebruiker gegarandeerd blijven.
3. Aanpassing van apparatuur: maatregelen om de toepassingspecificaties van de eindgebruikerapparatuur te verbreden.

Uitgangspunten effectraming

Bij het in beeld brengen van de economische en maatschappelijke effecten van de mitigerende maatregelen zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

Baseline

De effecten van de mitigerende maatregelen vergelijken we ten opzichte van een baseline, de referentiesituatie. Deze referentie gebruiken we als ‘toetssteen’ voor de mitigerende maatregelen die in hoofdstuk 1 worden besproken. Als referentie is gekozen voor de huidige situatie: de huidige gasenveloppe voor de G- en H-markt

Transitietermijn

De factor tijd speelt een belangrijke rol. De termijn waarbinnen maatregelen uitgevoerd moeten of kunnen worden (wanneer moet of kan een transitie van de Nederlandse gasmarkt gereed zijn?) is sterk bepalend voor de omvang van de effecten van de maatregelen. Daarom is in de analyse onderzocht of en zo ja, hoe groot de verschillen in effecten zijn bij verschillende transitietermijnen, gedifferentieerd naar gasmarkt.

G-gasmarkt

In de studie is uitgegaan van de toezegging door de minister van E, L & I aan de Tweede Kamer dat de kwaliteit van het huidige G-gas en daarmee het huidige niveau van veiligheid en doelmatigheid van de toepassingen bij de eindgebruiker door de Landelijke Netbeheerder (LNB) voor 10 jaar zal worden gehandhaafd. Daarnaast is door de LNB de toezegging gedaan dat de Wobbe Index ook na 2020 gehandhaafd blijft. Wij gaan daarom in deze studie uit van een periode van 10 jaar waarin de huidige (pseudo) G-gaskwaliteit gehandhaafd blijft, een bevriezing van de huidige situatie. Deze periode beschouwen wij als de minimumperiode voor het uitvoeren van maatregelen in relatie tot de G-gasmarkt. Als termijnen voor de G-gasmarkt hanteren we in deze studie: 10 jaar, 15 jaar en 20 jaar.

H-gasmarkt

In september 2011 zal de GATE terminal (Maasvlakte) op en en. Bij deze terminal kunnen diverse soorten H-gas worden aangevoerd die – zonder maatregelen - tot het Nederlandse H-gasnetwerk kunnen worden ingevoerd. De kortst mogelijke termijn voor implementatie van maatregelen voor de Nederlandse H-gas gebruikers is daarmee bepaald door het moment van op enstelling van de GATE terminal. Als termijnen voor de H-gasmarkt hanteren we in deze studie: 6 maanden, 5 jaar, 10 jaar, 15 jaar en 20 jaar.

Specificatie H en G-gas

De aard en omvang van de effecten is sterk afhankelijk van het type gas waarmee we straks in Nederland te maken krijgen. In dit rapport wordt dit ook wel ‘enveloppe’ genoemd. Algemeen geldt dat het aanpassen van de apparatuur weinig kosten met zich mee brengt als lang van te voren bekend is op welke enveloppe de gebruiker zich moet richten. Bij de aanschaf van nieuwe apparatuur wordt dan rekening gehouden met zowel de huidige, als de te verwachten enveloppe. Veelal zijn de meerkosten bij nieuwe installaties die geschikt moeten zijn voor zowel de bestaande enveloppe als de nieuwe enveloppe beperkt.

Voor de G-gasmarkt zal de eerste 10 jaar geen wijziging optreden in de enveloppe waar de geleverde gassen binnen vallen. Voor de H-gasmarkt is de enveloppe voor de korte termijn (na op enstelling GATE terminal) onbekend, gegeven de grote diversiteit van het gas dat daar in beginsel aangeland kan worden. Om een uitgangspunt te creëren voor de effectenraming, zijn door ons twee scenario's gehanteerd ten aanzien van H-gas en G-gas enveloppe:

- Voor de referentiesituatie is er vanuit gegaan dat er geen wijziging komt in de huidige H-gas en G-gas enveloppe en dat deze dus conform paragraaf 4.5 van deel 1 zal blijven.
- Voor de toekomstige situatie (waarvoor mitigerende maatregelen getroffen worden), wordt uitgegaan van een vertaling van het spectrum van door de LNB ‘verwachte’ gassamenstellingen zoals gepubliceerd op www.hoezoandergas.nl naar een enveloppe, waarbij is aangenomen dat er geen gassen zullen komen die buiten deze verwachting liggen. De aanvankelijke verwachting is opgenomen in bijlage B van deel 1. Later heeft de LNB de verwachting voor H gas nader gedetailleerd. Dit is opgenomen in paragraaf 1.3.

Deze twee enveloppen, hoewel ze in eerste instantie voor de hand liggende uitgangspunten lijken, zijn in feite twee extremen. De waarden zoals die worden weergegeven door de LNB zijn uitersten die “normaal gesproken” voor kunnen komen. De gebruiker die geïnformeerd wordt dat hij zich op deze gassen moet voorbereiden, heeft echter geen zekerheid hoe vaak dit gaat voorkomen en houdt er dus rekening mee dat de uiterste grenzen *nagenoeg het hele jaar* kunnen optreden. Gegeven de informatie die hem tot zijn beschikking staat, is er ook geen andere zekerheid.

Ook de invoeder die wil weten of hij het aangevoerde gas kan invoeden, zoekt zekerheid dat dit in alle gevallen mogelijk moet zijn.

De twee uitgangspunten zijn in feite afgeleid van een situatie dat alle partijen een maximale zekerheid hebben dat zij hun deel van het proces optimaal kunnen uitvoeren. Bezien vanuit deze ogenschijnlijke tegenstrijdige belangen leidt deze "digitale" zienswijze intrinsiek tot transitieroutes met maatregelen die een voordeel voor een partij oplevert ten koste van de andere, wat leidt tot hoge kosten. In onze analyse van de hieronder beschreven maatregelen en routes is deze zienswijze gehanteerd als het uitgangspunt, om de kosten inzichtelijk te maken die deze maatregelen dan met zich mee brengen.

Naar onze mening ziet echter de meest begaanbare transitieroute, met de laagste maatschappelijke kosten en meest robuuste uitkomst, er anders uit en is niet 'digitaal'. Wij denken dan aan het specificeren van een 'smallere' enveloppe, met een nauwere bandbreedte aan mogelijke gassamenstellingen en een verdeling van de distributiewaarden, voor zowel de korte als de langere termijn, waarbij alle partijen iets moeten inleveren, is een maatregel om de kosten van aanpassingen drastisch te verlagen en zo een doelmatige en efficiënte transitie mogelijk te maken. Na de bespreking van de maatregelen en de routes met de bovenbeschreven uitgangspunten wordt aandacht besteed aan dergelijke, mogelijke tussenoplossingen.

Effectraming

De maatregelen zijn op hoofdlijnen getoetst aan wettelijke en juridische randvoorwaarden. Voor de invoering is geen beletsel gebleken. De oplossingsrichtingen zijn vervolgens beoordeeld op kosten, veiligheid, milieu, voorzieningszekerheid, efficiency apparatuur, verdeling van effecten en conformiteit aan gerelateerde beleidsdossiers. Daarbij is de 'baseline' als referentie gebruikt. Waar mogelijk zijn de effecten gekwantificeerd (in euro's). Gekwantificeerde effecten (dit betreft vooral de maatregelkosten) zijn tot stand gekomen met de volgende werkwijze. Er heeft toetsing en detaillering plaatsgevonden van de ramingen die in het proces van stakeholderconsultatie (deel 1) zijn verkregen. Daarnaast zijn er aanvullende ramingen gedaan op basis van informatie van een aantal marktpartijen en externe, gepubliceerde bronnen. En er zijn aanvullende ramingen gedaan op basis van eigen expertise. De kosten die vermeld worden zijn indicaties op basis van de thans beschikbare informatie. De werkelijke kosten hangen af van onzekerheden die slechts met meer detailstudies kunnen worden ingeperkt. Het onderzoek heeft plaatsgevonden op een hoog geaggregeerd niveau, gegeven de scope van het onderzoek. In de aanbevelingen worden specifieke aspecten die nader onderzocht moeten worden aangeduid. Waar geen kwantificering mogelijk is, zijn de effecten op kwalitatieve wijze beoordeeld.

Entry specificaties

- Voor de H-gasmarkt kunnen entry specificaties meerdere negatieve effecten tot gevolg hebben:
 - Schade als gevolg van reeds afgesloten contracten;
 - Schade door een beperkter gebruik van de GATE terminal;
 - Stijging van de gasprijs door afname concurrentie;
 - Verslechtering marktpositie van shippers.

Wij verwachten dat de contractschade kan variëren van 'beperkt' tot 'ordegrootte honderden miljoenen' per jaar. De maatschappelijke kosten voor de GATE hebben wij geraamd op maximaal € 100 tot € 130 miljoen per jaar (korte termijn). De schade is mogelijk nog groter als lange termijn contracten die de GATE heeft met de shippers als gevolg van restricties, worden opengebroken. Deze schade bedraagt dan mogelijk maximaal € 160 mln. - € 200 mln. per jaar (lange termijn). Kosten als gevolg van een stijging van de gasprijs zijn geraamd op € 0 tot € 35 mln. per jaar. Schadekosten als gevolg van een verslechtering van de marktpositie hebben we niet kwantitatief kunnen ramen.

- Voor de G-gasmarkt verwachten we de eerste 10 jaar geen kosten i.v.m. de 'bevriezing' van de gaskwaliteit. Bij verlenging van deze periode van het hanteren van entry specificaties omwille van het bevriezen van de G-gas enveloppe zullen bovengenoemde kosten ook langer van toepassing zijn.

Gasbehandeling

De maatregelenkosten van gasbehandeling zijn lastig te splitsen voor afzonderlijk de G-gas en H-gasmarkt vanwege de verwevenheid van de netwerken.

- Strippen heeft tot doel het gehalte aan hogere koolwaterstoffen (uitgedrukt als PE) in het gas te verlagen. Een bijkomend effect is dat de Wobbe Index in enige mate verlaagd wordt. Voor het strippen van gassen zijn grofweg twee situaties mogelijk:
 1. *Strippen voor de H-gasmarkt*: bij de GATE-terminal wordt een stripper neergezet om het LNG dat via GATE wordt aangevoerd te kunnen behandelen. De kosten zijn geraamd op € 365-465 mln. (investeringskosten) en € 25 mln. jaarlijkse kosten. Mogelijk nemen de investeringen toe als er aanvullende stripinstallaties noodzakelijk zijn voor het strippen van toekomstig Noors en Russisch gas.
 2. *Strippen voor de G-markt*: hier gaat het om het strippen van gas t.b.v. de conversie van H-gas naar pseudo G-gas. Deze kosten zijn geraamd op € 545 mln. (investering exclusief eventuele pijpleiding en € 945 mln. inclusief) en € 50 mln. jaarlijkse kosten.
- Mengen van rijke en arme gassen: in verband met de verwachte afname van 'arme' gassen (uitputting kleine velden) en de toename van rijke import H-gassen, kan deze maatregel slechts voor een beperkte tijd worden voortgezet. Deze mogelijke maatregel is daarom als bouwsteen in transitieroutes door ons verder niet onderzocht.
- Bijmengen met stikstof: deze maatregel heeft tot doel gassen met een te hoge Wobbe Index geschikt te maken voor de gewenste enveloppe door de Wobbe Index te verlagen. De kosten om de Wobbe Index van de aangevoerde H-gassen binnen de gewenste H-gas enveloppe te brengen zijn indicatief geraamd op circa € 5 mln./jaar. De maatregel heeft geen noemenswaardig effect op de PE-waarde. Indien de aangevoerde gassen na afwobben een hogere PE waarde hebben dan gewenst dan zal deze maatregel in combinatie met andere maatregelen (zoals strippen) getroffen moeten worden.
- Beperken van Wobbe en methaangehalte fluctuaties: De maatregelen die nodig zijn om dit te realiseren liggen op het vlak van beheerste procesveranderingen door verschillende actoren. Het is meer een kwestie van "good housekeeping" dan dat dit direct operationele kosten met zich meebrengt. Voorgesteld wordt dat de actor en hiertoe gezamenlijk een "Code Of Practice" ontwikkelen. Of de partijen hiertoe bereid en in staat zijn is niet onderzocht. De kosten van een waarschuwingssysteem hangen sterk af van waar behoefte aan is en kunnen, afhankelijk van de mate van 'complexiteit' liggen tussen enkele honderd duizenden euro en enkele tientallen miljoenen euro.

Aanpassing apparatuur eindgebruikers

Voor het aanpassen van de eindgebruikerapparatuur is het noodzakelijk dat de afnemer weet wat de realistische gasspecificatie is, waar hij zich (gegeven zijn locatie in het net) voor de toekomst op moet richten (de 'enveloppe'). Algemeen geldt dat het aanpassen van de apparatuur weinig kosten met zich mee brengt als lang van tevoren bekend is op welke enveloppe de gebruiker zich moet richten. Bij de aanschaf van nieuwe apparatuur wordt dan rekening gehouden met zowel de huidige, als de te verwachten enveloppe. Veelal zijn de meerkosten bij nieuwe installaties die geschikt moeten zijn voor zowel de bestaande enveloppe als de nieuwe enveloppe beperkt. Als de distributie van de nieuwe enveloppe van gassen kan worden afgestemd met de normale termijnen voor de revisie of vervanging van gasapparatuur zijn de kosten van het aanpassen van de apparatuur zeer beperkt.

Indien de nieuwe enveloppe minder gunstige eigenschappen heeft voor specifieke apparatuur (zoals de door de LNB verwachte gassamenstellingen conform hoezoeandergas.nl), dan kan de nieuwe enveloppe een blijvende kostenverhoging betekenen. Dit is bijvoorbeeld van belang bij gasmotoren en industrieën die gas als chemische grondstof gebruiken (feedstock). Wanneer het aanpassen van de eindgebruikerapparatuur op zeer korte termijn moet plaats vinden, zal de aanpassing zeer kostbaar worden. In het meest extreme geval moet alle apparatuur van de gebruikers vervangen worden. De kosten hiervan zijn *grosso modo* de totale restwaarde van alle gebruiksapparatuur. De kosten bij een transitie op de korte termijn kunnen beperkt worden door de apparatuur aan te passen in plaats van te vervangen waar dit kosteneffectief mogelijk is. Hierdoor zullen de kosten lager worden, maar ook dan zullen de aanpassingskosten in de orde grootte van een percentage van de restwaarde van alle gasapparatuur liggen.

De kosten voor aanpassing van de gebruikersapparatuur, zoals hierna beschreven, moet worden gezien in het licht van bovenstaande kanttekeningen.

- Huishoudelijke apparatuur (G-gasmarkt): de integrale vervanging van huishoudelijke apparatuur brengt geen kosten met zich mee indien het proces van natuurlijke vervanging kan worden afgewacht (2035). Indien echter versneld moet worden vervangen, bijvoorbeeld in 2020, dan worden de kosten € 5,1 miljard (2020) als alle apparaten worden vervangen. Indien selectief wordt vervangen met behulp van 'triage', worden de kosten op € 2,1 miljard geraamd. Belangrijk is op te merken dat naarmate er sneller apparaten op de markt zijn die geschikt zijn voor de nieuwe gassen de kosten aanmerkelijk lager worden. Indien dit eind 2013 is gerealiseerd in plaats van de aangenomen 5 jaar (2015) worden de kosten voor vervanging in 2020 circa € 3,8 miljard en voor 'triage' circa € 1,6 miljard. In het geval van een 'tussenoplossing' in de vorm van het specificeren van een 'smallere enveloppe' zullen de bovengenoemde kosten naar onze verwachting drastisch lager kunnen uitvallen.

- Gasmotoren (G-gasmarkt): de verwachte aanpassingskosten voor het gasmotorenpark bedragen circa € 390 miljoen. Uitgaande van een vervangingstermijn van 20 jaar worden – indien een smallere enveloppe op korte termijn bekend is – de extra kosten als gevolg van veranderingen in gaskwaliteit bij reguliere vervanging van gasmotoren mogelijk nihil bij een transitietermijn van 20 jaar. Er is wel sprake van een structurele verlaging van de prestaties (vermogen/rendement), zelfs bij een incidenteel laag methaangetal. De operationele meerkosten hiervan kunnen mogelijk € 35 mln. per jaar bedragen. In deze raming zijn de kosten ten gevolge van mogelijke teeltuitval niet meegenomen.
- Voor het gasturbinepark (G/H-gasmarkt) is de ondergrens van de kosten voor het vooronderzoek door OEM's van alle gasturbines (circa € 70 mln.). Als op basis van deze vooronderzoeken geconcludeerd zou worden dat geen verdere aanpassingen nodig zijn, blijft het daarbij. Als wel een of meerdere maatregelen worden aanbevolen om uit te voeren, lopen de kosten op. In een scenario waarin ook alle turbines en De-Nox installaties vervangen zouden moeten worden (met waarschijnlijk een kleine kans, maar niet uit te sluiten), kan het gaan om een bedrag ordegrrootte € 1-2 miljard, uitgaande van de H-gas enveloppe conform 'hoezoandergas'. Deze kosten zijn grotendeels toe te delen aan de H-markt. De kosten kunnen substantieel lager worden als er naar tussenoplossingen wordt gezocht door:
 - Een smallere enveloppe te maken voor de werkelijk gedistribueerde gassen, die is afgestemd op wat de individuele installaties met beperkte modificaties kunnen toepassen. Dat wil zeggen dat specificaties waaraan de apparaten moeten voldoen binnen een nauwere range komen te liggen dan de 'hoezoandergas' enveloppe. Hier zijn vooral de maximale hoogte van Wobbe sprongen en de Wobbe bandbreedte van belang. *Ter illustratie:* het ministerie van EL&I heeft aangegeven, na gesprekken met enkele centralebeheerders, te verwachten dat de totale aanpassingskosten van de centrales in de ordegrrootte van € 100 mln. zullen liggen. Deze indicatie is volgens het ministerie van E, L & I niet op basis van de 'hoezoandergas' enveloppe, maar op basis van een – niet nader gespecificeerde – smallere enveloppe met een nauwere bandbreedte. In de kostenraming van de transitieroutes gaan we uit van dit bedrag.
 - Een langere aanpassingsperiode mogelijk is, die inpasbaar is in de reguliere cyclus van *vervanging* van de turbines.
- Industrie (G/H-gasmarkt): een belangrijke onzekerheid voor het maken van exacte kostenberekeningen is de grote diversiteit aan installaties en de configuratie van installaties binnen de industriële sector. Een punt van aandacht hierbij betreft kosten aan bijvoorbeeld feedstocks, die aanzienlijk kunnen zijn.
 - De kosten voor de industrie voor de G en H-markt samen zijn geraamd op een totaal van CAPEX € 100-450 miljoen (schatting branderinstallaties en feedstocks) en OPEX € 10-100 miljoen per jaar door rendementsverlies, extra onderhoud, e.d. We nemen aan dat de kostenverdeling voor de H-markt en de G-markt 50:50 is.
 - De bedragen zijn geraamd voor de korte termijn. De kosten voor maatregelen in de industrie zullen op de lange termijn dalen, omdat een deel van de apparatuur via natuurlijke vervanging wordt aangepast. De levensduur van apparatuur in de industrie varieert echter sterk (tot meer dan 50 jaar).

- Als de werkelijk gedistribueerde gassen in een smallere enveloppe komen te liggen, die is afgestemd op wat de individuele installaties met beperkte modificaties kunnen toepassen, zouden de genoemde kosten mogelijk ook kunnen dalen. Dat wil zeggen dat specificaties waaraan de apparaten moeten voldoen binnen een nauwere range komen te liggen dan de 'hoezoandergas' enveloppe.

Overige maatreefeffecten per oplossingsrichting

Het hanteren van entry specificaties zorgt voor handhaving van de Nederlandse situatie als 'gaseiland', in de zin dat er afwijkende gassamenstellingen voor de eindgebruikers nodig zijn t.o.v. wat in de rest van Europa gangbaar is, wat nadelig kan zijn voor de *voorzieningszekerheid*. In het geval van blijven de gasbehandeling blijft Nederland voor de G-markt (tijdelijk dan wel permanent) ook een gaseiland binnen Europa, ondanks dat alle gassen welkom zijn. Het aanpassen van de apparatuur op een breder aanbod van gassen brengt Nederland daarentegen in lijn met de internationale omgeving waardoor goed wordt ingespeeld op de lange termijn voorzieningszekerheid, kosten voor een tweede omvangrijke transitie worden voorkomen en tevens wordt ingespeeld op het accommoderen van groen gas. Aanpassing van de eindgebruikerapparatuur van huishoudens, industrie en krachtopwekking is daarom het meest toekomstvast.

Veiligheid is voor alle mitigerende maatregelen beleidsuitgangspunt. In de praktijk zijn er wel enkele kanttekeningen te plaatsen bij het waarborgen van het veiligheidsniveau. Deze veiligheidsrisico's liggen met name bij het aanpassen van de apparatuur van de eindgebruikers, indien deze niet naar behoren of niet tijdig worden aangepast. Risico's kunnen niet voor 100% worden uitgesloten. De belangrijkste risicogroep is de particuliere gebruiker. Voor deze groep is een gerichte aanpak gewenst.

Entry specificaties en gasbehandeling hebben geen effect op de *efficiency van apparatuur*. Het aanpassen van de apparatuur op een breder aanbod van gassen kan bij sommige toepassingen mogelijk leiden tot rendementsverlies. Bij andere toepassingen kan dit, door de aanschaf van de juiste regelsystemen leiden tot rendementsverbetering.

Door de veranderende samenstelling van het gas, veranderen mogelijk ook de *emissies* van NO_x en CO₂. Bij entry specificaties en gasbehandeling is de verwachting dat de emissies min of meer gelijk blijven. Veranderingen in uitstoot zijn vooral te verwachten als de eindgebruikerapparatuur een bredere band van gassamenstellingen krijgt aangeboden. Deze verhoging in emissies hebben mogelijk ook hun weerslag in aanpalende beleidsdossiers zoals het klimaat en milieubeleid. Een stijging van CO₂ en NO_x uitstoot leidt mogelijk tot maatregelkosten om te voldoen aan de emissieplafonds. De feitelijke verandering is afhankelijk van welke gassen worden vergeleken. In het bijzonder moet rekening worden gehouden met het CO₂-gehalte in het gas, dat ook een hogere CO₂-uitstoot heeft dan equivalente gassen zonder CO₂. Om de verandering in landelijke uitstoot te kunnen berekenen, op basis van deze eigenschappen, moet gemiddeld worden over alle gassen, wat buiten de scope van deze studie valt.

Omschakeltraject per netwerk

De diverse maatregelen zijn, al dan niet gecombineerd, als bouwstenen in de tijd geplaatst ter invulling van transitieroutes voor de G- en H-gasmarkt. De gebruikers van het G- als H-netwerk zijn verschillend en hebben andere belangen. Omschakeling naar een breder aanbod van gas vereist per traject een aanpak op maat. Vooral het tempo van het nemen van maatregelen, dat wordt bepaald door de beschikbaarheid van gas, zal verschillend worden ingevuld.

G-gasmarkt

Naast een transitie op de korte termijn is ook sprake van een transitie op de langere termijn:

- Korte termijn: bevriezen van de huidige situatie om de apparatuur aangesloten op het G-gasnetwerk geschikt maken voor een breder aanbod van pseudo G-gas.
- Langere termijn: de G-gas apparatuur vervangen door apparatuur die kan draaien op het aanbod van zowel het huidige en toekomstige G-gas als de toekomstige H-gassen. Deze optie geeft perspectief op een toenemende flexibiliteit van de gasvoorziening, waarbij naast het inpassen van een Europees aanbod van aardgassen ook het inpassen van duurzame gassen wordt bevordert.

Een feitelijke transitie van de G-markt is pas aan de orde over 10 jaar. Uiteraard is het wel zaak om het toekomstige transitieproces snel te gaan inrichten om duidelijkheid voor alle partijen te scheppen. Een 'no regret' maatregel is daarom: ervoor te zorgen dat huishoudelijke apparaten op de G-gasmarkt worden vervangen door een toestel dat zowel een bredere band aan pseudo G-gas aan kan, als op den duur, met een specialistische onderhoudsbeurt, ook op H-gas kan draaien zonder dat opnieuw een vervanging nodig is (toestelcategorie I 21 vervangen door de breder inzetbare apparatuur bijvoorbeeld I 2111). Deze maatregel schept de mogelijkheid om in de toekomst, indien gewenst, doelgericht delen van het gebruikersnet om te zetten op H-gas om zodoende het strategische voordeel dat Nederland heeft met de balansfunctie van het Slochterenveld, langer te kunnen benutten.

H-gasmarkt

Voor de H-gasmarkt kan de prognose van een spoedige afname van de gasproductie (kleine velden) én de opstelling van de GATE terminal, leiden tot een versneld omschakeltraject.

- Een transitieperiode van een half jaar is naar onze overtuiging niet realistisch om de veiligheid en doelmatigheid van de eindgebruikerapparatuur voldoende te waarborgen.
- Voor de H-gasmarkt achten wij een termijn van circa 5 jaar noodzakelijk voor een veilige en doelmatige ombouw van apparatuur. Deze termijn van 5 jaar wordt bepaald door de implementatieduur op basis van de reguliere onderhoud- en revisiecycli, vooral voor industriële installaties en krachtopwekking. Een adequate inschatting van de feitelijke duur en kosten kan alleen worden bepaald door 'onderzoek op maat' naar individuele installaties, planning van revisie, etc.

Ook voor de H-gasmarkt geldt dat er op korte termijn al stappen gezet kunnen respectievelijk moeten worden in het transitieproces. Het doel hiervan is om een werkbare situatie te creëren voor de tussenliggende periode, waarbij negatieve effecten zoveel mogelijk voorkomen worden. Voor een dergelijke tussenoplossing is een bijdrage van alle betrokken partijen nodig.

Transitieroutes

Bij het definiëren van transitieroutes zijn veiligheid en doelmatigheid van de eindgebruikerapparatuur als uitgangspunten gehanteerd. Er zijn door ons drie voorbeeldroutes samengesteld. De 'baselineroute' (feitelijk geen echte transitieroute) betreft het permanent bevriezen van de gassamenstelling conform de huidige situatie in de G-gas en H-gas markt.

Route 1:

- 'Bevriezen' van de huidige gassamenstelling in G-gas en H-gasmarkt voor 25 jaar door het hanteren van entryspecificaties en het installeren van stripper(s) om de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant te houden.
- Aanpassing apparatuur G-gas als H-gasmarkt voor 2036.

Route 2:

- Aanpassing apparatuur H-gasmarkt in vijf jaar. Tot 2016 constant houden van de gaskwaliteit H-gasmarkt door het hanteren van entryspecificaties.
- Voor G-gasmarkt installeren van een stripper om na 2021 de gaskwaliteit constant te houden, mogelijk in combinatie met andere gasbehandelingsmaatregelen. Ruimte tot na 2035 om apparatuur om te bouwen.

Route 3:

- Aanpassing apparatuur H-gasmarkt in vijf jaar. Tot 2016 constant houden gaskwaliteit in H-gasmarkt door het hanteren van entryspecificaties'.
- De gebruikerapparatuur in de G-gasmarkt krijgt de tijd tot ombouw tot het moment dat de gassamenstelling niet meer constant gehouden kan worden zonder de bouw van een stripper. Er bestaat onduidelijkheid over wanneer dit moment precies zal zijn. Dit is ondermeer afhankelijk van de werkelijke toekomstige productie van G-gas. Er is een termijn gehanteerd van 2020, 2025 of 2030 voor ombouw.

Kosten transitie G-gasmarkt en H-gasmarkt

De samenhangende kosten van de verschillende bouwstenen nodig voor een transitieroute, zijn in beeld gebracht. Hierbij merken we nogmaals op dat de betreffende kosten waarschijnlijk aanzienlijk lager kunnen uitvallen als de gehanteerde gasenveloppe smaller is dan de 'digitale' benadering.

Route 1	Hanteren van entry specificaties 2011-2016	Gasbehandeling 2016-2019 tot 2036	Aanpassing apparatuur voor 2036
G-gasmarkt	Nvt	Nvt	Huishoudens nihil (natuurlijke revisie of vervanging) Gasmotoren nihil (idem) Gasturbines nihil (idem) €15-70 mln. industrie
H-gasmarkt	€0 -> 100 mln./jr. (contractschade shippers) €100- 130 mln./jr of €160- 200 mln./jr (schadekosten GATE korte of lange termijn) €0-€35 mln./j (gasprijs)	€ 465-945 mln. (stripinstallatie incl. leidingen) € 25-50 mln./jr (operationeel)	€90 mln. gasturbines (o.b.v. smalle enveloppe) €15-70 mln. industrie

Route 2	Hanteren van entry specificaties 2011-2016	Gasbehandeling tot 2036	Aanpassing apparatuur G-markt voor 2036 H-markt voor 2016
G-gasmarkt	Nvt	€ 465-945 mln. (stripinstallatie incl. leidingen) € 25-50 mln./jr. (operationeel)	Huishoudens nihil (natuurlijke revisie en vervanging) Gas motoren nihil (idem) Gasturbines nihil (idem) €15-70 mln. industrie
H-gasmarkt	€0 -> 100 mln./jr. (contractschade shippers) €100- 130 mln./jr of €160-200 mln./jr (schadekosten GATE korte of lange termijn) €0-€35 mln./jr (gasprijs)	Nvt	€90 mln. gasturbines (smalle enveloppe) €40-190 mln. industrie

Route 3	Hanteren van entry specificaties 2011-2016	Gasbehandeling	Aanpassing apparatuur G-markt voor 2020, 2025 of 2030 H-markt voor 2016
G-gasmarkt	Nvt	Nvt	<p>2020 € 5,1 mld. o.b.v integrale vervanging of € 2.1 mld. o.b.v. triage (huishoudens). € 390 mln. (gas motoren) € 10 mln. (gasturbines, smalle enveloppe) €40-190 mln. (industrie)</p> <p>2025 €2,3 mld. integrale vervanging (huishoudens) €390 mln. (gas motoren) € nihil (gasturbines, smalle enveloppe) € 30-120 mln. (industrie)</p> <p>2030 €0,6 mld. integrale vervanging(huishoudens) € nihil (gas motoren) € nihil (gasturbines, smalle enveloppe) € 20-90 mln. (industrie)</p>

H-gasmarkt	€0 -> 100 mln./jr. (contractschade shippers) €100- 130 mln./jr of €160- 200 mln./jr (schadekosten GATE korte of lange termijn) €0- €35 mln./jr (gasprijs)	Nvt	€ 90 mln. (gasturbines, smalle enveloppe) € 40-190 mln. (industrie)
-------------------	---	-----	---

Aanbeveling: kies voor een smallere enveloppe

In de geschetste routes is zoals eerder genoemd, uitgegaan van twee digitale "extremen":

- De gassen worden zo aangepast dat er voor de gebruiker geen verandering in de samenstelling optreedt ten opzichte van wat in het verleden gebruikelijk was,
- De apparaten worden zo snel mogelijk aangepast aan de verwachting die netbeheerders op dit moment hebben van de gassen die op korte termijn kunnen worden aangeboden.

Door deze aspecten uit elkaar te halen verlaten we de "extreme" (digitale) zienswijze en kunnen we naar onze mening de weg inslaan naar een bruikbare transitieroute in, waarbij we ook rekening houden met het verschil in een lange termijn en een korte termijn oplossing.

Lange termijn maatregelen

Een wezenlijke ombouw of aanpassing van de gebruikersapparatuur is slechts kosteneffectief als er een realistische lange termijn enveloppe is waar de gebruiker zich op kan richten. Het verdient aanbeveling om zo snel mogelijk expliciete lange termijn toepassingspecificaties vast te stellen (inclusief tijdige notificatie in Brussel), waar afnemers op kunnen rekenen. In de toepassingspecificaties moet worden vastgelegd waar nieuwe installaties aan moeten voldoen. Voor de H-gasmarkt is het streven naar een meer 'Europese' band voor H-gassen een redelijke weg om in Nederland in lijn te komen met de gassen die door de aangrenzende landen (zullen) stromen. Voor de H-markt kan het opstellen van toepassingspecificaties of aan het overleg tussen de LNB en de afnemer worden overgelaten of in de vorm van codes voor de toepassingspecificatie.

Voor de G-gasmarkt is een algemeen geldige toepassingspecificatie met de status van een toepassingscode de aangewezen weg. Daarnaast is het belangrijk is om bij de transitie van de G-gasmarkt andere aspecten in ogenschouw te nemen, zoals het vermijden van onverkooptbare voorraden G-gas apparatuur bij fabrikanten, zorgen voor tijdige kennisoverdracht richting installateurs, zorgen voor ontwikkelingstijd voor gewenste apparatuur, voorkómen van onredelijke concurrentie bij verkoop toestellen en vastleggen van rol en kostenverdeling binnen het traject.

Korte termijn maatregelen

Zoals aan het begin van dit deel van de samenvatting is besproken, komt uit dit onderzoek naar voren dat de twee "extreme" uitgangspunten in alle gevallen tot kostbare oplossingen leiden indien deze snel gerealiseerd moeten worden. Feitelijk is de conclusie dat de doelstelling "alle gassen zijn welkom per september 2011 niet haalbaar is. In december 2010 is deze conclusie voor de Gmarkt al getrokken. Een nadere uitwerking van de routes geeft aan dat dit ook voor de Hmarkt niet realistisch is. Deze conclusie trekkende is de belangrijkste vraag voor de korte termijn: welke gasspecificatie (enveloppe) is op de korte termijn mogelijk?

De 'smalle' enveloppe moet groot genoeg zijn om een flink deel van het komende gasaanbod met beperkte kosten in te kunnen passen, maar klein genoeg om voor de afnemers in staat te stellen met beperkte aanpassingskosten veilig en doelmatig gas te kunnen blijven gebruiken. Graag hadden wij het antwoord op deze vraag gegeven. Echter om hier een antwoord op te geven is gericht onderzoek noodzakelijk. Voor de H markt en de G markt zijn hiertoe gescheiden wegen te bewandelen.

Voor de H markt, met slechts 80 aansluitingen zal (per netdeel) onderzocht moeten worden welke enveloppe de verschillende afnemers aan kunnen. De smalste enveloppe is dan bepalend voor wat veilig in dit netdeel gedistribueerd kan worden. Door de meest kritische gebruikers van een netdeel vernield om te bouwen, kan per netdeel ruimte gecreëerd worden. Dit onderzoek wordt in principe nu al door het Projectbureau "Nieuw Aardgas" ter hand genomen. Het doel daarbij is om zo snel mogelijk per netdeel een zo breed mogelijke enveloppe te creëren. In het licht van een kosteneffectieve transitie, hoeft deze enveloppe echter niet binnen 5 jaar gelijk te zijn aan de gewenste lange termijn enveloppen voor de H markt.

Een illustratie hiervan is, zoals het ministerie van EL&I heeft aangegeven op basis van gesprekken met enkele centralebeheerders, dat verwacht wordt dat de totale aanpassingskosten van de centrales in de orde grootte van € 100 mln. zullen liggen. Deze indicatie is volgens het ministerie van EL & I niet op basis van de 'hoezo andergas' enveloppe, maar op basis van een –niet nader gespecificeerde– smallere enveloppe met een nauwere bandbreedte.

Indien volstaan kan worden met een beperktere Wobbe variatie, een voorlopige beperking van de maximale PE en er beperkende maatregelen genomen worden om de Wobbe sprongen te voorkomen, is het mogelijk een groot deel van de kosten die in de verschillende routes genoemd worden genoemd te vermijden, in tegenstelling tot het afdwingen van de een of de andere "extreme" maatregel. In combinatie met een aantal beperkte aanpassingen bij de gebruikers zou een dergelijke enveloppe in een of meerdere netdelen toepasbaar kunnen zijn als een kosteneffectieve korte termijn route.

Voor de G markt verdient het aanbeveling te onderzoeken wat de huidige apparatuur aankan. Op dit moment is wel aan te geven wat niet kan, maar het gaat er juist om aan te tonen wat wel een veilige en doelmatige enveloppe is voor de korte termijn. Zonder betrouwbare informatie is de enige zekere route de in het verleden gedistribueerde eigenschappen vast te houden. Dat wil niet zeggen dat dit de grootst denkbare acceptabele enveloppe is.

Een wezenlijke aanpassing van apparatuur is alleen kosteneffectief als er 20 tot 30 jaar vooruit gekeken wordt. Wezenlijke aanpassingen moeten dan ook vanuit dit perspectief bekeken worden. De keuze voor de enveloppe waar de afnemers zich vanaf vandaag op moeten richten heeft gevolgen voor de mate van flexibiliteit die Nederland over 20 tot 30 jaar heeft. Voor deze keuze is het dus verstandig om ons mede te richten op de specificaties die in de ons omringende landen gebruikelijk zijn.

Zoals in deel 1 is aangegeven (paragraaf 3.3) kiezen de ons omringende landen ervoor te verlangen dat G-gas apparaten eenvoudig geschikt gemaakt moeten kunnen worden voor de toepassing van H-gas. Apparaten die dat niet kunnen worden in deze landen niet toegelaten. Nederland stelt deze eis niet. Daarom heeft Nederland een uitzonderings situatie ten opzichte van haar directe omgeving.

Deze uitzondering beperkt de flexibiliteit van de gasvoorziening en zet Nederland op termijn op achterstand. De meerkosten van deze flexibiliteit (eis dat apparatuur zowel op G als H-gas draait) zijn marginaal. Dit is ook de achtergrond waarom de ons omringende landen hiervoor gekozen hebben.

De keuze voor gasapparaten die zowel op G gas als op H gas kunnen branden (na een specialistische onderhoudsbeurt) geeft Nederland een vergelijkbare flexibiliteit met de ons omringende landen tegen vergelijkbare (marginale) meerkosten. In deze zin is dit typisch een 'no regret maatregel'. Vanuit deze achtergrond adviseren wij deze 'no regret' maatregel te nemen en dus te verlangen dat nieuwe gastoe toepassingen geschikt moeten zijn voor een bredere band dan de huidige, waarbij ook duurzame gassen geaccommodeerd kunnen worden.

Monitoring

Binnen het transitieproces zal van meet af aan de implementatie, monitoring en handhaving op een goede wijze geregeld moeten zijn. Daarbij doen we een aantal suggesties zoals de ontwikkeling van een controle protocol om voor toepassingen vast te stellen of aan de eis voor nieuwe installaties is voldaan. Het melden van de specificatie voor nieuwe installaties voor zowel G als H-gas bij de Europese Commissie. Het vaststellen van een ingangsdatum waarop nieuwe installaties aan de eis voor nieuwe installaties moeten voldoen. Monitoren of nieuwe installaties daadwerkelijk aan deze eis voldoen (bijvoorbeeld door markttoezicht voor consumentenartikelen).

[Aanbeveling: kies voor een langer transitiepad](#)

De kosteneffectiviteit van de ombouw van de G-gasmarkt neemt toe naarmate er wordt gekozen voor een langere tijdshorizon. Daarnaast betekent dit voldoende tijd voor een adequate ombouw. Een transitieperiode voor de G-gasmarkt van circa 20 jaar (2030) is naar onze mening dan ook realistischer dan circa 10 jaar. Kosteneffectiviteit en veiligheid zijn goede argumenten om een ruimer tijdspad te kiezen. Door gebruik te maken van de termijn van natuurlijke vervanging in de huishoudens, krachtopwekking en industrie heeft deze route lagere of geen meerkosten vanwege aanpassingen aan veranderende gaskwaliteit (immers los van een verandering in de gaskwaliteit zou een apparaat conform de levenscyclus hoe dan ook vervangen worden).

Voor de transitie van de H-gasmarkt is in onze ogen een periode van circa 5 jaar noodzakelijk om dit op een kosten effectieve en veilige manier te doen. In deze tussenperiode kunnen concrete toepassings specificaties worden opgesteld die vervolgens kunnen worden ingevoerd bij de geplande cycli van onderhoud en stillegging van de betreffende apparatuur. Ondertussen valt dan niet te ontkomen aan een regime van het beperkt hanteren van entry specificaties en aanpassen van gassen. Echter het beperken van het inpassen van sommige gassen is in deze context nadrukkelijk een overgangmaatregel, geen blijvende maatregel. Omdat het H-gasnet specifieke toepassingen kent en een relatief klein aantal gebruikers heeft, kan hier een lokale aanpak op maat gekozen worden, door middel van regionale differentiatie. Daarbij is het niet noodzakelijk dat alle delen van het net dezelfde toepassing specificatie hebben. Een aanpak op maat zal waarschijnlijk leiden tot lagere kosten.

Een extra argument voor een langer transitiepad is dat het kansen biedt om de rijksambities m.b.t. duurzame energie (groen gas) te verwezenlijken. Zo opent zich een route naar een robuuste en duurzame transitie.

Herverdeling van kosten

De maatregelkosten zullen in eerste instantie neerslaan bij de partijen waar de betreffende maatregel plaatsvindt. Rekening houdend met zowel efficiency (een vlotte transitie) als draagvlak, kan het wenselijk zijn om tot een zekere herverdeling van de maatregelkosten te komen. Om een herverdeling tussen verschillende partijen te bewerkstelligen zijn financiële instrumenten in beginsel het meest geschikt. Hierbij kan gedacht worden aan het variëren in tarieven van de LNB, zowel richting eindgebruikers als richting de invoerders van gas. Dit is echter aan grenzen gebonden. Gedurende 2011 bestaat ook nog de mogelijkheid om voor eventuele investeringen door bedrijven in dit verband een beroep te doen op de regeling versnelde afschrijving die is ingevoerd in het kader van de crisis- en herstelwet. Voor investeringen na 2011 zou overwogen kunnen worden om de huidige energie-investeringsaftrek (EIA) aan te passen resp. uit te breiden.

Kennisleemten

In het onderzoek hebben we te maken gehad met een aantal onzekerheden en kennisleemten die, in combinatie met de beperkte doorlooptijd, zijn weerslag heeft gehad bij de effectraming. Het gaat dan vooral om de volgende zaken:

1. Er is onvoldoende inzicht in de samenstelling van toekomstige te importeren gassen (duidelijk te verwachten specificaties). Indien er entry specificaties worden gesteld is het belangrijk om te weten welke importgassen niet meer toegelaten mogen worden om de gaskwaliteit in Nederland op het huidige niveau te houden.
2. De mogelijke toename in CO₂ en NO_x uitstoot als gevolg van de mitigerende maatregelen is moeilijk te kwantificeren. Deze emissies zijn vooral afhankelijk van de breedte van de enveloppe en de mate waarin deze benut wordt. Er kan dus pas een uitspraak worden gedaan als bekend is hoe breed de enveloppe wordt en of die breedte ook daadwerkelijk benut wordt.
3. Bij de maatregel 'strippen' zijn de kosten van de stripinstallaties in beeld gebracht. Een aanvullende marktanalyse waarin inzicht wordt gegeven in de huidige markt volumes aan kraakproducten (ethen etc.) en het effect van nieuwe marktstromen van kraakproducten op marktprijs (overschot) is echter noodzakelijk. Daarnaast verdient een nader onderbouwde businesscase voor een stripper/ethaankraker aanbeveling, aangezien dit mede bepaalt hoe hoog de netto maatregelkosten zijn na aftrek van de inkomsten die uit de maatregel voortvloeien.
4. Voor het aanpassen van industriële apparatuur is sprake van belangrijke onzekerheden voor het maken van kostenberekeningen omdat er geen goed inzicht is in aantallen van en variaties in toestellen. Ook industriële bedrijven zelf hebben onvoldoende gegevens (in verband met onzekerheid in de te verwachte gassamenstelling) om inzicht te bieden in hoe installaties opnieuw zijn te ontwerpen. Daarom is het lastig om een juiste indicatie van de kosten weer te geven. Daarnaast kan aanpassing van individuele installaties zeer hoge kosten met zich mee brengen bij o.a. de chemische industrie.
5. De bandbreedte van kosten voor het aanpassen van turbines is zeer groot. Een duidelijker beeld van deze kosten kan pas ontstaan nadat specifiek onderzoek aan de betreffende installaties heeft plaats gevonden door de turbineleverancier.
6. Er ontbreekt nog een enveloppe voor de apparatuur in de G-markt, en vooral voor de huishoudelijke apparatuur om een transitie te vereenvoudigen zonder dat grote kosten gemaakt hoeven te worden voor versnelde vervanging van apparatuur

Bij een verdere uitwerking van (onderdelen van) het transitieproces verdient het aanbeveling om deze kennisleemten te adresseren om een nadere precisering van de transitieroute zo goed mogelijk vorm te geven.

Economische en maatschappelijke effecten van mitigerende maatregelen

In dit hoofdstuk gaan we in op de economische en maatschappelijke effecten van maatregelen om ongewenste gevolgen van veranderingen in gaskwaliteit tegen te gaan.

We starten met een korte reprise van de probleemanalyse zoals die in deel 1 van de rapportage te vinden is (1.1). Deze analyse fungeert als context voor de mitigerende maatregelen (1.2). Na een toelichting op de gehanteerde algemene uitgangspunten (1.3) en effecten (1.4), beschrijven we achtereenvolgens de maatregelen en effecten (1.5 t/m 1.9). We sluiten af met een samenvattend overzicht van de effecten van de maatregelen (1.10).

1.1

WAT VERANDERT ER IN DE NEDERLANDSE GASMARKT?

Anno 2011 is meer dan de helft van de Nederlandse gasproductie afkomstig uit het Groningergasveld (G-gas). Dit G-gas is laagcalorisch. De andere helft is afkomstig uit de kleine gasvelden c.q. wordt geïmporteerd. Dit is hoogcalorisch gas (H-gas).

Twée gasnetwerken

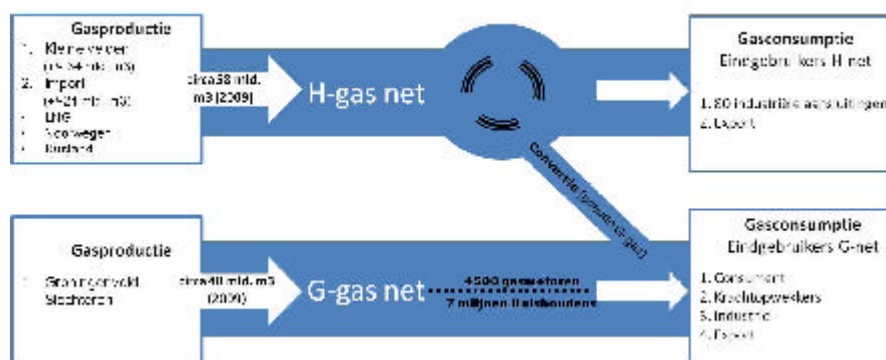
Nederland kent grosso modo twee gasnetwerken voor respectievelijk G-gas en H-gas van waaruit de eindgebruiker wordt gevoed (weergegeven in de onderstaande afbeelding 1). Dit systeem is geënt op het verschil in gaskwaliteit.

- Het gas uit Slochteren (G-gas) wordt ingezet voor huishoudens, bedrijven en export en kent een zeer constante kwaliteit en een smalle bandbreedte.
- Het gas uit de kleine velden inclusief het geïmporteerde gas stroomt richting 80 aansluitingen en wordt deels geïmporteerd en kent een ruimere bandbreedte.

Afbeelding 1

Overzicht G-gas en H-gasnet.

Bronnen: De GRIJPE en aardwarmte
 ↳ Nederland, Jaarverslag 2009,
 en CBS



Vanuit het H-netwerk wordt een deel van het H-gas geconverteerd door het bijmengen met stikstof tot pseudo G-gas en ingevoerd in het G-gasnetwerk. Conversie vindt plaats vanwege twee redenen:

- Conversie maakt het in 1974 ingezette ‘kleine velden’ beleid mogelijk.
- Daarnaast is de conversie nu een instrument om de gashandel in staat te stellen gas te verhandelen ongeacht of dit H-gas of G-gas is. De Transmission System Operator¹ (TSO) heeft tot taak de conversie tussen deze twee kwaliteiten uit te voeren. Zij voert deze taak uit door meer of minder H-gas te converteren.

Zoals afbeelding 1 laat zien zijn beide netwerken verschillend qua productie- en consumptiekenmerken (productie, import, eindgebruikers, omvang en gassamenstelling). Op het H-gas net zijn 80 aansluitingen. Dit betreft o.a. grote industriële en chemische bedrijven en een deel van de elektriciteitscentrales. De groep G-gas gebruikers is daarentegen omvangrijk en zeer divers van samenstelling. Naast 7,3 mln. huishoudens voorziet G-gas ook in de behoefte van een groot deel van de industrie, 4.500 gasmotoren en de behoefte van stroomopwekking in de glastuinbouw en een deel van de elektriciteitscentrales.

Nederlandse gasproductie neemt af

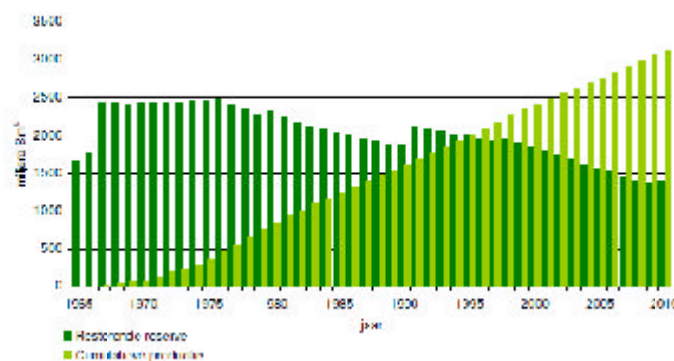
De binnenlandse gasproductie uit de bekende velden (kleine velden voor de H-gasmarkt en Slochteren voor de G-gasmarkt) zal de komende jaren afnemen.²

In de navolgende afbeeldingen (2 en 3) is de totale gaswinning en gasvoorraad van Nederland weergegeven.

Afbeelding 2

De totale gaswinning en gasvoorraad van Nederland
Bron: 'De Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2009' Ministerie van Economische Zaken

Gas reserves en cumulatieve productie (1 januari), 1965 - 2010



¹ Het landelijke gasnetwerk (in eigendom van Gasunie) wordt geëxploiteerd door de landelijke netbeheerder 'Gas Transport Services B.V.' (GTS). Als TSO is zij verantwoordelijk voor het dagelijkse beheer van het gasleidingnet.

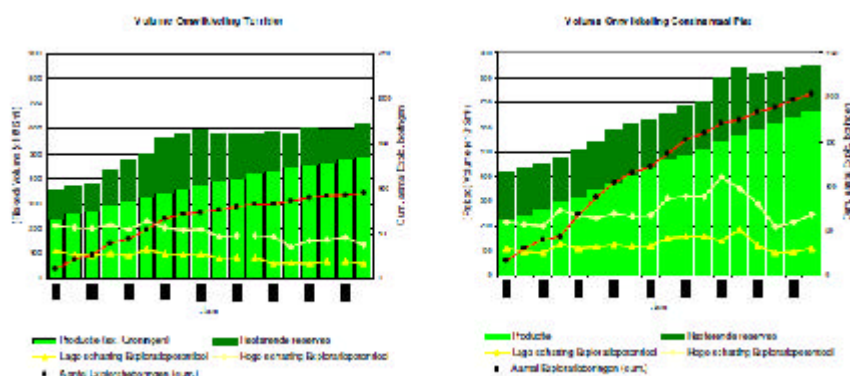
² Bron: Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2009, TNO.

Afbeelding 3

Totale gaswinning en voorraad voor de zogenaamde kleine velden (exclusief Groningerveld)

Bron: 'De Territoir en aardwinning in Nederland, Jaarverslag 2009',

Ministerie van Economische Zaken



Uit afbeelding 2 en 3 is af te lezen dat voor de totale gasmarkt de jaarlijkse winning hoger is dan de aanwas in nieuw ontdekte velden. Voor de kleine velden (H-gas) is op het vasteland (Territoir) sprake van een jaarlijks afnemende voorraad. Ook voor de kleine velden onder het Nederlandse deel van het continentaal plat (in zee) is de voorraad dalende.

Omvang en aard Nederlandse gasproductie verandert

De afname van de Nederlandse gaswinning uit bekende bronnen kan gecompenseerd worden met 'nieuwe' gasstromen (zoals nieuw te ontdekken velden, Liquefied Natural Gas (LNG), biogassen en onconventionele gassen). De 'nieuwe' gassen zijn veelal H-gas. Het toenemende aandeel van 'nieuwe' gassen is een logisch gevolg van de op termijn afnemende productie uit de bekende velden, terwijl de hoeveelheid gas die wordt verbruikt (vraagontwikkeling) ongewijzigd zal blijven of zal toenemen. Om het binnenlandse gebruik en de export voor het H-gasnetwerk op niveau te houden is op termijn een andere en bredere aanvoer noodzakelijk en zal Nederland meer H-gas moeten importeren.³ Het volume importgas, vanuit diverse bronnen, zal dus stelselmatig toenemen.

De snelheid waarmee de bekende H-gas velden (kleine velden) worden uitgeput ligt hoger dan die voor het de G-gas. Om de binnenlandse vraagontwikkeling van de H-gasgebruikers en de export op niveau te houden is op korte termijn een andere en bredere aanvoer voor het H-gasnetwerk noodzakelijk. Om een robuuste en toekomstvaste gasvoorziening te garanderen heeft het zeker stellen van vervangende aanvoer van met name H-gas prioriteit.

In figuur 4 is gevisualiseerd welke import/export stromen er zijn resp. zullen intensiveren. Vooral een toename van de aanvoer van Noors en Russisch gas (o.a. via de Nordstream leiding) en aanvoer van LNG via o.a. de GATE terminal op de Maasvlakte (geplande opening september 2011) moet gaan voorzien in de benodigde hoeveelheid gas.

³ Hierbij dient opgemerkt te worden dat een deel van deze importstromen successievelijk kunnen worden doorgevoerd als exportstromen (Nederland als doorvoerland).

Afbeelding 4

Import en export van gas vanuit en naar Nederlandse gasinfrastructuur

Bron: Hoeraandergas.nl



Het nieuwe gas heeft een andere samenstelling

Nieuwe gassen (import, bio- en onconventionele gassen) kennen een andere samenstelling en zijn niet zonder meer in te voeden in het gasnetwerk. De apparatuur van de eindgebruikers in Nederland is immers ontworpen op de karakteristieken van het in het verleden geleverde G-gas resp. H-gas. Een verandering in de karakteristieken van het gas heeft gevolgen voor het functioneren van de eindgebruikerapparatuur. Dit kan op korte termijn al het geval zijn voor de gebruikers van H-gas en op de langere termijn ook voor de gebruikers van G-gas. Voor de huidige Nederlandse H-gasgebruikers geldt (indien er geen nadere maatregelen worden genomen) dat zij op korte termijn met deze andere gaskarakteristieken te maken krijgen.⁴

De Nederlandse G-gasgebruikers merken het effect van importgassen met een andere samenstelling nog niet direct. De minister van EL&I heeft aan de Kamer toegezegd dat de kwaliteit van het huidige G-gas door de Landelijke Netbeheerder (LNB; Gas Transport Services B.V.) voor 10 jaar zal worden gehandhaafd. Voor de periode daarna is het volgens de LNB nog onzeker of en zo ja, voor welke periode de huidige G-gaskwaliteit overeind kan blijven⁵.

⁴ Uitgaande van de verwachting zoals uitgesproken door de gezamenlijke netbeheerders en gepubliceerd op de website www.hoeraandergas.nl.

⁵ Het antwoord op deze vraag is sterk afhankelijk van de toekomstige kosten voor handhaving van de situatie en de voorraad aan G-gas in het Slochterenveld. De huidige verwachtingen met betrekking tot deze aspecten zijn nu nog omgeven met onzekerheden.

Een andere gassamenstelling kan ongewenste gevolgen hebben

Een andere gassamenstelling kan leiden tot ongewenste gevolgen voor de gebruiker van het gas. Deze ongewenste gevolgen zijn uitgebreid beschreven in deel 1 van deze rapportage en zijn kort samengevat in tabel 1.

Tabel 1

Overzicht indicatoren gaskwaliteit en te mitigeren effecten vanwege een verandering in gaskwaliteit

Indicatoren gaskwaliteit	Te mitigeren effecten
Wobbe Index bandbreedte	Koolmonoxide (CO) vergiftiging, roetvorming, NO _x emissie, rendementsverlies, uitval productie
Methaangehalte	Motorschade, uitval productie
Gehalte hogere koolwaterstoffen (PE)	Koolmonoxide (CO) vergiftiging, roetvorming, rendementsverlies feedstock
Snelheid van Wobbe variaties	Uitval productie en schade bij systemen voorzien van een "Wobbe regeling" die tot doel heeft de effecten van de Wobbe bandbreedte te mitigeren
Snelheid van Methaangehalte variaties	Uitval productie en schade bij motoren voorzien van een "methaangehalte regeling (klop regeling)"

Voor zowel de G-gas als H-gasmarkt zijn de gevolgen op hoofdlijnen hetzelfde, met dien verstande dat de gezamenlijke netbeheerders geen verandering van de Wobbe Index voor het G-gas verwachten. Wanneer de gevolgen zich mogelijk zullen voordoen is echter afhankelijk van het moment dat andere gassen worden toegelaten op de G-gas respectievelijk het H-gasmarkt. Zoals boven is vermeld is door de minister toegezegd dat de huidige gaskwaliteit voor de G-markt door de LNB voor 10 jaar wordt gehandhaafd. Daarnaast is door de LNB de toezegging gedaan dat de Wobbe Index ook na 2020 gehandhaafd blijft. Voor de H-gasmarkt is het mitigeren van de gevolgen van een veranderende gassamenstelling het meest urgent.

Om de bovengenoemde ongewenste effecten te mitigeren zijn maatregelen nodig. Deze bespreken we in de volgende paragraaf.

1.2

MAATREGELEN OM ONGEWENSTE EFFECTEN TE MITIGEREN

Gegeven de verschillen in gasnetwerk en de termijn waarop effecten kunnen optreden, zijn er verschillende maatregelen mogelijk.

Tabel 2 bevat een overzicht van de maatregelen die in deze studie op hun effecten zijn beoordeeld. De maatregelen zijn ingedeeld naar de plek in het gasnetwerk waar de betreffende ingreep gedaan wordt:

- **Entry specificaties:** er worden eisen gesteld aan de gassen die ingevoerd mogen worden met als doel dat de gassen die bij de exit-punten van het transportnet voldoen aan de toepassingspecificatie. Daarmee blijven de gassen die op het Nederlandse net worden ingevoerd geschikt voor de (huidige) Nederlandse verbruikersapparatuur. Gassen die niet aan de entry specificatie voldoen, kunnen slechts worden ingevoerd, op voorwaarde dat deze inpasbaar zijn. Inpasbaar wil zeggen dat stroomafwaarts van het invoerpunt het gemengde gas wel voldoet aan de entry specificatie.
- **Gasbehandeling:** er worden maatregelen getroffen op Nederlands grondgebied om gassen zo te behandelen dat de toepassingspecificatie bij de toepassing van de gebruiker gegarandeerd blijven. De gasbehandeling maatregelen kunnen door verschillende partijen genomen worden. Het gas kan door de aanbieder van het gas worden behandeld voor het in het landelijke net wordt ingevoerd. De (landelijke) netbeheerder kan de behandeling bij invoeding of op een andere geschikte plaats uitvoeren, De landelijke netbeheerder kan dit bij de (H-gas) afnemers waar de specificatie relevant is op het exit punt uitvoeren. Tenslotte kan de gebruiker van het gas deze maatregelen nemen om veranderende gaslevering zelf te mitigeren. Dit laatste heeft alleen zin bij grote afnemers.
- **Aanpassing verbruikersapparatuur:** deze maatregelen hebben tot doel de toepassingspecificaties van de apparatuur van de eindgebruiker te verbreden, zodat zij een andere respectievelijk een bredere band aan gassen aan kunnen.

Tabel 2

Overzicht mitigerende maatregelen gaskwaliteit

Oplossingsrichtingen en maatregelen	
I	Entry specificaties
1	Eisen stellen aan gassen
II	Gasbehandeling
1	Strippen van binnenkomen de gassen
2	Bijmengen met armere gassen
4	Gas verdunnen met stikstof
5	Beperken van Wobbe en methaangetal fluctuaties
III	Aanpassing verbruikersapparatuur
A	<u>Huishoudens</u>
1	Integrale vervanging van huishoudelijke apparatuur
2	Onderhoud/vervanging huishoudelijke apparatuur op basis van triage
B	<u>Krachtopwekking</u>
1	Ombouw/ vervanging gasmotoren
2	Aanpassen gasturbines
C	<u>Industrie</u>
1	Afstellen/modificeren/vervangen van industriële gastoepassingen

Het eisen stellen aan gassen is in principe geen maatregel die bijdraagt aan een situatie waarin een zo breed mogelijke aanbod van gassen welkom is. Het hanteren van entry specificaties kan als (tijdelijke) maatregel echter wel benodigd zijn als onderdeel van de transitie naar een zo breed mogelijk aanbod van gassen.

Maatregelen kunnen afzonderlijk of in combinatie met elkaar genomen worden. De maatregelen zijn te beschouwen als bouwstenen voor mogelijke transitieroutes (zie hoofdstuk 2).

13

ALGEMENE UITGANGSPUNTEN

Bij het in beeld brengen van de economische en maatschappelijke effecten zijn de volgende algemene uitgangspunten gehanteerd:

Baseline

De effecten van de mitigerende maatregelen vergelijken we ten opzichte van een baseline, de referentiesituatie. Deze referentie gebruiken we als 'toetssteen' voor de mitigerende maatregelen die in de volgende secties worden besproken. Als referentie is gekozen voor de huidige situatie: de huidige gasenveloppe voor de G- en H-markt.

Transitietermijn

De factor tijd speelt een belangrijke rol. De termijn waarbinnen maatregelen uitgevoerd moeten of kunnen worden (wanneer moet of kan een transitie van de Nederlandse gasmarkt gereed zijn?) is sterk bepalend voor de omvang van de effecten van de maatregelen. Daarom wordt in de analyse onderzocht of en zo ja, hoe groot de verschillen in effecten zijn bij verschillende transititermijnen, gedifferentieerd naar gasmarkt.

G-gasmarkt

De minister van EL&I heeft aan de Kamer toegezegd dat de kwaliteit van het huidige G-gas (zie tabel 3, deel 1 van deze studie voor de tot nu toe gedistribueerde enveloppe) door de LNB voor 10 jaar zal worden gehandhaafd en daarmee het huidige niveau van veiligheid en doelmatigheid van de toepassingen bij de eindgebruiker. Daarnaast is door de LNB de toezegging gedaan dat de Wobbe Index ook na 2020 gehandhaafd blijft.

Wij gaan in deze studie uit van een periode van 10 jaar waarin de huidige (pseudo) G-gaskwaliteit gehandhaafd blijft, een bevriezing van de huidige situatie. Deze periode beschouwen wij daarom als de minimumperiode voor het uitvoeren van maatregelen in relatie tot de G-gasmarkt. Als termijnen hanteren we in deze studie: 10 jaar, 15 jaar en 20 jaar.

H-gasmarkt

In september 2011 zal de GATE terminal (Maasvlakte) op enen. Bij deze terminal kunnen diverse soorten H-gas worden aangevoerd die – zonder maatregelen – (ook) tot het Nederlandse H-gasnetwerk kunnen worden ingevoerd. De kortst mogelijke termijn voor implementatie van maatregelen voor de Nederlandse H-gas gebruikers is daarmee bepaald door het moment van opstelling van de GATE terminal.

Specificatie H-gas

Voor de H-gasmarkt is voor de korte termijn (na opstelling GATE terminal) onbekend wat de samenstelling van de te distribueren gas zal zijn, gegeven de grote diversiteit van het gas dat daar in beginsel aangeland kan worden. Om een uitgangspunt te creëren voor de effectenraming, zijn door ons twee scenario's gehanteerd ten aanzien van de gasenveloppe voor de H-gasmarkt:

- Voor de referentiesituatie; de tot nu toe gedistribueerde gasenveloppe, zoals gedefinieerd in tabel 4 van deel 1 (hoofdstuk 4) van deze studie.
- Voor de overige maatregelen het spectrum van door de LNB 'verwachte' gassamenstellingen (te verwachte gasenveloppe) zoals gepubliceerd op www.hoerzoandergas.nl (zie tabel 3 onderstaand).

Tabel 3

Overzicht verwachte gassamenstelling door LNB (bron: website hoerzoandergas.nl d.d. 16/02/16)

H-gas regio	Huidig (normaal)	Toekomst (normaal)	Huidig (uitzondering)	Toekomst (uitzondering)	Fluctuatiesnelheid (Huidig en toekomst)
V Rotterdam	51 - 52,0	51 - 54	52,4 - 54	49 - 54	Abrupt
Utrecht	50 - 51,5	50 - 53	49 - 54	49 - 54	Minuten
Limburg	50 - 53	50 - 54	49,5 - 53,5	49 - 54	Minuten
Samstavaan	49 - 54	49 - 54	48,8 - 54	48 - 54	Abrupt
DeFijf	51 - 54	51 - 54	50,5 - 54	49 - 54	Abrupt

Tabel 1: Ontwikkeling van de Wobbeindex (MJ/m³)

H-gas regio	Huidig (normaal)	Toekomst (normaal)	Huidig (uitzondering)	Toekomst (uitzondering)	Hichtsnelheid (Huidig en toekomst)
V Rotterdam	41,5 - 42,7	41,5 - 44	41 - 44	40,8 - 44,5	Abrupt
Utrecht	40 - 42,5	40 - 44	38 - 43,5	38 - 44,5	Minuten
Limburg	40 - 42	40 - 44	39,5 - 42,5	39,5 - 44,5	Minuten
Samstavaan	39,5 - 43,5	39,5 - 43,5	39,5 - 44	39,5 - 44	Abrupt
DeFijf	40,5 - 43,5	40,5 - 43,5	40 - 44	40 - 44	Abrupt

Tabel 2: Ontwikkeling van de calorische bovenwaarde (MJ/m³)

H-gas regio	Huidig (normaal)	Toekomst (normaal)	Huidig (uitzondering)	Toekomst (uitzondering)	Fluctuatiesnelheid (Huidig en toekomst)
V Rotterdam	4,5 - 5	4,5 - 8,7	4 - 7,5	4 - 5	Abrupt
Utrecht	4 - 6,5	4 - 8,7	3 - 8	3 - 5	Minuten
Limburg	4,5 - 6	4,5 - 8,7	4 - 7	4 - 5	Minuten
Samstavaan	3,5 - 8	3,5 - 8	3,5 - 8,7	3,5 - 8,7	Abrupt
DeFijf	4,5 - 8	4,5 - 8	4 - 8,7	4 - 8,7	Abrupt

Tabel 3: Ontwikkeling van het propaneequivalent (%)

H-gas regio	Huidig (normaal)	Toekomst (normaal)	Huidig (uitzondering)	Toekomst (uitzondering)	Fluctuatiesnelheid (Huidig en toekomst)
V Rotterdam	> 50	> 75	> 77	> 70	Abrupt
Utrecht	> 50	> 75	> 75	> 70	Minuten
Limburg	> 77	> 75	> 76	> 70	Minuten
Samstavaan	> 75	> 75	> 70	> 70	Abrupt
DeFijf	> 75	> 75	> 70	> 70	Abrupt

Tabel 4: Ontwikkeling van het methaaneq. (-)

Deze twee enveloppen, hoewel ze in eerste instantie voor de hand liggende uitgangspunten lijken, zijn in feite twee extremen. De waarden zoals die worden weergegeven door de LNB zijn uitersten die "normaal gesproken" voor kunnen komen. De gebruiker die geïnformeerd wordt dat hij zich op deze gassen moet voorbereiden, heeft echter geen zekerheid hoe vaak dit gaat voorkomen en houdt er dus rekening mee dat de uiterste grenzen nagenoeg het hele jaar kunnen optreden. Gegeven de informatie die hem tot zijn beschikking staat, is er ook geen andere zekerheid.

Ook de invoeder die wil weten of hij het aangevoerde gas kan invoeren, zoekt zekerheid dat dit in alle gevallen mogelijk moet zijn.

De twee uitgangspunten zijn in feite afgeleid van een situatie dat alle partijen een maximale zekerheid hebben dat zij hun deel van het proces optimaal kunnen uitvoeren. Bezien vanuit deze ogenschijnlijke tegenstrijdige belangen leidt deze "digitale" zienswijze intrinsiek tot transitieroutes met maatregelen die een voordeel voor een partij oplevert ten koste van de andere, wat leidt tot hoge kosten. In onze analyse van de hieronder beschreven maatregelen en routes is deze zienswijze gehanteerd als het uitgangspunt, om de kosten inzichtelijk te maken die deze maatregelen dan met zich mee brengen.

Naar onze mening ziet echter de meest begaanbare transitieroute, met de laagste maatschappelijke kosten en meest robuuste uitkomst, er anders uit en is niet 'digitaal'. Wij denken dan aan het specificeren van een 'smallere' enveloppe, met een nauwere bandbreedte aan mogelijke gassenstellingen en een verdeling van de distributiewaarden, voor zowel de korte als de langere termijn, waarbij alle partijen iets moeten inleveren, is een maatregel om de kosten van aanpassingen drastisch te verlagen en zo een doelmatige en efficiënte transitie mogelijk te maken. Na de bespreking van de maatregelen en de routes met de bovenbeschreven uitgangspunten wordt aandacht besteed aan dergelijke, mogelijke tussenoplossingen.

Conformiteit wet- en regelgeving

Onderzocht is of en zo ja, welke oplossingsrichtingen mogelijk stuiten op beperkingen in de zin van het Europese markt – en mededingingsbeleid of Europese richtlijnen.

Ingevolge het EU-Werkingsverdrag is bepaald dat niet in strijd mag worden gehandeld met een van de verboden die het vrije verkeer van goederen kunnen belemmeren. Het stellen van kwaliteitseisen aan gas dat geïmporteerd wordt in Nederland kan strijd opleveren met het vrije verkeer van goederen. Er is een aantal rechtvaardigingsgronden op basis waarvan een invoerbelemmering is gerechtvaardigd. Daarnaast moet de maatregel voldoen aan het evenredigheidsbeginsel en mag de maatregel niet leiden tot willekeurige discriminatie of een verkapt beperking van de handel. In dit geval komen twee rechtvaardigingsgronden in aanmerking: de openbare veiligheid en de gezondheid van het leven van personen, dieren of planten. De maatregel mag niet verder gaan dan het belang dat het beoogd te beschermen (proportionaliteitsbeginsel).

Door de rijksoverheid zijn met betrekking tot het onderwerp verandering gaskwaliteit de volgende beleidsuitgangspunten geformuleerd.

Tabel 4

Beleidsuitgangspunten
rijksverheid gaskwaliteit

- De **veiligheid** van de consument en de werknemer staat voorop. Het huidige risico dat gepaard gaat met het gebruik van aardgas mag niet groter worden ten gevolge van een verandering van de gaskwaliteit (gassamenstelling);
- De huidige en toekomstige **energievoorzieningszekerheid** mag niet in gevaar komen. Nederland zal zich moeten aanpassen om niet internationaal geïsoleerd te raken en een gashandelshuis te blijven;
- Oplossingen moeten gerealiseerd worden waar dat mogelijk is tegen de laagste **maatschappelijke kosten**. De partij die deze oplossing realiseert, draagt niet vanzelfsprekend ook zelf de kosten; de kosten kunnen worden toebedeeld aan allerlei partijen, zoals de gebruikers of de leveranciers van het gas;
- Nederland heeft een belangrijk deel van haar welvaart te danken aan de aanwezigheid van aardgas en de aardgashandel. Het beleid is erop gericht op deze toegevoegde waarde voor de **Nederlandse economie** te behouden;
- Een veranderende gassamenstelling heeft gevolgen voor het **functioneren van installaties** en hun emissies. Gestreefd wordt naar oplossingen waardoor het **huidige veiligheidsniveau en de huidige emissie-eisen**⁴ gehandhaafd blijven;
- **Zekerheid bieden aan invoeders, afnemers en netbeheerders**, zodat zij op een verantwoorde wijze kunnen investeren.

De economische en maatschappelijke effecten die in deze studie centraal staan, zijn afgeleid van deze beleidsuitgangspunten. Het gaat dan concreet om:

- Maatregelkosten
- Veiligheid
- Voorzieningszekerheid
- Milieu
- Efficiency apparatuur
- Verdeling van effecten
- Conformiteit gerelateerde beleid dossiers

De effecten staan niet geïsoleerd ten opzichte van elkaar, vaak is er sprake van een duidelijke interactie. Zo werkt bijvoorbeeld het beleidsmatige uitgangspunt met betrekking tot handhaving veiligheid en/of vereisten vanuit andere beleid dossiers (zoals het moeten voldoen aan emissienormen) door in de maatregelkosten.

⁴ De verwachting is dat in de toekomst scherpere emissie eisen van kracht zullen worden.

Werkwijze raming effecten

Gekwantificeerde resp. in geld uitgedrukte effecten (dit betreft vooral de maatregelkosten) zijn in algemene zin als volgt tot stand gekomen:

- Toetsing en detaillering – waar mogelijk - van de ramingen die in het proces van stakeholder consultatie (deel 1) zijn verkregen.
- Aanvullende ramingen op basis van informatie van marktpartijen en externe, gepubliceerde bronnen;
- Aanvullende ramingen op basis van eigen expertise.

Bij de betreffende maatregelen wordt de wijze van kostenraming kort nader toegelicht.

Waar het een raming op basis van kwalitatieve scores betreft is deze tot stand gekomen door middel van expert opinion en/of teamanalyse. Daarbij wordt het betreffende effect vergeleken met de huidige situatie. Indien er geen verandering verwacht wordt is de score '0'. De betekenis van de scores is als volgt:

- ++ = veel beter dan huidige situatie
- + = beter dan huidige situatie
- 0 = gelijk aan huidige situatie (geen verandering)
- = slechter dan huidige situatie
- = veel slechter dan huidige situatie

Maatregelkosten

De maatregelkosten hebben betrekking op de kosten van de mitigerende maatregelen. Het gaat dan om de volgende zaken:

- Maatregelen entry specificaties:
 - Kosten invoeders/importeurs als gevolg van beperkingen aan het invoeden van gassen).
 - Verandering gasprijzen vanwege beperkingen in het aanbod gassen.
- Maatregelen gasbehandeling:
 - Investerings en operationele kosten van stripinstallaties.
 - Investerings en operationele kosten van menginstallaties en stikstofbehandeling.
 - Investerings en operationele kosten van het beperken van Wobbe-fluctuaties inclusief een waarschuwingssysteem.
- Maatregelen eindgebruikerapparatuur:
 - Ombouw, vervanging en/of geïntensiveerd onderhoud van gas aangedreven apparatuur (huishoudens, industrie, krachtopwekking).

Veiligheid

Veiligheid is hier gedefinieerd als veiligheid in relatie tot het gebruik van aardgas.

Uitgangspunt van beleid is dat het huidige risico dat gepaard gaat met het gebruik van aardgas niet groter mag worden ten gevolge van een verandering van de gaskwaliteit (gassamenstelling). Als indicator voor 'veiligheid' gebruiken we in deze studie, de verandering in veiligheid van consument en werknemer. Het effect van de maatregelen op deze indicator wordt weergegeven met behulp van kwalitatieve scores.

Voorzieningszekerheid

Voorzieningszekerheid heeft in deze studie betrekking op de aanvoer, de leveringszekerheid van gas. We definiëren voorzieningszekerheid als de mate van zekerheid dat op korte en lange termijn voldoende gas op het juiste moment en op de juiste plaats beschikbaar is om aan de markt vraag te voldoen. Met andere woorden, welke mate van zekerheid is er dat het totale toekomstige gasaanbod voldoende is om in de totale toekomstige gasvraag te voorzien. De totale gasvraag is gelijk aan de som van de vraag voor de binnenlandse markt (huishoudens, industrie, krachtopwekking) en de contractuele exportverplichting. Het aanbod bestaat uit aanbod uit binnenlandse productie en aanbod uit importstromen.

Voorzieningszekerheid kan op verschillende niveaus beschouwd worden:

1. Geopolitieke leveringszekerheid;
2. Europese leveringszekerheid;
3. Nationale leveringszekerheid;
4. Nationale G-gas en H-gas leveringszekerheid;
5. Locale leveringszekerheid;
6. Robuustheid van lokale belevering.

In deze studie richten we ons op niveau 3/4 van leveringszekerheid.

Het beleid van de Nederlandse overheid is erop gericht om de beschikbaarheid van voldoende gas op termijn te waarborgen en de diversificatie in energievoorziening en gasaanvoer te bevorderen², onder handhaving van een maatschappelijk gewenst tempo van uitputting van de Nederlandse gasreserves. Bij diversificatie speelt het streven naar *verscheidenheid in zowel aanbod (land van herkomst) als type transport (pijpleiding, LNG)* een rol. De komende jaren staat in dit verband centraal het vervangen van de verwachte teruglopende productie van Nederlandse kleine velden door import H-gassen. Voor *investors* is zekerheid over de door landen gewenste gasenveloppe ook van belang voor de investeringen die zij willen doen. Dit stelt hen in staat een goede en lange termijn investeringsstrategie te volgen. Vanuit bovengenoemd perspectief gebruiken we als indicatoren voor voorzieningszekerheid:

- diversiteit in de gasaanvoer.
- zekerheid over te verwachte gasenveloppe.

De score van de mitigerende maatregelen op beide criteria vindt op kwalitatieve wijze plaats.

Milieu

Door de veranderende samenstelling van het gas, verandert de uitstoot van NO_x en CO₂. Er zijn verschillende effecten die hieraan ten grondslag kunnen liggen:

1. De calorische waarde van het aardgas gaat stijgen, waardoor de vlamtemperatuur stijgt en de specifieke NO_x uitstoot³ toeneemt;

² Energierapport 2008.

³ Hier wordt bedoeld specifieke emissie in bijv. g/GJ of mg/m³.

2. De koolstof waterstof verhouding van de aardgassen gaat veranderen, waardoor de specifieke CO₂ uitstoot toeneemt ten opzichte van gassen met mindere hogere koolwaterstoffen. Zoals in paragraaf 4.1 van deel 1 is aangegeven is de feitelijke verandering afhankelijk van welke gassen worden vergeleken. In het bijzonder moet rekening worden gehouden met het CO₂-gehalte in het gas, dat ook een hogere CO₂-uitstoot heeft dan equivalente gassen zonder CO₂. Om de verandering in landelijke uitstoot te kunnen berekenen, op basis van deze eigenschappen, moet gemiddeld worden over alle gassen. Deze exercitie valt buiten de scope van deze studie;
3. De efficiency van eindgebruikerapparatuur kan variëren, waardoor zowel de absolute NO_x als CO₂ uitstoot⁹ kan toe- of afnemen.
4. Procesapparatuur kan minder goed werken bij andere gassamenstellingen.

De score van de mitigerende maatregelen vinden op kwalitatieve wijze plaats.

Naast de uitstoot van CO₂ en NO_x, zou ook de uitstoot van SO₂ en CO kunnen toenemen. Bij de verbranding van zwavelhoudende componenten wordt SO₂ in de uitlaatgassen gevormd, dat zwavelzuur vormt in combinatie met water. Omdat de verwachting van GTS is dat er geen verandering in het zwavelgehalte zal optreden (zie paragraaf 4.1 deel 1), hebben we dit effect niet beoordeeld in dit hoofdstuk¹⁰. Ook het effect op de CO-uitstoot is niet beoordeeld, aangezien dit vooral een veiligheidskwestie is. De piekconcentraties van koolmonoxide vormen al enige jaren geen probleem meer voor de luchtkwaliteit in Nederland.¹¹

Efficiency apparatuur

Het invoeren van mitigerende maatregelen vanwege een verandering in gaskwaliteit kan gevolgen hebben voor de efficiency van de verbruikersapparatuur. Een dergelijk effect kan op zijn beurt weer doorwerken op andere aspecten die in deze studie belicht worden (vooral milieu en maatregelkosten).

Vanuit deze invalshoek is de volgende indicator in deze studie opgenomen:

- Verandering in energetisch rendement van apparatuur bij huishoudens, in de industrie en krachtopwekking.

Het effect van de maatregelen op deze indicator geven we – waar mogelijk – aan met kwantitatieve scores (€). Indien dit niet mogelijk is, worden kwalitatieve scores gebruikt.

⁹ Met de absolute uitstoot wordt het totaal aan eenheden bedoeld (bijvoorbeeld Kton per jaar).

¹⁰ We wijzen erop dat door de specificaties toegelaten variaties kunnen leiden tot eventuele veranderingen in SO₂-uitstoot, behoudens specifieke toepassingen met eigen ontzwaaringsystemen.

¹¹ Er bestaat wel een Europees richtlijn voor koolmonoxide en benzene. Nederland zit ver onder deze grens. De piekconcentraties van koolmonoxide vormen al enige jaren geen probleem meer voor de luchtkwaliteit in Nederland. Bron: <http://www.compendiumvoorordeleefomgeving.nl/indicatoren/nD465-Koolmonoxideconcentratie.html?i=14-66>.

Verdeling van effecten

Een evenwichtige verdeling van de effecten resp. van de maatregelkosten is ook uitgangspunt van beleid. We geven daar om per maatregel aan bij wie in eerste instantie de kosten van een maatregel neerslaan. Voor het verdelen van de effecten is de volgende indeling gehanteerd:

- Eindgebruikers: huishoudens, industrie, elektriciteitsopwekking, tuinbouw, dienstverlening (ziekenhuizen, scholen) etc.
- Shippers/invoeders/importhouders.
- Landelijke netbeheerder (LNB).

Conformiteit gerelateerde beleidsdossiers

Naast de directe effecten van mitigerende maatregelen op de direct betrokken partijen (eindgebruikers, shippers/importhouders/invoeders en landelijke netbeheerder), kan ook sprake zijn van effecten op gerelateerde beleidsdossiers. Het gaat dan om mogelijke effecten op beleidsdossiers waarin Nederland zich in Europees verband heeft gecommitteerd aan het behalen van nader omschreven doelen op het gebied van klimaat, luchtkwaliteit, energiebesparing en duurzame energiewinning.

Klimaat

De energiedoelen en bijbehorende maatregelen zijn een direct gevolg van afspraken die regeringen in 1997 hebben gemaakt in het Japanse Kyoto. Deze afspraken zijn vastgelegd in het Kyoto-protocol en moeten leiden tot minder uitstoot van broeikasgassen, waaronder CO₂. Volgens het Verdrag van Kyoto moet deze uitstoot tussen 2008 en 2012 jaarlijks 6% lager zijn dan in 1990. Voor het jaar 2020 werd als doel een vermindering van 20% van broeikasgassen, met name CO₂ gesteld.

Luchtkwaliteit

De Europese NEC-richtlijn en het Gothenborg protocol geven per land emissieplafonds voor zwaveldioxide (SO₂), stikstofoxiden (NO_x), ammoniak (NH₃) en Vluchtige Organische Stoffen (VOS). Ter bescherming van de volksgezondheid en de natuur heeft de Europese Unie (EU) daarnaast voor dertien stoffen grenswaarden vastgesteld. Deze waarden zijn overgenomen in de 'Wet Luchtkwaliteit' (2007). De 'Wet Luchtkwaliteit' bestaat uit de (Europese) luchtkwaliteitseisen en bevat verder basisverplichtingen op grond van de richtlijnen, namelijk: plannen, maatregelen, het beoordelen van luchtkwaliteit, verslaglegging en rapportage. De wet bevat een gebiedsgerichte aanpak via het Nationaal Samenwerkingsprogramma Luchtkwaliteit (NSL). Daarbinnen werken het rijk, de provincies en gemeenten samen om de Europese eisen voor luchtkwaliteit te realiseren. De programma-aanpak zorgt voor een flexibele koppeling tussen ruimtelijke activiteiten en milieugevolgen. Als de gewenste verbetering van de luchtkwaliteit, zoals vastgelegd in het NSL-programma, in een gebied niet wordt gehaald, moet dat leiden tot extra maatregelen of het vervallen van projecten.

Om de voortgang te monitoren moeten gemeenten jaarlijks rapporteren aan VROM. Het wijzigen, vervangen en toevoegen van maatregelen, ontwikkelingen of besluiten blijft gedurende de loop van het programma in principe mogelijk als deze per saldo passen binnen het NSL of in elk geval niet in strijd zijn met het NSL.

Duurzame energieproductie

De Nederlandse overheid wil het aandeel duurzame energie in 2020 verhogen van ongeveer 4% nu naar 14% van het totale energiegebruik. Duurzame vormen van energie bestaat uit energiewinning uit niet fossiele brandstoffen. Dit kan bestaan uit windenergie, waterkracht maar ook groen- of biogas. Hierbij wordt opgemerkt dat ook de traditionele enveloppe van aardgassamenstellingen, het inzetten van aardgassen met een andere samenstelling (duurzame aardgassen) kan beperken.

Energiebesparing

Het kabinet heeft energiebesparing hoog op de agenda staan: het doel is om de komende jaren de energiebesparing in Nederland te verdubbelen van 1% naar 2% per jaar. Hiertoe is/wordt een reeks van programma's en maatregelen ingezet, bijvoorbeeld de Meerjarenafspraken Energiebesparing (MJA), de Energie Investeringsaftrek, 'Meer met Minder', EPC etc.

1.5 ENTRY SPECIFICATIES

Tabel 5
Karakteristieken maatregel
entry specificaties

Karakteristieken maatregel 'entry specificaties'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	H-gasmarkt Het hanteren van entry specificaties wordt in eerste instantie toegepast ten gunste van de H-gasmarkt. Op de langere termijn (na 10 jaar) wellicht ook ten gunste van de G-gasmarkt).
2	Waarhoudt maatregel in?	Eisen stellen aan specificaties van binnenkomende gassen. Gassen die afwijken van de gasenveloppe worden niet toegelaten tot het net.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Door het stellen van eisen aan gassen blijft de gassamenstelling voor zowel H- als G-gasmarkt hetzelfde. Voorkomt het optreden van alle ongewenste gevolgen.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Direct

Eén van de maatregelen die genomen kan worden is het hanteren van entry specificaties om de exit specificaties zoals gedefinieerd in de tabellen 3 en 4 van deel 1 van deze studie, te waarborgen.

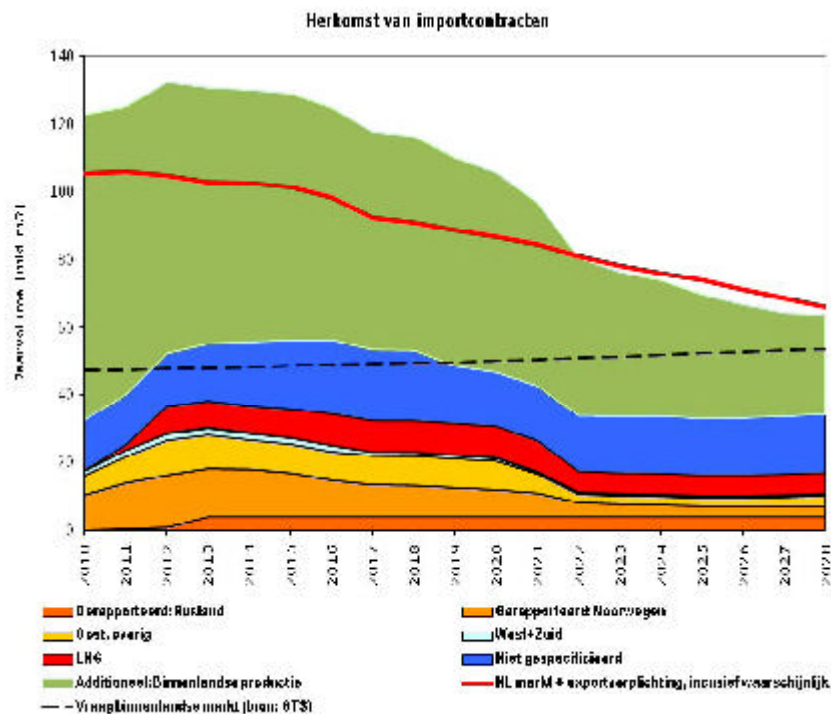
Deze tabellen laten zien dat voor H-gassen die in Rotterdam worden gedistribueerd, een maximale PE waarde van zes geldt. Voor Limburg en de Eemshaven geldt een maximale PE waarde van respectievelijk zeven en acht. Daarnaast zijn er eisen opgenomen voor de maximale Wobbe-bandbreedte.

Zoals in Deel 1 (hoofdstuk 3) is beschreven zijn er in de huidige netcodes geen exit specificaties voor PE waarden opgenomen. Daarnaast ontbreken er ook andere relevante toepassingsspecificaties.

De vraag is welke importgassen niet meer toegelaten zouden worden om de gaskwaliteit op het huidige niveau te handhaven. Nederland kent nu en in de toekomst namelijk verschillende importstromen, waarvan de samenstelling lang niet altijd bekend is. Ter illustratie is in afbeelding 5 de toekomstige import, gespecificeerd naar herkomst, weergegeven. De afbeelding laat zien dat, ten opzichte van de huidige import, vooral de import van LNG gaat toenemen. Ook wordt een toename voorzien van Russisch gas (vanaf 2012).

Afbeelding 5

Herkomst van importcontracten
(bron: GTS, 2012)



Verwacht wordt dat vooral de LNGimport (op korte termijn) de samenstelling in het H-gas netwerk gaat veranderen. Ook van het Noorse gas wordt verwacht dat het gehalte aan koolwaterstoffen toeneemt (exacte PE waarde onbekend). De samenstelling van het toekomstige Russische gas is op dit moment nog grotendeels onbekend.¹² Ook onbekend is wat de voorgestelde Wobbe Indexen zijn van deze gassen.

Omdat de verhoging van de PE op hoezoandergas.nl direct gekoppeld wordt aan de aanvoer van LNG, en de samenstelling het toekomstige Russisch en Noorse gas grotendeels onbekend is, nemen we bij de effectbepaling alleen entry specificaties voor LNG in beschouwing.¹³

¹² Bron: E-mailcorrespondentie met GTS, Marktstructuur en voorwaarden, 25 februari 2011

¹³ Het is de vraag in hoeverre deze aannames stand houdt voor de langere termijn. Hier wordt meer aandacht aan besteed in hoofdstuk 6 van deze rapportage.

Impact op LNG import

De vraag is welk aandeel van het LNG geweerd zou worden om de exit specificatieste waarborgen. Wij nemen aan dat de entry specificaties voor het LNG bij de GATE terminal gelijk is aan de exit specificaties voor de regio Rotterdam (PE maximaal zes), omdat GTS heeft aangegeven niet tot nauwelijks mogelijkheden heeft om inkomende gasen weg te mengen in het H-gas netwerk.¹⁴⁵ Afbeelding 6 geeft een globale indicatie van de kwaliteit van LNG afhankelijk van de herkomst (afgewobd tot H-gas met een maximum Wobbe Index van 54 MJ/m³).

Afbeelding 6

Indicatie kwaliteit LNG afhankelijk van de herkomst

Bron: Bijlage brief (LTF 11.0089), GTS 2011

Samenstelling bekende LNG's afgewobd tot H-gas met een maximum Wobbe index van 54 MJ/m ³													
	CH4 %V	C2H6 %V	C3H8 %V	C4H10 %V	C5H12 %V	N2 %V	CO2 %V	methaan getal	Ws MJ/mm3	Ws MJ/mm3	rd -	propan equivalent (%)	
Arzew	85,6	9,1	2,0	0,5	0,0	2,8	0,0	71,2	54	41,11	0,617	7,3	
Behioua 1	86,3	8,1	2,1	0,7	0,0	2,7	0,0	71,0	54	41,09	0,617	7,2	
Behioua 2	90,1	7,5	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	79,7	54	42,03	0,606	4,6	
Sekda	91,2	6,9	0,6	0,1	0,0	1,2	0,0	80,8	54	41,85	0,601	4,2	
Damietta	97,7	1,8	0,2	0,2	0,0	0,1	0,0	91,5	53,87	40,63	0,569	1,4	
Iku	95,3	3,1	0,8	0,3	0,0	0,6	0,0	84,5	54	41,28	0,584	2,8	
Eq. Guinea	92,8	6,4	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	84,4	54	41,47	0,590	3,2	
Lybie	78,2	12,9	3,6	0,7	0,0	4,7	0,0	69,1	34	44,38	0,682	11,0	
Nigeria	89,1	4,5	2,5	1,4	0,0	2,5	0,0	70,7	54	41,93	0,612	6,8	
Norway	91,8	5,1	1,2	0,4	0,0	1,3	0,0	79,1	54	41,96	0,604	4,4	
Abu Dhabi	82,3	12,8	1,6	0,1	0,0	3,2	0,0	71,6	54	41,45	0,647	8,1	
Oman	85,1	7,1	2,8	1,6	0,0	3,4	0,0	67,2	54	41,67	0,604	8,7	
Qatar	80,2	6,1	2,3	1,0	0,0	2,5	0,0	71,9	54	42,09	0,601	6,0	
Trinidad	96,8	2,7	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	88,9	54	40,88	0,573	1,8	
Alaska	99,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	>95	53,34	35,78	0,516	0,1	
Australia	84,6	8,0	3,3	0,8	0,0	3,3	0,0	68,8	54	41,59	0,612	8,5	
Brunei	88,1	4,9	2,8	1,5	0,0	2,8	0,0	69,3	54	41,17	0,619	7,4	
Arum	88,7	6,1	2,0	1,0	0,0	2,3	0,0	71,6	34	41,78	0,618	6,3	
Bafak	89,1	5,4	2,3	0,9	0,0	2,3	0,0	71,8	54	41,74	0,616	6,4	
Malaysia	88,0	5,1	3,0	1,1	0,0	2,7	0,0	70,5	54	41,09	0,617	7,2	

Afbeelding 6 laat zien dat het LNG uit de meeste landen een PE waarde bezit die groter is dan zes. Dit betekent dat de meeste LNG's niet voldoen aan de invoerspecificaties voor Rotterdam (H-gas) en het G-gasnetwerk.

Het is echter de vraag of al deze herkomstlanden realistisch zijn voor import in Nederland. Daarom is in tabel 6 de herkomst en de PE-waarde weergegeven van het LNG, dat in 2009 werd geïmporteerd in Noordwest Europa (Frankrijk, België, Verenigd Koninkrijk).

¹⁴ Interview GTS Marktstructuur en voorwaarden (dhr. Groenendijk en dhr. Borghols), 25-februari 2011

¹⁵ We nemen aan dat de maximale Wobbe Index 54 MJ/m³ blijft, omdat de Wobbe Index al geregeld wordt door stikstoftoevoeging.

Tabel 6

Herkomst en PE waarde
LNG in Noordwest Europa
(Frankrijk, België, VK)

Herkomst	Aandeel (%)*	PE Waarde
Algerije	30%	4,2/4,6/7,2/7,3**
Egypte	7%	1,4/2,8**
Equatoriaal-Guinea	0,3%	3,2
Nigeria	8%	6,8
Noorwegen	3%	4,4
Trinidad en Tobago	10%	1,8
Qatar	41%	6,8
Australië	0,6%	8,5
Totaal	100%	

* Volumeaandeel. Bron: Eigen berekening op basis van tabel (p22) uit het rapport The LNG Industry 2009, GIGNL 2009.

** Deze waarden zijn gebaseerd op afbeelding 6. In deze afbeelding zijn voor Algerije en Egypte meerdere waarden genoemd (Arzew en Bethouia zijn bijvoorbeeld beide Algerijnse steden).

Tabel 6 laat zien dat bij het hanteren van een maximale PE waarde van 6, de diversiteit van het mogelijke aanbod wordt beperkt. Het is nog steeds mogelijk LNG te importeren, maar het aantal mogelijke bronnen neemt af. Het LNG uit de landen die in 2009 het grootste deel van de import voor de Noordwest Europese markt verzorgden (Qatar, Nigeria en (een deel van) Algerije), is zonder bewerking op basis van deze aannames niet meer geschikt voor de Nederlandse markt. Hierbij merken we op dat de waarden in Tabel 6 gemiddelde waarden zijn. In contracten met leveranciers worden veelal onzekerheidsmarges opgenomen om leveranciers bewegingsruimte te geven bij de levering. Daarbij stijgt de PE waarde van LNG dat voor een langere tijd wordt opgeslagen, omdat de lichtere fractie er als eerste uitdampft (methaan). Om die redenen zal een PE waarde van groter dan zes in de praktijk ook restrictief kunnen zijn voor herkomstlanden met een PE < 6. Met inachtneming van het voorgaande, kunnen we op basis van tabel 6 vaststellen dat bij een PE waarde van maximaal 7,4 meer dan 99% van het LNG dat in de Noordwest Europese markt is gedistribueerd in 2009, welkom zou zijn.¹⁶

Schadekosten reeds gecontracteerd LNG

Er zijn meerdere partijen die lange termijn contracten met GATE terminal hebben afgesloten en bij het niet (volledig) kunnen benutten van de terminal zullen zij kosten hebben voor het in bezit houden van de capaciteit. Ook lopen deze partijen risico's over het reeds gecontracteerde LNG dat bestemd is voor GATE terminal, en niet kan worden afgenomen. Daarnaast noemen marktpartijen schadekosten voor het minder kunnen benutten van 'opportunities' en een verslechtering van hun marktpositie omdat de flexibiliteit van het aanbod afneemt (partijen zijn minder in staat gas te leveren via diverse portfolio's).

¹⁶ Dit geeft uiteraard geen garanties dat een PE-waarde van 7,4 niet restrictief zou zijn. Eén van de partijen geeft bijvoorbeeld aan dat de import van Australisch LNG (PE 8,5, zie tabel 6), waarschijnlijk in de toekomst gaat toenemen.

De contractkosten zijn sterk afhankelijk van de aard van de contracten, de boeteclausules die zijn opgenomen en de mogelijkheden tot doorverkoop aan andere partijen. Partijen geven aan dat zij geen invloed hebben op de levering bij zogenaamde ‘ex ship’ contracten. De leverancier is namelijk verantwoordelijk voor de aanlevering van LNG. Het LNG dat niet aan de vereisten voldoet, zal daarom moeten aanlanden bij een andere terminal.

De mogelijkheden tot verkoop van gecontracteerd LNG (door aanlanding bij andere terminals) wordt door shippers verschillend beoordeeld. Sommige partijen geven aan dat het vrij eenvoudig en common practice is om secundaire capaciteit op een andere Noord-West Europese haven te boeken en de LNG daar te verkopen (omdat de Noordwest Europese markt sterk liquide is)¹⁷. Andere shippers geven aan dat verkoop aan een andere partij alleen praktische waarde heeft in incidentele gevallen. Zij verwachten daarom grote problemen en hoge schadekosten als het gecontracteerde LNG geforceerd te koop moet worden aangeboden¹⁸. Hierbij speelt ook de diversiteit van de portfolio's van partijen een rol. Partijen met een relatief divers portfolio hebben meer flexibiliteit in de verkoop van gas en lopen daarmee kleinere risico's dan partijen die dit niet hebben.

Omdat wij geen inzicht hebben in de hoeveelheid gecontracteerd LNG (confidentiële informatie), de aard van de contracten, de boeteclausules die zijn opgenomen en marktprijzen die van dag tot dag kunnen verschillen, is het niet mogelijk geweest een nauwkeurige raming te maken van de schadekosten.

Bij gunstige contracten en voldoende mogelijkheden tot verkoop in andere markten, zou de schade beperkt kunnen zijn. Als een partij namelijk in staat is om het gecontracteerde LNG te verkopen bij een andere terminal tegen de geldende marktprijzen in dat land, en gas op de TTF spotmarkt kan inkopen om leveranciers te bedienen, bestaat het prijsrisico theoretisch gezien uit de ‘spread’ tussen de marktprijzen in Nederland en andere Noordwest Europese landen. Deze spread is beperkt (zie bijlage 2). In de praktijk kan het risico echter groter zijn, omdat het LNG geforceerd verkocht en ingekocht moet worden (waardoor shippers tegen hogere prijzen moeten inkopen en verkopen). Daarbij is het de vraag in hoeverre voldoende capaciteit beschikbaar is bij overige Noordwest Europese havens. Als deze capaciteit niet beschikbaar is, moeten schepen uitwijken naar de Verenigde Staten. In dat geval zou het LNG grofweg 50% van zijn marktwaarde verliezen!¹⁹ In een extreem scenario zijn contracten afgesloten volgens de meest stringente vorm van een ‘take or pay’ contract, waarbij een afnemer bij een ‘failure to take off’ de volledige marktprijs moet betalen, zonder het LNG af te nemen. Wij achten echter de kans laag dat contracten onder deze voorwaarden zijn afgesloten.

¹⁷ Zo geeft één van de partijen aan dat het gebruikelijk is in de LNG markt om een bestemming te wijzigen als elders kansen liggen op meer winst. Een voorbeeld is dat de shipper contact opneemt met leverancier (of andersom), en dat afspraken worden gemaakt om bijvoorbeeld de winst te delen.

¹⁸ Eén van de partijen raamt de totale jaarlijkse schade op minimaal €150 mln. en maximaal €415 mln. per BCM (miljard m³)

¹⁹ Er bestaat een wereldwijde merit order voor LNG. De prijzen zijn het hoogst in Azië, gevolgd door Zuid-Europa, Noord-West Europa en de VS.

De kosten zijn daarom sterk afhankelijk van specifieke omstandigheden (hoeveelheden gecontracteerd LNG, mogelijkheden tot verkoop en vervangende aankoop in de markt). Wij verwachten daarom dat de contractkosten kunnen variëren van 'bepakt' (bij goede mogelijkheden tot verkoop elders tegen gunstige prijzen) tot in de ordegrrootte van 'enkele honderden miljoenen' per jaar (in een scenario waarbij grote hoeveelheden LNG al zijn gecontracteerd en de spreiding groot is).

Schaak GATE terminal

Ook voor de GATE terminal heeft een invoedrestrictie negatieve consequenties. Naast risico's voor het gas dat al is gecontracteerd, kunnen shippers ook schade ondervinden voor het in bezit houden van capaciteit en (gekoppeld aan verminderde business opportunities). De contractschade en verminderde business opportunities heeft mogelijk repercussies voor GATE, in eerste instantie in de vorm van een verminderde service fee die de shippers aan GATE betalen.

De (directe) schade voor GATE is moeilijk in te schatten, omdat dit een resultaat zal zijn van een onderhandelingsproces. In theorie is het mogelijk dat de schade € 0 voor GATE bedraagt (bij een zeer gunstig onderhandelingsresultaat). In de praktijk is de schade waarschijnlijk hoger. Wij achten het niet ondenkbaar dat de directe schade bij een invoedrestrictie op PE> 6 maximaal € 100 mln. - € 130 mln. per jaar bedraagt, omdat een groot deel van het LNG niet meer kan worden geacommodeerd. Met een aantal shippers heeft GATE een contract afgesloten voor de duur van 20-25 jaar. De totale 'fee' die de (veelal buitenlandse) shippers aan GATE betalen, is geraamd op € 160 mln. tot € 200 mln. jaarlijks.²⁰

De indirecte schade (lange termijn) van een dergelijke invoedrestrictie is mogelijk groter. Een bijkomend potentieel risico is namelijk dat shippers eventueel hun contracten met GATE zullen ontbinden. Bij het opbreken van contracten is de schade voor de GATE terminal mogelijk groter, omdat de verdiencapaciteit op de langere termijn in zo'n situatie wordt aangetast (geraamd op jaarlijks € 160 mln. - € 200 mln.). Als dit bij meerdere contracten het geval is, zou de volledige verdiencapaciteit van GATE kunnen wegvallen.

Stijging gasprijs

Door de restricties kan het aanbod van aardgas in de Nederlandse markt afnemen. De afname van het aanbod leidt tot verminderde concurrentie en dit heeft mogelijk een op drijvende werking op de gasprijs.

Om een indicatie te verkrijgen van de mogelijke effecten op de gasprijs, baseren we ons ondermeer op Brattle (2010). In deze studie is onderzocht wat de mogelijke gevolgen zijn van de gasronde op de gasprijs. De studie concludeert dat, bij een succesvolle gasronde, de marktprijs met zo'n 3% kan dalen. Dit komt door de extra import van gassen die geschikt is voor de Nederlandse markt en de toegenomen concurrentie. Als gassen worden geweerd in de markt, treedt het tegenovergestelde effect op. De concurrentie zal mogelijk afnemen en de gasprijs stijgen. Aangenomen dat de restrictie alleen de LNG import treft, zal het marktaandeel van partijen die LNG importeren bij de GATE terminal²¹ afnemen ten opzichte van de marktleiders in de Nederlandse markt (NAM/Gasterra).

²⁰ Bron: dhr Pokorny, GATE terminal.

²¹ Dong Energy, Essent, EconGas OMV en E.ON Ruhrgas

Om een gevoel te krijgen bij een mogelijke stijging van de gasprijs, baseren we ons op het Cournot evenwicht.²² Hierbij nemen we aan, conform Brattle (2010), dat de Nederlandse gasmarkt de relevante geografische scope is, en de markt een oligopolistische marktstructuur heeft, omdat er slechts een aantal aanbieders/producenten is.

Verder is in Brattle (2010) aangenomen, dat de marge die deze producenten hanteren bovenop de kostprijs, zich doorvertalen in de groothandels- en eindgebruikerprijzen. De gedachte is dat (in een oligopolistische markt) de marktleider fungeert als 'price-setter', en de marge (winst) die hij neemt afhankelijk is van zijn marktaandeel. Hoe groter het marktaandeel, hoe lager de concurrentie en hoe hoger de marge is die zij kan nemen. Voor de vergelijkbaarheid hanteren we bij onze berekeningen zoveel mogelijk dezelfde uitgangspunten als gehanteerd in Brattle (2010).

Als we aannemen dat één derde van het LNG wordt geweerd, en niet wordt vervangen door LNG dat wel aan de vereiste enveloppe voldoet, zou de prijs bij een invoedrestrictie (op basis van het Cournot evenwicht) met 0,4% stijgen. Bij een marktprijs van € 18 /MWh in 2012, houdt dit een stijging in van € 0,07 per MWh. Op een totale marktvaart van 47,8 miljard m³ in 2012, is dit een extra kostenpost van €35 mln. per jaar voor de consument. De achterliggende berekening is weergegeven in de bijlage 1.

Tabel 7

Gevolgen restricties gasaanbod in relatie tot concurrentie, gasprijs en kosten voor de consument

	Geen entry specificaties	Wel entry specificaties min.	Wel entry specificaties max.
Marktaandeel NAM/GasTerra	55%	55%	56%
Stijging marktprijs	nvt	0%	0,4%
Extra jaarlijkse kosten afnemers (aanname, marktprijs € 18/MWh)	nvt	€ 0 mln.	€ 35 mln.

Bij de uitkomst dienen wel een aantal belangrijke kanttekeningen te worden gemaakt. Het is namelijk de vraag of een dergelijke prijsstijging in de praktijk zal optreden. In werkelijkheid is de Noordwest Europese markt waarschijnlijk meer geïntegreerd dan bij de berekeningen is aangenomen (zie bijlage 2)

Uitgaande van een volledig geïntegreerde Noordwest Europese markt, zou een eventuele prijsstijging kleiner zijn, omdat de concurrentie groter is en eventuele prijsverhogingen worden teniet gedaan door arbitrage. Ook is het goed mogelijk dat het LNG aanbod niet afneemt door de restricties, maar dat simpelweg LNG wordt vervangen door aanbod dat wel aan de vereisten voldoet. De kosten in tabel 7 beschouwen wij daarom als een maximumwaarde. Het is niet onwaarschijnlijk dat de prijsstijging in de praktijk veel lager uitvalt of nagenoeg nihil is.

²² In een oligopolistische markt geldt een Cournot evenwicht: $p = m / (1 - \frac{s_i}{\epsilon})$. Hierbij is p de marktprijs, m de marginale kosten, s_i is het marktaandeel van het bedrijf i en ε de elasticiteit van de vraag.

Tenslotte merken wij op dat het welvaartseffect van een dergelijke prijsstijging kleiner is dan het genoemde bedrag (€ 35 mln.). Een groot deel van het veronderstelde effect is namelijk een transfer van welvaart van gasconsumenten naar gasproducenten (en daarmee ook deels overheid). Het gevolg van een eventuele prijsstijging is daarmee voor een belangrijk deel een herverdeling van de welvaart binnen Nederland.²³

Score maatregel: 'entry specificaties'

Tabel 8

Overzicht effecten 'entry specificaties' ten opzichte van referentiesituatie.

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Contractschade shippers	€ 0 tot >€ 100 mln. per jaar
	GATE Terminal	Korte termijn: maximaal € 100 tot € 130 mln. per jaar Lange termijn: Maximaal € 160 mln. - € 200 mln. per jaar
	Gasprijzen	€ 0 tot € 35 mln. per jaar
	Kosten Strippen en mengen	0
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	0
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	--
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO ₂	0
	NO _x	0
Efficiency apparatuur	Efficiency	0
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Importeurs, GATE (mogelijk deels GTS)
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	0/-

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

Entry specificaties kunnen meerdere negatieve effecten tot gevolg hebben:

- Schade als gevolg van reeds afgesloten contracten;
- Schade door het minder kunnen gebruiken van de terminal;
- Stijging van de gasprijs door afname concurrentie;
- Verslechtering marktpositie van shippers.

²³ Een deel van de welvaart komt echter ook buiten Nederland terecht (buitenlandse producenten /shippers).

Het is vrijwel onmogelijk een nauwkeurige raming te maken van de hoogte van de schadekosten. De schadekosten zijn bijvoorbeeld sterk afhankelijk van de aard van afgesloten contracten (confidentieel) en specifieke marktomstandigheden (die van dag tot dag kan verschillen). Wij verwachten dat de contractschade voor shippers kan variëren van 'beperkt' tot in de orde grootte van 'honderden miljoenen' per jaar.

De maatschappelijke kosten voor de GATE hebben wij geraamd op maximaal €100 mln. tot €130 mln. (waarbij grofweg twee derde van de fee niet wordt vergoed). Als lange termijn contracten worden opgebroken, is de schade mogelijk nog groter omdat de verdien capaciteit van de terminal op de lange termijn kan worden aangetast (maximaal €160 mln. - €200 mln.).

Het effect op de gasprijzen is gebaseerd op de aanname van het hanteren van entry specificaties voor één derde van het LNG, waarmee de prijs met 0,4% zou stijgen. Bij een marktprijs van €18 /MWh in 2012, houdt dit een stijging in van €0,07 per MWh. Op een totale markt vraag van 47,8 miljard m³ in 2012, is dit een extra kostenpost van €35 mln. per jaar voor de consument. Schadekosten als gevolg van een verslechtering van de marktpositie hebben we niet kwantitatief kunnen ramen.

Veiligheid

- Veiligheid is beleidsuitgangspunt en is bij deze mitigerende maatregel gewaarborgd. Er treedt geen verandering op in het veiligheidsniveau.
- In geval van entry specificaties blijft de gassamenstelling voor zowel de G-gasmarkt als de H-gasmarkt hetzelfde als in de huidige situatie.
- Het is aan de netbeheerder (GTS) om er op toe te zien dat 'ander' gas anders dan de toegestane gasenveloppe niet wordt getransporteerd naar de eindgebruiker.

Voorzieningszekerheid

Door aan een deel van de import eisen te stellen, wordt de diversiteit in LNG import beperkt. Een negatief welvaartseffect hiervan is dat in Nederland mogelijk minder kosteneffectief kan worden voorzien in de gasvraag. Vervoer van LNG van een plaats waar het een lagere waarde heeft (herkomst) naar een plaats waar het een hogere waarde heeft (Nederland), wordt namelijk beperkt. Anderzijds wordt voor shippers en energiebedrijven wel duidelijkheid geboden over de gasenveloppe waaraan gassen moeten voldoen. Dit wordt positief gewaardeerd.

Milieu

Er worden geen veranderingen verwacht in de emissie van CO₂ en NO_x. De distributiegassen veranderen immers niet.

Efficiency apparatuur

Wij verwachten geen significante schade aan apparatuur als deze maatregel wordt genomen. Wij gaan er namelijk vanuit dat in dit geval de samenstelling van de gassen gelijk blijft ten opzichte van de huidige samenstelling.

Verdeling effecten

De effecten van de maatregel slaan in eerste instantie neer bij de importeur, die beperkt wordt in de mogelijkheden voor aan- en verkoop van LNG (zie paragraaf schadekosten importeurs). Als de restrictie leidt tot minder LNG import, zal ook GTS opbrengsten mislopen, omdat zij een deel van het welvaartseffect van de importeurs afroemt (CPB 2006). Door een afname van de import, kan ook de gasprijs in Nederland worden beïnvloed (zie paragraaf stijging gasprijs).

Conformiteit overige beleidsdoelen

We verwachten geen effecten op de relevante beleidsdoelen voor klimaat, milieu, en energiebesparing. Het beperken van de toelaatbare gassamenstelling kan consequenties hebben voor de toelaatbare samenstelling van duurzame gassen, zoals biogas; een smalle enveloppe voor aardgas resulteert in een nauwe enveloppe voor de samenstelling van het biogas, zoals boven is gememoreerd. Dit kan een beperkende uitwerking hebben op de kosten en inzetbaarheid van deze gassen.

1.6

GASBEHANDELING

Voor het aanpassen van de gassen tot de gewenste exit specificaties bestaat in technische zin een aantal mogelijkheden.

1. Het strippen van de binnenkomende gassen met als doel PE-verlaging
2. Het bijmengen met armere gassen tot de gewenste PE en Wobbe Index
3. Het verdunnen van gas met behulp van stikstof met als doel Wobbeverlaging

Hierbij zijn de kritische factoren:

- het verlagen van de Wobbe Index tot de aangegeven range,
- het binnen de perken houden van de snelheid van Wobbe-variantie tot $\approx 0,1\%$ / sec
- het verlagen van de fractie hogere koolwaterstoffen voor H- en/of G-gas

Een vierde maatregel die, aanvullend, kan worden ingezet is het beperken resp. waarschuwen voor fluctuaties in de Wobbe en methaangehalte.

1.6.1

STRIPPEN BINNENKOMENDE GASSEN

Tabel 9

Karakteristieken maatregel strippen binnenkomende gassen.

Karakteristieken maatregel 'strippen binnenkomende gassen'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	H-gasmarkt en G-gasmarkt.
2	Wat houdt maatregel in?	Het verwijderen van hogere koolwaterstoffen uit rijk H-gas (verlagen PE waarde). Door strippen krijgt het gas de gewenste PE-waarde. Daarnaast wordt in beperkte mate bijgedragen aan verlaging van de Wobbe Index van de gassen.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Voorkomt het optreden van ongewenste gevolgen zoals koolmonoxide (CO) vergiftiging, kloppen in gasmotoren, roetvorming en rendementverlies feedstock.

4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Inzet pas na realisatie van stripperinstallatie(s) 5-8 jaar. De maatregel kan een permanent of tijdelijk karakter hebben. In het laatste geval om een overgang naar een ander gasregime bij eindgebruikers te faciliteren.
---	---	--

Met strippen wordt bedoeld het verwijderen van hogere koolwaterstoffen (C2 – ethaan, C3 – propaan, C4 – butaan, en hoger) uit het gas, waarmee de PE-waarde verlaagd wordt. Een bijkomend effect is dat Wobbe Index van het gas daalt.²⁴ De hieruit gewonnen producten hebben meerdere toepassingsmogelijkheden. Afhankelijk van de marktomstandigheden kan dit leiden tot een rendabele business case voor een te bouwen stripper. Een nadere beschouwing van een dergelijke business case is opgenomen in bijlage 3.

In bijlage 3 is eveneens een nadere analyse opgenomen van de investeringskosten en operationele kosten van een stripper. De investeringskosten voor een stripping plant zijn afhankelijk van de gewenste prestaties van de installatie, te weten primair de capaciteit en de gewenste mate van terugwinning van de producten. Onze inschatting is dat voor een installatie met een capaciteit van 2 mln. m³/uur (LNG gerelateerd) de investering ca. € 365 mln. bedraagt. Voor een installatie zonder integratie met LNG ('droog' strippen) is dit ca. € 545 mln. Bij een stripper met een grotere capaciteit, bijvoorbeeld 4 mln. m³/uur, zijn de kosten hoger, maar niet proportioneel. De verwachting is dat de investeringskosten dan respectievelijk € 575 mln. (LNG gerelateerd) en € 850 mln. ('droog strippen') bedragen.

Ook in de operationele kosten van een stripping plant is er een groot onderscheid tussen de kosten die gelden al dan niet in combinatie met een LNG-plant. Zo bedragen bijvoorbeeld de energie-uitgaven voor een stripper met een capaciteit van 2 mln. m³/hr ca. € 50 mln./jaar ('droog'), resp. ca. € 25 mln./jaar (LNG-gerelateerd).

Bijkomende kosten zullen gemaakt moeten worden voor aan- en afvoer van (behandeld) gas via pijpleidingen. De omvang van deze kosten zijn afhankelijk van de uiteindelijke configuratie van aantal en locatie van strippers. De kosten per kilometer pijpleiding variëren afhankelijk van het gebied waarin de pijp gelegd moet worden. Ter indicatie: in een dichtbebouwd gebied zoals regio Rotterdam kunnen deze kosten circa € 3 mln. per kilometer bedragen.

De termijn, benodigd voor de realisatie van een stripping plant plus ethaankraker inclusief business case fase, bedraagt tenminste 5 jaar en kan tot 7-8 jaar oplopen.

Indicatie benodigde stripcapaciteit

Voor een indicatie over hoeveel stripcapaciteit er nodig is, gaan we uit van twee mogelijke situaties:

1. Strippen voor de H-gasmarkt: de eerste situatie is het neerzetten van een stripper om het LNG dat via GATE wordt aangevoerd te kunnen behandelen. In dat geval is een stripper met een doorzet van gemiddeld 2 mln. m³/uur nodig. Als de stripper ter hoogte van de GATE terminal zelf kan worden ingepast, zijn niet of nauwelijks extra pijpleidingen nodig.

²⁴ Deze maatregel heeft tot doel de PE te verlagen. Indien de PE voldoende laag is, is afwobben met stikstof de geëigende weg om de Wobbe te verlagen.

Als er geen ruimte op de terminal is, moet de stripper elders komen te staan. We gaan er in dat geval vanuit dat dit binnen een straal van circa 30 kilometer mogelijk zal zijn.²⁵

2. Strippen voor de G-markt: de tweede situatie is het strippen van gas ten behoeve van de conversie van H-gas naar pseudo G-gas. Uitgaande van de huidige stikstofcapaciteit die wordt ingezet voor conversie, komt dit neer op 2 mln. m³/uur aan stripcapaciteit. Afhankelijk van waar deze stripplaat komt te staan, zijn kosten aan de orde voor pijpleidingen.

Tabel 10

Overzicht effecten 'strippen binnenkomende gassen' ten opzichte van referentiesituatie.

Score maatregel: 'strippen binnenkomende gassen'

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	0
	Gasprijzen	0/+
	Kosten Stripper(s)	<u>H-markt</u> : CAPEX € 365-465 mln., OPEX € 25 mln./jr <u>G-markt</u> : CAPEX € 545-945 mln., OPEX € 50 mln./jr.
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	0
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	++ (tijdelijke maatregel) + (structurele maatregel)
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO ₂	0/-
	NO _x	0/-
Apparatuur	Efficiency	0
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	GTS / operator strip plant
Conformiteit overige beleidsofficiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsofficiers	0/-

Maatregelkosten

- Situatie 1 (H-markt): CAPEX € 365 mln. voor de stripplaat. Afhankelijk van locatie stripper (GATE of in straal van 30 km.) maximaal € 100 mln. aan pijpleidingen. OPEX: € 25 mln./jaar. Mogelijk aanvullende kosten voor het strippen van Noors en Russisch gas in de toekomst.
- Situatie 2 (G-markt): CAPEX € 545 mln. voor 1 stripper (droog strippen). Stelpost voor pijpleiding, afhankelijk van locatie strippers: € 400 mln. OPEX: € 50 mln./jaar.

²⁵ Omdat de verhoging van de PE op hoezoandergas.nl direct gekoppeld wordt aan de aanvoer van LNG en de samenstelling het toekomstige Russisch en Noorse gas nog grotendeels onbekend is, nemen we bij de effectbepaling alleen de kosten voor het strippen van bepaalde soorten LNG in beschouwing. Mogelijk nemen de investeringen toe als er aanvullende stripinstallaties noodzakelijk zijn voor het strippen van Noors en Russisch gas.

In het geval van een commercieel aantrekkelijke business case verdienen de kosten zichzelf in beginsel terug en hoeven dan niet als maatregelkosten in een aanpassingsscenario te worden meegenomen. Nader onderzoek is noodzakelijk om een betere, meer gedetailleerde prognose van marktcondities, stripcapaciteit en configuratie te maken.

Veiligheid

- Veiligheid is bij deze mitigerende maatregel gewaarborgd als sprake is van een combinatie met een maatregel waarmee ook de Wobbe Index binnen de gewenste range komt te liggen. Alleen in dat geval treedt er geen verandering op in het veiligheidsniveau.
- In het geval van 'strippen van binnenkomende gassen' blijft de gassenstelling van de gedistribueerde gassen voor wat betreft de PE-waarde voor zowel de G-gasmarkt als de H-gasmarkt hetzelfde als in de huidige situatie.
- Het is aan de netbeheerder (GTS) of een marktpartij om er op toe te zien dat 'ander' gas zodanig wordt aangepast dat het aan de toegestane gasenveloppe voldoet en vervolgens wordt getransporteerd naar de eindgebruiker.

Voorzieningszekerheid

Bij een 100% goed functionerende constellatie van strippers kunnen in beginsel alle gassen geaccommodeerd worden en gedistribueerd conform de huidige exit specs. Bij uitval van een of meerdere strippers zou een probleem kunnen ontstaan. In de kostenraming is echter verondersteld dat alle kritische delen van de plant redundant worden uitgevoerd, zodat er in beginsel 'backup' capaciteit voorhanden is.

Nederland blijft voor de G-markt (tijdelijk dan wel permanent) een 'gaseiland' binnen Europa, ondanks dat alle gassen welkom zijn. Als de maatregel tijdelijk is, met het oog op het faciliteren van de transitie van eindgebruikers, waarderen we deze als zeer positief. Als de maatregel een structureel karakter heeft, schiet ze haar doel in zekere zin voorbij, aangezien wel alle gassen ingevoed kunnen worden, maar geen transitie op gang komt. De score is daarom gematigd positief. Voor shippers en energiebedrijven wordt in alle gevallen duidelijkheid geboden over de specificaties waaraan de enveloppe van gassen moet voldoen. Dit waarderen we daarom als zeer positief.

Milieu

- In geval van strippen blijft de gassenstelling voor zowel de G-gasmarkt als de H-gasmarkt hetzelfde als in de huidige situatie. Er treden geen milieueffecten op.
- De stripinstallatie – al dan niet in combinatie met een ethaankraker – verbruikt zelf ook energie en zal ten opzichte van de huidige situatie dus extra CO₂ en NO_x emissies veroorzaken. Dit waarderen we licht negatief.

Apparatuur

Wij verwachten geen significante schade aan apparatuur van eindgebruikers als deze maatregel wordt genomen. Wij gaan er namelijk vanuit dat bij deze maatregel de samenstelling van de gassen gelijk blijft ten opzichte van de huidige samenstelling.

Verdelings effecten

De effecten van deze maatregel slaat in eerste instantie neer bij de operator van de stripper.

Conformiteit overige beleidsdoelstellingen

We verwachten (licht) negatieve effecten op de beleidsdoelen voor klimaat, milieu, duurzame energieproductie en energiebesparing. De strippers (al dan niet in combinatie met een ethaankraker) gebruiken energie en zullen CO₂-rechten moeten kopen. Het beperken van de toelaatbare gassamenstelling kan consequenties hebben voor de toelaatbare samenstelling van duurzame gassen, zoals biogas; een smalle enveloppe voor aardgas resulteert in een nauwe enveloppe voor de samenstelling van het biogas, zoals boven is gememoreerd. Dit kan een beperkende uitwerking hebben op de kosten en inzetbaarheid van deze gassen.

1.6.2

BIJMENGEN MET ARMERE H-GASSEN

Tabel 11

Karakteristieken maatregel bijmengen met armere H-gassen.

Karakteristieken maatregel 'bijmengen met armere H-gassen'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	Bijmengen wordt toegepast ten gunste van zowel de H-gasmarkt als de G-gasmarkt
2	Wat houdt maatregel in?	Bijmengen van rijkere H-gas met armer H-gas om het gehalte aan hogere koolwaterstoffen (PE waarde) en de bandbreedte van de Wobbe Index te verlagen tot de gewenste waarde.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Voorkomt het optreden van ongewenste gevolgen zoals koolmonoxide (CO) vergiftiging, roetvorming, rendementsverlies (feedstock), uitval productie en NO _x emissie.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Direct (voortzetting huidige mengpraktijk). Afhankelijk van capaciteit eventueel realisatie van extra mengstations gewenst (termijn: enkele jaren). De maatregel heeft zeer waarschijnlijk een tijdelijk karakter. Daarmee kan een overgang naar een ander gasregime bij eindgebruikers gefaciliteerd worden.

Bijmengen gebeurt momenteel door GTS met gas afkomstig uit de Nederlandse kleine velden. In verband met de verwachte afname van 'arme' gassen (uitputting kleine velden) en de toename van rijke import H-gassen, kan deze maatregel volgens GTS slechts voor een beperkte tijd worden voortgezet. Deze mogelijke maatregel is daarom door ons verder niet onderzocht.

Tabel 12

Karakteristieke maatregel gas verdunnen met stikstof.

Karakteristieke maatregel 'gas verdunnen met stikstof'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	Zowel de H-gasmarkt als de G-gasmarkt.
2	Wat houdt maatregel in?	H-markt: afwobben van H-gas om te komen tot de gewenste Wobbe Index van H-gas. G-markt: afwobben van H-gas in de conversie tot pseudo G-gas.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Door verdunnen met stikstof wordt de Wobbe Index binnen de gewenste bandbreedte gebracht van de distributiegassen. ²⁶
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Direct (voortzetting huidige praktijk). Capaciteitsuitbreiding extra stikstof mengstations, opslag en productie stikstof: termijn enkele jaren.

De maatregel betreft het 'afwobben' van H-gas, enerzijds binnen de H-gasmarkt en anderzijds in de conversie van H-gas tot pseudo G-gas. Het doel hiervan is het verlagen van de Wobbe Index. De verwachting is dat in toenemende mate stikstof zal moeten worden bijgemengd vanwege een verandering in de beschikbare gassen waarmee de conversie tot pseudo G-gas wordt gemaakt (meer H-gassen, minder productie G-gas). Ook binnen de 'garantieperiode' van 10 jaar voor de G-markt is al sprake van sterk toenemende stikstofvolumes.²⁷

De betreffende kosten hebben voor het overgrote deel betrekking op de conversie voor de G-markt, voortvloeiend uit het kleine velden beleid. Dit onderdeel heeft echter geen betrekking op het onderwerp van deze studie, de veranderende gaskwaliteit. We richten ons daarom uitsluitend op het eerste onderdeel, het afwobben ten behoeve van de H-markt.

Score maatregel: 'Gas verdunnen met stikstof'

Tabel 13

Overzicht effecten 'Gas verdunnen met stikstof ten opzichte van referentiesituatie

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasprijzen	Nvt
	Kosten mengen stikstof	H markt: indicatief OPEX € 5 mln./jaar.
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	0
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	--
	Zekerheid gasenveloppe	-

²⁶ Deze maatregel heeft tot doel de Wobbe Index te verlagen. Indien de Wobbe voldoende laag is, is strippen de geëigende weg om de PE te verlagen.

²⁷ In Heiligerlee wordt momenteel een installatie voor productie en opslag van stikstof gerealiseerd ten behoeve van een toename van de stikstof mengcapaciteit van 200.000 m³/uur. De investeringskosten hiervan bedragen circa € 160 mln..

Milieu	CO ₂	0/-
	NO _x	0/-
Apparatuur	Efficiency	0
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Operator / GTS
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	0

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

De huidige OPEX (G- en H-markt tezamen) voor het bijmengen van stikstof varieert tussen € 30 - 50 mln. per jaar. Een uitsplitsing naar gasmarkt is lastig te maken in verband met de verwevenheid van beide markten.²⁸ Het overgrote deel van de kosten is waarschijnlijk gerelateerd aan de conversie naar pseudo G-gas. We veronderstellen daarom dat circa 10-20% van de genoemde OPEX betrekking heeft op de H-markt (circa € 5 mln./jaar). Verwachte investeringen ten behoeve van de uitbreiding van stikstof mengcapaciteit en bijbehorende OPEX rekenen we toe aan de conversie voor de G-markt en nemen we daarom niet mee in het kader van deze studie.

Veiligheid

In het geval van 'verdunnen van gassen met stikstof' blijft de gassamenstelling van de gedistribueerde gassen voor zowel de G-gasmarkt als de H-gasmarkt hetzelfde als in de huidige situatie voor wat betreft de Wobbe Index. Indien alleen deze mitigerende maatregel wordt genomen, is de veiligheid niet gewaarborgd. Dit kan alleen als een combinatie wordt gemaakt met een maatregel die de PE-waarde reguleert, zoals strippen. Alleen op die wijze treedt er geen verandering op in het veiligheidsniveau. Het is aan de netbeheerder (GTS) om er op toe te zien dat 'ander' gas zodanig wordt verdund met stikstof dat het aan de toegestane enveloppe voldoet en vervolgens wordt getransporteerd naar de eindgebruiker. Van deze professionele partij mag worden verwacht dat deze maatregel naar behoren wordt uitgevoerd en daarmee de veiligheid afdoende is gewaarborgd.

Voorzieningszekerheid

Met behulp van deze maatregel kunnen binnenkomende H-gassen in beginsel voldoende worden afgewobt. Echter met betrekking tot andere eigenschappen van de gassen (verlagen van PE-waarden) is deze maatregel op zichzelf niet effectief. Daardoor zullen nog steeds niet alle gassen kunnen worden aangeland, waarmee de score op voorzieningszekerheid minder gunstig is. Ook voor shippers is deze onzekerheid ongunstig.

Milieu

Een stikstofplant heeft een relatief hoog energieverbruik. Het bijmengen met stikstof heeft ook tot gevolg dat het relatieve energieverbruik toeneemt van het transport per eenheid energie-inhoud van het aardgas.²⁹ De bijbehorende uitstoot van NO_x en CO₂ hebben we daarom negatief gewaardeerd.

²⁸ Een relatieve uitzondering is de mengfaciliteit achter de GATE terminal, die gealloceerd kan worden aan de H-markt.

²⁹ Bron, correspondentie met GTS (dhr. Hoekstra), 04-03-2011

Apparatuur

Bij voldoende stikstof mengcapaciteit kan in beginsel een voldoende stroom aan geschikt gas worden gedistribueerd. We verwachten daardoor ook geen effecten op de efficiency van apparatuur.

Verdeling effecten

Bij afwobben ten behoeve van de H-markt kunnen, naast GTS, ook invoeders en afnemers deze activiteit verrichten (al dan niet uitbesteed aan GTS).

Conformiteit overige beleidssiers

We verwachten geen relevante effecten op andere beleidssiers.

1.6.4

BEPERKEN VAN WOBBE EN METHAANGETAL FLUCTUATIES

Tabel 14

Karakteristieken maatregel beperken van Wobbe- en methaangetal fluctuaties.

Karakteristieken maatregel 'reguleren van Wobbe en MN fluctuaties'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	Zowel H- als G-markt. Op korte termijn vooral van belang voor H-markt.
2	Wat houdt maatregel in?	<ul style="list-style-type: none">Voorkómen van sprongen in de Wobbe Index en methaangetal.Waarschuwen voor sprongen in de Wobbe Index en methaangetal in geval van calamiteiten
3	Welk probleem lost maatregel op?	Voorkomt uitval en schade aan turbines, motoren en andere toepassingen die een regeling hebben om te compenseren voor Wobbe- en/of methaangetal variaties
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	<ul style="list-style-type: none">Voorkomen van sprongen: directWaarschuwingssysteem: (afhankelijk hoe snel apparatuur kan worden aangepast) maanden / jaar.

De snelheid van de verandering is alleen relevant voor toepassingen die regelsystemen bevatten om Wobbe-variaties of methaangetal (MN) variaties te compenseren. Deze regelsystemen hebben echter een maximale snelheid waarmee ze veranderingen kunnen weggeregelen.

Voor het G-gas is de gebruikte Wobbeband dermate smal dat thans verwacht wordt dat overschakelen van het ene invoedpunt naar het andere geen sprongen tot gevolg heeft die te groot zijn voor de Wobbe-regeling. Gegeven de toezegging van geen verandering in de G-gas praktijk voor de eerstkomende tien jaren, mag verwacht worden dat dit ook voor de veranderingen in het methaangetal zal gelden.

Het H-gas kent een veel grotere Wobbeband. In deel 1 is aangegeven dat de toegepaste regelsystemen (met name bij gasturbines) een abrupte overgang van de onderkant naar de bovenkant van de Wobbeband niet op kunnen vangen. Voor het H-net is het dus van belang de sprongen voor de gebruiker te beperken.

Beperken van fluctuaties bij invoerpunten

Bij de invoerpunten kunnen (behoudens calamiteiten) snelle veranderingen voorkómen worden door de invoedstromen geleidelijk te wijzigen. Geleidelijk is voor dit aspect op minutenbasis. Dit is dus niet strijdig met de handelspraktijk die op uur- en dagbasis plaats vindt. Van belang is dat dit proces tussen de put waar het gas gewonnen wordt tot de laatste levering op een geleidelijke wijze wordt gedaan. Alle putten hebben –zeker op dagbasis– een constante kwaliteit. Voor de LNG's betekent dit dat of de ladingen onderling niet te veel mogen verschillen, zodat de stap grootte beperkt blijft, of –als er wel verschillende LNG's worden aangevoerd– er geleidelijk van de ene lading naar de andere lading moet worden overgeschakeld. Dit proces van beheerste veranderingen is meer een kwestie van “good house keeping” dan dat dit directe operationele kosten met zich meebrengt.

Beperken van fluctuaties bij de afnemer

Fluctuaties in de tijd bij de afnemer kunnen voorkómen worden door:

- Te zorgen dat de afnemer steeds vanuit het zelfde invoerpunt geleverd wordt. De Wobbe en het methaantal veranderen dan niet sneller dan de veranderingssnelheid bij het invoerpunt.
- Als niet zeker gesteld kan worden dat het gas slechts van één invoerpunt afkomstig is, ontstaat een situatie waarbij de gebruiker van het ene invoerpunt naar het andere wordt overgeschakeld. Om de variatie in dat geval bij de afnemer niet te groot te maken moet:
 - i. Of het verschil in de Wobbe- en het methaantal tussen de beide invoerpunten klein zijn. De stap is dan klein. Het verdient aanbeveling het aantal mogelijke invoerpunten (van waaruit aan de gebruiker geleverd kan worden) zo laag mogelijk te houden, omdat de verschillen tussen deze invoerpunten niet te groot mogen zijn.
 - ii. Of gezorgd worden dat afnemers geleidelijk overgaan van het ene invoerpunt naar het andere. Voorwaarde is dan dat de afnemers geen capaciteitsprongen maken. De andere voorwaarde is dat de invoerhoeveelheid op de invoerpunten geleidelijk wordt aangepast. Geleidelijk is ook hier op minutenbasis.

Ook het hierboven geschetste proces van beheerste veranderingen is meer een kwestie van “good house keeping” dan dat dit directe operationele kosten met zich meebrengt.

Hoe kunnen de beperking van de fluctuaties worden georganiseerd?

De hierboven geschetste werkwijze legt wel beperkingen op aan de handelswijze van marktpartijen. Het beoogde resultaat kan alleen geboekt worden als de invoeders, de LNB en de afnemers ieder hun eigen rol willen spelen om dit doel te bereiken.³⁰

Het meest aangewezen instrument om het beoogde doel te bereiken is dat de partijen in een code of practice (COP) de procedures voor “good housekeeping” vastleggen. Eventueel kan deze COP aan de NMa worden aangeboden om deze bindend te verklaren.

³⁰ In tegenstelling tot de andere maatregelen, is deze maatregel niet besproken in de workshops. Het standpunt van de diverse stakeholders was dat het onmogelijk was het probleem van fluctuaties te mitigeren. De auteurs zijn echter van mening dat de hier genoemde methode wel degelijk realiseerbaar is.

Het gevolg van een COP kan zijn dat, op minuten basis, de fysieke gas stromen afwijken van de handels stromen. Dit is echter, gezien de buffer capaciteit van het gasnet, geen materiële belemmering.

Waarschuwingssysteem bij abrupte fluctuaties

De basisvoorwaarde voor de beperking van de fluctuaties is dat alle partijen zich verplichtende slechts geleidelijke veranderingen door te voeren. Bij calamiteiten kan het toch gebeuren dat er een abrupte wijziging ontstaat. In dat geval kan een waarschuwingssysteem van de LNB de gebruiker informeren. De gebruikers die daartoe in staat zijn kunnen de gevolgen van de verwachte abrupte wijziging mitigeren.

Of er een noodzaak is voor een calamiteitenmelding is nog niet duidelijk. In algemene zin neemt de noodzaak toe als de kans op calamiteiten toeneemt. Voor zover bekend hebben de afnemers hier - tot de aankondiging van een veranderende gaskwaliteit - niet om verzocht. De mate van vertrouwen die de partijen hebben in een goed werkende COP hebben zal de bepalende factor zijn of de afnemers een investering in een alarmeringssysteem wenselijk achten. In het algemeen zijn de H-gas gebruikers er voldoende van doordrongen dat als er meer diensten van de LNB worden verlangd dat de rekening die zij moeten voldoen hoger wordt.

Uiteraard is voor de afnemer een meldsysteem alleen werkbaar als het om daadwerkelijke calamiteiten gaat (niet meer dan een paar maal per jaar). Ook in de huidige praktijk komen incidentele Wobbesprongen voor. Indien deze sprongen niet noemenswaardig in frequentie en in amplitude toenemen, zal dit voor de afnemer geen extra problemen of extra kosten opleveren.

De tijd die nodig is om een dergelijk systeem te implementeren hangt naar op gave van GTS af van de mate van sophistication van het systeem en ligt in de orde van enkele maanden tot een jaar. Hoeveel tijd de afnemers nodig hebben om ook daadwerkelijk iets met de melding te kunnen doen is niet onderzocht.

Score maatregel: 'beperken van Wobbe en methaangetal fluctuaties'

Tabel 15

Overzicht effecten 'beperken van Wobbe en methaangetal fluctuaties' ter opzichte van referentiesituatie.

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasprizen	Nvt
	Kosten regulering / waarschuwingstelsysteem	Beheersing: waarschijnlijk gering. Waarschuwingstelsysteem: Enkele tonnen tot tientallen miljoenen, afhankelijk van locatie (ook kosten voor afnemers om hun apparatuur hiervoor aan te passen)
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	0
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	++
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	+
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO2	0
	NOx	0
Apparatuur	Efficiency	0
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Beheersing alle partijen, meldstelsysteem de LNB
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	0

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

De maatregelen bij de COP is vooral een proces van beheerste veranderingen en is meer een kwestie van "good house keeping" dan dat dit direct operationele kosten met zich meebrengt. De kosten van een *waarschuwingstelsysteem* hangen sterk af van waar behoefte aan is en kunnen, afhankelijk van de mate van 'complexiteit' liggen tussen enkele honderdduizenden euro en enkele tientallen miljoenen euro (bron: GTS) en kosten voor de eindgebruiker om hierop te kunnen reageren.

Veiligheid

Er treedt een flinke verbetering op in het veiligheidsniveau bij gebruikers, ten opzichte van een situatie waar geen moeite wordt gedaan Wobbe sprongen te beheersen. Als de LNB moet aangeven op welk moment gas ingevoerd mag worden is dit 'marktversturend' en zal zij daartoe eerst bevoegd moeten worden.

Voorzieningszekerheid

In beginsel legt deze maatregel geen effectieve restricties op aan de in te voeden gassen. Het is in beginsel een voorwaarde voor het acceptabel toelaten van een bredere Wobbe band. Vanuit het oogpunt van diversiteit gasaanbod en zekerheid voor shippers kunnen we dit als een positief effect waarderen.

Milieu

Omdat het beperken van sprongen een voorwaarde is voor het daadwerkelijk benutten van een brede band, en het hanteren van een brede band bij de niet geregelde systemen een negatief effect op het milieu heeft, kan dit negatief beoordeeld worden. Als de breedte van de Wobbe band als een gegeven wordt beschouwd is effect nihil. Voor de laatste optie is hier gekozen. Tijdens calamiteiten kan de "afgeregelde" apparatuur tot hogere NOx-emissies bij sommige toepassingen kunnen leiden. Echter, dit is van tijdelijke aard.

Apparatuur

De beperking van sprongen geeft een aanmerkelijke toename in de bedrijfszekerheid ten opzichte van een situatie waar partijen geen moeite doen sprongen te voorkomen. Het hebben van een waarschuwingssysteem heeft alleen meerwaarde als er calamiteiten optreden. Hoe effectiever de COP hoe minder meerwaarde van een meldsysteem is. Daarbij zal de lead tijd, afhankelijk van het type incident, niet altijd voldoende zijn om maatregelen te kunnen nemen.

Verdelings effecten

De kosten van de COP worden door alle partijen gedragen, de kosten van een waarschuwingssysteem zijn in beginsel voor GTS.

Conformiteit overige beleidssiers

We verwachten geen significante negatieve effecten op de relevante beleidsdoelen.

1.7

AANPASSING APPARATUUR EINDGEBRUIKERS: HUISHOUDENS

Zoals in deel 1 (hoofdstuk 4) is beschreven, bestaan twee technische opties ten aanzien van het toestellenpark:

1. Integrale vervanging van alle toestellen;
2. Onderhoud/vervanging op basis van triage ("selectie en rangschikking").

De mitigerende maatregelen zijn beoordeeld aan de hand van drie scenario's, namelijk omzetting van G-gas naar een nieuwe gasenveloppe in 2020, 2025 en 2030.

Voor de maatregelen 'integrale vervanging' en 'triage' en zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

1. Er wordt van uitgegaan dat de enveloppe van het toekomstige gas op korte termijn bekend is.
2. Er wordt van uitgegaan dat op korte termijn wordt vastgesteld wat de relevante testeisen zijn voor de beoordeling van de toestellen conform de GAD.
3. Er wordt van uitgegaan dat uiterlijk in 2015 alle nieuw op de markt te brengen toestellen geschikt moeten zijn voor de nieuwe gasenveloppe.
4. Er wordt van uitgegaan dat voor ieder toestel soort er tenminste een vervangend en adequaat toestel beschikbaar is op de markt in 2015.
5. Er wordt van uitgegaan dat de gemiddelde levensduur van huishoudelijke apparatuur 20 jaar bedraagt.

6. We gaan bij de berekeningen uit van een lineaire afschrijving van 20 jaar zonder restwaarde.

1.7.1

INTEGRALE VERVANGING HUISHOUDELIJKE APPARATUUR

Tabel 16

Karakteristieken maatregel
vervanging huishoudelijke
apparatuur

Karakteristieken maatregel 'Integrale vervanging huishoudelijke apparatuur'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	G-gasmarkt
2	Wat houdt maatregel in?	Eén op één vervanging van huishoudelijke apparatuur waardoor nieuwe apparatuur geschikt wordt gemaakt voor een breder aanbod aan gassen.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Voorkomt het optreden van ongewenste gevolgen zoals koolmonoxide (CO) vergiftiging, roetvorming en NO _x emissie.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Per direct, indien de gasenveloppe duidelijk is. Doorlooptijd 10-30 jaar

Zoals in hoofdstuk 4 deel 1 is aangegeven zijn er twee mogelijkheden voor integrale vervanging van alle huidige geïnstalleerde apparatuur:

1. Ontwikkelen/keuren van nieuwe apparatuur voor de Nederlandse gassen en ze op de markt brengen. Deze optie heeft verschillende nadelen. Naast de tijd die nodig is voor ontwikkeling van toestellen, goedkeuring door Brussel en vervanging in de markt, wordt tegelijkertijd de specifieke Nederlandse situatie ten aanzien van de G-gasmarkt gecodificeerd en wordt de markt volledig vervangen door toestellen die alleen de nieuwe range van pseudo G-gassen kunnen accepteren.
2. Het in de markt zetten van een Europees toesteltype (soortgelijk aan het type dat in Duitsland wordt toegepast, mits deze natuurlijk geschikt is voor de nieuwe gasenveloppe). Als de markt volledig door deze toestellen is vervangen, dan heeft Nederland de mogelijkheid gecreëerd om een eventuele overstap naar H-gas te maken. Dit tweede alternatief wordt hier nader beschouwd.

Bij de integrale vervanging van alle toestellen is uitgegaan van een één op één vervanging. Dat wil zeggen dat het aanwezige toesteltype wordt vervangen door eenzelfde type toestel. Vanwege de eventuele meerwaarde van een ander toesteltype, bijvoorbeeld wanneer een conventionele CV-ketel en een geiser wordt vervangen door een HR-ketel, is geen meerprijs in de vervangingskosten meegerkend.

Score maatregel: 'integrale vervanging huishoudelijke apparatuur'

Tabel 17

Overzicht effecten integrale vervanging huishoudelijke apparatuur ten opzichte van 'referentie'

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasrijzen	Nvt
	Kosten Strippen en mengen	Nvt
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	€ 5,1 mld. tot € 0 mld., afhankelijk van overgangsjaar
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0/-
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	++
	Zekerheid gasenveloppe	0
Milieu	CO ₂	0/-
	NO _x	0/-
Apparatuur	Efficiency	+
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Eindgebruiker
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	-/0/+

Maatregelkosten

De maatregelkosten variëren van € 5,1 mld. in 2020 tot nihil in 2035, gegeven de economische levensduur van 20 jaar en het op de markt komen van een nieuw toesteltype in 2015. Wij gaan er in de berekening vanuit dat gemiddeld jaarlijks 0,7 mln. toestellen (14,4 mln. toestellen / 20 jaar levensduur) natuurlijk worden vervangen, en daarom het aandeel toestellen dat vervangen moet worden, afneemt. Bij de afschrijving gaan we uit van de gemiddelde leeftijd van het toestellenpark dat nog niet is vervangen.

In de navolgende tabel 19 is de berekening weergegeven:

Tabel 18

Aantal te vervangen of te onderhouden toestellen voor verschillende overgangsjaren

	2015	2020	2025	2030	2035
Aantal toestellen vervangen (natuurlijk verloop, mln.)	0	3,6	7,2	10,8	14,4
Aantal toestellen nog niet vervangen	14,4	10,8	7,2	3,6	0
Kosten per eenheid nieuw (€)	1250	1280	1250	1250	1250
Afschrijving oude toestel	50%	63%	75%	88%	100%
Restwaarde per toestel (€)	625	469	313	156	0
Totaalkosten (€ mld.)	9,0	5,1 ^{a)}	2,3	0,6	0,0

^{a)} De kosten zijn sterk afhankelijk van de termijn waarop het nieuwe toesteltype op de markt komt. Als bijvoorbeeld uiterlijk eind 2013 alle nieuw op de markt te brengen toestellen geschikt moeten zijn voor de nieuwe gas specificatie, dalen de kosten van € 5,1 miljard naar € 3,8 miljard,

Bij de normale vervangingscyclus voor huishoudelijke toestellen zal de tijd voor deze maatregel 20 jaar bedragen.³² Mogelijke manieren om de vervanging te bespoedigen, zoals eventuele stimuleringsmaatregelen, worden hier niet meegerekend.

Veiligheid

- De eigenaren van huishoudelijke gastoeepassingen vormen een risicogroep vanwege het grote aantal toestellen in combinatie met onduidelijkheid ten aanzien van de verantwoordelijkheid voor het uitvoeren van de maatregel. Het veiligheidsrisico bestaat (met een kleine waarschijnlijkheid van optreden) dat bij 'integrale vervanging' het veiligheidsniveau (voor alle specifieke toestellen) onvoldoende wordt gewaarborgd doordat niet alle toestellen (tijdig) worden vervangen. Om te voorkomen dat particulieren geen maatregelen treffen kan er een monitoringsprotocol worden opgezet al dan niet in combinatie met een fonds waarmee de 'achterblijvers' financieel worden aangemoedigd om hun apparatuur te vervangen.
- Het restrisico dat er huishoudelijke toestellen ergens in Nederland zullen zijn die niet worden vervangen (vergeten, nalatenschap) is niet uit te sluiten.

Voorzieningszekerheid

Voorzieningszekerheid wordt in deze maatregel gewaarborgd, alle nieuw op de markt te brengen toestellen zullen geschikt zijn voor de nieuwe gasenveloppe en kunnen dus een grotere diversiteit van het gas aan.

Milieu

De mogelijke toename in NO_x en CO₂ uitstoot als gevolg van de mitigerende maatregelen is moeilijk te kwantificeren. Deze emissies zijn vooral afhankelijk van de breedte van de enveloppe en de mate waarin deze benut wordt, als de gaskwaliteit voor de afnemer constant gehouden wordt op de samenstelling waar de toepassing voor is ontworpen, is de impact nul. Als de gassamenstelling zich rond de uitersten van de enveloppe bevindt, is het effect het grootst. Er kan dus pas een uitspraak worden gedaan als bekend is hoe breed de enveloppe wordt en of die breedte ook daadwerkelijk benut wordt.

Efficiency apparatuur

Door een versnelde vervanging van de apparatuur neemt de efficiency van de apparatuur toe. Dit effect waarderen we positief.

Verdelings effecten

De kosten worden primair door de eindgebruikers betaald. Dit zijn in belangrijke mate de huishoudens.

Conformiteit overige beleidssiers

De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidssiers klimaat, milieu en energiebesparing. Integrale vervanging met een brede band toestel laat echter een bredere range aan duurzame gassen toe, wat positief is voor duurzame energiewaardering.

³² Er is onduidelijkheid over de gemiddelde levensduur van huishoudelijke apparatuur. Mocht de gemiddelde levensduur hoger liggen dan de aangenomen 20 jaar, dan betekent dit ook een toename in de kosten.

Tabel 19

Karakteristieken maatregel onderhoud/vervangings op basis van triage.

Karakteristieken maatregel 'Onderhoud/vervangings op basis van triage'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	G-gasmarkt
2	Wat houdt maatregel in?	Voorafgaand aan het aanpassen van toestellen op een bredere band aan gas wordt onderzocht of bij de huidige toestellen, ook na onderhoud, de veiligheid gewaarborgd is. In het geval dat hiertoe onvoldoende ruimte is, moeten toestellen van een bepaald type a.) gewoon of b.) specialistisch onderhouden of c.) vervangen worden. Maatregel waarborgt veiligheid huishoudens.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Koolmonoxide (CO) vergiftiging, roetvorming en NO _x emissie.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Direct (tijdelijke maatregel voor 10 jaar)

Onderhoud / vervangen op basis van triage houdt in dat op basis van één exemplaar van de in de markt aanwezige toesteltypen wordt besloten wat met alle toestellen van een bepaald type moet gebeuren om in te spelen op een veranderende gaskwaliteit (zie deel 1, paragraaf 4.2.3.1). Op basis van een laboratoriumonderzoek wordt vastgesteld of alle toestellen van dit type geschikt zijn voor zowel de huidige als de nieuwe gassen. Op basis van de uitkomst is het toesteltype onder te verdelen in een 3-tal categorieën:

- Het toesteltype dient vervangen te worden;
- Gewoon onderhoud is voldoende;
- Specialistisch onderhoud is nodig.³³

Score maatregel: 'onderhoud/vervangings op basis van triage'

Tabel 20

Overzicht effecten onderhoud/vervangings huishoudelijke apparatuur op basis van 'trage' ten opzicht van referentiesituatie

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasrijzen	Nvt
	Kosten Strippen en mengen	Nvt
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	€ 2,1 miljard
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0/-
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	+
	Zekerheid gasenveloppe	0
Milieu	CO ₂	0/-
	NO _x	0/-

³³ Volgens de door de fabrikant voorgeschreven richtlijnen, zodat het toestel blijft voldoen aan de eisen van de GAD.

Apparatuur	Efficiency	+
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Eindgebruiker
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	0

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

Het totaal aantal toestellen in de markt bedraagt 14,4 mln. stuks. Er zijn veel toestellen van een gelijk type. Het grootste deel van de 14,4 mln. bestaat uit enkele honderden types. Bij een gemiddelde levensduur van 20 jaar, worden jaarlijks 0,7 mln. toestellen vervangen in de markt. Uitgaande dat een adequaat toestel in 2015 op de markt komt, zijn er in 2020 circa 10,8 mln. toestellen die niet aan de vereiste specificaties voldoen.³⁴

Het triage onderzoek nog moet worden uitgevoerd en de definitieve enveloppe voor G-gas is nog niet bekend. Daarom is ook nog niet bekend welk deel van de nog niet vervangen toestellen vervangen of specialistisch onderhoud nodig heeft en welk deel gewoon kan blijven functioneren. Voor deze studie nemen we daarom, voorzichtigheidshalve en op basis van eigen inschattingen, de volgende verdeling aan:

Tabel 21

Verdeling toestellen bij triage

Verdeling	Aandeel
Vervanging	30%
Specialistisch onderhoud	35%
Gewoon onderhoud	35%
Totaal	100%

Voor het deel dat vervangen moet worden gaan we uit van een kostenpost van € 469,- per eenheid (zie ook hoofdstuk 1.7.1).³⁵ De kosten voor specialistisch onderhoud zijn geraamd op € 150,- per toestel. Er zijn geen kosten opgenomen voor regulier onderhoud. De totaal kosten voor triage bedragen daarmee € 2,1 miljard in 2020 (zie navolgende tabel).

³⁴ In totaal zijn er 14,4 mln. toestellen in de markt. Bij een geschikt toesteltype in 2015, worden er 5 jaar lang 0,7 mln. toestellen vervangen die aan de vereisten voldoen. Dit houdt in dat er in 2020 $(14,4 - 5 \cdot 0,7) = 10,8$ mln. toestellen overblijven die mogelijk niet geschikt zijn. Uiteraard geldt hier hoe eerder een geschikt toesteltype op de markt komt, hoe lager de kosten zullen uitvallen, omdat minder toestellen vervangen moeten worden.

³⁵ Het deel dat vervangen moet worden (3,2 mln. stuks), heeft een bepaalde leeftijd. Het is daarom economisch gezien niet verantwoord de volledige nieuwkosten van apparatuur bij vervanging in de raming op te nemen. Het park dat in 2020 nog niet vervangen is, zal een leeftijd bezitten van leeftijd-5-20 jaar. Wij gaan daarom uit van een gemiddelde leeftijd van 12,5 jaar. Dit houdt in dat de toestellen gemiddeld voor 12,5 jaar / 20 jaar = 62,5% zijn afgeschreven. De kosten voor vervanging zijn daarom geraamd op $(100\% - 62,5\%) \cdot € 1250 = € 469,-$ per stuk. Kort samengevat, wij gaan uit van lineaire afschrijving van 20 jaar zonder restwaarde.

Tabel 22
Aantal te vervangen of te
onderhouden toestellen

Verdeling	Aantal (mln.)	Kosten per eenheid (€)	Totaal kosten (€ mld.)
Vervanging	3,2	469	1,5
Specialistisch onderhoud	3,8	150	0,6
Gewoon onderhoud	3,8	0	0,0
Totaal	10,8 mln.		2,1 mld.

De kosten zijn sterk afhankelijk van de termijn waarop het nieuwe toesteltype op de markt komt. Als bijvoorbeeld uiterlijk eind 2013 alle nieuw op de markt te brengen toestellen geschikt moeten zijn voor de nieuwe gasenveloppe, dalen de kosten voor triage van € 2,1 miljard naar € 1,6 miljard. Indien na 2020 de huidige enveloppe niet gehandhaafd kan blijven, bepaald de maat van de enveloppe die na 2020 wordt gedistribueerd in hoge mate de kosten van triage. Als er een smalle enveloppe na 2020 wordt gehanteerd, (Bijvoorbeeld een maximale PE van 7 in plaats van 9) dan hoeven minder toestellen te worden aangepast of vervangen. Hierdoor zullen de maatschappelijke kosten aanzienlijk lager worden. De transitie naar nieuwe gassen voor de lange termijn blijft echter gewaarborgd omdat alle nieuwe toestellen E-bandtoestellen zullen zijn.

Implementatietermijn:

Bij een 70% bezettingsgraad van de naar schatting 6.000 installateurs (4 tot 8 toestellen per dag voor specialistisch onderhoud en 2 tot 3 toestellen per dag voor vervanging) is 5-9 jaar (exclusief onderzoek) nodig voor de implementatie, uitgaande van beschikbaarheid van vervangende toestellen.*

Veiligheid

- De consument kan er vanuit gaan dat nieuwe huishoudelijke apparatuur bij een veranderende gassenstelling voldoen aan de veiligheidseisen, producenten moeten voldoen aan de CE veiligheidskeurmerk conform de Gas Appliances Directive (GAD) en zijn (juridisch) daarmee verantwoordelijk voor de veiligheid.
- Voor (een aantal) bestaande toestellen is het twijfelachtig of ze geschikt zijn en kunnen blijven voldoen aan de veiligheidseisen bij een veranderende gassenstelling. Voor deze toestellen is specialistisch onderhoud (en indien het gewenste veiligheid niveau na onderhoud niet gehaald wordt) vervanging nodig. Het is echter onduidelijk wie de verantwoordelijkheid draagt voor het onderhoud van en indien nodig, controle op de noodzakelijke vervanging van deze huishoudelijke apparatuur.

* Als de voorbereiding tot 1 jaar beperkt zou kunnen blijven, schuift alles vier jaar op en worden ook de kosten (bij vervanging van resterende toestellen in 2020) lager.

- De waarschijnlijkheid van optreden van veiligheidsrisico's bij deze groep is afhankelijk van:
 - hoe voorkómen wordt dat de consument bijvoorbeeld zelf aan de 'knoppen' gaat draaien;
 - Het tijdig actie ondernemen en de mate waarin ieder huishouden afzonderlijk (ter controle) wordt bezocht zodat een toestel überhaupt aangepast/vervangen wordt;
 - dat een installateur daadwerkelijk vakbekwaam is en hij/zij het onderhoud naar behoren uitvoert (er zijn geen eisen bij de wet vastgelegd aan het mogen beoefenen van het beroep van installateur, daarnaast is er geen controle op de vakbekwaamheid).
- Onderhoud en vervanging op basis van triage kan 'veiligheidsneutraal' gebeuren. In de praktijk zijn veiligheidsrisico's echter niet uit te sluiten. Een goed uitgevoerd transitietraject met voldoende monitoring, een communicatiecampagne, een goede fasering van het onderhoud in de tijd en voldoende en vakbekwaam onderhoudspersoneel zijn nodig om dit soort risico's te beperken.

Voorzieningszekerheid

Voorzieningszekerheid wordt in deze maatregel gewaarborgd, ongeschikte toestellen worden aangepast of vervangen zodat ze de nieuwe enveloppe aan kunnen. Alle nieuw op de markt te brengen toestellen zullen geschikt zijn voor de nieuwe gasenveloppe. Na de periode van 10 jaar, ontstaat zo meer ruimte voor het accommoderen van meer gassen. Dit betreft G-gassen met een ruimere bandbreedte. De uitzonderingspositie van Nederland wordt echter pas echt opgeheven als gekozen wordt voor vervanging met bijvoorbeeld "I2ru" toestellen. Deze toestellen zijn namelijk ook geschikt (te maken) voor de H-gasmarkt (zie ook hoofdstuk 1.7.1).

Milieu

De mogelijke toename in NO_x en CO₂ uitstoot als gevolg van de mitigerende maatregelen is moeilijk te kwantificeren. Deze emissies zijn vooral afhankelijk van de breedte van de enveloppe en de mate waarin deze benut wordt. Als de gaskwaliteit voor de afnemer constant gehouden wordt op de samenstelling waar de toepassing voor is ontworpen is de impact nul. Als de gassamenstelling zich rond de uitersten van de enveloppe bevindt, is het effect het grootst. Er kan dus pas een uitspraak worden gedaan als bekend is hoe breed de enveloppe wordt en of die breedte ook daadwerkelijk benut wordt.

Efficiency apparatuur

De efficiency van apparatuur kan bij de nieuwe toestellen positief uitvallen. Echter de toestellen welke niet worden vervangen zullen mogelijk met een lager rendement functioneren.

Verdeling effecten

De kosten slaan neer bij de eindgebruiker. Dat zijn in dit geval met name huishoudens, woningbouwverenigingen, kleinzakelijke gebruikers, scholen, ketel lease bedrijven etc.

Conformiteit overige beleidssiers

De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidssiers klimaat, milieu en energiebesparing.

1.8

AANPASSING APPARATUUR EINDGEBRUIKERS: KRACHTOPWEKKING

In het segment krachtopwekking worden twee maatregelen uitgewerkt:

- Ombouw resp. vervanging van gasmotoren;
- Aanpassing van gasturbines.

1.8.1

OMBOUW / VERVANGING VAN GASMOTOREN

Tabel 23

Karakteristieken maatregel ombouw/vervanging gasmotoren.

Karakteristieken maatregel 'Ombouw / vervanging gasmotoren'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	G-gasmarkt
2	Wat houdt maatregel in?	Aanpassing van de gasmotoren om ze geschikt te maken voor het gebruik van nieuwe gassen door ombouw of vervanging.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Motorschade, uitval productie.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Per direct, indien de gasenveloppe duidelijk is. Maatregel kan zijn uitgevoerd in 6 à 7,5 jaar na start.

Van het opgestelde vermogen van 3500 MWe staat ca. 3000 MWe in de glastuinbouw. Ondanks het werken aan alternatieven (energie neutrale kas, biomassa, etc.) verwacht de tuinbouwsector dat dit opgestelde vermogen in ieder geval tot 2020 constant blijft (zie bijv. het jaarplan 2011 van de projectgroep Kas als Energiebron).

Vrijwel het gehele park draait op G-gas waarvoor aanpassingen niet voor 2021 vereist zijn, gezien het 'bevrozen' van de huidige distributiekennmerken van G-gas voor de komende 10 jaar. Er is dus geen acuut probleem.

Vervanging van parksegment A

Parksegment A (1800 eenheden, 10-20% van het opgestelde vermogen) komt in aanmerking voor vervanging. Door dat in 2010 de emissiegrenzen zijn verscherpt (BEMS), wat voor dit oudere segment tot (te) hoge kosten zal leiden, is het reëel te veronderstellen dat dit segment tegen 2021 volledig gesaneerd zal zijn. Wijziging van gaskwaliteit veroorzaakt dan geen extra kosten meer, in de veronderstelling dat de dan beschikbare nieuwe gasmotoren door de fabrikant uitgerust zullen zijn voor de verwachte gasenveloppe voor de G-gasmarkt voor over 10 jaar.

Ombouw van parksegment B

Parksegment B, het jongere deel van de gasmotoren (2700 eenheden, 80-90% van het opgestelde vermogen), komt in aanmerking voor ombouw. Door de motorimporteurs is, vanwege het beperkte aantal deskundig personeel, geschat dat de totale looptijd voor aanpassing 15 jaar zou bedragen.

Onder de voorwaarde dat voorafgaand aan de ombouwperiode volledige duidelijkheid is over de verwachte bandbreedte aan gaskwaliteit voor de periode volgend op de 'standstill' periode van 10 jaar, zou een bekorting van de ombouwperiode mogelijk zijn tot 6 à 7,5 jaar door:

- ombouw te combineren met de onderhoudswerkzaamheden tijdens een reguliere 'uitgebreide' onderhoudsbeurt.
- extra inspanning buiten het reguliere onderhoudsregime
- (langzame) aanwas van nieuw personeel en vrijkomende capaciteit in verband met sanering segment A,
- efficiëncywinst vanuit het 'copy-paste' karakter van de ombouwwerkzaamheden,

Score maatregel: 'ombouw / vervanging van gasmotoren'

Tabel 24

Overzicht effecten
'Ombouw/ vervanging van
gasmotoren' ten opzichte
van referentiesituatie

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasprijzen	Nvt
	Kosten Strippen en mengen	Nvt
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	<u>G-gasmarkt:</u> Vervanging: € 0 Ombouw: € 390 mln.
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	++
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO ₂	-
	NO _x	-
Apparatuur	Efficiency	€ 35 mln./jaar elektriciteitsopwekking en teeltuitval (€ onbekend)
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Eindgebruikers (grotendeels tuinbouw)
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	-/+

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

Parksegment A wordt gesaneerd. De vervanging van deze motoren vindt plaats binnen de 'standstill' periode van 10 jaar vanwege milieueisen. Een verandering van gaskwaliteit heeft geen verdere invloed op de kosten van deze vervanging.

Parksegment B wordt omgebouwd. Deze kosten zijn als volgt opgebouwd:

- Aanpassing door ombouw bestaande uit het verlagen van de compressieverhouding en het opnieuw inregelen van de luchtfactor- en klopregeling. De ombouwkosten bij een transitietermijn van 10 jaar zijn door ons geschat op gemiddeld honderd euro per kW_e. Deze raming is tot stand gekomen op basis van door ons geverifieerde informatie van motorleveranciers. Voor 3500 MW_e betekent dit € 350 mln.
- Op de kosten van ombouw kan bespaard worden door deze samen te laten vallen met een zgn. grote beurt van de motor, dan wel – wanneer het tijdstip van omschakeling tijdig bekend is – deze beurt in de tijd naar voren halen. Hiermee valt mogelijk ca. € 50 mln. te besparen.
- Daarnaast kan een aanpassing van de DeNO_x-installatie nodig zijn, aanvullend op hetgeen nodig is conform de BEMS-aanpassingen. Voor 3000 eenheden tegen kosten van € 30.000 / installatie betekent dit € 90 mln.. Dit bedrag kan lager uitvallen bij tijdige combinatie met het op orde maken van de motoren conform BEMS.

Als een langere periode dan 20 jaar mogelijk is voor aanpassingen van de gasmotoren, kunnen de kosten lager uitvallen dan hierboven genoemd. De aanpassingen kunnen dan worden meegenomen in de reguliere cyclus van vervanging van apparaten.

Deze daling van de kosten van aanpassing is echter wel afhankelijk van de vraag of de enveloppe waaraan de apparaten moeten voldoen, tegen die tijd binnen een nauwere range liggen dan de 'hoezandergas' mogelijkheden. Indien dit niet het geval is, zullen de genoemde kosten in nominale zin gelijk blijven.

Uitgaande van een vervangingstermijn van 20 jaar worden –indien een nauwere enveloppe op korte termijn bekend zijn – de extra kosten als gevolg van veranderingen in gaskwaliteit bij reguliere vervanging van gasmotoren vrijwel nihil bij een transitietermijn van 20 jaar. Gezien het feit dat het hier gaat om het park B-segment, dat het meest significant is in termen van opgesteld vermogen en bovendien jong is (2005 en jonger), zal pas in 2025 sprake kunnen zijn van aanpassingskosten ongeveer nihil.

Veiligheid

- Veiligheid is beleidsuitgangspunt. De voorwaarde is dat noodzakelijke aanpassingen aan de apparatuur alleen doorgevoerd worden als de veiligheid van de gebruiker niet in het geding komt.
- Een veiligheidsrisico vanwege een niet tijdige / minder goede ombouw van gasmotoren is theoretisch mogelijk, maar wordt in vergelijking met huishoudens als zeer laag ingeschat. Bedrijven hebben een economisch en maatschappelijk belang bij aanpassing (in verband met financiële en economische schade gerelateerd aan rendementsverlies en schade aan apparatuur en de juridische verantwoordelijkheid van de werkgever voor de veiligheid van de werknemer). Voor bedrijven ligt het daarom voor de hand dat ze zullen toezien op een tijdige en veilige aanpassing. Verder is de transitietijd voor het ombouwen voldoende, vanwege de 'standstill' voor de G-gasmarkt voor 10 jaar. Dit biedt voldoende tijd, zeker als een nog langere transitieperiode mogelijk.

Voorzieningszekerheid

Door de aanpassing van apparatuur van de eindgebruikers aan de verwachte gasenveloppe van het gas na de 'standstill' periode van 10 jaar, ontstaat meerruimte voor het accommoderen van meer gassen. Dit is positief voor de voorzieningszekerheid.

Milieu

Gasmotoren draaien "lean burn" en, hoewel niet verplicht, is een DeNO_x praktisch gezien noodzakelijk om aan lage NO_x-eis conform BEMS te kunnen voldoen. Een mogelijk lager rendement na aanpassing op een bredere gasband (zie hieronder) kan negatieve consequenties hebben voor zowel de uitstoot van CO₂ als NO_x.

Apparatuur

Er is sprake van een structurele verlaging van de prestaties (vermogen/rendement), zelfs bij een incidenteel laag methaangetal. De kosten hiervan kunnen mogelijk € 35 mln. per jaar bedragen voor operationele meerkosten.

Verdeling effecten

De kosten worden primair door de eindgebruikers betaald. Dit zijn in belangrijke mate de tuinders.

Conformiteit overige beleidssiers

De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidssiers klimaat, milieu en energiebesparing.

1.8.2

AANPASSING VAN GASTURBINES

Tabel 25

Karakteristieken maatregel aanpassing van gasturbines

Karakteristieken maatregel 'aanpassing gasturbines'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	H-gasmarkt G-gasmarkt
2	Wat houdt maatregel in?	Aanpassingen aan gasturbines om ze geschikt te maken voor het gebruik van nieuwe gassen
3	Welk probleem lost maatregel op?	Schade aan systeem, uitval productie.
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Afhankelijk van capaciteit OEM en geplande stilleggingen turbines vanwege onderhoud en/of vervanging. Eventuele modificering H-segment gasturbines gereed in circa 5 jaar na start.

Circa 20% van het aantal turbines (circa 40% van het opgesteld vermogen) draait op G-gas waarvoor aanpassingen niet voor 2021 vereist zijn, gezien het 'bevrozen' van de huidige distributiekenmerken van G-gas voor de komende 10 jaar. Voor dit deel van het park is er dus geen acuut probleem. Het overige, H-gas gestookte segment (80% van het aantal turbines, circa 60% van het opgesteld vermogen) zal op kortere termijn al geschikt gemaakt moeten worden om gas met een andere specificatie te kunnen ontvangen.

De betreffende machines zijn complexe, individuele installaties die opereren binnen de voorwaarden van de garantie van de turbineleverancier. De afstelling luistert bijzonder nauw. Dit compliceert aanpassingen (geen 'copy paste' karakter). Een onjuiste instelling kan leiden tot ernstige verstoringen van de bedrijfsvoering met mogelijke consequenties voor de veiligheid en uitval van de elektriciteitsvoorziening.

Welke aanpassingen nodig zijn moet voor elke individuele machine worden nagegaan samen met de turbineleverancier (OEM). Voor elke turbine is dus in ieder geval een vooronderzoek nodig. Op basis van dit vooronderzoek wordt bepaald welke (combinatie van) aanvullende maatregelen eventueel verder nodig zijn. De kosten per soort maatregel verschillen aanzienlijk (bron: werkgroep 1, deel 1):

- monitoring (indicatieve kosten: € 1 mln./installatie)
- gasbehandeling (indicatieve kosten: € 0,6–1,6 mln. /installatie)
- modificeren van de gasturbine (indicatieve kosten: € 12 mln. /installatie)
- aanpassen rookgasreiniging (De-NOx) (indicatieve kosten: €10–30 mln. /installatie)

De totale kosten per turbine en voor het turbinepark als geheel zijn daarmee sterk afhankelijk van de mix van benodigde maatregelen.

Om geen grote verstoringen van de elektriciteitsproductie te veroorzaken, zullen deze aanpassingen dan plaatsvinden tijdens de reguliere, geplande stillegging wegens groot onderhoud en eventuele modificaties. Gasturbine-eenheden in (de-)centrale elektriciteitsopwekking worden meestal eens per 4 jaar voor langere tijd uit bedrijf genomen ten behoeve van groot onderhoud en eventuele modificaties. Uitgaande van een start met ombouw van de H-gas gestookte turbines zou het wellicht mogelijk kunnen zijn om binnen 5 jaar dit segment aangepast te hebben op een andere gaskwaliteit. In deze raming is nog geen rekening gehouden met de te verwachten beperkingen in beschikbaarheid van menskracht en componenten voor de ombouw.

Voor aanpassing van de G-gas gestookte turbines is meer tijd mogelijk, gezien de 'standstill' periode van 10 jaar. Daarnaast zullen de aanpassingen van het G-park naar verwachting aanzienlijk minder ingrijpend zijn, aangezien de range aan mogelijke gasspecificaties veel kleiner zal worden dan in de H-markt (zo blijft de Wobbeband binnen een veel nauwere range).

Score maatregel: 'aanpassing van gasturbines'

Tabel 26

Overzicht effecten
aanpassing van
gasturbines' ten opzichte
van referentie'

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	Nvt
	Gasrijzen	Nvt
	Kosten Strippen en mengen	Nvt
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	<u>H-markt CAPEX:</u> ▪ Minimum: € 55 mln. <u>G-markt CAPEX:</u> ▪ Minimum: € 15 mln.
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	++
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO ₂	0/-
	NO _x	0/-
Apparatuur	Efficiency	€ 10 – 20 mln./jaar (OPEX, H-markt)
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Eindgebruikers (centrale beheerders)
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	-

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

De omvang van de kosten is afhankelijk van de (combinatie van) maatregelen die nodig zijn. De getotaliseerde raming heeft forse bandbreedtes, gebaseerd op door ons op hoofdlijnen geverifieerde schattingen van turbinebouwers en gebruikers van de mogelijke kostenposten (zie verslag werkgroep 1, deel 1). Een adequatere schatting kan alleen de OEM maken i.s.m. met de beheerder van de turbine, aan de hand van de toekomstige enveloppe, per individueel geval.

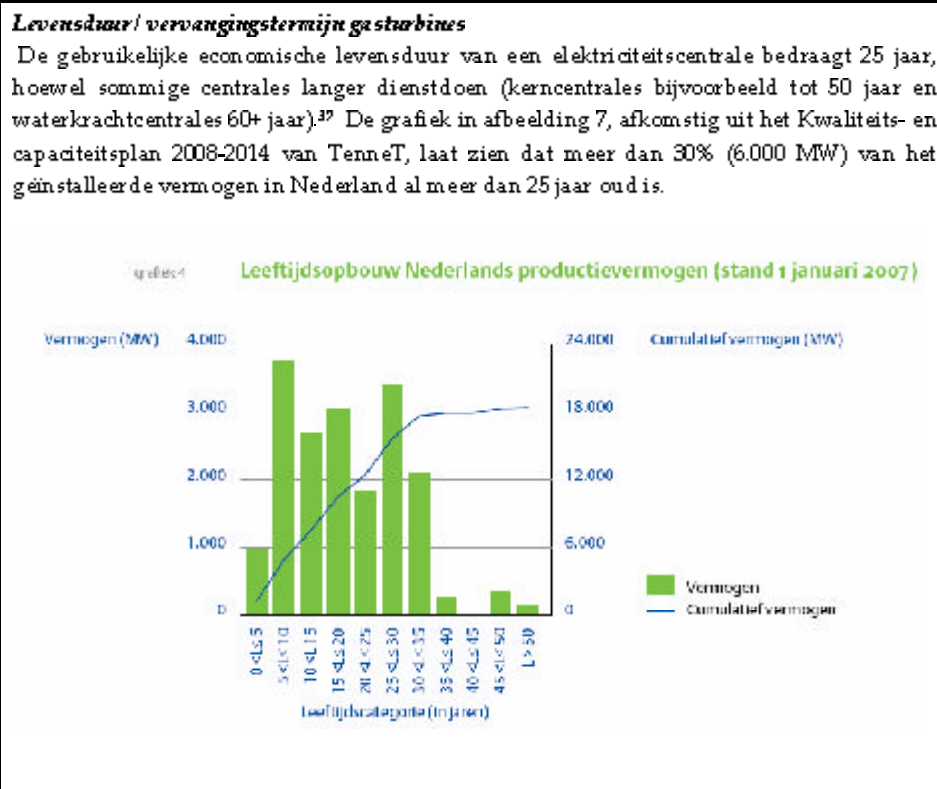
De ondergrens qua raming betreft het totaal van vooronderzoek door OEM's van alle gasturbines à € 500.000 per stuk (totaal circa 140 turbines, circa € 70 mln.). Als op basis van deze vooronderzoeken geconcludeerd zou worden dat geen verdere aanpassingen nodig zijn, blijft het daarbij. Als wel een of meerdere maatregelen worden aanbevolen om uit te voeren, nemen de kosten toe. In een scenario waarin ook alle De-Nox installaties vervangen of toegevoegd zouden moeten worden, kunnen de kosten ordegrrootte € 1- 2 miljard bedragen, uitgaande van de H-gas enveloppe conform 'hoezoandergas'. De kans dat dit voor alle turbines nodig zal zijn is waarschijnlijk niet heel groot, maar kan anderzijds ook niet genegeerd worden.

De kosten kunnen substantieel lager worden als er naar tussenoplossingen wordt gezocht door:

- Een kleinere enveloppe te maken voor de werkelijk gedistribueerde gassen, die is afgestemd op wat de individuele installaties met beperkte modificaties kunnen toepassen. Dat wil zeggen dat specificaties waaraan de apparaten moeten voldoen binnen een nauwere reange komen teliggen dan de 'hoezoandergas' enveloppe. Hier zijn vooral de maximale hoogte van Wobbe sprongen en de Wobbe bandbreedte van belang.
- *Ter illustratie:* het ministerie van E, L&I heeft aangegeven, na gesprekken met enkele centralebeheerders, te verwachten dat de totale aanpassingskosten van de centrales in de orde groote van € 100 mln. zullen liggen. Deze indicatie is volgens het ministerie van E, L&I niet op basis van de 'hoezoandergas' enveloppe, maar op basis van een –niet nader gespecificeerde– smallere enveloppe met een nauwere bandbreedte.
- Een langere aanpassingsperiode mogelijk is, die inpasbaar is in de reguliere cyclus van *vervanging* van de turbines. (zie afbeelding 7).

Afbeelding 7

Gemiddelde leeftijd van productievermogen in Nederland.
 bron: tenneT.



Veiligheid

- Veiligheid is beleidsuitgangspunt. Voorwaarde is dat noodzakelijke aanpassingen aan de apparatuur alleen doorgevoerd worden als de veiligheid van de gebruiker niet in het geding komt.

³⁷ Bron: ARCADIS / Advanced Power AG: Startnotitie aardgasgestookte elektriciteitscentrale Eemshaven, 2008.

- Bedrijven hebben een economisch en maatschappelijk belang bij aanpassing (in verband met financiële en economische schade gerelateerd aan rendementsverlies/schade aan apparatuur en de juridische verantwoordelijkheid van de werkgever voor de veiligheid van de werknemer). Voor bedrijven ligt het daarom voor de hand dat ze zullen toezien op een veilige aanpassing.
- Als aanpassingen gelijktijdig met een geplande buitengebruikstelling vanwege onderhoud geschiedt, is er geen effect op veiligheid te verwachten.

Voorzieningszekerheid

De score van deze maatregel op de voorzieningszekerheid wat betreft het aanbod van gassen is positief. Een kanttekening hierbij is dat sprake kan zijn van een negatief effect op de leveringszekerheid van elektriciteit als de ombouw geforceerd plaatsvindt vanwege ongeplande stilleggingen wegens ombouw en/of storingen in de bedrijfsvoering wegens onjuiste afstellingen.

Milieu

Een gevolg van een andere afstelling van de turbines kan zijn dat het rendement lager wordt. Naast een effect op de operationele kosten (zie hieronder) kan dan ook de uitstoot van CO₂ en NO_x per geleverde MWh elektriciteit toenemen en daarmee ook de totale hoeveelheid emissies. Of en zo ja, in hoeverre dit effect optreedt, is sterk afhankelijk van de mogelijkheden tot ombouw per installatie.

Apparatuur

Een bredere range in gassamenstelling kan leiden tot een mogelijke verlaging van het rendement van de betreffende turbines. De kosten zijn globaal geraamd op € 10-20 mln. per jaar.

Verdelings effecten

De kosten worden primair gedragen door de eindgebruikers, in dit geval de centralebeheerders waar de turbines zijn opgesteld.

Conformiteit overige beleidssiers

De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidssiers klimaat, milieu en energiebesparing.

1.9

AANPASSING APPARATUUR EINDGEBRUIKERS: INDUSTRIE

In de industrie zijn zoals in deel 1 geschetst twee hoofdgroepen toepassingen:

- Branderinstallaties
- Proces installaties

Brander installaties

In de industrie zijn de brander toepassingen zeer divers. Met name waar branders direct op het eindproductinwerken zijn er veel "one of a kind" installaties. Bij deze installaties moet in feite op locatie onderzocht worden of, en hoe de verandering te mitigeren is. Daarnaast zijn er een groot aantal ketels in gebruik die meer overeenkomsten hebben.

Bij het schatten van de kosten van de mitigerende maatregelen voor industriële eindgebruikers, is uitgegaan van de volgende verdeling:

- Afstellen: 50%
- Modifieren: 40%
- Vervangen: 10%

Hierbij is verondersteld dat bovenstaande mitigerende maatregelen alleen nodig zijn voor de getroffen installaties (15% van de G-gasinstallaties en 90% van de H-gasinstallaties). Deze schattingen zijn gemaakt op basis van eigen aannames van de markt.

Afstellen, modifieren en vervangen van branderinstallaties

Tabel 27
Karakteristieken maatregel afstellen, modifieren en vervangen van branderinstallaties

Karakteristieken maatregel 'afstellen, modifieren en vervangen van branderinstallaties'		
1	Van toepassing op welke gasmarkt?	H-gasmarkt G-gasmarkt
2	Wathoudt maatregel in?	Afstellen modifieren en vervangen van branders hebben tot doel een veranderende gaskwaliteit te kunnen verwerken.
3	Welk probleem lost maatregel op?	Structureel prestatieverlies (rendement en uitval van productie).
4	Op welke termijn kan maatregel worden ingezet	Per direct, indien de gasenveloppe duidelijk is (doorlooptijd uitvoering afhankelijk van beschikbaarheid deskundig personeel)

Een deel van de industriële branders beschikt over afstelmogelijkheden die bijstelling behoeven om goed te functioneren bij de komst van nieuwe gassen.

Voor een deel zijn bovengenoemde oplossingen niet mogelijk en dient de brander vervangen te worden door een type dat wel geschikt is voor de nieuwe gassen.

Proces installaties

De andere categorie van gastoepassingen zijn de procesinstallaties. Hoewel het aantal bedrijven dat gas als chemische grondstof gebruikt beperkt is, zijn de kosten voor aanpassing per installatie groot. Het kan gaan om het aanbrengen van een pre reformer om de hogere koolwaterstoffen te kraken, aanvullende procescontrole en flowmeting. Door een veranderende gaskwaliteit kan verder het rendement en de productiecapaciteit afnemen waardoor of uitbreiding noodzakelijk is, of een lagere productie geaccepteerd wordt. Voor 1 feedstockinstallatie is berekend dat de benodigde investering 20-25 mln. euro is, terwijl er een blijvend productieverlies is van 10-25 mln. euro per jaar. Om een goede indicatie van de kosten te krijgen moeten de individuele installaties per stuk geïnventariseerd worden.

Tabel 28

Overzicht effecten 'afstellen, modificeren en vervangen' van industriële gastoeppassingten' ten opzichte van 'referentie'

Score maatregelen 'afstellen, modificeren en vervangen van industriële gastoeppassingten'

Effect	Indicator	Waarde
Maatregelkosten	Kosten importeurs	nvt
	Gasrijzen	nvt
	Kosten Strippen en mengen	nvt
	Aanpassing apparaten eindgebruikers	CAPEX G en H-markt: € 100-450 mln. (verhouding G en H 50:50)
Veiligheid	Veiligheid gebruiker	0/-
Voorzieningszekerheid	Diversiteit gasaanvoer	+
	Zekerheid gasenveloppe	+
Milieu	CO ₂	-
	NO _x	-
Apparatuur	Efficiency	G en H-markt €10 –€100 mln. p er jaar (verhouding G en H 50:50)
Verdeling effecten	Wie betaalt de maatregel?	Eindgebruikers
Conformiteit overige beleid dossiers	Mate van bijdrage maatregel aan relevante beleidsdoelen	-/+

Toelichting op score maatregel

Maatregelkosten

Een belangrijke onzekerheid voor het maken van exacte kostenberekeningen is de grote diversiteit aan installaties en de configuratie van installaties binnen de industriële sector. Het overzicht van aantallen en in welke hoedanigheid de industriële installaties zich in de markt voordoen ontbreekt. Zowel bij lokale overheden als bij het CBS zijn geen specifieke statistiek en van gasgestookte installatie naar 'aantal en variatie' voorhanden. Aan de hand van aannames, input uit workshops met belanghebbenden (augustus en september 2010) en een expert beoordeling van ARCADIS/KEMA/KIWA zijn verdere specificaties van aantallen installaties uitgewerkt en in een rekenmodel opgenomen. Een punt van aandacht hierbij betreft kosten aan feedstocks. Deze kunnen aanzienlijk zijn, waarbij het de vraag is of deze voldoende zijn opgenomen in het rekenmodel (zie ook hieronder).

- Op basis van een rekenmodel (KEMA) zijn de kosten voor de industrie voor de G en H-markt samen, geraamd op een totaal van € 100-450 mln. eenmalige kosten (schatting branderinstallaties en feedstocks) en € 10-100 mln. p er jaar verliezen door rendementsverlies, extra onderhoud, e.d.
- We nemen aan dat de kostenverdeling voor de H-markt en de G-markt 50:50 is.
- De bedragen zijn geraamd voor de korte termijn. De kosten voor maatregelen in de industrie zullen op de lange termijn dalen, omdat een deel van de apparatuur via natuurlijke vervanging wordt aangepast. De levensduur van apparatuur in de industrie varieert echter sterk (tot meer dan 50 jaar). Ook voor de daling van de kosten op lange termijn, moeten we ons daarom baseren op eigen aannames. Wij nemen aan dat de totaal kosten in 2016, 2020, 2030 en 2035 met respectievelijk 15%, 30%, 60% en 70% zijn gedaald (zie hoofdstuk 2, routes).

Veiligheid

- Veiligheid is beleidsuitgangspunt. Voorwaarde is dat noodzakelijke aanpassingen alleen doorgevoerd worden als de veiligheid van de gebruiker niet in het geding komt.
- Industriële gebruikers hebben een economisch en maatschappelijk belang bij aanpassing in verband met financiële en economische schade gerelateerd aan rendementsverlies, schade aan apparatuur en de juridische verantwoordelijkheid van de werkgever voor de veiligheid van de werknemer. Voor bedrijven ligt het daarom voor de hand dat ze zullen toezien op een tijdige/veilige afstelling van hun apparatuur. In het geval van apparatuur aangesloten op het G-gasnet is de druk om de maatregel te treffen niet groot, vanwege de 'standstill' voor de G-gasmarkt voor 10 jaar. Dit biedt voldoende tijd om in overleg met de leveranciers (OEM's) richtlijnen te maken voor een juiste afstelling/ juiste modificatie. Voor de industriële gebruikers aangesloten op het H-gasnetwerk kan dit anders liggen, indien zij binnen een beperkte tijd moeten aanpassen/ vervangen. In dit geval kunnen veiligheidsrisico's optreden door bv een onjuiste / onvolledige afstelling (niet juist ingestelde brander of gas/luchtverhouding).

Voorzieningszekerheid

- De score van deze maatregel op de voorzieningszekerheid wat betreft het aanbod van gassen is positief. Na de aanpassingen is een breder aanbod van gassen mogelijk.

Milieu

- Bedrijven die onder de industriële emissierichtlijn vallen en andere daartoe aangewezen categorieën van inrichtingen mogen niet in werking zijn zonder vergunning. In deze vergunningen en/of in AMvB's is de toegestane uitstoot van NO_x vastgelegd. 250 (grotere) bedrijven vallen onder het regime van de NO_x emissiehandel, waarvoor door het bestuur van de Nederlandse Emissie autoriteit een vergunning wordt verleend. De uitstoot van NO_x moet op een adequate manier worden gemeten. Bij een stijging van de uitstoot zullen daarom mitigerende maatregelen genomen moeten worden om binnen de vergunningeisen te blijven. Deze kosten maken onderdeel uit van de kostenraming.
- Het opnieuw 'afstellen/ modifieren' van installaties geeft geen garantie tot een gelijke emissie-uitstoot, het risico bestaat dat na afstelling emissiegrenzen worden overschreden (zie bijvoorbeeld case Chemelot). Daarentegen kan er ook sprake zijn van een hoger rendement waardoor de emissie-uitstoot kan dalen.
- Bij een stijging van de uitstoot zullen mitigerende maatregelen genomen moeten worden om binnen de vergunningeisen te blijven. Deze kosten maken onderdeel uit van de kostenraming. Per saldo is de NO_x en CO₂-uitstoot na uitvoer van de maatregelen moeilijk te kwantificeren.

Efficiency apparatuur

- Een veranderende gassamenstelling kan leiden tot een inefficiënte verbranding, extra onderhoud van industriële installaties. Dit kan grote financiële gevolgen hebben, dat zich uit productieverlies.
- Op basis van het KEMA/KIWA model worden de productieverliezen als gevolg van rendementsverlies en extra onderhoud geschat op €10 –€ 100 mln. per jaar.

Verdelingskosten

De kosten worden primair gedragen door de eindgebruikers, in dit geval de industrie.

Conformiteit overige beleidss dossiers

De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidss dossiers klimaat, milieu en energiebesparing.

1.10

SAMENVATTEND OVERZICHT

Entry specificaties

Entry specificaties kunnen meerdere negatieve effecten tot gevolg hebben:

- Schade als gevolg van reeds afgesloten contracten;
- Schade door een beperkter gebruik van de terminal;
- Stijging van de gasprijs door afname concurrentie;
- Verslechtering marktpositie van shippers.

Het is vrijwel onmogelijk een nauwkeurige raming te maken van de hoogte van de schadekosten. De schadekosten zijn bijvoorbeeld sterk afhankelijk van de aard van afgesloten contracten (confidentieel) en specifieke marktomstandigheden (die van dag tot dag kan verschillen). Wij verwachten dat de contractschade kan variëren van 'beperkt' tot in de orde grootte van 'honderden miljoenen' per jaar. De kosten voor de GATE hebben wij geraamd op de korte termijn (voor de duur van de restrictie) op maximaal € 100 mln. tot € 130 mln. (waarbij grofweg twee derde van de fee niet wordt vergoed). Als ook de verdien capaciteit van de terminal op de lange termijn wordt beperkt, zal de schade dan groter zijn (maximaal € 160 mln. - € 200 mln.).

Het effect op de gasprijzen is gebaseerd op de aanname van het hanteren van entry specificaties aan één derde van het LNG, waarmee de prijs met 0,4% zou stijgen. Bij een marktprijs van € 18 /MWh in 2012, houdt dit een stijging in van € 0,07 per MWh. Op een totale markt vraag van 47,8 miljard m³ in 2012, is dit een extra kostenpost van € 35 mln. per jaar voor de consument. Schadekosten als gevolg van een verslechtering van de marktpositie hebben we niet kwantitatief kunnen ramen.

Veiligheid is een uitgangspunt, het is aan de netbeheerder (GTS) om op de invoedrestricties toe te zien en zodoende de veiligheid van de eindgebruiker te waarborgen. Door het hanteren van entry specificaties, wordt de diversiteit in LNG import beperkt, wat negatief scoort op de voorzieningszekerheid. Aan de invoerders wordt wel zekerheid geboden over de te verwachte gasenveloppe. Bij entry specificaties treden er geen extra milieueffecten op, wordt er geen schade aan apparatuur verwacht er wordt geen noemenswaardig effect verwacht op de beleidsdoelen klimaat, milieu, energiebesparing en duurzame energieproductie.

Gasbehandeling 'strippen' en 'verdammen'

Voor het strippen van gassen zijn grofweg twee situaties mogelijk:

1. Strippen voor de H-gasmarkt: De eerste situatie is het neerzetten van een stripper om het LNG dat via GATE wordt aangevoerd te kunnen behandelen. In dat geval is een stripper met een doorzet van gemiddeld 2 mln. m³/uur nodig. Als de stripper ter hoogte van de GATE terminal zelf kan worden ingepast, zijn niet of nauwelijks extra pijpleidingen nodig. Als er geen ruimte op de terminal is, moet de stripper elders komen te staan. De kosten zijn geraamd op € 365-465 mln. (investeringskosten) € 25 mln. jaarlijkse kosten.

Omdat de verhoging van de PE op hoezoandergas.nl direct gekoppeld wordt aan de aanvoer van LNG, en de samenstelling het toekomstige Russisch en Noorse gas grotendeels onbekend is, nemen we bij de effectbepaling de kosten voor het strippen van bepaalde soorten LNG in beschouwing. Mogelijk nemen de investeringen toe als er aanvullende stripinstallaties noodzakelijk zijn voor het strippen van Noors en Russisch gas.

2. Strippen voor de G-markt: De tweede situatie is het strippen van gas ten behoeve van de conversie van H-gas naar pseudo G-gas. Uitgaande van de huidige stikstofcapaciteit die wordt ingezet voor conversie, komt dit neer op 2 mln. m³/uur aan stripcapaciteit. Afhankelijk van waar deze tweede stripplaat komt te staan, kunnen kosten aan de orde zijn voor pijpleidingen. Deze kosten zijn geraamd op € 545 mln.-945 mln. (investering inclusief pijpleiding), € 50 mln. jaarlijkse kosten.

Afhankelijk van marktomstandigheden kan een stripinstallatie in combinatie met een ethaankraker een rendabele, commerciële business case voor een private operator vormen. In dit laatste geval zijn er geen of lagere maatregelkosten. Als er geen commerciële business case is, worden de kosten in eerste instantie gedragen door GTS. Veiligheid is een beleidsuitgangspunt. Het is aan de netbeheerder (GTS) om op de veiligheid toe te zien. Een stripinstallatie kan in theorie alle gassen accommoderen en distribueren conform de huidige gasenveloppe, dit leidt tot een positief effect op de voorzieningszekerheid. Aan de invoerders wordt ook duidelijkheid geboden over de enveloppe waaraan gassen moeten voldoen. Bij het strippen van het gas is er wel sprake van extra CO₂ en NO_x uitstoot als gevolg van energieverbruik door de installatie zelf. Er wordt geen schade aan apparatuur verwacht. Wel kan sprake zijn van mogelijk licht negatief effect op de beleidsdoelen klimaat, milieu en energiebesparing.

De huidige OPEX (G- en H-markt tezamen) voor het bijmengen van stikstof varieert tussen € 30 - 50 mln. per jaar. Een uitsplitsing naar gasmarkt is lastig te maken in verband met de verwevenheid van beide markten. De bulk van de kosten is echter o.i. toe te schrijven aan de conversie naar pseudo G-gas. Indicatief gaan we daarom uit van circa € 5mln./jaar OPEX ten behoeve van de H-markt. 'Verdunnen' kan vanuit veiligheids oogpunt alleen worden genomen in combinatie met een maatregel die de PE-waarde reguleert. De score met betrekking tot voorzieningszekerheid is minder gunstig omdat deze maatregel alleen effectief is voor het afwobben. Het bijmengen met stikstof heeft tot gevolg dat het relatieve energieverbruik toeneemt, ook kan het rendement van apparatuur dalen en is er een mogelijke toename in de uitstoot van NO_x emissies te verwachten.

De basisvoorwaarde voor de beperking van de fluctuaties in het Wobbeband is dat de invoedpunten geleidelijk van samenstelling en capaciteit veranderen. De maatregelen bij de invoedpunten is vooral een proces van beheerste veranderingen en is meer een kwestie van "good house keeping" dan dat dit directe operationele kosten met zich meebrengt. De kosten van een waarschuwingssysteem slaan neer bij GTS en hangen sterk af van waar behoefte aan is en kunnen, afhankelijk van de mate van 'sophistication' liggen tussen enkele honderd duizenden euro en enkele tientallen miljoenen euro. Er treedt geen verandering op in het veiligheidsniveau en een positief effect op de voorzieningszekerheid. Er zijn geen effecten op milieu gebied. Ook zal indien de sprongen niet noemenswaardig in frequentie en in amplitude toenemen, zal dit de afnemer geen extra problemen of extra kosten opleveren ten opzichte van de huidige situatie waaronder de apparatuur functioneert.

Maatregelen huishoudens: onderhoud/vervangings op basis van triage en integrale vervanging

De kosten voor het aanpassen van de huishoudelijke apparatuur (G-gasmarkt) door onderhoud resp. vervanging op basis van 'triage' of door de integrale vervanging, liggen de kosten bij de eindgebruiker. De kosten (afhankelijk van de termijn waarop de gaskwaliteit wijzigt) liggen in de range van € 0 (2035) tot € 5,1 miljard (2020). Op basis van 'triage' (uitsluitend in periode tot 2020) bedragen de kosten € 2,1 miljard. Hoe langer de transitietermijn, des te lager de kosten. Bij vervanging zullen nieuwe toestellen voldoen aan de veiligheidseisen. In theorie kan ook triage 'veiligheidsneutraal' gebeuren, maar in de praktijk zijn veiligheidsrisico's niet zijn uit te sluiten.

Voor de eindgebruiker bestaat het risico dat (vanwege het grote aantal toestellen in combinatie met onduidelijkheid ten aanzien van de verantwoordelijkheid voor het uitvoeren van de maatregel) het veiligheidsniveau (voor individuele toestellen) onvoldoende wordt gewaarborgd door dat deze toestellen niet (tijdig/naar behoren) worden onderhouden. Voor beide maatregelen geldt dat door de aanpassing van de huishoudelijke apparatuur meer ruimte ontstaat voor het accommoderen van meer gassen. Het aanpassen van de huishoudelijke apparatuur is een toekomstvaste maatregel, dit brengt Nederland meer in lijn met de internationale omgeving. Het effect van de maatregelen op de NO_x-uitstoot en CO₂uitstoot is moeilijk te kwantificeren.

Maatregelen kraachtopwekking: ombouw / vervanging gasmotoren en aanpassing gasturbines

Bij de ombouw / vervanging van gasmotoren (G-gasmarkt) en de ombouw van gasturbines (G en H-gasmarkt) liggen de kosten bij de eindgebruiker. Gasmotoren zijn onder te verdelen naar parksegment. Parksegment A (de oudere motoren) worden vanwege milieuwetgeving al uiterlijk 2017 gesaneerd (vervangen). Hierdoor zijn er geen kosten als gevolg van wijzigende gaskwaliteit Parksegment B (het jongere park) zal moeten worden omgebouwd met een kostenpost van € 390 mln.. Uitgaande van een vervangingstermijn van 20 jaar worden –indien de vereiste gasenveloppe op korte termijn bekend is – de extra kosten bij reguliere vervanging van gasmotoren mogelijk nihil bij een transitietermijn van 20 jaar. Er is wel sprake van een structurele verlaging van de prestaties (vermogen/rendement), zelfs bij een incidenteel laag methaangehalte. De kosten hiervan kunnen mogelijk € 35 mln. per jaar bedragen voor operationele meerkosten,

Voor het *gasturbinepark* (G en H-gas) bedraagt de ondergrens van de mogelijke aanpassingskosten circa € 70 mln. (het totaal van vooronderzoek door OEM's van alle gasturbines). Als op basis van deze vooronderzoeken wordt aanbevolen om een of meerdere maatregelen uit te voeren, nemen de kosten toe. In een scenario waarin ook alle De-Nox installaties vervangen of toegevoegd zouden moeten worden, kunnen de kosten ordegrrootte € 1-2 miljard bedragen, uitgaande van de H-gas enveloppe conform 'hoezoandergas'. De kosten kunnen substantieel lager worden als er naar tussenoplossingen wordt gezocht door een kleinere enveloppe te maken voor de werkelijk gedistribueerde gassen, die is afgestemd op wat de individuele installaties met beperkte modificaties kunnen toepassen. *Ter illustratie:* het ministerie van E, L&I heeft aangegeven, na gesprekken met enkele centralebeheerders, te verwachten dat de totale aanpassingskosten van de centrales in de ordegrrootte van € 100 mln. zullen liggen.

Deze indicatie is volgens het ministerie van EL&I niet op basis van de 'hoezoandergas' enveloppe, maar op basis van een –niet nader gespecificeerde, maar wel haalbare – kleinere enveloppe met een nauwere bandbreedte.

Voor gasturbines hangt het veiligheidsrisico mede af van de vraag of de eventuele ombouw gelijktijdig met een geplande buitengebruikstelling plaats vindt; het geforceerd sneller aanpassen dan gepland kan leiden tot veiligheidsrisico's. Dit geldt dan vooral voor het H-gas segment van het turbinepark (circa 60%). Door de ombouw van gasmotoren en gasturbines ontstaat meer ruimte voor het accommoderen van meer gassen. Een veranderende gassamenstelling kan leiden tot een lager rendement en mogelijk negatieve consequenties hebben voor zowel de uitstoot van CO₂ als NO_x.

Voor gasmotoren en gasturbines zijn de kosten van rendementsverlies geraamd op € 35 mln. respectievelijk € 10-20 mln. per jaar. Zowel de ombouw /vervanging van gasmotoren en gasturbines scoort mogelijk negatief op de beleidsofficiers klimaat, milieu en energiebesparing.

Maatregelen industrie: afstellen, modificeren en vervangen industriële gastoeppingen

Voor de industriële partijen aangesloten op de G-gas en H-gasmarkt is getracht een inschatting van de mogelijke aanpassingskosten te maken. Uitgaande van een rekenmodel zijn de totale eenmalige kosten voor het afstellen, modificeren en vervangen van industriële gastoeppingen geraamd op circa € 100 mln. tot € 450 mln. voor het H-segment en voor het G-segment gezamenlijk (verhouding kostenverdeling 50:50). De operationele meerkosten als gevolg van efficiëntieverliezen (inefficiënte verbranding) voor beide segmenten tezamen zijn indicatief geraamd op € 10-100 mln. per jaar.

De kostenindicatie is omgeven met belangrijke onzekerheden vanwege een onvolledig inzicht in aantallen en variatie van installaties die worden getroffen. Het opnieuw 'afstellen/modificeren' van industriële installaties geeft geen garantie tot het gelijk blijven van emissies, het risico bestaat dat na afstelling emissiegrenzen worden overschreden. De score van deze maatregel op de voorzieningszekerheid wat betreft het aanbod van gassen is positief. De maatregel scoort mogelijk negatief op de beleidsofficiers klimaat, milieu en energiebesparing.

In bijlage 5 zijn de effecten van de verschillende maatregelen visueel weergegeven.

2

Transitieroutes en herverdeling

2.1

INLEIDING

In deel 1 van de studie is duidelijk gemaakt dat de Nederlandse eindgebruikermarkt (nog) niet in staat is zijn om het mondiale aanbod aan nieuwe gassen te benutten. In deel 2, hoofdstuk 1, zijn de effecten van de mitigerende maatregelen in beeld gebracht die de inpassing van een groter aanbod van gassen mogelijk maken.

Deze maatregelen vormen bouwstenen voor 'transitieroutes' die, gevolgd kunnen worden om de transitie naar de acceptatie van een breder aanbod van gassamenstellingen te realiseren. In dit hoofdstuk bespreken we deze routes. Daarnaast gaan we in op de mogelijkheden om de kosten van de maatregelen te herverdelen tussen actoren. Een evenwichtige verdeling van maatregelkosten is namelijk ook een van de uitgangspunten van beleid.

2.2

ROUTES EN BEOORDELINGSCRITERIA

Bij het definiëren van de transitieroutes zijn veiligheid en doelmatigheid van de eindgebruikerapparatuur als uitgangspunten gehanteerd. Dit houdt in dat routes die niet aan deze uitgangspunten voldoen, buiten beschouwing zijn gelaten. Ombouw van alle eindgebruikerapparatuur in de H-gasmarkt vóór opening van de GATE terminal (september 2011) is daarom niet opgenomen als (onderdeel van een) transitieroute. Het is namelijk, op basis van de voorliggende informatie, onszin niet mogelijk alle apparatuur binnen deze termijn om te bouwen en hiermee de veiligheid en doelmatigheid van de eindgebruikerapparatuur voldoende te waarborgen. Voor de H-gasmarkt wordt daar om een minimale termijn van 5 jaar gehanteerd voor de ombouw van apparatuur. Deze implementatieduur is geschat op basis van natuurlijk vervangings- en revisiecycli, vooral voor industriële installaties en krachtopwekking. De feitelijke duur (en kosten) van implementatie kan alleen worden bepaald door onderzoek aan de individuele installaties, planning van revisies, beschikbaarheid van oplossingen, enzovoorts. Een specifiek aspect hierbij betreft de planning van revisies in de elektriciteitscentrales, waarbij het vooral belangrijk is dat de productiecapaciteit ongewenst beperkt wordt door het uit bedrijf nemen van turbines voor de duur van de aanpassing. Voor de G-gasmarkt is een minimale termijn gehanteerd van 10 jaar, gegeven de toezegging van de minister dat de LNB de samenstelling van het G-gas nog 10 jaar constant houdt.

Op basis van deze uitgangspunten zien wij als mogelijke transitieroutes:

1. Route 1 is het bewriezen van de gassamenstelling conform de huidige situatie G-gas en H-gas markt voor 25 jaar (tot het jaar 2036). Dit gebeurt door het treffen van een combinatie aan mitigerende maatregelen, namelijk het stellen van eisen aan gassen en het installeren van een of meerdere strippers om de samenstelling van de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant te houden. Omdat de kwaliteit in de H-gasmarkt constant blijft, nemen we aan dat er geen aanvullende kosten zijn om de kwaliteit in de G-gasmarkt te handhaven. Na de afschrijvingstermijn van de stripper wordt een breed aanbod van gassen toegelaten. De eindgebruikerapparatuur aangesloten op de G-gas en H-gasmarkt wordt intussen voor 2036 aangepast.
2. In route 2 wordt de H-gasmarkt binnen 5 jaar omgebouwd. Tot 2016 wordt de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant gehouden door het hanteren van entry specificaties. Voor de G-gasmarkt wordt een stripper gebouwd om na 2021 de gaskwaliteit constant te houden. Hierdoor krijgt de apparatuur in de G-gasmarkt tot ruim na 2030 om de apparatuur om te bouwen.
3. In route 3 wordt de apparatuur van de eindgebruiker binnen de H-gasmarkt binnen vijf jaar aangepast. Tot 2016 wordt de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant gehouden door het hanteren van entry specificaties. De gebruikersapparatuur in de G-gasmarkt krijgt de tijd tot ombouw tot het moment dat de gassamenstelling niet meer constant gehouden kan worden zonder de bouw van een stripper. Dit is ondermeer afhankelijk van de werkelijke toekomstige productie van G-gas. Het is op dit moment nog niet duidelijk vanaf welk moment een stripper noodzakelijk zou zijn. In deze studie wordt een termijn gehanteerd van 2020, 2025 of 2030 voor ombouw.

Bij het beoordelen van de routes hanteren we dezelfde criteria als bij de beoordeling van de individuele maatregelen in hoofdstuk 1.

Voorafgaand aan de routes bespreken we de baseline case. Dit is het permanent constant houden/bevriezen van de gassamenstelling conform de huidige situatie in de G-gas en H-gasmarkt door het hanteren van entry specificaties³⁸. Er vindt geen aanpassing van de eindgebruikerapparatuur plaats. Voor alle kosten in de routes geldt dat de bedragen niet zijn gedisconteerd. De contante waarden zijn lager, gegeven de discountvoet.

2.3

BASELINE ROUTE

De baseline route is feitelijk geen transitieroute, aangezien de huidige situatie in de G-gas en H-gasmarkt bevroren wordt. Er vindt geen aanpassing van de eindgebruikerapparatuur plaats. Omdat de huidige gaskwaliteit constant blijft, noemen we deze route de baseline case. De samenstelling van de gedistribueerde (pseudo) G-gassen en H-gassen in Nederland zoals vermeld in paragraaf 4.5 van deel 1 blijven gehandhaafd.

³⁸ Met het hanteren van entry specificaties bedoelen we hier het niet toelaten tot het gasnetwerk van dat deel van de H-gassen dat buiten de enveloppe valt respectievelijk niet via kwaliteitsconversie zijn om te zetten tot pseudo G-gassen.

Tabel 29

Karakteristiek en tabel

Karakteristieken route 1		
1	Termijn (tot breed aanbod van gassen)	Nvt
2	Gaskwaliteit constant	Ja, permanent
3	Aanpassing apparatuur	Nee
4	Mitigerende maatregel	Entry specificaties Stikstof toevoegen

2.3.1

MAATREGELEN EN KOSTEN BASELINE CASE

In de navolgende figuur zijn de maatregelen en de kosten bij dit scenario weergegeven.

Afbeelding 8

Baseline

Extra stikstof toevoegen

G-markt

Kosten:

Extra stikstof toevoegen



H-markt

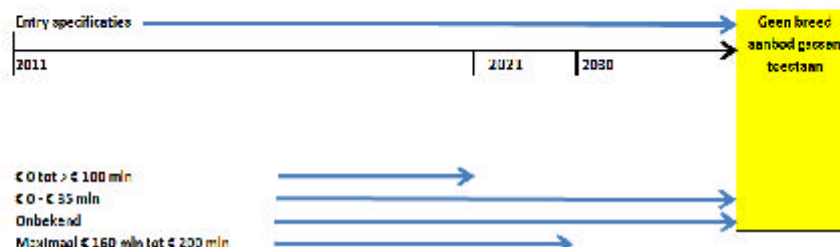
Kosten:

Contractschade shippers (jaarlijks)

Stijging gasprijs (jaarlijks)

Kosten werven gassen lange termijn

Schadekosten GATE terminal (jaarlijks)



Kosten G-markt

In deze route zijn er geen aanpassingen in de eindgebruikerapparatuur. Omdat de gaskwaliteit in de H-gasmarkt in dit scenario constant blijft, nemen we aan dat er geen meerkosten zijn voor GTS voor het converteren van H-gassen naar G-gassen op de korte en middellange termijn. Op de lange termijn (na Slochteren) nemen de kosten voor het bijmengen met stikstof echter toe, omdat het gehele G-gasnetwerk van pseudo-G-gas afhankelijk is. Deze kosten zijn niet geraamd in deze studie.

Kosten H-markt

In hoofdstuk 1 zijn de effecten beschreven voor het op de korte termijn constant houden van de gassenstelling in de H-gasmarkt middels de mitigerende maatregel 'het hanteren van entry specificaties'. De directe kosten voor invoeders/importeurs (schadekosten in verband met contractschade) als gevolg van het hanteren van entry specificaties (LNG) zijn sterk afhankelijk van de (boete)clausules die zijn opgenomen in de individuele contracten tussen invoeder/importeurs enerzijds en hun toeleveranciers anderzijds. Het is mogelijk dat de schade in de orde grootte van meerdere honderden miljoenen per jaar ligt.

De contractschade zal overigens op de langere termijn dalen tot €0, omdat de afgesloten contracten dan verlopen zijn. Eén van de marktpartijen geeft in een recent persbericht aan dat zij een contract met een looptijd van 10 jaar heeft afgesloten.

Daarnaast zijn er schadekosten voor het beperkt gebruiken van de GATE terminal. Deze schade kan zich voor GATE vertalen in een verminderde service fee die de shippers aan GATE betalen.³⁹ Omdat het hier om een lange termijn restrictie gaat, daalt de verdien capaciteit van de terminal ook op de lange termijn. De schade bedraagt jaarlijks maximaal € 160 mln - € 200 mln.

Mogelijk leidt deze route ook tot een stijging van de gasprijs. De jaarlijkse kosten voor de eindgebruiker als gevolg van deze mogelijke stijging zijn geraamd op €0 tot €35 mln. per jaar. Bij een volledig geïntegreerde Noordwest Europese markt zal de gasprijs naar verwachting echter nauwelijks stijgen (zie paragraaf 1.5).

Het is ten slotte niet ondenkbaar dat op termijn additionele kosten optreden door het hanteren van entry specificaties. Omdat de productie van de Nederlandse kleine velden uiteindelijk zal dalen, zal de toestroom van arme H-gassen steeds kleiner worden. Hierdoor zal het relatieve aandeel van het gas dat niet aan de eisen voldoet, groter worden. In dit onderzoek hebben we deze kostenstijging niet kunnen kwantificeren, omdat nog grotendeels onduidelijk is wat de samenstelling is van de toekomstige importstromen (bijvoorbeeld Noors en Russisch gas maar ook LNG en de nog te ontdekken velden op Nederlandse bodem).

Uiteraard kunnen de invoeders/importeurs de aangelande gassen (laten) behandelen op Nederlandse bodem, zodat de aangelande gassen na behandeling wel geschikt zijn voor invoeding op het net. Of dit voor de importeurs rendabel is hangt met name af van de businesscase voor strippen van de aangelande gassen tot een acceptabel PE gehalte. Het voordeel van strippen door de importeur is dat de importeur met zijn importcontract zeker kan stellen dat rijk gas wordt aangeland, zodat de stripper een hoge ethaan en propaan productie heeft. De investering moet immers worden terugverdiend door de verkoop van deze producten.

³⁹ Met vier van de vijf shippers heeft GATE een contract afgesloten voor de duur van 20-25 jaar. De totale 'fee' die de (veelal buitenlandse) shippers aan GATE betalen, is geraamd op € 160 mln. tot € 200 mln. jaarlijks.

2.3.2

OVERIGE EFFECTEN

Bij deze optie blijft de uitzonderingspositie voor Nederland in het aardgaslandschap gehandhaafd. Hiermee voldoet de optie niet aan een belangrijk beleidsuitgangspunt van de rijksoverheid. Het treft de voorzieningszekerheid in de volgende aspecten:

- Ondanks zekerheid in de gasenveloppe is er onzekerheid over veranderingen in de aanvoer van H-gassen die sterk op het Nederlandse kleine velden gas lijkt (en dus goed converteerbaar zijn).
- Een sterke beperking in het aanbod van gassen (minder diversiteit) door de nauwe band
- Er zijn geen perspectieven voor het opheffen van deze situatie, indien nodig.

Beleidsmatige voordelen van deze route zijn:

- De veiligheid, integriteit, doelmatigheid en rendement van alle eindgebruikerapparatuur en processen wordt gewaarborgd.
- Leidt niet tot acute extra investeringen door de eindgebruiker.
- Geen toename NO_x en CO₂ emissies.
- Technisch eenvoudig te implementeren.

2.4

ROUTE 1

De eerste transitieroute houdt in dat de huidige exit samenstelling van G-gas en H-gas markt tot het jaar 2036 gehandhaafd blijft. Op de korte termijn (5 jaar) wordt de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant gehouden door het hanteren van entry specificaties. Na een periode van 5-8 jaar (doorlooptijd bouw stripper) wordt de kwaliteit constant gehouden in de H-gasmarkt door het toepassen van één of meerdere stripinstallaties, al dan niet in combinatie met de overige gasbehandelingsmaatregelen zoals mengen, stikstof toevoegen en het reguleren van Wobbelfluctuaties. Na de afschrijvingstermijn (20 jaar) van de strippers wordt een breed aanbod van gassen toegelaten. Dit houdt in dat gebruikersapparatuur in zowel de G-gasmarkt als de H-gasmarkt voor 2036 moet zijn aangepast.

Tabel 30

Karakteristieken tabel

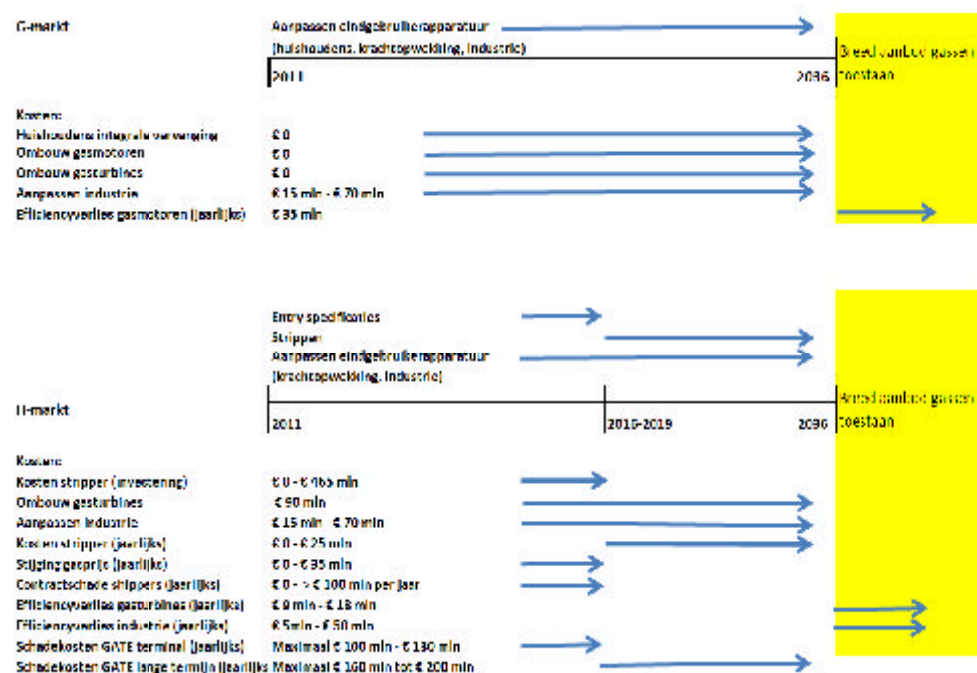
Karakteristieken route 2		
1	Termijn (tot breed aanbod van gassen)	H-gas 25 jaar G-gas 25 jaar
2	Gaskwaliteit constant	Ja tot 2036
3	Aanpassing apparatuur	Ja tot 2036
4	Mitigerende maatregel	Entry specificaties Gasbehandeling Aanpassing apparatuur

2.4.1

MAATREGELEN EN KOSTEN ROUTE 1

In de navolgende figuur zijn de maatregelen en de kosten bij dit scenario weergegeven.

Afbeelding 9
Route 1



G-markt

De kosten voor aanpassing van de gebruikerapparatuur zijn in dit scenario lager dan in scenario's waarin de aanpassing eerder plaatsvindt. Een groot deel van de apparatuur is dan namelijk al vervangen als onderdeel van de reguliere vervangingscyclus, waarin de benodigde aanpassingen voor gaskwaliteit zijn meegenomen.

H-markt

De nieuwbouw van een stripper behelst 5-8 jaar. Dit houdt in dat in deze periode gassen geweerd moeten worden. Op de korte termijn (voor de duur van de restrictie) zijn deze kosten geraamd op maximaal € 100 mln. tot € 130 mln. Voor een lange termijn kunnen kosten optreden als gevolg van opbreken van contracten. In dit geval kan de volledige verdien capaciteit wegvallen (maximaal € 160 mln. tot € 200 mln.). Ook hier moet worden opgemerkt dat de kosten voor ombouw sterk zal afhangen van de te kiezen enveloppe(s) voor H-gas (zie hoofdstuk 3). Bij een "best practice"enveloppe worden de kosten voor zowel de invoeders/importeurs als de industrie en krachtopwekking kleiner. Het is echter moeilijk te kwantificeren hoeveel kleiner.

De mate waarin sprake is van netto maatregelkosten door de inzet van strippers is afhankelijk van de marktcondities. Een stripper kan in combinatie met een ethaankraker een interessante business opportunity bieden. Wordt die verwezenlijkt, dan betaalt zo'n plant zichzelf terug en behoeven de ermee gepaard gaande kosten niet meegeteld te worden in een aanpassingsscenario.

Zo niet, dan zijn de kosten sterk afhankelijk van een aantal factoren per actuele situatie. De genoemde bedragen (€ 0 - € 465 mln. investeringskosten) geven derhalve de mogelijke uitersten aan.

Mogelijk moeten hier kosten bij worden opgeteld voor overige gasbehandelingsmaatregelen zoals mengen, stikstof toevoegen en het reguleren van Wobbefluctuaties.

De kosten voor aanpassing van gasturbines kunnen sterk variëren, afhankelijk van het noodzakelijke vooronderzoek per turbine. Een raming van het ministerie van EL&I is, op basis van informatie van enkele centralebeheerders, dat de totale aanpassingskosten van de centrales in de orde grootte van € 100 mln. zullen liggen. Conform de verdeling van aantallen turbines over G- en H-park, zouden deze kosten dan voor € 90 mln. aan het H-park en € 10 mln. aan het G-park toegedeeld kunnen worden. We wijzen er echter op dat de kosten in een scenario waarbij ook turbines en/of De-Nox installaties aangepast zouden moeten worden, de kosten aanmerkelijk hoger uit zullen vallen, uitgaande van de H-gas enveloppe conform 'hozoandergas'. De kosten voor aanpassingen in de industrie zijn geraamd op € 15 mln. - € 70 mln.

2.4.2

OVERIGE EFFECTEN

Voordelen van deze route zijn:

- De veiligheid en integriteit van alle eindgebruikerapparatuur en processen wordt gewaarborgd
- Leidt op de korte termijn niet tot acute extra investeringen door de eindgebruiker
- De Nederlandse uitzonderingspositie in de H-markt wordt opgeheven na 20 jaar
- Afhankelijk van de keuze voor de toepassingspecificatie voor apparatuur voor de G-markt kan ook de Nederlandse uitzonderingspositie voor de G-markt zijn opgeheven na 20 jaar.

Een nadeel is dat de uitstoot van CO₂ en NO_x emissies mogelijk toeneemt op de lange termijn (na 2036).

Een mogelijk aspect van deze route is dat extra aanlanding in Nederland gaat plaatsvinden voor export. Nederland biedt namelijk strippen aan voor de prijs van transport. Als dit rendabel is vanwege de bijproducten, is dit een goede business. Als dit niet rendabel is, wordt dit een ongewenst neveneffect.

2.5

ROUTE 2

In deze route wordt de H-gasmarkt binnen 5 jaar omgebouwd. Tot 2016 wordt de gaskwaliteit in de H-gasmarkt constant gehouden door hanteren van entry specificaties. Voor de G-gasmarkt worden één of meerdere strippers gebouwd om na 2021 de gaskwaliteit constant te houden. Hierdoor krijgt de apparatuur in de G-gasmarkt tot 2036 om de apparatuur om te bouwen.

Tabel 31

Karakteristieken tabel

Karakteristieken route 2		
1	Termijn (tot breed aanbod van gassen)	H-gas 5 jaar G-gas 30 jaar
2	Gaskwaliteit constant	G-gas tot 2036 H-gas tot 2016
3	Aanpassing apparatuur	Ja G-gas tot 2036 Ja H-gas tot 2016
4	Mitigerende maatregel	Entry specificaties Gasbehandeling (strippen) Aanpassing apparatuur

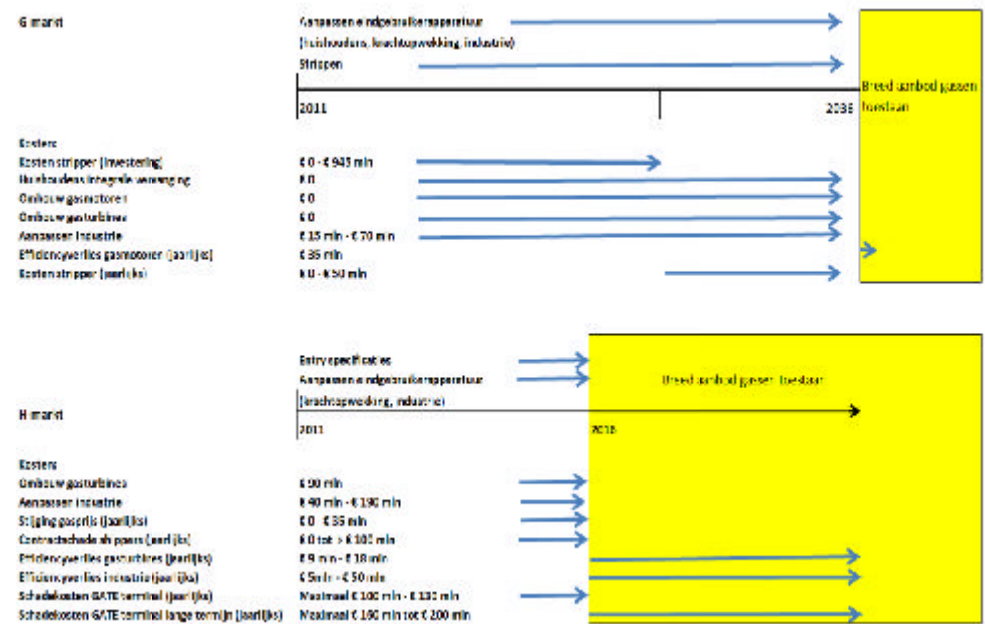
2.5.1

MAATREGELEN EN KOSTEN ROUTE 2

In de navolgende figuur zijn de maatregelen en de kosten bij dit scenario weergegeven.

Afbeelding 10

Route 2



G-markt

In deze route wordt een stripper gebouwd om de gaskwaliteit in de G-gasmarkt constant te houden. De kosten van de stripper zijn geraamd op €0 –945 mln. voor de G-gasmarkt (investering). Ook hier geldt dat bij een commerciële business case de stripper zichzelf terugverdient. De kosten voor aanpassingen in de G-gasmarkt zijn gelijk aan route 1.

H-markt

De ombouw behelst 5 jaar. Dit houdt in dat voor deze periode gassen geweerd moeten worden. Deze kosten zijn gelijk aan route 1. De kosten voor de ombouw van gasturbines zijn geraamd op € 90 mln. Ook hier geldt dat de kosten mogelijk veel groter zijn (zie route 1). De kosten voor aanpassingen van industriële installaties zijn geraamd op € 40 mln. - € 190 mln.

2.5.2

OVERIGE EFFECTEN

Bij deze optie wordt de uitzonderingspositie van Nederland in de H-gasmarkt op korte termijn opgeheven. De uitzonderingspositie van de G-gasmarkt blijft gehandhaafd tot 2035. Na 2035 kan ook de uitzonderingspositie in de G-markt opgeheven worden, indien gekozen wordt voor vervanging met een toesteltype dat kan worden ingesteld voor zowel G-gas als voor H-gas. Ook neemt de uitstoot van CO₂ en NO_x emissies mogelijk toe op de korte termijn (H-gasnetwerk) en op de lange termijn (G-gasnetwerk). Een voordeel van deze route is dat de veiligheid en integriteit van alle eindgebruikerapparatuur en processen wordt gewaarborgd.

Voordeel van deze route is dat na 5-8 jaar het apparatenpark op het H-net een breed aanbod van H-gassen aankan, waarmee de uitzondering van het Nederlandse toestellenpark voor het H-net is opgeheven. Dit dient de lange termijn voorzieningszekerheid.

2.6

ROUTE 3

De gebruikersapparatuur in de G-gasmarkt krijgt de tijd tot ombouw tot het moment dat de gassamenstelling niet meer constant gehouden kan worden zonder de bouw van een stripper. Dit is ondermeer afhankelijk van de werkelijke toekomstige productie van G-gas. Het is op dit moment nog niet duidelijk vanaf welk moment een stripper noodzakelijk zou zijn. In deze studie wordt een termijn gehanteerd van 2020, 2025 of 2030 voor ombouw.

Tabel 32

Karakteristieken tabel

Karakteristieken route 3		
1	Termijn (tot breed aanbod van gassen)	H-gas 5 jaar G-gas 10, 15 of 20 jaar
2	Gaskwaliteit constant	H-gas tot 2016 G-gas tot 2020, 2025 of 2030
3	Aanpassing apparatuur	H-gas: tot 2016 G-gas: tot 2020, 2025 of 2030
4	Mitigerende maatregel	Entry specificaties Aanpassing apparatuur

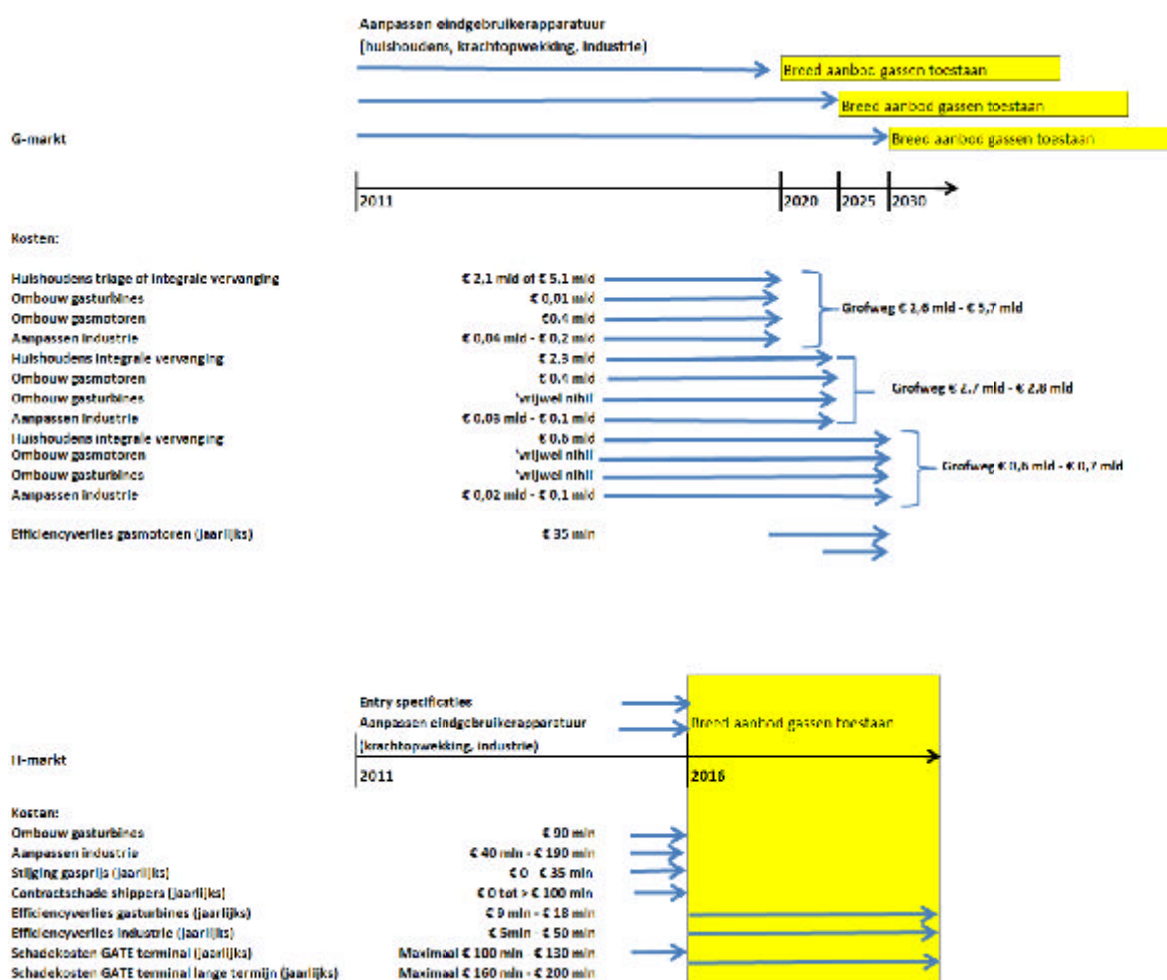
2.6.1

MAATREGELEN EN KOSTEN ROUTE 3

In de navolgende figuur zijn de maatregelen en de kosten bij dit scenario weergegeven.

Afbeelding 11

Route 3⁴⁰



G-markt (Breed aanbod gasseen in 2020)

Verreweg de grootste kostenpost bij vervanging van eindgebruikerapparatuur in de G-gasmarkt worden gevormd door huishoudens. Bij integrale vervanging zijn de kosten geraamd op € 5,1 mld. en € 2,1 mld. bij triage. De kosten van de aanpassing van gasmotoren, gasturbines en industriële installaties variëren van € 0,01 mld. (gasturbines) tot maximaal € 0,4 mld. (gasmotoren).

⁴⁰ In de G-gasmarkt zijn de investeringsoedragen afgerond.

G-markt (breed aanbod gassen in 2025)

Door de langere tijdshorizon voor vervanging zullen de kosten dalen, omdat een deel van de apparatuur door natuurlijke vervanging kan worden aangepast op de gewijzigde gaskwaliteit. Voor alle eindgebruikerapparatuur is aangenomen dat de meerkosten voor nieuwe apparatuur bij een gewijzigde gassamenstelling niet substantieel hoger zijn. De kosten voor aanpassing van de huishoudelijke apparatuur op basis van integrale vervanging dalen hierdoor tot € 2,3 mld. (zie hoofdstuk 1). Voor gasmotoren geldt dat het gehele gasmotorenpark nog relatief jong is (tot 2007). Bij een levensduur van 20 jaar is het goed mogelijk dat het grootste deel van het park nog niet is vervangen. Wij hebben daarom aangenomen dat de kosten niet gedaald zijn door natuurlijke vervanging.

Kosten G-gasnetwerk (breed aanbod gassen in 2030)

Als de kwaliteit in het G-gasnetwerk constant wordt gehouden tot 2030, dalen de kosten voor aanpassing van de huishoudelijke apparatuur naar circa € 0,6 mld. Wij verwachten dat de kosten voor ombouw van gasmotoren sterk dalen, mogelijk richting 'nihil', omdat in 2030 het gehele park wel is vervangen. Het is goed mogelijk dat de kritische grens tussen 2025 en 2030 ligt. De totaalkosten zijn geraamd op grofweg € 0,6 mld. tot € 0,7 mld.

Kosten H-gasnetwerk

De kosten voor de H-gasmarkt zijn gelijk aan route 2.

2.6.2

OVERIGE EFFECTEN

Bij deze optie wordt de uitzonderingspositie van Nederland in de H-gasmarkt op korte termijn opgeheven. De uitzonderingspositie van de G-gasmarkt blijft gehandhaafd tot respectievelijk 2020, 2025 en 2030. Een na deel is dat uitstoot van CO₂ en NO_x emissies neemt mogelijk toe neemt als de eindgebruikerapparatuur is omgevormd. Ook is in deze route de veiligheid en integriteit van alle eindgebruikerapparatuur en processen gewaarborgd.

2.7

HERVERDELING VAN DE KOSTEN VAN MAATREGELN

Primaire verdeling van maatregelkosten

In de oplossingsrichting 'entry specificaties' worden er expliciete kwaliteitseisen gesteld aan het in te voeren gas, de aanbieder zal afhankelijk van beschikbaarheid van gas en de marktprijs besluiten wel of geen gas aan te bieden. Kosten ontstaan hier in eerste instantie door het niet of beperkt kunnen effectueren van contractuele verplichtingen door shippers, invoeders en handelaren en een mogelijke verhoging van de gasprijzen vanwege een beperking van het aantal invoedbare gassen.

In de oplossingsrichting 'gasbehandeling' is de operator van de gasbehandeling degene die overwegend de kosten draagt van maatregelen met betrekking tot mengen, afwobben en het beperken van de snelheid van Wobbe verandering. Bij de maatregel 'strippen' worden de kosten gedragen door de partijen die deze maatregel uitvoeren. Dit kan de importeur, de invoeder, de netbeheerder of de eindgebruiker zijn, maar ook een marktpartij, afhankelijk van de commerciële afzetbaarheid van de bijproducten van het stripproces.

In de oplossingsrichting 'aanpassing verbruikersapparatuur' liggen de kosten in eerste instantie bij de eindgebruikers.

Wie neemt het voortouw bij herverdeling?

De overheid heeft meerdere belangen: als toezichthouder, beleidsmaker en aandeelhouder in netwerk- en leveringsbedrijven. De verantwoordelijkheden van overheidswegen zijn divers, variërend van veiligheid voor consument en werknemer, energievoorzieningszekerheid, oplossingen realiseren tegen de maatschappelijk laagst mogelijke kosten, behouden van toegevoegde waarde voor de Nederlandse economie, handhaving emissie-eisen van installaties, zekerheid bieden aan invoerders, afnemers en netbeheerders etc.

De LNB is verantwoordelijk voor het beheer, de werking en de ontwikkeling van het landelijk transportnet. Zij zorgt voor voldoende transportcapaciteit, balanceren van het net en aansluiting op andere netten. Daarnaast is zij verantwoordelijk voor o.a. kwaliteitsconversie, het treffen van voorzieningen in het kader van leveringseertheid (waaronder pieklevering en noodleveranties) en het bewaken van de betrouwbaarheid, kwaliteit en veiligheid van het systeem.

Voor gebruikers zijn de belangen helder: de beschikbaarheid van goed en goedkoop gas, waarmee hun apparatuur voldoet aan de eisen die de eindgebruiker daaraan stelt. De verantwoordelijkheden kunnen divers zijn. Voor bedrijven geldt continuïteit van de bedrijfsvoering, ook op de lange termijn. Een energieproducent heeft contractuele verplichtingen tegenover de eindgebruikers. Voor huishoudens is er de verantwoordelijkheid als eigenaar van het gasapparaat. Dit is of de bewoner, die verantwoordelijk is voor zijn eigen veiligheid en comfort, of de verhuurder van de woning die als eigenaar van de CVketel verantwoordelijk is voor zijn huurder. Daarnaast zijn er partijen die gasapparaten verhuren, vaak tevens actief als energiehandelaar die verantwoordelijk zijn voor zowel de veiligheid als het comfort van haar klant.

Aangezien de diverse maatregelen in de drie oplossingsrichtingen de verantwoordelijkheid van de overheid het sterkst raken, lijkt zij de geëigende partij om de regie te voeren over een eventuele herverdeling van kosten. Er is ook ruimte binnen de wet- en regelgeving om een dergelijke herverdeling juridisch te schragen.

Juridische mogelijkheden tot herverdeling van kosten

In zowel Europese als nationale wet- en regelgeving is beschreven hoe tarieven tot stand komen. Een van de uitgangspunten hierbij is het kostenveroorzakingsprincipe. Dit houdt in dat degene die de kosten veroorzaakte deze ook dient te dragen. De tarieven dienen daarnaast transparant en objectief bepaalbaar te zijn. Daarbij speelt het non-discriminatiebeginsel een belangrijke rol in de gasmarkt. Dit beginsel beoogt een gelijke behandeling van alle individuele personen te garanderen.

Doordat de Nederlandse wet- en regelgeving enkel hoofdlijnen en termen van doelen formuleert, is er ruimte voor netbeheerders om zelf invulling te geven aan die doelen en dit vast te leggen in de tariefstructuren en voorwaarden. Hierdoor is het mogelijk om direct aan het net gerelateerde kosten aan alle netgebruikers in rekening te brengen; het socialiseren van de kosten. Deze tariefstructuren en voorwaarden worden door de NMa- Energielokamer getoetst en vastgesteld.

Deze toetsing en vaststelling door de NMa- Energiekamer brengt een extra zekerheid met zich mee voor de gebruikers. Zij beoordeelt of het voorstel redelijk, objectief, transparant en non-discriminatie is. Dit heeft tot gevolg dat bepaalde kosten die de overgang naar nieuwe gassen met zich meebrengen op zekere hoogte gesocialiseerd zouden kunnen worden, maar dat is aan de NMa- Energiekamer.

Stuwingsmogelijkheden

Om een herverdeling van maatregelkosten te bewerkstelligen zijn financiële instrumenten in beginsel het meest geschikt. Deze worden hieronder nader uitgewerkt. Daarnaast zijn mogelijk ook aanpassingen in de wet- en regelgeving nodig om een en ander mogelijk te maken, bijvoorbeeld in de gaswet om de LNB de mogelijkheid te geven additionele kosten vanwege bepaalde investeringen door te kunnen berekenen aan eindgebruiker via de tarieven.

Herverdelen kosten 'entry specificaties'

De kosten van contractschade bij invoeders/importeurs kunnen –indien wenselijk en noodzakelijk- op verschillende wijzen, separaat of aanvullend worden herverdeeld:

- Interne verrekening bij energiemaatschappijen die zowel gas invoeren als gebruiken: 13 van de 17 gasgestookte centrales zijn in handen van bedrijven die zowel gas invoeren, invoeden of in gas handelen. Mogelijk zijn hier intern afspraken te maken.
- Doorberekening in de gastarieven: als de contractschade geheel of gedeeltelijk (zie vorige punt) zou worden verhaald op de LNB, is –afhankelijk van welke kosten mogen worden doorbelast – een doorbelasting mogelijk naar de eindgebruiker via de gastarieven (transporttarieven).
- Algemene middelen: als de contractschade geheel of gedeeltelijk op de overheid verhaald zou worden, zullen deze kosten uiteindelijk uit de algemene overheidsmiddelen betaald worden.

Het effect van een hogere gasprijs als gevolg van een beperkter aanbod van gassen is feitelijk al een vorm van herverdeling (socialisering) naar de eindgebruikers.

Herverdelen kosten 'gasbehandeling'

De kosten van deze maatregelen kunnen op verschillende wijzen worden herverdeeld:

- De kosten voor additionele maatregelen ten behoeve van mengen, afwobben van gas en het reguleren van Wobbe fluctuaties door de LNB kunnen in beginsel worden herverdeeld (gesocialiseerd) via een doorberekening in de transporttarieven van de eindgebruikers. Hiervoor is mogelijk een wijziging van de gaswet nodig die de betreffende activiteiten en bijbehorende kosten toestaat.
- Een herverdeling van de kosten voor de maatregel strippen is alleen aan de orde als het gaat om een niet rendabele activiteit en voor zover die als taak aan de LNB wordt opgedragen. In het geval van een commercieel haalbaar businessconcept zullen immers de kosten van de activiteit worden verrekend met de opbrengsten van de gestripte producten. Voor wat betreft de kosten van niet rendabele (LNB) stripinstallaties, deze kunnen worden herverdeeld via een doorbelasting aan de eindgebruikers via de tarieven of eventueel via een fiscale route, als niet de LNB, maar de overheid opdracht zou geven tot het realiseren van de stripinstallaties. De eerstgenoemde route ligt daarbij meer voor de hand.

- Ten slotte kan ook nog de mogelijkheid onderzocht worden of (een deel van) de kosten van gasbehandelingsmaatregelen doorbelast kunnen worden via een verhoging van de vergoeding die de LNB ontvangt van invoeders van gassen in het netwerk, al dan niet gedifferentieerd naar gaskwaliteit.

Herverdelen kosten aanpassingen apparatuur eindgebruikers

Een herverdeling van de kosten van aanpassing en/of vervanging van de apparatuur van eindgebruikers zou mogelijk via de volgende routes kunnen verlopen:

- Het variëren van de tarieven van de LNB, zowel richting eindgebruikers als richting de invoeders van gas is in beginsel een eenvoudig en efficiënt instrument om kosten te kunnen herverdelen tussen de verschillende partijen. Dit is echter aan grenzen gebonden, aangezien het niet waarschijnlijk lijkt dat transporteurs de kosten die eindgebruikers maken mogen verrekennen in de transporttarieven en/of invoedvergoedingen.
- Investeringsaftrek (bedrijven): gedurende 2011 bestaat de mogelijkheid om voor eventuele investeringen door bedrijven in dit verband een beroep te doen op de regeling versnelde afschrijving die is ingevoerd in het kader van de crisis- en herstellwet. Voor investeringen na 2011 zou overwogen kunnen worden om de huidige energie-investeringsaftrek (EIA) aan te passen resp. uit te breiden.
- Voor de ‘achterblijvers’ in de huishoudelijke markt zou een financiële regeling (‘achtervang’) overwogen kunnen worden om tegen het einde van de beoogde transitietermijn ook deze groep over te laten gaan. Het gaat hier naar verwachting om een beperkte groep, waardoor het om een beheersbaar bedrag zal gaan. De voeding van deze regeling zou via een beperkte, tijdelijke verhoging van de gas(transport)tarieven gefinancierd kunnen worden (onder voorbehoud van de eerdere opmerking hierover) of uit de algemene middelen.

2.8

CONCLUSIES

Transitieroutes

- Het aanpassen van de eindgebruikerapparatuur is uiteindelijk de meest toekomstige maatregel. Dit brengt Nederland in lijn met de internationale omgeving en laat een breed aanbod gassen toe.
- Van de beschouwde voorbeeldroutes biedt naar onze mening route 3 de beste kansen voor het verwezenlijken van een ‘niet-digitale’, maar praktische oplossing die, als partijen de wil hebben om tot een voor allen acceptabele oplossing te komen, in dat geval verreweg de laagste kosten met zich mee zal brengen.
- De kosten-effectiviteit van de ombouw van de G-markt en H-markt neemt toe bij een langere tijdshorizon. Hoe langer de transitietermijn, hoe lager de kosten: integrale vervanging conform de natuurlijke vervangingstermijn leidt in principe niet tot extra kosten, omdat de toestellen toch al vervangen zouden worden. Daar staat tegenover dat de kosten van gasbehandeling of het hanteren van entry specificaties zullen toenemen. Het plaatsen van een stripperinstallatie is in dit geval een interessante optie om de gaskwaliteit in het G- en H-gasnetwerk constant te houden, aangezien sprake kan zijn van een commercieel aantrekkelijke businesscase. In dat geval zijn de kosten van deze maatregel beperkt. Ook het inzetten van ‘extra’ gas uit het Slochterenveld kan de kosten voor een verlenging van de transitietermijn lager houden.

- In alle routes zijn op de korte termijn invoedrestricties noodzakelijk. Zonder invoedrestricties kan de veiligheid en doelmatigheid van eindgebruikerapparatuur op de korte termijn niet worden gewaarborgd.
- Er komt een moment dat Slochteren over zijn glorie dagen heen is. Daarmee komt de periode in zicht dat Nederland zich opnieuw moeten bezinnen (2e transitie). In deze context verdient het aanbeveling de Nederlandse toestellen integraal te vervangen door een toesteltype dat zowel geschikt is voor G- als H-gassen (bijvoorbeeld L2EU).

Herverdeling kosten

Om een herverdeling van maatregelkosten te bewerkstelligen zijn financiële instrumenten in beginsel het meest geschikt.

- De kosten van contractschade als gevolg van het hanteren van entry specificaties bij invoeders/importhouders kunnen mogelijk worden herverdeeld via interne verrekening bij energiemaatschappijen die zowel gas invoeden als gebruiken, doorberekening in de gas(transport)tarieven of de inzet van algemene middelen.
- De kosten van gasbehandelingsmaatregelen kunnen worden herverdeeld (gesocialiseerd) via een doorberekening in de transporttarieven van de eindgebruikers en/of via een verhoging van de vergoeding die de LNB ontvangt van invoeders van gassen in het netwerk (al dan niet gedifferentieerd naar gaskwaliteit).
- Een herverdeling van de kosten van het aanpassen van eindgebruikerapparatuur voor bedrijven zou gefaciliteerd kunnen worden via de regeling versnelde afschrijving die is ingevoerd in het kader van de crisis- en herstelwet en/of (voor investeringen na 2011) door het uitbreiden of aanpassen van de huidige energie-investeringsaftrek (EIA). Voor de 'achterblijver' in de huishoudelijke markt zou een financiële regeling ('achtervang') overwogen kunnen worden om tegen het einde van de beoogde transitietermijn ook deze groep over te laten gaan.

In dit hoofdstuk doen we aanbevelingen over hoe een transitie van gaskwaliteit in Nederland zou kunnen plaatsvinden, gebaseerd op de bevindingen in de voorafgaande hoofdstukken.

Door een procesmatig traject in te richten, kan de transitie voor zowel de korte als de lange termijn in goede banen geleid worden. In dit verband gaan we achtereenvolgens in op:

- Opstellen van expliciete toepassingspecificaties
- Transitieperiodes voor de G- en H-markt
- Implementatie, monitoring en handhaving van de transitie
- Kostenherverdeling

Tenslotte benoemen we de onzekerheden en kennisleemten waarmee we in dit onderzoek te maken hebben gehad en die zijn weerslag heeft gehad bij de effectraming. Bij een verdere uitwerking van (onderdelen van) het transitieproces verdient het aanbeveling om deze kennisleemten te adresseren om een nadere precisering van de transitieroute zo goed mogelijk vorm te geven.

3.1

OPSTELLEN VAN EXPLICIETE TOEPASSINGSSPECIFICATIES

In de studie zijn de voorbeelden en verwachtingen van de gezamenlijke netbeheerders op 'hozoandergas.nl' als uitgangspunt gehanteerd. Aangenomen is dat de genoemde voorbeelden en verwachtingen de meest extreme omstandigheden zijn waar de gebruiker rekening mee dient dit houden. Dit is ook als specificatie gehanteerd voor het analyseren van kosten en effecten van de aangekondigde nieuwe gassen.

Echter, de 'hozoandergas.nl' specificaties zijn slechts verwachtingen: de gebruiker kan er niet op rekenen. Voor de gebruiker is onduidelijk of en zo ja op welke termijn er weer nieuwe verwachtingen worden uitgesproken, waar hij zich dan weer op moet richten. Uiteindelijk is de enige echte garantie die de gebruiker heeft de 'exit netcode'. Deze exit netcode is enerzijds ruimer dan de band van Wobbe Index/samenstelling waarvoor verwacht wordt dat het gros van eindgebruikerapparatuur veilig en doelmatig kan functioneren, terwijl anderzijds een groot aantal relevante toepassingspecificaties helemaal niet is vastgelegd.

Het verdient daarom aanbeveling om zo snel mogelijk meer expliciete toepassingspecificaties vast te stellen, waar afnemers voor de lange termijn op kunnen rekenen. Daarbij kunnen ook andere specificaties worden vastgelegd dan de twee uitgangspunten die gehanteerd zijn in deze studie.

Hieronder wordt bepleit voor een specificatie die aansluit bij de omringende landen, ook met het oog op de lange termijn voorzieningszekerheid. Verwacht wordt dat indien de lange termijn specificatie smaller is dan "hoezoandergas.nl", maar breder dan de in tabel 3 en 4 van deel 1 genoemde waarden, de transitiekosten lager kunnen zijn dan de ramingen zoals die in het vorige hoofdstuk genoemd zijn. Dit zal zeker het geval zijn bij een gefaseerde invoering van deze toepassingspecificaties waarbij optimaal gebruik van de natuurlijke vervanging- en revisiecycli (zie hoofdstuk 3.2).

De toepassingspecificatie heeft twee aspecten: de enveloppe waar de geleverde gassen binnen moeten vallen en de eis waar de toepassingen (eindgebruikerapparatuur) geschikt voor moeten zijn. Deze twee aspecten hangen sterk samen, maar zijn in essentie sterk in tijd verschoven. Bij een natuurlijke transitie zal eerst de eis aan de toepassingen moeten worden geformuleerd. Pas als het hele bestand van toepassingen op een netdeel vervangen is, kan de bij deze eis passende enveloppe op dat netdeel gedistribueerd worden. Beide eisen moeten wel hand in hand ontwikkeld worden, want de eisen gesteld aan de nieuwe toepassingen van vandaag bepaalt de enveloppe die over 20 jaar gebruikt kan worden.

Eisen aan de toepassingen

In de specificaties voor de toepassing moet worden vastgelegd voor welke enveloppe(s) de nieuwe installaties geschikt moeten zijn. Leg daarbij vast binnen welke enveloppe de toepassingen zonder handmatige ingrijpen moeten kunnen functioneren en welke afstel- en/of ombouw mogelijkheden aanwezig moeten zijn om de toepassingen voor een eventuele ander enveloppe(s) geschikt te kunnen maken. Deze specificatie moet voor de lange termijn transitie op een niveau liggen zodat:

- Met beperkte meerkosten, met bekende en bewezen technologie, en door meerdere leveranciers te verkrijgen toepassingen geleverd kunnen worden die met deze specificatie veilig en doelmatig kunnen werken.
- Met beperkte behandelingskosten het in de toekomst te verwachten gasaanbod door deze apparaten veilig en doelmatig gebruikt kan worden
- De gekozen specificatie compatibel is met wat in Europa gebruikelijk is.

H-gassen

- De codevoorstellen van de netbeheerders lijken zich sterk te richten op de EASEE-gas voorstellen. De vraag is of het verstandig is om, vooruitlopend op het Europese onderzoek dat beoordeelt of de EASEE-gas voorstellen geschikt zijn als toepassingspecificatie, deze voor Nederland wel die status te geven. Een alternatief is aansluiting te zoeken bij de toepassingspecificatie die geldig is bij een van de grotere omringende landen (VK, Duitsland, België, Frankrijk).
- Bij de in deze landen geldende specificaties zijn ook kanttekeningen te plaatsen. Zo blijft bijvoorbeeld in het VK behandelen van nieuwe, rijkere H-gassen noodzakelijk. De ogenschijnlijke flexibiliteit van het Duitse systeem, waarbij op veranderende condities kan worden ingespeeld door lokale enveloppen te hanteren, dat wil zeggen dat apparatuur aangepast kan worden aan de lokale (relatief smalle band van) gaskwaliteit, wordt ook gezien als een belemmering voor een brede band van gassen in verschillende gebieden van Duitsland.

- Hoe dan ook, vooruitlopend op de resultaten van Europees onderzoek, is het streven naar een meer 'Europese' band voor H-gassen een redelijke weg om in Nederland in lijn te komen met de gassen die door de aangrenzende landen (zullen) stromen. Het definiëren van een band consistent met grotere buurlanden kan ook worden gezien als een bijdrage aan de lange termijn voorzieningszekerheid. Als meer landen feitelijk de zelfde entry specificatie hanteren zullen de aanbieders zich op deze specificatie gaan richten, waardoor de markt voor deze specificatie groeit en de diversiteit van aanbieders op deze markt toeneemt
- Voor de H-markt kan het opstellen van de lange termijn toepassingspecificaties op twee manieren geregeld worden:
 - Operationele overeenkomsten op basis van overleg tussen de invoeders, de LNB en de afnemers;
 - Vastgelegd in de vorm van codes die gelden als de specificatie voor nieuwe toepassingen.

Voor een optimale transparantie van de H-markt heeft vastleggen in een code voor de lange termijn de voorkeur. Daarbij kan dan in de code vast gelegd worden voor welke enveloppen de toepassingen geschikt moeten zijn. Het is dan niet noodzakelijk dat alle netdelen gelijktijdig de zelfde enveloppe gaan distribueren

- Voor de specificaties voor de toepassingen op de korte termijn (tussen 6 maanden en 5 jaar) staan ook beide wegen open. Omdat hier de ruimte vooral zit in de specifieke situatie van de 80 aangesloten kunnen operationele (individuele) afspraken tussen de invoeders, de LNB en de gebruiker wellicht tot de laagste kosten kunnen leiden. In hoofdstuk 3.2 gaan we hier verder op in.

G-gassen

- Voor de G-markt is een algemeen geldige lange termijn toepassingspecificatie met de status van een toepassingscode de aangewezen weg.
- Bij een beslissing om huishoudelijke apparatuur, die nu geschikt is voor de toestelcategorie I2L (G-gas), te vervangen door breder inzetbare apparatuur (bijvoorbeeld I2L4), kan de geschiktheid van de op dit moment in de handel verkrijgbare toestellen snel worden bepaald aan het begin van het transitieproces. Een belangrijk onderdeel van dit proces is het bepalen van de beoogde range van acceptabele distributiegassen. Daarbij zal een op den duur mogelijke verruiming aan de bovenkant van de Wobbeband van het G gas afhangen van de wens de kosten voor het afwobben van H gassen te verlagen, wat ook een kostenvoordeel voor de afnemer inhoudt. Daarnaast kan overwogen worden enige ruimte in te bouwen door te eisen dat deze toestellen ook geschikt moeten zijn voor duurzame gassen die bijvoorbeeld waterstof of hoge fracties CO₂ bevatten.
- Gelet op de lange doorlooptijd voor de natuurlijke vervanging van toepassingen is het naar onze mening verstandig om in het transitieproces een "no regrets" beleid te voeren die Nederland een keuze geeft in het lange termijn beleid ten aanzien van Slochteren. Door net als in de ons omringende landen te verlangen dat toepassingen voor de G-markt ook geschikt moeten zijn om omgebouwd of afgesteld te kunnen worden op de H gas enveloppen, krijgt Nederland een toekomstbestendig toestellenpark. Omdat de kosten die met deze eis samenhangen marginaal zijn als zij bij het ontwerp van deze toepassingen worden meegenomen, geeft dit maximale vrijheid voor de toekomst tegen marginale meerkosten.

Wijze van afwobben G-gassen

In Nederland is tot nu toe het gebruik om de Wobbe Index van gassen met een hoge Wobbe Index te verlagen met stikstof. Het afwobben met lucht is aanzienlijk minder kostbaar dan met stikstof. Het is te overwegen bij het vaststellen van toepassingscodes de optie om afte Wobben met lucht open te houden. De wijze van afwobben kan alleen maar stapsgewijs worden ingevoerd. In eerste instantie zullen de toestellen daarvoor geschikt moeten zijn en vervolgens de lage druknetten voor de regionale netbeheerders (RNB). Dit maakt het mogelijk om later - stapsgewijs - over te gaan tot het tijdelijk lokaal afwobben (van H-gassen of hoogcalorische G-gassen) door de RNB naar pseudo-G-gassen.

3.2

TRANSITIE TERMIJNEN

H-gasmarkt

Voor een wezenlijke transitie van de H-gasmarkt is een periode van circa 5 jaar noodzakelijk om dit op een doelmatige en veilige manier te doen. In deze periode kunnen dan concrete toepassingspecificaties worden opgesteld (zie vorige paragraaf) die vervolgens kunnen worden ingevoerd bij de geplande cycli van onderhoud en stilligging resp. reguliere vervanging van de betreffende apparatuur. Voor de tussenliggende periode valt ons inziens dan waarschijnlijk niet te ontkomen aan een regime van het beperkt hanteren van entry specificaties.

Omdat het H-net specifieke toepassingen kent en een relatief klein aantal gebruikers, kan hier een aanpak op maat gekozen worden. Daarbij is het niet noodzakelijk dat alle delen van het net over 5 jaar dezelfde enveloppe gebruiken. Hoewel van de nieuwe toepassingen verlangd wordt dat deze afgesteld kunnen worden op meerdere enveloppen, is het niet noodzakelijk dit binnen 5 jaar ook te eisen voor alle bestaande apparatuur. Afhankelijk van de voorziene veranderingen in de lokale gasstromen in de tijd, zouden de afnemers zich dan specifiek kunnen richten op de enveloppe die gaat gelden voor hun netdeel over 5 jaar. Hierdoor kan lokaal veel gericht naar oplossingen gezocht worden. Maatwerkaspecten zijn bijvoorbeeld:

- Het inventariseren van de voorzieningen ten aanzien van het omgaan met gaskwaliteit van individuele gasturbines en andere industriële faciliteiten, ook in relatie met hun locatie in het LNB-net.
- De lopende overeenkomsten met de daarbij behorende specificaties met buitenlandse afnemers.

Naar een tussenoplossing voor de H-gasmarkt

Hoewel een werkelijke transitie binnen circa 5 jaar kan plaats vinden, wil dat niet zeggen dat niet op korte termijn al kleinere stappen gezet kunnen resp. moeten worden. Het doel hiervan is om een werkbare situatie te creëren voor de tussenliggende periode, waarbij negatieve effecten zoveel mogelijk voorkómen worden. Voor zo'n tussenoplossing is een bijdrage van alle betrokken partijen nodig, binnen ieders individuele bewegingsruimte: eindgebruikers, LNB, shippers/invoerders/importeurs.

Daarnaast kan per regio een bredere Wobbeband worden gekozen dan in tabel 4 van deel 1 is vastgelegd, die echter smaller is dan de in tabel 3 van deel 2 is aangegeven. Deze overgangs-Wobbeband kan door de LNB gefaciliteerd worden door extra stikstof toe te voegen of door gassen te mengen. Een smallere Wobbeband dan de in tabel 3 van deel twee aangegeven Wobbeband, beperkt tevens de Wobbesprongen.

Door bijvoorbeeld het Projectbureau Nieuw Gas kan in gesprekken met de individuele H-gasgebruikers onderzocht worden welke mogelijkheden en condities er zijn voor het accommoderen van gassen met een hogere PE-waarde, en binnen welke Wobberange veilig en doelmatig geopereerd kan worden. Dit zou kunnen leiden tot een locale enveloppe die breder is dan wat in het verleden gebruikelijk was (zie tabel 4 in deel 1). Voorwaarde is dat de afnemers deze bredere enveloppe op korte termijn veilig aan kunnen. Dit moet op individueel niveau met de betrokken H-gasgebruikers worden verkend.

Omdat veel afnemers H-gas afnemen van een partij die het gas doet invoeden is de weg voor een goede afstemming wellicht veel korter dan men in eerste instantie zou denken. Daarnaast zijn sommige partijen die LNG doen invoeden en sommige gebruikers van het gas, dochters van dezelfde moedermaatschappij, waardoor afstemming wellicht eenvoudig tot stand kan komen.

Door vervolgens een goede 'code of practice' af te spreken tussen de belanghebbende partijen om sprongen in de Wobbe te beperken kan een groot deel van de genoemde korte termijn problemen zoals die in deel 1 zijn geconstateerd worden voorkomen. Mogelijk kan een waarschuwingssysteem voor te grote sprongen in gaskwaliteit op korte termijn geïmplementeerd worden voor installaties die in staat zijn om hiermee om te gaan.

De rijksoverheid ten slotte zou kunnen overwegen om de huidige energie-investeringaftrek (EIA) aan te passen resp. uit te breiden voor (versnelde) investeringen door bedrijven in de H-gasmarkt voor aanpassing van hun apparatuur.

G-gasmarkt

Een feitelijke transitie van de G-gasmarkt is pas aan de orde over 10 jaar. Uiteraard is het wel zaak om het toekomstige transitieproces voor deze markt snel te gaan inrichten om duidelijkheid voor alle partijen te scheppen. Nederland verliest pas echt zijn uitzonderingspositie als het toestellenpark zowel op G als op H gas kan branden (bijvoorbeeld 12511 toestellen). Door op korte termijn al toepassingsspecificaties te kiezen voor toestellen die eenvoudig zijn om te stellen van G gas naar H gas, kan deze transitie al worden voorbereid.

Daarbij moet bedacht worden dat het ombouwen van de G-markt naar een bredere band een behoorlijke tijd in beslag zal nemen, wil dat veilig en kosteneffectief gebeuren. Zo moet rekening gehouden worden met de natuurlijke vervangingstermijn van toestellen, deze zal in de praktijk een flinke spreiding hebben. Deze onzekerheden hebben ook hun weerslag op de schattingen van de implementatieduur van sommige delen van de verschillende routes. Zo is bijvoorbeeld een schatting van 20 jaar voor het vervangen van de huishoudelijke apparatuur door natuurlijk verloop gebaseerd op realistische vervangingscycli in de markt.

Er is echter geen ervaring met grootschalige aanpassingen in niet-huishoudelijke toepassingen (industrie, gasmotoren, turbines).

Daarnaast is er voorbereidingstijd nodig om de feitelijke vervanging op te starten. Pas als er daadwerkelijk apparatuur beschikbaar is voor de nieuwe specificatie begint de termijn van de natuurlijke vervanging te lopen. Als voor deze periode 5 jaar wordt aangehouden is de totale transitieperiode dus 25 jaar.

Kosteneffectiviteit en veiligheid zijn goede argumenten om voor de transitie van de G-markt een ruimer tijdpad te kiezen. Een transitieperiode van circa 20 jaar (2030) is naar onze mening dan ook realistischer dan een periode van circa 10 jaar (2020). Een extra argument voor een wat langer transitiepad is dat het ook kansen biedt om de ambities van de rijksoverheid met betrekking tot duurzame energie (waaronder groen gas) te verwezenlijken. Bij de nieuwe toestelspecificaties voor de huidige G-gastoeellen kan dan namelijk rekening gehouden worden met zowel het accommoderen van H-(aard)gassen als biogassen. Op deze manier opent zich een route naar een robuuste en toekomstige transitie.

Een belangrijk aspect voor de bepaling van de benodigde voorbereidingstijd op de transitie is de termijn waarop bekend is welke lange termijn toestel specificatie noodzakelijk is. Ieder uitstel op deze vaststelling geeft of vertraging in het mogelijke transitie moment of kan substantiële kosten met zich mee brengen voor versnelde vervanging van de bestaande apparatuur.

Gefaseerde ombouw G-gasmarkt

Als *tussenstap* in de transitie van de G-markt zou onderzoek gedaan kunnen worden naar een mogelijke bredere enveloppe voor de specificatie voor pseudo-G-gassen. Daarmee wordt de ruimte onderzocht om bijvoorbeeld een hogere PE te kunnen mitigeren met een lagere Wobbe. Mogelijk zou dit kunnen leiden tot een kostenefficiëntere oplossing dan het plaatsen van een stripper. Deze maatregel is specifiek toegespitst op de gevolgen van hogere PE voor huishoudelijke toestellen, maar biedt geen algemene soelaas voor gasmotoren, terwijl voor de overige niet-huishoudelijke toepassingen is het effect onbekend. Om een alternatief voor strippen voor de hele G-markt moet deze maatregel wel kosten effectiever zijn met dezelfde dekking.

Voorwaarde voor deze tussenstap is dat de betrokken afnemers, zoals de fabrikanten, exploitanten en/of eigenaren van de apparatuur (branders, motoren, turbines, industriële installaties) die dit moment in gebruik zijn, de verbreding van de enveloppen ondersteunen. Anderzijds is betrokkenheid van de invoeders gewenst, zij worden immers geconfronteerd met de gevolgen als blijkt dat deze mogelijkheid maar beperkt beschikbaar is. De projectverantwoordelijkheid voor een dergelijk onderzoek zal bij een partij gelegd moeten worden die voor alle belanghebbenden acceptabel wordt gevonden. Het is in het belang van de afnemers te onderzoeken of het te voorkómen is dat er niet rendabele strippers moeten worden geplaatst, die uiteindelijk via de transporttarieven aan de afnemers zal worden doorgerekend. Gegeven de doorlooptijd voor het plaatsen van de stripper is voldoende tijd beschikbaar om een gedegen onderzoek uit te voeren.

Als blijkt dat een sector van de eindgebruikers geen baat heeft bij deze maatregel (bijvoorbeeld de gasmotoren), zal echter bezien moeten worden of en zo ja, op welke termijn de betreffende sector naar de eindspecificaties voor de G-markt moet worden omgebouwd. Hier ook moet worden afgewogen of ombouw of strippen de meest kosteneffectieve maatregel voor de G-markt zal zijn.

Naast verschillende gasbehandelingsmaatregelen voor het scheppen van ruimte voor ombouw van de G-markt kan (extra) inzet van het Groningerveld worden overwogen ter overbrugging van de beperkte mogelijkheden voor kwaliteitsconversie met rijkere aardgassen na ombouw van de H-markt. Deze maatregel zou nog kosteneffectiever kunnen zijn dan gasbehandeling of ombouw.

De overgang van G-naar H-gas hoeft niet in een keer integraal te gebeuren, maar kan stapsgewijs, gebied voor gebied gedaan worden. Zeker als door lokaal afwobben met lucht de mogelijkheid ontstaat om dit eventueel nadere gefaseerd door te voeren. Op deze wijze kan ook de volledige uitnutting van het Groningenveld worden zeker gesteld.

3.3

IMPLEMENTATIE, MONITORING EN HANDHAVING VAN DE TRANSITIE

Binnen het transitieproces zal van meet af aan de implementatie, monitoring en handhaving op een goede wijze geregeld moeten zijn. Daarbij doen we de volgende suggesties:

- Ontwikkel een controle protocol (voor zowel GAD als niet-GAD toepassingen) om vast te stellen of aan de eis voor nieuwe installaties is voldaan.
- Voor GAD toepassingen moet de specificatie voor nieuwe installaties voor zowel G- als H-gas bij de Europese Commissie worden gemeld.
- Stel een ingangsdatum vast waarop nieuwe installaties aan de eis voor nieuwe installaties moeten voldoen. Geef daarbij de markt voldoende tijd om zich op deze nieuwe situatie voor te bereiden.
- Monitor of nieuwe installaties daadwerkelijk aan deze eis voldoen (bijvoorbeeld door markttoezicht voor consumentenartikelen).
- Bepaal een termijn waarop, zo nodig per toepassingstype, alle bestaande toepassingen moeten voldoen aan de specificaties die voor nieuwe installaties gelden. Zorg door voorlichting zodat de markt kennis heeft van dit besluit. Monitor of de termijn voor ombouw gehaald wordt, en neem zo nodig aanvullende maatregelen.
- Als waarborg dat de aanpassingen die gedurende het traject tot de gewenste situatie hebben geleid, monitor rond de transitie momenten de onderhoudstoestand van het apparaatpark, het aantal incidenten dat bij toepassingen voorkomt en de mate waarin het apparaatpark voldoet aan de eisen die gelden voor na de transitie.
- Organiseer een periodieke evaluatie (bijvoorbeeld eens in de 5 jaar) of, gegeven de ontwikkelingen, een heroverweging van de gestelde specificatie noodzakelijk is. Dit kan zijn omdat de aanbodzijde van gassen verandert, door technische ontwikkelingen waardoor toepassingen bredere specificaties aan kunnen, of dat er door nieuwe toepassingen aanvullende specificaties noodzakelijk zijn. Hierdoor krijgt transitie het karakter van doorlopende activiteit, en maximaliseert de flexibiliteit van de infrastructuur voor veranderingen. Het faciliteren van bijvoorbeeld het inpassen van een breed aanbod van duurzame gassen kan op deze wijze worden bevorderd.

3.4

KOSTENHERVERDELING

Een evenwichtige verdeling van de maatregelkosten is van belang om draagvlak te verkrijgen bij de betreffende stakeholders om het beoogde transitieproces effectief en (kosten)efficiënt te kunnen starten.

Het variëren van de tarieven van de LNB, zowel richting eindgebruikers als richting de invoeders van gas is in beginsel een eenvoudig en efficiënt instrument om kosten te kunnen herverdelen tussen de verschillende partijen. Dit is echter aan grenzen gebonden, aangezien het niet waarschijnlijk lijkt dat transporteurs de kosten die eindgebruikers maken door mogen berekenen in de transporttarieven en/of invoedvergoedingen. Mogelijkerwijs is het wel mogelijk om invoedtarieven te verhogen indien maatregelen zijn gerelateerd aan maatregelen binnen het netwerk (bijvoorbeeld gasbehandelingsmaatregelen). Het verdient aanbeveling om bij de NMa te verkennen of en zo ja, in welke mate dit instrument ingezet kan worden.

Voor investeringen door bedrijven voor aanpassing van hun apparatuur bestaat gedurende 2011 de mogelijkheid om in dit verband een beroep te doen op de regeling versnelde afschrijving die is ingevoerd in het kader van de crisis- en herstelwet. Voor investeringen na 2011 zou overwogen kunnen worden om de huidige energie-investeringsaftrek (EIA) aan te passen resp. uit te breiden. Naast het herverdelingseffect kan een dergelijke maatregel ook bijdragen aan een mogelijke bekorting van de transitietermijn.

Daarnaast adviseren wij om een financiële regeling ('achtervang') op te zetten om tegen het einde van de beoogde transitietermijn ook de potentiële 'achterblijvers', vooral in de huishoudelijke markt, over te laten gaan. Het gaat hier naar verwachting om een beperkte groep, waardoor het om een beheersbaar bedrag zal gaan. De voeding van deze regeling zou via een beperkte, tijdelijke verhoging van de gas(transport)tarieven gefinancierd kunnen worden (onder voorbehoud van de eerdere opmerking hierover) of uit de algemene middelen.

3.5

ONZEKERHEDEN EN KENNISLEEMTEN

Tijdens het onderzoek is gebleken dat bepaalde informatie ontbreekt om een meer specifieke onderbouwing te kunnen maken dan wel te verdiepen. De belangrijkste onzekerheden en kennisleemten zijn hieronder weergegeven.

7. Er is onvoldoende inzicht in de samenstelling van toekomstige te importeren gassen (duidelijk te verwachten specificaties). Indien er entry specificaties worden gesteld is het belangrijk om te weten welke importgassen niet meer toegelaten mogen worden om de gaskwaliteit in Nederland op het huidige niveau te houden.

8. De mogelijke toename in CO₂ en NO_x uitstoot als gevolg van de mitigerende maatregelen is moeilijk te kwantificeren. Deze emissies zijn vooral afhankelijk van de breedte van de enveloppe en de mate waarin deze benut wordt. Als de gaskwaliteit voor de afnemer constant gehouden wordt op de samenstelling waar de toepassing voor is ontworpen is de impact nul. Als de gassamenstelling zich rond de uitersten van de enveloppe bevindt, is het effect het grootst. Er kan dus pas een uitspraak worden gedaan als bekend is hoe breed de enveloppe wordt en of die breedte ook daadwerkelijk benut wordt.
9. Bij de maatregel 'strippen' zijn de kosten van de stripinstallaties in beeld gebracht. Een aanvullende marktanalyse waarin inzicht wordt gegeven in de huidige markt volumes aan kraakproducten (etheen etc.) en het effect van nieuwe marktstromen van kraakproducten op marktprijs (overschot) is echter noodzakelijk. Daarnaast verdient een nader onderbouwde businesscase voor een stripper/ethaankraker aanbeveling, aangezien dit mede bepaalt hoe hoog de netto maatregelkosten zijn na aftrek van de inkomsten die uit de maatregel voortvloeien.
10. Voor het aanpassen van industriële apparatuur is sprake van belangrijke onzekerheden voor het maken van kostenberekeningen omdat er geen goed inzicht is in aantallen van en variaties in toestellen. Ook industriële bedrijven zelf hebben onvoldoende gegevens (in verband met onzekerheid in de te verwachte gassamenstelling) om inzicht te bieden in hoe installaties opnieuw zijn te ontwerpen. Daarom is het lastig om een juiste indicatie van de kosten weer te geven. Daarnaast kan aanpassing van individuele installaties zeer hoge kosten met zich meebrengen bij o.a. de chemische industrie.
11. De bandbreedte van kosten voor het aanpassen van turbines is zeer groot. Een duidelijker beeld van deze kosten kan pas ontstaan nadat specifiek onderzoek aan de betreffende installaties heeft plaats gevonden door de turbineleverancier.
12. Er ontbreekt nog een enveloppe voor de huishoudelijke apparatuur om een transitie te vereenvoudigen zonder dat grote kosten gemaakt hoeven te worden voor versnelde vervanging van apparatuur.

De kosten van het nader onderzoeken van de bovengenoemde kennisleemten zouden gefinancierd kunnen worden uit bijdragen van alle betrokken partijen of uit een fonds, gevoed door een beperkte toeslag op de transporttarieven.

BIJLAGE 1

Prijsberekening Upstream

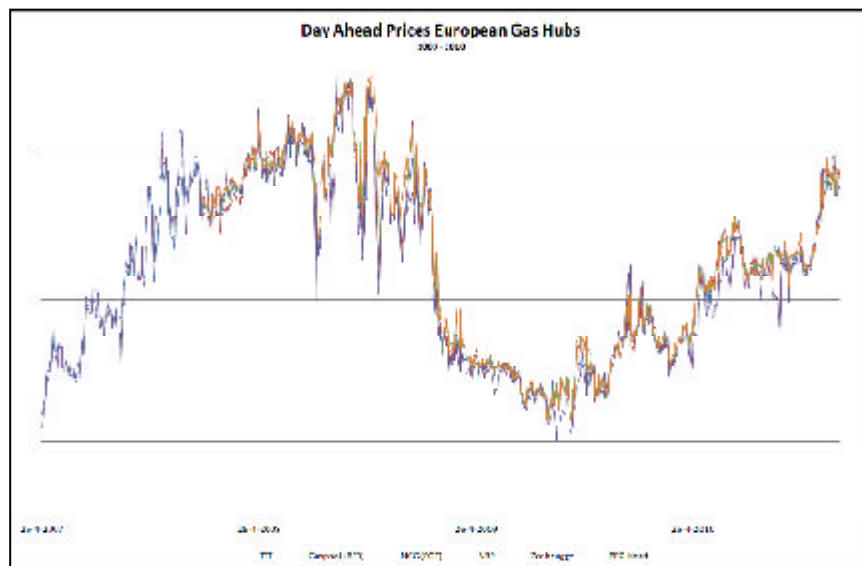
		2012 zonder restricties	2012 met restricties	Berekening	Bron
Gas productie (mld. m3)	[1]	80,2	80,2		GTS 2009
Groningen (mld. m3)	[2]	47,3	47,3		NLOG publicatie
Kleine velden (mld. m3)	[3]	32,9	32,9	[1]-[2]	
Onshore (mld. m3)	[4]	10,1	10,1	0,3 * [3]	www.rijksbegroting.nl/2010/voorbereiding/begroting, kst132831b_9.html
Offshore (mld. m3)	[5]	22,9	22,9	0,7 * [3]	www.rijksbegroting.nl/2010/voorbereiding/begroting, kst132831b_9.html
% Non-NAM offshore	[6]	75%	75%		Brattle 2010
% Non-NAM onshore	[7]	5%	5%		Brattle 2010
Productie Non-NAM (mld. m3)	[8]	17,6	17,6	[7]*[4]+[6]*[5]	
Productie NAM (mld. m3)	[9]	62,6	62,6	[1] - [8]	
Totale import 2012 (mld. m3)	[10]	52,2	49,6		GTS 2009
Import exclusief LNG (mld. m3)	[11]	44,2	44,2		GTS 2009
Import LNG (mld. m3)	[12]	8,0	5,4		GTS 2009, aanname
Import GasTerra (mld. m3)	[13]	10,1	10,1	Zie noot	Jaarverslag Gasterra 2007
Import overig (mld. m3)	[14]	42,1	39,5	[10] - [13]	
Totaal import en gas productie (mld. m3)	[15]	132,4	129,8	[1] + [10]	
Totaal NAM/GasTerra (mld. m3)	[16]	72,7	72,7	[13] + [10]	
Aandeel NAM/GASTERRA	[17]	55%	56%	[16] / [15]	
Marginale kosten (€ / MWh)	[18]	15			Brattle 2010
Prijs 2012 zonder restricties (€ / MWh)	[19]	18			Brattle 2010
Elasticiteit	[20]	3,29		[17] / (1-[18] / [19])	
Prijs 2012 met restricties (€ / MWh)	[21]	18,07362		[18] / (1-[17] / [20])	
Prijsstijging (€ / MWh)	[22]		0,07	[21] - [19]	
Marktvraag (Twh)	[23]	478	478		GTS 2009
Jaarlijkse extra kosten consument (€ mln.)	[24]		35	[22] * [23]	

Informatie uit Harmsen en Jepma (2011):

The gas hubs in North Western Europe already form one integrated market for natural gas. That is the main conclusion that emerges from recent research carried out by Rudolph Harmsen and Catrinus Jepma at the University of Groningen in the framework of the Edgar research programme.

Harmsen and Jepma analyzed price movements on six major North West European gas markets and discovered that there are strong statistical correlations which show that the markets function as an integrated whole. The authors describe the result of their research as 'striking', since there are 'numerous reasons that could have prevented expedient market integration'. The most obvious one being a lack of arbitrage opportunities between hubs as a result of pipeline capacity constraints.

The most efficient and therefore best integrated bilateral hub pairs are the following: NBP-Zeebrugge, TTF-Zeebrugge, NCG-Gaspool, and NCG-PEG. This could indicate that there are more arbitrage opportunities between these hubs, for example due to a relatively large pipeline capacity. The graphic shows that the day ahead at six North West European gas hubs have moved in tandem since 2007.



Bron: Harmsen en Jepma (2011).

Url: <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=2695>

Rentabiliteit commerciële business case

Een stripper verwijdert hogere koolwaterstoffen (C2 – ethaan, C3 – propaan, C4 – butaan, en hoger) uit het gas, waarmee de Wobbe Index van het gas daalt. De hieruit gewonnen producten hebben meerdere toepassingsmogelijkheden. Afhankelijk van de marktomstandigheden kan dit leiden tot een rendabele business case voor een te bouwen stripper. De genoemde producten zijn namelijk zeer waardevolle bouwstenen voor de petrochemische industrie, mits in de nabijheid aanwezig. Zowel voor een te bouwen installatie in Rotterdam als in Noord-Nederland is dit het geval. Het gewonnen ethaan wordt in een ethaankraker omgezet in ethyleen. In de Europeroot is een grote vraag naar ethyleen, evenals naar propaan, butaan etc.

Vanuit Noord-Nederland kan het gëmpoorterde gas middels een dedicated pijplijn naar een stripper gebracht worden in de nabijheid van een ethaankraker, waaruit het gevormde ethyleen op de bestaande ARG-ethyleenpijpleiding kan worden ingevoed. De ARG-ethyleenpijplijn is een 500 km. lange pijpleiding, die sinds de jaren zeventig de industriegebieden van Rotterdam, Terneuzen, Antwerpen, Geleen, Roergebied tot aan Ludwigshafen met ethyleen met elkaar verbindt. Jaarlijks vindt hierdoor een ethyleentransport van meer dan 2 mln. ton plaats. Hiermee worden de markten in Duitsland, België en Nederland ontsloten. Het is bijvoorbeeld mogelijk het gas te brengen naar SABIC (ex-DSM) te Geleen en daar een kraker te bouwen, waarvoor SABIC in het recente verleden zijn belangstelling heeft getoond.

Een andere interessante mogelijkheid zou wellicht kunnen zijn het importgas naar Rotterdam te brengen naar de GATE terminal, en de kraker te combineren met een aldaar te bouwen stripper.

De zich langs de ARG-pijplijn bevindende krakers produceren ethyleen op basis van aardolie (nafta). Zij ondervinden nu reeds concurrentie van ethyleen die in het Midden-Oosten geproduceerd wordt op basis van ethaan, en dit ondanks de hoge kosten van transport (boven \$ 200/ton). In beide gevallen kan sprake zijn van een interessante business case voor een stripper, gecombineerd met een nieuw te bouwen kraker. In een dergelijke situatie verdienen de (hoge) kosten van een dergelijke investering zichzelf in beginsel terug en hoeven dan niet als maatregelkosten in een aanpassingsscenario te worden meegenomen.

Quotes van General Manager Shell Joke Driessen:

"Op een naftakrakersite als Moerdijk is het kostenniveau heel kritisch. Iedere dollar die je per ton uit je vaste kosten kunt halen, is er dus een."

"Sommige zaken kun je niet beïnvloeden. Met een ethaankraker kun je nu eenmaal gemakkelijker geld verdienen dus van die krakers op de wereld gaan we niet winnen. Maar van alle veertig krakers die opereren in het naftagebied kunnen we dat wel".

Bron: www.shell.nl, Nieuwsbericht, 'Eén Shell Moerdijk' 21 september 2010.

Voorwaarde voor een miljardeninvestering in een ethaankraker is dat deze een hoge bedrijfstijd kan halen door een tamelijk gelijkmatige invoeding van ethaan. Dit vertaalt zich naar een gewenst gelijkmatig aanbod van 'rijke' gassen aan de stripping plant, wat richting geeft aan de kwaliteit van aan te kopen importgassen. In een recente studie van de NOM is gebleken dat de beoogde soort gasstromen nu reeds in de markt aanwezig zijn en aanleiding kunnen vormen voor een commercieel haalbare business case⁴¹. De rentabiliteit van de stripper plus ethaankraker kan verder verbeterd worden door elders minder of niet gewenste (en dus goedkopere) gasstromen aan te trekken.

Onze verwachting is dat pas sprake is van een voldoende substantiële stroom aan geschikte, rijke gassen nadat in ieder geval een groot deel van de huidige H-gasmarkt voorzien wordt door importgassen (over circa 10 jaar). Als daar vervolgens ook de hoeveelheid gas voor de huidige G-gasmarkt bijkomt, is de verwachting dat in beginsel een voldoende basis aanwezig is qua aanvoer van gassen.

Om het huidige totale volume aan H-gas (34 mld. m³ per jaar / circa 4 mln. m³ per uur) te strippen (uitgaande van 100% geschikt gas en aansluiting via dedicated pijpleidingen vanuit de diverse entry points) zouden 2 strippers volstaan, uitgaande van een stripinstallatie van 2 mln. m³/uur. Zou daar het volume gas bijkomen zoals nu verbruikt op de G-gasmarkt (40 mld. m³ per jaar / circa 4,5 mln. m³ per uur), dan zouden daar nog eens 2 à 3 strippers bij komen.

De termijn, benodigd voor de realisatie van een stripping plant plus ethaankraker inclusief business case fase, bedraagt tenminste 5 jaar en kan tot 7–8 jaar oplopen. Dit is op zich een passende termijn, gezien de verwachting met betrekking tot het beschikbaar komen van voldoende substantiële geschikte gasstromen.

De bovenstaande verwachtingen en berekeningen zijn indicatief. Het verdient aanbeveling om een dergelijke business case nader te onderzoeken. Daarbij zullen in ieder geval de volgende zaken nader belicht moeten worden:

- Nadere toets op potentiële investeerders / marktanalyse
- Maximale strip capaciteit versus marktafzet
- Nadere toets op geschikte locaties
- Afweging centraal versus decentraal strippen (stripplants bij gasgebruikende bedrijven, bijvoorbeeld Tata)

Kostenraming stripinstallatie

Voor wat betreft de kosten, zijn de investeringen in een stripping plant uiteraard afhankelijk van de gewenste prestaties van de installatie, te weten primair de capaciteit en de gewenste mate van terugwinning van de producten. In een uitgebreide GTS-studie 'Verwijdering van hogere koolwaterstoffen uit aardgas' (2010) zijn ramingen opgenomen, gebaseerd op de daarbij aangegeven scope van het project.

⁴¹ Bron: NOM, dhr. S. Wiersma.

De ramingen zijn gebaseerd op de volgende gegevens:

- projectbeschrijving, en in conceptuele vorm:
- process en utility index
- data hoofdapparatuur
- process control – strategie
- plot plan
- project schedule

Vanuit de kring van stakeholders zijn aanzienlijk lagere bedragen genoemd voor de realisatie van een stripper. Deze zijn nagetrokken, waarbij is geconstateerd dat de omschrijving van de installaties onvoldoende is om een oordeel te kunnen vellen over de kosten die door hen genoemd zijn.

Omdat het gaat om bekende technologie, die reeds vele jaren wordt toegepast, is op basis van analogie met bestaande installaties met een betrekkelijk geringe hoeveelheid ontwerp data als genoemd reeds een betrekkelijk nauwkeurige raming van investerings- en operationele kosten te maken.

Bij de bedragen uit de GTS-studie gelden de volgende kanttekeningen:

- De ramingen gelden voor een installatie met de ruimst denkbare toepassingsmogelijkheden en een zeer hoge graad van C2-verwijdering (“diep strippen”). Men kan ook kiezen voor een eenvoudiger installatie tegen gereduceerde kosten, waarin slechts zover gestript wordt als noodzakelijk om de gewenste Wobbe te halen, eventueel met beperkte toevoeging van stikstof.
- Dit punt geldt ook voor de utility-voorzieningen. Zo beschikt de plant over:
 - een thermische oliesysteem voor verwarmingsdoelinden: in Nederland is dit niet nodig in verband met het milde klimaat
 - eigen elektriciteitsopwekking: idem
 - een eigen fuel gas – systeem
 - een eigen afwaterbehandeling
 - en diverse andere utility – systemen

Zeker in Rotterdam, maar ook in Geleen zijn dit soort utility – voorzieningen ruimschoots direct voorhanden, de eigen systemen kunnen daarmee komen te vervallen.

- In de GTS-studie is een tweetal kostenramingen gemaakt voor een installatie met een bepaalde capaciteit, één met en één zonder integratie met LNG (€ 600 mln. resp. € 900 mln.). Om kosten bij andere capaciteiten te schatten is een zog. schalingsfactor gebruikt, een gebruikelijke wijze van werken voor deze globale kostenramingen. Als factor is 0,7 gekozen. Dit is correct voor de stripping plant zelf (een zogenaamde process plant), voor de bijbehorende opslag- en utility-faciliteiten is een factor 0,55 meer gepast, waardoor de ramingen dalen.
- De vereiste opslagcapaciteit is afhankelijk van de marktomstandigheden (vraag en aanbod). Het is te verwachten dat een verdere uitwerking van de business case leidt tot een aanscherping van de noodzakelijke marges, en daarmee tot kostenbesparing
- In de GTS-studie zijn meerdere mogelijkheden tot optimalisatie aangegeven.

Ter illustratie: voor een installatie met een capaciteit van 2 mln. m³/hr (LNG gerelateerd) leidt dit tot een correctie op de genoemde investering van € 600 mln. naar ca. € 365 mln.. Voor een installatie zonder integratie met LNG ('droog' strippen) wordt de eerder genoemde € 900 mln. dan ca. € 545 mln..

De operationele uitgaven bestaan uit:

- Energie-uitgaven
- Koelwater
- Kosten voor bedrijfsvoering en onderhoud
- CO₂ emissie
- Verarming van het feed gas

De in de studie vermelde utility-verbruiken zijn gebaseerd op praktijkervaring met vergelijkbare installaties, en daarmee betrouwbaar. Ook hierin zijn optimalisaties mogelijk, die tot kostenreductie leiden. Er bestaat een groot onderscheid tussen de kosten die gelden al dan niet in combinatie met een LNG-plant. Bij de GATE terminal ligt zo'n combinatie voor de hand. Zo bedragen de energie-uitgaven voor een stripper met een capaciteit van 2 mln. m³/hr ca. € 50 mln./jaar ('droog'), resp. ca. € 25 mln./jaar (LNG-gerelateerd). Op de utility-verbruiken zijn vele factoren van invloed, verder onderzoek wordt ook hier aanbevolen.

Producent Katalysatoren; Albemarle (G-gasmarkt).

In het productieproces van Albemarle worden branders ingezet. Middels een nauwkeurige temperatuurregeling wordt het productieproces gestuurd. Het vlambeeld van de branders is zo afgesteld dat het object optimaal wordt verwarmd, en dat een optimale verbranding van het gas mengsel ontstaat. Een veranderende gassamenstelling zal van invloed zijn op het vlambeeld. Een wijziging hierin heeft mogelijk gevolgen voor het functioneren van de brander en achtereenvolgend het productieproces. Aanpassing van de branderinstallatie is voor Albemarle (op termijn) naar alle waarschijnlijkheid noodzakelijk. Vooral nog is de gaskwaliteit voor de aankomende periode van 10 jaar gegarandeerd en hoeft Albemarle op korte termijn geen noodzakelijke aanpassingen te doen. Aanvullend kan naast de aanpassing van de brander/lucht regeling - de aanwezigheid van hogere koolwaterstoffen (als gevolg van een andere gassamenstelling) een ander branderbed structuur vereisen. Met in de tijd veranderende gaseigenschappen is hier niet direct een optimale oplossing voor te kiezen. Door Albemarle is geen kostenindicatie te geven. Zolang niet duidelijk is wat verandering in de gassamenstelling van het gas zal zijn kunnen leveranciers geen uitspraken doen.

Ardagh Glass (G-gasmarkt)

Voor het smeltproces van glas worden er door Ardagh Glass zowel oxyfuel branders als geregelde gas branders gebruikt. De vlamlengte van deze branders wordt zo afgesteld, dat er een voor het smeltproces benodigde temperatuur wordt bereikt. Een andere gassamenstelling betekent een mogelijke aanpassing van de brander. Ardagh Glass kan geen kostenindicatie geven. Zolang niet duidelijk is wat verandering in de gassamenstelling van het gas zal zijn, kunnen leveranciers geen uitspraken doen.

Chemelot (H-gasmarkt)

Op het petrochemische complex van Chemelot staat circa 2000 MWth aan installatievermogen opgesteld. Het installatiepark bestaat uit 6000 branders, diverse gasturbines en gasmotoren. Het gas wordt gebruikt voor branders/brandstof en als feedstock voor specifieke productieprocessen.

Door Chemelot zijn de effecten van een veranderende gassamenstelling op hun installatiepark bekend.

Wanneer de door de LNB verwachte gassamenstellingen in het H-netwerk komen heeft dit voor Chemelot de volgende gevolgen:

- Stijging van aanvoer van procesgas is 5%
- Toename verbruik in de productie van ammoniak: 4%
- Verhoogde SO₂ uitstoot bij veranderende zwavelgehalte
- Toename NO_x emissies bij oudere branders
- Mogelijke roetvorming door hogere koolwaterstoffen
- De regeling van fornuis met 200 branders wordt complex/ onvoldoende nauwkeurig regelbaar bij een veranderende gassamenstelling.
- Zuurstof overmaat leidt tot rendementverlies, zuurstof tekort geeft veiligheidsrisico's.
- Een hoger aandeel aan koolwaterstoffen veroorzaakt een hogere CO₂ emissie per eenheid product (ammoniak) en noopt tot het aankopen van extra CO₂ emissierechten.

Chemelot heeft de kosten voor (niet-ammoniak toepassingen) voor bovenstaande opsomming van effecten ruwweg begroot op €0,38 tot €2,4 mln. per jaar. Bij uitval van een turbine kunnen de schadekosten door stilleggen van het productieproces oplopen tot €1 mln. per dag. Voor de ammoniakfabrieken van OCI Nitrogen zijn de investeringskosten ruwweg €20-25 mln. en een blijvend rendementsverlies van 10-15 mln.€/jaar.

Tata Steel (H-gasmarkt)

Bij Tata Steel zijn circa 6000 branders met een Wobbe Index regeling uitgerust. In 2003 heeft Tata Steel eerste veranderingen in de regelingen aangebracht op basis van een verhoging in de Wobbe Index. De huidige gasturbine en een tweetal gasmotoren fungerend als backup voor de persluchtproductie zijn niet 'na te regelen' op veranderende koolwaterstoffen. Vanwege ontbrekende gasspecificaties kunnen door Tata Steel momenteel geen maatregelen worden getroffen. Wanneer hogere koolwaterstoffen in het systeem komen bestaat de kans op uitval van de gasturbine en het niet functioneren van de gasmotoren. Kosten van aanpassing van de gasturbine wordt geschat op circa € 1 mln., een indicatie voor aanpassingen van de gasmotoren is onbekend. Verder dienen er door Tata Steel nog 600 comfort ketels aangepast te worden. De doorlooptijd voor deze aanpassing wordt geraamd op minimaal 3 jaar. Tata Steel is een van de 16 H-gasgebruikers die inmiddels in gesprek is met GTS en het Projectbureau Nieuw Aardgas om over te schakelen.

Anoniem bedrijf X (H-gasmarkt)

In het productieproces bij bedrijf X is complete stoomproductie (zeven dagen per week) afhankelijk van een gasturbine. Bij een veranderende gassamenstelling is de gasturbine slechts binnen een bepaalde bandbreedte regelbaar. Een niet optimale breedte zal direct leiden tot een verminderde productie. Daarbij is er sprake van een intensivering van het onderhoud en de kans op een vroegtijdige stop. Verder zal de turbine door veranderende emissies mogelijk buiten de emissie specificaties vallen. De kosten bij uitval worden geraamd tot €2 mln. per dag. De benodigde investering voor het functioneren onder een grotere bandbreedte in de regeling bedraagt €10-20 mln.

Bijlage 5 Samen vattend overzicht effecten

Meeetregel		Maatregelkosten						Veiligheid	Voordeling zekerheid	Milieu	Apparaat	Investing Effecten	Conformiteit	
		Kosten Importeurs	GATE terminal	Gasprizen	Kosten Strippen en mengen	Aanpassing apparatuur	Veiligheid gebruiker	Diversiteit in gasaanvoer	CO2	Nox	Uitval	Efficiency	Wie betaalt de maatregel	Conformiteit beleidsdoelen
1	Emissiecertificaten	Maximum € 0 - > € 300 mln. p/jr. (b-1)	Maximum € 100 - € 150 mln. p/jr. (b-1)	Maximum Max € 3,5 mln. p/jr.	0	0	0	+	0	0	0	0	Importeurs. GATE (moge lijkzaam GTS)	0/-
2	Gas behoudsing	0	0	0/-	Maximum (b-1) € 35 - 45 mln. (CA PEX) € 2,5 mln./jr (CAPEX) Maximum (b-1) € 24,5 mln. (CAPEX) € 200 mln./jr (CAPEX) Maximum (b-1) € 5 mln./jr (retrofit)	0	0	++ (T) + (S)	0/-	0/-	0	0	GTS / operators trip plant	0/-
3	Gas verdunnen met stilstaand	met	met	met	met	0	0	++	0/-	0	0	0	Operator/GTS	0/-
4	Reguleren van Wobbe fluctuaties	met	met	met	met	0	0	+	0	0	0	0	Beheers inge plant met systeem de URB	0
5	Opname/verwijdering van te stelen huishouders opbrugging	met	met	met	met	Maximum: € 2,1 mld. (CAPEX, 2020).	0/-	+	0/-	0/-	-	+	Einde gebruiker	0
6	Integratie van huishoudelijke toestellen	met	met	met	met	Maximum: € 5,1 / 2,3 / 0,6 / 0 mld. (CAPEX) (terp. 2020) 2002/2008/2083 (b-1)	0/-	++	0/-	0/-	0	+	Einde gebruiker	0
7	Opbouw/verwijdering van gas motoren	met	met	met	met	Maximum: verandering: € 0 om bouw: € 890 mln. (2001 en 2011) (p. 080) (b-1)	0	++	-	-	0	0	Einde gebruiker (m.n. tuinbouw)	+/-
8	De nieuwe gasturbines	met	met	met	met	Maximum: Ondergrens: € 70 mln. Boven grens: € 1-2 mld. (CAPEX) (b-1)	0/-	++	0/-	0/-	0	0	Maximum: € 10 - 20 mln./jr. (m.n. beleidsdoelen)	-
9	De nieuwe industriële gastoe pass ingen	met	met	met	met	Maximum: € 10-100 mln./jr. (CAPEX) (2008 en 2008 H)	0/-	+	-	-	-	0	Einde gebruiker	+/-

(b-1) Kosten variëren mogelijk van de prijs tot in de ondergrens van honderden miljoenen
(b-2) Investeringskosten in de nieuwe lijnen van maatschappij
(b-3) Kosten GATE kunnen bij openbreken van contracten mogelijk hoger liggen: maximum € 350 mln. - € 200 mln.
(b-4) In de nieuwe lijnen van complexiteit en waar de kosten aan is
(b-5) Kosten in de nieuwe lijnen van het overgangspunt
(b-6) Kosten in de nieuwe lijnen met meegenomen
(b-7) Bij gas verdunnen met stilstaand: kunnen kosten in ondergrens van € 1-2 miljard bedragen

BIJLAGE 6

Literatuurlijst

Literatuurlijst

ARCADIS/Advanced Power AG (2008)	Startnotitie aardgasgestookte elektriciteitscentrale Eemshaven, 2008
Berr (2007)	Response to specifications, Departure for Business, Enterprise & Regulatory Reform, november 2007
Brattle (2010).	Economic Impact of the Dutch Gas Hub Strategy on the Netherlands. The Brattle group. Publication of the Netherlands ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation The Hague, September 2010.
CPB (2006)	Second opinion maatschappelijke kosten en baten uitbreiding H-gastransportnet. CPB Notitie, 29 september 2006.
Compendium (2010)	Compendium voor de Leefomgeving (2010), www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/indicatoren/nl0465-koolmonoxideconcentratie.html?i=14-66 .
ECN (2001)	Energie Markt Trends 2001, ECN Beleidsstudies, 2001
EnergieNED (2000a)	Inventarisatie open gassystemen, EIM 2009
EnergieNed (2000b)	Basisonderzoek Aardgasverbruik Kleinverbruikers (BAK), EnergieNED 2000
EnergieNed (2006)	Energie in Nederland - EnergieNED 2006, Wonen, wijken en integratie - VROM 2009, Basisonderzoek Aardgas Kleinverbruik. (BAK-rapport) ?
EnergieNed (2010)	Energie in Nederland 2010. EnergieNed en Netbeheer Nederland
Gasterra (2009)	Jaarverslag 2009. Gasterra B.V.
Gasunie (2010a)	Voorzieningszekerheid Gas 2010, N.V. Nederlandse Gasunie 2010
Gasunie (2010 b)	Verwijdering van hogere koolwaterstoffen uit aardgas, N.V. Nederlandse Gasunie, 2010
GIIGNL (2009)	The LNG Industry, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2009
GTS (2009)	Rapport voorzieningszekerheid Gas 2009. Gas transport services, 2009
GTS (2010)	Verwijdering van hogere koolwaterstoffen uit aardgas, Gas transport services, 2009
GTS (2011)	Brief GTS (LTF 11.0099), Informatie aangaande gasdiversiteit , 17 januari 2011
Kas als energiebron (2011)	Jaarplan 2011, Programma Kas als Energiebron, januari 2011

Kema/KIWA (2010a)	Gaskwaliteit voor de toekomst, workshopverslagen werkgroep krachtopwekking, 15 augustus en 14 september 2010
Kema/KIWA (2010b)	Gaskwaliteit voor de toekomst, workshopverslag werkgroep industrie, 20 september 2010
Kema/KIWA (2010c)	Gaskwaliteit voor de toekomst, workshopverslag werkgroep maatregelen, 20 september 2010
Kema/KIWA (2010d)	Gaskwaliteit voor de toekomst, workshopverslag werkgroep up- en midstream, 22 september 2010
Kema/KIWA (2010e)	Gaskwaliteit voor de toekomst, workshopverslag werkgroep opslag, 20 oktober 2010
Ministerie van ELI (2010)	Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2009, Ministerie van Economische Zaken Directoraat-Generaal voor Energie en Telecom, Juni 2010
Ministerie van EZ (2008)	Energierapport 2008, Ministerie van Economische Zaken, Directoraat-Generaal voor Energie en Telecom, juni 2008
Tennet (2008)	Kwaliteits- en capaciteitsplan 2008-2014, TenneT, februari 2008

Geraadpleegde URL's

- ξ www.hoezoandergas.nl
- ξ www.gate.nl/algemeen/pdf/nieuws/20100318114059.pdf
- ξ www.shell.nl; G ^SGuD ZG?EsU?? ?GDI GwdG? 2010
- ξ www.europeanenergyreview.eu; North West European Gas Market: Integrated Already?, Harmsen en Jepma (2011).

Colofon

GASKWALITEIT VOOR DE TOEKOMST DEEL 2

OPDRACHTGEVER:

Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie

STATUS:

Vrijgegeven

AUTEUR:

Jeroen Klooster (ARCADIS), Evert Metselaar (ARCADIS), Geert Warringa (ARCADIS),
Howard Levinsky (Kema), Mindert van Rij (Kiwa)

GECONTROLEERD DOOR:

Jeroen Klooster

VRIJGEGEVEN DOOR:

Ursula Blom

22 maart 2011
0754137120.5

ARCADIS NEDERLAND BV
Lichtenauerlaan 100
Postbus 4205
3006 AE Rotterdam
Tel 010 2532 222
Fax 010 2532 194
www.arcadis.nl
Handelsregister 9036504

Het is verboden om dit document open te stellen in het openbaar, te kopiëren, te verspreiden of te verspreiden. Het is niet toegestaan dit document te verspreiden of te verspreiden. Het is niet toegestaan dit document te verspreiden of te verspreiden. Het is niet toegestaan dit document te verspreiden of te verspreiden.

KEMA Nederland B.V., Kiwa N.V. en ARCADIS Nederland B.V., en/of de met haar geïntegreerde maatschappijen zijn aansprakelijk voor de directe, indirecte, toekomstige of gevolgschade ontstaan door het gebruik van de informatie afgegeven in dit document, of door de onmogelijkheid de informatie afgegeven te gebruiken.

De inhoud van dit rapport mag slechts als één geheel worden gebruikt, voor zover van toepassing is op de inhoud van dit rapport. Het is niet toegestaan de inhoud van dit rapport te kopiëren, te verspreiden of te verspreiden.