

Nummer : 2007/38
Datum : 19 april 2007
Aan : Ministerie van Economische Zaken

Quickscan KBA uitbreiding gastransportnet

Samenvatting

- Het Ministerie van EZ heeft CPB verzocht een quickscan te maken van een maatschappelijke kosten-batenanalyse (KBA) van uitbreiding van het H-gasnet. Doel hiervan is een overzicht te krijgen van de stappen die doorlopen zouden moeten worden in een werkelijke KBA. Voor deze quickscan is gebruik gemaakt van een grote hoeveelheid kwalitatieve en kwantitatieve achtergrondinformatie van Gas Transport Services (GTS).

Probleem

- Vanwege een verwachte afname van de productie van hoog-calorisch (H)-gas uit de Nederlandse velden, gecombineerd met een verwachte toename van de vraag naar H-gas zijn de huidige transportfaciliteiten in de toekomst ontoereikend om te voldoen aan de Nederlandse gasvraag en de aangegane buitenlandse verplichtingen in de vorm van lange termijn exportcontracten.

Het nulalternatief

- De projectalternatieven zoals voorgelegd door EZ en Gasunie voorzien in een uitbreiding van het gastransportnet. De vraag is welk alternatief (inclusief 'niets doen') vanuit het oogpunt van maatschappelijke kosten en baten te prefereren is. Momenteel ontbreekt een eenduidig nulalternatief. Een tweede vraag die daarmee samenhangt, is welke timing van projecten vanuit datzelfde perspectief te verkiezen is.
- Voor het construeren van een relevant nulalternatief dient de vraag beantwoord te worden, wat de minimale benodigde uitbreiding van capaciteit is om voor het komende decennium tegen redelijke kosten Nederlandse afnemers van H-gas te voorzien. Hoewel het in balans brengen van vraag en aanbod van gas in theorie mogelijk is door het aanpassen van de vraag van industriële afnemers, zal dit in de praktijk een dure methode zijn, vergeleken met welke vorm van het vergroten van het aanbod dan ook. Het nulalternatief dient dan ook zodanig gekozen te

worden dat in de relatief inelastische industriële vraag voorzien zal worden. Voor de precieze invulling van dit alternatief is echter nadere analyse nodig.

- De in het nulalternatief benodigde uitbreiding van capaciteit zal wellicht deels een geringe uitbreiding van de binnenlandse exit-capaciteit zijn, om aan de voorziene toenemende industriële vraag te kunnen voldoen. Daarnaast dient nagegaan te worden welk realistisch beschikbaar additioneel aanbod voorhanden is om de dalende binnenlandse productie op te vangen.
- Op basis van prognoses van onder meer TNO-NITG is de verwachting dat de Nederlandse H-gas productie in de komende tien jaar groter dan het Nederlands verbruik blijft, of net daaronder. Daarnaast is echter een substantiële hoeveelheid importcapaciteit beschikbaar in Noord-Oost Nederland. Dit suggereert dat extra importcapaciteit niet noodzakelijk is voor het nulalternatief. Het is echter het geval dat een substantieel deel van het H-gas voor de lange termijn gecontracteerd is voor de export (met name naar het VK en Duitsland), deels ook gemengd met Groningengas tot zogenaamd L-gas. Een relevante vraag is dan ook in welke mate deze exportstromen bij stijgende prijzen in Nederland verlaagd zouden kunnen worden. Gasunie heeft over deze mogelijkheid twijfel geuit. Naar onze mening valt vooralsnog niet uit te sluiten dat huidige exporteurs vanuit Nederland, in het geval goedkoper gas beschikbaar is in het doelland, een overeenkomst kunnen sluiten met buitenlandse kopers om exporten te reduceren en in de contractuele verplichtingen te voorzien door levering van dit lager geprijsde gas van elders, en het prijsvoordeel te delen. Met name in het VK bestaat een relatief liquide gasmarkt, waar op de middellange termijn de marginale prijs van gas begrensd kan worden door importen van LNG en van Noors gas. Ook gas swaps met Duitse afnemers sluiten we niet op voorhand uit, zeker niet indien Nederlandse exporteurs de leveringszekerheid van het gecontracteerde gas kunnen garanderen door bij incidentele uitval terug te vallen op tijdelijke hervatting van export. Hier is kortom nadere analyse naar nodig.
- Afhankelijk van de vraag of, en in welke mate, reductie van gecontracteerde exporten als bron van gas toegankelijk is, zal een minimale investering van capaciteit wellicht noodzakelijk zijn in het nulalternatief; afhankelijk van de relatieve kosten tussen verschillende nieuwe bronnen zou dit kunnen bestaan in de facilitering van LNG import in West-Nederland, of een geringe uitbreiding van importcapaciteit in Noordwest- of Noordoost Nederland. Het is denkbaar dat de resulterende marktprijs in Nederland in dit nulalternatief gerelateerd zal zijn aan de prijs in het VK, of de marktprijs van LNG, in scenario's waarin LNG de marginale bron van gas voor Noordwest Europa uitmaakt.
- Over de kosten, in het nulalternatief, van binnenlandse capaciteitsuitbreiding om gewijzigde gasstromen als gevolg van reductie van exporten of de import van LNG te accommoderen is vooralsnog geen informatie beschikbaar.

De projectalternatieven

- De projectalternatieven behelzen ten eerste een grotere uitbreiding van import capaciteit (en tevens binnenlandse exit-capaciteit), met circa 3 miljoen kubieke meter per uur (zowel voor facilitering van stromen uit Duitsland als van LNG aanlanding), wat beoogd is voldoende te zijn om zowel binnenlandse vraag als voorziene gecontracteerde exporten/transits te dekken. Investeringskosten bedragen circa 1,1 miljard Euro. Het tweede alternatief beoogt importcapaciteit verder uit te breiden en hiermee ook Noors gas te doen aanlanden. Verder wordt ook de transitcapaciteit van H-gas naar het VK vergroot. De totale investeringskosten van dit tweede alternatief bedragen ca 1,8 miljard Euro (of 0,7 miljard Euro extra).
- Voor een zinvolle KBA is het noodzakelijk ook deelprojecten nader te analyseren, zoals het enkel uitbreiden van de mogelijkheden tot import vanuit Noorwegen, dan wel Duitsland. Daarnaast is het van belang na te gaan of later uitvoeren van de verschillende alternatieven (waarbij kosten en baten dus worden uitgesteld) tot een beter resultaat leidt.

Scenario's

- Het zal duidelijk zijn dat de baten van deze investeringen onder meer in grote mate afhangen van de verschillen in toekomstige marktprijzen van gas uit Noorwegen en import via Duitsland (van met name Russisch en Noors gas) en de marktprijzen in het VK (deels samenhangend met de marktprijs van LNG en de kosten van Noorse export direct naar het VK). Verschillende scenario's dienen daarom onder meer mogelijke toekomstbeelden van de aanbodcurven in deze regio's te schetsen. Daarnaast is de (Nederlandse) behoefte aan (H-)gas onzeker, met als belangrijke factor de effecten op de groei in gasvraag als gevolg van duurzame energie doelstellingen. Lagere gasvraag zal waarschijnlijk de marginale kosten van aanbod verlagen (en daarmee de incrementele waarde van nieuwe importen), bijvoorbeeld omdat Nederlands geproduceerd H-gas langer toereikend is voor de binnenlandse voorziening.

Directe baten

- Directe baten van nieuwe importcapaciteit bestaan enerzijds uit de waarde toegekend aan transport door shippers (ofwel hun maximale betalingsbereidheid voor dit transport). Deze zal samenhangen met verwachte prijsverschillen in gas tussen bron en doeland, nadat de transportverbindingen zijn gerealiseerd. Anderzijds kunnen, als gevolg van de capaciteitsuitbreiding, prijsveranderingen optreden, indien de marginale bron van gas (in Nederland dan wel in het VK) verschuift. Indien deze effecten groot zijn kan dit een additionele directe baten opleveren. Indien echter het VK in alle alternatieven aan de marge beleverd wordt door LNG zijn deze prijsvariaties waarschijnlijk gering.
- In scenario's waarin LNG prijzen lager liggen dan de prijs voor beschikbaarheid van gas vanuit Rusland via Duitsland, dan wel direct vanuit Noorwegen, ligt het in de rede dat directe baten gering zijn; de vraag naar transportcapaciteit zal dan immers gering zijn, aangezien LNG

importen en transport vanuit het VK aantrekkelijker zullen zijn. In het omgekeerde geval kunnen deze evident hoger liggen.

- Enige marktinformatie is beschikbaar omtrent de betalingsbereidheid van shippers voor gas import in Noordoost Nederland, en doorvoer richting het VK, vanuit het Open Season, een contracteringsproces dat gevoerd is door Gasunie met prospectieve gebruikers van de capaciteit. Voor een beperkte periode van de levensduur van het project (circa 2011-2018) blijken importeurs bereid te zijn transporttarieven te betalen voor import en doorvoer van gas die tenminste circa 100% boven de huidige tarieven liggen. Voor import uit Noorwegen, of van LNG in West-Nederland is voor zover bekend dergelijke informatie nu niet voorhanden. De implicatie van het open season is dat de marktverwachting van shippers lijkt te zijn dat de marginale prijzen in Nederland en het VK tenminste zover boven de marktprijzen in Duitsland zullen liggen om dergelijke transporten tegen deze tarieven rendabel te maken.
- De verdeling van deze directe baten is afhankelijk van de daadwerkelijke transporttarieven. Bij lage tarieven zullen de baten waarschijnlijk grotendeels toe vallen aan de betrokken shippers (die deels niet Nederlands zijn). Alleen indien de kosten van het geïmporteerde gas de marginale prijs in Nederland zullen bepalen kan een deel, afhankelijk van concurrentieverhoudingen, doorgegeven worden aan eindafnemers. Zolang shippers mogelijkheden hebben om gas door te voeren naar het VK, bepalen de opportunitykosten van deze mogelijkheid (en daarmee de marktprijs in het VK) de marktprijs voor Nederlandse afnemers.
- Wanneer entry en exit tarieven verhoogd worden kan een groter deel van het surplus toevallen aan Nederland. Het schijnt afhankelijk te zijn van de juridische mogelijkheden of een dergelijke verhoging van entry en exit tarieven op de grenspunten mogelijk is zonder tevens de tarieven voor entry en exit in Nederland zelf te verhogen. In de elektriciteitsmarkt is dit wel het geval: congestie die optreedt aan de grenzen wordt hier anders beprijsd (via een veiling) dan binnenlandse afname van het net. Indien dit in de gasmarkt niet mogelijk is, zouden de welvaartseffecten van een vergelijkbare verhoging van de binnenlandse entry en exit tarieven onderzocht moeten worden. Dit zijn deels welvaartsoverdrachten (van afnemers naar GTS), maar dergelijke prijsverhogingen kunnen tevens welvaartseffecten hebben indien zij afnamebeslissingen van eindverbruikers beïnvloeden (zoals wanneer ze leiden tot het reduceren van de afname, of het verminderen van de invoer in het net van binnenlandse productie).

Voorzieningszekerheid

- Andere mogelijke baten van de verschillende projecten zijn bijdragen aan de leverings- en transportzekerheid en de voorzieningszekerheid, en daarnaast externe effecten, en indirecte effecten (zoals effecten op werkgelegenheid, op de markt voor gasopslag, en op marktmacht).
- Op leverings- en transportzekerheid gaan we hier niet in, anders dan dat de faalkans van het transportsysteem nauw samen zal hangen met de vaststelling van de maximaal beschikbare

capaciteiten versus de fysieke capaciteit van het netsysteem. Deze vaststelling geschiedt door GTS.

- Onder voorzieningszekerheid wordt onder meer verstaan het op lange termijn beschikbaar zijn van gas om op efficiënte wijze aan de Nederlandse vraag te kunnen voldoen, en het al of niet blootstaan aan (kortere termijn) fluctuaties in prijzen. Over het algemeen zijn deze effecten onderdeel van de verwachte toekomstige directe (transport)batens. Wanneer immers naar verwachting toekomstige levering van gas aan binnenlandse afnemers tekort schiet, zullen verwachte marktprijzen ook stijgen. Deze verwachte prijsstijging wordt door marktpartijen vertaald in een toenemende vraag (en betalingsbereidheid) naar importcapaciteit om uit efficiëntere bronnen aan de (Nederlandse) vraag te voldoen. Alleen indien men van mening is dat marktpartijen deze prijsstijgingen systematisch onderschatten, kan een kleiner dan efficiënte hoeveelheid importcapaciteit resulteren op basis van de marktvrage, en zijn additionele batens denkbaar van extra capaciteit.
- Voor wat betreft kortere termijn fluctuaties in marktprijzen, kan opgemerkt worden dat de negatieve effecten hiervan door marktpartijen en afnemers geïnternaliseerd kunnen worden zolang deze in de gelegenheid zijn om (vaste-prijs) contracten voor deze termijn af te sluiten. Wanneer de verwachting is dat dergelijke marktmechanismen (door marktfalens) tekortschieten, kan mogelijke stabilisatie van prijzen door ruimere im- en exportcapaciteit (en daardoor grotere diversificatie) extra batens opleveren.

Externe en indirecte effecten

- Voor zover nu te overzien zijn externe effecten waarschijnlijk gering. Deze zouden onder meer kunnen bestaan in veiligheidsaspecten van bijvoorbeeld aanlanding van LNG, of in de effecten van het aanleggen van de infrastructuur op de omgeving.
- Indirecte effecten zijn mogelijk (tijdelijke) werkgelegenheidseffecten, of structurele effecten wanneer werknemers in de gasindustrie productiever zouden zijn dan onder alternatieve inzet. Deze zijn naar verwachting beperkt.
- Een ander mogelijk indirect effect kan optreden door interactie met de markt voor gasopslag. Indien gasopslag in Nederland tegen lagere kosten gerealiseerd kan worden dan elders in Europa, kunnen de projectalternatieven effecten hebben op de productieve efficiëntie van levering van gasopslag in Europa. Deze baat is echter ook mogelijk al verdisconteerd in de betalingsbereidheid van importeurs (die immers meer over zullen hebben voor het recht door Nederland te transporteren indien zij de waarde van het te exporteren gas tegen geringere kosten kunnen verhogen door het toevoegen van seizoensflexibiliteit).
- Marktmachteeffecten: voor zover de verschillende projecten aanleiding geven tot verschillende mate van marktmacht (van producenten) in Nederland, zullen hier ook indirecte effecten door kunnen ontstaan. Het is overigens niet duidelijk of dit het geval is (indien bijvoorbeeld in alle gevallen de Britse marktprijzen de Nederlandse marktprijs bepalen zal dit minder waarschijnlijk

zijn). Dit zijn voor een groot deel welvaartsoverdrachten, die zowel binnen als buitenlandse producenten en consumenten zouden beïnvloeden.

Contant maken van kosten en baten

- Wanneer alle baten en kosten van de verschillende alternatieven in kaart zijn gebracht, rest een vergelijking van baten en kosten, contant gemaakt met een geschikte disconteringsvoet. In dit geval lijkt een KBA disconteringsvoet voor de hand te liggen waarbij uitgegaan wordt van een gemiddeld marktrisico (beta gelijk aan 1), wat aanleiding geeft tot een reële discontovoet van 5,5%. Het is zinvol om ook varianten (enigszins hogere versus enigszins lagere voet) hierop te analyseren, aangezien vaststelling van systematische projectrisico's over het algemeen met relatief grote onzekerheid is omgeven.

1 Probleemanalyse

Vanwege een verwachte afname van de productie van hoog-calorisch (H)-gas uit de Nederlandse velden, gecombineerd met een verwachte toename van de vraag naar H-gas zijn de huidige transportfaciliteiten in de toekomst ontoereikend om te voldoen aan de Nederlandse gasvraag en de aangegane buitenlandse verplichtingen in de vorm van lange termijn exportcontracten.

De projectalternatieven, zoals voorgelegd door EZ en Gasunie, voorzien in een uitbreiding van het gastransportnet. De vraag is welk alternatief (inclusief ‘niets doen’) vanuit het oogpunt van maatschappelijke kosten en baten te prefereren is. Momenteel ontbreekt een eenduidig nulalternatief. Een tweede vraag die daarmee samenhangt is welke timing vanuit datzelfde perspectief te verkiezen is.

Op basis van prognose van onder meer TNO-NITG is de verwachting dat de Nederlandse H-gas productie in de komende tien jaar groter dan Nederlands H-gas verbruik blijft, of net daaronder. Daarnaast is ook een substantiële hoeveelheid importcapaciteit beschikbaar in Noordoost-Nederland. Een substantieel deel van het H-gas is echter voor de lange termijn gecontracteerd voor de export (naar of via het VK, Duitsland en België), deels ook gemengd met Groningengas tot zogenaamd L-gas. Een relevante vraag is dan ook in welke mate deze exportstromen bij stijgende prijzen in Nederland verlaagd zouden kunnen worden.

2 Project- en nulalternatief en de omgeving

2.1 Nulalternatief

Een maatschappelijke kosten-batenanalyse (KBA) vergelijkt een of meerdere projectalternatieven met een nulalternatief. Het nulalternatief schetst ‘de wereld zonder uitvoering van het project’. Om te voorkomen dat de baten van de projectalternatieven worden overschat, dient er een nulalternatief geformuleerd te worden waarin geen grote knelpunten meer optreden (in economische en juridische zin). De maatschappelijke baten van het nulalternatief ten opzichte van geheel ‘niets doen’ zouden positief moeten zijn. De formulering van een sober nulalternatief kan er tevens voor zorgen dat deze mogelijkheid niet buiten beeld blijft door alleen projectalternatieven te vergelijken ten opzichte van ‘niets doen’.

Voor het construeren van een relevant nulalternatief dient de vraag beantwoord te worden, wat de minimale benodigde uitbreiding van capaciteit is om voor het komende decennium tegen redelijke kosten Nederlandse afnemers van H-gas te voorzien. Hoewel het in balans brengen van vraag en aanbod van gas in theorie mogelijk is door het aanpassen van de vraag van industriële afnemers zal dit in de praktijk een dure methode zijn, vergeleken met welke vorm

van het vergroten van het aanbod dan ook. Het nulalternatief dient dan ook zodanig gekozen te worden dat in de relatief inelastische industriële vraag voorzien zal worden. Voor de precieze invulling van dit alternatief is echter nadere analyse nodig.

De in het nulalternatief benodigde uitbreiding van capaciteit zal wellicht deels een geringe uitbreiding van de binnenlandse exit-capaciteit zijn, om aan de voorziene toenemende industriële vraag te kunnen voldoen. Daarnaast dient nagegaan te worden welk realistisch beschikbaar additioneel aanbod voorhanden is om de dalende binnenlandse productie op te vangen.

Afhankelijk van de vraag of, en in welke mate, reductie van gecontracteerde exporten als bron van gas toegankelijk is, zal een minimale investering van capaciteit wellicht noodzakelijk zijn in het nulalternatief; afhankelijk van de relatieve kosten tussen verschillende nieuwe bronnen zou dit kunnen bestaan in de facilitering van LNG-import in West-Nederland, of een geringe uitbreiding van importcapaciteit in Noord-West of Noord-Oost Nederland. Het is denkbaar dat de resulterende marktprijs in Nederland in dit nulalternatief gerelateerd zal zijn aan de prijs in het VK, of de marktprijs van LNG, in scenario's waarin LNG de marginale bron van gas voor Noord-West Europa uitmaakt. Over de kosten, in het nulalternatief, van binnenlandse capaciteitsuitbreiding om gewijzigde gasstromen als gevolg van reductie van exporten of de import van LNG te accommoderen is vooralsnog geen informatie beschikbaar.

2.2 Projectalternatieven

Door GTS zijn twee projectalternatieven geformuleerd met uiteenlopende investeringen. Het eerste projectalternatief is volgens GTS ingevuld als 'het beschikbaar hebben van voldoende entry-capaciteit en exit-capaciteit voor de binnenlandse markt'. Dit impliceert dat de verzwaring van het net met name aan de invoerzijde plaats dient te vinden in Noordoost-, Noordwest- en West-Nederland. Naast verzwaring van de aanvoerstructuur is een beperkte uitbreiding van de leidingcapaciteit noodzakelijk in verband met de voorziene marktgroei, onder meer in Zuidwest-Nederland. De additionele capaciteit voortvloeiend uit de investering is rond 3 mln m³/h entry-capaciteit en 0,4 mln m³/h exit-capaciteit. Hoewel dit scenario vooralsnog niet geheel is uitgewerkt, wordt rekening gehouden met voornamelijk uitbreiding van importcapaciteit in Noordoost-Nederland¹. De totale investeringskosten van deze variant bedragen ca 1,1 mrd euro. De geraamde onderhoudskosten bedragen 5% van de investeringskosten (47 mln euro/jaar). Bij een levensduur van 20 jaar (informatie GTS) en een disconteringsvoet van 5,5% komt dit overeen met een netto contante waarde (NCW) van 0,6 mrd euro. De totale netto contante waarde van de kosten bedraagt dan ca 1,7 mrd euro.

¹ Gasunie Noord Zuid model GTS - referentiealternatief

Het tweede alternatief beoogt de importcapaciteit verder uit te breiden en hiermee ook Noors gas te doen aanlanden in Balgzand (ca. 3,5 mln m³/h)². Verder wordt ook de transitcapaciteit van H-gas vergroot, met name via het Belgische net (Zelzate) maar ook in Zuidoost Nederland (ca. 2,6 mln m³/h). De additionele benodigde investeringen hiervoor bedragen ca 0,7 mrd euro, waarmee de totale investering op ca 1,8 mrd euro uitkomt. De totale onderhoudskosten van dit projectalternatief komen neer op een NCW van ca 1 mrd euro. De totale NCW van de kosten bedraagt daarmee ca 2,8 mrd euro.

Naast de projectalternatieven voorgesteld door GTS, biedt een analyse van deelprojecten interessante informatie, zoals het enkel uitbreiden van de mogelijkheden tot import vanuit Noorwegen, dan wel Duitsland.

Om de timingsvraag te beantwoorden, kan als apart projectalternatief uitstel van de investeringsbeslissing met een paar jaar worden meegenomen om zo de invloed daarvan op de maatschappelijke welvaart in beeld te brengen. Een andere mogelijkheid is om deze analyse in meer kwalitatieve zin uit te voeren.

2.3 Scenario's

2.3.1 Inleiding

Een KBA wordt normaliter uitgevoerd in meerdere scenario's om de invloed van mogelijke ontwikkelingen van buitenaf op de uitkomsten inzichtelijk te maken. Een scenario is een consistent en plausibel toekomstbeeld van de ontwikkelingen in de markt. In een KBA worden de scenario's ingevuld door uit te gaan van realistische combinaties van verschillende aannames van de belangrijke parameters die de rentabiliteit van het project beïnvloeden.

De scenario's moeten een beeld geven van de factoren die de vraag naar en het aanbod van gas beïnvloeden en die zelf niet afhankelijk zijn van het doen van een investering. De belangrijkste factoren vormen de ontwikkelingen in het aanbod en de vraag naar gas in Europa en in Nederland in het bijzonder.

2.3.2 Schets van de Europese gasmarkt

De gasmarkt heeft een sterk internationaal karakter waar het aanbod van H-gas geconcentreerd is in een beperkt aantal landen en de vraag verspreid is. In Noordwest Europa produceren en exporteren met name Nederland en het Verenigd Koninkrijk H-gas, waarbij aangetekend wordt dat o.a. Duitsland en Denemarken een kleinere productie aan gas hebben. Daarnaast zijn Rusland en Noorwegen grote producenten van H-gas dat via pijpleidingen op de Noordwest Europese markt geëxporteerd wordt. Additioneel aanbod in Europa vormt de aanlanding van

² Gasunie, Noord Zuid model GTS

vloeibaar gas (LNG) via zeetransport uit verder weg gelegen producerende en exporterende gebieden, zoals Algerije, het Midden-Oosten, Nigeria en Trinidad & Tobago.

Op wereldschaal is vooralsnog voldoende gasvoorraad om aan de vraag te voldoen in de komende decennia. Noorwegen en Rusland beschikken over een grote voorraad, evenals de landen buiten Europa. De voorraden in Nederland en het Verenigd Koninkrijk zijn beperkt en nemen naar verwachting in de komende twintig jaar in vrij snel tempo af. (Productie in het VK neemt naar verwachting af van rond de 85 bcm per jaar naar circa 37 bcm in 2015, en 31 bcm in 2025)³. Dit betekent dat de importafhankelijkheid van Noordwest Europa bij gelijkblijvende vraag de komende jaren verder zal toenemen. Daarbij komt dat de verwachting is dat de vraag naar gas op wereldniveau sterk zal toenemen. Prognoses van Global Insight wijzen op een toename van vraag in het VK van circa 86 bcm in 2006, tot circa 111 bcm in 2025. Een groot deel van deze vraaggroei komt voor rekening van de elektriciteitsproductie. Hierbij dient aangetekend te worden dat de recent geformuleerde doelstellingen omtrent toename van duurzame energieproductie een belangrijk neerwaarts effect kunnen hebben op deze vraag.

Om in de groeiende kloof tussen binnenlandse productie en vraag te voorzien, wordt geïnvesteerd in invoercapaciteit vanuit producerende landen. De Noorse gasproductie kan naar verwachting stijgen met ruim 20 bcm per jaar⁴ tot ruim 50 bcm per jaar⁵. Uitbreiding van Noorse transportcapaciteit naar het VK (met pijpleidingcapaciteit van circa 30 bcm/jaar) is reeds voorzien en deels gerealiseerd⁶. Russische levering aan Europa bedraagt nu rond 150 bcm en kan wellicht groeien (tot 2015) tot een kleine 200 bcm per jaar. Er zijn echter twijfels aan de mogelijkheden om Russische gasproductie te doen toenemen op die termijn⁷, aangezien huidige grote Russische gasvelden een afnemende capaciteit kennen. Grote nieuwe investeringen zijn dan ook noodzakelijk; ook toegenomen doorvoer van Kaspisch gas (uit bijvoorbeeld Turkmenistan) is een mogelijkheid. Op het gebied van transportcapaciteit zijn er vergevorderde plannen voor de aanleg van een pijplijn van Rusland naar Duitsland door de Baltische Zee (het “Nordstream” project), die een capaciteit zal hebben van tientallen bcm per jaar. Hieruit kan overigens niet zonder meer geconcludeerd worden dat exporten naar (Russische) verwachting groeien: de nieuwe transportcapaciteit kan eveneens dienen om de prijs voor transits door andere landen, zoals Oekraïne en Wit-Rusland, te beïnvloeden⁸.

Verder is een groot aantal projecten voor het realiseren van additionele LNG-import in verschillende stadia van ontwikkeling (zie Platts LNG Terminal Tracker, september 2006),

³ bron: Global Insight 2006

⁴ volgens schattingen van Global Insight

⁵ volgens schattingen van de Noorse overheid

⁶ National Grid, Winter Outlook 07/08 (2007)

⁷ Zie bijvoorbeeld CIEP (2005)

⁸ zie bijvoorbeeld Ikonnikova (2005) voor een analyse van pijplijninvesteringen en onderhandelingsmacht.

waaronder drie in Nederland (met maximale totale capaciteit boven de 20 bcm per jaar), en verscheidene in gevorderde staat van ontwikkeling in het VK (mogelijk vele tientallen aan bcm per jaar). De realisatie van geplande projecten is afhankelijk van de ontwikkelingen op de gasmarkt. Constructietijden van LNG-infrastructuur bedragen typisch enkele jaren. Een nieuwe LNG aanlandingstechnologie van Excelerate Energy in het VK, echter, leidde afgelopen jaar tot een oplevering binnen een jaar.

Gas wordt in Europa van oudsher veelal verhandeld door middel van lange termijn bilaterale contracten tussen exporterende partijen (onder andere Rusland/Gazprom, Noorwegen/Statoil, Nederland/Gasterra) en afnemers op basis van prijsindexatie. Handel in LNG op wereldschaal, evenals handel in pijpleiding gebonden gas in de Verenigde Staten en in mindere mate het Verenigd Koninkrijk, vindt tevens voor een groot deel plaats in lange termijn contracten. De invloed van korte termijn handel met vrije prijsvorming op basis van vraag en aanbod neemt hier echter snel toe, en bepaalt daarmee het marginale aanbod (en prijs) van LNG.

Internationale arbitrage van prijsverschillen krijgt een groter wordende rol als gevolg van een toename van het belang van LNG.⁹ Arbitrage maakt een koppeling tussen de prijzen in bijvoorbeeld de Verenigde Staten en Europa mogelijk.

De productie- en transportkosten van gas uit Rusland en via LNG naar Europa ontlopen elkaar in geringe mate. De import van gas uit Noorwegen in landen in het noorden van Europa en uit Algerije in het zuiden van Europa is enigszins goedkoper.¹⁰ Gasprijzen worden in belangrijke mate ook bepaald door de opportuniteitskosten van levering elders in de wereld: indien gasprijzen hoog liggen in de VS, zal dit de bereidheid van LNG producenten om tegen lagere prijzen te leveren aan Europa verminderen. Evenzo zullen Noorse producenten afwegen of zij hun gas naar het VK zullen transporteren dan wel naar het Europese continent. National Grid¹¹ analyseert dat de grote beschikbaarheid van gas voor het VK in de afgelopen winter waarschijnlijk het gevolg was van het verleggen van exporten van het continent naar het VK.

2.3.3 Huidige situatie en mogelijke ontwikkelingen in Nederland

De Nederlandse productie van gas bestaat uit H-gas uit de kleine velden en gas uit het Groningenveld, dat gemaximeerd is door een productieplafond van 42,5 bcm per jaar (miljard kubieke meter). Productie van H-gas in 2006 bedraagt circa 40 bcm, die van het lager-calorische G(roningen)-gas circa 37 bcm. Daarnaast importeerde Nederland in 2006 met name

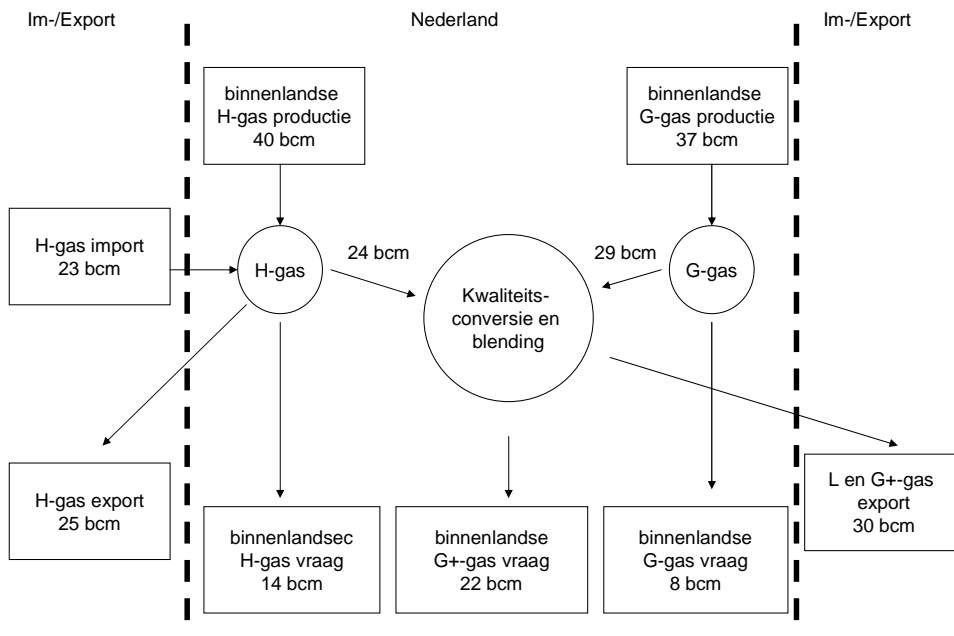
⁹ LNG-tankers kunnen daarheen gezonden worden waar de gasprijs op dat moment het hoogst is.

¹⁰ Bron: OME (2001). Deze publicatie bevat verdere informatie over de leveringskosten van gas.

¹¹ National Grid, Winter Outlook 2007-2008, maart 2007.

H-gas, ruim 23 bcm.¹² De resulterende benutting van dit aanbod staat schematisch weergegeven in figuur 2.1.

Figuur 2.1 Schematische weergave van de gasbalans 2006 (afgerond op bcm's)



Van dit totale aanbod aan H- en G-gas van circa 63 bcm respectievelijk 37 bcm, werd circa 14 bcm geleverd aan binnenlandse afnemers van H-gas (een deel van de industrie en elektriciteitscentrales). Zie het schema voor een grafisch overzicht van de verschillende balansen. Circa 30 bcm werd geleverd aan overige afnemers in Nederland. Het betreft hier G-gas, voor een groot deel verrijkt, door bijmenging met een surplus van H-gas, tot de maximale calorische waarde (G+-gas). Naast menging van G- en H-gas, vindt tevens conversie plaats door bijmenging van stikstof bij H-gas tot G(+)-gas. Exacte hoeveelheden zijn niet bekend, op basis van het stikstofverbruik zal deze hoeveelheid tussen 5 en 20 bcm hebben gelegen¹³. Exporten bedroegen circa 25 bcm (H-gas), en circa 30 bcm (G+-gas en L-gas, verkregen uit menging van H-gas en G-gas, tot een enigszins hogere kwaliteit dan G+-gas). Exporten vonden plaats naar zowel Noord-Duitsland, als richting Zuid-Duitsland en België). Daarnaast is in december gestart met export van H-gas richting het VK, door de nieuwe BBL-pijplijn (circa 10 bcm indien geconverteerd naar jaarbasis; verwachte benutting hiervan op korte termijn is circa 12 bcm per jaar, maximale capaciteit ligt rond 15 bcm per jaar). Exporten, in het bijzonder van L-gas, kennen een grote seizoensvariatie.

¹² Deze (en volgende) cijfers zijn exclusief H-gas dat via de zogenoemde Zebra-pijplijn geïmporteerd wordt uit België en direct geleverd aan een kleine groep industriële afnemers (en centrales).

¹³ afhankelijk van de bindingsfactor, zie "Onderzoeksrapportage kwaliteitsconversie", DTE, 2004

De prognose over de productie van H-gas uit de Nederlandse velden is een geleidelijke daling van 35,7 bcm in 2007, via circa 16 bcm in 2017, naar 11,9 bcm in 2021.¹⁴ Het bestaande kleine velden beleid en de commerciële afwegingen van de gaswinningbedrijven en Gasterra hebben invloed op de mate van uitputting van de velden, waardoor in de scenario's rekening gehouden moet worden met snellere en langzamere uitputting dan verwacht.

De vraag naar H-gas van Nederlandse afnemers (elektriciteitsproducenten en grote industriële bedrijven) zal de komende jaren worden bepaald door de commerciële perspectieven en concurrentiepositie van deze bedrijven op hun afzetmarkten en de prijs van gas.¹⁵ Daarnaast zijn de randvoorwaarden die overheden stellen aan de consumptie van belang, zoals de hoogte van de belastingen en heffingen en de doelstelling van 20% duurzame opgewekte energieproductie in 2020. De prognose van het verbruik van H-gas door afnemers, verstrekt door GTS, laat een lichte stijging zien. Totale afname van industrie en centrales zal volgens deze prognose tot 2020 stijgen met circa 5 bcm (dit kan deels ook G-gas omvatten). Gezien de onzekerheid over de toekomstige vraag in het bijzonder bij elektriciteitsproductie, zal bij de scenario's rekening moeten worden gehouden met verschillen in toekomstige vraag.

De Nederlandse productie van H-gas blijft gedurende de komende tien jaar, op basis van de verstrekte cijfers door GTS van het aanbod van H-gas uit de kleine velden, groter dan of vergelijkbaar met binnenlandse consumptie van H-gas door de belangrijkste vragers (elektriciteitsproducenten en grote industriële bedrijven). Later gaat de productie daar geleidelijk onder dalen. Daarnaast is een substantiële hoeveelheid importcapaciteit beschikbaar in met name Noordoost-Nederland (rond de 3 mln m³/uur, ofwel meer dan 24 bcm per jaar bij volledige benutting). Momenteel vindt import van gas plaats vanuit Duitsland op de entry punten aan de grens, zoals eerder aangegeven. Dit suggereert dat extra importcapaciteit niet noodzakelijk is voor het nulalternatief. Er bestaan momenteel echter ook exportcontracten voor H-gas, deels ook gemengd met Groningengas tot zogenaamd L-gas, naar onder meer Duitsland en het Verenigd Koninkrijk (met een geaggregeerde capaciteit van circa 12 mln m³/uur medio het volgende decennium; naar verwachting betreft het hier deels export met seizoensvariabiliteit). Een relevante vraag is dan ook in welke mate deze exportstromen bij stijgende prijzen in Nederland verlaagd zouden worden, om zo aan de binnenlandse vraag te blijven voorzien.

GTS heeft over deze mogelijkheid van exportreductie twijfel geuit. Naar onze mening valt vooralsnog niet uit te sluiten dat huidige exporteurs vanuit Nederland, in het geval goedkoper gas beschikbaar is in het doeland, een overeenkomst kunnen sluiten met buitenlandse kopers om exporten te reduceren en in de contractuele verplichtingen te voorzien door levering van dit

¹⁴ Dit is een prognose van GTS die op het eerste gezicht vergelijkbaar lijkt met die van TNO-NITG. CPB heeft gezien de beperkte tijd niet gecontroleerd op eventuele verschillen.

¹⁵ Andere afnemersgroepen zoals huishoudens, de tuinbouwsector en de commerciële sector gebruiken alleen gas met lagere energie-inhoud, vergelijkbaar met dat uit het Groningenveld (G-gas).

lager geprijsde gas van elders, en het prijsvoordeel te delen. In het bijzonder in het VK bestaat een relatief liquide gasmarkt, waar op de middellange termijn de marginale prijs van gas begrensd kan worden door de importen van LNG en van Noors gas. Ook wettelijk lijken hier geen bezwaren tegen te bestaan, volgens een recent nieuwsbericht over de BBL-pijplijn¹⁶:

“Wel wordt er voor BBL-gebruikers al de mogelijkheid aangeboden voor zogeheten non physical contractual reverse flow, aldus Coenen [van Gasunie, CPB]. Dat houdt in dat energiebedrijven de mogelijkheid hebben om al besteld gas toch in Nederland te laten en dus af te zien van vervoer naar Engeland. Gasunie is wettelijk verplicht om deze manier van niet-fysieke reverse flow aan te bieden.”

Ook gas swaps met Duitse afnemers sluiten we niet op voorhand uit, zeker niet indien Nederlandse exporteurs de leveringszekerheid van het gecontracteerde gas kunnen garanderen door bij incidentele uitval terug te vallen op tijdelijke hervatting van export.

Op de middellange termijn zijn de voornaamste potentiële bronnen voor gas in Nederland:

- Import (uit Rusland, Noorwegen) via Duitsland door middel van transport door pijpleidingen, eventueel via uitgebreide pijpleidingen en entry capaciteit aan de grens;
- Import uit het Verenigd Koninkrijk op directe wijze (indien import via de BBL wordt gerealiseerd) of op indirecte wijze via België door middel van transport door pijpleidingen;
- Directe import uit Noorwegen door middel van transport via een pijpleiding;
- Import van LNG direct in Nederlandse terminals op de Maasvlakte of de Eemshaven; en
- Reductie van gecontracteerde exporten naar verschillende landen.

Er bestaat voor alle bovenstaande, verschillende gasstromen een mate van onzekerheid over de maximale productiecapaciteit die behaald zal kunnen worden in de komende decennia. Een belangrijke onzekere kostencomponent bestaat daarnaast uit de opportunitetskosten van levering van gas door bijvoorbeeld Rusland aan afnemers elders in de wereld. De scenario's dienen op zijn minst diverse inschattingen te geven van combinaties van mogelijk aanbod aan H-gas uit buitenlandse bronnen.

Naast aanbod van gas voor Nederland is bovendien de mogelijkheid van doorvoer van gas uit het (Noord-)Oosten naar het VK van groot belang voor de KBA. De vraag naar transitcapaciteit door Nederland zal ten eerste afhangen van de relatie tussen prijzen voor bronnen van import uit oostelijke en noordelijke richting (met name Noors en Russisch gas), en marktprijzen in het VK, die aan de marge wellicht bepaald worden door invoer van LNG. Daarnaast spelen mogelijkheden voor transport buiten Nederland om een rol. De belangrijkste hiervoor zijn wellicht de mogelijkheden voor Noorse producenten om gas direct naar het VK te transporteren,

¹⁶ uit Electrabel Nieuwsbrief Grootzakelijk, nummer 12, 2007.

dan wel via (bestaande of nieuwe) pijpleidingen naar België, en de interconnector tussen Zeebrugge en Bacton. Ook met (uitbreiding van) mogelijkheden van transport vanuit Duitsland via België of Frankrijk kan rekening worden gehouden.

2.4 Tijdshorizon en disconteringsvoet

De disconteringsvoet waarmee de toekomstige maatschappelijke kosten en baten contant worden gemaakt heeft over het algemeen een groot effect op de netto contante waarde van het project, aangezien de kosten meestal eerder optreden dan de baten. Bij de keuze van de disconteringsvoet is het gebruikelijk twee componenten te onderscheiden: de risicovrije reële rentevoet en de risicopremie. De eerste component is afhankelijk van huidige rentestand op de kapitaalmarkt en de tweede van de mate waarin het risico over de toekomstige kasstromen van het project gerelateerd is aan de algemeen-economische ontwikkeling (het zogenaamde systematische risico). Voor de bepaling van deze tweede component dient in de kosten-batenanalyse een risico-analyse gemaakt te worden.

Naar aanleiding van een recent advies van de Werkgroep Actualisatie Discontovoet heeft het kabinet besloten om in maatschappelijke kosten-batenanalyses uit te gaan van een risicovrije disconteringsvoet van 2,5% (zie Kamerstukken, d.d. 8 maart 2007, nr IRF07-90). De marktrisicopremie is vastgesteld op 3%, wat wil zeggen dat voor projecten die eenzelfde systematisch risico kennen als een marktportefeuille (een beta gelijk aan 1), een reële disconteringsvoet van 5,5% zou moeten worden gebruikt.

Aangezien de directe baten van het project samenhangen met de ontwikkeling van gasprijzen in de verschillende regio's, lijkt het risicoprofiel van een dergelijk project op dat van gasproductie. Een vergelijkbare conclusie voor een elektriciteitstransmissiekabel tussen Noorwegen en Nederland (namelijk dat de beta gerelateerd is aan die van de elektriciteitsproductiesector) werd getrokken in een analyse door de Brattle Group, "The Cost of Capital for the Nor-Ned Cable", 2004, beschikbaar via www.dte.nl). In een eerdere CPB-studie naar de gasmarkt (CPB document 110, 2006) is uitgegaan van een risico-opslag voor deze sector die in de buurt ligt van de marktrisicopremie (ofwel beta is gelijk aan 1). Gegeven de vastgestelde reële risicovrije disconteringsvoet kan er dan uitgegaan worden van een totaal reëel rendement van 5,5%. Omdat het vaak moeilijk is tot een eenduidige oordeel over het risicoprofiel te komen, is het echter goed gebruik om bij de keuze van de disconteringsvoet verschillende varianten te gebruiken, en de gevoeligheid van de KBA te onderzoeken bij afwijkingen boven en onder deze risicovoet.

De disconteringsvoet hangt samen met de gehanteerde tijdshorizon. Over een langere periode nemen risico's toe. In deze KBA zou een tijdshorizon die gelijk is aan de levensduur van de

investering in de rede liggen. Op basis van door GTS verstrekte informatie bedraagt deze 20 jaar.

3 Raming van effecten

3.1 Directe effecten

3.1.1 Raamwerk

Directe baten van het investeren in infrastructuur voor het transporteren van gas liggen, over het algemeen, in het feit dat gas kan worden vervoerd van een plaats waar het tegen lagere kosten beschikbaar is naar een plaats waar het een hogere waarde heeft. In het onderhavige geval vertegenwoordigt nieuwe importcapaciteit in Noordoost-Nederland een positieve waarde indien de waarde van gas in Noord-Duitsland lager is dan die in Nederland (bijvoorbeeld als gevolg van een groot aanbod in Duitsland van goedkoop gas uit Noorwegen of Rusland), of in verdere bestemmingen wanneer Nederland transitland is. Het kostenefficiënter voorzien in de Nederlandse gasvraag door uitbreiding van de importcapaciteit is een baat van de investering. Deze wordt afgewogen tegen (onder meer) de kosten van aanleg en exploitatie.

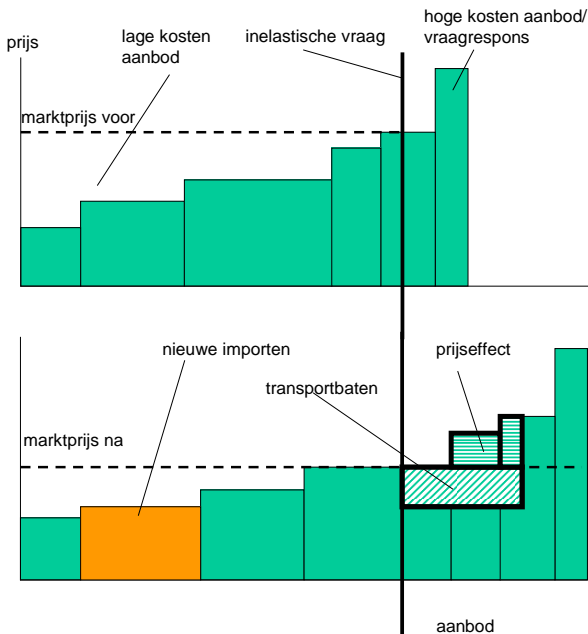
De bepaling van baten van beide projectalternatieven geschiedt ten opzichte van het nulalternatief. Zoals eerder aangegeven gaan we ervan uit dat in het nulalternatief in afwezigheid van verdere investeringen in importcapaciteit, aanbod en vraag op de Nederlandse gasmarkt in evenwicht raken, door een combinatie van met name:

- levering van niet te exporteren binnenlands H-gas;
- reeds bestaande importen van H-gas;
- additionele transporten van H-gas (tegen de gecontracteerde export in) vanuit onder meer het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en België en LNG importen;
- eventueel reductie van vraag door centrales en industriële afnemers.

Het is zinvol om de baten (ten opzichte van het nulalternatief) uit te splitsen in transportbaten en prijseffecten. Laten we om dat toe te lichten ten eerste het nulalternatief beschouwen, en alle potentiële bronnen van gas om aan de totale vraag plus exportverplichtingen te voldoen op een rij zetten, geordend naar bijbehorende leveringskosten. Hierin zal, om de gedachten te bepalen, geheel links levering vanuit huidig voorzien beschikbare kleine-velden productie staan, en geheel rechts het verminderen van afname van gas door industriële afnemers, en door kosten van energiebesparing door kleinere afnemers. De overige bronnen van gas (inclusief bijvoorbeeld counterflows tegen gecontracteerde exporten, en voor zover van toepassing ook productie uit kleine velden die bij huidige prijzen niet rendabel zijn) staan hier tussenin. De

marginale kosten van voorziening van gas worden bepaald door de geprognosticeerde hoeveelheid gas bij geprognosticeerde afname en export. Totale kosten van levering komen overeen met het oppervlak onder de grafiek links van dit punt.

Figuur 3.1 Grafische weergave van directe baten; boven de aanbodcurve voor investering, onder daarna



Het effect van het introduceren van extra importcapaciteit is dat de nieuwe importmogelijkheden als bronnen van gas in deze rangorde worden toegevoegd (voor zover de nieuwe importen tegen relatief lage kosten beschikbaar zijn, komen deze bronnen aan de linkerkant in de rangorde terecht). Alle duurdere bronnen worden naar rechts in de figuur opgeschoven. De totale baten worden hiermee gelijk aan de verandering van oppervlak onder de grafiek (tot aan het totale volume van benodigd aanbod). Daarnaast veranderen tevens mogelijk de marginale kosten van levering. De totale baten kunnen hiermee uitgedrukt worden als een som van twee componenten.

1. de transportbaten: dit is het verschil tussen de marginale leveringskosten in Nederland, en de leveringskosten van het nieuw te importeren gas, maal het te importeren volume. Dit is gelijk aan de maximale betalingsbereidheid van de importeurs van het ter beschikking komende gas.
2. Een prijseffect: wanneer de marginale kosten van gaslevering (sterk) dalen als gevolg van de nieuwe import, onderschatten de transportbaten de totale baten. Het verschil bestaat uit de kosten van de 'verdrongen' bronnen minus de marginale leveringskosten.

Optimale investering in capaciteit treedt, theoretisch gezien, op wanneer de marginale kosten van additionele investering gelijk zijn aan de marginale baten. In deze marginale baten is het prijseffect nul: optimale investering vereist dat de marginale transportbaten (ruwweg het prijsverschil van gas in de twee verbonden gebieden) gelijk zijn aan de marginale investeringskosten voor uitbreiding van capaciteit.

3.1.2 Transportbaten

Transportbaten van additionele importcapaciteit worden gerealiseerd indien de kosten van het gas dat aangevoerd wordt via de uitgebreide importcapaciteit lager zijn dan de marginale kosten van aanvoer van gas in Nederland.

Het is duidelijk dat in een efficiënte markt, waar slechts geringe mogelijke verstoringen door marktmacht en transactiekosten optreden, de kosten van het importeren van gas uit Duitsland (afkomstig uit bijvoorbeeld Noorwegen of Rusland), vergelijkbaar zijn met de kosten van het importeren van gas middels 'counterflows' (of via gas swaps) tegen de huidige exporten naar Duitsland in. Anders gezegd, zouden in een efficiënte markt zowel import- als exportpijpleidingen naar Duitsland naast elkaar voorkomen, dan zouden niet beide tegelijkertijd gebruikt worden.

In werkelijkheid echter kunnen marktfalens leiden tot situaties waarin zowel import en export op hetzelfde traject voorkomen. Met name wanneer partijen marktmacht hebben (i.e. zij betrekken in een afwegingen ook de effecten die hun eigen leveringen hebben op de gasprijs, en zijn dus geen 'prijssnemers') worden transportbeslissingen niet alleen genomen op basis van de prijsverschillen in gas in de twee verbonden markten, maar spelen meer algemeen de marginale inkomsten een rol. Het kan voor een exporteur uit Nederland dan aantrekkelijker zijn om naar Duitsland te exporteren, zelfs indien de gasprijs daar lager ligt, en vice versa kan het voor een Russische of Noorse aanbieder in Duitsland aantrekkelijk zijn om gas naar Nederland te exporteren, zelfs wanneer de Duitse prijs hoger ligt dan die in Nederland. Er is dan evident sprake van (productieve) inefficiëntie.

Niettegenstaande deze nuancering, is het over het algemeen echter zo dat in een scenario waarin gas ten westen van Nederland (in het Verenigd Koninkrijk) duidelijk lager geprijsd is dan in Nederland, importen in Nederland vanuit Duitsland relatief minder waarschijnlijk zijn. Deze situatie kan zich voordoen indien aanbod op de (wereldwijde) LNG markt hoog is ten opzichte van de vraag naar LNG (in bijvoorbeeld West-Europa en de VS), maar ook als het voor Noorse producenten relatief aantrekkelijk is om het Verenigd Koninkrijk via een directe verbinding te beleveren. In dit scenario leveren beide project alternatieven geen tot geringe baten uit import vanuit Duitsland. Noorse import in Nederland zal wel baten kunnen opleveren voor zover directe levering van Noors gas aan Nederland lagere kosten met zich meebrengt dan

indirecte levering via het VK. De grootte van deze baten ligt dan maximaal in de orde van het verschil in (lange termijn gemiddelde) kosten van beide leveringsvarianten voor de Noren.

In een tegenovergestelde situatie is de markt voor LNG krap (bijvoorbeeld als gevolg van tekorten aan aanbod of grote vraag in de Verenigde Staten), en bieden Russische exporteurs meer gas aan onder de marginale prijs voor LNG. Hoewel het voor de hand ligt dat Russische en Noorse exporteurs zich realiseren dat zij prijzen kunnen vragen voor hun gas die tegen de marginale kosten van LNG aan zullen liggen, wordt de waarde die zij zullen toekennen aan additionele exporten naar Nederland en het Verenigd Koninkrijk bepaald door het verschil tussen die prijs en hun kosten (inclusief de opportuniteitskosten van levering in andere markten). Deze waarde vertegenwoordigt de betalingsbereidheid voor import en transitcapaciteit van deze producenten, en behoort daarmee tot de directe baten van de projectalternatieven.

3.1.3 Marktinformatie over mogelijke transportbaten

Hoewel verschillende instellingen (zoals IEA, EIA) lange termijn projecties maken van wereldwijde gasproductie, stromen en prijzen, zijn deze met een relatief grote mate van onzekerheid omgeven (zie hierboven). Een alternatieve bron van informatie is uit te gaan van marktprijzen, die immers een weergave geven van de inschattingen van marktpartijen. Een nadeel van dergelijke informatie is dat deze slechts een beperkte periode in de toekomst vooruit kijkt.

Een eerste bron van informatie bestaat uit huidige termijnprijzen voor gas. Deze zijn met name beschikbaar voor de Nederlandse markt (TTF) en de Engelse (NBP), maar strekken zich slechts uit tot circa 2009. Voor de periode 2008, 2009 zijn Engelse prijzen over het algemeen enigszins lager dan de Nederlandse (ESGM, 23 March 2007). Op korte termijn lijken prijzen in beide markten inderdaad gerelateerd: “At the Dutch TTF, the trend in June '07 and Summer '07 appears to have tracked the NBP to a large extent, as the markets have become increasingly interlinked through the BBL pipeline, with a number of market participants now active at both hubs.” (ESGM, idem). Voor de langere termijn zoals relevant voor deze KBA zijn deze prijzen echter minder van nut.

Een additionele, meer directe bron van informatie is het open season proces zoals gehouden door GTS onder shippers, een contracteringsproces dat gevoerd is door Gasunie met prospectieve gebruikers van de capaciteit. In dit open season hebben shippers zich contractueel verbonden aan afname van import- en exportcapaciteit op verschillende punten in Nederland, met name import in Noordoost-Nederland (Emden, Oude Statenzijl) en export in Zuidwest-Nederland (Zelzate). Een aantal partijen heeft slechts entry capaciteit gecontracteerd, andere contracten betreffen capaciteit voor transit door Nederland, hoofdzakelijk in de richting

noordoost/zuidwest, maar ook transitcapaciteit richting Zuidwest-Nederland en contractcapaciteit in de tegengestelde richting (van zuidwest naar noordoost). Contracten betreffen een periode van ruwweg 2010 tot 2020, met de grootste capaciteitsreservering in de periode 2012-2016 (met name wat betreft import). Voor zover deze contracten bindend zijn, geven deze een indruk van de vraag naar import- en exportcapaciteit over deze periode. De prijzen waartegen contract-shippers deze capaciteit af zullen nemen zijn in het midden gelaten, maar begrensd (tenminste voor een viertal partijen) op 100% bovenop de huidige tarieven (nominaal, naar we veronderstellen).

Afhankelijk van de juridische status van de contracten geven zij aan dat de waarde die door deze marktpartijen wordt toegekend aan de capaciteit, gegeven de totale capaciteitsuitbreiding, ten minste deze bovengrens aan de contractprijzen is.

3.1.4 Prijs effecten

Ten tweede kan, zoals uiteengezet, bij een niet-marginale toename van importcapaciteit, de prijs van gas in het exporterende (en het importerende) land (mogelijk duurzaam) beïnvloed worden. Of dit gebeurt, hangt af van de vraag of de marginale bron van gas in beide gebieden een andere wordt. Als de prijzen veranderen, beïnvloedt dit het surplus van consumenten en producenten en overheden (via eigendom van gasproductie en belastingen) in de betrokken gebieden.

Dit heeft ten eerste een direct welvaartseffect, zoals beschreven, dat bestaat uit de vermeden kosten van aanvoer van gas dat duurder is dan de marginale kosten onder uitvoering van het project. Hieronder vallen onder meer de kosten van (vermeden) vraagreductie. De grootte van dit effect hangt af van de mate waarin de prijs daalt als gevolg van de extra importmogelijkheden.

Daarnaast zijn er ook verdelingseffecten: hogere prijzen betekenen hogere overdrachten van afnemers naar producenten, en vice versa. De verdelingseffecten zijn typisch het grootste (want lineair in de prijs), maar zijn alleen relevant voor de KBA voor zover de verdelingseffecten leiden tot een verschil in de verdeling tussen Nederlandse en buitenlandse spelers. Deze effecten hangen onder meer af van de prijzen in huidige afgesloten lange-termijn leveringscontracten.

3.1.5 Voorzieningszekerheid

Onder voorzieningszekerheid wordt onder meer verstaan het op lange termijn beschikbaar zijn van gas om op efficiënte wijze aan de vraag te kunnen voldoen, en het al of niet blootstaan aan (kortere termijn) fluctuaties in prijzen. Over het algemeen zijn deze effecten onderdeel van de verwachte toekomstige directe transportbaten (en mogelijke prijseffecten). Wanneer immers naar verwachting toekomstige levering van gas tekort schiet, zullen verwachte marktprijzen ook stijgen. Deze verwachte prijsstijging wordt door marktpartijen vertaald in een toenemende

vraag (en betalingsbereidheid) naar importcapaciteit om uit efficiëntere bronnen aan de (Nederlandse) vraag te voldoen. Alleen indien men van mening is dat marktpartijen deze prijsverwachtingen systematisch onderschatten kan een kleiner dan efficiënte hoeveelheid importcapaciteit resulteren op basis van de marktvraag, en zijn additionele baten denkbaar van extra capaciteit.

Voor wat betreft kortere termijn fluctuaties in marktprijzen, kan opgemerkt worden dat de negatieve effecten hierdoor door marktpartijen en afnemers geïnternaliseerd kunnen worden zolang deze in de gelegenheid zijn om (vaste-prijs) contracten voor deze termijn af te sluiten. Wanneer de verwachting is dat dergelijke marktmechanismen (door marktfales) tekortschieten, kan mogelijke stabilisatie van prijzen door ruimere im- en exportcapaciteit (en daardoor grotere diversificatie) extra baten opleveren.

Op leverings- en transportzekerheid gaan we hier niet in, anders dan dat de faalkans van het transportsysteem nauw samen zal hangen met de vaststelling van de maximaal beschikbare capaciteiten versus de fysieke capaciteit van het netsysteem. Deze gegevens hangen af van systeemontwerpbeslissingen van GTS.

3.2 Externe effecten

Voor zover nu te overzien zijn externe effecten waarschijnlijk gering. Deze zouden onder meer kunnen bestaan in veiligheidsaspecten van bijvoorbeeld aanlanding van LNG (waarbij ook de aard van de gebruikte technologie een rol speelt) en de constructie van pijpleidingen en in de effecten van het aanleggen van de infrastructuur op de omgeving. In de KBA is daarbij vanzelfsprekend alleen het verschil tussen het project- en het nulalternatief relevant.

3.3 Indirecte effecten

Indirecte effecten omvatten in veel gevallen doorgegeven directe effecten. Het meenemen van deze effecten tezamen met de directe effecten kan leiden tot dubbeltellingen. Alleen voor zover er sprake is van additionele welvaartseffecten moeten indirecte effecten worden meegenomen. Uit de internationale literatuur blijkt dat indirecte effecten niet meer dan 10-30% van de directe effecten bedragen. Indirecte effecten zijn niet per definitie positief, in sommige gevallen kunnen deze de welvaart verlagen.

Bij uitvoering van de voorgestelde projectalternatieven zouden de volgende indirecte effecten kunnen optreden:

- Effecten voor de werkgelegenheid. De welvaartseffecten zijn doorgaans gering van omvang, effecten zijn veelal tijdelijk van aard. Een mogelijke welvaartswinst van meer structurele aard is

gelegen in een verhoging van de toegevoegde waarde van werknemers in het projectalternatief ten opzichte van het nulalternatief. Het is niet op voorhand duidelijk dat dit het geval zal zijn.

- Een ander mogelijk indirect effect kan optreden door interactie met de markt voor gasopslag. Het ruim voorhanden zijn van lege gasvelden in Nederland biedt de mogelijkheid om tegen relatief lage kosten (in vergelijking met andere Europese landen) gasopslagcapaciteit te realiseren. Indien gasopslag in Nederland tegen lagere kosten gerealiseerd kan worden dan elders in Europa, kunnen de projectalternatieven effecten hebben op de productieve efficiëntie van levering van gasopslag in Europa. Deze baat is echter ook mogelijk al verdisconteerd in de betalingsbereidheid van importeurs (die immers meer over zullen hebben voor het recht door Nederland te transporteren indien zij de waarde van het te exporteren gas tegen geringere kosten kunnen verhogen door het toevoegen van seizoensflexibiliteit).
- Marktmachteeffecten: voor zover de verschillende projecten aanleiding geven tot verschillende mate van marktmacht (van producenten) in Nederland, zullen hier ook indirecte effecten door kunnen ontstaan. Het is overigens niet duidelijk dat dit het geval is (indien bijvoorbeeld in alle gevallen de Britse marktprijzen de Nederlandse marktprijs zetten, zal dit minder waarschijnlijk zijn). Dit zijn voor een groot deel welvaartsoverdrachten, die zowel binnen als buitenlandse producenten en consumenten zou beïnvloeden.

3.4 Verdelingseffecten

Als de directe baten de directe kosten overschrijden, is een mogelijke vervolgvraag wie deze mogelijk gecreëerde waarde opstrijkt. In wezen is dit niet van belang voor het totale welvaartseffect. Aangezien we echter met name geïnteresseerd zijn in de effecten op de Nederlandse welvaart (in plaats van de totale welvaart), is een analyse van deze verdelingseffecten op zijn plaats.

De verdeling van welvaart hangt in de eerste plaats af van de beprijzing van de transportcapaciteit. De wijze van allocatie van import- en exportcapaciteit bepaalt welk deel van het surplus in handen van (mogelijk buitenlandse) shippers (of bij een prijsdaling bij de consumenten) blijft, en welk deel ontvangen wordt door de (Nederlandse) gasnetbeheerder.

In zoverre de entry en exittarieven niet de waardering benaderen die shippers toekennen aan de capaciteit, blijft een deel van het totale surplus in handen van shippers. Een deel van dit surplus kan alsnog doorgegeven worden aan afnemers, in Nederland zowel als in het buitenland (waar de stromen transitobetreffen). Of dit gebeurt, hangt vooral af van de vraag wat de marginale bron van gas is. Wanneer Engels gas duurder is, zal de prijs van gas voor Nederlandse afnemers met name bepaald worden door de opportunitykosten voor shippers van het doortransporteren van het gas naar het VK (gesteld dat hiervoor capaciteit voorhanden is, via de interconnector

dan wel via BBL), of voor zover het Noorse importen betreft, de opportunity kosten van Noorse producenten om te kiezen voor transport naar VK versus Nederland.

Indien overige mogelijke baten verwaarloosbaar zijn in vergelijking met de directe baten van het gebruikmaken van de nieuwe transportcapaciteit, is de maatschappelijke kosten-baten afweging dus sterk afhankelijk van de mate waarin deze directe baten geïncasseerd kunnen worden via de entry- en exittarieven. De situatie kan zich dan voordoen dat de investering sociaal wenselijk is vanuit een totaal (Europees) perspectief, maar onaantrekkelijk vanuit Nederlands perspectief.

Wanneer entry en exit tarieven verhoogd worden kan een groter deel van het surplus toe vallen aan Nederland. Het schijnt afhankelijk te zijn van de juridische mogelijkheden of een dergelijke verhoging van entry en exit tarieven op de grenspunten mogelijk is zonder tevens de tarieven voor entry en exit in Nederland zelf te verhogen. In de elektriciteitsmarkt is dit wel het geval: congestie die optreedt aan de grenzen wordt hier anders beprijsd (via een veiling) dan binnenlandse afname van het net. Indien dit in de gasmarkt niet mogelijk is, zouden de welvaartseffecten van een vergelijkbare verhoging van de binnenlandse entry en exit tarieven onderzocht moeten worden. Dit zijn deels welvaartsoverdrachten (van afnemers naar GTS), maar deze tariefsverhogingen kunnen tevens welvaartseffecten hebben indien zij afnamebeslissingen van eindverbruikers beïnvloeden (zoals wanneer ze leiden tot het reduceren van de afname, of het verminderen van de invoer in het net van binnenlandse productie).

Prijseffecten gaan ook samen met verdelingseffecten. Indien als gevolg van extra importmogelijkheden de marginale aanbods-kosten van gas dalen, wordt niet alleen de totale markt efficiënter beleverd (productieve en allocatieve efficiëntie neemt dan toe), maar dalen tevens de (inframarginale) overdrachten van afnemers naar aanbieders. Voor zover deze aanbieders Nederlands zijn (men neme in herinnering dat de Nederlandse H-gas productie gedurende nog rond de tien jaar boven de Nederlandse afname ligt), speelt dit geen rol voor het totale Nederlandse surplus. Wanneer de rol van netto buitenlands aanbod toeneemt kan dit veranderen.

3.5 Projectalternatieven en de business case

Gasunie heeft nadere informatie geleverd ten aanzien de twee eerder genoemde projectalternatieven, in de vorm van een schetsmatige business case berekening. De voorlopige businesscase berekeningen van Gasunie suggereren dat geen van de projectalternatieven positieve netto contante waarde kent (dat wil zeggen als business case) indien huidige tarieven worden gebruikt. Bij verhoging van de tarieven tot (onder) de betalingsbereidheid van Open Season contractpartijen wordt de business case van het tweede projectalternatief (inclusief

Noorse import) zoals door Gasunie berekend positief¹⁷ onder zekere aannamen, onder meer omtrent voortzetting van gebruik na de Open Season contract periode (en bij het eerste projectalternatief dan nog niet). Die uitkomst suggereert dat directe transportbaten onder sommige omstandigheden groter zouden kunnen zijn dan kosten, maar dat dit surplus bij de huidige (of vergelijkbare) tarieven met name zou neerslaan bij (buitenlandse) shippers. Vanuit Nederlands perspectief zou het in dat geval wenselijk zijn om bij uitvoering van dit alternatief de tarieven zodanig te verhogen dat de inkomsten uit entry en exit van de nieuwe im- en exporten de kosten van het project dragen.

Bij de interpretatie van deze berekeningen als kosten en baten in een KBA dienen echter kanttekeningen geplaatst te worden. Ten eerste worden in de business case inkomsten (en kosten) niet vergeleken met een nulalternatief (maar eerder met niets doen). Zoals eerder uiteengezet zouden in een nulalternatief ook kosten en baten optreden (bijvoorbeeld van de tariefinkomsten van het importeren van LNG), welke vergeleken zouden moeten worden met de kosten en baten in het projectalternatief.

Ten tweede is het de vraag of de situatie in het eerste projectalternatief adequaat beschreven wordt door de aanname dat geen transit plaats zal vinden, maar alleen import (een uitgangspunt dat ten grondslag ligt aan de berekeningen in de (schetsmatige) business case). Het is aannemelijk dat, zolang er exportcapaciteit richting het VK beschikbaar is, bij een positief prijsverschil met het VK shippers gebruik zullen blijven maken van deze mogelijkheid (en potentieel additionele bronnen, als in het nulalternatief, gebruikt worden om in de Nederlandse vraag te voorzien). Dergelijke exportcapaciteit is op dit moment nog deels voorhanden, met name in de BBL (waarvoor tevens uitbreidingsplannen bestaan).

Een derde punt van aandacht is het belang van overige directe baten. Zoals besproken kunnen naast transportbaten (die, onder de verschillende alternatieven, al of niet in Nederland worden gerealiseerd afhankelijk van het tariefniveau) ook prijseffecten optreden. Samen omvatten deze baten ook de voordelen op het gebied van voorzieningszekerheid. Prijseffecten spelen een rol indien de extra importen de gasprijs in Nederland beïnvloeden. Om na te gaan in welke mate prijseffecten van belang zijn in de verschillende alternatieven, zouden de verschillen in de marktprijs onder de verschillende alternatieven vergeleken moeten worden met het nulalternatief. Zoals eerder benadrukt wordt in een zinnig nulalternatief uitgegaan van voldoende aanbod om grootschalige vraagreductie, en de daarmee samenhangende hoge prijzen, te voorkomen. Het is echter goed denkbaar dat een dergelijk nulalternatief minder investeringen

¹⁷ Gebaseerd op business case berekeningen van GTS. Deze zijn niet gevalideerd, en worden ook niet vergeleken met een nulalternatief als hierboven. Ze kunnen wel een indicatie geven van mogelijke orde van grootte van transportbaten.

omvat dan het eerste projectalternatief voorgesteld door Gasunie (of dat deze investeringen uitgesteld worden).

We kunnen mogelijke prijseffecten enigszins verkennen door na te gaan onder welke voorwaarden zij al of niet zouden kunnen optreden. In de eerste plaats zijn prijseffecten (evenals significante transportbaten) op lange termijn onwaarschijnlijk in scenario's waarin LNG overvloedig beschikbaar is en de aanvoer van pijplijngas uit het Oosten stagneert. In dat geval zal de Engelse markt lager geprijsd zijn, en zal verder LNG de marge kunnen zetten. Verder is het onwaarschijnlijk dat, bij relatieve hoge wereld LNG prijzen, grote prijseffecten tussen de verschillende alternatieven optreden indien de Nederlandse markt sterk gekoppeld blijft aan de Engelse (bijvoorbeeld via bestaande transportverbindingen). Het Engelse marginale aanbod (ook in dat geval wellicht LNG) blijft dan immers de marge bepalen. Een effect kan zich daarentegen wel voordoen wanneer in transportcapaciteit naar het VK stelselmatig congestie optreedt, zodat de Nederlandse (en continentale) markt en de Britse ontkoppeld kunnen raken door aanvoer van laaggeprijsd gas via pijpleidingen. Mogelijke prijseffecten op de lange termijn worden dan echter nog steeds beperkt doordat er prikkels zijn interconnectiecapaciteit (bijvoorbeeld via BBL) met de Britse markt uit te breiden, en doordat Noorse producenten de mogelijkheid hebben gas om te leiden van het continent naar het VK. We concluderen dus dat het potentieel voor grote prijseffecten (veranderingen in de marginale aanbods-kosten als gevolg van uitbreiding van de importcapaciteit) in veel gevallen waarschijnlijk beperkt is.

Op mogelijke overige baten zijn we reeds in het algemeen ingegaan. Naar verwachting zijn deze beperkt ten opzichte van directe baten.