



Energy research Centre of the Netherlands

Druk in de gasleiding

**Verband tussen tarieven voor gastransport,
omleidingsstromen en congestie in Nederland**

W. Lise

J. de Joode

M.G. Boots

ECN-C--05-098

November 2005

Verantwoording

Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van Gastransport Services B.V. (GTS). Deze studie staat bij ECN geregistreerd onder projectnummer 79988.05. Het ECN-projectteam bestond uit drs. Jeroen de Joode en dr. ir. Wietze Lise. Dit rapport betreft een gecorrigeerde versie van een eerder rapport (Boots en De Joode, 2005) die aan de opdrachtgever is opgeleverd. De reden voor deze correctie is het wegnemen van enige onduidelijkheden in de eerdere versie, zoals onder meer wordt verwoord in een rapport van RBB Economics (2005), dat in opdracht van DTe de eerdere versie heeft geëvalueerd. Deze evaluatie was voor ECN echter geen aanleiding om tot inhoudelijke aanpassingen over te gaan, dan wel nieuwe berekeningen en/of nieuwe analyses uit te voeren. Wijzigingen in deze gecorrigeerde versie ten opzichte van de eerdere versie hebben dan ook uitsluitend betrekking op die tekstdelen en figuren die dienen ter verduidelijking en aanscherping van de conclusies en bevindingen. Voor eventuele vragen kunt u contact opnemen met Wietze Lise (tel: 0224 - 564511).

Abstract

Using GASTALE (Gas mArket System for Trade Analysis in a Liberalizing Europe), a comprehensive computational game theoretic model of the European gas market, ECN conducted at the request of GTS a study on the relationship between gas transport tariffs, the demand for gas transport and possible re-routing of gas flows in North-Western Europe. We find that lowering the average Dutch transport tariff compared to the average German transport tariff induces a re-routing of gas flows from the German network to the Dutch network. In periods of high gas demand, such as the peak winter season, the lower transport tariffs lead to a high potential demand for gas transport which cannot be fulfilled by the limited capacity of the Dutch gas transport network. This will probably even lead to congestion in the Dutch network as a 'first-come first-served' regime is currently applied in the Netherlands. So Dutch gas transport tariffs being out of line with the gas transport tariffs neighbouring countries, implies that there is a real chance that transit flows are crowding-out gas flows destined for Dutch final consumers of gas. Hence, the security of gas supply for the Netherlands is seriously threatened. These findings are robust for variations in the model assumptions as shown by a number of sensitivity analyses.

Inhoud

Lijst van tabellen	5
Lijst van figuren	5
Samenvatting	7
1. Inleiding	10
1.1 Achtergrond	10
1.2 Vraagstelling	11
1.3 Methodiek	12
1.4 Opbouw van het rapport	12
2. Het GASTALE-model	13
2.1 Inleiding	13
2.2 Modelaanpassingen in het kader van deze studie	14
2.3 De transportcomponent	15
2.3.1 Het fysieke gastransportnetwerk	15
2.3.2 De transportkosten en congestiegevaar indicator	16
2.3.3 De rol van de transportnetwerkbeheerder (TSO)	18
2.4 Relevante parameters voor de analyse	18
3. Model simulaties	21
3.1 Inleiding	21
3.2 Basisvariant (BC): gelijke transportkosten in een perfecte markt	24
3.2.1 Productie	24
3.2.2 Consumptie	24
3.2.3 Transport	25
3.2.4 Opslag	27
3.3 Varianten op de basisvariant (BC)	28
3.3.1 Output van de simulaties	28
3.3.2 Effect van transportprijsverlaging in Nederland bij volledige mededinging (P1)	31
3.3.3 Effect van minder transportcapaciteit tussen Noord- en Zuid-Nederland bij volledige mededinging (P2)	31
3.3.4 Effect van een hogere gasvraag bij volledige mededinging (P3)	31
3.3.5 Effect van strategisch gedrag (S0)	32
3.3.6 Effect van transportprijsverlaging in Nederland onder strategisch gedrag (S1)	32
3.3.7 Effect van transport capaciteitsverlaging in Nederland onder strategisch gedrag (S2)	33
3.3.8 Effect van hogere vraag onder strategisch gedrag (S3)	33
3.3.9 Concluderende opmerkingen	33
4. Conclusies	35
4.1 Relatie tussen transporttarieven en fysieke gasstromen	35
4.2 Tariefsverlaging veroorzaakt omleiding van gasstromen door Nederland	35
4.3 Omleiding van gasstromen kan leiden tot verdringing en congestie	35
Referenties	37
Begrippenlijst	39
Bijlage A Beschrijving GASTALE	40
A.1 De consumptiecomponent	40
A.2 De productiecomponent	42
A.3 De gasopslagcomponent	44

A.4	De transportcomponent	46
Bijlage B	Prijselasticiteit van de vraag	49
Bijlage C	Output modelsimulaties	50

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Seizoenen in GASTALE</i>	14
Tabel 2.2	<i>Verdeling van productiecapaciteit, consumptie en opslagcapaciteit</i>	15
Tabel 2.3	<i>Selectie van transportgegevens voor relevante trajecten</i>	17
Tabel 3.1	<i>Overzicht varianten</i>	21
Tabel 3.2	<i>Congestiegevaar indicator, gasstromen door Nederland en Duitsland, transitostromen door Nederland, transitoe- en importstromen door Duitsland, potentiële en werkelijke omleidingsstromen in de verschillende varianten</i>	30
Tabel A.1	<i>Prijzen en consumptie van gas</i>	40
Tabel A.2	<i>Relatieve load factoren per seizoen</i>	42
Tabel A.3	<i>Exogene productie</i>	42
Tabel A.4	<i>Veronderstelde productiecapaciteit en parameterwaarden van de productiekostencurve</i>	43
Tabel A.5	<i>Distributiekosten</i>	44
Tabel A.6	<i>Capaciteiten van gasopslag</i>	45
Tabel A.7	<i>Afstanden, transportcapaciteit en transportkosten via pijpleidingen per traject</i>	47
Tabel A.8	<i>LNG-transportkosten</i>	48

Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Weergave trajecten en definiëring van Nederland en Duitsland</i>	16
Figuur 2.2	<i>Relatie tussen transportkosten via Traject 2 en de congestiegevaar indicator in Nederland</i>	18
Figuur 2.3	<i>Omleidingsstroom: contra-intuïtief of niet?</i>	19
Figuur 2.4	<i>Relatie tussen transportcapaciteit, getransporteerd volume en de congestiegevaar indicator in Nederland</i>	20
Figuur 3.1	<i>Abstracte weergave van vraagverschuiving in variant 3</i>	22
Figuur 3.2	<i>Grafische weergave van de gebruikte varianten</i>	23
Figuur 3.3	<i>Productie en productiecapaciteit in de basisvariant (BC)</i>	24
Figuur 3.4	<i>Gasconsumptie per land, per sector in de basisvariant (BC) en in de strategische basisvariant S0</i>	25
Figuur 3.5	<i>Europese gasstromen (mln m³/dag) in de basisvariant (BC) in het hoogseizoen</i>	26
Figuur 3.6	<i>Waarde van de congestiegevaar indicator voor een aantal trajecten in Noordwest-Europa</i>	27
Figuur 3.7	<i>Benutte en totale werkcapaciteit van gasopslag in de basisvariant (BC)</i>	27
Figuur 3.8	<i>Waarde van de congestiegevaar indicator op Traject 2b van Noord- naar Zuid-Nederland per variant en per seizoen</i>	28
Figuur 3.9	<i>Verband tussen de mate van gastransport door Nederland en daling van Nederlands transporttarief ten opzichte van Duitsland.</i>	34
Figuur S.1	<i>Verband tussen daling van Nederlands transporttarief ten opzichte van Duitsland en congestiegevaar</i>	8
Figuur A.1	<i>Calibratie lineaire vraagcurve op basis van een gegeven prijs/hoeveelheid combinatie en elasticiteit</i>	41
Figuur A.2	<i>Abstracte weergave van productiefuncties in GASTALE</i>	43
Figuur A.3	<i>Kostencomponenten voor levering van gas</i>	46
Figuur B.1	<i>Resulterende prijselasticiteiten in de basisvariant (BC)</i>	49
Figuur B.2	<i>Verschuiving langs de vraagcurve leidt tot verandering in prijselasticiteit</i>	49

Figuur C.1	<i>Structuur van de gasstroom in het hoogseizoen op het traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland (Traject 2b) naar soort, herkomst en bestemming</i>	51
Figuur C.2	<i>Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op het traject Traject 2b naar soort, herkomst en bestemming</i>	52
Figuur C.3	<i>Structuur van de gasstroom in het laagseizoen op het traject Traject 2b naar soort, herkomst en bestemming</i>	53
Figuur C.4	<i>Structuur van de gasstroom in het hoogseizoen op het traject Noord-Duitsland - Zuid-Duitsland (Traject 1) naar soort, herkomst en bestemming</i>	54
Figuur C.5	<i>Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op Traject 1 naar soort, herkomst en bestemming</i>	55
Figuur C.6	<i>Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op Traject 1 naar soort, herkomst en bestemming</i>	56

Samenvatting

Onder invloed van de Richtlijnen Gastransport van DTe zijn de Nederlandse gastransporttarieven in de afgelopen jaren fors verlaagd (jaarlijks gemiddeld met nominaal ruim 5%). Vergelijkende studies naar gastransporttarieven door Arthur D. Little (2003, 2004) tonen aan dat de Nederlandse gastransport tarieven tot de laagste in Europa behoren. Dit zou reeds geresulteerd kunnen hebben in omleidingen van gas uit het naburige Duitse gastransportnetwerk naar het Nederlandse. Op zich is dit geen bezwaar omdat dat bijdraagt aan de omzet van Gastransport Services (GTS). Als zo'n omleiding echter ook verdringing van gas voor afzet aan de Nederlandse eindafnemers betekent, komt de leveringszekerheid in gevaar. Aangezien GTS verplicht is de leveringszekerheid (voldoende transportcapaciteit bij koude perioden) te waarborgen ontstaat hier een spanningsveld.

Binnen deze context heeft GTS aan ECN verzocht de navolgende vragen te beantwoorden:

1. Wat is, vanuit economisch perspectief, de algemene relatie tussen transporttarieven en de fysieke/contractuele stroom van gas?
2. Kunnen veranderingen in de verhouding tussen Duitse en Nederlandse transporttarieven leiden tot een omleiding van de gasstroom van het Duitse gastransportnetwerk naar het Nederlandse?
3. Kan de hoeveelheid gas die omgeleid wordt leiden tot congestie en verdringing in het Nederlandse gastransportnetwerk?

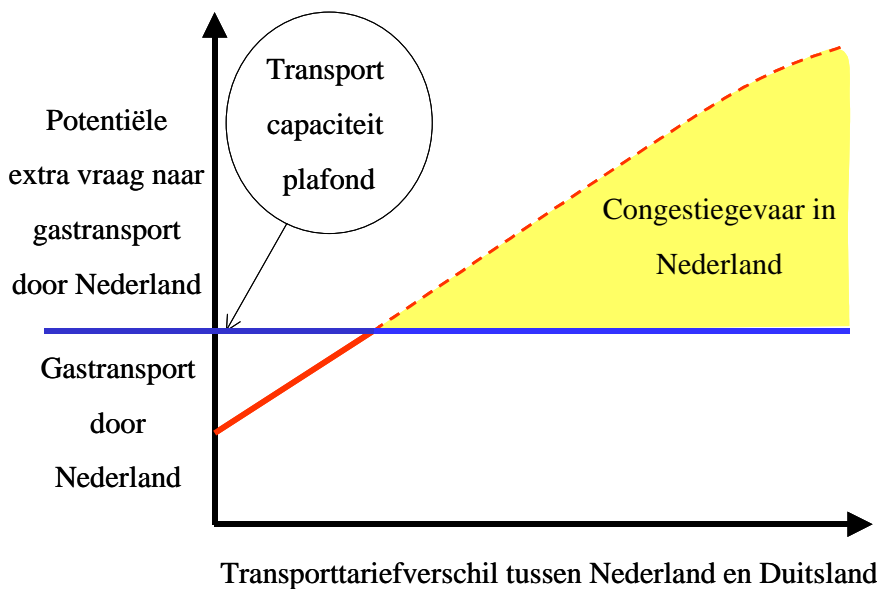
Om de onderzoeksvragen te beantwoorden is gebruik gemaakt van het GASTALE (Gas mArket System for Trade Analysis in a Liberalizing Europe) rekenmodel dat enige jaren geleden door ECN is ontworpen en daarna verder is doorontwikkeld. GASTALE is een evenwichtsmodel van de Europese gasmarkt, waarin 14 consumerende landen, 12 gas producerende landen, een gastransportbeheerder (TSO) en een gasopslagbeheerder (SSO) zijn vertegenwoordigd. Binnen productie- en transportrestricties streven deze partijen naar nut- of winstmaximalisatie. De producenten kunnen optioneel verschillend gedrag vertonen, ofwel volledige mededinging dan wel strategisch gedrag. Het marktevenwicht in het model is gedefinieerd als een set van prijzen, productiehoeveelheden, transportstromen en consumptie die ervoor zorgt dat voor iedere partij in de markt wordt voldaan aan de eerste-orde condities voor maximalisering van de netto opbrengsten terwijl tegelijkertijd de gasmarkt in balans is (geen overschotten of tekorten). De analyse heeft plaatsgevonden op basis van een consistente data set met 2002 als referentiejaar die ook representatief is voor het jaar 2004.

Op basis van een kwantitatieve analyse kan worden gesteld dat een verlaging van het Nederlands gastransporttarief ten opzichte van het naburige buitenland een stimulans zal zijn voor shippers om hun gas onder meer vanuit Duitsland om te leiden door Nederland teneinde aldus hun kosten te minimaliseren. Daardoor ontstaat het reële gevaar van congestie in het Nederlandse netwerk tijdens het winterseizoen. Dit houdt verband met het feit dat het Nederlandse noord-zuid gastransport traject in de winter nu reeds vol zit, waardoor elke omleiding van gas door Duitsland naar Nederland rechtstreeks tot een congestiegevaar leidt. De omvang van dat congestiegevaar wordt middels een zogeheten '*congestiegevaar indicator*' gekwantificeerd. Verlaging van de Nederlandse gastransport tarieven laat een stijging van de congestiegevaar indicator zien. Kortom: hoe lager de tarieven ten opzichte van onze Duitse naburen, hoe meer shippers interesse zullen tonen om hun gas door Nederland te kunnen laten transporteren. Congestie leidt bij wegverkeer tot files en langzaam rijden. Men bereikt de eindbestemming wel, maar met vertraging. Bij gastransport echter leidt congestie er toe dat er verdringing optreedt: omdat de capaciteit van de gasleiding beperkt is en alleen functioneert in een bepaald drukregime, zal het gas niet naar alle klanten kunnen stromen. Bepaalde eindafnemers van gas (Nederlandse klanten, zowel huishoudens als industrieën) zullen hun gas gewoonweg niet geleverd krijgen, en zij

worden als het ware verdrongen door andere klanten (buitenlandse klanten). Met andere woorden bepaalde Nederlandse eindafnemers blijven verstoken van gas.

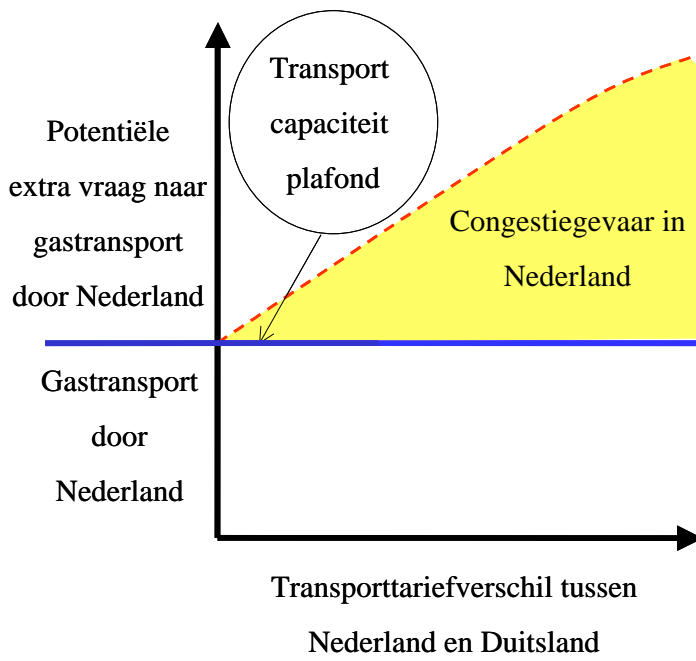
Bovenstaande bevindingen zijn het meest relevant in de periode waarin er een piekvraag naar gas (en dus gastransport) is; een koude winterweek bijvoorbeeld. In hoeverre er daadwerkelijk sprake zal zijn van verdringing van gaslevering aan Nederlandse afnemers hangt mede samen met het 'first-come first-served' principe. Dit principe is vanwege de complexiteit niet meegenomen in de analyse, maar gezien de hoogte van de congestiegevaar indicator is er een reële kans dat gas bestemd voor binnenlandse eindverbruikers wordt verdrongen. Oftewel: de leveringszekerheid kan niet meer worden gegarandeerd.

De essentie van de onderzoeksresultaten wordt door figuur S.1 weergegeven. Dit figuur geeft op een abstracte manier weer wat het verband is tussen een verlaging van het gastransporttarief in Nederland ten opzichte van het omringende buitenland en de daaruit voortvloeiende potentiële vraag naar gastransport door Nederland.



Figuur S.1 *Verband tussen daling van Nederlands transporttarief ten opzichte van Duitsland en congestiegevaar*

Uit figuur S.1 kan worden afgelezen dat een tariefsverlaging in Nederland ten opzichte van het buitenland, indien er nog ruimte zou zijn in het gastransportnet, in eerste instantie zal leiden tot een verhoging van de totale hoeveelheid gastransport door Nederland (aangegeven met de rode lijn). De doorvoercapaciteit is echter beperkt (aangegeven met de blauwe lijn). Een tariefsverlaging zal in principe congestiegevaar in Nederland opleveren indien de ruimte in het gastransportnet geslonken is tot nul. Die situatie doet zich tijdens het winterseizoen voor (aangegeven met het gele vlak). De Nederlandse wintersituatie is vervolgens weergegeven in Figuur S.2, waaruit blijkt dat er direct congestie optreedt in de winter zodra de Nederlandse transporttarieven worden verlaagd ten opzichte van Duitsland.



Figuur S.2 Verband tussen daling van Nederlands transporttarief ten opzichte van Duitsland en congestiegevaar in de wintersituatie

1. Inleiding

1.1 Achtergrond

Een van de kenmerken van gas is de ongelijke distributie van de wereldgasreserves over de continenten en landen. Alhoewel dit niet de vorm van de oliemarkt aanneemt, is de verdeling echter verre van gelijk te noemen. De drie landen met de meest omvangrijke gasreserves (Rusland, Iran en Qatar) bezitten tezamen meer dan 55% van de bewezen wereldgasvoorraad. Binnen Europa liggen de verhoudingen nog schever. De drie grootste gasreservehouders in West-Europa (Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en Nederland) bezitten maar liefst 83% van de West-Europese gasreserves. Dit is echter gelijk aan nauwelijks 3% van de wereldgasvoorraad (BP, 2004).

De verdeling van de Europese en wereldgasreserves, vergeleken met het Europese gasconsumptiepatroon vanuit geografisch perspectief, bepaalt voor een groot deel de Europese gasstromen. In de eerste plaats betekent dit een stroom van Noord- naar Midden- en Zuid-Europa, met andere woorden, export van Noors, Brits en Nederlands gas naar onder meer België, Duitsland, Frankrijk, Zwitserland en Italië. In de tweede plaats betreft het een gasstroom langs de oost-west as. Op het moment is dit onder andere Brits gas naar het continent. Deze stroom zal echter in de nabije toekomst opdrogen als gevolg van uitputting van Britse velden. Daarnaast stroomt, in de richting van de Europese oostgrens naar West Europa, Russisch gas voor onder andere de Duitse en binnenkort ook de Britse gasmarkt. In de derde plaats is er aanvoer van LNG vanuit verschillende landen naar diverse aanlandingsplaatsen in Europa.

Nederland speelt hierbij een rol in zowel de noord-zuid stroom, als de oost-west stroom. De rol in de noord-zuid stroom is tweeledig. Allereerst draagt Nederland hieraan bij door de export van Nederland naar Duitsland, Italië, Frankrijk, Zwitserland en België. Daarnaast kan Nederland een rol spelen bij transitie van Noors gas naar Duitsland, Zwitserland, Frankrijk, Spanje en Italië. Noors gas landt via de NORPIPE en de EUROPIPE I aan in Noord-Duitsland, slechts enkele kilometers van de Nederlands-Duitse grens. Wanneer dit gas geleverd dient te worden in bijvoorbeeld Italië, zal de meest directe verbinding enkel in Duitsland liggen. Echter, de contractuele gasstroom zou Nederland kunnen doorkruisen wanneer de effectieve transporttarieven hier op een lager niveau liggen dan in Duitsland. De hoeveelheid gas die dan over Nederlands grondgebied gaat kan als omleidingsstroom worden gekenmerkt. Deze omleidingsroute voert van Emden/Oude Statenzijl via Ommen naar Zevenaar/Winterswijk of naar 's Gravenvoeren/Bocholtz.

Ook wat betreft de oost-west stroom speelt Nederland een rol. Met de naderende depletie van de Britse gasvelden zal de Russische gasstroom naar de Britse eilanden toenemen. De aanvoerroutes die hiervoor in aanmerking komen zijn, wat het laatste deel van het traject betreft, beperkt. Russisch gas zal vanaf Duitsland via België door de Interconnector Zeebrugge-Bacton stromen, of zal via Nederland door de nieuw aan te leggen verbinding Balgzand-Bacton (BBL) stromen. Ook hier kan het niveau van de Nederlandse transporttarieven van invloed zijn op de omvang en richting van deze beide transitostromen. Aan de ene kant zal de gasstroom bestemd voor het VK via de BBL immers over Nederlands grondgebied stromen. Anderzijds zou een deel van het Russisch gas bestemd voor het VK door de Interconnector over Nederlands grondgebied kunnen voeren.¹

De hierboven genoemde contra-intuïtieve gasstroom (omleidingsstroom) suggereert een niet-optimale situatie. Echter, vanuit economisch perspectief vindt hier niets anders plaats dan com-

¹ De oost-west stroom wordt verder niet onderzocht in deze studie.

petitie tussen twee bestaande pijpleidingen (of beter: routes). Volgens economische wetmatigheden wordt op deze wijze de welvaart gemaximaliseerd. Hierbij moet echter een tweetal kanttekeningen worden geplaatst.

In de eerste plaats dient te worden opgemerkt dat dit gerealiseerde welvaartsniveau niet als optimaal kan worden beschouwd wanneer er positieve of negatieve externaliteiten aanwezig zijn. Als een negatieve externaliteit van de omleidingsstroom kan worden aangemerkt dat er geen rekening wordt gehouden met de voorzieningszekerheid van de gasafnemers in Nederland, waarbij de pijplijncapaciteit die gebruikt wordt voor de omleidingsstroom van cruciaal belang is in tijden van extreme vraagsituaties. Hier ligt een duidelijk probleem aangezien GTS in juridische zin verplicht lijkt (art. 8, lid 1, art. 9, lid 1 en art. 10a, lid 1 van de Gaswet) om de levering van gas te garanderen, desnoods door eertijds reserveringen in het gastransportnetwerk uit te voeren.

In de tweede plaats zal toegang tot beide pijpleidingen of systemen niet-discriminerend, transparant en vanuit economisch perspectief op vergelijkbare wijze tot stand dienen te komen. Vanwege de principes van non-discriminatie en 'first come first served', kan GTS de vraag naar transportcapaciteit voor dit omgeleide gas, niet weigeren. De toewijzing (verkoop) van deze capaciteit zou echter ten koste kunnen gaan van gaslevering aan binnenlandse afnemers in koude periodes, omdat het Nederlandse gastransportnetwerk nagenoeg vol is, met name op de Noord/Zuid route, gelegen in het oosten van ons land.

Onder invloed van de Richtlijnen Gastransport van DTe zijn de Nederlandse gastransporttarieven in de afgelopen jaren fors verlaagd (jaarlijks gemiddeld met nominaal ruim 5%). Vergelijkende studies naar transporttarieven van gas door Arthur D. Little (2003, 2004) tonen aan dat de Nederlandse gastransport tarieven tot de laagste in Europa behoren. Dit zou reeds geresulteerd kunnen hebben in omleidingen van gas uit het naburige Duitse gastransportnetwerk naar het Nederlandse. Op zich is dit geen bezwaar omdat dat bijdraagt aan de omzet van GTS. Als zo'n omleiding echter ook verdringing van gas voor afzet aan de Nederlandse eindafnemers betekent, komt de leveringszekerheid in gevaar. Aangezien Gastransport Services (GTS) verplicht is de leveringszekerheid (voldoende transportcapaciteit bij koude perioden) te waarborgen ontstaat hier een spanningsveld.

Hier is sprake van een belangrijke contradictie, die onder bepaalde omstandigheden (verhouding tussen vraag en aanbod, de specifieke hoedanigheden van de gasinfrastructuur alsmede de prijzen en kostenstructuur van de gasvoorziening) tot problemen kan leiden. Enerzijds dient GTS de tarieven te verlagen (of laag te houden) en mag zij niet discrimineren ten aanzien van haar klanten, anderzijds dient GTS zorg te dragen voor voldoende transportcapaciteit om te voorzien in de totale behoefte en voor transportzekerheid. Deze contradictie en de gevolgen daarvan zouden zich al op korte termijn kunnen manifesteren, als ook op middellange en lange termijn.

GTS heeft ECN verzocht om genoemde omleidings- en verdringingsissue te onderzoeken.

1.2 Vraagstelling

De vraagstelling van dit rapport is driedelig.

1. Wat is, vanuit economisch perspectief, de algemene relatie tussen transporttarieven en de fysieke/contractuele stroom van gas?
2. Kunnen veranderingen in de verhouding tussen Duitse en Nederlandse transporttarieven leiden tot een omleiding van de gasstroom van het Duitse gastransportnetwerk naar het Nederlandse?
3. Kan de hoeveelheid gas die omgeleid wordt leiden tot congestie in het Nederlandse gastransportnetwerk?

De vraagstellingen van dit project zullen in een kwantitatieve studie geanalyseerd worden. Hierbij staan grootheden als het transporttarief, de congestie en de omleidingsstroom centraal.

1.3 Methodiek

In deze studie zal een kwantitatieve analyse worden gegeven van de vraagstelling, hetgeen geschiedt met behulp van het door ECN ontwikkelde rekenmodel van de Europese gasmarkt GASTALE. In dit, op de economische theorie gefundeerde, model is de rol van de belangrijkste partijen op de Europese gasmarkt (consumenten, producenten, transportnetwerkbeheerders en beheerders van gasoplag) gemodelleerd. Binnen productie- en transportrestricties streven deze partijen naar een maximalisatie van nut (consumenten) of winst (producenten)². Het marktevenwicht in het model is gedefinieerd als een set van prijzen, productiehoeveelheden, transportstromen en consumptie die ervoor zorgt dat voor iedere partij in de markt wordt voldaan aan de eerste-orde condities voor maximalisering van de netto opbrengsten (nut en winst) terwijl tegelijkertijd de gasmarkt in balans is (geen overschotten of tekorten). Als er een marktevenwicht bestaat dat voldoet aan deze voorwaarden, dan heeft het de eigenschap dat geen enkele marktpartij eenzijdig zijn beslissing zal willen veranderen. Met andere woorden, er is sprake van een stabiel optimum.

Het voor de analyse belangrijkste deel van het model (gastransportnetwerken en gastransport) wordt uitvoeriger besproken in Hoofdstuk 2. In Bijlage A wordt een breder perspectief van het model geschetst. Hoewel het model bijna geheel Europa bedekt zal in de kwantitatieve analyse de nadruk worden gelegd op de noord-zuid gasstroom in Noordwest-Europa.

1.4 Opbouw van het rapport

Dit rapport is als volgt opgebouwd. In Hoofdstuk 2 ligt de nadruk op het gasmarktmodel GASTALE. Hierin worden met name de onderdelen van het model besproken die direct ingrijpen op het te onderzoeken vraagstuk. Hieronder vallen onder meer de specifieke modelverfijningen die in het kader van dit project hebben plaatsgevonden, de weergave van het fysieke gastransportnetwerk in het model en de wijze waarop congestie tot stand komen. Hoofdstuk 3 bevat de analyse van het vraagstuk. Er worden verschillende varianten geconstrueerd die van elkaar verschillen op punten als gastransportkosten, gastransportcapaciteit, omvang van de eindverbruikersvraag en producentengedrag, variërend van volledige mededinging tot strategisch gedrag. Vervolgens worden deze varianten doorgerekend in GASTALE en de uitkomsten geanalyseerd op zaken als het optreden van congestie en omvang en structuur van de gasstroom. In Hoofdstuk 4 ten slotte worden conclusies getrokken ten aanzien van de gestelde vragen. De begrippenlijst na de referenties geeft een overzicht van veelgebruikte termen in deze studie. Bijlage A geeft een uitgebreide beschrijving van het GASTALE-model. De elasticiteit van de vraag komt aan de orde in Bijlage B. Bijlage C geeft een gedetailleerd grafisch overzicht van de herkomst en bestemming van gasstromen door Nederland en Duitsland.

² De transportnetwerkbeheerder (TSO) en de gasoplagbeheerder (SSO) maximaliseren ook hun winst, maar kunnen hun winst zelf niet sturen in de zin van aanpassen van gasvolumes en/of gasprijzen.

2. Het GASTALE-model

2.1 Inleiding

GASTALE staat voor Gas mArket System for Trade Analysis in a Liberalizing Europe en is een evenwichtsmodel van de Europese gasmarkt, geformuleerd als een Mixed Complementarity Problem (MCP). Het model is deels ontworpen op basis van het werk van Golombek et al. (1995 en 1998). Het GASTALE-model heeft met name baat gehad van de parallelle ontwikkeling van het COMPETES-model waarover uitvoerig is gepubliceerd (Hobbs et al., 2004a, 2004b, 2005; Neuhoff et al., 2005). Daarnaast is het GASTALE-model gepresenteerd en ter discussie gesteld tijdens workshops en congressen (Egging et al., 2004). Verder is het GASTALE-model ontwikkeld op basis van inzichten in de wetenschappelijke literatuur (Golombek et al., 1995 en 1998) en het model zelf is meerdere malen geaccepteerd in (peer-reviewed) wetenschappelijke tijdschriften (Boots et al., 2004; Egging en Gabriel, 2006). Een eerste toepassing betrof de analyse van de effecten van liberalisering voor eindverbruikersprijzen in de gassector (Oostvoorn en Boots, 1999; Europese Commissie, 1999). Het GASTALE-model is ontwikkeld om naast consumentenprijzen (van elektriciteitsproducenten, industrie en huishoudens) en producentengedrag (prijznemer of strategisch) ook analyses te kunnen maken van gasstromen (via pijpleidingen en LNG-verscheping), congesties in het gastransportnetwerk, en de rol van opslag te bestuderen in het laagseizoen ten bate van consumptie in het hoogseizoen. Op basis hiervan kunnen vervolgens uitspraken worden gedaan over leveringszekerheid in een geliberaliseerde Europese gasmarkt (Van Oostvoorn, 2003). Het model is het meest uitgebreid gedocumenteerd in Boots et al. (2003 en 2004).

GASTALE beslaat bijna de gehele Europese aardgasvoorziening. De belangrijkste consumerende landen zijn gemodelleerd: België, Duitsland, Frankrijk, Hongarije, Italië, Nederland, Oostenrijk, Polen, Roemenië, Slowakije, Spanje, Tsjechië, Turkije en het Verenigd Koninkrijk. Producerende landen in het model zijn: Algerije, de Caspische Zeeregio (Azerbaidjan, Kazachstan, Turkmenistan en Oezbekistan), Denemarken, Duitsland, Iran, Italië, Libië, overige LNG-producenten (anders dan de expliciet gemodelleerde producenten), Nederland, Noorwegen, Rusland en het Verenigd Koninkrijk.

Het model heeft drie kenmerkende karakteristieken. In de eerste plaats is het een statisch model. Dit houdt in dat het model resultaten geeft voor een bepaald jaar, waarin zaken als productie- en transportcapaciteit vastliggen. Het referentiejaar in deze studie is 2002.³ Het statische karakter van het model is zeer geschikt om de in dit onderzoek gestelde vraag te beantwoorden: effecten van tariefsverlaging op verdringing van gastransport door Nederland. Effecten van tariefsverlagingen zouden op zeer korte termijn op kunnen treden. Een belangrijk effect van investeringen (of desinvesteringen) is dat de doorvoercapaciteit verandert. Dit onderzoek biedt inzicht in de gevolgen hiervan door een variant door te rekenen met een lagere doorvoercapaciteit. Hiermee geeft het statische model ook inzicht in de mogelijke dynamische effecten.

In de tweede plaats wordt het model gekenmerkt door het onderscheid naar drie seizoenen binnen een jaar. Deze modelleringswijze is noodzakelijk vanwege de seizoensafhankelijkheid van de gasvraag. De te onderscheiden seizoenen zijn achtereenvolgens het laag-, midden- en hoogseizoen. Injectie en extractie van opslag faciliteiten wordt simultaan toegewezen in het model. Tabel 2.1 geeft de specificatie van de seizoenen.

³ Er dient te worden opgemerkt dat de gehele data set is gecontroleerd op representativiteit voor de jaren na 2004.

Tabel 2.1 *Seizoenen in GASTALE*

Seizoen	Maanden	Aantal dagen
Laag	April t/m september	183
Midden	Februari, maart, oktober, november	120
Hoog ^a	Januari, december	62

^a Let wel, dit hoogseizoen zoals in het model gedefinieerd verschilt duidelijk van een mogelijke piekdag zoals gas-transportnetwerk die op een koude winterdag kan meemaken. Het gastransportnetwerk kreeg bijvoorbeeld op 26 januari 1996 een levering van 545 miljoen m³ gas per dag in Nederland te verwerken, terwijl in de simulatie van de basisvariant (BC) in GASTALE (zie Paragraaf 3.2.2), de gemiddelde transport in het hoogseizoen 274 miljoen m³ per dag bedraagt.

Een derde karakteristiek vormt de mogelijkheid om het marktgedrag van de gasproducenten in te stellen. In essentie kan ofwel volledige mededinging dan wel oligopolistische concurrentie (strategisch gedrag) *à la* Cournot tussen producenten worden gemodelleerd. In een theoretisch perfecte markt onder volledige mededinging zijn producenten zogenaamde prijsvolgers. Het resulterende marktevenwicht representeert een geïdealiseerde situatie waarin prijzen gelijk zijn aan de marginale kosten. In werkelijkheid is de gasmarkt in Europa (en iedere andere markt) echter in meer of mindere mate imperfect en wijken prijzen af van de marginale kosten. Deze imperfectie wordt middels Cournot competitie gesimuleerd, maar dit is opnieuw een benadering van de werkelijkheid en leidt vaak tot een overschatting van de werkelijk uitgeoefende marktmacht. Hiermee vormen de twee situaties (volledige mededinging en strategisch gedrag) twee uiterste cases waartussen de werkelijkheid zich zal bevinden. In het Cournot model wordt het productievolume gebruikt als instrument om te concurreren. De hoeveelheid gas die iedere producent aanbiedt om zijn winst te maximaliseren is afhankelijk van de hoeveelheden gas die andere producenten aanbieden. De producent kiest zijn productieniveau om de winst te maximaliseren en gaat er daarbij vanuit dat alle andere producenten dit ook doen. Hierdoor wordt er minder volume op de markt aangeboden (vanuit strategisch overwegingen wordt er capaciteit achtergehouden), waardoor de Cournot-evenwichtsprijs die resulteert hoger is dan de prijs in een perfecte markt⁴ (maar lager dan de prijs in een monopolie).

In GASTALE worden vier componenten onderscheiden, te weten: 1) gasconsumptie, 2) gasproductie, 3) gasopslag en 4) gastransport. De transportcomponent staat centraal in Paragraaf 2.3 terwijl de overige componenten aan bod komen in Bijlage A. Hieronder volgt eerst nog een beschrijving van de toegepaste modelverfijningen in het kader van deze studie.

2.2 Modelaanpassingen in het kader van deze studie

Ten behoeve van deze studie is GASTALE enigszins verfijnd. Deze verfijningen veranderen het evenwicht van het model niet, wat de belangrijkste drijfveer van het model is, maar maken het model geschikt om op een dieper detailniveau te kunnen kijken en om daarmee de gestelde onderzoeksvraag beter te kunnen beantwoorden. De belangrijkste verfijning betreft de opsplitsing van zowel Nederland als Duitsland in een noordelijke en een zuidelijke regio. Aan de beide noord-zuid trajecten worden vervolgens de juiste transportcapaciteit en transportkosten toegekend. Transportkosten worden in eerste instantie gebaseerd op de algemene formule die ook op andere trajecten in het model wordt gebruikt (zie Paragraaf 2.3.2). Door de opsplitsing van Nederland en Duitsland in regio's moeten overigens ook andere gegevens worden opgesplitst, zoals de vraag naar gas, opslag, en import/export capaciteiten. Tabel 2.2 geeft aan hoe met input-data is omgegaan in verband met deze opsplitsing.

⁴ Het verschil tussen de Cournot-prijs en marginale kosten wordt groter naarmate er minder producenten zijn.

Tabel 2.2 *Verdeling van productiecapaciteit, consumptie en opslagcapaciteit*

	Productie [%]	Consumptie [%]	Opslag [%]
Nederland (noord)	100	25	100
Nederland (zuid)	geen productie	75	geen opslag
Duitsland (noord)	100	33	75
Duitsland (zuid)	geen productie	67	25

Noot: De procentuele aandelen refereren aan het totaal voor respectievelijk Nederland en Duitsland in het geheel.

In het kader van deze studie wordt verondersteld dat alle gasproductie en gasopslag in Nederland alleen in het noorden plaatsvinden. Driekwart van de totale consumptie is in het zuiden gelokaliseerd, waarvan onder andere de Randstad en Gelderland deel uitmaken. De Nederlandse gasexportstations liggen allemaal in het zuiden. In Duitsland vindt productie en driekwart van de opslag plaats in het noorden. Het grootste deel (tweederde) van de consumptie komt echter voor rekening van het zuiden. In deze studie hoort de regio Nordrhein-Westfalen bij het zuiden van Duitsland.

2.3 De transportcomponent

2.3.1 Het fysieke gastransportnetwerk

De mogelijkheid voor gasproducenten om het geproduceerde gas aan de consument te leveren is in het model, net zoals in werkelijkheid, beperkt door capaciteitsrestricties in het transport van gas. Het detailniveau van het in het model aanwezige gastransportnetwerk is echter niet gelijk aan het in werkelijkheid bestaande gastransportnetwerk. Het wijkt af op drie specifieke punten.

In de eerste plaats wordt enkel gerekend met internationale gastransportnetwerk connecties. Dit volgt onder meer uit de wijze waarop de gasvraag in een land is gemodelleerd, namelijk door middel van één centraal vraagpunt per gasconsumerend land, of een regio zoals in Nederland en Duitsland. Dit betekent dat regionale (distributie) gastransportnetwerken niet fysiek in het model zijn opgenomen, maar wel in de vorm van kosten, waarmee het model op de juiste manier is gekalibreerd vanuit een economisch perspectief.

In de tweede plaats worden de in werkelijkheid bestaande interconnecties tussen de landen (consumptie- en productiepunten) in het model geaggregeerd. Daar waar twee aangrenzende landen/regio's meerdere gastransportnetwerk verbindingen hebben, is in het model een sommatie van deze verbindingen opgenomen. Kortom: in plaats van meerdere (kleinere) verbindingen is er slechts één (grote) verbinding gemodelleerd met een capaciteit die gelijk is aan de sommatie van de capaciteit van de afzonderlijke verbindingen.

Ten derde zijn pijpleidingen die in twee richtingen gebruikt kunnen worden, in het model als twee aparte leidingen opgenomen. Van dit type interconnecties zijn er overigens slechts weinig. Een voorbeeld hiervan is de Interconnector tussen Bacton en Zeebrugge. Deze is als volgt gemodelleerd:

- een pijpleiding van Engeland naar België met een capaciteit van 20 mld m³/jr.,
- een pijpleiding van België naar Engeland met een capaciteit van 9 mld m³/jr.

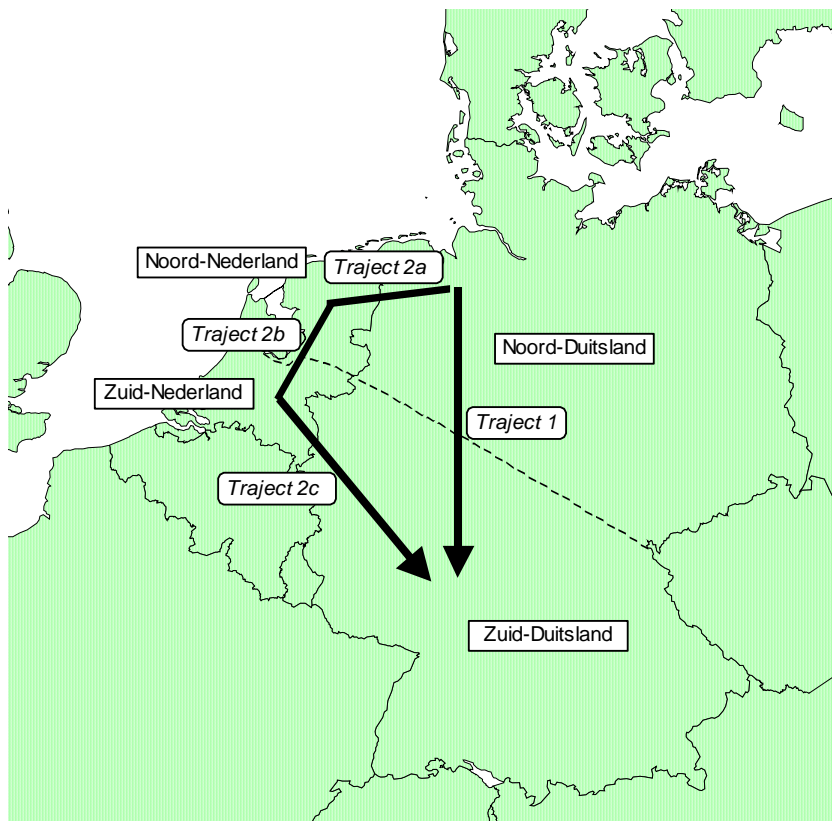
Dit heeft geen consequenties in het geval waar een perfecte markt wordt gesimuleerd. In die situatie is er altijd eenrichtingverkeer. Als echter strategisch gedrag wordt gesimuleerd is het mogelijk dat er tegelijkertijd (binnen een seizoen) gasstromen in beide richtingen plaatsvinden. De verklaring hiervoor is dat een producent zichzelf benadeelt als hij nog meer in zijn 'eigen' markt (bijv. land A) afzet (omdat prijzen dalen); verkoop in een andere markt (bijv. land B) levert nog

wel extra winst op. Genoemde configuraties vormen voor het doel van deze studie geen belemmering.

2.3.2 De transportkosten en congestiegevaar indicator

In deze studie nemen transportkosten en congestie een centrale plaats in. De eindconsument van gas betaalt voor het transport in het model. De kosten die hier worden doorberekend zijn een variabel tarief dat is gebaseerd op de integrale kosten van gastransport. In het model wordt tevens voor elk afzonderlijk traject een schaduwprijs berekend. Dit is een economische variabele die weergeeft hoe schaars het gevraagde product is. In het vervolg van dit rapport zullen wij naar deze variabele verwijzen als de *congestiegevaar indicator*.⁵ De transportkosten zijn dus een inputvariabele in het model, terwijl de congestiegevaar indicator een outputvariabele is.

De kosten van gastransport over lange afstanden via gaspijpleidingen zijn gebaseerd op kosten per kilometer, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen pijpleidingen over land (onshore) en pijpleidingen over (onder) zee (offshore). Offshore transportkosten zijn ongeveer 1,5 keer zo hoog als onshore kosten. De afstandafhankelijke transportkosten die worden gebruikt zijn 0,024 €1000 m³/km onshore en 0,036 €1000 m³/km offshore.⁶ Samen met de veronderstelde afstanden resulteert dit in transportkosten per traject zoals weergegeven in Tabel A.7 in Bijlage A.



Figuur 2.1 Weergave trajecten en definitie van Nederland en Duitsland

Noot: Deze figuur abstrahert van de werkelijkheid; de werkelijke locatie van pijpleidingen kan afwijken.

⁵ Dit kan worden gezien als een zogenaamde ‘scarcity rent’. De schaduwprijs van congestie is nodig om in het marktevenwicht overschrijding van transmissiecapaciteit te voorkomen. Het gevolg van congestie is dat de consument niet het goedkoopst mogelijke gas kan ontvangen, vanwege transportbeperkingen, er hierdoor dus een welvaartsverlies leidt.

⁶ Dit komt overeen met respectievelijk circa €20 en €30 per 100 km (bij een jaarlijkse bedrijfstijd van circa 8000 uur) voor onshore en offshore. In dit tarief zitten zowel de kapitaallasten als de kosten voor het brandstofgas voor de compressoren. Dus eigenlijk is hier sprake van integrale marginale kosten tarieven voor transport, namelijk wat het de producent werkelijk kost om het gas te transporteren van productieveld naar consument.

Deze studie spitst zich toe op de vergelijking van twee mogelijke trajecten voor gaslevering en/of verdere doorvoer van gas. Figuur 2.1 laat zien dat Traject 1 direct van Noord- naar Zuid-Duitsland voert. Traject 2, het potentiële omleidingstraject, bestaat uit drie onderdelen:

- a) Duitsland (noord) - Nederland (noord)
- b) Nederland (noord) - Nederland (zuid)
- c) Nederland (zuid) - Duitsland (zuid).

De relevante gegevens over beide trajecten staan in Tabel 2.3.

Tabel 2.3 *Selectie van transportgegevens voor relevante trajecten*

Van	Naar	Afstand onshore [km]	Transportcapaciteit [mld m ³ /jaar]	Transportkosten [€1000 m ³]
<i>Traject 1 (directe route)</i>				
Duitsland (noord)	Duitsland (zuid)	250	85	6,0
<i>Totaal</i>		250		6,0
<i>Traject 2 (omleidingsroute)</i>				
2a Duitsland (noord)	Nederland (noord)	200	40	4,8
2b Nederland (noord)	Nederland (zuid)	100	100	2,4
2c Nederland (zuid)	Duitsland (zuid)	350	45	8,4
<i>Totaal</i>		650		15,6

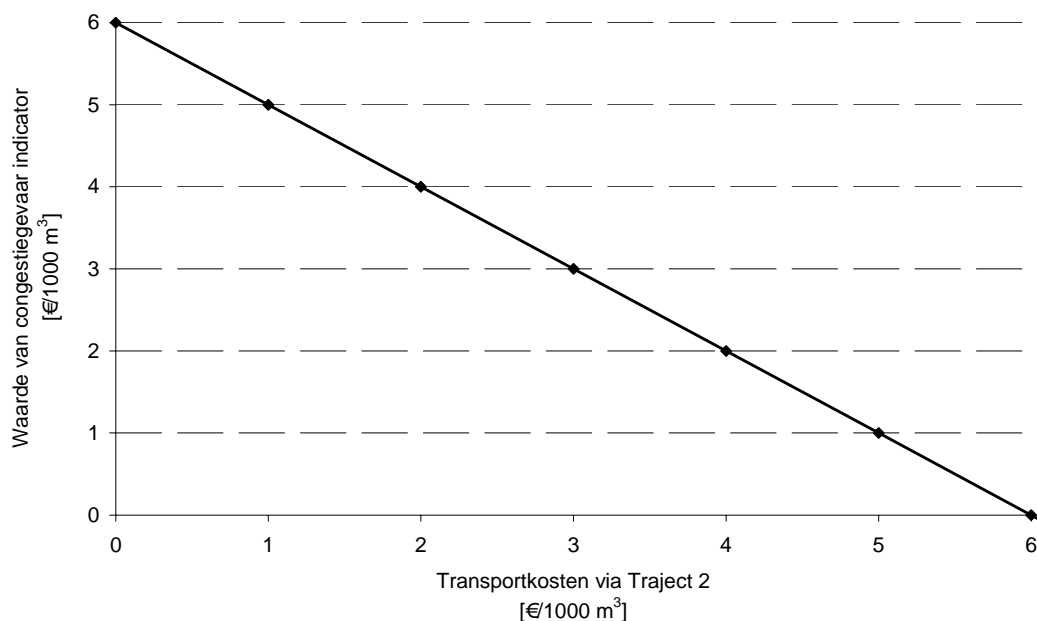
De generieke methode die in deze studie wordt gebruikt om transportkosten als input te definiëren wijkt op twee belangrijke punten af van de werkelijkheid. Ten eerste leiden de veronderstelde afstanden (van en naar een centraal punt in de betreffende landsdelen) tot een 'lang' omleidingstraject via Nederland (Traject 2). In werkelijkheid ligt het aanlandingspunt van Noors gas in Duitsland vlakbij de Nederlandse grens en stroomt het gas via pijpleidingen in het oosten van Nederland snel door naar de exportstations in bijvoorbeeld Winterswijk/Zevenaar. Ten tweede zijn gastransportkosten in Nederland in werkelijkheid afhankelijk van de ingekochte capaciteit en gebruikt volume. De veronderstelling is dat de ingekochte capaciteit volledig wordt benut.

Beide punten leiden tot veel hogere kosten van transport via Nederland (Traject 2), dan via Duitsland (Traject 1) in deze studie. Arthur D. Little (2004) toont echter aan dat de transportkosten in Nederland in de meeste gevallen juist lager zijn dan in Duitsland. In het kader van deze studie wordt daarom in de basisvariant (BC) als uitgangspunt genomen dat de transportkosten via Traject 1 en 2 gelijk zijn (dit wordt bereikt door de kosten van Traject 1 kunstmatig te verhogen met 9,6 €1000 m³, naar 15,6 €1000 m³, zie Paragraaf 3.1).⁷

Figuur 2.2 toont het lineaire verband tussen transportkosten van Traject 2 en de congestiegevaar indicator voor het Nederlandse noord-zuid traject (Traject 2b). Hierbij blijven de transportkosten op Traject 1 en de transportcapaciteiten onveranderd en wordt een perfecte markt verondersteld. De hoogte van de congestiegevaar indicator is gelijk aan het verschil tussen de transportkosten over beide trajecten. Initieel zijn de kosten van transport via het Duitse traject (Traject 1) 6 €1000 m³. Als de transportkosten via het Nederlandse traject (Traject 2) bijvoorbeeld 5 €1000 m³ bedragen, dan resulteert dit in een congestiegevaar indicator voor Nederland van 1 €1000 m³.⁸

⁷ Deze verhoging heeft plaatsgevonden tijdens de kalibratie van het model. De bepaling van de gastransportkosten is geen uitkomst van het model.

⁸ Daarom is de waarde van de congestiegevaar indicator direct afhankelijk van de hoogte van de transportkosten over Traject 1 en is het weinig zinvol om op de x-as de verhouding tussen transportkosten via Traject 2 en Traject 1 weer te geven.



Figuur 2.2 *Relatie tussen transportkosten via Traject 2 en de congestiegevaar indicator in Nederland*

2.3.3 De rol van de transportnetwerkbeheerder (TSO)

De veronderstelling is dat het gehele Europese gastransportnetwerk in beheer is van een ‘Transmission System Operator’ (TSO) die een passieve, volgende rol heeft in het model. De TSO is volgend in de zin dat deze geen marktmacht toepast bij het optimaliseren van zijn inkomsten of winsten. Daarnaast is de TSO passief te noemen in de zin dat deze niet reageert op marktcondities, zoals congestie, door middel van nieuwe investeringen. Dit is inherent aan het statische karakter van het model. De TSO incasseert simpelweg de inkomsten uit transport via de transportkostencomponent. Deze speler is dus niet in staat marktmacht uit te oefenen of zich op andere wijze strategisch te gedragen.⁹

2.4 Relevante parameters voor de analyse

Een eerste stap naar beantwoording van de vraagstellingen is het helder formuleren en afbaken van kernbegrippen als ‘omleidingsstroom’ en de concrete invulling hiervan in de context van eventuele congestie op het Nederlandse gastransportnetwerk. Deze stap wordt gezet in deze paragraaf.

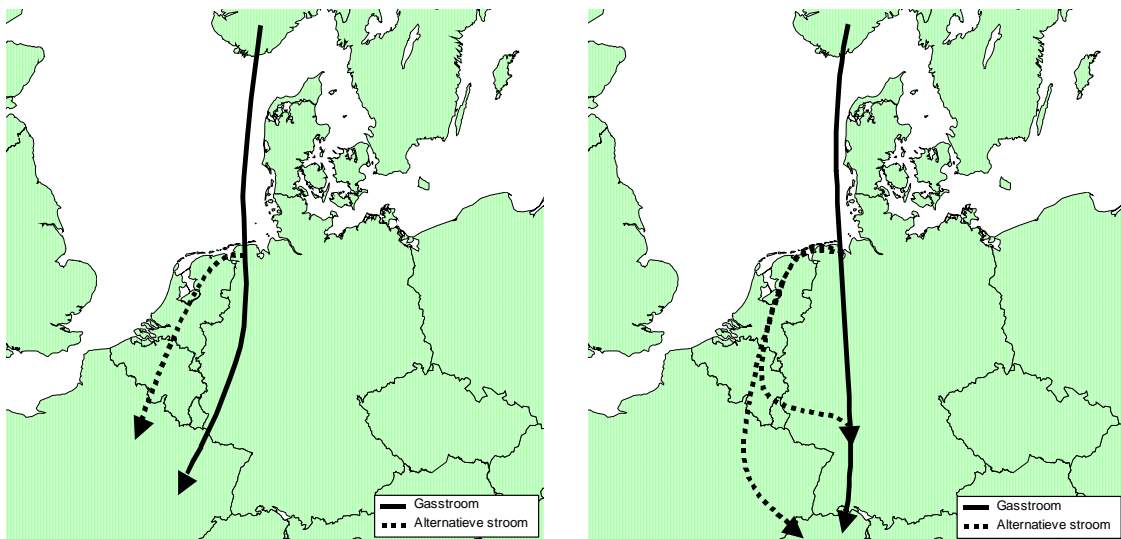
Om de analyse te focussen, ligt de nadruk in deze studie met name op de gasstromen die in zuidelijke richting door Nederland en Duitsland gaan. Deze gasstromen worden begrensd door de transportcapaciteit, die een exogene, dus vooraf opgelegde beperking, in het model is. De transportcapaciteit in de uitgangssituatie is 100 miljard kubieke meter per jaar in Nederland en 85 miljard kubieke meter per jaar in Duitsland.

Het getransporteerde volume aan aardgas (de gasstroom) is een output (endogene variabele) van het model. Omdat iedere producent transportcapaciteit contracteert/inkoopt ten behoeve van levering/verkoop aan de eindverbruiker, is ook de ‘samenstelling’ van deze gasstroom bekend. Iedere resulterende combinatie van herkomst, route en bestemming is dus een apart ‘contract’ in de modelsimulaties.

⁹ Dit houdt tevens in dat een expliciete modellering van één TSO per regio geen invloed heeft op de resultaten.

Het is vervolgens de vraag of een (deel van een) bepaalde gasstroom ook als zogenaamde omleidingsstroom kan worden beschouwd. Figuur 2.3 geeft een tweetal voorbeelden met betrekking tot deze vraag. De eerste figuur laat een exportstroom zien van Noors gas naar Frankrijk. Puur geografisch gezien lijken beide trajecten optimaal. Dit ligt anders in het tweede voorbeeld waar Noors gas naar Zwitserland wordt getransporteerd. Nu is een directe stroom door het Duitse gastransportnetwerk zowel geografische als fysiek optimaal. De alternatieve routes door Nederland en België hebben de voorkeur wanneer er een duidelijk kostenvoordeel aan deze trajecten verbonden is.¹⁰

Eén van de kenmerken van een omleidingsstroom is het verschil met een uitgangssituatie. Omleidingsstromen zijn per definitie niet identificeerbaar in één statische situatie, maar moeten worden afgeleid uit een vergelijking tussen twee situaties (varianten in deze studie). In de context van deze studie betekent dit dat de situatie voor tariefverlaging (waarin de totale kosten voor Traject 1 en Traject 2 gelijk zijn verondersteld) wordt vergeleken met de situatie na tariefsverlaging. De parameters die bij deze vergelijking centraal staan zijn (i) het gasvolume getransporteerd door Nederland, (ii) het gasvolume getransporteerd door Duitsland, en (iii) de congestiegevaar indicator voor het traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland. De eerste parameter geeft aan of er nog resterende capaciteit in het Nederlandse net aanwezig is. De tweede parameter laat zien hoeveel gas er in theorie vanuit het Duitse gastransportnetwerk omgeleid kan worden naar het Nederlandse. De derde parameter ten slotte, geeft de mate van congestie weer en is alleen relevant in het geval in de uitgangssituatie alle capaciteit reeds ten volle wordt benut.

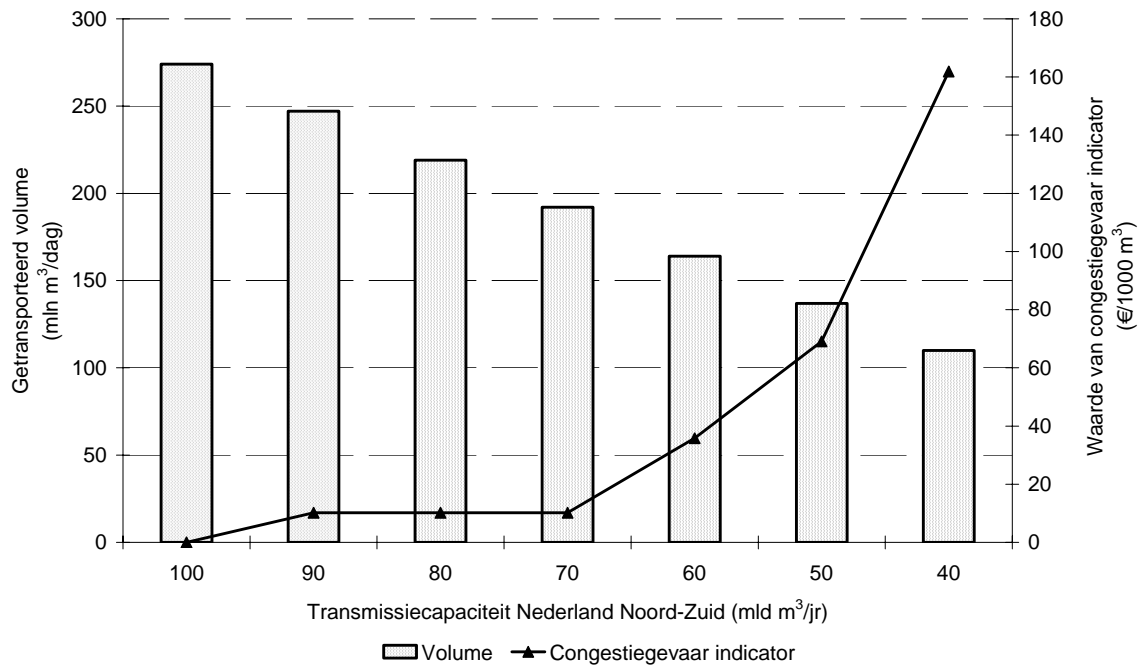


Figuur 2.3 Omleidingsstroom: contra-intuïtief of niet?

Figuur 2.4 geeft de relatie weer tussen enerzijds een dalende transportcapaciteit en anderzijds het getransporteerde volume en de congestiegevaar indicator op het Nederlandse noord-zuid traject (Traject 2b), bij onveranderde transportkosten in een perfecte markt. Als het de waarde van de congestiegevaar indicator nul is, dan wordt óf de beschikbare transportcapaciteit niet volledig benut, óf de capaciteit wordt wel volledig benut maar is precies toereikend om alle vragers naar capaciteit van dienst te zijn. Pas bij het beperken van de capaciteit tot 94 mld m³/jr. ontstaat er enige congestie (de waarde van de congestiegevaar indicator wordt 0,2 €1000 m³, niet in de figuur aangegeven). Vervolgens loopt deze waarde snel op bij verder beperken van de capaciteit, om bij een capaciteit van 91 mld m³/jr. voorlopig te stabiliseren op 10,2 €1000 m³. Zolang de waarde van de congestiegevaar indicator stabiel blijft betekent dit dat er nog alternatieve routes beschikbaar zijn om gas tegen deze kosten/tarieven te transporteren. Pas bij een verdere verla-

¹⁰ In werkelijkheid spelen daarnaast zaken als gunstige transportvoorwaarden, lage transactiekosten etc. een rol bij de keuze voor een transportcontract en -route. Deze zijn echter niet in de analyse van deze studie betrokken.

ging van de transportcapaciteit beneden de 70 mld m³/jr leidt tot een verdere stijging van de waarde van de congestiegevaar indicator.



Figuur 2.4 *Relatie tussen transportcapaciteit, getransporteerd volume en de congestiegevaar indicator in Nederland*

De discussie van de resultaten van het model richten zich met name op transport van Noord-Nederland naar Zuid-Nederland (de stippellijn in Figuur 2.3). In de analyse zal de nadruk liggen op een drietal elementen, te weten:

1. De congestiegevaar indicator voor het traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland;
2. De potentiële omleidingsstroom, dat wil zeggen, de gasstroom die in potentie verplaatst wil worden van Noord-Duitsland - Zuid-Duitsland naar Noord-Nederland - Zuid-Nederland. Deze gasstroom is gedefinieerd als niet-Duits gas, bestaande uit transitogas en geïmporteerd gas van Noord-Duitsland naar Zuid-Duitsland.
3. De werkelijke omleidingsstroom, dat wil zeggen, de gemanifesteerde omleidingsstroom die uit de totale hoeveelheid transitogas op traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland bestaat.

3. Model simulaties

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt een aantal modelsimulaties gepresenteerd, besproken en becommentarieerd, met als uiteindelijk doel inzicht te bieden in de omleidings- en congestieproblematiek. Allereerst zal uitgebreid worden ingegaan op de basisvariant (BC). Daaropvolgend zal een aantal varianten ten opzichte van de BC aan bod komen. Tabel 3.1 geeft een overzicht van gedefiniëerde varianten.

Tabel 3.1 *Overzicht varianten*

Variant	Producentengedrag	
	Volledige mededinging	Strategisch gedrag
Variant 0: gelijke transportkosten voor vervoer van gas via Duitsland (Traject 1) en Nederland (Traject 2)	BC (basis variant)	S0 (basis variant met strategisch gedrag)
Variant 1: transportkosten voor vervoer via Nederland (Traject 2) zijn met 15% verlaagd tot 13,2 €1000 m ³	P1 (lagere tarieven)	S1 (lagere tarieven met strategisch gedrag)
Variant 2: transportcapaciteit in Nederland is met 20 mld m ³ /jr. verkleind	P2 (lagere capaciteit)	S2 (lagere capaciteit met strategisch gedrag)
Variant 3: een 20% hogere gasvraag in heel Europa	P3 (hogere vraag)	S3 (hogere vraag met strategisch gedrag)
Variant 4: combinatie van variant 1 en variant 2	P4 (lagere tarieven en lagere capaciteit)	-
Variant 5: combinatie van variant 1 en variant 3	P5 (lagere tarieven en hogere vraag)	-

Een belangrijke factor in het model is de mate van concurrentie op de markt onder de producenten van gas. Het (economisch) gedrag van producenten kan perfect concurrerend zijn (alle producenten zijn prijsnemer) of strategisch (producenten houden rekening met de invloed van eigen beslissingen op de beslissingen van andere producenten). In werkelijkheid zal het gedrag van gasproducenten zich tussen deze twee uitersten bewegen. Er is daarom voor gekozen om de varianten 0 tot en met 3 zowel onder de veronderstelling van volledige mededinging als strategisch gedrag te simuleren. Daarnaast is er nog een tweetal varianten toegevoegd onder de veronderstelling van volledige mededinging (P4 en P5). Deze zullen echter wat minder aandacht krijgen in de bespreking, omdat de resultaten ervan niet tot wezenlijk andere inzichten leiden (in Tabel 3.1 zijn deze derhalve cursief weergegeven).

Variant 0

In de basisvariant (BC) wordt verondersteld dat de kosten van gastransport van Noord-Duitsland naar Zuid-Duitsland via de directe route en via de omleidingsroute door Nederland gelijk zijn. Omdat de transportkosten volgens de door ons veronderstelde afstandsafhankelijke tarieven (zie Tabel 2.3) niet gelijk zijn, worden de transportkosten van Noord- naar Zuid-Duitsland met 9,6 €1000 m³ verhoogd. De reden om tot deze gelijkstelling van kosten over te

gaan is het verkrijgen van een ‘zuivere’ uitgangspositie en een goede kalibratie van het model. Wanneer er in de basisvariant (BC) reeds een verschil in transportkosten zou zijn, is het lastiger vast te stellen welk effect een toenemend verschil hierin heeft op de gasstroom op het Nederlandse traject. Als er al congestie op deze delen van het gastransportnetwerk optreedt in de basisvariant (BC), dan wordt dit in ieder geval niet veroorzaakt door een reeds bestaand verschil in de transportkosten.

Variant 1

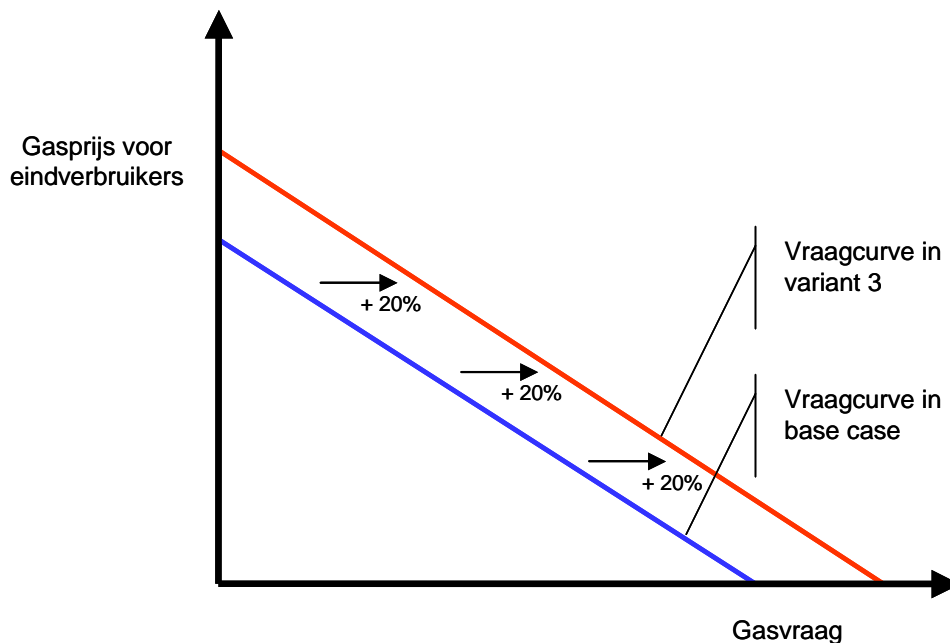
Variant 1 wordt gekenmerkt door een verlaging van het Nederlandse transporttarief met 2,4 tot 0 € per 1000 m³ op Traject 2b. Hierdoor worden de transportkosten 13,2 € per 1000 m³ per jaar op Traject 2, terwijl ze voordien 15,6 € per 1000 m³ bedroegen (een verlaging van 15% dus). De omvang van deze verlaging is arbitrair.¹¹ Door deze verlaging ontstaat er een verschil in transportkosten in het vervoeren van elke kubieke meter gas van Noord- naar Zuid-Duitsland door Duitsland of Nederland ten faveure van het Nederlandse traject.

Variant 2

Ook de beschikbare transportcapaciteit kan een potentiële veroorzaker van congestie zijn. Daarom wordt in variant 2 de gastransportcapaciteit van Noord- naar Zuid-Nederland met 20 miljard m³ per jaar beperkt ten opzichte van de oorspronkelijke 100 miljard m³ per jaar in de basisvariant (BC).

Variant 3

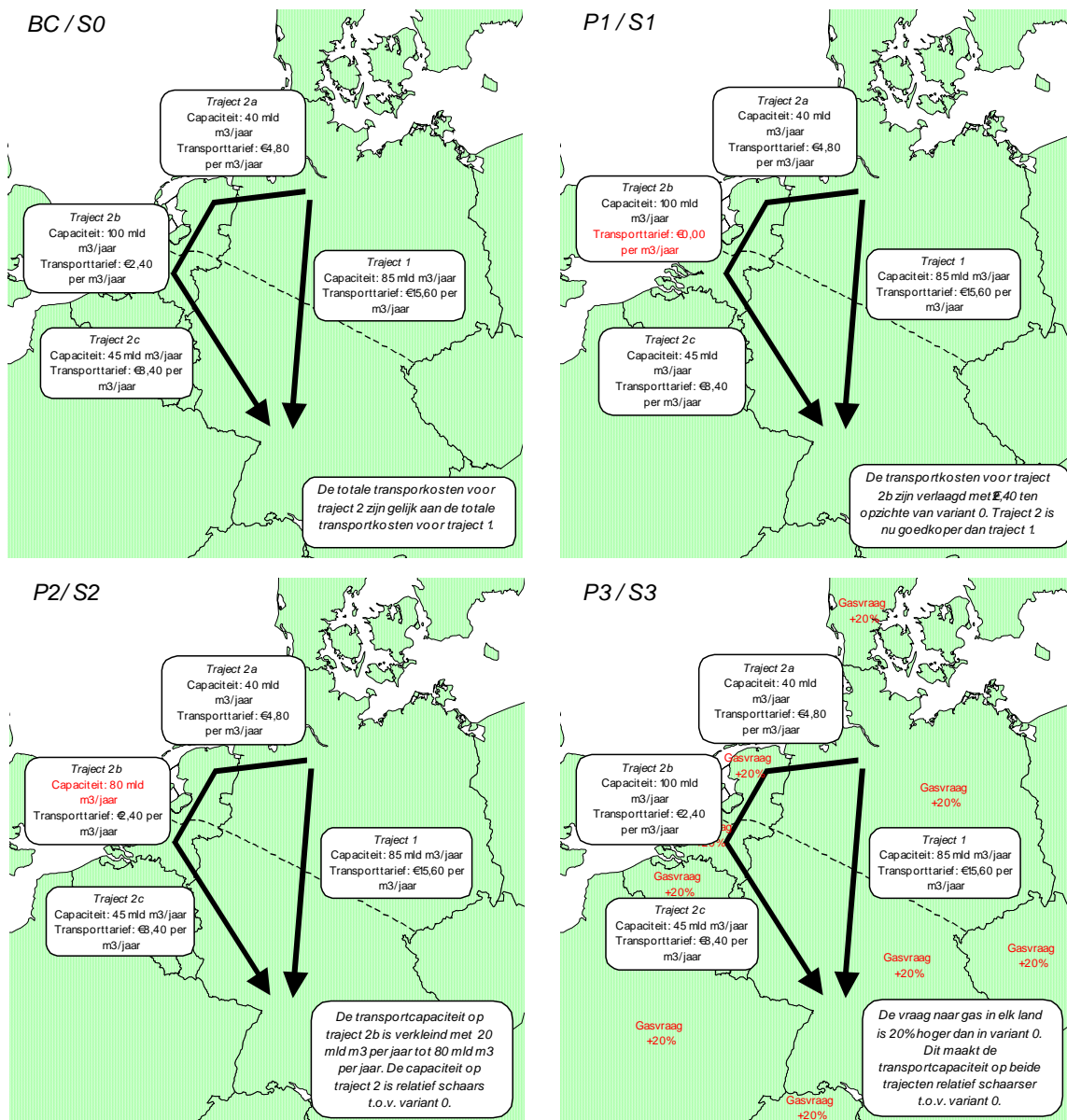
Om de effecten van een grotere vraag naar gas op het ontstaan van congestie te analyseren is in variant 3 de vraag naar gas in alle landen en sectoren 20% hoger dan in de basisvariant (BC). In grafische termen betekent dit dat de vraagcurve voor elke sector en in elk land naar rechts opschuift. Deze verschuiving is weergegeven in Figuur 3.1.



Figuur 3.1 Abstracte weergave van vraagverschuiving in variant 3

Figuur 3.2 geeft ten slotte een geografische weergave van de gedefinieerde varianten. Hierin zijn de wijzigingen ten opzichte van de basisvariant (BC) met rood aangegeven.

¹¹ De uitkomsten van het model zijn overigens vrij ongevoelig voor een verandering van transportkosten. Gebruikers van het transportnet zullen altijd voor het goedkoopste traject kiezen, ook al is het voordeel slechts marginaal. Dit punt wordt ook toegelicht in Paragraaf 2.4.



Figuur 3.2 Grafische weergave van de gebruikte varianten

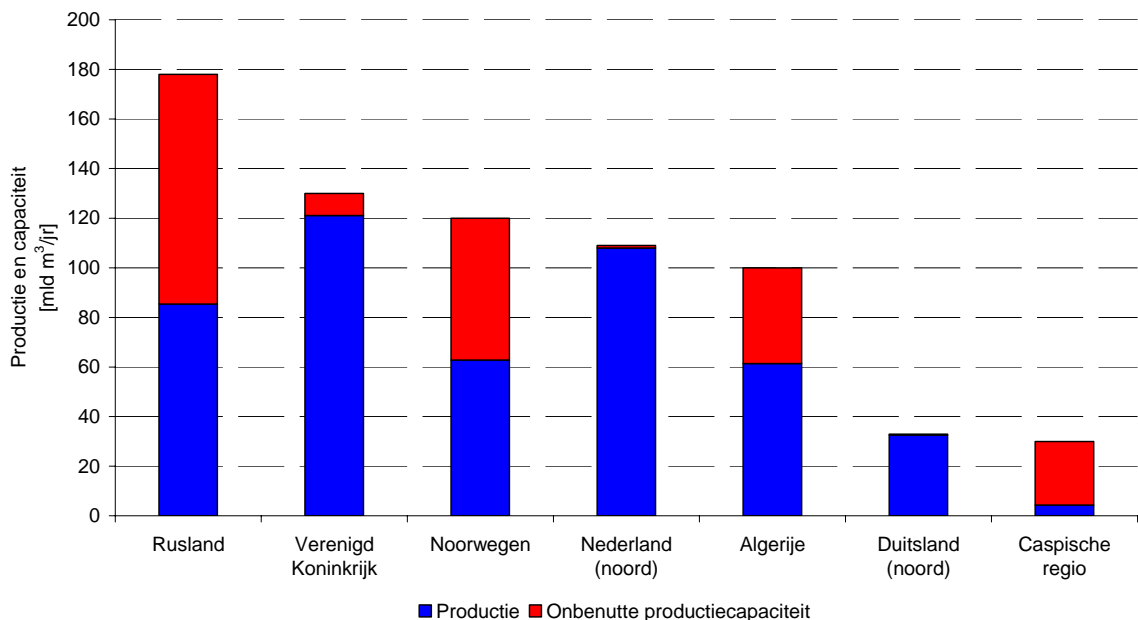
In Paragraaf 3.2 wordt allereerst de basisvariant (BC) besproken. Hierin wordt uitgebreid ingegaan op de uitkomsten en achterliggende mechanismen. De uitkomsten van de basisvariant (BC) wordt vergeleken met observaties uit de markt op punten van consumptie, productie, en prijzen. Hierbij ligt de nadruk op Nederland en direct omliggende landen. Dit inzicht kan helpen bij de analyse van de andere varianten. In Paragraaf 3.3 worden de verschillende varianten tegenover de basisvariant (BC) geplaatst.

Voor de modeluitkomsten van GASTALE geldt overigens, net als voor elk ander economisch model, dat deze een abstractie zijn van de werkelijkheid. Eventuele afwijkingen worden veroorzaakt door de aan het model ten grondslag liggende aannames en simplificaties. Dit heeft als gevolg dat de precieze getallen in de uitkomsten kunnen afwijken van de werkelijkheid, maar de orde van grootte en de richting van de resultaten zijn wel betrouwbaar.

3.2 Basisvariant (BC): gelijke transportkosten in een perfecte markt

3.2.1 Productie

Figuur 3.3 laat de productie van gas zien zoals die in de basisvariant (BC) wordt gerealiseerd. De productie is gerelateerd aan de veronderstelde productiecapaciteit, zodat inzicht in de benutting van de productiecapaciteit wordt verkregen. Er dient te worden opgemerkt dat de voor Rusland afgebeelde capaciteit niet de productiecapaciteit weergeeft maar de *exportcapaciteit* naar Europa. Voor deze modellering is gekozen omdat Rusland niet in het model verwerkt is als gas consumerend land en omdat export van Rusland naar niet-Europese landen niet is meegenomen. Uit de figuur blijken zowel Rusland als Noorwegen aanmerkelijk minder te produceren dan mogelijk. Dit is terug te voeren op de aldus gemodelleerde relatief hoge productie- en transportkosten voor deze landen ten opzichte van bijvoorbeeld het Verenigd Koninkrijk en Nederland. Vooral Nederland produceert hier meer dan in werkelijkheid. Een verklaring is de afwezigheid van een in werkelijkheid toegepast productieplafond op het, naar Europese maatstaven, zeer goedkope Groningen veld.



Figuur 3.3 *Productie en productiecapaciteit in de basisvariant (BC)*

3.2.2 Consumptie

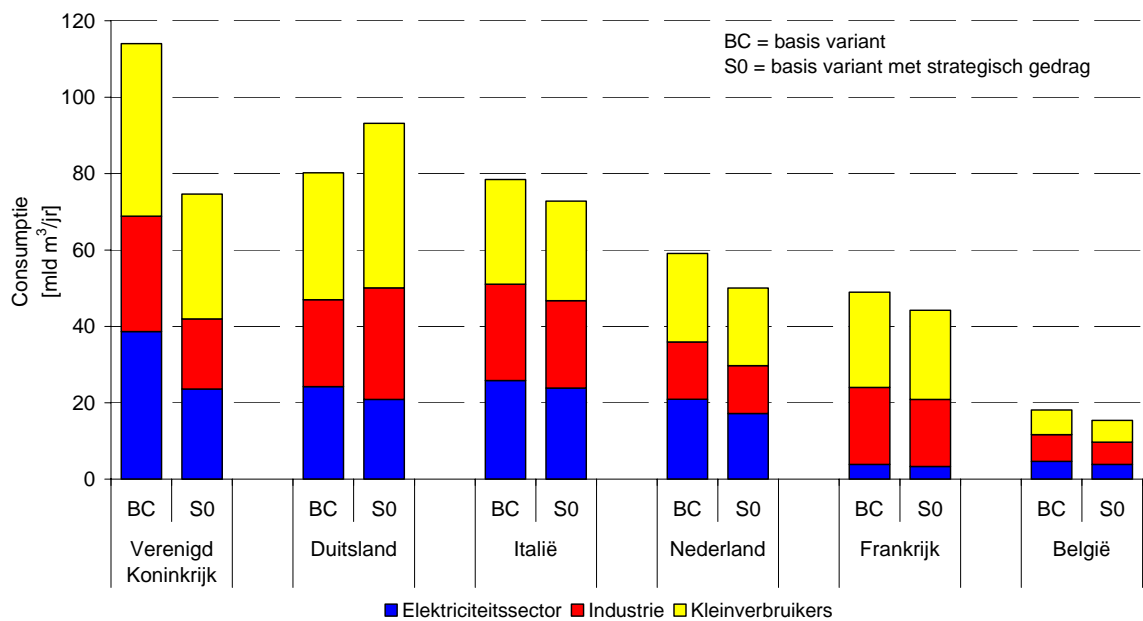
Figuur 3.4 geeft een beeld van de totale geconsumeerde hoeveelheid gas, en de verdeling hiervan over de drie sectoren voor de basisvariant (BC). Hierin is onder meer te zien dat de Nederlandse gasconsumptie in deze case hoger ligt dan het werkelijke niveau. In 2001 werd er bijvoorbeeld in totaal 50 mld m³ verbruikt in Nederland (IEA, 2003), terwijl de modelsimulatie uitkomt op iets meer dan 59 mld m³ per jaar. Ook de gemodelleerde consumptie in de andere landen komt hoger uit dan in werkelijkheid. Een belangrijke oorzaak is vooral de veronderstelde perfecte markt. In het geval van Nederland kan ook de toewijzing van productiecapaciteit een rol spelen, omdat deze in de praktijk beperkter is vanwege het kleine veldenbeleid, om zo de capaciteit van het Groningen veld te sparen voor een optimaal gebruik op een langer termijn (Algemene Energieraad, 2005). Daarom zijn ter vergelijking ook de resulterende consumptievolumes in het geval van strategisch gedrag (variant S0) in Figuur 3.4 opgenomen.

Daarnaast speelt de veronderstelde prijselasticiteit van de vraag een rol: om een evenwicht te vinden onder volledige mededinging vinden er verschuivingen plaats over de vraag curve, lei-

dende tot lagere prijzen en een hogere vraag in West Europa, terwijl het omgekeerde plaatsvindt in Oost Europa. Bijvoorbeeld als de gemodelleerde vraagcurven zouden worden gebaseerd op elasticiteiten van -0,1 voor alle sectoren in Nederland (in plaats van de modelinput van -0,25, -0,4 en -0,75 voor respectievelijk kleinverbruikers, industrie en elektriciteitsproducenten), dan resulteert, na nogmaals runnen van de basisvariant (BC), een consumptie van 52 mld m³ per jaar in Nederland.

In de basisvariant (BC) en de overige varianten handhaven we echter de algemene elasticiteiten van -0,25 voor kleinverbruikers, -0,4 voor de industrie en -0,75 voor elektriciteitsproducenten om de vraagcurve te kalibreren. Achteraf, dus na de modelsimulatie, kan de elasticiteit in het evenwicht worden berekend en vergeleken met de initieel verondersteld elasticiteit. Dit is in Bijlage B voor de basisvariant (BC) gedaan.

In de literatuur is er een veel discussie over de precieze hoogte van de vraagelasticiteit die in marktmodellen (waarvan GASTALE er één is) worden gebruikt. Waar het in essentie om gaat is dat de relatieve verhoudingen kloppen. Dat is het geval. Huishoudens hebben de minste mogelijkheden om te reageren op prijssignalen en zij hebben de laagste elasticiteit toegewezen gekregen. De industrie heeft meer mogelijkheden, terwijl de elektriciteitsproducenten er zelfs voor kunnen kiezen om met andere brandstoffen te gaan produceren (olie, kolen of biomassa) en zijn dus het meest flexibel.

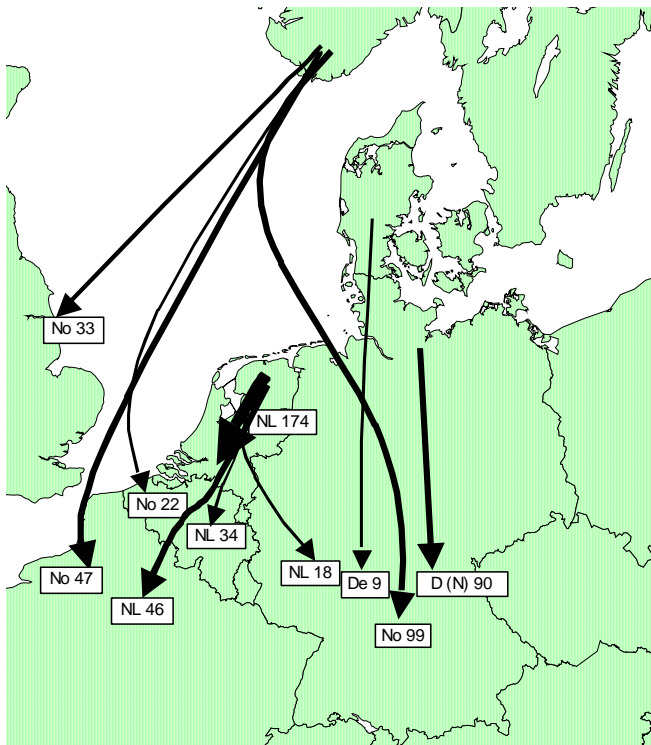


Figuur 3.4 Gasconsumptie per land, per sector in de basisvariant (BC) en in de strategische basisvariant S0

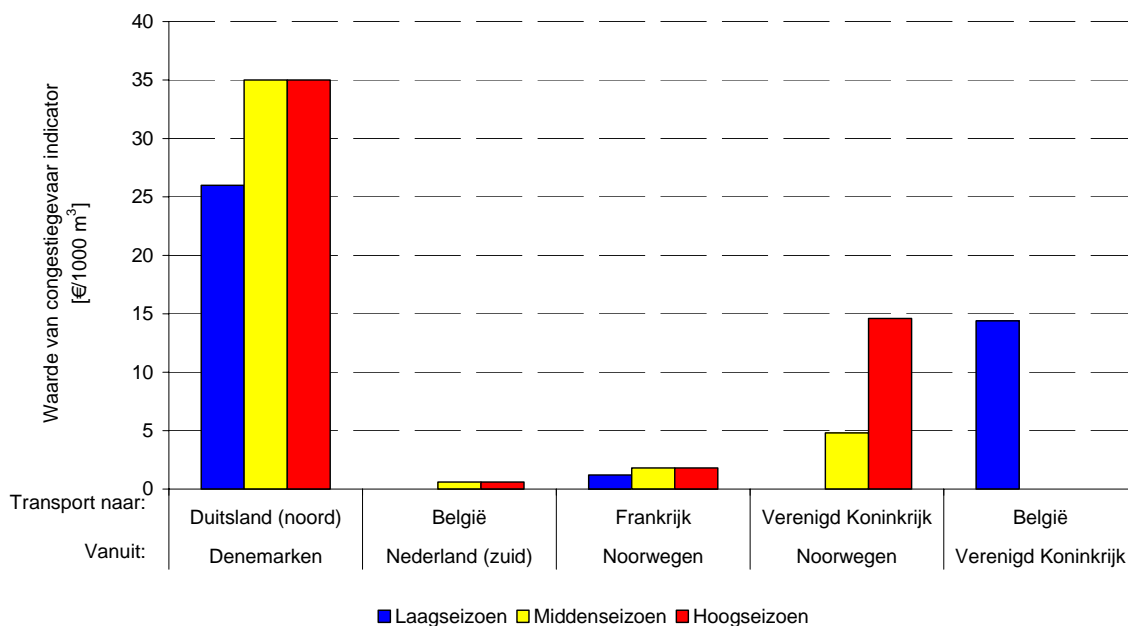
3.2.3 Transport

Gegeven de vraag naar gas in elke sector in elk land, de beschikbare transport- en productiecapaciteit en de kosten hiervan geeft GASTALE het optimale evenwicht wat betreft de productie, consumptie en het traject waarlangs het gas van producent naar consument stroomt. Ondanks dat in GASTALE niet expliciet (lange-termijn) contracten zijn gemodelleerd kunnen de resulterende gasstromen worden gezien als transportcontracten die per seizoen verschillen. Er wordt dan geen rekening gehouden met het feit dat de moleculen in het gastransportnetwerk in werkelijkheid niet identificeerbaar zijn.

Figuur 3.5 geeft een geografisch beeld van de gasstromen zoals die tot stand komen in de basisvariant (BC) tijdens het hoogseizoen. Let wel dat alleen de daadwerkelijke stromen te zien zijn: pijpleidingen die niet gebruikt worden zijn niet terug te vinden in de figuur. De dikte van de lijn in de figuur weerspiegelt de omvang van de stroom op dat traject. De figuur laat zien dat er in het hoogseizoen in de basisvariant (BC) geen transitogas uit bijv. Noorwegen door Nederland stroomt. Uit deze figuur is niet af te lezen of er congestie is op de trajecten. Figuur 3.6 laat daarom de waarde van de congestiegevaar indicator zien voor een aantal pijplijnverbindingen in Noordwest-Europa. Op het Nederlandse traject (Traject 2b) en op Duitse traject (Traject 1) is er geen congestie. Wel is er congestie op het traject Zuid-Nederland - België. Verder valt op dat vooral de interconnectie tussen Denemarken en Noord-Duitsland een hoge congestiegevaar indicator heeft. Ook de exportverbindingen van Noorwegen naar Frankrijk en Engeland staan onder 'congestie'. De interconnector tussen België en het Verenigd Koninkrijk is overbezet (in de richting van België) in het laagseizoen. Dit is de periode waarin het Verenigd Koninkrijk een overschot aan gas kent en deze overproductie naar continentaal Europa wil exporteren.



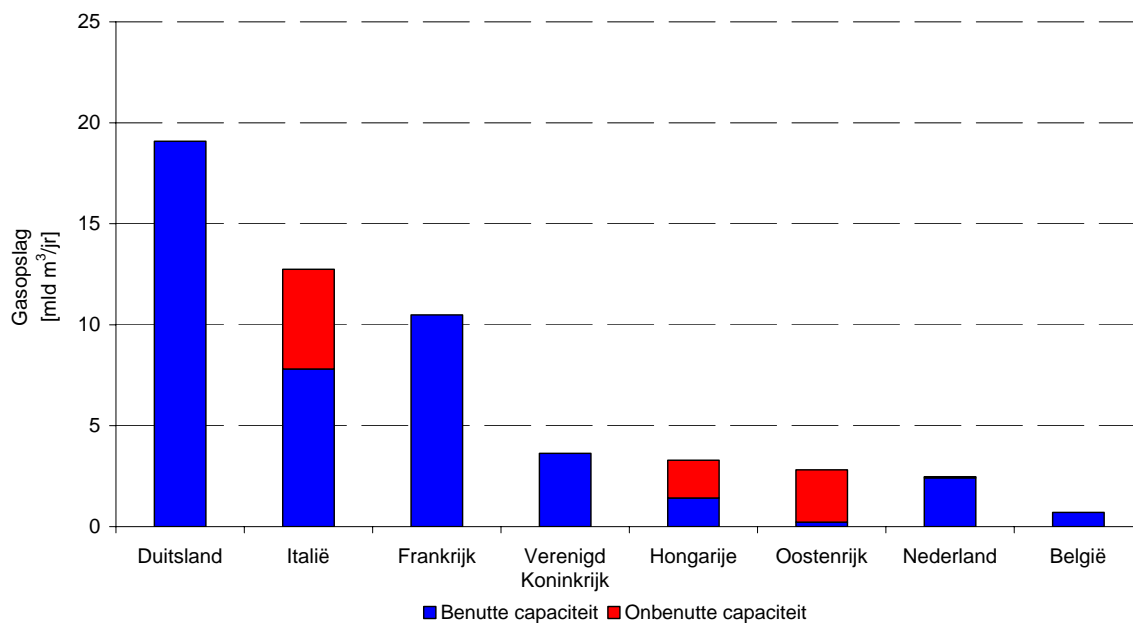
Figuur 3.5 Europese gasstromen (mln m³/dag) in de basisvariant (BC) in het hoogseizoen
 Noot: De afkortingen staan voor Nederland (NL), Noord-Duitsland (D (N)), Noorwegen (No) en Denemarken (De).



Figuur 3.6 Waarde van de congestievaar indicator voor een aantal trajecten in Noordwest-Europa

3.2.4 Opslag

De eigenaren van gasopslagfaciliteiten hebben de mogelijkheid om gas in te kopen in het laagseizoen, en deze weer op de markt te zetten gedurende het midden- en hoogseizoen. Figuur 3.7 laat zien in welke mate dit, in een selectie van landen, gebeurt in de basisvariant (BC). Opvallend hierbij is de maximale benutting van beschikbare capaciteit in Nederland en omliggende landen, terwijl landen in zowel Zuid- als Oost-Europa (niet allemaal in de figuur getoond) nog over enige onbenutte capaciteit beschikken.



Figuur 3.7 Benutte en totale werkkapaciteit van gasopslag in de basisvariant (BC)

In het navolgende wordt ingegaan op de effecten van 1) lagere Nederlandse transportkosten (varianten P1 en S1), 2) kleinere Nederlandse transportcapaciteit (variant P2), 3) een hogere vraag

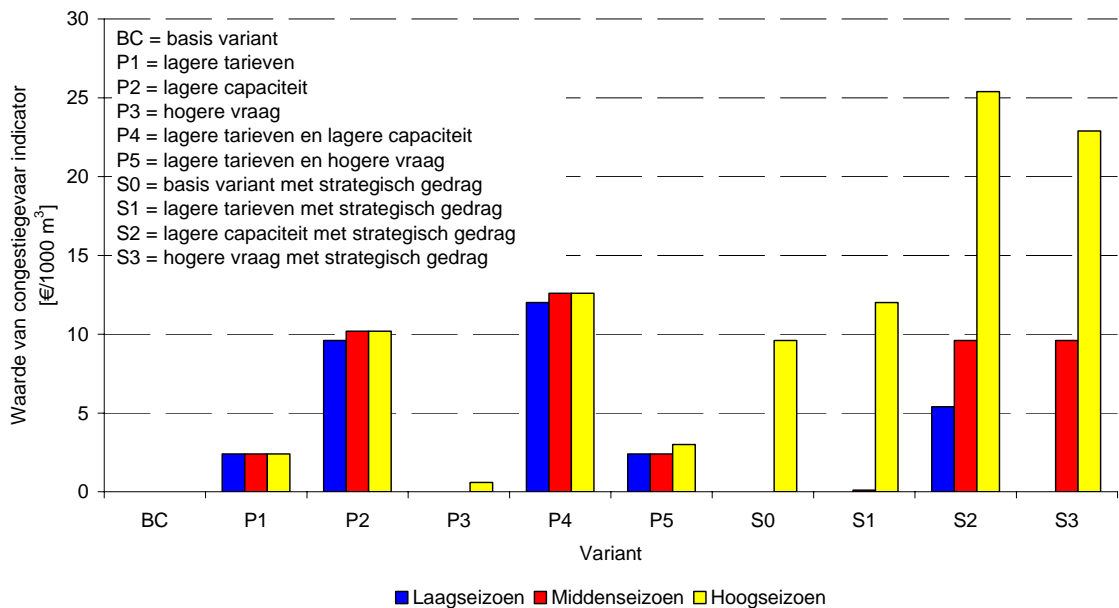
naar gas (variant P3), en 4) strategisch gedrag van producenten (variant S0). Hierbij worden de modelresultaten van de verschillende varianten vergeleken met de resultaten in de basisvariant (BC).

3.3 Varianten op de basisvariant (BC)

De alternatieve varianten (P1-P5 en S0-S3) worden in deze paragraaf besproken. Eerst wordt in Paragraaf 3.3.1 een overzicht geboden van de voor de vraagstelling relevante outputdata voor elk van de varianten. Vervolgens wordt deze outputdata in de daaropvolgende paragrafen per variant geanalyseerd.

3.3.1 Output van de simulaties

Figuur 3.8 laat de hoogte van de congestiegevaar indicator zien voor het Nederlandse noord-zuid traject (Traject 2b) bij elke variant (3^e kolom van Tabel 3.2). Een figuur met de congestiegevaar indicatoren voor de Duitse noord-zuid verbinding (Traject 1) is niet opgenomen aangezien er in geen van de varianten congestie optreedt op dit traject. Een belangrijke aanname in de analyse is dat wanneer het congestiegevaar indicator nul is, wordt aangenomen dat er geen potentiële omleiding en geen verdringing van gas is.



Figuur 3.8 Waarde van de congestiegevaar indicator op Traject 2b van Noord- naar Zuid-Nederland per variant en per seizoen

Uit Figuur 3.8 blijkt dat er vooral in het hoogseizoen congestie optreedt tussen Noord- en Zuid-Nederland. De congestiegevaar indicator loopt dan op tot iets meer dan €25 per 1000 m³ in variant S2; een variant waarin producenten zich strategisch gedragen en de capaciteit op dit traject is verlaagd ten opzichte van de basisvariant (BC). In de varianten P1, P2, P4, P5 en S2 is sprake van algehele schaarste in die zin dat er in elk seizoen congestie plaatsvindt. Ook valt het op dat de waarden van de congestiegevaar indicator zeer gelijkmatig zijn verdeeld onder volledige mededinging, dit in contrast met de varianten met strategisch gedrag. Vooral onder strategisch gedrag laat de transportbeperking zich dus nadrukkelijk voelen. Een mogelijke verklaring voor deze observatie ligt in de capaciteit van opslagfaciliteiten. In de varianten met strategisch gedrag is er een grotere vraag naar opslagcapaciteit in vergelijking met de varianten onder volledige mededinging.

De relevante outputdata voor alle varianten zijn opgenomen in Tabel 3.2. De eerste twee kolommen geven respectievelijk de variant en het seizoen weer. Kolom drie geeft vervolgens de waarde van de congestiegevaar indicator op het traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland (Traject 2b). De vierde en de vijfde kolom bevatten de totale gasstroom (in mln m³ per dag) die van noord naar zuid door respectievelijk Nederland en Duitsland stroomt. Dit biedt inzicht in de veranderingen in de gasstromen in de verschillende varianten. Kolom zes bevat het transitogas dat door Nederland stroomt. Veranderingen in het transitogas duiden mogelijk op omleidingsstromen. Kolom zeven geeft het transitogas en importgas weer dat door Duitsland stroomt. Deze zijn net als in de analyse van perfecte competitie de potentiële omleidingsstromen bestaande uit niet-Duits gas op Traject 1. De achtste en negende kolom geven tenslotte de additionele omleidingen weer ten opzichte van de gasstromen in basisvariant (met strategisch gedrag voor de cases S1, S2 en S3) in respectievelijk kolom zes en zeven. Bijlage C geeft een meer gedetailleerd overzicht van de herkomst en bestemming van gasstromen door Nederland en Duitsland.

De laatste twee kolommen bevatten zoals gezegd respectievelijk de additionele werkelijke en potentiële omleidingsstroom. Deze stromen worden op de volgende manier geïdentificeerd. De werkelijke omleidingsstroom is uit trajectgegevens direct af te lezen. Voor het identificeren van de potentiële omleidingsstroom moet de gasstroom op het Duitse noord-zuid traject nader in ogenschouw worden genomen. Het blijkt dat vooral Noorse en Deense partijen die hun gas exporten naar Zuid-Duitsland en verder (Italië etc.), graag via het goedkopere Nederlandse gastransportnetwerk zouden willen transporteren. We noemen deze, op het Duitse traject aanwezige stromen, 'potentiële omleidingsstromen'. De potentiële omleidingsstroom weerspiegelt dus alleen het niet-Duitse (voornamelijk Noors en Deens) gas op het Duitse traject. De stroom Noord-Duits gas is dus buiten beschouwing gelaten onder de aanname dat binnenlands geproduceerd gas prioritair via het eigen Duitse gastransportnetwerk wordt vervoerd. Het is echter zeer goed mogelijk dat ook de Noord-Duitse leveranciers bij de Nederlandse gastransporteur 'aankloppen' wanneer die de transporttarieven (verder) verlaagt.

Tabel 3.2 *Congestiegevaar indicator, gasstromen door Nederland en Duitsland, transitostromen door Nederland, transitoe- en importstromen door Duitsland, potentiële en werkelijke omleidingsstromen in de verschillende varianten*

[€1000m ³]	Congestiegevaar indicator voor Nederland	Gasstroom door Nederland	Gasstroom door Duitsland	Transito door Nederland	Transito & import door Duitsland	Additionele werkelijke omleiding ^a	Additionele potentiële omleiding ^a	
Seizoenen								
BC	Laag	0,00	274	27	2	14	-	-
	Midden	0,00	274	105	1	16	-	-
	Hoog	0,00	274	198	0	108	-	-
P1	Laag	2,40	274	26	1	18	-1	5
	Midden	2,40	274	104	0	70	-1	54
	Hoog	2,40	274	198	0	128	0	20
P2	Laag	9,60	219	81	0	46	-2	32
	Midden	10,20	219	138	0	49	-1	33
	Hoog	10,20	219	233	0	143	0	35
P3	Laag	0,00	246 ^b	69	0	0	-2	-14
	Midden	0,00	274	185	0	95	-1	79
	Hoog	0,60	274	233	8	143	8	35
P4	Laag	12,00	219	81	0	46	-2	32
	Midden	12,60	219	138	0	49	-1	33
	Hoog	12,60	219	233	0	143	0	35
P5	Laag	2,40	274	41	0	0	-2	-14
	Midden	2,40	274	184	0	94	-1	78
	Hoog	3,00	274	233	8	143	8	35
S0	Laag	0,00	238 ^b	71	9	24	10	7
	Midden	0,00	272 ^b	66	29	33	17	28
	Hoog	9,60	274	102	18	63	-45	18
S1	Laag	0,00	271 ^b	43	37	10	28	-14
	Midden	0,10	274	65	30	32	1	-1
	Hoog	12,00	274	102	18	63	0	0
S2	Laag	5,40	219	75	2	27	-7	3
	Midden	9,60	219	110	24	75	-5	42
	Hoog	25,40	219	146	10	98	-8	35
S3	Laag	0,00	272 ^b	71	21	35	12	11
	Midden	9,60	274	109	17	70	-12	37
	Hoog	22,90	274	162	6	111	-12	48

^a Varianten S1, S2, S3 betreffen additionele omleidingen ten opzichte van variant S0. Alle varianten met perfecte competitie en variant S0 betreffen additionele omleidingen ten opzichte van de basisvariant (BC). BC = basis variant, P1 = lagere tarieven, P2 = lagere capaciteit, P3 = hogere vraag, P4 = lagere tarieven en lagere capaciteit, P5 = lagere tarieven en hogere vraag, S0 = basis variant met strategisch gedrag, S1 = lagere tarieven met strategisch gedrag, S2 = lagere capaciteit met strategisch gedrag, S3 = hogere vraag met strategisch gedrag.

^b Hier is de gastransportcapaciteit van Noord- naar Zuid-Nederland niet ten volle benut.

Bij de bespreking van de verschillende varianten wordt veelvuldig naar Tabel 3.2 verwezen. In de volgende paragrafen worden de afzonderlijke effecten van de verschillende varianten besproken.

3.3.2 Effect van transportprijsverlaging in Nederland bij volledige mededinging (P1)

Uit de modeluitkomsten is duidelijk op te maken dat een verlaging van de transportkosten op het Nederlandse traject niet alleen zorgt voor congestie, maar tevens voor een grotere potentiële omleidingsstroom. Daar waar in de uitgangssituatie nog geen congestiegevaar bestond (maar waar de totale transportcapaciteit wel volledig benut werd) ontstaat bij een kostenverlaging van ongeveer 15% congestie (de congestiegevaar indicator bedraagt €2,40 per 1000 m³).

Congestie op het Nederlandse traject wordt veroorzaakt door het feit dat zowel de Noorse als de Deense shippers het gas nu liever via Nederland naar Zuid-Duitsland zouden willen vervoeren dan direct door het Duitse gastransportnetwerk. De door de Denen en Noren gewenste omleiding is niet direct terug te vinden in de resulterende gasstroom. Het zijn echter juist deze gebruikers die in werkelijkheid binnen een 'first-come first-served' regime het Nederlandse gas zullen verdringen van uit het Nederlandse gastransportnetwerk. Het 'first-come first-served' principe is niet gemodelleerd (er is geen 'voorrangsregel' voor buitenlands gas toegepast). In het model wordt aan alle gasvraag voldaan, de binnenlandse vraag in (Zuid-)Nederland prevaleert daarom in de resulterende gasstroom op het traject tussen Noord- en Zuid-Nederland. Dit betekent ook dat de 'restvraag' naar transportcapaciteit die overblijft nadat de maximale transportcapaciteit bereikt is¹², voor het merendeel uit transitogas bestaat.

In zowel de basisvariant (BC) als variant P1 vindt er nauwelijks transitoplaats door Nederland (enkel 1 à 2 mln m³ per dag in het laagseizoen). Dit betekent dat de geobserveerde omleidingsstroom hier over het hele jaar gezien gering is. Maar, zoals de congestiegevaar indicator reeds aangeeft is er een (grote) hoeveelheid potentiële omleidingsstroom waar te nemen. In het hoogseizoen bedraagt de additionele potentiële omleidingsstroom 20 mln m³ per dag, en in het middenseizoen maar liefst 54 mln m³ per dag. De totale potentiële omleidingsstroom over het gehele jaar gezien komt daarmee op iets meer dan 8 mld m³ per jaar,¹³ waarmee ongeveer 20% van de Zuid-Nederlandse consumptie kan worden verdrongen.

3.3.3 Effect van minder transportcapaciteit tussen Noord- en Zuid-Nederland bij volledige mededinging (P2)

Het effect van een beperking van de transportcapaciteit van de Nederlandse noord-zuid verbinding (Traject 2b) met 20 miljard kubieke meter op jaarbasis is te achterhalen door variant P2 met de basisvariant (BC) te vergelijken. Uit Figuur 3.8 is op te maken dat de waarde van de congestiegevaar indicator in deze variant circa €10 per 1000 m³ bedraagt, ongeacht het seizoen. Er is dus sprake van algehele (in alle seizoenen) schaarste op dit traject.

Uit Tabel 3.2 blijkt dat er een behoorlijke hoeveelheid aan potentiële omleiding is waar te nemen. In het hoogseizoen bedraagt deze potentiële omleidingsstroom 35 mln m³ per dag, terwijl ongeveer dezelfde hoeveelheid wordt gevonden in het laag- en middenseizoen (32 en 33 mln m³ per dag respectievelijk). Het totale volume aan potentiële omleidingsstroom is over het hele jaar gezien bijna 12 mld m³, ofwel 29% verdringing van het Nederlandse gasnet. Dit betekent dat in een 'first-come first-served' regime vele shippers op de deur kunnen kloppen die uiteindelijk achter het net vissen.

3.3.4 Effect van een hogere gasvraag bij volledige mededinging (P3)

In het algemeen mag verwacht worden dat een 20% hogere gasvraag in elk Europees land en elke sector een zwaardere druk zal leggen op de Europese pijpleidingen; een grotere hoeveelheid gas moet haar weg naar de eindverbruiker vinden bij gelijkblijvende transportcapaciteit.

¹² Een positief waarde voor de congestiegevaar indicator geeft aan dat er een restvraag naar transportcapaciteit is.

¹³ Om precies te zijn: $183 \times 5 + 120 \times 54 + 62 \times 20 = 8635$ mln m³ per jaar.

Een vergelijking van P3 met BC laat zien wat het effect is. De extra vraag zorgt enkel in het hoogseizoen voor congestie. De waarde van de congestiegevaar indicator bedraagt dan €0,60 per 1000 m³ op het Nederlandse traject (Traject 2b).

Een hogere vraag naar gas in Europa leidt in het hoogseizoen tot een direct waarneembare omleiding van 8 mln m³ per dag. Daarnaast is er in het hoogseizoen een hoeveelheid van 35 mln m³ per dag aan potentiële omleidingsstroom. Tezamen betekent dit dat er alleen al in het hoogseizoen 2,7 mld m³ kan worden omgeleid. Wanneer het midden en laagseizoen hierbij worden gerekend komt men op een jaartotaal van maar liefst 9 mld m³, ofwel 22% verdringing van het Nederlandse gasnet.

3.3.5 Effect van strategisch gedrag (S0)

Wanneer wordt uitgegaan van een Europese markt met producenten die zich strategisch gedragen in plaats van competitief, heeft dit een significant effect op productie en consumptie volumes, en in het verlengde hiervan ook op de gasstromen in Noordwest-Europa.

De vergelijking tussen variant BC en S0 laat zien wat de gevolgen zijn. Wat in de eerste plaats opvalt zijn de veel lagere aandelen van binnenlands gas bedoeld voor consumptie in het eigen land in de noord-zuid stromen op zowel het Duitse als het Nederlandse traject. In de tweede plaats valt op dat de diversiteit van de gasstroom op beide trajecten behoorlijk toeneemt. Zo importeert Zuid-Nederland nu uit vier verschillende landen, en exporteert Noord-Nederland (via Zuid-Nederland) naar vijf verschillende landen. Het aandeel binnenlands verbruik neemt af, maar wordt meer dan gecompenseerd door de additionele importen en exporten.

In het hoogseizoen is er sprake van congestie; de waarde van de congestiegevaar indicator bedraagt ongeveer €10 per 1000 m³. In de overige seizoenen is geen congestie waar te nemen. In Tabel 3.2 is te zien dat er in S0 vele malen meer transitoplaats vindt door Nederland dan in BC. In het hoogseizoen is dit circa 18 mln m³ per dag, en in het middenseizoen 29 m³ per dag. Dit is karakteristiek te noemen voor alle varianten gebaseerd op strategisch gedrag. In alle varianten vindt meer transitoplaats plaats dan in de vergelijkbare varianten onder perfecte competitie.

3.3.6 Effect van transportprijsverlaging in Nederland onder strategisch gedrag (S1)

Het is ook van belang om de effecten van strategisch gedrag te beschouwen. Naast de potentiële omleidingsstroom is ook de reeds gemanifesteerde omleidingsstroom in de uitgangsvariant van belang. Deze doet zich niet of nauwelijks voor onder perfecte competitie, maar in de varianten gebaseerd op strategisch gedrag is deze echter zeer nadrukkelijk aanwezig.

Met behulp van Tabel 3.2 is een goede vergelijking te maken tussen strategisch gedrag (S0) en strategisch gedrag in de case waarin de transportkosten van Noord naar Zuid Nederland zijn verlaagd met €2,40 (S1). Het blijkt dat het congestiegevaar op de gasleiding hierdoor toeneemt (de congestiegevaar indicator neemt toe tot €2,40). In het laagseizoen is er geen congestie en neemt de doorvoer in Nederland toe (van 238 naar 271 mln m³/dag) en vanwege deze alternatieve route neemt de doorvoer van niet-Duits gas via Duitsland af (van 71 naar 43 mln m³/dag). Daarnaast neemt ook de transitogasstroom door Nederland tijdens het laagseizoen toe (van 9 naar 37 mln m³/dag). In het middenseizoen zijn er geen grote veranderingen in de volumes van de doorvoer van gas. Het effect tijdens het laagseizoen duidt op een toename van de stromen in de gasleiding, maar dit is verder niet van belang voor de leveringszekerheid die met name gegarandeerd dient te worden tijdens het hoogseizoen, waarvoor geen veranderingen worden waargenomen. Hieruit blijkt dat de verlaging van de transporttarieven net als in de case van volledige mededinging leidt tot een toename van het transportvolume op het Nederlandse gastransportnetwerk van Noord naar Zuid. De additionele potentiële omleidingsstroom is verwaarloosbaar,

terwijl de toename in transportvolume, uitgedrukt als de gemanifesteerde additionele omleidingsstroom, uitkomt op circa 5 mld m³ per jaar.

3.3.7 Effect van transport capaciteitsverlaging in Nederland onder strategisch gedrag (S2)

Een verlaging van de transportcapaciteit door Nederland onder strategisch gedrag (vergelijking van S2 met S0) heeft tot gevolg dat naast de gasstromen in het hoogseizoen ook de gasstromen tijdens het laag en middenseizoen te maken krijgen met congestie binnen Nederland. De waarde van de congestiegevaar indicator zijn €5,40, €9,60 en €25,40 per 1000 m³ voor respectievelijk het laag, midden en hoogseizoen. Deze verminderde doorvoermogelijkheid heeft tot gevolg dat de totale gasstromen door Duitsland flink toenemen. De transitie door Nederland neemt lichtelijk af met 2 mld m³, terwijl de additionele potentiële omleidingsstroom 8 mld m³ bedraagt, die daarmee enigszins lager uitkomt dan de gevonden waarde van 12 mld m³ onder perfecte competitie.

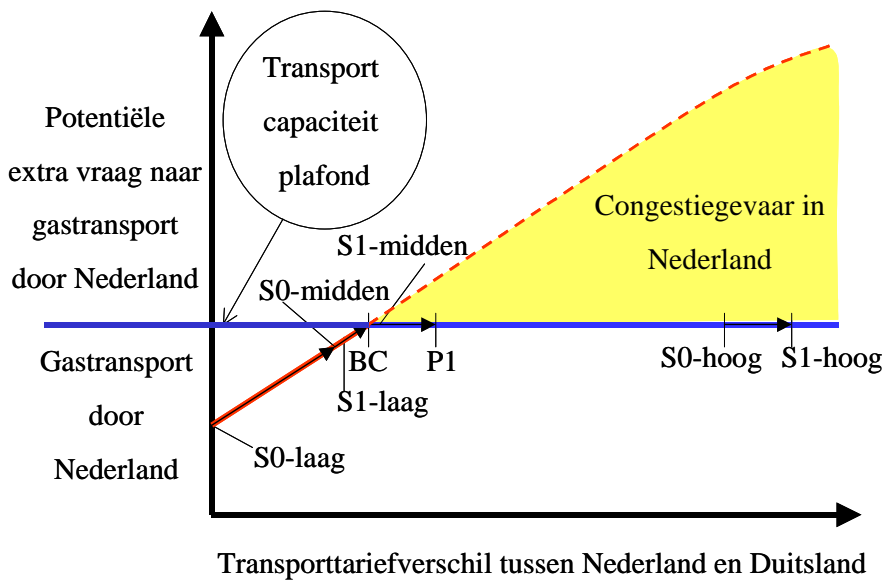
3.3.8 Effect van hogere vraag onder strategisch gedrag (S3)

Het effect van een verhoogde vraag in Europa (vergelijking van S3 met S0) is dat de gasstromen door Nederland toenemen. Tijdens het laagseizoen is er nog net geen congestie, maar in zowel het midden als het hoogseizoen is dit wel het geval (de congestiegevaar indicator heeft de waarde €9,60 en €22,90 per 1000 m³ voor respectievelijk het midden en hoogseizoen). Deze verminderde doorvoermogelijkheid heeft tot gevolg dat de totale gasstromen door Duitsland flink toenemen tijdens het midden en hoogseizoen en onveranderd blijven tijdens het laagseizoen. De transitie door Nederland blijft in aggregatie tussen de seizoenen gelijk. De additionele potentiële omleidingsstroom komt uit op 7 mld m³, die daarmee opnieuw iets lager uitkomt dan de gevonden waarde van 9 mld m³ onder perfecte competitie.

3.3.9 Concluderende opmerkingen

Concluderend uit de analyse voor strategisch gedrag kan worden gesteld dat er altijd sprake is van een verhoogd congestiegevaar op het Nederlandse gastransportnetwerk. Dit verhoogde congestiegevaar komt tot uitdrukking in de congestiegevaar indicator, maar ook in een potentiële omleidingsstroom die varieert van 0 tot 12 mld m³ per jaar, afhankelijk van de gevolgde restrictie en producentengedrag. In variant S1 wordt er geen potentiële omleidingsstroom gevonden, maar is er wel sprake van een gemanifesteerde omleiding van 5 mld m³ door Nederland.

Om de belangrijkste onderzoeksresultaten op een eenduidige manier te presenteren concentreren we ons op de basis variant en de variant met een 15% tariefsverlaging op gastransport van Noord-Nederland naar Zuid-Nederland voor volledige mededinging en strategisch gedrag onder producenten. Figuur 3.9 geeft op een abstracte manier weer wat het verband is tussen een verlaging van het transporttarief in Nederland ten opzichte van het buitenland en de mate van gastransport door Nederland.



Figuur 3.9 *Verband tussen de mate van gastransport door Nederland en daling van Nederlands transporttarief ten opzichte van Duitsland.*

Noot: De effecten onder volledige mededingen zijn hetzelfde voor alle seizoenen en daarom zijn alleen de basis variant (BC) en de variant met lagere Nederlandse tarieven (P1) weergegeven. De effecten verschillen echter over de seizoenen voor strategisch gedrag, daarom is er naast de strategische basis variant (S0) en de strategische variant met lagere Nederlandse tarieven (S1) ook het seizoen aangegeven (laag, midden, hoog). De zwarte pijlen geven de richting van de reactie weer op een gastransporttariefsverlaging in Nederland.

De effecten onder volledige mededingen in Figuur 3.9 zijn hetzelfde voor alle seizoenen en daarom zijn alleen de basis variant (BC) en de variant met lagere Nederlandse tarieven (P1) weergegeven. De effecten verschillen echter over de seizoenen voor strategisch gedrag, daarom is er naast de strategische basis variant (S0) en de strategische variant met lagere Nederlandse tarieven (S1) ook het seizoen aangegeven (laag, midden, hoog). De zwarte pijlen geven de richting van de reactie weer op een gastransporttariefsverlaging in Nederland. De belangrijkste conclusie die volgt uit Figuur 3.9 is dat alle varianten de curve volgen. Er is met opzet geen schaal aangegeven in Figuur 3.9, omdat het een abstracte weergave betreft. De positie op de horizontale as is afhankelijk van de 'institutionele setting' die kan verschillen per seizoen en producentengedrag. Met institutionele setting wordt bedoeld de mate van gastransport door Nederland met of zonder tariefsverlagingen in Nederland.

Uit Figuur 3.9 kan worden afgelezen dat een tariefsverlaging in Nederland ten opzichte van het buitenland, indien er nog ruimte zou zijn in het transportnet, in eerste instantie zal leiden tot een verhoging van de totale hoeveelheid gastransport door Nederland (aangegeven met de rode lijn). De doorvoercapaciteit is echter beperkt (aangegeven met de blauwe lijn). Een tariefsverlaging zal in principe congestiegevaar in Nederland opleveren indien de ruimte in het gastransportnet geslonken is tot nul. Die situatie doet zich tijdens het winterseizoen voor (aangegeven met het gele vlak).

4. Conclusies

In dit laatste hoofdstuk worden de volgende drie centrale onderzoeksvragen beantwoord op basis van de verkregen onderzoeksresultaten:

1. Wat is, vanuit economisch perspectief, de algemene relatie tussen transporttarieven en de fysieke/contractuele stroom van gas?
2. Kunnen veranderingen in de verhouding tussen Duitse en Nederlandse transporttarieven leiden tot een omleiding van de gasstroom van het Duitse gastransportnetwerk naar het Nederlandse?
3. Kan de hoeveelheid gas die omgeleid wordt leiden tot congestie en verdringing in het Nederlandse gastransportnetwerk?

4.1 Relatie tussen transporttarieven en fysieke gasstromen

De relatie tussen gastransporttarieven en de fysieke stroom van gas lijkt op voorhand aannemelijk. Immers, volgens algemene economische principes, neemt de vraag naar transport van gas toe bij lagere gastransporttarieven. In het GASTALE-rekenmodel komt dit inderdaad direct tot uitdrukking zolang de fysieke gastransportcapaciteit van een specifiek ‘goedkoop’ leidingtraject nog niet volledig wordt benut. Dit fenomeen wordt aangeduid met het begrip ‘omleidingsstroom’. Wanneer vervolgens de vraag naar transportcapaciteit nog groter wordt, kan daaraan niet worden voldaan omdat de pijpleidingcapaciteit volledig vol is. De toename van de vraag naar gastransport komt dan tot uitdrukking in de congestiegevaar indicator voor dat specifieke leidingtraject. Een verdere stijging van de vraag leidt vervolgens tot een steeds hogere waarde van de congestiegevaar indicator.

De algemene relatie tussen gastransporttarieven en fysieke gasstromen is in GASTALE ook aangetoond voor het Nederlandse gastransportnetwerk.

4.2 Tariefsverlaging veroorzaakt omleiding van gasstromen door Nederland

Voor de studie is een theoretisch vertrekpunt (basisvariant (BC)) gekozen met gelijke gastransporttarieven voor het Nederlandse- en Duitse noord-zuid tracé. Indien vervolgens de Nederlandse gastransporttarieven worden verlaagd, geven de congestiegevaar indicatoren aan dat er direct congestie optreedt op de Nederlandse noord-zuid route. Dit duidt er op dat diverse buitenlandse shippers, die vanwege de lagere kosten graag Nederlandse transportcapaciteit willen contracteren, dit niet kunnen vanwege het feit dat de volledige capaciteit al ten volle benut wordt en aldus hun gas willen omleiden. Of zij daarin in koude winterperiodes daadwerkelijk zullen slagen, hangt er mede van af van of zij binnen het ‘first come first served’ principe een plaatsje weten te veroveren.

4.3 Omleiding van gasstromen kan leiden tot verdringing en congestie

Op basis van een kwantitatieve analyse kan worden gesteld dat een verlaging van het Nederlands gastransporttarief ten opzichte van het buitenland zal leiden tot een omleiding door Nederland en een congestie van het Nederlandse netwerk tijdens het winterseizoen. Dit houdt verband met het feit dat het Nederlandse noord-zuid traject in de winter vol zit, waardoor elke omleiding rechtstreeks tot verdringing leidt. Indien de Nederlandse gastransporttarieven worden verlaagd ten opzichte van de Duitse, laat de congestiegevaar indicator onmiddellijk zien dat er congestie

optreedt op de Nederlandse noord-zuid route. Dit duidt er op dat, vanwege de lagere kosten, meer shippers zich zullen melden om gas door Nederland te kunnen transporteren.

De berekeningen met GASTALE tonen congestiegevaar en dus verdringing aan. Voor de verdere beantwoording van de laatste onderzoeksvraag dient een vertaalslag te worden gemaakt van de modelresultaten naar de praktijk. Hierbij is van belang in hoeverre potentiële omleidingsstromen van Duitsland naar Nederland zich daadwerkelijk zal manifesteren en tot verdringing zal leiden.

Hierbij moeten een aantal opmerkingen worden gemaakt. Sowieso geven modellen een abstracte voorstelling van de werkelijkheid, en GASTALE dus ook. In het GASTALE-model is gastransport dusdanig gemodelleerd dat kleine tariefverschillen reeds tot relatief grote rerouting van gasstromen leiden. De congestiegevaar indicator reageert daarentegen geleidelijker op tariefverschillen.

In de huidige situatie (2004) zijn de tarieven voor de noord-zuid route door Nederland lager dan de parallelle route door Duitsland (Arthur D. Little, 2004). Dat werpt de vraag op in hoeverre reeds een omleiding van gas van Duitsland naar Nederland zich heeft gemanifesteerd. Daarbij spelen de volgende zaken een rol.

- Het daadwerkelijk omleiden van gasstromen zal vanuit de shipper gezien een drempel vormen (transactiekosten, herziening contracten, in sommige gevallen afkoopsommen, etc.). Er wordt pas omgeleid indien het verschil in tarieven een voldoende compensatie vormt voor genoemde drempel. Deze drempel wordt echter voorshands niet dusdanig hoog ingeschat dat deze van invloed is op het al dan niet omleiden in de praktijk.
- Een deel van het omleiden zal in de praktijk inmiddels gerealiseerd zijn, echter dit is uiterst moeilijk aantoonbaar binnen de huidige entry/exitpraktijk.

De uitkomsten van GASTALE bevestigen in ieder geval een toename in de omleidingsstroom als gevolg van een tariefsverlaging.

Omdat het Nederlandse noord-zuid traject in de winter vol zit (zowel in de realiteit op piekdagen als binnen GASTALE in de gemodelleerde winterperiode) leidt elke omleiding rechtstreeks tot verdringing. Dit lijkt reden genoeg om de nodige voorzichtigheid te betrachten met betrekking tot tariefdalingen van Nederlands gastransport.

In hoeverre er daadwerkelijk een verdringing van gaslevering aan Nederlandse eindafnemers zal optreden hangt mede samen met het 'first-come first-served' principe. Dit principe is niet gemodelleerd in GASTALE. Als een groter aantal shippers dat wil omleiden succesvol is in het tijdig reserveren van transportcapaciteit, dan leidt dit tot een grotere omvang van de omleidingsstroom en dus tot een groter congestiegevaar.

Referenties

- Algemene Energieraad (2005): *Gas voor morgen*. Advies van de energieraad over Nederlandse beleidsopties in een veranderende mondiale en Europese gasmarkt, Energieraad, Den Haag, 127 pp.
- Arthur D Little (2003): *West European Gas Transmission Tariff Comparisons*. Rapport voor Gastransport Services. London, mei 2003.
- Arthur D Little (2004): *West European Gas Transmission Tariff Comparisons*. Rapport voor Gastransport Services. London, mei 2004.
- Beicip (2003): Beicip-Franlab petroleum consultants, <http://www.beicip.com/>.
- Boots, M.G. en J. de Joode (2005): *Druk in de gasleiding, Verband tussen tarieven voor gastransport, omleidingsstromen en congestie in Nederland*. ECN-CX--05-002 vertrouwelijk, ECN.
- Boots, M.G., F. Rijkers en B. Hobbs (2003): *GASTALE: An oligopolistic model of production and trade in the European gas market*. ECN-R-03-001. Petten, augustus 2003.
- Boots, M.G., F. Rijkers en B. Hobbs (2004): 'Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach'. *The Energy Journal* 25: 73-102, 2004.
- BP (2004): *BP Statistical Review of World Energy*. Juni 2004.
- Drewry (1999): *LNG Shipping*, London.
- Egging, R., M.G. Boots en S. Gabriel (2004): *GASTALE - Analysis of Gas Supply Security in Europe*. European IAEE 2004 Annual Meeting, Zurich
<http://www.sae.ch/sae2004/GASTALE.pdf>.
- Egging, R.G. and S.A. Gabriel (2006): *Examining market power in the European natural gas market*. Forthcoming in *Energy Policy*.
- Europese Commissie (1999): *Energy in Europe. Economic foundations for energy policy*. The Shared Analysis Project. Special issue, Brussel, december 1999.
- Golombek, R., E. Gjelsvik en K.E. Rosendahl (1995): *Effects of Liberalising the Natural Gas Markets in Western Europe*. *The Energy Journal* 16(1): 85-111.
- Golombek, R., E. Gjelsvik en K.E. Rosendahl (1998): *Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market*. *The Energy Journal* 19(3): 1-18.
- Hobbs, B.F. and F.A.M. Rijkers (2004a): *Strategic generation with conjectured transmission price responses in a mixed transmission pricing system-Part I: formulation*. *IEEE Transactions on Power Systems* 19(2): 707-717.
- Hobbs, B.F., F.A.M. Rijkers, and A. Wals (2004b): *Strategic generation with conjectured transmission price responses in a mixed transmission pricing system-Part I: application*. *IEEE Transactions on Power Systems* 19(2): 872-879.
- Hobbs, B.F., F.A.M. Rijkers, and M.G. Boots (2005): *The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling*. *The Energy Journal* 26(4): 69-98.
- Neuhoff, K., J. Barquin, M.G. Boots, A. Ehrenmann, B.F. Hobbs, F.A.M. Rijkers, and M. Vázquez (2005): *Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: the devil is in the details*. *Energy Economics* 27: 495- 525.
- IEA (2002): *Natural Gas Information 2002*. OECD/IEA, Parijs, Frankrijk.

- IEA (2003): *Natural Gas Information 2003, with 2002 data*. OECD/IEA, Parijs, Frankrijk.
- Oostvoorn, F, van (ed.) (2003): *Long-term gas supply security in an enlarged Europe: Final report ENGAGED Project*. ECN-C--03-122. Petten, december 2003.
- Oostvoorn, F, van, en M.G. Boots (1999): *Impacts of market liberalisation on the EU gas industry*. Contribution to the project Shared Analysis for the EU, DG XVII. ECN-C--99-083. Petten, oktober 1999.
- RBB Economics (2005): *De regulering van gastransporttarieven en leveringszekerheid*. Evaluatie van de studies van ECN en prof. Jepma. Rapport opgesteld in opdracht van de Dienst uitvoering en toezicht energie (DTe). Privileged and confidential, 13 juni 2005.

Begrippenlijst

Begrip	Omschrijving
€1000 m ³ /jr	Euro per duizend (standaard) kubieke meter per jaar. Tenzij anders vermeld, zijn monetaire eenheden uitgedrukt in reële termen van het jaar 2002.
Congestiegevaar indicator	Er is sprake van congestiegevaar op een bepaald traject als de vraag naar transport groter is dan de capaciteit toelaat. Dit komt in GASTALE tot uitdrukking in een congestiegevaar indicator. De indicator wordt uitgedrukt in €1000 m ³ /jr
Hoogseizoen	In GASTALE gedefinieerd als januari en december.
Laagseizoen	In GASTALE gedefinieerd als april tot en met september.
Middenseizoen	In GASTALE gedefinieerd als februari, maart, oktober en november.
Mld m ³ /jr	Miljard (standaard) kubieke meter per jaar.
Mln m ³ /dag	Miljoen (standaard) kubieke meter per dag.
Potentiële omleidingsstroom	Gas dat, vanwege het kostenvoordeel wel gebruik zou willen maken van Traject 2 (van Noord- naar Zuid-Nederland) maar dit door schaarste van transportcapaciteit niet kan, en daardoor gedwongen is via Traject 1 (van Noord- naar Zuid-Duitsland) te stromen.
Transito gas	Doorvoer van gas. Voor een bepaald land: gas dat daar niet is geproduceerd en niet wordt geconsumeerd, maar er wel doorheen stroomt.
Transportkosten	Veronderstelde kosten van gastransport inclusief kapitaalkosten.
Werkelijke omleidingsstroom	Niet-Nederlands gas dat, vanwege kostenvoordeel gebruik maakt van Traject 2 (van Noord- naar Zuid-Nederland).

Bijlage A Beschrijving GASTALE

A.1 De consumptiecomponent

De belangrijkste Europese landen die gas consumeren worden in GASTALE meegenomen en staan weergegeven in Tabel A.1. De gemodelleerde gasconsumptie vertegenwoordigt ruim 90% van de totale vraag naar gas in Europa.

De vraag naar gas in de consumerende sectoren (kleinverbruikers, industrie en elektriciteitscentrales¹⁴) is seizoensafhankelijk. Er worden drie seizoenen onderscheiden: laag (april t/m september), midden (februari, maart, oktober en november) en hoog (januari en december). Consumenten maximaliseren hun consumentensurplus, waarbij zij de vraag naar gas veranderen op basis van vooraf gekalibreerde lineaire vraagcurves die per land en sector verschillen.

De vraagcurve voor elk van de in het model aanwezige verbruikergroepen per land zijn geschat op basis van consumptiedata en eindverbruikersprijzen in 2001/02 (IEA, 2003). Deze data bepaalt per verbruikersgroep per land een punt op de vraagcurve. Tabel A.1 geeft een overzicht van de gegevens. Tezamen met een veronderstelde prijselasticiteit van de vraag (-0,25 voor kleinverbruikers, -0,4 voor de industrie en -0,75 voor elektriciteitsproducenten) wordt vervolgens een lineaire vraagcurve afgeleid, zoals geïllustreerd in Figuur A.1.

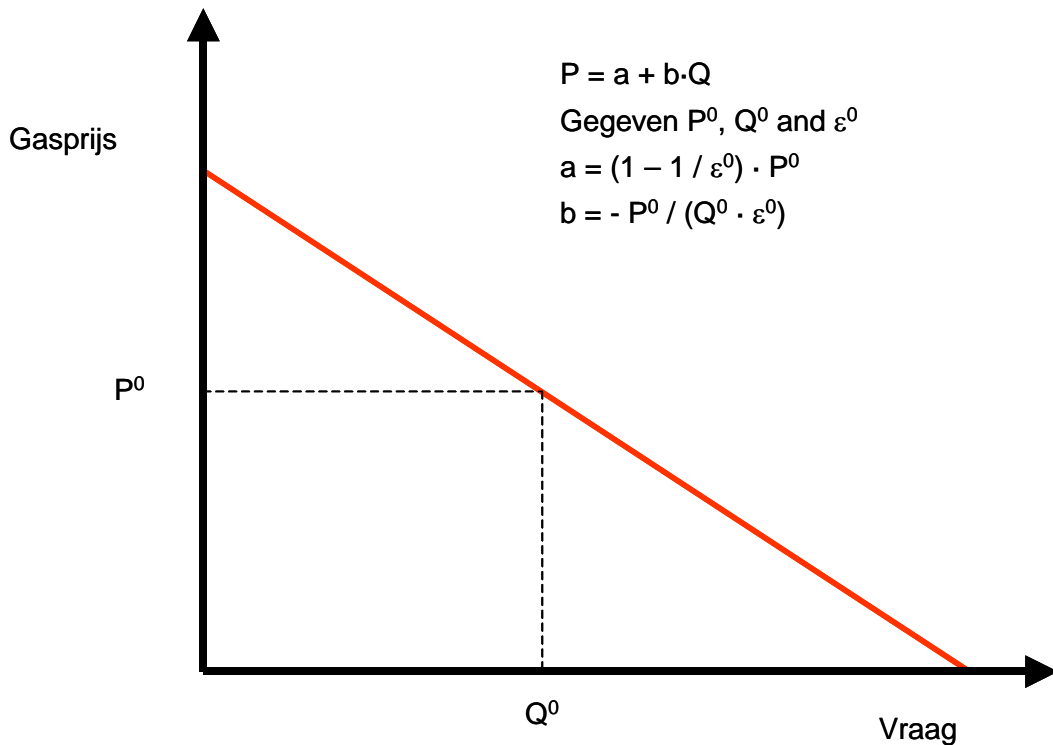
Tabel A.1 *Prijzen en consumptie van gas*

Land	Prijs (€1000 m ³)			Consumptie (mld m ³ /jr.)		
	Kleinverbruikers	Industrie	Elektriciteitssector	Kleinverbruikers	Industrie	Elektriciteitssector
België	388,50	159,90	159,90	6,18	5,90	3,40
Duitsland (noord)	355,90	179,10	146,20	14,95	9,50	6,13
Duitsland (zuid)	355,90	179,10	146,20	29,91	18,99	12,25
Frankrijk	337,90	159,90	159,90	24,05	17,63	2,95
Hongarije	158,50	119,00	95,20	6,80	3,05	3,53
Italië	355,90	179,10	146,20	26,53	22,54	21,87
Nederland (noord)	342,50	158,70	141,60	5,50	3,12	3,90
Nederland (zuid)	342,50	158,70	141,60	16,50	9,37	11,69
Oostenrijk	236,70	179,10	146,20	2,31	3,71	2,19
Polen	235,90	126,80	126,80	5,91	7,00	0,93
Roemenië	67,60	95,10	96,90	3,10	8,03	6,02
Slowakije	204,10	140,70	139,40	3,13	2,44	2,07
Spanje	468,30	167,10	157,30	3,29	11,68	3,08
Tsjechië	204,10	140,70	139,40	4,69	3,60	1,60
Turkije	245,70	167,00	160,80	3,50	1,91	10,53
Verenigd Koninkrijk	279,10	99,70	99,10	44,37	26,65	30,24
Totaal				200,71	155,12	122,37

Prijzen: IEA (2002). Data voor 2000 is met een algemeen inflatiecijfer (1,049) naar 2002 toegerekend.

Consumptie: IEA (2003). Data voor Roemenië is gebaseerd op input van experts (zie Van Oostvoorn, 2003).

¹⁴ Kleinverbruikers bestaan uit de IEA-categorieën 'residential', 'commerce and public', 'agriculture' en 'non-specified'. De sector industrie bestaat uit 'industry', 'energy sector', 'transport' en 'distribution losses'. Elektriciteitsproducenten is in IEA-jargon 'transformation'.



Figuur A.1 *Calibratie lineaire vraagcurve op basis van een gegeven prijs/hoeveelheid combinatie en elasticiteit*

Om de vraag naar gas door de sectoren te laten variëren over de seizoenen zijn relatieve load factoren bepaald, zie Tabel A.2. De gemiddelde load factor over een jaar is 1. Voor kleinverbruikers is de methode van de gewogen gemiddelde graaddagen gebruikt. De gebruikte wegingsfactoren zijn 1,1 voor januari, februari, november en december, 0,8 voor maart en oktober en 1 voor de overige maanden. Voor de vraag naar gas door elektriciteitsproducenten is gebruik gemaakt van de maandelijks gemiddelde elektriciteitsconsumptie in Nederland (<http://statline.cbs.nl>) om load factoren voor West Europese en Centraal en Oost Europese landen af te leiden. In deze landen is het aantal uren met daglicht een belangrijke determinant van het elektriciteitsverbruik. In de Mediterrane landen spelen koeling en airconditioning ook een rol. Gegevens van de UCTE (www.ucte.org) suggereren echter dat deze laatste factoren in de zomer het effect van de daglichtfactor in de winter opheffen. Daarom veronderstellen we gedurende het hele jaar een load factor van 1 in Frankrijk, Spanje, Italië en Turkije. De gasvraag door de industrie is nauwelijks afhankelijk van het seizoen, dus ook hiervoor wordt een load factor van 1 verondersteld.

Tabel A.2 *Relatieve load factoren per seizoen*

Sector	Kleinverbruikers			Industrie			Elektriciteitssector			
	Seizoen	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Land										
Oostenrijk		0,22	1,52	2,31	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
België		0,36	1,45	2,04	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Frankrijk		0,28	1,52	2,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Duitsland		0,31	1,47	2,13	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Italië		0,16	1,46	2,59	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Nederland		0,39	1,41	2,02	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Spanje		0,19	1,55	2,33	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Verenigd Koninkrijk		0,34	1,42	2,13	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Tsjechië		0,12	1,55	2,56	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Hongarije		0,03	1,42	3,08	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Polen		0,09	1,58	2,59	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Roemenië		0,03	1,45	3,02	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Slowakije		0,06	1,46	2,91	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,14
Turkije		0,09	1,46	2,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Opmerking: Interpretatie: een load factor van 1,52 voor Oostenrijkse kleinverbruikers in het middenseizoen geeft bijvoorbeeld aan dat de consumptie 50% hoger ligt dan het jaarlijks gemiddelde.

A.2 De productiecomponent

Producterende landen maximaliseren hun winst, waarbij ze ofwel prijsnemer zijn ofwel oligopolisten die strategisch gedrag vertonen *à la Cournot*.

Voor de relevante gas consumerende landen die niet expliciet als producerend land worden beschouwd, wordt de (relatief geringe) binnenlandse gasproductie als exogene variabele meegenomen. Dat wil zeggen dat de exogene productie in mindering wordt gebracht op de consumptie, zodat alleen de restconsumptie wordt gemodelleerd. Producterende landen hebben geen exogene productie.

Tabel A.3 *Exogene productie*

Land	Exogene productie [mln m ³ /dag]
Frankrijk	5,1
Hongarije	8,8
Oostenrijk	4,9
Polen	14,3
Roemenië	37,9
Slowakije	0,5
Spanje	0,4
Tsjechië	0,6
Turkije	1,8
Totaal	74,2

De gemodelleerde gas producerende en exporterende landen, die relevant zijn voor de Europese markt, staan in Tabel A.4. We veronderstellen dat gas gelijktijdig wordt gewonnen uit verschillende gasvelden met verschillende productiekosten per eenheid. De jaarlijkse productiecapaciteit van de velden wordt per producent aangegeven met Y_{fi} . Een winstmaximaliserende producent zal gas blijven winnen uit een specifiek veld totdat de marginale kosten van productie van dit veld gelijk zijn aan de marginale kosten van de andere velden (exclusief transportkosten). De

marginale productiekosten van producent f_i zijn dus gelijk aan de hoogste marginale productiekosten van zijn actieve productievelden.

Onderstaande marginale productiekosten functie, die stijgend en convex is in productie, wordt verondersteld (zie ook Golombek et al., 1995):

$$CY'_{f_i}(y_{f_i}) = A_{f_i} + B_{f_i}y_{f_i} + C_{f_i} \ln(1 - y_{f_i}/Y_{f_i}) \quad A_{f_i}, B_{f_i} > 0, C_{f_i} < 0, y_{f_i} < Y_{f_i} \quad (\text{A.1})$$

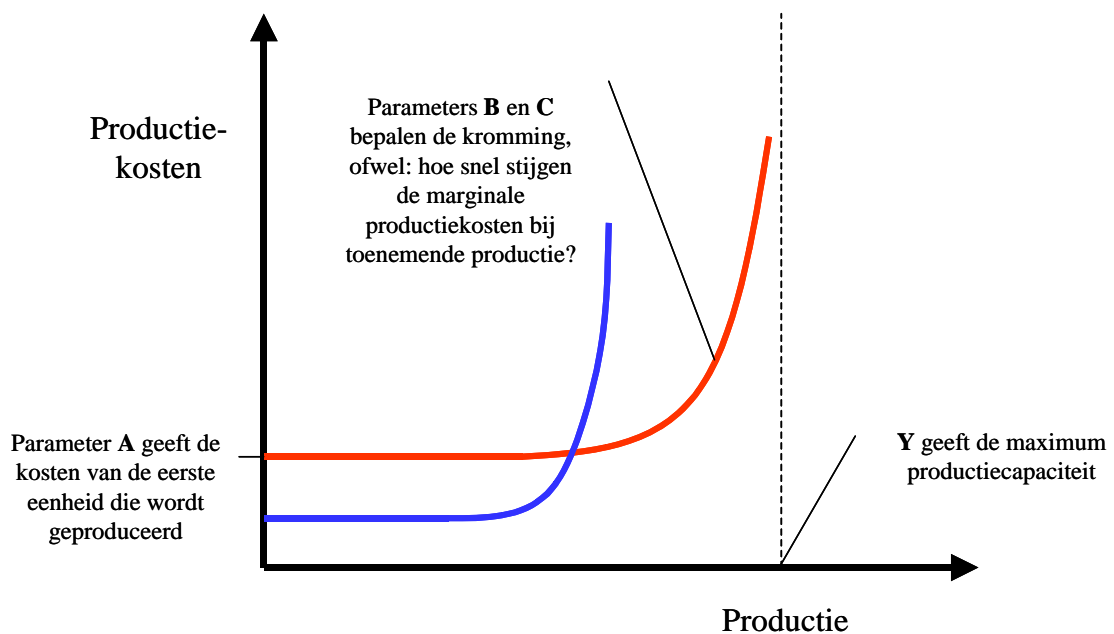
De parameters van de productiekostenfunctie, A , B en C , zijn gebaseerd op Golombek et al. (1995, 1998), Drewry (1999) en Beicip (2003). Het snijpunt met de verticale as, A_{f_i} , kan worden geïnterpreteerd als de marginale kosten om de eerste 1000 m³ te winnen, zie Figuur A.2.

Tabel A.4 Veronderstelde productiecapaciteit en parameterwaarden van de productiekostencurve

[mln m ³ /dag]	Productiecapaciteit	Parameters in productiekosten		
Land	Y	A	B	C
Algerije	274	11,4		-5,7
Caspische regio ^a	82	13,6		-11,4
Denemarken	27	17,0	0,31	-25,0
Duitsland (noord)	90	5,7		-13,6
Iran	27	11,4		-5,7
Italië	68	13,6	0,31	-11,4
Libië	22	13,6		-5,7
LNG (buiten Europa) ^b	82	102,2	0,08	-5,7
Nederland (noord)	299	5,7		-13,6
Noorwegen	329	13,6	0,08	-11,4
Rusland	488	13,6		-5,7
Verenigd Koninkrijk	356	20,4		-11,4
Totaal	2145			

^a Azerbeidzjan, Kazakstan, Turkmenistan en Oezbekistan.

^b Een combinatie van verschillende (niet-Europese) LNG-producenten.



Figuur A.2 Abstracte weergave van productiefuncties in GASTALE

Naast de productie- en (lange afstand)transportkosten moeten de consumenten ook betalen voor de binnenlandse distributie van gas naar de eindverbruikers. Deze distributiekosten zijn gebaseerd op Arthur D. Little (2003) voor de EU15 Lidstaten, en op gegevens van experts (zie Oostvoorn, 2003) voor de nieuwe en kandidaat Lidstaten.

Voor distributie aan de elektriciteitsproducenten worden hoge bedrijfstijden (8000 uur per jaar) en korte afstanden (50 km) op het hoge druk net (HTL) verondersteld. Distributie aan industriële gasgebruikers verloopt volgens een bedrijfstijd van 5000 uur per jaar, 200 kilometer via het HTL net en 30 kilometer via het regionale transport net (RTL).

Arthur D. Little (2003) geeft geen inzicht in distributiekosten aan kleinverbruikers. Daarom worden deze gebaseerd op het verschil in eindverbruikersprijzen in 2002 tussen industriële grootverbruikers en kleinverbruikers, plus de distributiekosten aan de industriële gasgebruikers.

Tabel A.5 *Distributiekosten*

[€1000 m ³]	Kleinverbruikers	Industrie	Elektriciteitssector
België	243,9	9,6	3,9
Duitsland (noord)	199,2	18,1	1,8
Duitsland (zuid)	199,2	18,1	1,8
Frankrijk	195,8	13,4	3,9
Hongarije	96,8	48,4	16,1
Italië	204,4	23,2	9,6
Nederland (noord)	196,4	8,1	3,9
Nederland (zuid)	196,4	8,1	3,9
Oostenrijk	75,9	16,9	2,3
Polen	96,8	48,4	16,1
Roemenië	48,4	21,5	16,1
Slowakije	96,8	48,4	16,1
Spanje	331,8	23,2	14,5
Tsjechië	80,6	65,6	50,5
Turkije	96,8	48,4	16,1
Verenigd Koninkrijk	192,5	8,7	3,6

Opmerking: Distributiekosten in 2000 zijn met behulp van een inflatiefactor van 1,075 omgerekend naar kosten in termen van 2002.

A.3 De gasopslagcomponent

Om te kunnen voldoen aan de hogere vraag in de winter (midden- en hoogseizoen in het model) kan de productie worden aangevuld met gas dat wordt onttrokken aan de gasbergingen. In de het laagseizoen kan gas worden geïnjecteerd in de bergingen. In dat geval kan gasopslag dus als vierde consumptiesector worden beschouwd.

Net als de transportmarkt voor gas, is verondersteld dat de gasopslagmarkt perfect competitief is. Een gasopslagbeheerder ('storage system operator' of SSO) is gebruikt om de markt voor gasopslag te modelleren. De SSO kan winst maken door in het seizoen met een lage vraag (niet-winter) tegen relatief lage prijzen gas te kopen en op te slaan, om het vervolgens in de periode met hoge vraag (winter) tegen relatief hoge prijzen te verkopen aan de eindverbruikers. Het verschil tussen de verkoopprijs en de aankoopprijs minus de opslag en distributiekosten bepaalt de winst van de SSO. Distributiekosten voor levering van gas aan de opslagsector zijn gelijk aan die voor levering aan elektriciteitsproducenten.

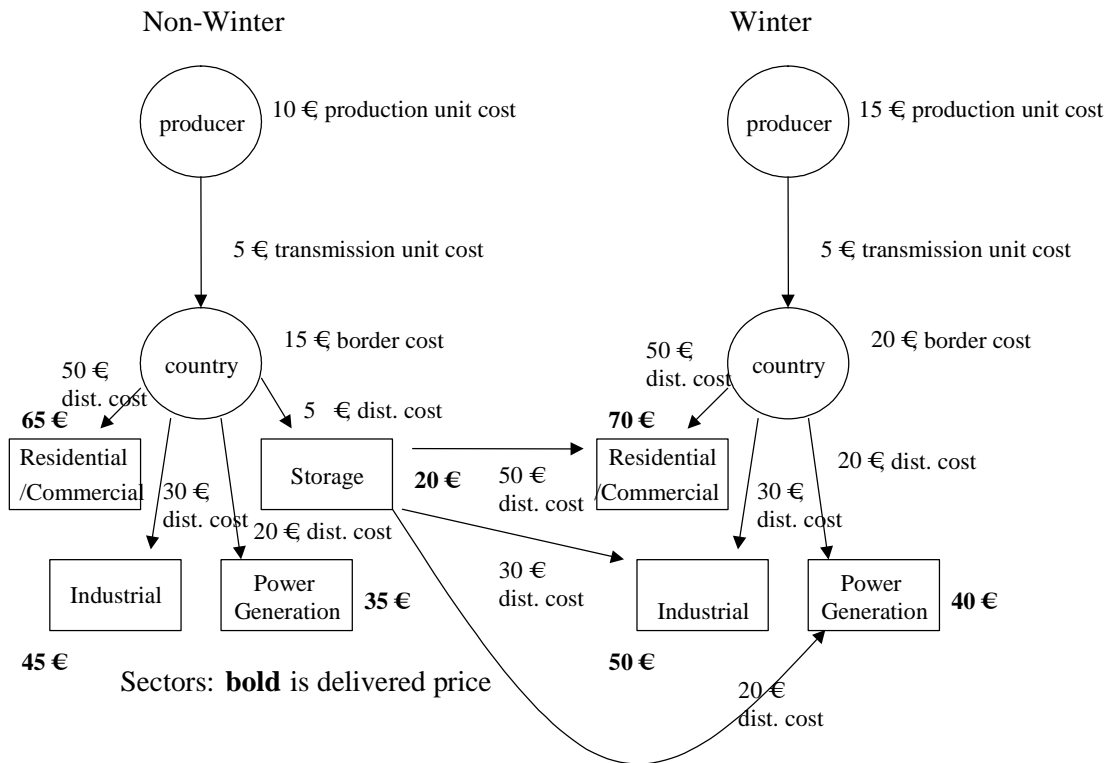
Tabel A.6 geeft voor ieder land een overzicht van de gasopslagcapaciteit in miljard m³ per jaar en van de maximale extractie in miljoen m³ per dag. We veronderstellen dat de maximale injectie gelijk is aan de maximale extractie. Injectiekosten zijn op 5 €1000 m³ gezet.

Tabel A.6 *Capaciteiten van gasopslag*

Land	Werkvolume [mld m ³]	Maximale extractie [mln m ³ /dag]
België	0,71	20
Bulgarije	0,20	2
Denemarken	0,81	24
Duitsland	19,10	438
Frankrijk	10,49	182
Hongarije	3,29	44
Italië	12,75	236
Nederland	2,48	175
Oostenrijk	2,82	28
Polen	1,26	23
Roemenië	1,57	11
Slowakije	2,74	33
Spanje	1,41	11
Tsjechië	2,06	40
Turkije	0,00	0
Verenigd Koninkrijk	3,63	138

Figuur A.3 illustreert hoe de eindprijzen van gas worden bepaald in het laagseizoen (niet-winter) en in het midden- en hoogseizoen (winter). Productiekosten per eenheid zijn in het laagseizoen lager dan in de winter, waardoor levering aan de landsgrenzen goedkoper is. Vervolgens bepalen de distributiekosten voor levering aan de verschillende segmenten de eindprijs in het laagseizoen.

Inkoop plus injectiekosten en distributiekosten van gas bestemd voor opslag, zijn in dit voorbeeld €20. Bij deze kosten zijn eindverbruikers indifferent voor wat betreft directe levering van gas door producenten of indirecte levering vanuit gasopslag. Zodra het verschil in productiekosten per eenheid tussen het laagseizoen en de winter groter wordt, zal gasopslag en levering vanuit de gasopslag winstgevend worden.



Figuur A.3 *Kostencomponenten voor levering van gas*

A.4 De transportcomponent

Tabel A.7 geeft een overzicht van gegevens met betrekking tot alle trajecten van gastransport via pijpleidingen in GASTALE. De gehanteerde methodiek en uitgangspunten staan in Paragraaf 2.3.2 uitgelegd.

Tabel A.7 Afstanden, transportcapaciteit en transportkosten via pijpleidingen per traject

Van	Naar	Afstand onshore [km]	Afstand offshore [km]	Transportcapaciteit [mld m ³ /jaar]	Transportkosten [€1000 m ³]
Algerije	Marokko	800		9	19,2
Algerije	Tunesië	650		24	15,6
België	Duitsland (Zuid)	250		15	6,0
België	Frankrijk	450		40	10,8
België	Verenigd Koninkrijk	100		10	2,4
België	Verenigd Koninkrijk	150	250	9	12,6
Bulgarije	Turkije	900	50	14	23,4
Denemarken	Duitsland (noord)	250		3	6,0
Duitsland (noord)	Duitsland (zuid)	250		85	6,0
Duitsland (noord)	Nederland (noord)	200		40	4,8
Duitsland (noord)	Polen	600		2	14,4
Duitsland (zuid)	België	250		15	6,0
Duitsland (zuid)	Duitsland (noord)	250		35	6,0
Duitsland (zuid)	Oostenrijk	350		3	8,4
Duitsland (zuid)	Zwitserland	300		15	7,2
Frankrijk	Spanje	900		4	21,6
Frankrijk	Zwitserland	350		5	8,4
Hongarije	Oostenrijk	450		5	10,8
Hongarije	Roemenië	500		1	12,0
Iran	Turkije	1700		4	40,8
Kaspische zeegebied	Oekraïne	1400		36	33,6
Marokko	Spanje	700	47	9	18,5
Nederland (noord)	Duitsland (noord)	200		25	4,8
Nederland (noord)	Nederland (zuid)	100		100	2,4
Nederland (zuid)	België	100		30	2,4
Nederland (zuid)	Duitsland (zuid)	350		45	8,4
Noorwegen	België	150	1000	35	39,6
Noorwegen	Duitsland (noord)	100	750	64	29,4
Noorwegen	Frankrijk	450	1050	17	48,6
Noorwegen	Verenigd Koninkrijk	400	350	12	22,2
Oekraïne	Hongarije	1000		15	24,0
Oekraïne	Polen	1000		4	24,0
Oekraïne	Roemenië	700		15	16,8
Oekraïne	Slowakije	850		92	20,4
Oostenrijk	Duitsland (zuid)	350		10	8,4
Oostenrijk	Hongarije	450		2	10,8
Oostenrijk	Italië	600		30	14,4
Polen	Duitsland (noord)	600		25	14,4
Roemenië	Bulgarije	450		20	10,8
Rusland	Oekraïne	2900		255	31,0
Rusland	Turkije	3800	400	15	95,4
Rusland	Wit-Rusland	2800		75	40,6
Slowakije	Oostenrijk	550		40	13,2
Slowakije	Tsjechië	200		80	4,8
Tsjechië	Duitsland (zuid)	400		70	9,6
Tunesië	Italië	1000	150	30	29,4
Verenigd Koninkrijk	België	150	250	20	12,6
Wit-Rusland	Oekraïne	600		50	14,4
Wit-Rusland	Polen	600		35	14,4
Zwitserland	Italië	700		20	16,8

LNG-transportkosten bevatten een vaste en een afstandsgelateerde component. De vaste component bestaat uit de kosten die voortvloeien uit de omzetting van gas naar de vloeibare vorm en weer terug, en het laden en lossen van schepen. Brandstofkosten van schepen bepalen met name de afstandafhankelijke component. Verschillende bronnen (Hartley and Brito, 2001; Drewry, 1999; Favennec, 2002; Beicip 2003) noemen afstandsgelateerde LNG-kosten van tussen de 0,0025 tot 0,0033 €1000 m³/km en vaste kosten tussen 45 en 60 €1000 m³. Tabel A.8 geeft een overzicht van transportkosten voor LNG in GASTALE.

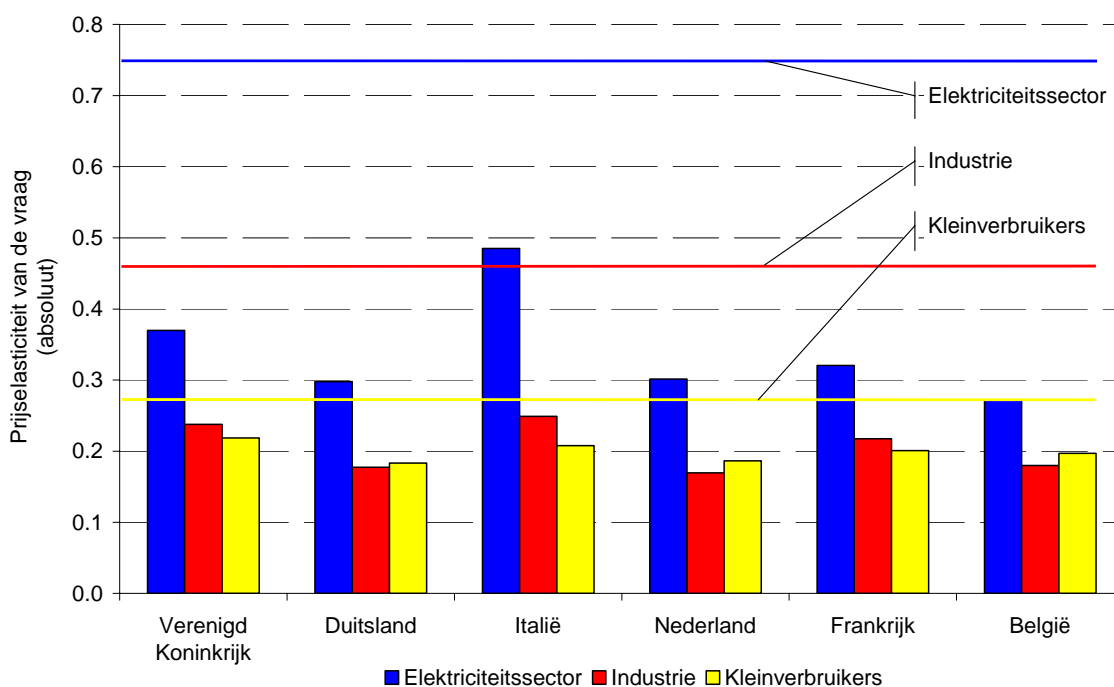
Tabel A.8 *LNG-transportkosten*

Van	Naar	Vast	België	Frankrijk	Italië	Spanje	Turkije
Algerije	[€1000 m ³]	55	8	4	4	3	7
Libië	[€1000 m ³]	61	16	7	3	7	4
LNG overig ^a	[€1000 m ³]	0	20	11	8	11	7

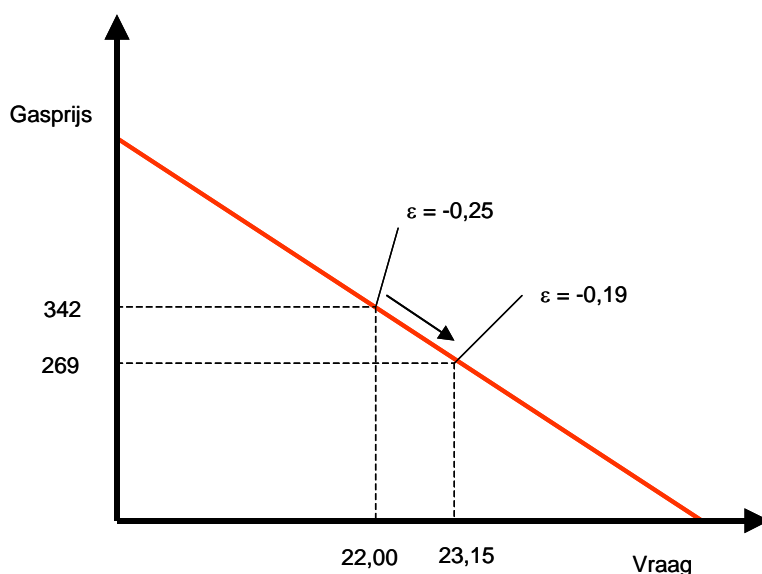
^a Vaste kosten zijn in de productiekosten opgenomen.

Bijlage B Prijselasticiteit van de vraag

Figuur B.1 geeft de prijselasticiteit van de vraag naar gas in drie sectoren in een aantal landen in de basisvariant (BC). In het algemeen valt op dat prijselasticiteiten lager uitkomen dan vooraf verondersteld. Zoals eerder al gemeld, leidt de veronderstelling van een perfecte markt tot een hogere gasvraag en lagere prijzen. Er vindt dus een verschuiving langs de vraagcurve naar rechtsonder plaats, waarbij prijselasticiteiten ook lager zijn. In Figuur B.2 wordt dit voor Nederlandse kleinverbruikers nog eens schematisch weergegeven. De vraagcurve wordt gekalibreerd op de prijs/vraag combinatie (342; 22) en een prijselasticiteit van -0,25. Na simulatie in de basisvariant (BC) resulteert de combinatie (269; 23,15), waarbij de elasticiteit -0,19 is.



Figuur B.1 Resulterende prijselasticiteiten in de basisvariant (BC)



Figuur B.2 Verschuiving langs de vraagcurve leidt tot verandering in prijselasticiteit

Bijlage C Output modelsimulaties

Figuur C.1 tot en met Figuur C.6 laten de structuur van de gasstroom zien voor respectievelijk de Nederlandse en Duitse noord-zuid verbinding in het hoog- midden en laagseizoen. De kleuren in de figuur weerspiegelen het karakter van de gasstroom. Groen staat voor consumptie in het zuidelijke landsdeel van binnenlands (in het noordelijk deel) geproduceerd gas, blauw voor de export van gas, bruin/oranje voor de import van buitenlands gas en zwart/grijs geeft een transitostroom aan (dit gas wordt noch geproduceerd, noch geconsumeerd in het land waar het betreffende traject gelegen is). De legenda geeft per kleur achtereenvolgens het soort stroom, de herkomst en de uiteindelijke bestemming van dit gas aan. In Figuur C.1 geeft de groene kolom dus aan hoeveel Nederlands gas (afkomstig uit Noord-Nederland) er door de noord-zuid verbinding (Traject 2b) stroomt en bedoeld is voor consumptie in Zuid-Nederland (deze stroom wordt dus niet als import beschouwd).¹⁵

Ten aanzien van het Nederlandse gastransportnetwerk valt op dat er slechts geringe hoeveelheden gas worden geïmporteerd door Zuid-Nederland in de varianten met volledige mededinging (BC t/m P5).¹⁶ Verder is te zien dat Nederland via de noord-zuid verbinding voornamelijk exporteert naar België, Zuid-Duitsland en Frankrijk.¹⁷

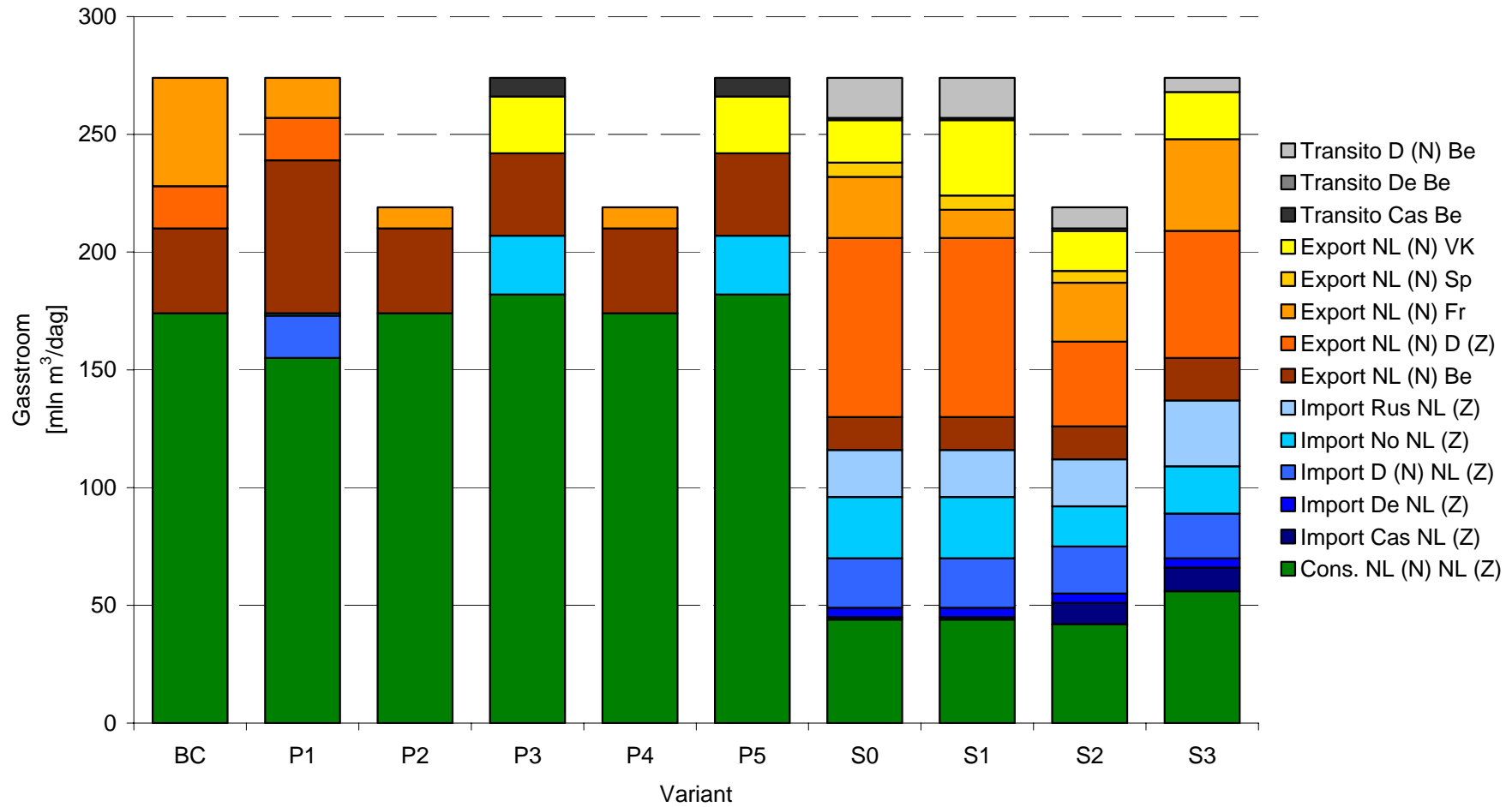
In de Duitse pijpleiding is slechts een relatief klein deel ingeruimd voor het vervoer van Noord-Duits gas naar Zuid-Duitsland (groen), terwijl duidelijk te zien is dat Duitsland meer gas importeert dan Nederland.¹⁸

¹⁵ De afkortingen in de legenda staan voor Noorwegen (No), Italië (It), Noord-Nederland (NL(N)), Zuid-Nederland (N(Z)), Oostenrijk (Oo), Rusland (Rus), Noord-Duitsland (D(N)), Zuid-Duitsland (D(Z)), Denemarken (De), België (Be), Rusland (Rus), Verenigd Koninkrijk (VK), Spanje (Sp), Frankrijk (Fr) en de Caspische regio (Cas).

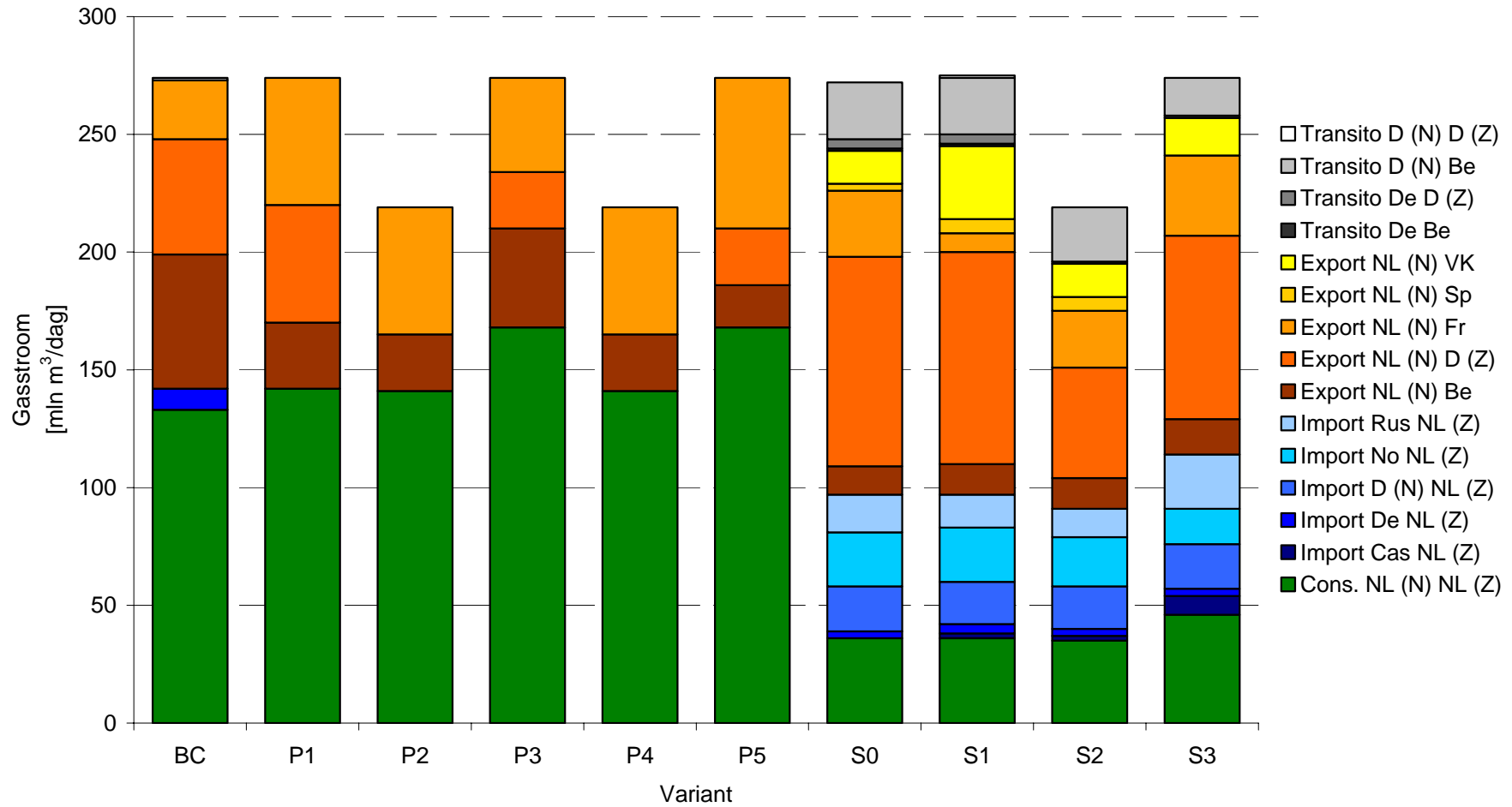
¹⁶ Let wel, het gas dat wordt geïmporteerd en bestemd is voor Noord-Nederland is niet afgebeeld in deze figuur.

¹⁷ Een interessant detail in de varianten P3 en P5 (varianten waarin de vraag naar gas op een beduidend hoger niveau ligt) is dat er een Europese oost-west gasstroom op gang komt. Terwijl Zuid-Nederland gas importeert uit Noorwegen, exporteert Noord-Nederland, via Zuid-Nederland en België, gas naar het Verenigd Koninkrijk. Wanneer deze stromen in Zuid-Nederland zouden worden omgewisseld ontstaat er per saldo een transitostroom van Noorwegen naar het Verenigd Koninkrijk. Dit illustreert de motivatie voor de aanleg van de Balgzand-Bacton leiding van Nederland naar het Verenigd Koninkrijk, en de Langede pijpleiding van Noorwegen naar het Verenigd Koninkrijk. Voor de analyse in dit rapport is deze observatie verder niet van belang.

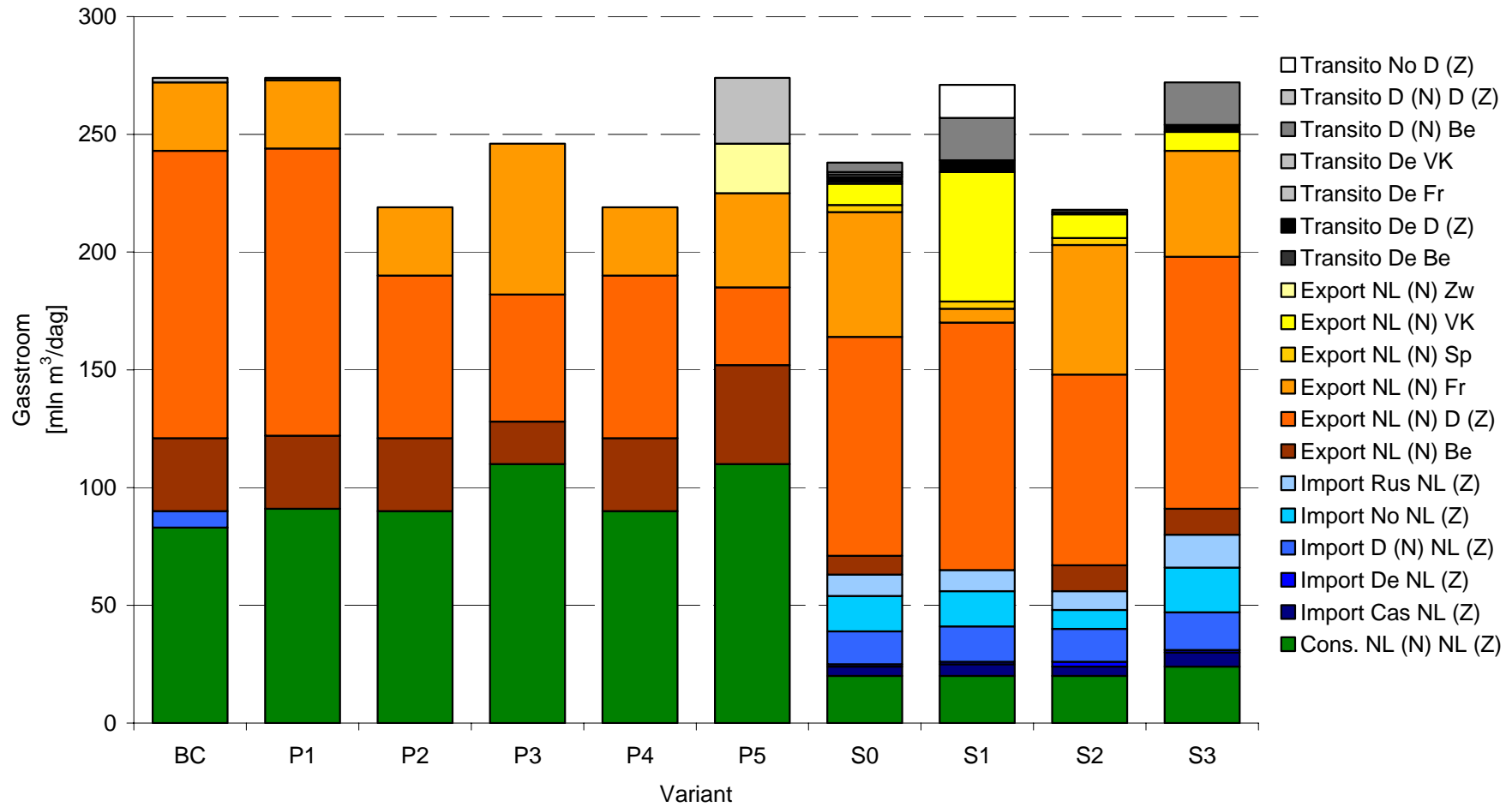
¹⁸ De afkortingen in de legenda staan voor Noorwegen (No), Italië (It), Noord-Nederland (NL(N)), Zuid-Nederland (N(Z)), Oostenrijk (Oo), Rusland (Rus), Noord-Duitsland (D(N)), Zuid-Duitsland (D(Z)), Denemarken (De), België (Be), Rusland (Rus), Verenigd Koninkrijk (VK), Spanje (Sp), Frankrijk (Fr) en de Caspische regio (Cas).



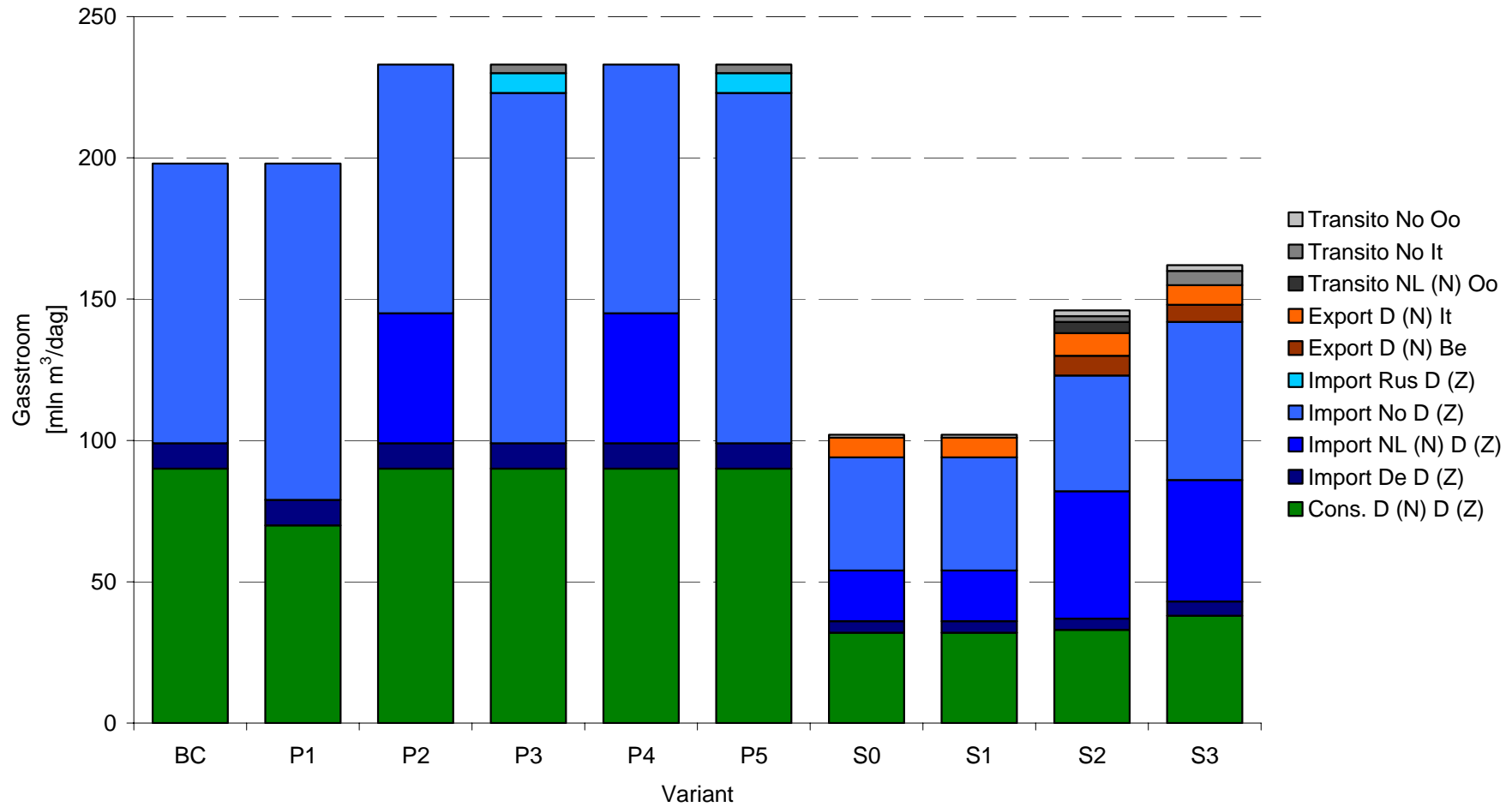
Figuur C.1 Structuur van de gasstroom in het hoogseizoen op het traject Noord-Nederland - Zuid-Nederland (Traject 2b) naar soort, herkomst en bestemming



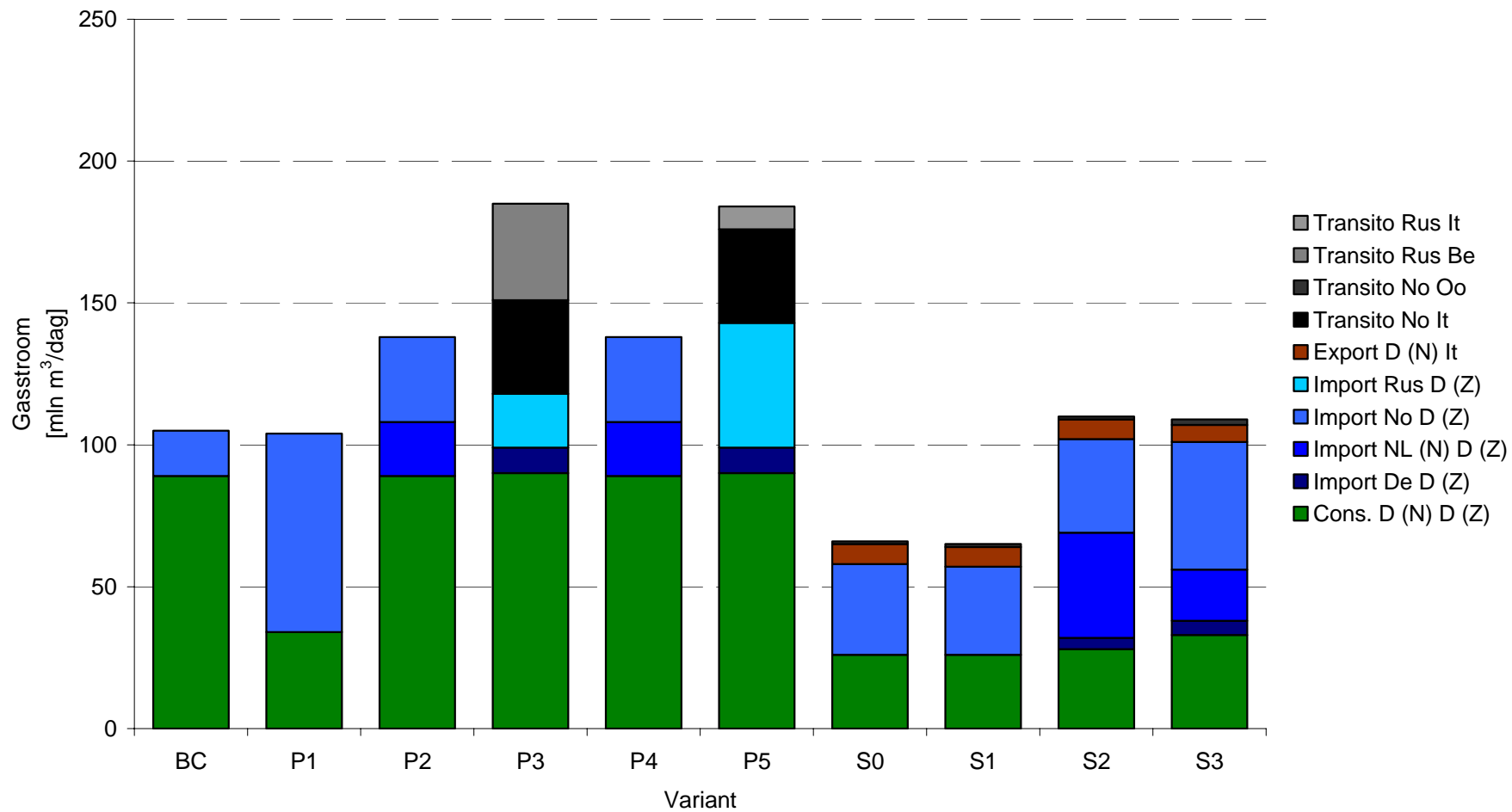
Figuur C.2 Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op het traject Traject 2b naar soort, herkomst en bestemming



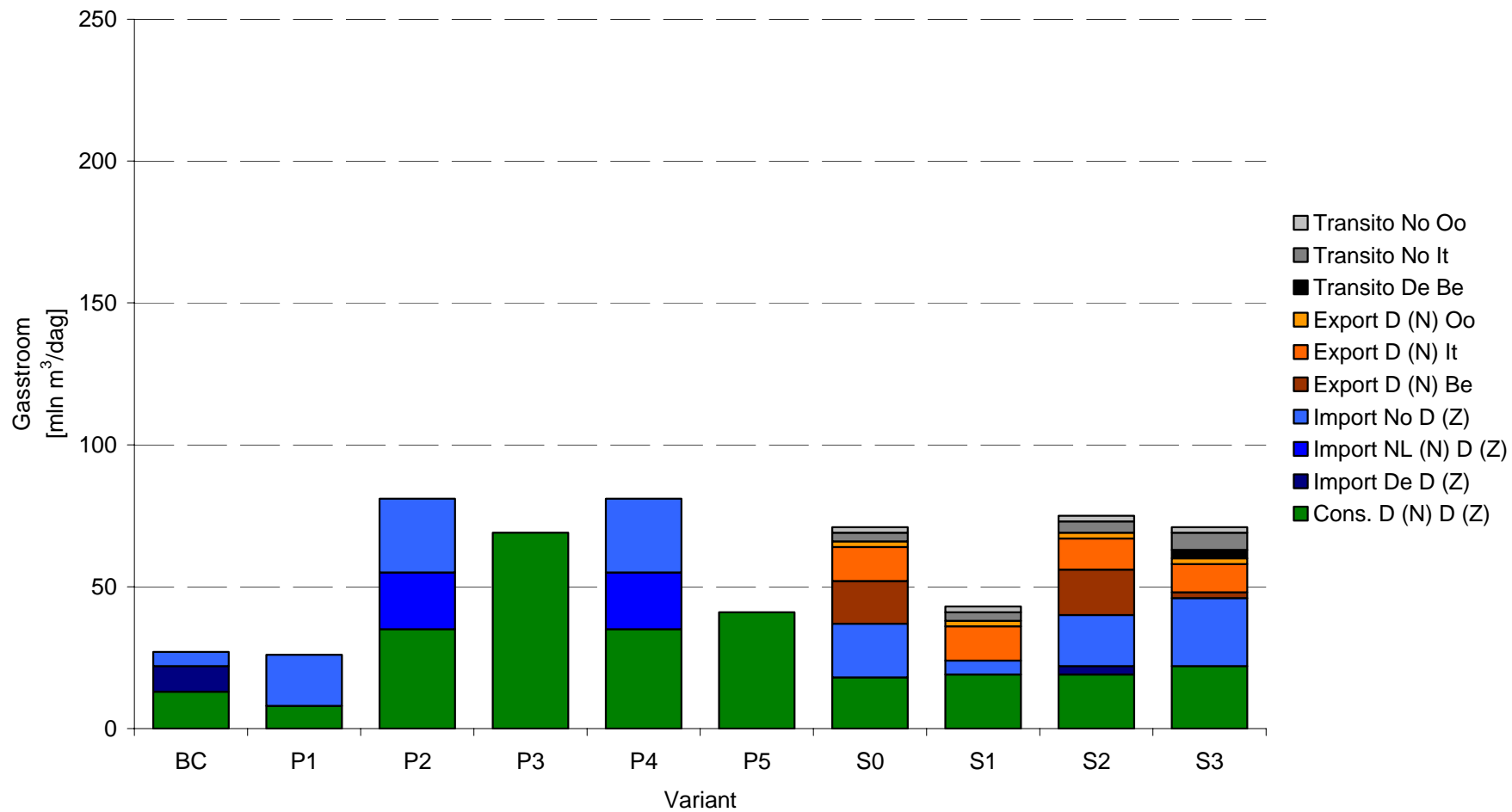
Figuur C.3 Structuur van de gasstroom in het laagseizoen op het traject Traject 2b naar soort, herkomst en bestemming



Figuur C.4 Structuur van de gasstroom in het hoogseizoen op het traject Noord-Duitsland - Zuid-Duitsland (Traject 1) naar soort, herkomst en bestemming



Figuur C.5 Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op Traject 1 naar soort, herkomst en bestemming



Figuur C.6 Structuur van de gasstroom in het middenseizoen op Traject 1 naar soort, herkomst en bestemming