Tweede Kamer der Staten-Generaal

2

Vergaderjaar 1988–1989

21 061 Het energiebeleid nader bezien

Nr. 2

NOTA

1. Het gasbeleid

1.1. *Inleiding*

De Nota De Pous (Nota inzake het aardgas, Kamerstukken II 1961–1962, 6767) vormt de grondslag van het Nederlandse aardgasbeleid. Deze nota zegt over het in Nederland gewonnen gas het volgende: «Het is de taak van de minister, die de verantwoordelijkheid voor de energievoorziening draagt, te bevorderen dat dit aardgas die plaats op de energiemarkt verwerft, waarop het krachtens zijn aard en zijn eigenschappen het meest tot zijn recht komt en de grootste bijdrage levert tot de verhoging van de nationale welvaart».

Van meet af aan is de doelstelling «de grootste bijdrage tot de verhoging van de nationale welvaart» zo vertaald dat de prijs van het gas niet gebaseerd moet worden op de produktie-kosten, maar op de waarde van het gas in het economisch verkeer: de marktwaarde.

De laatste jaren hebben zich substantiële veranderingen op de energiemarkten voltrokken. Veranderingen die nog pregnanter zijn op de Westeuropese gasmarkt waar sprake is van een toenemende concurrentie tussen leveranciers. Een symptoom hiervan is de recente principeovereenkomst tussen SEP en Statoil. Er is dus aanleiding om het vigerende nationale gasbeleid nog eens tegen het licht te houden. Na een korte beschrijving van de voorzieningsstructuur zal worden aangegeven wat de grondslagen en kenmerken van dat nationale beleid zijn. Vervolgens wordt nader ingegaan op de wijzigingen op de aardgasmarkt en tenslotte worden aanpassingen van het beleid aangegeven.

1.2. *De structuur van de aardgasvoorziening*

Aardgas, van put tot pit

De aardgasvoorziening lijkt een eenvoudige zaak: draai de kraan maar open en de vlam kan branden. De Nederlandse gasverbruikers kennen een gegarandeerde levering van aardgas van vaste kwaliteit. Zo eenvoudig is het aan de produktie-, transport- en distributiekant niet.

912530F
ISSN 0921 - 7371
SDU uitgeverij 's-Gravenhage 1989

Voordat het gas bij de verbruiker, «de pit» arriveert heeft het een lange en ingewikkelde weg bewandeld. Deze weg begint bij de plek waar het aardgas wordt gewonnen, «de put». Voor een goed begrip van het Nederlandse aardgasbeleid is inzicht in de, nog immer in complexiteit toenemende, structuur van de Nederlandse aardgasvoorziening noodzakelijk.

Het aardgas dat in Nederland wordt geproduceerd, is afkomstig uit een groot en nog steeds toenemend aantal gasvelden op het vasteland en het Nederlands deel van het continentaal plat. Vooral het aantal kleine bronnen is sterk toegenomen. De (chemische) samenstelling en daarmee de verbrandingseigenschappen en de calorische waarde van het aardgas is van veld tot veld verschillend. Na de winning is het aardgas nog niet voor verbruik gereed; het moet nog een aantal behandelingen ondergaan.

Het aanbod van aardgas uit de verschillende gasvelden wordt naast kwaliteitsverschillen gekenmerkt door grote verschillen in leveringscapaciteit van de desbetreffende voorkomens. Kleine velden leveren gedurende een beperkt aantal jaren met een hoge bedrijfstijd aardgas, omdat een economisch rendabele exploitatie anders niet mogelijk is. Bij enkele andere velden kan de produktie-snelheid niet worden beïnvloed zonder het gasvoorkomen dusdanig te beschadigen dat een deel van het gas onwinbaar wordt. Het unieke Groningenveld tenslotte kan gedurende tientallen jaren aardgas produceren waarbij het produktietempo in hoge mate kan worden gevarieerd. Hierdoor kan het gasaanbod worden aangepast aan de vraag. Voor de Nederlandse aardgasvoorziening en ook voor onze exportlanden vormt het Groningenveld hierdoor een cruciale schakel. Dankzij het Groningenveld kan gezorgd worden voor de afstemming van hoeveelheid, tijdstip en kwaliteit van de gasstromen.

Deze situatie zal in de nabije toekomst nog complexer worden. Door het teruglopen van de natuurlijke druk in het Groningenveld zal het niet meer voldoende zijn om eenvoudigweg de «kraan» van dit veld open en dicht te draaien. Om ook na de eeuwwisseling op ieder moment aan de vraag te kunnen voldoen zullen aanzienlijke investeringen moeten worden verricht. Thans worden de voorbereidingen voor de noodzakelijke investeringen in ondergrondse opslag (in uitgeputte gasvelden en in cavernes in zoutkoepels) en verhoging van de druk van het gewonnen Groningengas getroffen teneinde de leveringszekerheid voor de afnemers in stand te kunnen houden. Voor een behandeling van deze materie zij verwezen naar de notitie aan de Tweede Kamer van 3 december 1986 (Kamerstukken II 1986/1987, 20 200 HXIII, nr. 10).

Door de aard van het produkt zijn put (de winning) en pit (het gebruik) van aardgas letterlijk aan elkaar verbonden door een buis. In de loop der jaren is in Nederland een zeer omvangrijke, fijnmazige infrastructuur voor het aardgas opgebouwd, die investeringen van vele miljarden guldens heeft gevergd. Voordat het aardgas uit de verschillende velden bij de verbruiker arriveert moet het immers behandeld, gemengd, op druk gebracht en door verschillende pijpleidingsystemen getransporteerd worden, zodat de verbruikers het gas in de verschillende voor hen benodigde kwaliteiten kunnen ontvangen. In bijlage 1 wordt een beeld geschetst van deze infrastructuur voor het Nederlandse aardgas.

Dit complexe systeem is slechts op een efficiënte en verantwoorde wijze te besturen bij een hoge mate van coördinatie tussen winning en afzet.
Daartoe zijn stabiele relaties en een geordende marktstructuur nodig.

Dit vereist een organisatie die is gebaseerd op een van put tot pit consistent en coherent beleid.

De organisatie van de Nederlandse aardgasvoorziening

De coördinatie tussen winning en afzet van aardgas werd reeds in de Nota De Pous als noodzakelijk gekenschetst om tot een optimale exploitatie van de Nederlandse bodemschat te komen.

Met de oprichting van Gasunie in 1963 werd – primair met het oog op de winning en afzet van het Groningengas – deze coördinatie tussen winning en afzet nader gestalte gegeven. Nadat duidelijk was geworden dat de Nederlandse bodem naast Groningen nog vele andere gasvoorkomens bevatte en ook andere producenten hun gas aan Gasunie aanboden is – mede naar aanleiding van de oliecrisis in 1973/1974 – besloten om prioriteit te geven aan de winning van gas uit de kleine velden en om de winningsmogelijkheden van het Groningenveld te gebruiken om dat aanbod in evenwicht te brengen met de vraag. Hiermee werd een wezenlijke stimulans gegeven aan de opsporing van kleine velden. De getemporiseerde inzet van gas uit Groningen betekent dat Groningen gedurende een langere periode de balansfunctie en de crisis- en reserverol, kan blijven vervullen.

Deze functies van Groningen alsmede de toegenomen complexiteit onderstrepen de noodzaak dat de gasstromen in Nederland door één organisatie, Gasunie, gecoördineerd en verzorgd worden.

1.3. *Hoofdzaken van het gasbeleid*

Hiervoor is ingegaan op de complexiteit, alsmede de noodzakelijke samenhang van de Nederlandse gasvoorziening. In deze paragraaf wordt een aantal kenmerken van het Nederlandse gasbeleid besproken. Achtereenvolgens komen de prijsstrategie, het inkoopbeleid en het volumebeleid aan de orde.

Prijsstrategie

Gasunie hanteert in de prijsstrategie voor de verbruikers de marktwaarde als maatstaf. Deze wordt gevormd door de calorische equivalentie-prijs met andere energiedragers plus de eventuele premiewaarde. Immers het gebruik van aardgas betekent voor de verbruiker veelal lagere installatiekosten, het ontbreken van opslagkosten, geringe milieukosten en een groter gebruiksgemak. Het hanteren van de marktwaarde betekent dat het aardgas in de diverse deelmarkten wordt verkocht tegen concurrerende prijzen die niet kunstmatig hoger of lager dan die concurrerende prijs kunnen worden gesteld.

Tot dusverre is in Nederland in beginsel het aardgas aangewend voor hoogwaardige toepassingen, dat wil zeggen in die sectoren waar voor de prijsstelling van het gas de prijs van het alternatieve olieprodukt de relevante referentiewaarde vormt. Ook in de andere Westeuropese landen zijn vrijwel alle prijzen van verhandeld gas contractueel gebonden aan de olieprijs, omdat aardolie net als aardgas een hoogwaardige energie-drager is die op vele manieren kan worden aangewend. Er werd bewust gemikt op de marktsegmenten met de hoogste prijs. Een concurrerende prijsstelling tegenover elke energiedrager (bijv. kolen) zou strijdig kunnen zijn met het streven naar «de grootste bijdrage aan de verhoging van de nationale welvaart». Door deze marktconforme prijsstrategie wordt tevens bijgedragen aan een verantwoorde spreiding van energiedragers. Een prijs gebaseerd op de marktwaarde leidt voorts voor de verbruiker tot een hogere besparingsprikkel op het gasverbruik dan bij een prijs gebaseerd op de produktiekosten van aardgas het geval zou zijn geweest.

Prijsstelling op basis van de marktwaarde betekent voor de verbruiker dat hij voor zijn aardgas nooit meer betaalt dan de kosten bij aanwending van de alternatieve brandstof. Voor de verbruiker die – nadat hij eenmaal op aardgas is aangesloten – de facto weinig keuzes heeft, is dit een belangrijke garantie. Dit beschermt hem immers tegen misbruik. Het feit, dat in Nederland, met uitzondering van de elektriciteitssector, nauwelijks dual-firing installaties zijn geïnstalleerd, is illustratief voor het vertrouwen van de Nederlandse aardgasconsument in dit prijsbeleid.

Het marktwaardeconcept betekent anderzijds voor de leverancier dat hij afzetzekerheid verkrijgt. Door een concurrerende prijsstelling wordt hij immers beschermd tegen substitutieconcurrentie. Dit is gezien de relatief lange produktieperiodes een belangrijke voorwaarde voor het ontwikkelen van gasvelden.

Inkoopbeleid

Het beginsel van de marktwaarde aan de verkoopkant biedt ook de mogelijkheid de producent een aan de marktwaarde gerelateerde opbrengst te geven. Een producent in Nederland weet, dat hij het gas uit kleine velden relatief snel kan afzetten tegen een aan de marktwaarde gerelateerde prijs. Dit maakt de winning uit deze velden economisch aantrekkelijker zodat de rentabiliteitsdrempel van de kleine velden wordt verlaagd. Gasunie kan, zoals hierboven uiteengezet, deze afnamezekerheid bieden vanwege enerzijds het marktwaardeconcept en anderzijds doordat het Groningenveld als balansveld wordt ingezet. Dit laatste is van wezenlijk belang omdat daardoor de omvang van de beleverde gasmarkt geen belemmerende factor is voor het in produktie nemen van nieuwe voorkomens. Gasunie kan voor nieuw gevonden gas de afzet verzekeren. Dat is van grote betekenis voor het mijnbouwklimaat.

De strategie voor de kleine velden, waarin Gasunie een wezenlijke rol vervult, is succesvol gebleken. De initiële reserves buiten Groningen zijn door dit beleid gestegen tot ca. 1000 mrd. m^3. Het geproduceerde volume in Nederland buiten Groningen bedraagt thans bijna 35 mrd. m^3 per jaar, dat is ca. de helft van de totale Nederlandse produktie. Producenten bleken, ondermeer dankzij de zekerheid over de afzet, bereid aanzienlijk te investeren in opsporing en winning. Naast deze overweging zijn uiteraard andere elementen van het mijnbouwbeleid, zoals een betrouwbaar en stabiel regime van overheidsheffingen, een wezenlijke pijler onder dit succes.

Verkoop- en volumebeleid

In de periode 1974–1983 werd, complementair aan het prijsbeleid, een restrictief verkoopbeleid nagestreefd. Toen zich gunstige ontwikkelingen voordeden in de verhouding reserve/jaarproduktie alsmede in het internationale aanbod van aardgas is het restrictieve beleid versoepeld («Actualisering van het energiebeleid», Kamerstukken II 1983–1984, 18 100 Hoofdstuk VIII, nr. 2). Uit een oogpunt van voorzieningszekerheid werden volumebeperkingen voor het aardgasverbruik niet langer nodig geacht.

Ten aanzien van het aardgasverbruik in de elektriciteitssector werd het restrictief volumebeleid wel gehandhaafd. De marktprikkels werden destijds voor de elektriciteitssector ontoereikend geacht om het beoogde gediversificeerde brandstofinzetpatroon te realiseren. Gasunie en de producent van het Groningenveld hebben op dit punt bijgedragen aan de uitvoering van het Nederlandse energiebeleid.

Van meet af aan hebben ook export en import van gas een rol vervuld in het gasbeleid. In 1983 is bij de «Actualisering van het energiebeleid» ruimte voor additionele exportverplichtingen gegeven. Deze ruimte zou

met name moeten worden aangewend om de positie en functie van Nederlands aardgas op de Westeuropese markt te ondersteunen. Tegelijkertijd kon hiermee een bijdrage worden geleverd aan een versterking van de Europese voorzieningszekerheid op gasgebied. Door de grote mate van flexibiliteit in de exportcontracten vervult het Nederlandse aardgas een belangrijke functie bij het opvangen van (seizoen-)schommelingen van vraag en aanbod van aardgas in de verschillende exportlanden.

Ten aanzien van de import van aardgas werd in 1983 een selectief beleid voorgestaan. Aan de import van aardgas werd op afzienbare termijn in de Nederlandse aardgasvoorziening geen voorname plaats toegedacht. Gasunie heeft wel de gelegenheid gekregen om import van aardgas in de Nederlandse aardgasvoorziening in te passen, indien dit zou bijdragen aan een verantwoord beheer van de Nederlandse bodemschat.

1.4. *Aanleidingen voor heroverweging van het gasbeleid*

De situatie op de Europese gasmarkt wordt gekenmerkt door enig aanbodoverschot op korte en middellange termijn, een potentieel voldoende aanbod op lange termijn en een toename van de internationale transportmogelijkheden voor aardgas. Er kan, mede door de toenemende invloed van andere producenten (met name Noorwegen en de Sovjet-Unie) worden gesproken van een sterkere internationale component en dus concurrentie op de gasmarkt. In deze marktsituatie zijn twee elementen aanwezig, die om een nadere evaluatie van het Nederlandse aardgasbeleid vragen. In de eerste plaats de rol die internationaal bereikbare reserves kunnen spelen bij het garanderen van de Nederlandse aardgasvoorziening op lange termijn. In de tweede plaats de naar verwachting toenemende bereidheid van gasleveranciers om concurrentie met andere energiedragers dan olie aan te gaan.

De reserve- en aanbodpositie van aardgas

De belangrijkste gasproducenten voor de Westeuropese markt hebben de laatste decennia aanzienlijke hoeveelheden aardgas gevonden. In bijlage 2 wordt een overzicht gegeven van de ontwikkeling van de aardgasreserves die voor de Westeuropese markt van belang zijn. Hoe zich de gasreserves in de komende jaren verder zullen ontwikkelen is vanzelfsprekend onzeker. Er is echter geen reden hierover pessimistisch te zijn. Dit gezien de voortgaande grootschalige opsporingsactiviteiten, ook nu de prijzen al enige tijd laag zijn, als ook de voortschrijding van de technologie waardoor steeds meer gas op rendabele wijze kan worden gewonnen. De uitgebreide infrastructuur, die nog steeds wordt uitgebouwd, draagt ook sterk bij aan de opsporingsactiviteiten. Uiteraard moet worden bedacht dat levering van aardgas uit nieuwe velden vaak aanzienlijke investeringen vereist. Reserves moeten dus een economisch aantrekkelijk perspectief hebben voordat zij in produktie worden genomen. Niettemin lijkt de conclusie gerechtvaardigd dat aan de internationale reserves, gelet op de voortschrijdende internationalisering van de gasmarkt, een grotere betekenis voor de Nederlandse voorziening op lange termijn kan worden toegekend.

Uiteraard beschikt ook Nederland nog over ruime voorraden aardgas in het Groningenveld en in een groot aantal kleinere gasvelden zowel op het vasteland als in het Nederlands deel van de Noordzee. In het Plan van Gasafzet 1989 rekent Gasunie op een verwacht aanbod uit Nederlandse velden van 2059 mrd. m^3. Indien dat wordt vergeleken met de jongste raming van de afzet (rekening houdend met reeds door Gasunie gecon-

tracteerde importen) resteert over 25 jaar een verwachte «eindreserve» van ruim 600 mrd. m^3 Nederlands aardgas.

Als gevolg van de opsporingsinspanningen van de industrie is deze eindreserve de laatste 15 jaar per saldo gestegen; de laatste jaren wordt jaarlijks gemiddeld ongeveer de helft van de produktie goedgemaakt met nieuwe toevoegingen aan de reserves. Een overzicht van het verloop van de raming van de eindreserves in de afgelopen jaren wordt gegeven in bijlage 3.

Concurrentie met andere energiedragers dan olie

Tot dusverre is in Nederland geen afzet voor aardgas gezocht door rechtstreeks in concurrentie te treden met andere energiedragers dan olie. De argumenten daarvoor zijn in paragraaf 2.3 uiteengezet. Onlangs heeft Statoil met SEP een principe-overeenkomst gesloten, waarin dat wel gebeurt en gas wordt verkocht tegen prijzen die gebaseerd zijn op elektriciteitsopwekking met kolen. Het is in dit verband van belang na te gaan welke redenen er voor Statoil kunnen zijn geweest om op deze wijze een afzetexpansie na te streven op de markt voor elektriciteitscentrales.

In de tijden van relatief hoge olieprijzen zoals aan het eind van de jaren zeventig was het voor producenten van aardgas onaantrekkelijk om met steenkool te concurreren. Sindsdien is er veel veranderd. De olieprijzen zijn in de afgelopen jaren veel sterker gedaald dan de kolenprijzen. Daarnaast is de efficiency bij de verbranding van aardgas sterk verbeterd, terwijl de «milieukosten» bij het gebruik van steenkool in hoog tempo zijn gestegen. Door de technologische ontwikkeling is de toepassing van steenkool in centrales als het ware een veel «edeler» opwekkingsvorm geworden. Concurrentie met die opwekkingsvorm is daardoor thans een aantrekkelijke optie. Illustratief is dat een ten opzichte van kolentoepassing in elektriciteitscentrales concurrerende gasprijs bij de huidige brandstofprijzen zo'n 50% boven stookolie-pariteit ligt en op het dubbele van de calorische equivalentieprijs met steenkool. Op termijn kunnen veranderende prijsverhoudingen hierin uiteraard weer wijzigingen brengen.

Gasafzet op de markt voor elektriciteitscentrales heeft voor producenten van aardgas ook om andere redenen aantrekkelijke kanten. Het betreft op deze afzetmarkt veelal omvangrijke leveringen gedurende een lange periode (20 à 30 jaar) met een over het gehele jaar bezien constant verbruik. Voor Statoil kan dit een belangrijk argument zijn geweest, ook omdat voor hen de afstand tot de afzetmarkt relatief groot is. De producent zal immers streven naar een zo hoog mogelijke benuttingsgraad van zijn transportsysteem. Daarbij komt dat Statoil gezien de beschikbare produktiecapaciteit en de kosten daarvan behoefte had aan additionele afzet, terwijl er voor Noorse producenten weinig attractieve afzetalternatieven zijn.

In hoeverre en hoelang concurrentie met andere energiedragers dan olie op de markt voor elektriciteitscentrales op de internationale gasmarkt vervolg zal krijgen is onzeker. Hierbij moet worden bedacht dat iedere m^3 aardgas slechts éénmaal verstookt kan worden. Afgewogen moet worden of niet – wellicht later – leveringen aan andere gasverbruikers tegen aan olieprodukten gerelateerde prijzen te verkiezen zijn boven leveringen aan elektriciteitscentrales tegen op kolen gebaseerde prijzen. De beschikbare produktie- en transportcapaciteit, de groei van de vraag naar gas en de economische aantrekkelijkheid van een dergelijke afzetmarkt op lange termijn zullen hierbij de beslissende factoren zijn. In dat verband zij opgemerkt dat bijvoorbeeld het IEA verwacht dat

een substantieel hogere vraag naar aardgas voor centrales dan tot voor kort gedacht waarschijnlijk is. Het is niet uit te sluiten dat de (her)introductie van gas uiteindelijk een zodanige omvang bereikt dat dit resulteert in een gespannen situatie op de gasmarkt, mede omdat er dan aan de aanbodzijde beperkingen kunnen optreden. Zou deze situatie zich voordoen, dan is denkbaar dat evenals in het verleden op Europese schaal een beperkend beleid zal moeten worden gevoerd.

1.5. Evaluatie en beleidsbijstellingen

Handhaven van de rol van Gasunie

Voor een verantwoord beheer van onze bodemschatten is een «van-put-tot-pit» geïntegreerd beleid essentieel. Een voorwaarde daartoe is een consistente, doorzichtige en op economische motieven gebaseerde prijsstructuur. Bij verkoop van aardgas is en blijft voor Gasunie de marktwaarde van aardgas het principe voor de prijsstelling. Een tweede wezenlijk element van dit geïntegreerde beleid, de afnamezekerheid van aardgas die Gasunie aan de binnenlandse producenten biedt, is onmisbaar voor een voortzetting van het succesvolle mijnbouwbeleid. Er is dus veel aan gelegen om deze afnamezekerheid, die met name afhankelijk is van de mogelijkheid het Groningenveld als balansveld te gebruiken, te continueren.

Door dit geïntegreerde beleid wordt een cruciale bijdrage geleverd aan een verdere ontwikkeling en een verantwoord beheer van onze bodemschatten en daarmee aan het zeker stellen van een doelmatige en betrouwbare gasvoorziening in Nederland.

Rechtstreekse levering van aardgas aan een verbruiker zonder inschakeling van Gasunie, doorkruist deze doelstellingen. Het halen van «krenten uit de pap» gaat immers ten koste van de afzet van Groningengas en uiteraard ten koste van de Nederlandse gasbaten. De getemporiseerde inzet van Groningen staat dan niet ten dienste van het verantwoorde beheer van onze bodemschatten. In dat geval is het de vraag of de bereidheid om met de Groningenproduktie te balanceren aanwezig blijft. Dan zou het fundament van het mijnbouwklimaat en de gasvoorzieningsstructuur in Nederland worden aangetast.

Ook brengt ongecoördineerde levering van gastechnische problemen met zich mee. Zoals immers in bijlage 1 wordt geïllustreerd, vergt een optimaal gebruik van de gecompliceerde infrastructuur een gecoördineerd en coherent beheer. Alleen dan is het mogelijk de diverse gasstromen in te passen en tegelijk de afnemers een gegarandeerde kwaliteit te bieden.

Dit verklaart de zorg die is ontstaan door de voorgenomen rechtstreekse levering van Noors gas aan Nederlandse elektriciteitscentrales. Gelet op het voorgaande is het gewenst doorkruising van het geïntegreerde gasbeleid te voorkomen. Dit vereist dat Gasunie in staat is de levering van aardgas aan alle Nederlandse afnemers te verzorgen. Een aanpassing van de prijsstrategie, bij handhaving van het marktwaardebeginsel, biedt daartoe de mogelijkheden. Dit wordt hieronder verder uitgewerkt.

Bij toepassing van een marktconforme prijsstrategie en in aanmerking genomen de bevredigende werking van het geheel van contractuele regelingen tussen de Staat en Gasunie enerzijds en Gasunie en haar afnemers anderzijds, lijkt het niet noodzakelijk de centrale rol van Gasunie op andere wijze te regelen. Nadere regelgeving is dan ook thans niet nodig.

Het verkoop- en volumebeleid

Ervan uitgaande dat de marktwaarde internationaal de leidraad voor de prijsstrategie van aardgas blijft is het gewenst dat zowel de prijsstrategie als het volumebeleid van Gasunie geen impulsen bevatten die aanbieders of verbruikers uitnodigen om met voorbijgaan aan Gasunie gas te leveren of te betrekken. In dit verband is een nadere beschouwing op zijn plaats.

De verbreding van de prijsstrategie tot andere alternatieve brandstoffen dan aardolieprodukten heeft zich op de internationale gasmarkt voorgedaan, zij het vooralsnog op beperkte schaal. Gasunie kan zich hiervan niet distantiëren en moet deze commerciële optie dus ook kunnen hanteren, wil het uitgangspunt van een geïntegreerd beleid gehandhaafd blijven.

Zoals gezegd is en blijft de marktwaarde het principe dat aan de prijsstelling van aardgas ten grondslag ligt. In de meeste gevallen betekent hantering van het marktwaarde-concept dat de prijs van aardgas tot stand komt op basis van het relevante alternatieve olieprodukt (voor kleinverbruikers is dit huisbrandolie en voor grootverbruikers stookolie). Voor elektriciteitscentrales, is in Nederland naast stookolie ook steenkool een relevant alternatief. Het ligt in de rede dat bij de bepaling van de marktwaarde voor nieuw te bouwen basislast-centrales van de integrale kosten bij opwekking met de alternatieve brandstof steenkool wordt uitgegaan.

Een restrictief gasafzetbeleid voor deze sector is niet langer opportuun, aangezien Gasunie gasafzet op deze markt als commerciële optie moet kunnen hanteren en hiervoor gas op de internationale markt beschikbaar is. Dit laat onverlet dat het uit een oogpunt van brandstofinzet in centrales ongewenst kan zijn additioneel aardgas in centrales in te zetten. Op het kader voor de brandstofinzet in centrales en de daarbij geldende overwegingen wordt in het volgende hoofdstuk ingegaan.

Gezien de grote rol van aardgas in de Nederlandse energievoorziening blijft het noodzakelijk dat voldoende zekerheid wordt geboden over de beschikbaarheid van aardgas gedurende een lange periode. Met haar Plan van Gasafzet wordt door Gasunie jaarlijks aangegeven hoe die zekerheid wordt geboden. Gelet op de verwachte ontwikkeling van gasvoorraden die voor West-Europa beschikbaar zijn kan in de toekomst bij de beoordeling van de voorzieningszekerheid een grotere rol worden toebedeeld aan internationaal bereikbare reserves. De tot nu toe in het Plan van Gasafzet gehanteerde toets, of er na afloop van de 25-jarige planperiode nog voldoende Nederlands gas zou resteren voor een geleidelijke afbouw van het binnenlands gasverbruik, moet in dat licht worden bezien. Er is vooralsnog geen aanleiding om te veronderstellen dat het binnenlands gasverbruik moet worden beëindigd wanneer het eind van de Nederlandse reserves zal worden bereikt.

In het verleden is reeds geconstateerd dat selectieve import van aardgas onder omstandigheden een bijdrage kan leveren aan het Nederlandse aardgasbeleid. Tot dusverre is van die mogelijkheid slechts in geringe mate gebruik gemaakt. De verruiming van de gasvoorraden die voor West-Europa beschikbaar zijn dan wel kunnen komen maakt het zinvol om de mogelijkheden van additionele import van aardgas, zeker op lange termijn, nader te beschouwen. Wanneer aan internationaal bereikbare reserves een belangrijkere rol in de Nederlandse voorzieningszekerheid wordt toegekend verruimt dit in principe ook de Nederlandse exportmogelijkheden. Additionele importen en/of exporten kunnen ook in het belang zijn van het ondersteunen van de positie van Gasunie op de Westeuropese gasmarkt.

Resumerend

Gasunie is en blijft de aangewezen organisatie om de coördinatie van de gasstromen in Nederland te verzorgen. Een op marktwaarde gebaseerd in- en verkoopbeleid en een kosten-efficiënte behandeling en transport van aardgas kunnen hiervoor voldoende garantie geven. De ontwikkelingen op de internationale gasmarkt vereisen dat Gasunie slagvaardig kan opereren. Het is de taak van Gasunie om de verruimde mogelijkheden op de internationale markt zorgvuldig te onderzoeken en eventueel met voorstellen te komen voor additionele import en of export van aardgas. Eventuele voorstellen van Gasunie dienaangaande zullen in het belang moeten zijn van een optimale ontwikkeling en benutting van het Nederlandse aardgas, waarbij de balansfunctie van Groningen cruciaal is.

Door handhaving van een op de marktwaarde gebaseerd gecoördineerd beleid ten aanzien van binnenlandse inkoop, binnen- en buitenlandse afzet en import kan aan de doelstellingen van het Nederlandse aardgasbeleid en daarmee zowel aan die van de Nederlandse gasvoorziening als aan die van het mijnbouwbeleid blijvend worden voldaan.

2. Brandstofinzet in de elektriciteitssector

2.1. *Inleiding*

In de komende jaren dienen door de elektriciteitssector belangrijke beslissingen te worden genomen over de bouw van nieuwe centrales. Daarmee wordt de brandstofinzet voor een lange periode vastgelegd.

De behoefte aan dergelijk nieuw vermogen wordt voor een belangrijk deel al bepaald door de noodzakelijke vervanging van bestaand verouderd vermogen. Van het nu aanwezige vermogen van ca. 15 000 MWe in de openbare sector zal tot het jaar 2010 zo'n 12 000 MWe wegens veroudering buiten gebruik worden gesteld. Beslissingen tot bouw van nieuw centraal vermogen zijn noodzakelijk, ondanks forse inspanningen gericht op besparing en op vergroting van de bijdrage van decentraal vermogen, zoals warmte/kracht-koppeling en duurzame energiebronnen. In het licht van de toenemende milieuproblemen zal in het Nationaal Milieubeleidsplan aangegeven worden welke extra maatregelen hiervoor getroffen zullen worden. In de vermogensbehoefte kan ook niet volledig voorzien worden door import van elektriciteit. Voor de korte en middellange termijn is de importcapaciteit beperkt en reeds voor een belangrijk deel opgevuld. Op de langere termijn is uitbreiding ervan in beginsel denkbaar, doch dit zal de nodige investeringen en tijd kosten. Daarbij komt dat aan eigen stroomproduktie voordelen verbonden zijn uit een oogpunt van voorzieningszekerheid, minder energieverliezen, en werkgelegenheid bij bouw en exploitatie van centrales. Eigen stroomopwekking verdient dan ook de voorkeur indien in Nederland stroom geproduceerd kan worden tegen kosten die vergelijkbaar zijn met die in het buitenland.

Beslissingen over nieuw produktievermogen dienen door de elektriciteitssector regelmatig te worden genomen. Gezien de voorbereidings- en bouwtijden die soms wel oplopen tot zo'n tien jaar, zullen beslissingen over het eerder genoemde te vervangen vermogen al in de komende jaren genomen moeten worden. Volgens de Sep gaat het om zo'n 2500 MWe in het Elektriciteitsplan dat in het voorjaar van 1990 zal verschijnen. Met het oog daarop dient vóór medio 1989 aan de Sep een kader voor de keuze van de brandstofinzet gegeven te worden.

2.2. *Brandstofinzet en diversificatie*

De energiemarkten zijn thans ontspannen. Het aanbod van de verschillende energiedragers is ruim ten opzichte van de vraag en de prijzen zijn laag. Dit is tot uiting gekomen in de aanzienlijke daling van de olieprijzen en de daaraan gekoppelde gasprijzen.

Op langere termijn zijn daarentegen naar algemene verwachting met name op de olie- en gasmarkt hernieuwde spanningen zeker niet uitgesloten. Op de oliemarkten zullen deze, bij een groeiende behoefte aan olie en een afnemend aanbod van niet-OPEC-landen, vooral tot stand komen door een toeneming van de marktkracht van de OPEC-landen. De daaruit voortvloeiende olieprijsstijgingen en de mogelijke prijsschokken zullen ook doorwerken naar de Europese gasmarkt. Daarnaast worden risico's op de gasmarkt groter naarmate men in Europa op grond van de huidige ontspannen markt en op grond van milieu-overwegingen, in hoge mate voor extra inzet van gas zou kiezen.

Gelet op deze mogelijke lange-termijnontwikkelingen blijft het gewenst om de inzet van energiedragers evenwichtig te spreiden. Nu zijn de mogelijkheden tot spreiding van de brandstofinzet juist bij uitstek en ook vrijwel uitsluitend aanwezig in de elektriciteitsproduktie.

Bij het grootschalig vermogen gaat het om een keuze tussen gas, kolen en kernenergie. Deze keuze dient gemaakt te worden op basis van de doelstelling van het elektriciteitsbeleid, te weten een betrouwbare en betaalbare levering van elektriciteit, die op een zo veilig en milieuhygiënisch verantwoord mogelijke wijze is opgewekt.

Bedacht zij dat de aan de orde zijnde besluiten voor de elektriciteitssector de situatie voor een periode van zo'n 30–40 jaar vastleggen. Daarbij komt dat de voorziening van elektriciteit maatschappelijk van vitaal belang is. Dit impliceert dat een zo groot mogelijke stabiliteit ook op de genoemde lange termijn, essentieel is.

Ten aanzien van de risico's voor betaalbaarheid gaat het om de vraag in hoeverre een stabiele elektriciteitsprijs verwacht mag worden. In de eerste plaats draagt spreiding van de brandstoffen daaraan bij. Stabiliteit wordt ook bevorderd naarmate de vaste kosten (m.n. kapitaalslasten) een groter deel uitmaken van de elektriciteitsprijs. Voorts gaat het bij de risico's voor betaalbaarheid ook om de vraag in hoeverre een elektriciteitsprijs wordt verkregen die concurrerend is met het buitenland. De grootste zekerheid daarover wordt verkregen indien de vermogenssamenstelling en brandstofinzet in lijn ligt met die in het buitenland. Voor 1986 was de situatie als volgt:

Brandstofinzet in de openbare elektriciteitsvoorziening (1986, verdeling in procenten)

	Olie/Gas	Kolen	Nucleair	Overige
EG	14	41	35	10
België	4	23	71	2
BRD	7	56	33	4
Ver. Kon.	9	70	19	2
Frankrijk	5	1	76	18
Nederland	62	31	7	0

Bron: Energy Balances of OECD Countries.

Het aandeel van gas in de Nederlandse elektriciteitsproduktie ligt thans relatief en absoluut hoog. Mede daardoor wijkt de verhouding tussen brandstof- en kapitaalskosten aanzienlijk af van de situatie in andere landen. Wanneer de prijsontwikkeling van de verschillende energiedragers uiteen gaat lopen, zullen de produktiekosten van elektriciteit in

ons land sterk gaan afwijken van die in het buitenland. Dit kan grote negatieve gevolgen hebben voor de concurrentiepositie van ons bedrijfsleven, zoals in het verleden is gebleken. Structureel gezien is derhalve verlaging van het huidige hoge gasaandeel gewenst. Dit geldt ook nu de contractprijs van aardgas voor deze afzetmarkt niet langer uitsluitend aan olie gekoppeld is. Ook dan blijven er prijsrisico's bestaan. Spanningen op de Europese gasmarkt zullen immers allereerst tot uitdrukking komen op deelmarkten met relatief laaggeprijsde toepassingen van aardgas zoals de elektriciteitssector. Dit zal optreden indien de gasprijzen die gekoppeld zijn aan olieprijzen sterk gaan uitstijgen boven de gasprijzen die gekoppeld zijn aan andere energiedragers zoals kolen. Dit kan consequenties hebben voor de contracten. Fysieke diversificatie naar andere energiedragers dan olie/gas blijft daarom structureel gezien noodzakelijk.

Het aandeel kolen in de brandstofinzet komt met de besluiten die in de afgelopen elektriciteitsplannen zijn opgenomen reeds op een uit diversificatie-oogpunt gewenst niveau.

2.3. *Brandstofinzet en milieu*

Gezien de aan belang toenemende betekenis van het aspect milieu dient bezien te worden in welke mate de vanuit diversificatie-oogpunt gewenste spreiding van energiedragers aansluit bij het milieubeleid. Ook daarbij gaat het vooral om de lange-termijn effecten, gelet op het eerder genoemde gegeven dat met beslissingen tot bouw van nieuwe elektriciteitscentrales dat deel van de brandstofinzet voor een termijn van 30–40 jaar vastgelegd wordt.

In concreto kijkend naar de milieu-effecten van de brandstofinzetmogelijkheden voor de elektriciteitsvoorziening geldt het volgende. Bij inzet van fossiele brandstoffen worden schadelijke stoffen uitgestoten. Deze stoffen (voor de elektriciteitssector naast SO_2 vooral NO_x) dragen bij tot de verzuringsproblematiek. Daarnaast vindt ook uitstoot van kooldioxide (CO_2) plaats, hetgeen een belangrijke factor is die bijdraagt aan het broeikaseffect. Deze emissies zijn er niet bij de inzet van kernenergie en duurzame energiebronnen. De toegenomen zwaarte van de problematiek van verzuring en het broeikas-effect is een belangrijk argument bij nieuwe keuzes ten aanzien van de brandstofinzet, waarbij keuzes ten aanzien van kernenergie en duurzame energie niet kunnen worden uitgezonderd. Naast genoemde emissies naar de lucht zijn vanuit het oogpunt van milieu nog vele andere aspecten aan de orde zoals de diverse afvalstromen, verontreiniging van de bodem, grondwater en oppervlaktewater, geluid, alsmede de veiligheidsaspecten (calamiteiten voor mens en milieu). Milieubelasting door energie en energiedragers zal vanuit de milieu-optiek zoveel mogelijk vermeden moeten worden.

2.4. *Herbezinning kernenergie*

Het voorgaande wijst op het openhouden van kernenergie als één van de mogelijkheden van elektriciteitsproduktie. Uitbreiding van het kernenergievermogen in ons land ligt evenwel onder het beslag van de herbezinning kernenergie. Immers, naar aanleiding van het ongeval met de kerncentrale te Tsjernobyl is de besluitvorming over de vestigingsplaatsen van nieuwe kerncentrales hangende een grondige analyse en evaluatie van het Russische kernongeval opgeschort (moties Lansink, Braams en Tommel, Tweede Kamer, vergaderjaar 1985–1986, 18 830, nr. 64 en 65). Deze herbezinning heeft zich toegespitst op de volgende thema's:

– het ongeval met de centrale bij Tsjernobyl en de (inter)nationale reactie hierop;

- de veiligheidsaspecten van kerncentrales;
- de effecten op de omgeving bij een ongeval;
- de aanpak bij ongevallen en
- de economische schade bij een ongeval.

De herbezinningsstudies zijn in de eerste helft van 1988 afgerond en aan de Tweede Kamer toegezonden. Vervolgens is de adviesfase ingegaan, waarbij in totaal aan elf instanties adviezen zijn gevraagd. Voor het merendeel gaat het hierbij om specifieke adviesaanvragen, handelend over bepaalde onderdelen van de herbezinningsstudies. Met name is van belang het aan de Commissie Reactor Veiligheid (CRV) gevraagde advies over de door ECN uitgevoerde studie naar de bronterm van nieuwe kerncentrales. In de ECN-studie wordt bezien welke kans er is op ernstige ongevallen in nieuwe kerncentrales, en welke hoeveelheid radioactiviteit bij dergelijke ongevallen vrijkomt (bronterm). Naast deze specifieke adviesaanvragen zijn er de meer algemene adviesaanvragen aan de Algemene Energieraad (AER) en de Centrale Raad voor de Milieuhygiëne (CRMH). Daarbij is gevraagd te adviseren over de energiepolitieke, respectievelijk milieuhygiënische aspecten van de uitbreiding van *kernenergie in het licht van de diverse brandstofinzetopties.*

Inmiddels zijn de meeste adviezen uitgebracht. Het gaat daarbij om de adviezen van de Brandweerraad, de Raad voor de Drinkwatervoorziening, het Coördinerend Politieberaad, het Landbouwschap, de Technische Commissie Bodembescherming en enkele adviezen van de CRV, terwijl voorts een reactie is gekomen van de VNG. Deze adviezen zijn inmiddels ook aan de Tweede Kamer ter kennisname toegezonden.

Gezien de specifieke betekenis van de bronterm-studie van het ECN in het kader van de herbezinning is het CRV-advies daarover van bijzonder belang. De CRV acht de door ECN genoemde waarden voor de kansen op bepaalde brontermen in beginsel haalbaar voor nieuw te bouwen kerncentrales waarbij aanvullende technische voorzieningen zijn getroffen. Afgezien van de noodzakelijke beoordeling van de ECN-studie en het CRV-advies in samenhang met de overige studies en adviezen op *hun consequenties voor onder andere het milieu, is gelet op deze* uitspraak nader onderzoek gewenst naar de vraag of met de thans commercieel beschikbare reactor-ontwerpen dan wel met ontwerpen die binnenkort verwacht mogen worden, voldaan kan worden aan deze verwachtingen over de bronterm.

Voorts kan geconstateerd worden dat nog niet alle adviezen zijn uitgebracht. Het gaat daarbij om adviezen van de Raad van de Waterstaat, de AER, de CRMH, de Gezondheidsraad en nog enkele deeladviezen van de CRV. Er zal nog enige tijd mee gemoeid zijn voordat bedoelde beoordeling van al deze adviezen en de studies, waarop zij betrekking hebben, kan plaatsvinden.

De vraag is wat dit betekent tegen de achtergrond van het gegeven dat vóór medio 1989 de Sep een kader nodig heeft voor het vóór april 1990 uit te brengen Elektriciteitsplan 1991–2000.

Voorgaande constateringen over nader onderzoek in aansluiting op de uitspraken van de CRV, de beoordeling van de nog uit te brengen studies en adviezen alsmede de voor het opstellen van het komend Elektriciteitsplan benodigde tijd leiden er toe dat in het in april 1990 uit te brengen Elektriciteitsplan 1991–2000 geen besluit genomen zal kunnen worden over de bouw van nieuwe kerncentrales. Eventuele besluiten over uitbreiding of vervanging van het kernenergievermogen zullen niet eerder genomen kunnen worden dan in de periode die relevant is voor het daarop volgende Elektriciteitsplan.

Overigens zal de komende tijd optimaal gebruikt moeten worden voor het in stand houden van de in ons land voor kernenergie nog aanwezige kennis en infrastruktuur. Het gaat met name om kennis van en onderzoek naar reactortechnologieën. Daarbij zal zoveel mogelijk aansluiting worden gezocht bij ontwikkelingen en projecten in andere landen.

2.5. *Brandstofinzet voor het eerstkomende Elektriciteitsplan*

In april 1990 zal het Elektriciteitsplan 1991–2000 worden uitgebracht. Zoals aangegeven zullen volgens de Sep daarbij besluiten genomen dienen te worden over de bouw van rond 2500 MWe nieuw elektriciteitsproduktievermogen. Met het oog daarop dient tijdig, dat wil zeggen vóór medio 1989, het kader voor de besluitvorming gegeven te worden. In het voorgaande is aangegeven dat het vanuit het oogpunt van diversificatie gewenst is vergroting van het aandeel kernenergie als optie open te houden voor de elektriciteitsproduktie. Besluiten tot bouw van kernenergie-eenheden kunnen in dit plan echter niet genomen worden.

Wat betreft kolen geldt dat het aandeel van de koleninzet in de elektriciteitsproduktie met de reeds genomen besluiten komt op een niveau dat thans aansluit bij de indertijd geformuleerde structureel gewenste spreiding over de drie energiedragers (kolen, gas en kernenergie). Daarnaast is voor de nabije toekomst van belang dat vooral uit milieuhygiënisch oogpunt aantrekkelijke perspectieven voor nieuwe technieken van inzet van kolen in de grootschalige elektriciteitsvoorziening naar voren komen. Daarbij gaat het met name om kolenvergassing terwijl er ook nog ontwikkelingsmogelijkheden voor conventionele kolenstook liggen.

Voor gas geldt dat het aanbod en de prijsstelling voor de elektriciteitsproduktie op dit moment, zoals eerder aangegeven, in een wat ander licht is komen te staan. Op grond van al deze overwegingen acht de regering het verantwoord om aan de Sep voor het komende Elektriciteitsplan de mogelijkheid te bieden om te besluiten tot de bouw van nieuwe gaseenheden.

Uiteraard is het primair aan de elektriciteitssector om deze mogelijkheid al dan niet te benutten. Gelet op de op langere termijn gewenste structurele vermindering van het gasaandeel geldt dit brandstofinzetkader slechts voor het eerstkomende Elektriciteitsplan.

Bijlage 1: Technische aspecten van het Nederlandse aardgas

In Nederland en het Nederlands deel van het continentaal plat zijn tot nu toe ca. 200 gasvelden gevonden. Het gas in deze velden varieert sterk van samenstelling, zowel wat het gehalte methaan betreft als ook in de aanwezigheid van stikstof en zwavel-verbindingen, CO_2, en andere koolwaterstoffen. Daarnaast komt bij de produktie van aardgas vaak zand en (zout) water mee omhoog. Ook de druk waarmee het gas de grond uitkomt varieert per veld; deze druk loopt daarenboven terug naarmate er meer gas uit een veld geproduceerd is.

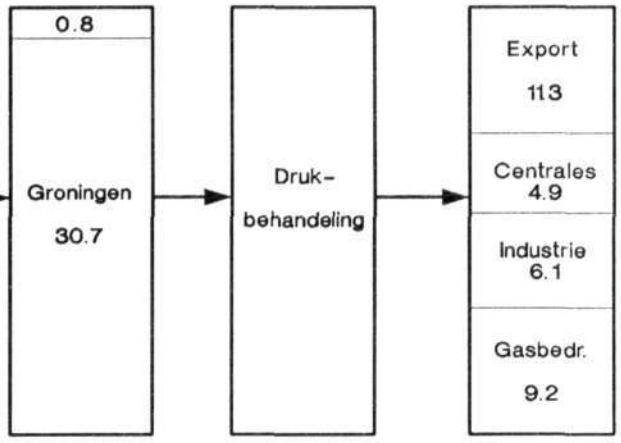
Voordat het gas aan de verbruikers geleverd kan worden, dient het gas eerst gereinigd te worden, waarbij alle schadelijke bestanddelen van het ruwe aardgas verwijderd worden. Deze zuivering vindt deels al plaats op produktielokatie en deels bij de Gasunie ontvangststations. Voor het zwavelrijke gas uit Oost-Nederland is vorig jaar in Emmen een ontzwavelingsfabriek in gebruik genomen.

Het gezuiverde gas dat daarna overblijft varieert dan nog in verbrandingswaarde, de «Wobbe-index». De verbruikers kunnen slechts een zeer kleine variatie in verbrandingswaarde verwerken; de branders zijn daarop afgesteld. Alle apparaten in de Nederlandse huishoudens, een gedeelte van de industrie en een gedeelte van de export-afnemers zijn ingesteld op «Groningen-gas kwaliteit» (Gr-gas), in vergelijking met de andere gassoorten relatief calorie-arm gas. De grootverbruikers in de industrie, de elektriciteitscentrales en de vele export-afnemers rekenen echter op gas met een hogere calorische waarde (H-gas). Gasunie heeft daarom in Nederland een dubbel gasnet aangelegd, een voor Gr-gas kwaliteit en een voor H-gas. Door menging van de verschillende gassen die Gasunie inneemt, wordt er voor gezorgd dat iedere klant gas krijgt van de kwaliteit die hij kan gebruiken. Om het overschot aan H-gas in de zomer, als de totale gasvraag vrij klein is, te kunnen verwerken heeft Gasunie in Ommen een stikstoffabriek gebouwd, om ook daarmee pseudo Gr-gas te maken.

Naast de «Wobbe-index» varieert ook de druk waarmee het gas de bodem uitkomt. Maar de verbruikers rekenen erop dat het gas met een constante druk wordt afgeleverd. In het begin van de winning van een gasveld is de natuurlijke druk doorgaans hoger dan de druk in het leidingsysteem en moet er gesmoord worden. Met het voortschrijden van de produktie zakt de druk in het reservoir echter. Decennia lang is de natuurlijke druk van het Groningenveld voldoende geweest om daarmee zelfs aan de piekvraag in de koudste winterdagen te voldoen. Wij naderen nu echter het moment dat de natuurlijke druk in Groningen zover gedaald zal zijn dat niet meer kan. Gasunie heeft daarom in samenwerking met de NAM een omvangrijk investeringsprogramma in voorbereiding om de produktiecapaciteit op het vereiste niveau te houden door middel van zomer-opslag (in zoutcavernes en lege gasvelden) en door de installatie van compressoren in Groningen.

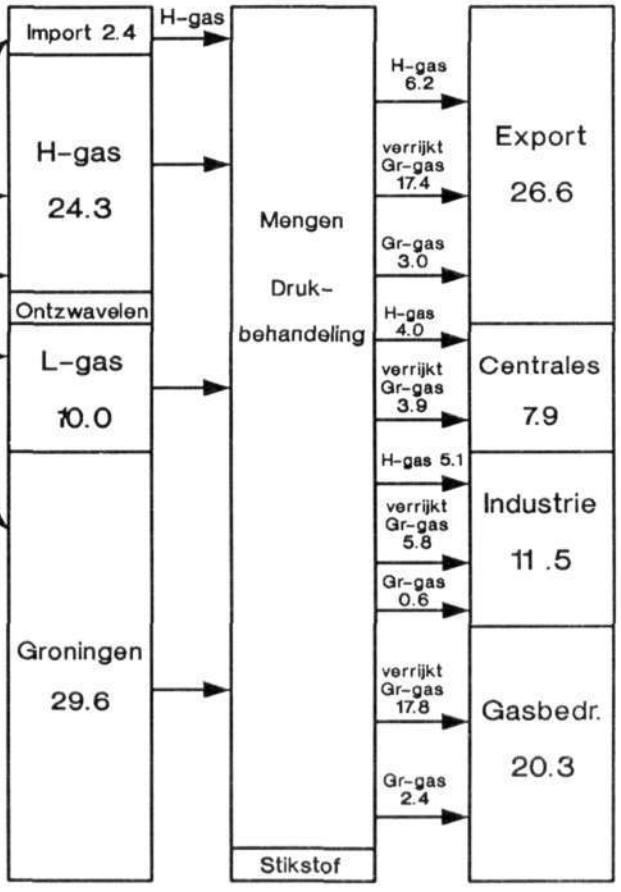
1970

Gemiddelde Wobbe index[1] (in Mj/m³)	Aantal 'Contracten'[2]
43.5 ≤ W.I. ≤ 44.4	2



1988

Gemiddelde Wobbe index[1] (in Mj/m³)	Aantal 'Contracten'[2]
53.3 < W.I.	14
49.9 ≤ W.I. ≤ 53.3	34
44.4 < W.I. < 49.9	6
W.I. < 43.5	10
43.5 ≤ W.I. ≤ 44.4	1
	65

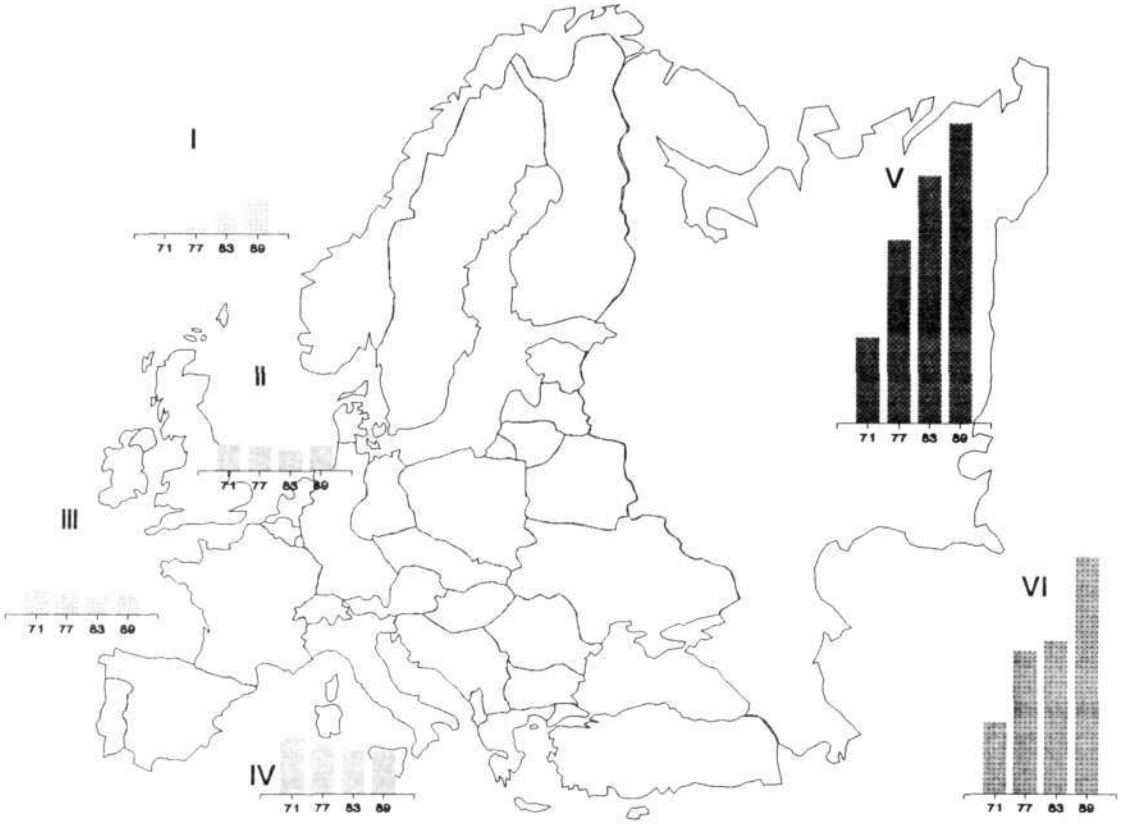


1) De Wobbe-index is een maatstaf voor de verbruikswaarde van gas bij verbranding. Binnen één contract mag de index ± 5 % afwijken.

2) Het betreft hier ook transportverplichtingen van Gasunie

Bron: Gasunie

Gasreserves voor de Westeuropese markt



I II III IV = 2500 mrd m^3 V VI = 5000 mrd m^3

'Proved reserves' in mrd m^3		1971	1977	1983	1989
I	Noorwegen	85	566	1642	2421
II	Nederland	1842	1759	1515	1770
III	Rest W.-Europa *	1748	1647	1326	1476
IV	Algerije	3993	3540	3150	2950
V	U.S.S.R.	12063	26051	35113	42475
VI	Mid. Oosten	10031	20378	21796	33474

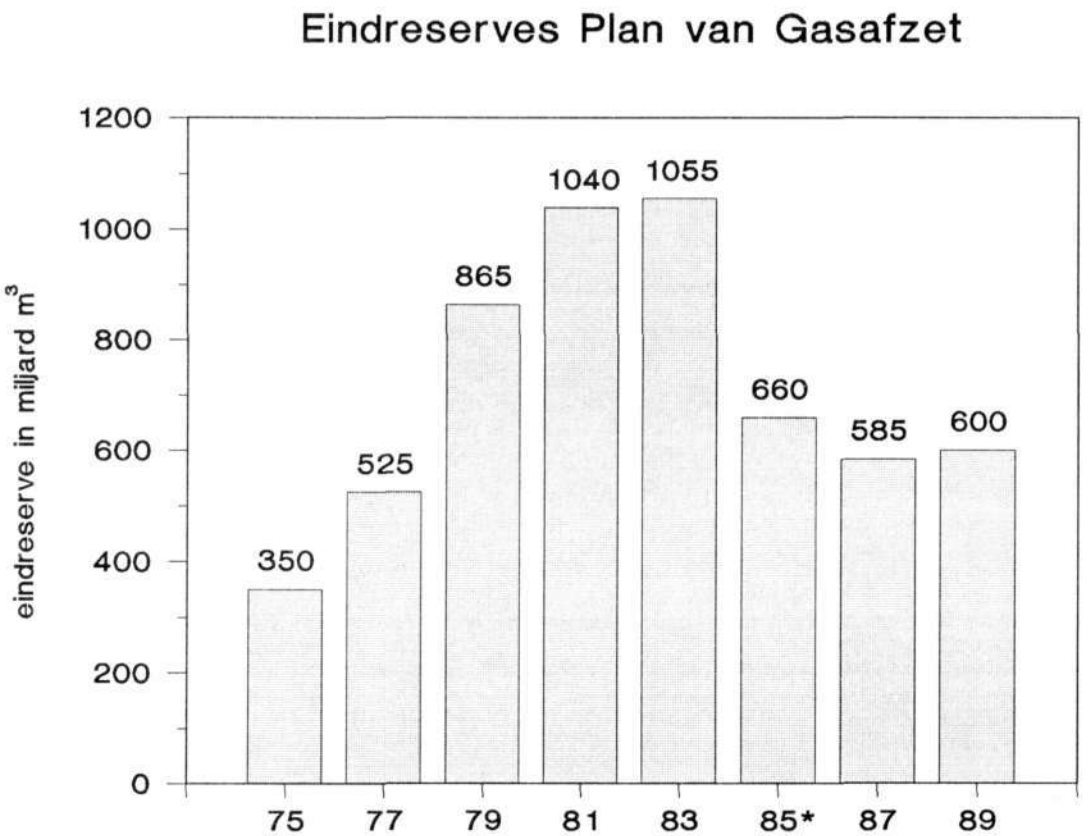
* W.-Europa zonder Noorwegen en Nederland
(bron: Oil & Gas Journal Annual Reports)

De gasreserves van Nederland, in de rest van West-Europa en Algerije dalen slechts langzaam, ondanks de produktie, terwijl de reserves in Noorwegen en Rusland stormachtig zijn gegroeid. Hoewel het Russische gasverbruik eveneens zeer snel stijgt, is er zeer veel Russisch gas beschikbaar voor export naar West-Europa. Gevoegd bij de reserves in West-Europa zelf lijkt daardoor aannemelijk dat aan de Westeuropese gasvraag tot ver in de volgende eeuw zal kunnen worden voldaan.

Voor de zeer omvangrijke gasreserves in het Midden-Oosten is thans nog nagenoeg geen commerciële bestemming gevonden. Via LNG transport danwel door de constructie van pijpleidingen kan ook dit gas (deels) voor West-Europa beschikbaar komen, indien de vraag- en prijsontwikkeling zulks rechtvaardigen.

Eindreserves in het Plan van Gasafzet

In het jaarlijkse Plan van Gasafzet geeft Gasunie aan hoe groot haar afzet van gas in de komende 25 jaar naar verwachting zal zijn. Tevens wordt aangegeven hoe groot het aanbod van gas uit Nederlandse velden naar verwachting zal zijn en voor hoeveel gas uit het buitenland door Gasunie importcontracten zijn gesloten. De vergelijking van de verwachte afzet met het verwachte aanbod van gas levert de «eindreserve van het Plan van Gasafzet» op. In onderstaande grafiek is de ontwikkeling van deze «eindreserve» sinds 1975 weergegeven.



* De daling van de eindreserve in 1985 is grotendeels het gevolg van de in 1984 afgesloten nieuwe exportcontracten met een totaal volume van circa 275 mrd m³.