

# De toekomst van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening

DRS. D. DIJK – IR. M. KOK – DRS. B. DE VRIES\*

## Inleiding

Er spelen in de huidige discussie over het energiebeleid enkele belangrijke vragen die de elektriciteitsvoorziening op middellange termijn betreffen. Blijft een zelfde overheersende rol weggelegd voor grootschalige opwekking door openbare bedrijven? Moet worden geïnvesteerd in grootschalig grondlastvermogen op basis van steenkool en/of uraan? Hoe ziet een optimaal aardgas-inzetplan eruit voor de elektriciteitsvoorziening? Wat zijn de mogelijkheden van decentrale opwekking en windenergie? Of een consensus ten aanzien van de gewenste ontwikkeling in de elektriciteitsvoorziening kan worden bereikt, lijkt gezien de veelal tegenstrijdige belangen die in het spel zijn, zeer de vraag. Wel is reeds duidelijk dat de in alle scenario's bepleite uitbreiding c.q. invoering van industriële warmte-krachtkoppeling, stadsverwarming en windenergie nieuwe eisen zal stellen aan organisatie, bedrijfsvoering en distributie.

## De elektriciteitsvoorziening

Zoals bekend wordt een aanzienlijk deel van ons binnenlands brandstofgebruik aangewend om een hoogwaardige vorm van energie, te weten elektriciteit, te verkrijgen. Dit aandeel ligt thans rond de 25%. Het samengaan van eenvoudig transport en distributie van elektrisch vermogen (zij het met een kostbare infrastructuur) en schaalvoordelen bij het opwekken van elektriciteit, hebben geleid tot de elektriciteitsvoorziening zoals wij die nu kennen. Kenmerk ervan is dat de opwekking van elektrische energie plaatsvindt in een relatief klein aantal grote eenheden met een betrekkelijk laag omzettingsrendement. Het geheel wordt als één systeem bedreven met als belangrijkste doelstellingen een zo hoog mogelijke leveringsbetrouwbaarheid en een zo laag mogelijke kostprijs. Dit is de neerslag van een ontwikkeling van tientallen jaren. Wat betreft de elektrotechnische en werktuigbouwkundige aspecten kan worden gesproken van een „rijpe technologie“.

In Nederland zijn tot voor kort toene-

mende schaalvergroting, overschakeling op aardgas en pogingen tot inpassing van kernenergie de hoofdlijnen van deze ontwikkeling geweest. Onlangs is daar als gevolg van de sterk gestegen brandstofkosten de herinvoering van steenkool bijgekomen, terwijl tevens de aandacht voor hogere opwekkingsrendementen, afvalwarmtebenutting en windenergie is toegenomen. Wat het gebruik van steenkool betreft: er is thans een zodanig besef van milieuschade ontstaan dat technieken zoals rookgasontzwaveling, wervelbedverbranding en kolenvergassing eveneens in de discussie over de toekomstige elektriciteitsvoorziening een rol zijn gaan spelen.

Hoeveel – nog onrijpe – technologie ons daarmee ook aan de opwekkingskant moge worden voorgeschoteld, er is nog slechts beperkte aandacht geschonken aan de gebruikerskant. Tot de meer op de gebruiker georiënteerde mogelijkheden behoren onder meer: kracht-warmtekoppeling in de industrie en de gebouwde omgeving, vraagbeheersings- en opslagsystemen en kleinschalige benutting van windenergie. Het zou onjuist zijn te stellen dat deze mogelijkheden niet tot het officiële beleid zijn doorgedrongen. De inschatting van het potentieel ervan is echter veelal zwak onderbouwd met betrekking tot de financieel-economische, de organisatorische en de systeemtechnische kanten. Dit valt te betreuren, te meer omdat deze mogelijkheden een zo belangrijk alternatief voor de bestaande, op grootschalige opwekking en verbruiksgroei georiënteerde plannen vormen dat zij in geen geval buiten het politieke afwegingsproces mogen blijven.

## Scenario's

In de hier gepresenteerde studie hebben wij ons beperkt tot een vergelijking van de twee thans het meest ter discussie staande scenario's: het officiële scenario van de zijde van het Ministerie van Economische Zaken (EZ) en het door het Centrum voor Energiebesparing uitgewerkte scenario (CE). Deze vergelijking richt zich met name op kWh-e-kostprijs- en brandstofinzetontwikkelingen in de periode 1980-2000 en is uitgevoerd met behulp van het

speciaal voor dit doel ontwikkelde rekenmodel SCELEC. Hiervan is elders reeds uitvoerig verslag gedaan 1).

Uit het voorgaande is reeds naar voren gekomen dat het onderscheid tussen beide scenario's de mate van verbruikersgerichte, decentrale technieken en bedrijfsvoering is. Het *EZ-scenario* is gebaseerd op een door het Ministerie van Economische Zaken gepubliceerd rapport 2) dat kan worden opgevat als een uitwerking van de lage variant uit de *Nota Energiebeleid* 3). De in dit scenario gehanteerde vraagontwikkeling komt overeen met een jaarlijkse groei van 1½% vanaf 1985. Uitbouw van het industriële krachtwarmtekoppelings- (KWK) en stadsverwarmings (SV) vermogen wordt gerealiseerd in de omvang waarin dat in de *Nota Energiebeleid* is voorgesteld. Daarnaast wordt na 1990 grootschalig kolengestookt en nucleair vermogen in bedrijf genomen. Samenvattend kan het *EZ-scenario* worden gekenschetst door de begrippen diversificatie en besparing, waarbij echter vanuit de aanbodgerichtheid de nadruk op diversificatie is komen te liggen.

Het *CE-scenario* richt zich meer dan het officiële scenario op decentrale opwekking van elektriciteit en verhoging van de energieproductiviteit. Varianten van deze ontwikkelingen zijn onder meer aangereikt vanuit de Bezinningsgroep Energiebeleid 4) en het Centrum voor Energiebesparing 5). In dit scenario wordt gerekend met een groei van de maximale vermogensvraag van ½% vanaf 1985. Wat het opgestelde vermogen betreft, is uitgegaan van méér aardgasgestookt KWK-vermogen in de industrie en de gebouwde omgeving dan in het *EZ-scenario*. De omvang van het nucleair vermogen blijft beperkt tot de bestaande eenheden te Borssele en Dodewaard; het kolengestookt vermogen wordt slechts uitgebreid met de thans voor ombouw bestemde olie/gas-gestookte eenheden. Overigens is voor de komende vijf jaar, en ten dele ook daarna, voor beide scenario's uitgegaan van het laatste SEP-plan 6). De belangrijkste kengetallen van het *EZ-* en het *CE-scenario* zijn opgenomen in de tabel.

\* De heren Dijk en De Vries zijn verbonden aan de Studierichting Scheikunde van de Rijksuniversiteit Groningen. De heer Kok is verbonden aan de Technische Hogeschool Delft.

1) B. de Vries, D. Dijk en M. Kok, *De Nederlandse elektriciteitsvoorziening: wegen voor de toekomst*, rapport van de Vrije Studierichting Scheikunde Rijksuniversiteit Groningen, april 1983.

2) *Een ongewijzigd beleidscenario voor de energievoorziening van Nederland tot het jaar 2000*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag, december 1981.

3) *Nota Energiebeleid deel 3, Brandstofinzet centrales*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag, 1980.

4) E. van de Hoeven en E. J. Tuininga, *Een andere strategie voor de elektriciteitsproductie*, Bezinningsgroep Energiebeleid, januari 1980.

5) *Het CE-scenario: een realistisch alternatief* Centrum voor Energiebesparing, Delft, januari 1983.

6) *Elektriciteitsplan 1987/1988*, SEP Arnhem, december 1982.

Tabel. Overzicht van de belangrijkste karakteristieken van de verschillende scenario's

Scenarioparameters	Referentie (1982)	Basisvarianten in het jaar 2000						Aangepast bouwprogramma tot het jaar 2000	
		EZ			CE			EZ	CE
		Hoge olieprijs	Volgens stuurgroep BMD	Lage olieprijs	Hoge olieprijs	Volgens stuurgroep BMD	Lage olieprijs	Lage olieprijs	Hoge olieprijs
Kolengestookt vermogen (MWe)	2.524 (10,8) a)	5.293 (15,3)	2.893 (14,3)	4.693	2.893				
Nucleair vermogen (MWe)	504 (7,5)	3.000 (15,7)	—	1.000	—				
Olief/gas-gestookt vermogen (MWe)	12.231 (14,3)	4.420 (18,6)	4.404 (17,7)	7.931	7.855				
Industrieel KWK-vermogen (MWe)	1.150 (8,4)	2.980 (12,2)	4.070 (13,3)	2.200	2.740				
KWK-vermogen in gebouwde omgeving (MWe)	287 (15,1)	2.079 (21,2)	2.659 (19,9)	1.559	1.390				
Windturbinevermogen (MWe)	—	1.960 (13,9)	2.135 (12,7)	720	820				
Totaal opgesteld vermogen (MWe)	16.696	20.332	17.361	18.703	16.298				
Maximale vermogensvraag (MWe)	10.380	12.910	11.240	12.910	11.240				
Totale productie (TWh)	60	75	65	75	65				
Totale brandstofinzet (PJ)	547	615	437	636	508				
Gemiddeld onzettingsrendement (procenten)	40	44	54	42	46				
Olieprijsvariant		Hoge olieprijs	Volgens stuurgroep BMD	Lage olieprijs	Hoge olieprijs	Volgens stuurgroep BMD	Lage olieprijs	Lage olieprijs	Hoge olieprijs
Totale opwekkingskosten (mrd.gld.)	7,7	13,1	11,7	8,4	11,7	10,0	6,3	7,0	5,7
kWhe-kosten (ct per kWhe)	12,8	17,5	15,5	11,2	17,9	15,4	9,6	9,3	8,7
Brandstofkostenaandeel (in procenten)	74	63	59	43	70	66	45	56	59

a) De tussen haakjes geplaatste getallen geven voor de verschillende vermogensalternatieven de berekende kWhe-kosten weer in centen per kWhe.

### Vergelijking van het EZ- en het CE-scenario

Een van de belangrijkste en moeilijkste aspecten bij scenariostudies is de keuze van de vraagstelling. In dit artikel beperken wij ons tot de volgende vragen:

- welke verschillen in kWhe-kosten en brandstofinzet treden op bij de in het voorgaande besproken EZ- en CE-scenario's (basisvarianten: EZ, CE)?;
- in elke mate worden deze grootheden beïnvloed door een andere ontwikkeling van de olieprijs op de wereldmarkt (hoge olieprijsvarianten: EZHOP, CEHOP; lage olieprijsvarianten: EZLOP, CELOP)?;
- welke mogelijkheden bieden beide scenario's om door aanpassing van het bouwprogramma in te spelen op een situatie van langdurig lage olieprijs (EZLOP\*, CELOP\*)?

De onder a. verkregen resultaten geven de mogelijkheid de beide, thans het meest ter discussie staande ontwikkelingslijnen voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening in de komende decennia te vergelijken op het punt van gemiddelde kWhe-kosten (af centrale) en brandstofinzet. De

laatste geeft tevens een indicatie voor belangrijke strategische, nationaal-economische en milieuhygiënische determinanten (inzet van aardolie, cumulatieve aardgasinzet, steenkool/uraangebruik). De onder b. verkregen resultaten duiden aan welke gevolgen het in de beide scenario's nagestreefde terugdringen van de olieprijsafhankelijkheid („diversificatie” bij EZ, „besparing” bij CE) ondervindt van een olieprijsontwikkeling die afwijkt van de in de Maatschappelijke Discussie Energiebeleid gehanteerde. De antwoorden onder c. ten slotte geven een indruk van het aanpassingsvermogen van de voorgestelde scenario's indien een situatie van langdurig lage olieprijs zowel de kostbare op diversificatie als de op besparing gerichte investeringen economisch ondermijnt.

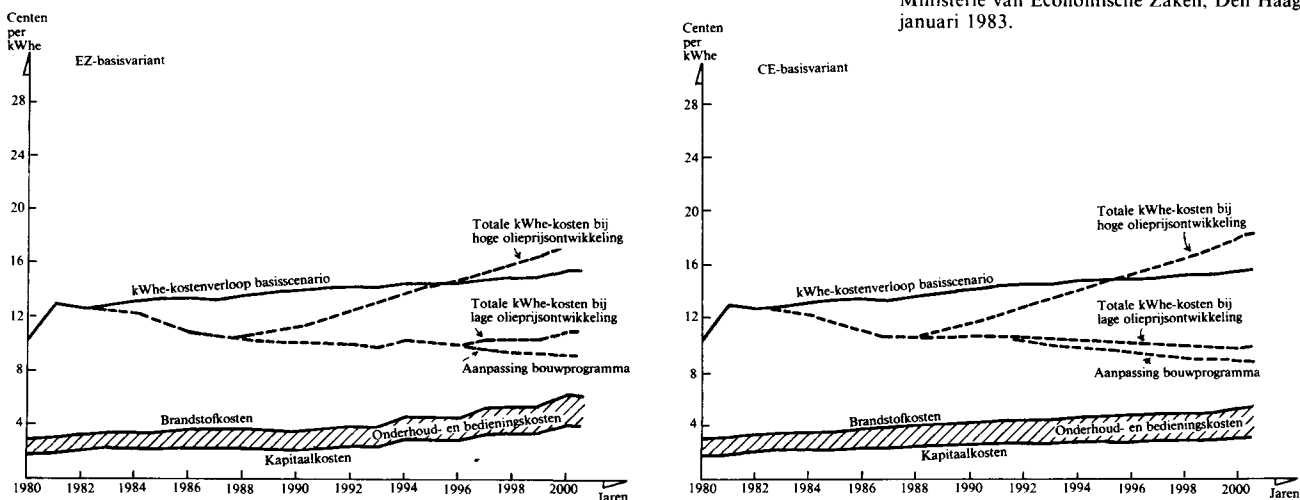
### Verschillen in kWhe-kosten en brandstofinzet

Bij het doorrekenen van de beide scenario's is in eerste instantie uitgegaan van de in het kader van de in het Maatschappelijke Discussie Energiebeleid gehanteerde prijspaden. De stookolieprijs stijgt hierin met gemiddeld 3% tot \$ 53 per vat in het

jaar 2000 (dollars van 1980). De kolenoliepariteit is gesteld op 60%, terwijl voor de ontwikkeling van de splijtstofcycluskosten (inclusief de kosten voor opslag) is uitgegaan van de „lage variant” uit het rapport van de commissie-Beek 7).

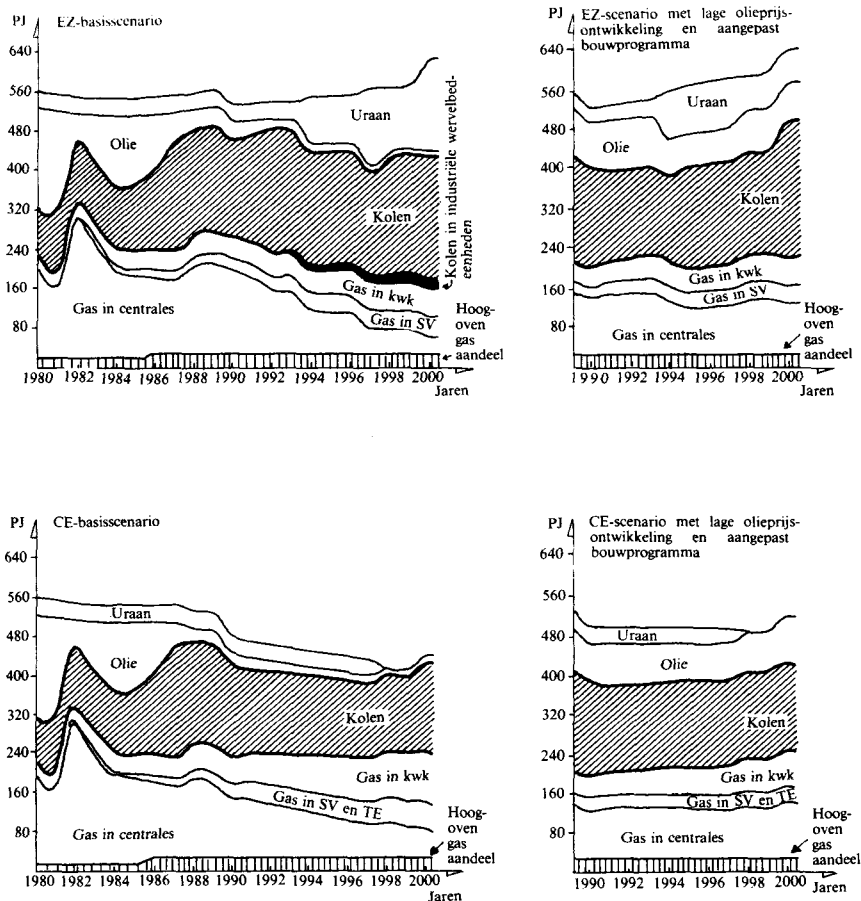
Wanneer we ons beperken tot de ontwikkeling van de kWhe-kosten (zie figuur 1) valt op dat de in het EZ-scenario gevolgde diversificatiestrategie tot ongeveer dezelfde kWhe-kosten leidt als het meer op verhoging van de energieproductiviteit gerichte CE-scenario. In beide scenario's neemt het brandstofkostenaandeel, ondanks stijgende energieprijzen, af. Kenmerkend voor het EZ-scenario is de afname van het brandstofkostenaandeel in de jaren negentig als gevolg van het in bedrijf nemen van drie 1.000 MWe-kerncentrales. Hier staat een ongeveer even grote toename van de vaste lasten tegenover. De gevolgen voor de totale brandstofinzet (zie figuur 2) zijn navent: het uraandeel neemt op warmtebasis toe tot ca. 30% in het jaar 2000 en de koleninzet is tot bijna 10 mln. ton per jaar opgelopen. Daarmee zal het steenkoolaandeel, thans ongeveer 20%, in 2000 door ombouw van olie/gasgestookt vermogen,

Figuur 1. Het kWhe-kostenverloop in de EZ- en CE-basisvarianten



7) Rapport commissie bestaande kerncentrales, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag, januari 1983.

Figuur 2. Brandstofinzet in de basisscenario's en in de lage-olieprijsvarianten met aangepast bouwprogramma



## Vraagontwikkeling

Daar de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit mede bepalend is voor de totale opwekkingskosten, doet zich de vraag voor of in een vergelijking van bovengenoemde scenario's niet ook de kosten verbonden aan het terugdringen van de vraag tot bijvoorbeeld de in het CE-scenario gehanteerde waarden, moeten worden betrokken, en zo ja hoe? Een eenduidig antwoord is niet mogelijk omdat er nog onvoldoende zicht is op de samenhang van economische groei, energieprijzen en elektriciteitsverbruik. Voor zover in het EZ-scenario van een hogere groei van elektriciteitsintensieve sectoren wordt uitgegaan, zijn aan de lagere verbruiksgroei in het CE-scenario geen kosten te verbinden. De vraag is dan voornamelijk hoe plausibel een dergelijke ontwikkeling is. Het omgekeerde kan immers ook: een blijvend lagere verbruikstoename door het wegblijven c.q. weggaan van uiterst elektriciteitsintensieve bedrijven zoals aluminium- en zink-smelters, te meer nu de comparatieve kostenvoordelen ten tijde van hun vestiging (1965-1975) zijn verdwenen. Of vervangende mogelijkheden voor toegevoegde waarde c.q. werkgelegenheid en export kunnen worden geschapen, is een tweede.

De invloed van de energieprijzen op de kWh-e-kosten en de vraag naar elektriciteit is complexer en kan nauwelijks eenduidig uit de prijselasticiteit van de vraag worden verklaard. Een *hoge* kWh-e-prijs kan aan de verbruikerskant leiden tot het opvoeren

nieuwe kolencentrales en installatie van wervelbedeenheden in de industrie, zijn gestegen tot ruim 40%. De diversificatiedoelstelling lijkt hiermee gehaald. Het gemiddeld rendement waarmee fossiele brandstoffen worden ingezet in het EZ-scenario loopt van 40% in 1982 naar 44% in 2000. De cumulatieve aardgasinzet tussen 1982 en 2000 bedraagt 109 mrd. m<sup>3</sup>; de olie-inzet is tot vrijwel nihil teruggebracht.

Met de door ons gekozen uitgangspunten 8) blijkt dat ook de *inpasbaarheid* van het vermogen een rol speelt bij de kWh-e-kostprijs. In het EZ-scenario komt dat hierin tot uiting dat bij méér dan 2.000 MWe het nucleair vermogen, in combinatie met het overige grondlast- en aanbodsgebonden vermogen (KWK, SV en wind), verschuift naar de zogenaamde middenlast 9). De hiermee gepaard gaande vermindering van het aantal vollasturen doet het vaste aandeel in de kWh-e-kosten van dit kapitaalintensieve vermogen van f. 0,083 per kWh-e tot f. 0,092 per kWh-e oplopen. Bij de grote steenkoolgestookte eenheden treedt een zelfde verschijnsel op. In dit opzicht hinkt het EZ-scenario op twee gedachten. De conclusie dat een forse uitbouw van het grootschalig nucleair en steenkoolgestookt vermogen bij de verwachte gebruiksgroei slechts tegen aanzienlijke extra kosten kan samengaan met de introductie van aanbodsgebonden, decentraal vermogen, lijkt daarom gerechtvaardigd 10).

In het CE-scenario is in 2000 de totale brandstofinzet 29% lager dan in het EZ-

scenario. Ruim een derde hiervan kan worden verklaard uit de geringere toename van de vraag naar elektriciteit in dit scenario. De inzet van fossiele brandstoffen is in beide scenario's ongeveer gelijk, doordat uraan in het CE-scenario na 1998 niet meer, in het EZ-scenario daarentegen in ruime mate wordt ingezet. Steenkool neemt met 6,5 mln. ton per jaar ongeveer 28% van de productie voor haar rekening. Het overige wordt verkregen uit de inzet van aardgas: 7 mrd. m<sup>3</sup> per jaar, cumulatief tussen 1982-2000 ruim 122 mrd. m<sup>3</sup>. Het gemiddeld opwekkingsrendement in het jaar 2000 bedraagt 54%. De besparingsdoelstelling is hier gerealiseerd door een combinatie van het terugdringen van de vraag en hoogwaardige toepassing van eigen aardgas. De extra aardgasinzet gaat voornamelijk naar KWK-installaties in de industrie en de gebouwde omgeving. Diversificatie is beperkt tot wind (5,3 TWh-e) en steenkool. Olie is ook hier vrijwel van het toneel verdwenen.

Omdat minder grootschalig grondlastvermogen is gebouwd, is de afname van het aantal vollasturen van het bestaande grondlastvermogen, van geringere invloed. De conclusie lijkt daarom gerechtvaardigd dat krachtige uitbouw van produktiviteitsverhogende investeringen (besparing, KWK) de inzet van uraan overbodig en van steenkool 30% lager kan maken dan in het EZ-scenario bij vergelijkbare kWh-e-kostprijs. Daarvoor wordt wel 10% meer aardgas ingezet tot het jaar 2000 11).

8) Deze hebben naast de aannamen omtrent vaste en variabele kosten vooral betrekking op de inzetvolgorde van de productie-eenheden bij het voldoen aan de vraag uit het net. Wij wijzen er op dat de door ons gebruikte inzetstrategie niet wezenlijk verschilt van de door de SEP gehanteerde. Zie bijvoorbeeld N. Halberg, notitie nr. 82-1115, TEA-KEMA, Arnhem, juni 1982.

9) Hierbij is uitgegaan van beperkte mogelijkheden voor groot nucleair en steenkoolgestookt vermogen om de belastingvraag te volgen („load following capacity”). Indien dergelijk vermogen technisch en economisch haalbaar in de pieklast zou blijken te kunnen worden ingezet, moet deze conclusie wellicht worden herzien. Hoewel onder meer in Frankrijk experimenten met pieklastvoorziening door kerncentrales worden gedaan, ontbreken ons de gegevens om deze mogelijkheden in onze berekeningen te betrekken.

10) Dit conflict heeft zich in Engeland reeds voorgedaan bij de beslissing tot de bouw van enkele grote kerncentrales. Dit besluit heeft geleid tot uitstel (en afstel) van enkele belangrijke industriële KWK-projecten. Zie C. Grant, *Energy conservation in the chemical and process industries*, Institution of Chemical Engineers in association with George Goodwin Ltd., Rugby, 1979.

11) Hierbij zijn wij ervan uitgegaan dat de *extra* aardgasinzet in de orde van 5-6 MJ per kWh-e in KWK-vermogen geheel aan de elektriciteitsopwekking wordt toegerekend. Het gebruik van KWK-installaties impliceert echter dat ook een deel van de warmtevraag met aardgas moet worden voorzien. Uit het hanteren van een brandstoffactor van 5-6 MJ per kWh-e volgt tevens dat de kostenvoordelen uit brandstofbesparing bij kracht-warmtebedrijf in onze berekeningen geheel aan de elektriciteitsvoorziening toevallen. Dit vergt wel een consistente keuze van de specifieke investeringskosten van KWK-vermogen.

van de produktiviteit („besparing“). Dit vergt kosten in de zin van extra aandacht en zorg voor onderhoud en bedrijfsvoering en in de vorm van additionele investeringen. Deze laatste zijn echter in belangrijke mate geïncorporeerd in vervangings- en uitbreidingsinvesteringen en derhalve moeilijk als extra kosten aanwijsbaar. Meermalen is gebleken dat er nauwelijks samenhang is tussen (genormaliseerd) elektriciteitsverbruik en de kosten van apparatuur (12). Een lage kWhe-prijs kan bepaalde besparingsmaatregelen blokkeren. Voor zover echter lage energieprijzen tot een toename van de industriële productie leiden, nemen de mogelijkheden voor invoering van energiezuiniger vervangingsinvesteringen toe; het tempo van de energieproductiviteitsstijging kan daardoor toch hoger uitvallen dan bij hoge energieprijzen met lagere industriële productie (13). Bovendien zal een langdurig lage olieprijs als uiterst onwaarschijnlijk moeten worden aangemerkt wanneer een toename van de industriële productie niet tevens tot een significante verhoging van de energieproductiviteit leidt (14). Een ander aspect dat hier doorheen speelt, is de vaststelling dat de warmteproductiviteit in veel gevallen sneller en goedkoper kan worden opgevoerd dan de elektriciteitsproductiviteit en dat toenemende mechanisering, automatisering en substitutie van warmte door kracht tot een autonome toename van het specifiek elektriciteitsverbruik kunnen leiden.

Het zal duidelijk zijn: een onderbouwing van de lagere vraagontwikkeling in het CE-scenario en de hieraan eventueel toe te kennen extra kosten kan vooralsnog niet verantwoord gebeuren, te meer daar de veronderstellingen achter de EZ-vraagontwikkeling evenmin expliciet zijn.

### Olieprijsgevoeligheid

Als gevolg van de olieprijsontwikkelingen gedurende de laatste jaren is het brandstofkostenaandeel in de totale opwekkingskosten flink gestegen. Mede door de koppeling van de aardgasprijs aan de stookolieprijs en het feit dat het opgesteld vermogen grotendeels olie- of gasgestookt is, ligt dit aandeel thans rond de 70%. Gezien het feit dat het verloop van de olieprijs in de toekomst moeilijk voorspelbaar en, voor Nederland in elk geval, nauwelijks beïnvloedbaar is, is het van belang om de ontwikkeling van de kWhe-kosten in beide scenario's te onderzoeken op hun gevoeligheid voor veranderingen in de stookolieprijs.

Het EZ-scenario voorziet in een „indekking“ tegen voortdurende hoge olieprijsen door bouw van kapitaalintensief nucleair- en windvermogen (kapitaal-brandstofsubstitutie). De verruimde inzetmogelijkheid voor steenkool (brandstofsubstitutie) draagt eveneens daaraan bij. Ook hier in het CE-scenario wordt een dergelijke indekking nagestreefd; hierbij wordt echter ruimer gebruik gemaakt van de mogelijkheid het eigen aardgas selectief en hoogwaardig in te zetten.

Hoe reageren de beide scenario's nu op

andere olieprijspaden dan in de Maatschappelijke Discussie Energiebeleid als referentiepad is gekozen (15)? *Als de olieprijs de eerstkomende jaren daalt, zoals thans alom verwacht wordt, en vervolgens oploopt naar tweemaal het huidige niveau (\$ 67 per vat in 2000), blijkt de verschuiving van variabele naar vaste kosten als gevolg van diversificatie (EZ) en besparing (CE) het beoogde matigende effect op de kWhe-kostenstijging te hebben (figuur 1).* In het EZ-scenario neemt de kWhe-prijs met f. 0,02 kWhe toe tot f. 0,172 per kWhe in het jaar 2000. De overeenkomstige CE-variant reageert iets sterker — de kWhe-prijs stijgt van f. 0,15,4 naar f. 0,17,9 per kWhe.

Naast de gehanteerde verwachtingen over met name specifieke investeringskosten en kolonpariteit speelt hierbij ook een rol dat de aardgas-aardolie-inzet en prijsverhouding gelijk gehouden is ten opzichte van de basisvarianten. In feite kan zeer wel worden overwogen om bij een dergelijke olieprijsontwikkeling meer aardgas tegen een lagere prijs ter beschikking te stellen. Dit heeft het duidelijkste effect in het CE-scenario en is daar ook het meest verantwoord gezien het hoogwaardiger gebruik (vergelijk figuur 2 en de tabel).

Met dezelfde uitgangspunten hebben wij ook de gevolgen berekend indien de olieprijs geleidelijk blijft dalen tot een niveau van \$ 23 per vat in het jaar 2000. De rollen zijn nu omgekeerd: door het ontbreken van kapitaalintensief, grootschalig vermogen kan een volgens het CE-scenario opgesteld productiepark beduidend meer van een verlaging in de olieprijs profiteren. De kWhe-kosten dalen nu in de CE-variant tot f. 0,096 per kWhe, in de EZ-variant tot f. 0,112 per kWhe. Ook hier spelen de beleidsmogelijkheden met betrekking tot aardgasinzet en -prijsstelling een rol. Zo is bij het CE-scenario en in mindere mate bij het EZ-scenario cruciaal dat de overheid aardgas niet zo sterk in prijs laat (mee)dalen dat de beoogde hoogwaardige toepassingen kansloos worden (16). Ofwel: bij dit lage olieprijspad is een selectieve aardgasprijsstelling zonder meer noodzakelijk, wil in Nederland sprake kunnen zijn van een hoogwaardige aardgasinzet. Een zelfde overweging geldt ten aanzien van investeringen in brandstofdiversificatiemogelijkheden.

### Aanpassingsmogelijkheden

In het voorgaande is er van uitgegaan dat de bouwprogramma's vast liggen. Het is echter denkbaar dat de ontwikkelingen in de komende jaren aanleiding geven tot bijstelling „tijdens de rit“, zoals dit ook de afgelopen jaren meermalen is gebeurd. Om deze reden hebben wij nagegaan welke gevolgen een gewijzigd bouwprogramma en een daaraan aangepaste aardgas/aardolie-inzetverhouding heeft, indien de verwachting van een blijvend lage olieprijs in de investeringsbeslissingen tot uitdrukking zou komen (17). Voor beide scenario's zijn wij ervan uitgegaan dat de technische levensduur van na 1970 gebouwde olie/gascentrales van 25 tot 35 jaar wordt verlengd,

waardoor de „vervangingsgolf“ in de jaren negentig tot na het jaar 2000 verschuift. Hierdoor kan méér olie en/of gas worden ingezet; gebruikmakend van de lage olieprijs op de wereldmarkt veronderstellen wij dat deze extra inzet geheel met olie gebeurt. De langere levensduur hebben wij kostentechnisch door middel van hogere onderhouds- en bedieningskosten in rekening gebracht.

De samenstelling van het opgesteld vermogen in deze scenario's is weergegeven in de tabel. In de EZ-variant is het in het jaar 2000 opgestelde vermogen met 1.600 MWe verminderd t.o.v. het oorspronkelijke scenario. Deze afslanking, welke ook tot uitdrukking komt in een hogere benuttingsgraad, is mogelijk omdat als gevolg van de vermindering van het grootschalige kolengestookt- en nucleair vermogen enerzijds en het windturbine- en warmtevoegend vermogen anderzijds, de betrouwbaarheid van het systeem als geheel is toegenomen. De daling van het gemiddelde opwekkingsrendement t.o.v. de basisvariant blijft ondanks verminderde uitbouw

12) Zo wordt in de brochure *Philips en Energie*, 1980, op blz. 23 gesteld dat samen met veranderende leefgewoonten en verzadigingsverschijnselen door .... een afnemend energiegebruik van de apparaten door een grotere ingebouwde energie-efficiëntie (...) men mag verwachten dat het gemiddelde huishoudelijk elektriciteitsgebruik in de toekomst van dezelfde orde van grootte zal kunnen zijn als thans het geval is (...). Dat ligt besloten in de technisch-wetenschappelijke ontwikkeling en in de voortdurende wisselwerking met de markt (...).

13) Deze samenhang is in Nederland voor het eerst aangebracht in de Shell-scenario's *Energiespectrum* 7-8, 1979. De verhouding tussen geraamde BNP-groei ( $1 + \Delta \text{BNP/BNP}$ ) en de geraamde groei van het energiegebruik ( $1 + \Delta \text{E/E}$ ) tussen 1976 en 2000 wordt daarin bij hoge economische groei op (1,3, bij lage economische groei op 1,1 gesteld.

14) In dit verband zijn recente uitspraken van Schmidt interessant: „Een daling van de olieprijsen is zeer wenselijk. Maar hoe drastischer olieprijsen dalen, des te groter is de waarschijnlijkheid dat ze later nog hoger zullen stijgen...De wereld is volop bezig om de fouten van de periode 1976-1978 te herhalen. Toen daalde de olieprijsen en overal verminderten de inspanningen om zuinig te worden met energie en te zoeken naar alternatieve bronnen... Het zou onverantwoordelijk zijn om het olieprobleem als opgelost te beschouwen omdat de prijzen dalen“. Zie de *Volkskrant*, 5 maart 1983.

15) Een hoge olieprijsontwikkeling wordt door N. Choucri in *Technology Review*, 34, oktober 1982, aannemelijk geacht, omdat „the rate of increase will steepen in the 1990's principally because demand will increase sharply in the developing countries, with oil reaching \$ 70/bbl (1980 dollars) by the year 2000. Higher economic growth rates, especially in the developing countries, could take the prices to as much as \$ 95/bbl.“ Zie ook *World Energy Outlook*, IEA, Parijs, 1982. Volgens P.R. Odell in *Elseviers Weekblad* van 19 maart 1983 moet er echter met een lage olieprijsontwikkeling worden gerekend „Uiteindelijk zal ruwe olie terecht komen op een prijsniveau van tussen de 15 en 20 1983-dollars. Dat kan het tot ver in de jaren '90 blijven“.

16) Zie in dit verband het door het Centrum voor Energiebesparing voorgestelde Energieprijsbeleid, op. cit., blz. 47 e.v.

17) Uiteraard zijn verscheidene aanpassingen in het bouwprogramma denkbaar: ook is niet gezegd dat de door ons beschouwde bouwprogramma's tot de laagst mogelijke kosten leiden.

van het KWK-en windturbinevermogen beperkt tot 2%. Het achterwege blijven van 2.000 MWe moeilijk inpasbaar nucleair vermogen met een opwekkingsrendement van 32% (op warmtebasis) is hiervoor mede verantwoordelijk.

Zoals figuur 1 laat zien, speelt dit scenario beter in op de verlaagde olieprijs van de EZLOP-variant met ongewijzigd bouwprogramma. De gemiddelde kWhe-kostprijs is van f.0.11.2 gedaald tot f.0.093 per kWhe. Het verschil wordt grotendeels verklaard door de lagere kapitaalslasten ten gevolge van het niet bouwen van twee kerncentrales en het achterwege blijven van wervelbed KWK-installaties in de industrie. Daar staat tegenover dat dit scenario gevoeliger wordt voor een eventuele verhoging van de olieprijs op een later tijdstip in verband met de hogere olie- en aardgasinzet (figuur 2). In dit verband is het onlangs door de SIGE voorgestelde plan om conventioneel olie/gasgestookt vermogen om te bouwen tot steenkoolgestookte eenheden belangwekkend 18). De hieraan gekoppelde rendementsverbetering van het olie-gasgestookt vermogen met circa 10% zou verlenging van de technische levensduur van dit vermogen meer verantwoord maken uit oogpunt van hoogwaardige aardgasinzet.

In de olieprijsvariant van het CE-scenario leidt een minder ambitieus bouwprogramma eveneens tot een lagere reservefactor en een hogere benuttingsgraad. Het effect op de kWhe-kostprijs is echter minder sterk als in de overeenkomstige EZ-variant; een daling van bijna f.0.01 ten opzichte van de CELOP-variant. De totale brandstofinzet is mede als gevolg van het feit dat ca. de helft van de ingezette hoeveelheid aardgas met een relatief laag rendement wordt verstoekt in conventionele olie-gascentrales, met 16% gestegen.

Gegeven de wens de brandstofinzet zoveel mogelijk terug te dringen lijkt een zo drastische aanpassing van het CE-bouwprogramma dan ook geen aantrekkelijke optie, te meer daar de kWhe-kostprijsoordelen eveneens gering zijn.

### Samenvatting en conclusies

In dit artikel is verslag gedaan van enkele berekeningen inzake de kWhe-kostprijzen brandstofinzet in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening gedurende de komende 20 jaar. Daarbij is uitgegaan van de in de Maatschappelijke Discussie Energiebeleid gepresenteerde scenario's van respectievelijk het Ministerie van Economische Zaken en het Centrum voor Energiebesparing. Uit de berekeningen blijkt dat bij de gehanteerde uitgangspunten beide scenario's tot een vrijwel identieke kWhe-kostprijsontwikkeling leiden. De verschillen tussen beide scenario's betreffen vooral de brandstofinzet en de omvang van het elektriciteitsgebruik. Met betrekking tot het EZ-scenario kan worden geconstateerd dat er een conflict bestaat tussen uitbouw van grootschalig steenkool- en uraangestookt vermogen en gelijktijdige invoering van aanbodgebonden decentraal vermogen.

Voor beide scenario's blijkt het aardgasinzetbeleid van de overheid van groot belang te zijn wanneer de ontwikkeling van de olieprijs van de thans gangbare verwachtingen zou afwijken. Ten aanzien van het door het Centrum voor Energiebesparing voorgestane bouwprogramma voor de elektriciteitsvoorziening kan worden geconcludeerd dat het uit economisch en strategisch oogpunt vergelijkbaar mag worden geacht met de in officiële beleidskringen voorgestane ontwikkelingen. Om het te laten welslagen moet echter van de ge-

baande wegen worden afgeweken. Het zal dan ook meer vastberadenheid en samenhang in het aardgasinzet- en industriebeleid van de overheid vereisen dan tot heden het geval geweest is.

**D. Dijk  
M. Kok  
B. de Vries**

---

18) *Energieprijsverkenningen en brandstofdiversificatie*, verslag van het SIGE-symposium Amsterdam, maart 1982.