

Overcapaciteit in de Nederlandse elektriciteitsopwekking

DRS. E. VAN DER HOEVEN

Binnenkort is de publikatie te verwachten van deel 3 van de Nota Energiebeleid, het deel dat zal handelen over de toekomstige elektriciteitsproductie en de brandstoffeninzet in centrales. Tegelijk met deze nota zal de nadere opzet worden bekendgemaakt van de „maatschappelijke discussie over toepassing van kernenergie voor elektriciteitsopwekking”. Binnen twee jaar na publikatie zullen besluiten over deze brandstoffeninzet genomen moeten zijn. In dit artikel worden in het kort enige achtergronden van de elektriciteitsproductie geschetst. Met name wordt ingegaan op het ontstaan van overcapaciteit in de openbare elektriciteitssector en de wijze waarop dit in de toekomst zou kunnen worden vermeden.

Inleiding

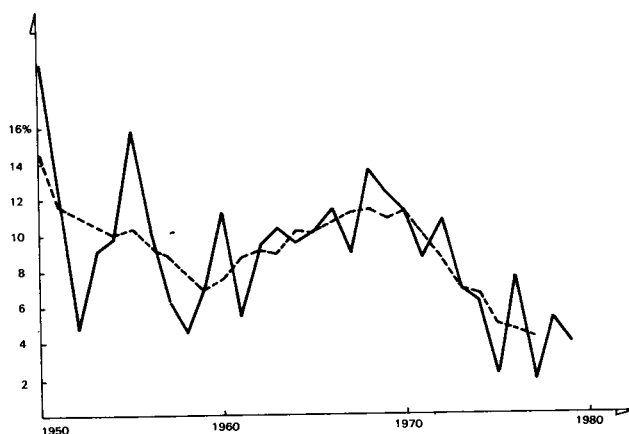
De Nederlandse elektriciteitsproductie is sinds 1973 in een dramatische situatie terechtgekomen. Deze bedrijfstak, die in de naoorlogse periode een snelle uitbreiding tot stand heeft weten te brengen bij grote zekerheid van levering en dalende prijzen, wordt sinds enkele jaren geconfronteerd met duidelijk tegenvallende ontwikkelingen, en een snel groeiende overcapaciteit.

Van de ca. 15.500 mega Watt (MW, 1 MW = 1.000 kW) aan opwekkingsvermogen, waarover de nutsbedrijven in 1980 beschikken, was in het afgelopen winterseizoen volgens de geldende regels van reservestelling maar ca. 12.050 MW nodig geweest. Dit betekent een overcapaciteit van 3.450 MW, wat bij een kapitaalslast van ca. f. 65/kW/jr neerkomt op een jaarlijkse verliespost van ca. f. 225 mln. Een eventuele overcapaciteit in het koppelnet is daarbij niet meegerekend; bedacht moet worden dat door de band genomen de kosten van distributie van elektriciteit even hoog zijn als die van productie.

Toch is bepaald geen sprake geweest van wanbeleid van de elektriciteitsbedrijven. Er hebben zich snel veranderende omstandigheden voorgedaan, waaraan de producenten zich onvoldoende hebben weten aan te passen. Het centrale gegeven daarbij is de groei van het elektriciteitsverbruik. Uit figuur 1 blijkt dat de periode 1950 t/m 1972 bij benadering kan worden omschreven als een tijdvak met een constante groei van het verbruik van ca. 9%. In 1972 is de groei nog 10%, daarna zakt deze plotseling in. In het tijdvak 1973-1979 fluctueert het groeipercentage sterk, maar het ligt gemiddeld op een veel lager niveau (rond 4½% per jaar). Zelfs de absolute jaarlijkse stijging van het verbruik daalt geleidelijk.

De teruggang van de groei kwam voor de elektriciteitsproducenten, samenwerkend in de NV SEP, vrijwel onverwacht. In het in maart 1973 gepubliceerde elektriciteitsplan werd er nog van uitgegaan, dat de groei uit het verleden zich onverminderd zou voortzetten. In het licht van de continue ervaring van groei in de periode van ten minste twintig jaar vóór 1972, ligt dit uitgangspunt ook zeer voor de hand. Het is zeer de vraag of onverschillig welke planner in begin 1973 de verdere gang van zaken tot heden had kunnen voorzien. Toch kan de verwachting van voortgezette groei worden aangewezen als oorzaak voor de overcapaciteit, nu blijkt dat de werkelijke groei aanmerkelijk lager is uitgevallen.

Figuur 1. Procentuele stijging van het elektriciteitsverbruik openbare net en voortschrijdend vijfjarig gemiddelde

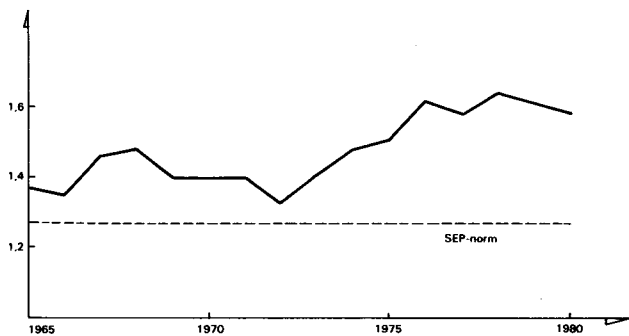


Planning

Een belangrijke rol speelt daarbij, dat de planingsperiode van de elektriciteitsproducenten lang is. Het bouwen van centrales neemt een groot aantal jaren in beslag en het is daarom noodzakelijk al jaren van tevoren de benodigde capaciteit te ramen. In het elektriciteitsplan van maart 1973 werd definitief vastgesteld dat op 1 januari 1979 een vermogen van (netto) 15.246 MW nodig zou zijn, en de bouwplannen werden daarop afgestemd. Op die datum was in werkelijkheid 15.135 MW opgesteld; er was toen slechts 11.900 MW nodig.

Het benodigde vermogen wordt bepaald door de geraamde maximale vraag in een bepaald winterseizoen (de z.g. winterpiek) te vermenigvuldigen met een proefondervindelijke factor 1,27 (de reservefactor); de waarde van deze factor is hoog in vergelijking met het buitenland. Deze factor is in het verleden steeds ruimschoots aangehouden (zie figuur 2 en tabel 1). In de periode 1966-1968 was de overschrijding van de factor 1,27 vrij fors; dit kon voor een deel worden gemotiveerd met de ontoereikendheid van het koppelnet, waardoor plaatselijk een grote reservecapaciteit werd aangehouden.

Figuur 2. Reservefactor



Tabel 1. Maximale belasting (winterpiek), opgesteld vermogen (per ultimo) en daaruit berekende reservefactor

Jaar	Winterpiek in mW (1)	Opgesteld vermogen in mW (2)	Reservefactor (1/2)
1964/1965	3.890	5.315	1,37
1969/1970	6.060	8.510	1,40
1974/1975	7.870 a)	11.850 a)	1,51
1979/1980	9.480 a)	14.990 a)	1,58

a) Netto.
Bron: SEP.

Vanaf 1970 gelden zulke beperkingen echter niet meer. Voor de jaren na 1973 blijkt uit figuur 2 een snelle stijging van het teveel aan opwekkingscapaciteit.

Het ontstaan van overcapaciteit valt ongelukkigerwijs juist samen met het bereiken van een verzadigingsniveau in de traditionele methoden van rendementsverbetering: verhoging van de brandstofefficiëntie en van de bedrijfstijd. Opwekking van elektriciteit vindt steeds plaats met een laag brandstofrendement; door technologische verbeteringen en vergroting van de eenheden is dit rendement in het verleden voortdurend gestegen. In 1958 was het gemiddelde rendement voor alle openbare Nederlandse centrales nog 26,6%, in 1968 was dit gestegen tot 34,0% en in 1978 bedroeg het 37,8% (en nog ca. 1/2% hoger wanneer kernenergie niet wordt meegerekend).

Hoe verheugend de voortdurende stijging van het rendement is, deze cijfers verhullen niet dat aan de verbetering van de rendementen een einde komt. De doelmatigste eenheden kunnen momenteel bij vollast een brandstofefficiëntie van ca. 42% halen. Er liggen geen technologische doorbraken meer in het verschiet waardoor dit percentage aanzienlijk kan worden verhoogd, hetgeen overigens op theoretisch-fysische gronden beperkt mogelijk is. Fundamentele verhoging van dit percentage kan alleen worden bereikt, wanneer de samen met elektriciteit opgewekte warmte niet wordt geloosd, maar nuttig wordt gebruikt (d.m.v. warmte/kracht-koppeling), met name wanneer de vraag naar warmte nauw aansluit bij de vraag naar elektriciteit. Percentages van 85 à 90 behoren dan niet tot de onmogelijkheden.

Naast verhoging van de brandstofefficiëntie is verhoging van de bedrijfstijd een belangrijk hulpmiddel tot rendementsverbetering bij de elektriciteitsproductie. De vraag naar elektriciteit is niet constant. Er vinden fluctuaties plaats per dag en per jaar. Overdag is de vraag groter dan 's nachts, 's winters hoger dan 's zomers; vooral tijdens de zomervakantie is de vraag laag.

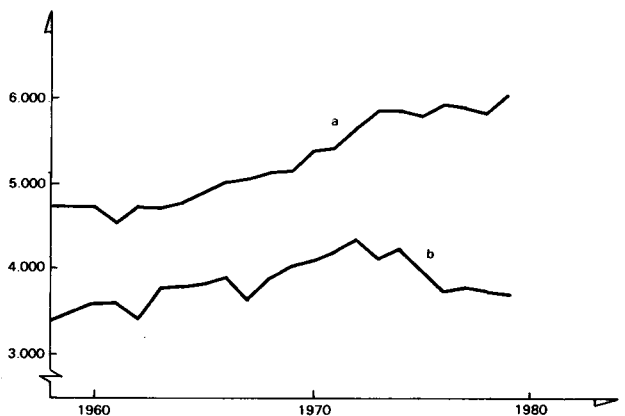
Het rendement van de elektriciteitsbedrijven stijgt aanzienlijk, wanneer de dalen in de vraag goed worden opgevuld. De bedrijfstijd is hiervoor een maat. Bij de bepaling van de bedrijfstijd wordt uitgegaan van de maximale momentane vraag in een bepaald jaar. Dit is een capaciteitsgrootte (kWh per uur = kW): in 1979 bedroeg deze 9.390 MW, gemeten op 4 januari om 10.00 uur. De bedrijfstijd is gedefinieerd als de tijd, gedurende welke dit fictieve vermogen moet worden benut om in de totale elektriciteitsvraag te voorzien. In 1979 was de netto vraag naar elektriciteit (incl. netverliezen) ca. 56.500 GWh (1 GWh = 1 mln. kWh), wat betekent dat de

bedrijfstijd in 1979 ca. 6.020 uur was; op een totaal aantal uren van 8.760 per jaar betekent dit een benutting van dit fictieve vermogen van ca. 69%.

Ook de bedrijfstijd is in de afgelopen periode voortdurend gestegen, zij het dat vanaf 1973 een stagnatie is opgetreden. In 1958 was de bedrijfstijd 4.720 uur, in 1968 5.130 uur, in 1973 5.840 uur en in 1978 5.830 uur. Het jaar 1979 springt er met 6.020 uur gunstig uit. De bedrijfstijd van het systeem wordt verbeterd wanneer in tijden van lage belasting de vraag wordt gestimuleerd en in tijden van hoge belasting de vraag wordt afgeremd. In de huishoudelijke sfeer heeft het eerste plaatsgevonden door het instellen van nachtstroomtarieven en de bevordering van het gebruik van elektrische boilers. Een veel grotere invloed heeft echter de opkomst van de continue-procesindustrie, die een belangrijk deel van de vraag voor zijn rekening neemt. Tegen de achtergrond van stagnatie van de groei in deze sector is het begrijpelijk, dat sinds 1973 de bedrijfstijd van de openbare elektriciteitsopwekking vrijwel niet meer is gestegen. Voor de toekomst verwachten de SEP geen stijging meer van de bedrijfstijd, en zelfs een geleidelijke daling tot 5.700 uur rond 1990.

In de bedrijfstijd komt het ontstaan van overcapaciteit niet tot uitdrukking. Om dit verschijnsel wel tot uitdrukking te laten komen, kunnen wij de benutting van het opgestelde vermogen bekijken; we definiëren dit begrip als de tijd, gedurende welke het per 1 januari van een jaar opgestelde vermogen moet worden benut om in de totale elektriciteitsvraag te voorzien. In figuur 3 zijn de bedrijfstijd en de benutting van het vermogen voor een aantal jaren samen weergegeven. Duidelijk blijkt de stagnatie in de groei van de bedrijfstijd sinds 1973, terwijl de benutting van het vermogen vanaf die tijd vrijwel steeds daalt.

Figuur 3. Bedrijfstijd (curve a) en benutting van het vermogen (curve b)



Financiële aspecten van overcapaciteit

Op het moment liggen de jaarlijkse kapitaalslasten voor produktiemiddelen rond de f. 65/kW. De overcapaciteit is dus verantwoordelijk voor een jaarlijkse verliespost van f. 225 mln. Omgerekend per kWh is dit bijna 0,45 cent per kWh bij een gemiddelde kWh-prijs (1979) van 9,7 cent voor de industrie en 16,1 cent voor de huishoudens. Als wij echter zouden veronderstellen dat de kosten door overcapaciteit geheel aan de huishoudens worden toegerekend om de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie niet te schaden, zou dit neerkomen op een last van ca. 1,5 cent per kWh.

De toekomstige kosten van de overcapaciteit zijn afhankelijk van de ontwikkeling der jaarlijkse kapitaalslasten, en van de snelheid waarmee de overcapaciteit zal zijn verdwenen; deze laatste factor is weer een functie van het groeipercentage: naarmate het verbruik sneller groeit, zal de overcapaciteit sneller verdwijnen. Wanneer het verbruik groeit, zoals in het geldende elektriciteitsplan 1984-1985 wordt voorspeld, en de

kapitaalkosten niet verder omhoog gaan, zal de overcapaciteit in 1985 zijn verdwenen, terwijl de cumulatieve kosten sinds 1973 dan ca. f. 1,6 mrd. (in guldens van 1980) zullen hebben bedragen. Blijft het elektriciteitsverbruik nu echter constant en stijgen de jaarlijkse kapitaallasten tot f. 80/kW, dan zal de overcapaciteit pas in 1994 verdwenen zijn en bedraagt het cumulatief verlies ca. f. 4,5 mrd.

Tegenover de kosten van overcapaciteit staan ook voordelen. Doordat er in de huidige opbouw van het centralepark méér nieuwe, efficiënte eenheden staan dan het geval zou zijn geweest zonder overcapaciteit, is de brandstoffefficiëntie hoger. Omdat het grootste deel (60 à 65%) van de kosten van elektriciteitsproductie (excl. distributie) uit brandstofkosten bestaat, is dat een niet te verwaarlozen voordeel. Voorlopige berekeningen 1) wijzen echter uit, dat hiermee niet het volledige nadeel wordt goedge maakt. Het vermogen dat wordt verdrongen is zelf nl. al tamelijk efficiënt. Voor elke nieuwe 600 MW-centrale geldt, dat deze t.o.v. een even grote hoeveelheid van het verdrongen vermogen een jaarlijks brandstofvoordeel geeft van ca. f. 10 mln. Groter is het voordeel dat wordt behaald doordat een deel van het teveel gebouwde vermogen kolengestookt is. Momenteel zijn de steenkoolprijzen zeer laag. Daardoor is het jaarlijkse brandstofvoordeel voor elke 600 MW-kolencentrale op het moment rond f. 80 mln. t.o.v. een met olie of gas gestookte eenheid. Benaadrukt moet echter worden, dat het hier om een incidentele factor gaat, die verdwijnt wanneer de kolenprijzen zouden stijgen. Wanneer rookgasontzwaveling wordt voorgeschreven, daalt dit jaarlijks voordeel met ca. f. 65 mln. In de twee nieuwe kolengestookte eenheden in Geertruidenberg en Nijmegen wordt rookgasontzwaveling voor de helft van het vermogen geëist, in nieuwe eenheden vermoedelijk voor het gehele vermogen. De overige teveel gebouwde eenheden zijn gas- of olie/gas-gestookt.

De structurele kosten van overcapaciteit kunnen samenvattend worden gesteld op ca. f. 165 mln. per jaar (f. 225 mln. kapitaalkosten minus f. 60 mln. brandstofvoordeel); daarnaast zijn belangrijke incidentele voordelen te behalen vanwege de lage kolenprijzen.

„Diseconomies of scale”

Wij kunnen de kosten van overcapaciteit beschouwen als schaalnadelen („diseconomies of scale”). Zij zijn immers een gevolg van de lange planningsperiode van de elektriciteitsbedrijven. Deze is op haar beurt nodig om de grote eenheden te realiseren, waaruit de producenten schaalvoordelen („economies of scale”) hopen te behalen.

De bouwtijd van elektriciteitscentrales is voor een belangrijk deel evenredig met het vermogen. Knelpunt is het bouwen van de ketel. Bij grote vermogens moet deze ter plaatse worden gelast, waarbij het aantal meters pijp evenredig aan het vermogen kan worden gesteld 2). De bouwtijd van een 300 MW-eenheid kunnen we stellen op drieënhalft tot vier jaar, die van een 600 MW-eenheid op ca. vijfënhalft jaar, en die van een 1.000 MW kerncentrale op zeven à acht jaar. Daarbij moet nog de tijd worden geteld, die nodig is voor het verwerken van vergunningen en het bouwrijp maken van de grond.

Tegen deze achtergrond is het begrijpelijk, dat de planningstermijn van de elektriciteitsproducenten de afgelopen jaren sterk is verlengd. Voor conventionele centrales bedraagt de planningstermijn op het moment formeel vijfënhalft jaar, voor kerncentrales enkele jaren meer. Dit gegeven introduceert echter een aanzienlijke onzekerheid in de planning. Naarmate de planningstermijn langer wordt, moet de ontwikkeling van de vraag over een langere periode worden voorspeld, hetgeen tot toenemende onzekerheid leidt ten aanzien van de vraag of de geplande eenheid al dan niet nodig zal blijken. Het verschil tussen een groei van de vraag van 9% in zeven jaar (zoals in 1973 werd verwacht) en een groei van 4 1/2% (zoals in werkelijkheid gedurende die periode opgetreden) is al 47% van de uitgangshoeveelheid, voorwaar geen

peuleschil voor een planner die met zulke onzekerheden wordt geconfronteerd. Daarbij komt, dat de kapitaalstroom per project aanzienlijk toeneemt met schaalvergroting; een grote kerncentrale kost ca. f. 3 mrd.

Kortere planningsperioden en middelgrote eenheden geven dan ook voordelen in termen van flexibiliteit. De planner die daarvan gebruik maakt, wapent zich tegen onverwachte ontwikkelingen, met name tegen het plotseling inzakken van de (groei van de) vraag. De planner die steeds grotere eenheden bouwt, realiseert wel de traditionele schaalvoordelen (hoewel hij niet de voordelen van seriebouw behaalt), maar maakt zich tevens afhankelijk van een ongestoorde voortgang van de ontwikkelingen, m.n. van de groei van de vraag.

Een ondelmatige berekening, die werd uitgevoerd op de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsbehoefte en de lager wordende groeiverwachtingen, leert dat een één jaar kortere planningstermijn rond 1973 had geleid tot 1.200 MW minder aan overcapaciteit in het begin van de jaren tachtig 3). Bij een kortere planningstermijn wordt nl. tegen een kleiner stuk van de heuvel van de exponentiële groei aangekeken, zodat op elk moment minder nieuw vermogen in de pijplijn hoeft te zitten. Bij het inzakken van de (groei van de) vraag schiet men dan minder ver over de benodigde hoeveelheid heen. In een tijd die gekenmerkt lijkt te worden door onzekerheid over de toekomst, is dat een niet oninteressant gegeven.

Tot de „diseconomies of scale” bij de elektriciteitsopwekking behoren verder de hogere storingskansen bij grote eenheden. Uit internationale statistieken 4) blijkt een significant hoger storingscijfer voor eenheden in de hoogste categorie (boven 400 MW, dan wel 600 MW). Wellicht zijn deze voor een deel te wijten aan de kinderziekten van een nieuwe technologie. Daarnaast speelt wellicht een rol, dat de grote eenheden in het algemeen kolen- of kerncentrales zijn, die door hun aanzienlijk hogere aantal componenten ook grotere storingskansen hebben. Als structurele factor speelt waarschijnlijk ook een rol, dat grote centrales als zodanig technisch ingewikkelder zijn en uit hoofde daarvan hogere storingskansen hebben. Volgens mededeling van de KEMA is het aantal Nederlandse eenheden te klein om daaruit statistisch significante conclusies te trekken over het vóórkomen en de oorzaak van hogere storingskansen bij groter vermogen; overigens zijn de Nederlandse storingscijfers niet in gededegreerde vorm openbaar.

Zowel door de hogere storingskansen, als door hun omvang, leiden grote eenheden tot een verhoging van de reservefactor. De reservefactor is nodig om storingen te kunnen opvangen zonder consequenties voor de verbruikers, ook in tijden van maximale vraag. De omvang van de reservefactor wordt dus bepaald door de storingskansen van eenheden: zijn die storingskansen hoog, dan moet veel extra vermogen beschikbaar zijn om eventuele uitval op te vangen.

Wanneer alle eenheden evenveel kans op storing hebben, is de kans op het uitvallen van één 600 MW-centrale groter dan de kans op het gelijktijdig uitvallen van twee 300 MW-eenheden. Daarom is meer reservevermogen nodig bij grotere eenheden; dit is eens te meer het geval wanneer 600 MW-eenheden een hogere storingskans blijken te hebben dan 300 MW-eenheden. Dit feit alléén kan reeds het gehele schaalvoordeel van 600 MW-boven 300 MW-eenheden teniet doen,

1) Drs. Erik van der Hoeven, *Overcapaciteit in de Nederlandse elektriciteitsopwekking. Een tussentijds verslag*, Vrije Studierichting Scheikunde, RU Groningen, maart 1979. B. Bakker, *Schaalvergroting en overcapaciteit in de Nederlandse elektriciteitsopwekking: een model ter vergelijking van 300 en 600 MW-strategieën*, Vrije Studierichting Scheikunde, RU Groningen, in voorbereiding.

2) Persoonlijke mededeling van ir. W. Swart, RSV.

3) Erik van der Hoeven, *Alternatieve elektriciteitsplanstrategieën*, Vrije Studierichting Scheikunde, RU Groningen, 30 augustus 1979.

4) Gegevens UNIPEDE (Union Internationale de Producteurs et Distributeurs d'Electricité) en EEI (Edison Electric Institute).

afhankelijk van de vraag hoe de bestaande statistieken worden geïnterpreteerd 5).

Raming van de toekomstige vraag naar elektriciteit

De toekomst wordt gekenmerkt door onzekerheid. In dit licht kan men zich afvragen, of een strategie voor de elektriciteitsopwekking, die voor het grootste deel mikt op de productie uit groot vermogen, wel zo gelukkig is. Bij een grootschalige strategie is de betrouwbaarheid van de prognoses over een zeer groot aantal jaren van vitaal belang. Helaas is deze betrouwbaarheid onvoldoende. Achtereenvolgens zullen we dit bezien voor de prognoses van de sectoren industrie, gezinnen en diensten, incl. overig gebruik, in het geldende *Elektriciteitsplan 1984/85*.

In dit plan wordt voor de raming van het industrieel verbruik uitgegaan van een variant van *Bestek '81*, en van historische relaties tussen het elektriciteitsverbruik en de bruto toegevoegde waarde per bedrijfstak. Waar bleek, dat in de betreffende bedrijfstak lagere groeiverwachtingen heersten dan uit *Bestek '81* bleek, is daarmee bij de keuze van de extrapolatiemethode „enigermate” rekening gehouden.

Deze methode heeft enkele zwaarwegende nadelen:

- zij is ondoorzichtig en kan niet worden nagerekend;
- de groei wordt erin voorgesteld als exponentieel i.p.v. lineair of logistisch (S-vormig), wat bij voortgezette extrapolatie tot absurditeiten leidt;
- er wordt uitgegaan van macro-economisch bepaalde *groeiwensen*, i.p.v. *groeirealiteiten*;
- de gehanteerde elektriciteit/produktie-elasticiteiten stammen noodzakelijkerwijs voornamelijk uit de periode vóór 1973; correctie van deze elasticiteiten voor prijsstijgingen introduceert een zeer aanzienlijke onzekerheid in de pro-

jecties, doordat onvoldoende bekend is over prijselasticiteiten (juist door de korte ervaring met stijgende prijzen); — bijstelling van te hoge groeiverwachtingen gebeurt in de „extrapolatiemethode” en niet in de groeiverwachtingen zelf.

De resultaten van deze berekeningsmethode zijn samengevat in tabel 3. De cijfers van de laatste kolom moeten worden geïnterpreteerd als de index van de productie, die nodig is om de verbruikscijfers uit het elektriciteitsplan te „halen”. Voor een aantal bedrijfstakken, met name de voedings- en genotmiddelenindustrie, de chemie en de bedrijfstak overige metaal, is deze groei bepaald te groot geschat.

Voor het verbruik in huishoudens geldt iets soortgelijks. Het elektriciteitsplan schat de samenstelling van het huishoudelijk verbruik per apparaat, tot het gegeven totaal van 3.099 kWh per huishouden in 1976. Vervolgens wordt een sterke penetratie van nieuwe apparatuur verondersteld, vooral van diepvriestoeestellen, c.v.-pompen, afwasmachines, trommeldrogers en kleurentelevisies, waardoor in 1986/1987 (d.i. het jaar dat ingaat op 1 juni 1986) het verbruik op 3.977 kWh per huishouden uitkomt. Daarbij zijn technische verbeteringen in deze periode van tien jaar, die tot een lager verbruik zouden kunnen leiden, vrijwel niet meegenomen. Technisch-economische studies laten echter zien, dat er een zeer groot potentieel aan besparingen in het huishoudelijk elektriciteitsverbruik is 6).

In de dienstensector wordt de groei geheel geëxtrapoleerd op grond van historische relaties tussen het elektriciteitsverbruik en het bruto nationaal produkt. De laatste jaren was deze sector qua verbruik de snelst groeiende sector (zie tabel 2); het is niet noodzakelijk dat dit in een tijd van besparingsacties zo zal blijven. Wanneer men als vergelijkingsbasis de groei van het aantal arbeidsplaatsen in de dienstensector neemt i.p.v. het bruto nationaal produkt, dan komt men uit op een aanzienlijk lager cijfer voor het toekomstige verbruik.

Tabel 2. Elektriciteitsverbruik per sector (index: 1958 = 100)

Jaar	Industrie eigen voorziening	Industrie totaal	Tractie en bemaaling	Openbare verlichting	Gezinnen	Diensten en overige
1963	142	145	104	154	174	168
1968	174	227	114	233	299	284
1973	209	348	130	348	471	467
1977	180	389	153	393	586	601
1978	197	405	154	394	604	680
1978 (abs. in GWh)	5.742	32.854	1.232	717	14.071	8.058

Bron: CBS.

Tabel 3. Index van het elektriciteitsverbruik openbare net en van de productie in bedrijfstakken in 1986/1987 volgens Elektriciteitsplan 1984/85 (1976 = 100)

Sector	Verbruik	Productie a)
Metaal excl. basismetaleel	155	173
Basismetaleel	110	123
Chemie	153	232 b)
Voedings- en genotmiddelen	149	166
Papier en karton	116	168 b)
Raffinaderijen	65	73
Overige industrie	137	153
Industrie totaal	132	161 b)
Diensten en overig	169	189

a) Bij een besparing van 1% per jaar.

b) Gecorrigeerd voor verandering van het aandeel eigen opwekking.

5) Zie B. Bakker, t.a.p.

6) J.S. Norgaard, Improved efficiency in domestic electricity use, *Energy Policy*, maart 1979, blz. 43.

Besluit

Wie kennis neemt van deze onzekerheden in de prognoses, en overweegt welke consequenties te hoge schattingen kunnen hebben bij een grootschalige strategie, moet haast wel tot de conclusie komen dat in de gegeven omstandigheden een flexibeler strategie wenselijk zou zijn. De kans is groot, dat de elektriciteitsproducenten op het moment bezig zijn met het plannen van de overcapaciteit van de jaren negentig.

De Bezienningsgroep Energiebeleid heeft onlangs deze kritiek geconcretiseerd 7). Zij heeft andere scenarioberekeningen uitgevoerd, waarvan de resultaten zijn samengevat in de tabellen 4 en 5. Voor de raming van het industrieel verbruik heeft zij zich gebaseerd op Molag e.a. 8). Bij de berekening van het huishoudelijk verbruik heeft zij aangenomen dat de doelmatigheid van de huishoudelijke apparaten geleidelijk stijgt; voor de diensten is zij uitgegaan van de ontwikkeling van het aantal arbeidsplaatsen.

Tabel 4. Finaal elektriciteitsverbruik in GWh naar sectoren

	1976	1986/1987 Elektr. plan	Beziennings- groep		Beziennings- groep	
			1990		2000	
			laag	hoog	laag	hoog
Industrie	24.973	32.986	27.800	38.600	29.700	47.900
Huishoudens	13.511	19.539	15.400	15.400	15.900	15.900
Diensten, overig	7.482	12.648	9.700	10.200	9.000	10.500
Tractie, bemaling, openbare verlichting	1.922	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Totaal	47.888	67.673	55.400	66.700	57.100	76.800

Tabel 5. Vereist vermogen (MW), vergelijking van scenario's

Scenario		1990	2000
Bezienningsgroep	laag	12.500	12.900
	hoog	15.600	18.000
CPB	laag	15.000	17.200
	hoog	16.800	21.100
Electriciteitsplan 1984/85		17.300	

Tevens doet de Bezienningsgroep aanbevelingen voor een andere strategie bij de elektriciteitsproductie. Zij meent dat het grote voordelen biedt, deze vooral te baseren op warmte-/kracht-koppeling. Het strategische voordeel van warmte-/kracht-koppeling bij de uitbreiding van de elektriciteitsvoorziening is dat grote uitbreidingen van de vraag tegelijk worden gerealiseerd met grote uitbreidingen van het vermogen. Daarmee wordt de toekomstige onzekerheid sterk gereduceerd. Daarnaast beveelt de Bezienningsgroep aan de basislast (d.w.z. eenheden met een hoge bedrijfstijd) voorlopig uit te breiden met middelgrote eenheden (rond 300 MW).

De mogelijke bijdrage van warmte/kracht-koppeling aan het openbaar vermogen wordt door de Bezienningsgroep veel hoger ingeschat dan door de elektriciteitsproducenten. Deze laatste rekenen met een jaarlijkse toeneming van het z.g. „overig vermogen” van 150 MW vanaf eind 1984. De Bezienningsgroep meent dat dit met een goede stimulering wel tot 400 MW per jaar zou kunnen toenemen. Het „overig vermogen” omvat trouwens niet allen warmte/kracht-koppeling (in de industrie en in de vorm van stadsverwarming), maar ook gasturbines.

Het voordeel van warmte/kracht-koppeling (afgezien van de strategische voordelen voor de elektriciteitsplanning) is de hoge brandstofefficiëntie. Warmte/kracht-koppeling is naast „goed housekeeping” de belangrijkste mogelijkheid tot energiebesparing in de industrie. Het knelpunt ligt echter bij de voorwaarden van teruglevering van elektriciteit aan het net.

De hoogste brandstofbesparingen worden bereikt bij een hoge elektriciteitsproductie, en daarbij kan de opgewekte elektriciteit doorgaans niet geheel binnen het eigen bedrijf worden afgezet. Dat maakt de terugverdientijd van warmte-/kracht-koppeling buitengewoon gevoelig voor de prijs die het bedrijf kan maken voor teruglevering van elektriciteit aan het net.

Vanuit het bedrijfsleven is de laatste tijd herhaalde malen gepleit voor wat men daar ziet als een „eerlijke” prijs voor teruggeleverde elektriciteit en voor het vermogen dat aan het net ter beschikking wordt gesteld 9). De elektriciteitsproducenten menen echter, dat zij daarmee zeer terughoudend moeten zijn, zolang de overcapaciteit voortduurt; zij zouden dan immers de overcapaciteit bestendigen, zelf langer verlies daarop lijden, en per saldo dus particuliere bedrijven met gemeenschapsgeld steunen 10). In tegenspraak daarmee is echter, dat zij zich wel voorbereiden op de noodzaak van duizenden MW's nieuw vermogen vanaf het eind van de jaren tachtig.

Gezamenlijk hebben de lagere elektriciteitsgroei en de hogere waarden voor „overig vermogen” aanzienlijke consequenties voor de bouw van nieuwe grote eenheden. In de projecties van de Bezienningsgroep is een eventuele nieuwe kerncentrale niet nodig vóór ca. 1995, i.p.v. in 1989, zoals wordt gesteld in het geldende elektriciteitsplan (zie tabel 5).

Door de bestaande overcapaciteit aan openbaar vermogen bestaat nu een rustpauze, waarin de strategie van de elektriciteitsproductie nader kan worden overwogen. Veel lijkt te pleiten voor een aanpak, waarbij de toekomstige onzekerheden worden geminimaliseerd. De huidige overcapaciteit is ontstaan uit een planning, die uitging van voortgezette hoge groei, en een tegenvallende ontwikkeling van de vraag. Lange aanlooptijden in het planningsproces hebben daarbij een belangrijke rol gespeeld. Een soortgelijke ontwikkeling in de jaren negentig kan worden voorkomen door zoveel mogelijk aandacht te schenken aan warmte/kracht-koppeling, en de uitbreiding van het basislastvermogen vooral te laten plaatsvinden in middelgrote eenheden met een relatief korte planningstermijn.

Erik van der Hoeven

7) Bezienningsgroep Energiebeleid, *Een andere strategie voor de elektriciteitsproductie*, januari 1980. Te verkrijgen bij: Stichting Energie en Samenleving, postbus 6559, Rotterdam.

8) M. Molag, A. van der Veen, F. Vlieg en H.J.M. de Vries, *Energie en industriële productie*, ESB, 10 januari 1979, blz. 39.

9) Ir. E. A. de Wit (AKZO), *Industriële opwekking van elektrische energie: hoe lang nog ondergewaardeerd? PT Procestechiek*, jg. 34, 1979, nr. 1, blz. 11. Ir. P. Koppenol (Shell), *Toepassing van warmte-kracht-koppeling door energiegebruikers*. Mimeo, april 1980.

10) *Electriciteitsplan 1984/85*, blz. 13.