

Kosten en tarieven van elektriciteitsopwekking

In een zelfstandige onderneming worden afzet, prijzen en kosten van productie in één geïntegreerd beleid bekeken. Voor openbaar-nutsbedrijven spreken de politici over de tarieven (en zelden over de kosten) en de nutsbedrijven zelf over afzet en kosten, terwijl hun invloed op de tarieven gering is. Voor de burger blijft de markt daardoor ondoorzichtig, wat zich uit in ongelof bij politieke en inspraakdiscussies en in ongenoegen of burgerlijke ongehoorzaamheid bij tegenvallende rekeningen. Ik heb me altijd afgevraagd of hierin niet meer duidelijkheid is te scheppen en leg daarom maar eens mijn globale ideeën neer.

De kostprijs ex centrale, volgens direct toe te rekenen kosten, afhankelijk van de primaire brandstof, is nog het eenvoudigst te benaderen zoals in onderstaande tabel (in centen per kWh):

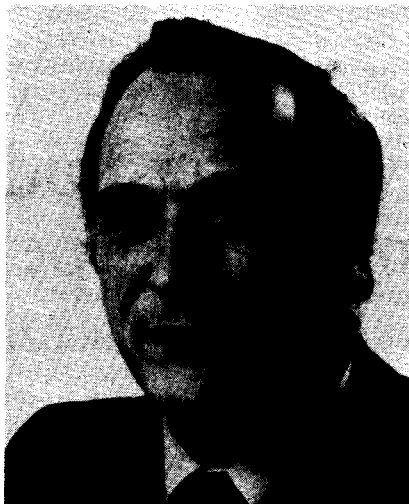
	Kosten	Aandeel brandstof in kostprijs (%)
Waterkracht	4,5	0
Bruinkool	7	45
Kernenergie	11 à 12	33
Steenkool	12	65
Olief/gas	15	80

Bij steenkool moet onderscheid worden gemaakt tussen in West-Europa in mijnbouw gewonnen kolen en die welke b.v. in de VS, Australië en Zuid-Afrika in dagbouw worden gewonnen. De laatste (zie boven) kosten slechts de helft van de Westeuropese productie, maar door verandering van de kolenprijzen en door soms noemenswaardige verschillen in de vaste en de exploitatiekosten (karakteristiek voor een verwaarloosde technologie) is dit cijfer slechts een richtgetal.

De kostenopgave voor bruinkool is speculatief omdat er geen internationale markt voor is. Enkele Westduitse elektriciteitsbedrijven zetten het echter wel in niet te verwaarlozen hoeveelheden in. De EG laat de prijsstelling vrij wegens gebrek aan een internationale markt. Dat is anders met ons aardgas, natuurlijk, zoals onze tuinders langzamerhand wel weten. Kolen zijn ook internationaal verhandelbaar, maar de afzetmarkt is wel bijzonder. Frankrijk gebruikt alleen Saar-kolen, maar importeert niet. West-Duitsland hanteert de regel dat het geïmporteerde deel van het kolengebruik slechts de helft mag zijn van wat aan eigen kolen wordt ingezet.

Producten en overheden bepalen dus door hun invloed op de inzet van primaire energiedragers verregaand de kostprijs van het nationale productiepotentieel. De grond van het voorgaande is duidelijk wat de gemiddelde nationale kostprijzen ex centrale voor elektriciteit zijn: ongeveer 8 ct per kWh waar waterkracht van belang is, 10 ct per kWh waar bruinkool naast kernenergie aanwezig is, 12 ct per kWh waar men voor de versnelde invoering van kernenergie koos en 12 tot 15 ct per kWh waar men op traditionele

W. J. Beek



primaire energiedragers is aangewezen. In het laatste geval zijn landen die meer op olie zijn aangewezen duurder dan degene die voornamelijk steenkolen inzetten.

Vrij algemeen vindt men in een staat nationale, regionale en communale bedrijven, waarbij de laatste distributeurs kunnen hebben. De netkosten voor distributie zijn met de vele tussenleveringen nauwelijks toe te rekenen. Het transport tussen communale, regionale en nationale bedrijven is enorm en elektronen hebben nu eenmaal geen brandmerk dat hun herkomst blootgeeft. De distributiekosten van de elektriciteit zijn in Nederland gemiddeld 5 à 6 ct/kWh, bij hoogspanningsgrootverbruik ca. 1 à 2 ct/kWh. Voor huishoudens en kleinverbruik 10 à 12 ct/kWh. In Frankrijk daarentegen bedragen de distributiekosten gemiddeld 8 ct/kWh.

Daarmee is het duidelijk dat de tarieven waartegen lokale nutsbedrijven in de EG elektriciteit kunnen leveren zonder verlies te maken aanzienlijk kunnen verschillen, tot een factor 2. Om deze reden kon de SEP import uit West-Duitsland niet langer tegenhouden, ondanks de eigen aanzienlijke overcapaciteit. De geïmporteerde elektriciteit (6% van het totaal) wordt voor de helft in Groningen en voor de helft in Limburg ingevoerd. In dit licht zijn voor ons wellicht twee vragen van belang. Ten eerste, zou het geen overweging verdienen in Zwitserland of Scandinavië een meer te huren waar energie gedurende de nacht is op te slaan? Dat lijkt op het eerste oog economisch verstandiger dan bij voorbeeld investeren in het plan-Lievensse voor de Markerwaard. Ten tweede, is er een kans om opnieuw bruinkoolvoorkomens te gaan exploiteren? Dat zou ons politiek een nieuwe vrijheidsgraad geven.

Nu de tariefvaststelling; dat is een geheel andere verhaal. Frankrijk, dat het goedkoopst elektriciteit in de EG produceert, stelt conform zijn bourbon-napoleontische traditie zijn tarieven centraal vast. West-Duitsland laat de elektriciteitsproducenten op een vrije markt opereren, maar hanteert minimumprijzen. België hanteert een vaste wiskundige formule voor de verschillende tarieven, die objectief lijkt, maar waarbij het vaststellen van de coëfficiënten één groot handjevat is tussen overheid, industrie, vakbonden en consumenten. Nederland neemt een tussenpositie in. De Samenwerkende

Elektriciteitsproducenten (SEP) zijn onderworpen aan ministeriële aanwijzingen. Alle distributiebedrijven kunnen overigens hun eigen tarieven opstellen, onder gemeentelijk resp. provinciaal beheer. Het tarief bestaat uit een brandstoffactor, vrijwel constant voor alle afnemers, plus vaste kosten plus een basis-kWh-prijs, die samenhangt met de exploitatie- en kapitaalkosten, en een vermogensvergoeding, die per beschikbare kW vermogen wordt berekend.

De brandstoffkosten variëren zoals we zagen met de gebruikte brandstof. Olie en gas zijn veel duurder dan kolen en het malle is dat deze juist daar worden gebruikt waar de meeste industrie is (Rotterdam, Amsterdam) en de kolen daar waar weinig industrie is (PNEM). Er is dan ook voorgesteld een z.g. „pooling” tot stand te brengen, dat wil zeggen: de SEP gaat optreden als een centraal punt (NV) die alle opgewekte energie tegen kostprijs uit het hele land koopt en deze dan weer aan de distributiebedrijven tegen een min of meer constante prijs voor het hele land levert. Mijns inziens is daar veel voor te zeggen, ondanks regionaal gemopper en een tegenstribbelende SEP.

Verder wil men weer kolen gaan gebruiken door ombouw van bestaande olie/gascentrales, zodat het kolengebruik van 25 tot 40% stijgt. Deze ombouw zal enige jaren in beslag nemen. Om de industrie in die tijd te kunnen helpen aan een wat lagere elektriciteitsprijs heeft de regering een restitutieregeling (een subsidie) ingesteld, die erop neerkomt dat aan grootverbruikers (boven 20 GWh per jaar) die uit een oliecentrale betrekken, het verschil in brandstoffkosten tussen olie en kolen kan worden vergoed. Dit geeft wel soelaas voor de grootindustrie maar maakt natuurlijk de stroom in Nederland niet goedkoper. Van het totale verbruik van de industrie ad 22 TWh profiteert 9 TWh van deze regeling. Verder is er nog een extra gaspot voor zeer grote afnemers (ad 3 TWh) en verbruikt Pétchiney nog ca. 2,5 TWh tegen een bijzonder tarief. Aldus wordt driekwart van het industriële elektriciteitsverbruik gesubsidieerd. Dat is niet een gezonde situatie. Ons energiebeleid is dan ook te karakteriseren als een mislukking. Wat nodig is, is een duidelijker op herstel gericht beleid dan tot nu toe is gevoerd.

Overigens maken de distributiebedrijven redelijke winsten. Deze winsten bedragen over het gehele land ca. f. 300 mln./jaar, hetgeen voor de „gemiddelde” gebruiker overeenkomt met 0,5 ct/kWh. Deze winsten komen ten goede aan de betreffende gemeente. Een speciaal geval is het GEB-Rotterdam, dat in 1982 een winst heeft gemaakt van f. 70 mln, dat wil zeggen gemiddeld op zijn totale productie 0,8 ct/kWh, op zijn distributie ongeveer 1,5 ct/kWh en op zijn omzet een winst van 3,5%. Met welk recht lagere overheden hun monopoliepositie in de elektriciteitslevering gebruiken voor deze indirecte belastingheffing ontgaat me.

W. J. Beek