



STUDIECENTRUM VOOR ECONOMISCH EN SOCIAAL ONDERZOEK

MODELLEN VOOR DE PLANNING EN EXPLOITATIE
VAN EEN ELEKTRICITEITSONDERNEMING EN EEN
WARMTE-KRACHT ONDERNEMING

Aviel VERBRUGGEN

Rapport 81/123

oktober 1981

De tekst die volgt is een uittreksel van een verslag van het Nationaal R-D Programma "Energie" (Diensten van de Eerste Minister - Programmatie van het Wetenschapsbeleid - Wetenschapsstraat 8 - 1040 Brussel - België).

Bij elke verwijzing naar deze tekst moet deze bron vermeld worden. De wetenschappelijke verantwoordelijkheid voor de inhoud van de tekst berust bij de auteurs.

Universitaire Faculteiten St.-Ignatius
Prinsstraat 13 - 2000 Antwerpen

D/1981/1169/21

Samenvatting

In deze nota worden een aantal afzonderlijke modellen en computerprogramma's besproken en geïllustreerd met voorbeelden. In hoofdstuk II wordt een programma voorgesteld voor het schatten van de collocatieveelterm van Lagrange. De methode wordt toegepast voor de analytische benadering van een belastingsduurcurve van de vraag naar elektriciteit.

Een systeemmodel voor de planning van een elektrisch productiepark wordt in hoofdstuk III behandeld. Een model voor het schatten van de betrouwbaarheid van een park is opgenomen, als ook een model om de financiële implicaties van een investeringsprogramma na te gaan.

In hoofdstuk IV wordt de essentie van een programma voor de planning van warmte-kracht productiesystemen besproken. Enkele specifieke problemen terzake worden met reële data geanalyseerd.

Tot slot worden twee exploitatie-modellen voorgesteld. Het eerste is een deterministisch dynamisch programmeringsmodel voor de optimale benutting van een elektrisch productiepark gedurende een dag. Het tweede model gebruikt het lineair programmeringsalgoritme om na te gaan hoe een aftap-condensatiegroep het best kan aangewend worden wanneer de mogelijkheid bestaat warmte te stockeren.

De verschillende modellen laten toe de belangrijke problemen van planning en exploitatie van een elektriciteits- of warmte-kracht onderneming te behandelen.

Voorwoord

In deze studie worden een aantal modellen voorgesteld en geïllustreerd die van nut zijn voor de oplossing van de plannings- en exploitatieproblemen van een onderneming, die, hetzij enkel elektriciteit, hetzij warmte en elektriciteit, voortbrengt.

Het wetenschappelijk domein van de voorliggende studie is een intersectie van hoofdzakelijk drie vakgebieden: de thermodynamica, de economie en de informatica. De integratie van deze disciplines is vereist om de beheersproblemen van de betreffende ondernemingen een oplossing te geven. Er is ondersteld dat de lezer vertrouwd is met de beginselen van de drie vakgebieden zodat de argumentatie beperkt wordt tot de concrete modellen.

De benadering op ieder vakgebied is deze van de toegepaste wetenschappen als schakel tussen theorie en praktijk. Op veel domeinen zijn theorie en praktijk losgegegroeid zodat ze de rol van wederzijdse bevestiging niet meer, of nauwelijks, vervullen. Een groot deel van de theoretische ontwikkeling ontaardt tot ingewikkelde constructies die irrelevant zijn voor praktische realisaties. Van de andere kant blijft een praktijk die niet bevrucht wordt met theoretische kennis, knutselwerk waarbij de resultaten sterk afhangen van ongekende toevalligheden.

Ik meen dat de verdere ontwikkeling en integratie van de toegepaste theorie in de drie disciplines toelaat opmerkelijke resultaten te boeken in de allocatie van onze schaarse middelen. Waar men in een productieproces door technische subtiliteiten de efficiëntie van het proces enigszins kan verhogen, is het dikwijls zo dat door een herdenken en een goede planning van het proces, aanzienlijk meer kan bespaard worden. Dit vereist een wisselwerking tussen theorie en praktijk, tussen analyse en synthese, en meermaals ook een aanvulling van de bestaande theoretische ontwikkeling.

Tot voor kort was een systematische wetenschappelijke aanpak van de beheersproblemen voorbehouden aan grote ondernemingen die zich de wetenschappelijke staf en dure rekenapparatuur konden veroor-

Voor de technische realisatie van deze tekst kon ik een beroep doen op de welwillende hulp van A. Bunneghem, L. Gysels en K. Van den broeck. Om het model in hoofdstuk VI voorgesteld uit te werken, verschaftte L. Brosius mij een lineair programmeringsprogramma. Aan allen wens ik mijn dank uit te drukken.

Aviel Verbruggen
oktober 1981

Hoofdstuk I

Overzicht van de voorgestelde modellen.

Overzicht van de voorgestelde modellen

Bij het moderne beheer van een elektriciteits- of van een warmte krachtonderneming doen de beslissingsnemers op diverse niveau's beroep op modellen. De modellen zijn een gecondenseerde weergave van de krachtlijnen van de beheerde problematiek om het inzicht hierin te verhogen, teneinde betere beslissingen te nemen. Geen model kan alle vragen beantwoorden. In een complexe onderneming zal men voor ieder hoofdaspect één of meerdere specifieke modellen ontwikkelen. Eenmaal de gewenste graad van nauwkeurigheid bepaald, is het beste model het meest eenvoudige. Door de toenemende eisen i.v.m. de nauwkeurigheid winnen de formele modellen aan belang. Een formeel model is ook programmeerbaar wat de toepasbaarheid ervan sterk verhoogt (Greenberger 1976).

De modellen (en de overeenstemmende computerprogramma's), die hierna besproken worden, zijn vermeld in tabel I.1. Hierbij is een onderscheid gemaakt naar het type onderneming, uitsluitend elektriciteit of gecombineerde productie, en naar het gezichtspunt, planning of exploitatie. Twee submodellen zijn voor beide types bedrijven bruikbaar, nl. RELA voor de betrouwbaarheidsanalyse van een productiepark en FINA voor het opstellen van een financieringsplan voor de geplande investeringen. Deze submodellen worden behandeld in hoofdstuk III gekoppeld aan het EPLA-model. Dit laatste is een dynamisch model dat de werking van een elektrisch productiepark simuleert van jaar tot jaar. Deze taak wordt door EQOP vervuld voor een gecombineerd productiepark.

De exploitatiemodellen omvatten een dynamisch programmeringsmodel EDYN voor de dagexploitatie van een elektriciteitsonderneming en een lineair programmeringsmodel EQLP voor de optimale aanwending van een aftap-condensatiegroep met de mogelijkheid van warmtestockage.

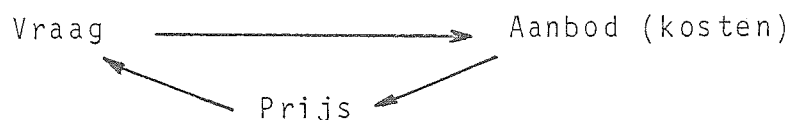
Bij het ontwikkelen van de vermelde modellen is ernaar gestreefd hen toepasbaar, bruikbaar en eenvoudig te maken. Voor de toepasbaarheid werden de modellen vertaald in computerprogramma's. De bruikbaarheid wordt verhoogd door de modellen eenvoudig en flexibel te maken, zodat ze hun taak van hulpverlenend instrument voor het nemen van optimale beslissingen kunnen vervullen.

Met behulp ervan gaat men de impact van de diverse toestands- en beslissingsvariabelen op de finale doelstellingen na. Op basis van een risico-analyse onder de vorm van een beslissingsboom wordt de optimale beslissing afgeleid.

De optimale beslissing is conditioneel op de verwachtingen betreffende de waarde van diverse exogene variabelen (bv. de brandstofprijzen en hun ontwikkeling in de tijd). Deze afhankelijkheid komt duidelijk tot uiting in een beslissingsboom die door zijn overzichtelijkheid ook toelaat na te gaan of het gamma van onderzochte situaties volledig is. De beslissingnemer kan zijn subjectieve probabiliteits-schattingen en zijn risicohouding verbinden met de resultaten op de boom vermeld om de beste beslissing te nemen. Deze wijze van behandeling van het onzekerheidsprobleem heeft een aantal grote voordelen: 1°) de soevereiniteit van de beslissingnemer wordt gerespecteerd door de overzichtelijke voorstelling van de beslissingsstructuur die hij kan amenderen indien gewenst, en doordat hijzelf de subjectieve variabelen die de beslissing beïnvloeden moet waarderen, 2°) het systeemmodel van de problematiek mag deterministisch zijn waardoor rekentijd en onderzoekerstijd bespaard wordt omdat de onderzoeker zich enkel met de technische aspecten van de sensitiviteitsanalyse moet belasten.

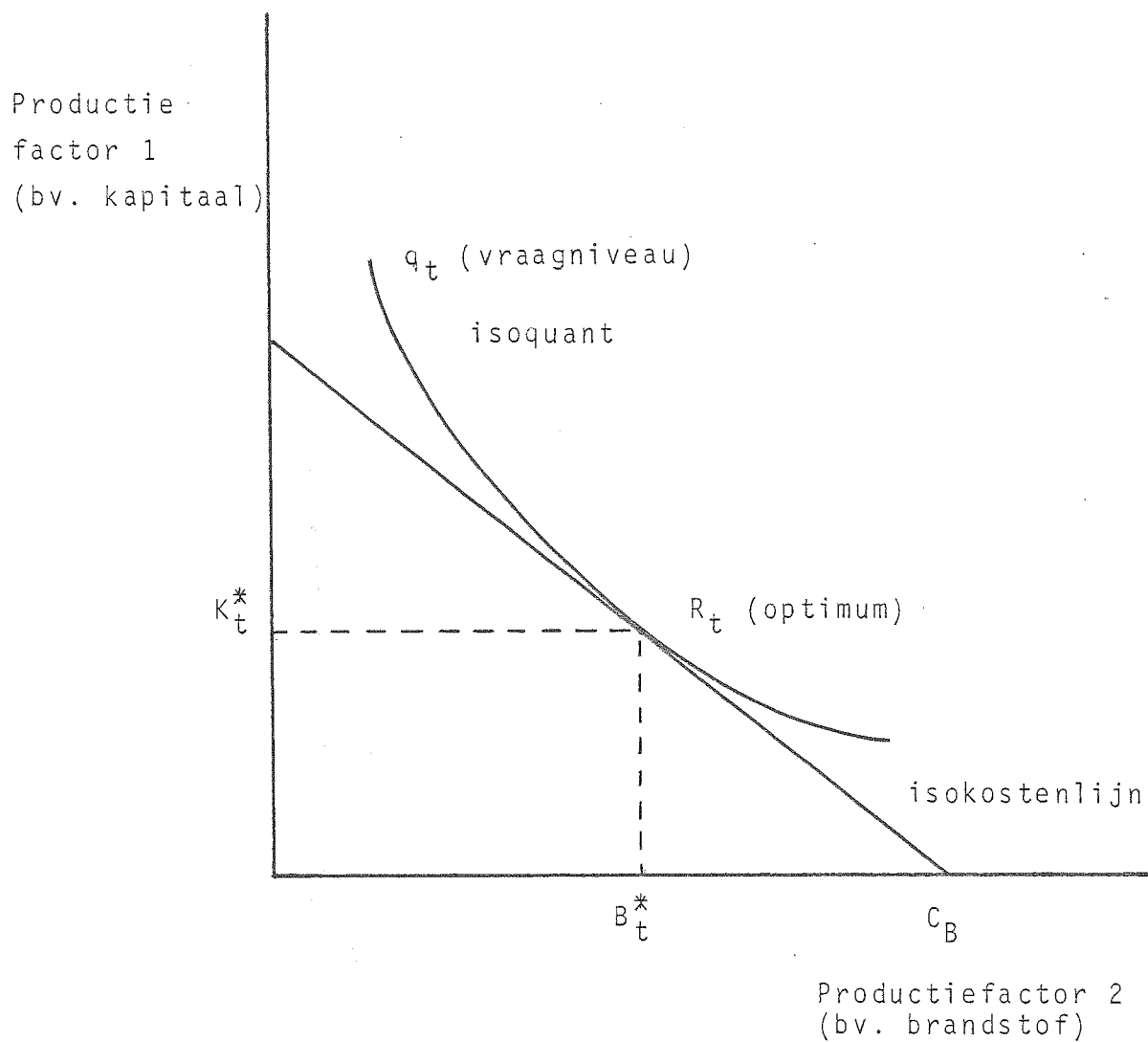
De aandacht bij het ontwikkelen van de planningsmodellen EPLA en EQOP is daarom geconcentreerd op een nauwkeurige en volledige beschrijving van de onderzochte systemen, t.w. een elektrisch productiepark, resp. een gecombineerd productiepark, en op de mogelijkheid een ruim sensitiviteitsonderzoek uit te voeren. Met de modellen kan een breed spectrum van toekomstplannen technisch-economisch gekwantificeerd worden, en op zijn financiële rendabiliteit doorge-licht.

Bij de planning van een onderneming wordt gezocht naar een evenwicht tussen de vraag naar en het aanbod van het product van de onderneming. Dit zoekproces is in de praktijk iteratief omdat er een cyclische beïnvloeding van de hoofdcomponenten bestaat zoals hier schematisch weergegeven.



geeft de minimale kosten aan om een hoeveelheid q_t voort te brengen (Henderson 1958).

Figuur I.1 Minimale kostenproductie op ogenblik t .



voeging van één of enkele centrales en op de opruiststelling of definitieve verwijdering van bestaande centrales. Een goed evaluatiemodel zal daarom de inpassing van de geplande eenheden in het bestaande park op een correcte wijze simuleren. Het is in deze optiek dat het EPLA model ontwikkeld werd.

Op het gebied van de warmte-kracht produktie liggen de zaken, in België althans, anders. Daar er praktisch geen volwaardige warmte-kracht producenten bestaan ligt het accent hier op de opbouw vanaf de grond van produktieparken. De optimale samenstelling van het produktiepark kan in deze context veel vrijer beslist worden en krijgt daarom de nodige aandacht in het model EQOP.

Het afleiden van het 'optimaal' investeringsplan blijft in beide gevallen een oefening van proberen en herbeginnen, en van gezond verstand bij beslissingnemer en onderzoeker. Teveel onzekerheden en waardeoordelen hebben een significante invloed op het eindresultaat om bij een uniek optimum te blijven stilstaan. Gebruik maken van goedkope en flexibele systeemmodellen om een doordachte beslissingsboom te kwantificeren is m.i. de juiste methode. Modellen moeten hulpmiddelen blijven bij het nemen van de beste beslissingen. Intuïtie en waarde-oordelen zijn van centraal belang bij het nemen van lange-termijn investeringsbeslissingen. Daarom moet de werkelijke beslissingnemer zijn intuïtie en waarde-oordelen aan de formele modellen kunnen koppelen. Indien dit niet het geval is zullen de resultaten met formele modellen bekomen meestal door de beslissingnemer gewantrouwd en ter zijde geschoven worden. Het aandeel van de formele modellen t.o.v. het aandeel van de beslissingnemer bij het bepalen van de waarde van de beslissingsvariabelen, neemt aanzienlijk toe als men van de planningsfase naar de exploitatiefase van het ondernemen overgaat. Bij de exploitatie is de onzekerheid gering of kan met behulp van kansverdelingen gekwantificeerd worden, terwijl waarde-oordelen géén invloed of nauwelijks invloed hebben. Geprogrammeerde, formele modellen die enkel de technische inbreng vereisen van een aantal gegevens (dikwijls het resultaat van andere programma's) worden benut om de optimale waarde van de beslissingsvariabelen te kennen. Bij de exploitatie is de grondregel 'doen wat men kan' gegeven de beperkingen van uitrusting waarover men beschikt en gegeven de prijzen van de variabele produktie-

Hoofdstuk II

Veelterm benadering van een belastingskromme

Inhoud

1. Programma voor het schatten van de Lagrange collocatie-
veelterm
 2. Praktisch gebruik van het programma
- Appendix

II.1. Programma voor het schatten van de Lagrange collocatieveelterm

De planningsmodellen in deze studie maken gebruik van een analytische benadering van de belastingsduurkrommen van de vraag naar elektriciteit, respectievelijk warmte. Om nauwkeurige resultaten te bekomen dient men over een instrument te beschikken om deze krommen nauwkeurig in een analytische formule uit te drukken. In dit hoofdstuk wordt een programma beschreven dat toelaat de collocatieveelterm van Lagrange te schatten (Carnahan 1969, Scheid 1968). Het programma wordt geïllustreerd met de schatting van een belastingsduurkromme van de vraag naar elektriciteit. Een uitvoerige beschrijving van de afleiding van een standaardkromme voor de vraag naar warmte in een stadsverwarmingsnet vindt men in vroeger werk van de auteur (Verbruggen 1980).

Als databasis benut men observaties betreffende de elektriciteitsvraag van de onderneming in voorgaande jaren. Indien de uitgetekende belastingsduurkrommen beschikbaar zijn, kan men een verzameling representatieve punten op deze krommen kiezen. In het andere geval moet men ofwel de krommen zelf uittekenen, of, indien men dit tijdrovend werk wil vermijden, worden de waargenomen uurbelastingen in vermogensklassen ingedeeld waarbij men een expliciete notering voorziet voor de hoogste en de laagste lasten. Omdat de intermediaire lasten zeer gelijkmatig dalen verzekert deze observatiemethode voldoende nauwkeurige gegevens voor een exacte approximatie van de belastingsduurkromme. In alle gevallen bekomt men uiteindelijk een verzameling punten in het vlak 'tijd-elektriciteitsvraag' of meer formeel een verzameling $\{(t_i, E_i)\}$ met $t_i =$ uur i van het jaar $0 \leq t_i \leq 8760$.
 $E_i =$ elektriciteitsbelasting in MW tijdens het uur t_i
 $i = 1 \dots n$, waarbij n het aantal geselecteerde punten is.

De geprogrammeerde techniek van Lagrange schat een veelterm van de graad $(n-1)$ door de n weerhouden punten, waarbij een exacte aanpassing in deze n punten verzekerd wordt. Daarom is het nuttig de meest cruciale punten van de belastingsduurcurve, bv. spitswaarde ($t_i = 0, E_i = E_{\max}$) en buigpunten, op te nemen in de dataverzameling. De gegevens die aan het programma moeten geleverd worden zijn de verzameling $\{(t_i, E_i)\}$ en het getal n . Het programma

curve verzekerd. Deze continuïteit is het gevolg van de perfecte aanpassing in de opgegeven punten met de Lagrange techniek.

Met een indeling van het jaar in drie deelintervallen bekomt men doorgaans zeer nauwkeurige resultaten. Hierbij stelt men t_1 vast op een waarde tussen 500 en 1000 uren voor een goede benadering van de spits van de belastingsduurcurve en t_2 tussen 6000 en 7000 uren voor een goede benadering van de staart ervan.

De geschatte veeltermen geven de structuur van het belastingspatroon in een bepaald jaar met effectieve spits E_{\max} weer. Om de belastingsduurcurve in een willekeurig jaar k met spits E_{\max}^k te bekomen dient men enkel de coëfficiënten van de veeltermen te vermenigvuldigen met de ratio $\frac{E_{\max}^k}{E_{\max}}$.

Tot slot wordt de methode geïllustreerd met de schatting van een belastingsduurcurve op basis van een diagram uit het EBES-jaarverslag dat de belasting van het EBES-net in het jaar 1978 weergeeft, herleid naar een spitsbelasting E_{\max} van 100 MW (figuur II.1). Het jaar wordt in 3 intervallen ingedeeld, nl. 0 - 500 uren, 500-6000 uren en 6000-8760 uren. De resultaten door het programma afgedrukt zijn in appendix opgenomen, en hier samengevat:

voor: t in 1000 uren

$E(t)$ in MW,

wordt de belastingsduurcurve analytisch weergegeven door:

$$0 - 500 \text{ uren: } E(t) = 100. - 42.t + 40 t^2$$

$$500-6000 \text{ uren: } E(t) = 92.3221 - 6.8786 t + 0.4805 t^2 - 0.0234 t^3$$

$$6000 - 8760 \text{ uren: } E(t) = 14536.5 - 10190.9t + 2858.98 t^2 - 399.359 t^3 + 27.7741 t^4 - 0.7697 t^5$$

De mate van aanpassing van deze geschatte veeltermen aan de geobserveerde kromme kan beoordeeld worden met behulp van meerdere toetswaarden (zie appendix en figuur II.1). De geschatte jaarlijkse werkingsduur is 6155 uren, waar de geobserveerde 6138 uren beliep in 1978. Een betere aanpassing heeft weinig nut daar de foutmarge nog géén 0.003 bedraagt, een marge die in andere onderdelen van de analyse zeker overschreden zal worden.

Naast de eigenlijke belastingsduurcurve, waarbij de tijd als onafhankelijke en het opgevraagde vermogen als afhankelijke variabele fungeren, kan het ook nuttig zijn over de inverse van de veeltermfuncties $E(t)$ te beschikken, m.a.w. de relaties $t(E)$. Deze kunnen met dezelfde techniek van Lagrange geschat worden.

Het programma vereist, subroutines inclusief, een rekenvermogen van 6 K. De verbruikte rekentijd voor het analytisch benaderen van een curve is eveneens zeer gering.

Appendix. Hoofdstuk II.

```
*****
* POLYNOMIAL APPROXIMATION (LAGRANGE) *
*****
```

```
INGELEZEN PUNTEN
ABSCIS - ORDINAAT
  .500   89.000
  2.000   80.300
  4.000   71.000
  6.000   63.300
```

```
COEFFICIENTEN VAN DE GESCHATTE VEELTERM
COEFFICIENT NR. 1 = .923221E+02 EXPONENT 0
COEFFICIENT NR. 2 = -.687857E+01 EXPONENT 1
COEFFICIENT NR. 3 = .480519E+00 EXPONENT 2
COEFFICIENT NR. 4 = -.233766E-01 EXPONENT 3
```

```
TOETSWAARDEN IN VERSCHILLENDE PUNTEN
WAARDE IN PUNT .100000E+01 BEDRAAGT .859006E+02
WAARDE IN PUNT .150000E+01 BEDRAAGT .830065E+02
WAARDE IN PUNT .250000E+01 BEDRAAGT .777636E+02
WAARDE IN PUNT .350000E+01 BEDRAAGT .731312E+02
WAARDE IN PUNT .450000E+01 BEDRAAGT .689688E+02
WAARDE IN PUNT .550000E+01 BEDRAAGT .651364E+02
WAARDE IN PUNT .500000E+00 BEDRAAGT .890000E+02
WAARDE IN PUNT .200000E+01 BEDRAAGT .803000E+02
WAARDE IN PUNT .400000E+01 BEDRAAGT .710000E+02
WAARDE IN PUNT .600000E+01 BEDRAAGT .633000E+02
```

```
COEFFICIENTEN VAN DE INTEGRAAL VAN DE VEELTERM
COEFFICIENT NR. 1 = .000000E+00 EXPONENT 0
COEFFICIENT NR. 2 = .923221E+02 EXPONENT 1
COEFFICIENT NR. 3 = -.343929E+01 EXPONENT 2
COEFFICIENT NR. 4 = .160173E+00 EXPONENT 3
COEFFICIENT NR. 5 = -.584416E-02 EXPONENT 4
```

```
BEREKENDE INTEGRAALWAARDEN
VAN 0. TOT .500 IS INTEGRAAL= .453209E+02
VAN 0. TOT 6.000 IS INTEGRAAL= .457142E+03
HET VERSCHIL BEDRAAGT ; .411821E+03
```

Hoofdstuk III

Productieplanning van een elektriciteitsonderneming

Inhoud

1. Inleiding
2. Factoren die het optimum bij het opstellen van een productieplan determineren
3. Minimale-kosten productie
4. Betrouwbaarheidsanalyse van een productiepark
5. Economische analyse
6. Financiële analyse
7. Beoordeling

Appendix

III.1. Inleiding

De kenmerken van het planningsmodel EPLA werden in hoofdstuk I in algemene termen voorgesteld en worden hier meer concreet hernoemen.

Het EPLA-model (en bijhorend computerprogramma) is ontwikkeld om de investeringsplannen van een bestaande elektriciteitsonderneming technisch-economisch en financieel te ontleden. De technisch-economische analyse houdt de simulatie in van de optimale werking van een elektrisch productiepark onder diverse hypothesen betreffende de vraag naar elektriciteit, de ontwikkeling van de prijzen van de productiefactoren (in het bijzonder de brandstoffen), en de beschikbare productietechnologieën (zie figuur I.1). De minimale kosten exploitatie met een bepaald park in een bepaald jaar, wordt op basis van een jaarbelastingsduurcurve geschat. De geschatte energiestromen per productie-eenheid zijn statistisch verwachte waarden en geaggregeerd over het jaar. Voor de reële exploitatie van een productiepark is deze benadering bijgevolg te algemeen.

In ieder jaar worden ook de kansen berekend dat de opgestelde productiemiddelen in staat zullen zijn te beantwoorden aan de vraag naar elektriciteit. In de financiële analyse worden de technisch-economische grootheden omgezet in financiële termen. Bij deze omzetting dient men een onderscheid te maken tussen publieke en privé ondernemingen die aan zeer verschillende voorschriften op fiscaal gebied onderworpen zijn. Men moet ook rekening houden met de specifieke omstandigheden en gewoonten die in iedere onderneming op boekhoudkundig gebied van kracht zijn.

EPLA is afgestemd op reeds bestaande elektriciteitsondernemingen die, op het ogenblik dat de investeringsplannen onderzocht worden, over een productiepark beschikken met alle economische voor- en nadelen hieraan verbonden, en die financieel-boekhoudkundig de resultaten van vroegere beslissingen moeten verwerken. Het programma is ontwikkeld om een vlotte inpassing van de nieuwe plannen in de voorhanden zijnde infrastructuur en boekhouding mogelijk te maken.

Enerzijds betreft het reeds functionerende elektriciteitsondernemingen met ervaring op dit vlak en meestal vrij omschreven ideeën m.b.t. de toekomst van hun activiteiten. Anderzijds is het aantal te beschouwen productiegroepen praktisch beperkt door ondeelbaarheden en schaaleardeffecten. Hoewel op de markt van elektrische productiemiddelen (motoren, turbines) een vermogenspectrum van enkele kW tot 1300 MW per centrale aangeboden wordt, is de effectieve keuzeruimte van iedere producent veel beperkter omwille van de schaaleardeffecten (BCEO 1981).

Het type, de grootte en de installatiedatum van nieuwe vermogensschijven is in de meeste gevallen bij benadering gekend vóór de detailanalyse begint, wat het aantal te onderzoeken strategieën handelbaar maakt.

Hiertegenover staat het meergebruik van EPLA voor de evaluatie van meerdere varianten van eenzelfde vermogensschijf. Een elektriciteitsproducent is dikwijls geïnteresseerd in de economisch-financiële impact van de technische opties die voor hem openstaan. Wanneer hij bv. een stroomturbine van 125 MW zou installeren rijst de vraag of heroverhitting aangeraden is, m.a.w. of hogere investerings- en onderhoudskosten opwegen tegen de hogere energieconversie efficiëntie van de groep. Omdat het EPLA programma de technologie van de elektriciteitsopwekking in detail weergeeft kan een dergelijk onderzoek uitgevoerd worden.

EPLA is geen klassiek programmeringsmodel maar een soepel ad-hoc simulatiemodel gemakkelijk aanpasbaar aan de concrete karakteristieken van een bepaalde producent. Doordat het programma zonder enig probleem niet-lineaire verbanden opneemt, kunnen de meest complexe hypothesen betreffende exogene variabelen (zoals de vraag naar elektriciteit of de ontwikkeling van de brandstofprijzen) en complexe technologische relaties, verwerkt worden. Deze verwerking gebeurt bovendien met hoge nauwkeurigheid op een rekeneenheid van beperkt vermogen en met een minimum aan rekentijd. EPLA is daarom bijzonder geschikt voor kleinere elektriciteitsondernemingen.

Het bovenste deel van deze figuur vermeldt de drie belangrijkste elementen voor de bepaling van een optimaal productieplan (§ III.2). Het minimum-kostenplan wordt van jaar tot jaar berekend door het opstellen van de 'merit-order' d.i. de rangschikking van de beschikbare eenheden naar toenemende specifieke brandstofkosten. Deze rangschikking wordt geprojecteerd op het vraagpatroon van het jaar, waaruit de productie per eenheid in deellast en vollast en het overeenstemmend brandstofverbruik kunnen geschat worden (§ III.3). De confrontatie tussen vraag en productiepark laat ook toe de probabiliteiten te berekenen waarmee de vraag op ieder ogenblik van het jaar voldaan wordt (§ III.4). In een volgende fase worden de economische grootheden geschat (§III.5) en daarna in financiële kasstromen omgezet (§ III.6).

III.2. Factoren die het optimum bij het opstellen van een productieplan determineren

Zoals in hoofdstuk I vermeld, en in figuur I.1 afgebeeld, zijn de drie belangrijkste determinanten van het productie optimum respectievelijk, de vraag (ligging van de isoquant), de factorprijzen (verloop van de isokostenlijn) en de technologie (vorm van de isoquant).

a. De vraag naar elektriciteit

De vraag naar elektriciteit over het jaar wordt doorgaans weergegeven onder de vorm van een belastingsduurcurve $E(t)$. Een analytische benadering van dergelijke curve werd in hoofdstuk II afgeleid. Het daar geschatte patroon zal in dit hoofdstuk benut worden om het verloop van de vraag in ieder jaar aan te geven. Indien gewenst kan voor ieder jaar een ander belastingspatroon vooropgesteld worden, zonder dat dit de argumentatie in dit hoofdstuk verandert. In het latere voorbeeld is een constant patroon weerhouden dat van jaar tot jaar met een schaalfactor aangepast wordt. Deze factor is de spitsvraag VM van het betreffende jaar j . In het programma wordt VM_j berekend als $VM_0 * GV_j$ met VM_0 het opgevraagde spitsvermogen in het jaar voor de analyse een aanvang neemt, en GV_j een

In een planningsstudie is het onmogelijk alle variabelen die een invloed uitoefenen op de technische en economische resultaten van een eenheid in het oordeel te betrekken. Om het sensitiviteitsonderzoek te beperken zal men enkel de belangrijkste karakteristieken van de machines opnemen.

EPLA werkt met 16 gegevens per machine. Deze zijn vervat in een matrix $G(i,j)$ waarvan iedere lijn i een machine weergeeft en de kolommen ($j = 1, \dots, 16$) de beschrijving van de machine vormen. De kenmerken zijn zo gekozen dat ze, enerzijds algemeen toepasbaar zijn voor alle types elektriciteitsgeneratoren en, anderzijds, een gedetailleerde schatting van de werking en van de kosten van iedere eenheid toelaten.

In tabel III.1 zijn de voornaamste kenmerken van elf machines vermeld, waaronder negen reeds geïnstalleerde en twee in overweging te nemen groepen. De data van de machines (matrix G) worden in het programma voorzien en de gebruiker kan, indien hij het wenst, een willekeurig aantal wijzigingen aan het bestand op interactieve wijze aanbrengen. Deze optie kan bv. nuttig zijn voor het aanpassen van het jaar dat een nieuwe groep operationeel wordt, e.d. De data van tabel III.1 geven een samenvatting van de 16 parameters per machine. Deze 16 parameters worden hieronder kort beschreven met vermelding van hun functie bij de schattingen. De parameters zijn gegroepeerd onder hoofdingen die een onderlinge samenhang aanduiden.

- (1) codenummer van de machine. Dit willekeurig getal tussen 0 en 1000 wordt benut voor de identificatie van de machine.

Brandstofverbruik

- (2) specifiek verbruik in MJ/kWh wanneer de groep zijn nominaal elektrisch vermogen aflevert, opgemeten in het jaar dat aan de analyse voorafgaat voor bestaande groepen of verwachte waarde bij de ingebruikname van nieuwe groepen.
- (3) brandstof die door de groep benut wordt (1 = kolen, 2 = olie, 3 = gas, 4 = kernbrandstof). Deze parameter is vereist om het specifiek verbruik (2) om te vormen naar de brandstofterm (4). Het feit dat bepaalde centrales meer dan één brandstofsoort

- kunnen benutten vormt geen moeilijkheid voor het programma.
- (4) specifieke brandstofterm in fr/MWh. Om deze parameter af te leiden wordt (2) vermenigvuldigd met de prijs in fr/GJ van de betreffende brandstof (3) in ieder jaar, d.w.z. rekening houdend met het ontwikkelingspatroon van de prijzen. De brandstofterm is de relevante grootte voor de ordening van de groepen naar hun verdienste, van de goedkoopste naar de duurste.
- (5) nullaststoomverbruik van de eenheid, d.i. het brandstofverbruik indien de eenheid in werking zou zijn zonder energie aan het net te leveren. De variabele is opgegeven als een % van het verbruik bij nominale belasting. Ze wordt benut om het brandstofverbruik te schatten in geval van deellastproductie door de eenheid.
- (6) procentueel meerverbruik van de groep door mechanische slijtage van de componenten tussen de revisies in. Deze grootte wordt door het programma berekend op basis van de volgende assumpties: een grote revisie heeft plaats om de zeven jaar waardoor het rendement met 0.01 verbetert; tussen twee revisies in stelt men een achteruitgang per jaar van 0.006 tot 0 vast gelijkmatig afnemend met 0.001 per jaar.
- De parameter wordt gebruikt om een correctie op (2) en (4) toe te passen.

Productievermogen

- (7) maximaal netto leverbaar elektrisch vermogen in MW, d.i. het vermogen dat in noodsituaties kan gelverd worden na het afsluiten van een aantal voorverwarmers en verhoging van de ketelbelasting. De betrouwbaarheidsanalyse maakt gebruik van deze maximale capaciteit. Voor de productieberekeningen komt ze niet in aanmerking door de technische limieten aan overbelasting gesteld en door het meerverbruik dat ermee gepaard gaat.
- (8) nominaal netto leverbaar vermogen in MW, d.i. het continu leverbaar vermogen bij maximaal rendement.
- (9) verwacht beschikbaar netto leverbaar vermogen in MW, d.i. de statistisch verwachte waarde van het vermogen over een volledig jaar. De verwachte waarde wordt berekend door het nominaal vermogen (8) te vermenigvuldigen met de totale beschikbaarheidsfac-

die door het programma berekend worden, en waarvoor een willekeurig cijfer in het bestand voorzien wordt. Bij ieder gebruik van het programma kan het werkbestand van de machinedata aangepast worden, naar keuze en op interactieve wijze, terwijl het basisbestand ongewijzigd blijft. Dit verschaft een grote soepelheid bij het sensitiviteitsonderzoek naar de impact van de parameters van nieuwe centrales.

III.3 Minimale-kosten productie

Een producent is efficiënt als planner wanneer de totale geactualiseerde kosten over de planningsperiode minimaal zijn, en hij is efficiënt als exploitant wanneer de variabele kosten van het productieproces geminimeerd worden. De korte-termijn variabele kosten zijn een onderdeel van de lange-termijn totale kosten. Voor de berekening van deze laatste is het noodzakelijk een goede schatting van de eerste te kunnen maken, zeker bij de planning van een elektriciteitsonderneming waar de brandstofkosten nog de zwaarste kostenpost uitmaken.

Economische efficiëntie bij de exploitatie van een elektrisch productiepark wordt bereikt indien de elektriciteitsvraag wordt beantwoord met de kleinst mogelijke brandstofuitgaven gedurende de exploitatietermijn. Deze termijn is gedefiniëerd van 1/4 à 1 uur tot een dag à enkele dagen als omkadering. De brandstofrekening zal het laagst zijn indien men de groepen inschakelt naar stijgende brandstofterm, rekening houdend met beschikbaarheid van de eenheden, en met bepaalde discontinuïteiten zoals opstartkosten. De rangschikking van de groepen naar stijgende brandstofterm wordt met de Engelse benaming 'merit-order' aangeduid.

De brandstofterm is de samenvatting van de technische efficiëntie van een groep, en van de economisch extern gevormde brandstofprijzen. Voor een welbepaald productiepark is de 'merit-order' bijgevolg géén statisch gegeven, doch veranderlijk naargelang de ontwikkeling op de brandstofmarkten. Een bijzonder voorbeeld van de relatieve betekenis van de 'merit-order' wordt verschaft door de wijze waarop de Belgische elektriciteitsproducenten geïntegreerd zijn.

Tabel III.2

** PRODUCTIEPARK EN PRODUCTIE IN JAAR 1983

MERIT ORDER: 1 STEMT OVEREEN MET MACHINE 70.
 MERIT ORDER: 2 STEMT OVEREEN MET MACHINE 54.
 MERIT ORDER: 3 STEMT OVEREEN MET MACHINE 53.
 MERIT ORDER: 4 STEMT OVEREEN MET MACHINE 52.
 MERIT ORDER: 5 STEMT OVEREEN MET MACHINE 50.
 MERIT ORDER: 6 STEMT OVEREEN MET MACHINE 51.
 MERIT ORDER: 7 STEMT OVEREEN MET MACHINE 62.
 MERIT ORDER: 8 STEMT OVEREEN MET MACHINE 61.
 MERIT ORDER: 9 STEMT OVEREEN MET MACHINE 60.

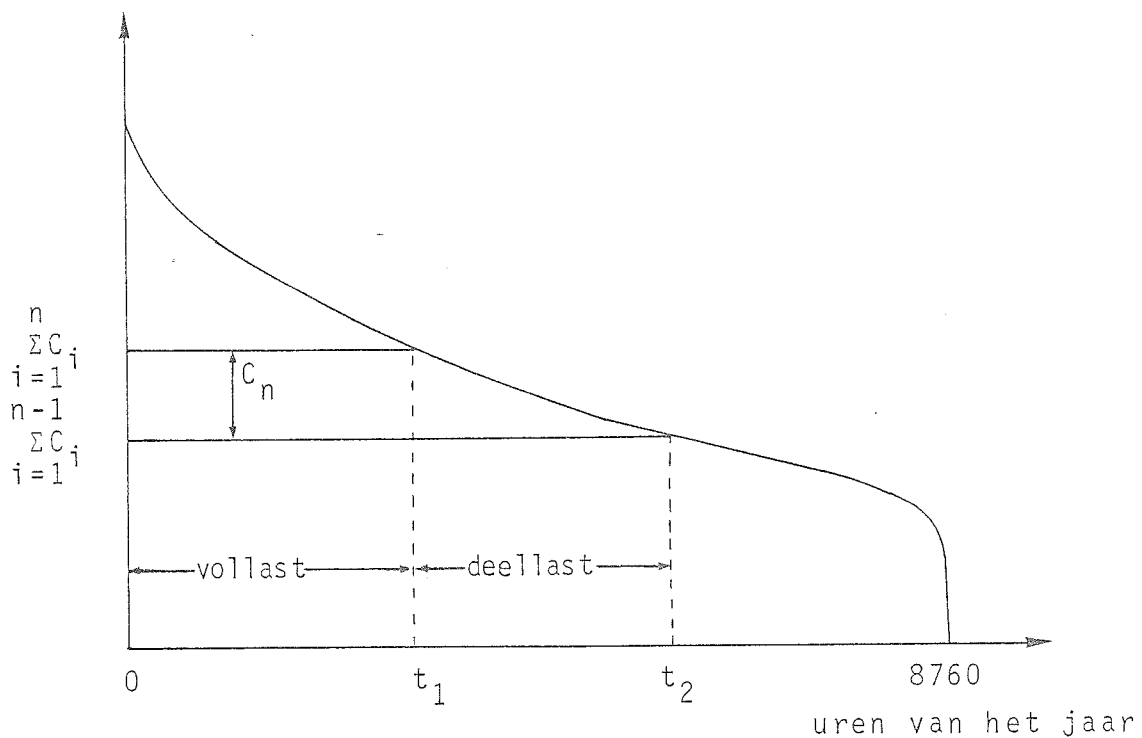
MERIT MACHIN VOLLAST DEELLAST SAMEN 1=COAL
 ORDER NR. UREN UREN UREN 2=OLIE
 MJ/KWH NOM.MW E.PROD. E.PROD. E.PROD.3=GAS PERS.FR
 FR/MWH EFF.MW F.CONS. F.CONS. F.CONS.4=KERN EXPL.FR

1	70.	8.760	0.000	8.760	4.	
11.2	480.0	3197.4	0.0	3197.4		536.8
341.0	365.0	36348.0	0.0	36348.0		526.4
2	54.	8.760	0.000	8.760	1.	
9.8	182.0	1331.3	0.0	1331.3		140.5
885.4	152.0	13243.3	0.0	13243.3		73.4
3	53.	8.574	.186	8.760	1.	
10.7	118.0	852.8	20.0	872.8		121.7
966.6	99.5	9262.2	215.7	9477.8		58.1
4	52.	7.791	.783	8.574	1.	
10.7	118.0	775.0	58.3	833.3		121.7
968.4	99.5	8432.3	649.9	9082.2		58.1
5	50.	7.119	.672	7.791	1.	
12.0	57.0	350.6	25.2	375.8		84.3
1061.2	49.3	4180.8	308.9	4489.7		27.5
6	51.	6.313	.807	7.119	1.	
12.0	57.0	310.9	31.2	342.1		84.3
1077.2	49.3	3762.9	386.9	4149.7		27.5
7	62.	2.750	3.563	6.313	2.	
9.1	228.0	558.2	363.8	922.0		146.7
1633.8	203.0	5055.3	3419.8	8475.0		94.9
8	61.	.168	2.582	2.750	2.	
9.1	228.0	37.3	239.0	276.4		146.7
1646.9	222.3	340.8	2299.6	2640.5		94.9
9	60.	0.000	.168	.168	2.	
9.5	184.0	0.0	7.9	7.9		123.3
1720.5	178.7	0.0	87.4	87.4		73.4

Deze zone is e nduidig bepaald door twee waarden van de tijdsvariabele t , nl. het aantal uren t_1 dat de groep op vollast werkt en het aantal uren t_2 dat de groep gedurende het jaar draait ($t_1 \ll t_2$). In figuur III.2 is de n^{de} groep van de lijst met effectief vermogen C_n gesitueerd. De waarde t_2 wordt gevonden uit het snijpunt van de lijn $\sum_{i=1}^{n-1} C_i$ met de curve $E(t)$ waarbij C_i de effectieve capaciteit van de $n-1$ groepen hoger in de 'merit-order' aangeeft. Analoog, is t_1 de abscis van het snijpunt van $\sum_{i=1}^n C_i$ met $E(t)$. De coördinaten t_1 en t_2 worden in EPLA gevonden met opgegeven functie subroutines $E^{-1}(t)$ of, indien deze inverse functies niet geschat werden, met behulp van een iteratieve procedure op basis van de functies $E(t)$.

Figuur III.2 Situering van een eenheid onder de belastingsduurcurve.

vermogen MW



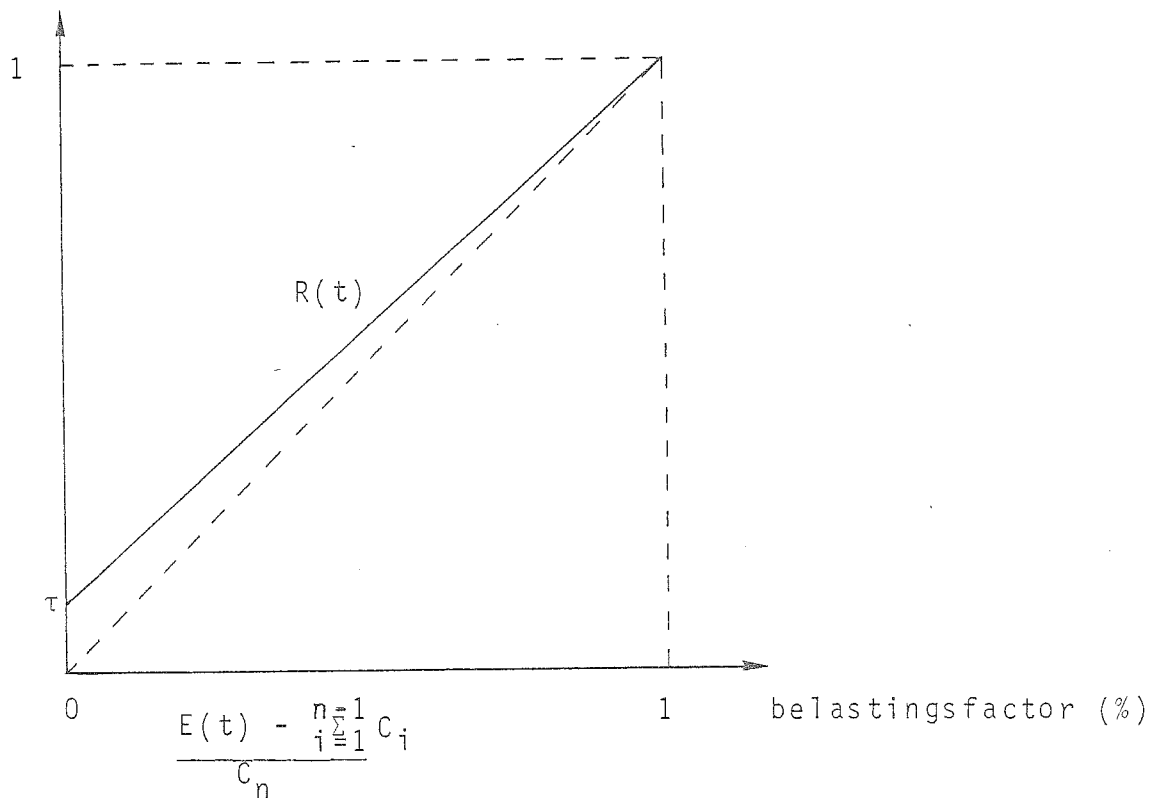
met τ = nullaststoomverbruik [$=G(n,5)$ in III.2.c]

$$\text{en } \frac{E(t) - \sum_{i=1}^{n-1} C_i}{C_n} = \text{deellastfactor}$$

Deze functie $R(t)$ geeft procentueel aan hoe bij gedeeltelijke belasting van de groep het brandstofverbruik meer dan proportioneel toeneemt (figuur III.3).

Figuur III.3 Brandstofverbruik bij deellastwerking

Brandstofverbruik (%)



king t.o.v. vollastwerking bedraagt 3,8 % voor het specifieke voorbeeld van groep 62. in het jaar 1983.

Andere voorbeelden kan men vinden in tabel III.2. Een dergelijke staat van het machinepark wordt door EPLA voor ieder jaar van de analyseperiode verschaft indien de gebruiker daarom vraagt. Uit de bespreking hierboven mag blijken dat de opbouw van het model met behulp van analytische functies afgeleid uit de veeltermfunctie $E(t)$, toelaat zeer bijzondere karakteristieken van de productietechnologie in detail te waarderen. Het EPLA-model is gemakkelijk aan te passen om de bijzonderheden van een elektrisch productiepark in acht te nemen.

III.4. Betrouwbaarheidsanalyse van een productiepark

De betrouwbaarheid van een systeem is de waarschijnlijkheid dat het systeem zijn opgedragen taak naar behoren vervult gedurende een vooropgezette periode. De taak van een elektrisch productiepark bestaat erin op ieder ogenblik aan de opgelegde vraag te voldoen. Een systeem bestaat uit een verzameling componenten die op een doelgerichte wijze met mekaar verbonden zijn. De betrouwbaarheid van een systeem is functie van de betrouwbaarheid van de afzonderlijke componenten en van de structuur van het systeem (Endrenyi 1978). De kansen op onvoorziene onbeschikbaarheid van de verschillende eenheden van het beschouwde park zijn in tabel III.1 vermeld. Impliciet is ondersteld dat deze gebeurtenissen statistisch onafhankelijk zijn en dat iedere groep zich slechts in twee toestanden kan bevinden, nl. volledig onbeschikbaar of volledig beschikbaar. De structuur van een productiepark is te definiëren als een parallelschakeling zodat de vermogens van de afzonderlijke groepen opgeteld worden en de corresponderende probabiliteiten met elkaar vermenigvuldigd worden.

De betrouwbaarheid van een park kan weergegeven worden met behulp van meerdere grootheden. De meest gebruikelijke is de zogenaamde LOLP (loss-of-load probability), d.i. de kans dat de gezamenlijke productiemiddelen niet aan de vraag voldoen. De berekening van de LOLP vereist de confrontatie van een vermogensaanbodmodel met een vraagmodel, waarbij vraag en aanbod statistisch onafhankelijk gesteld worden (Billinton 1970).

Tabel III.3 Resultaten van de betrouwbaarheidsanalyse voor het jaar 1983.

*** LOSS OF LOAD PROBABILITY ANALYSIS ***

UNITS CONSIDERED:	CAPACITY	OUTAGE RATE
	480	.04000000
	250	.02500000
	250	.02500000
	200	.04200000
	200	.02900000
	125	.03900000
	125	.03900000
	60	.03400000
	60	.03400000

CAPACITY OUTAGE PROBABILITY TABLE

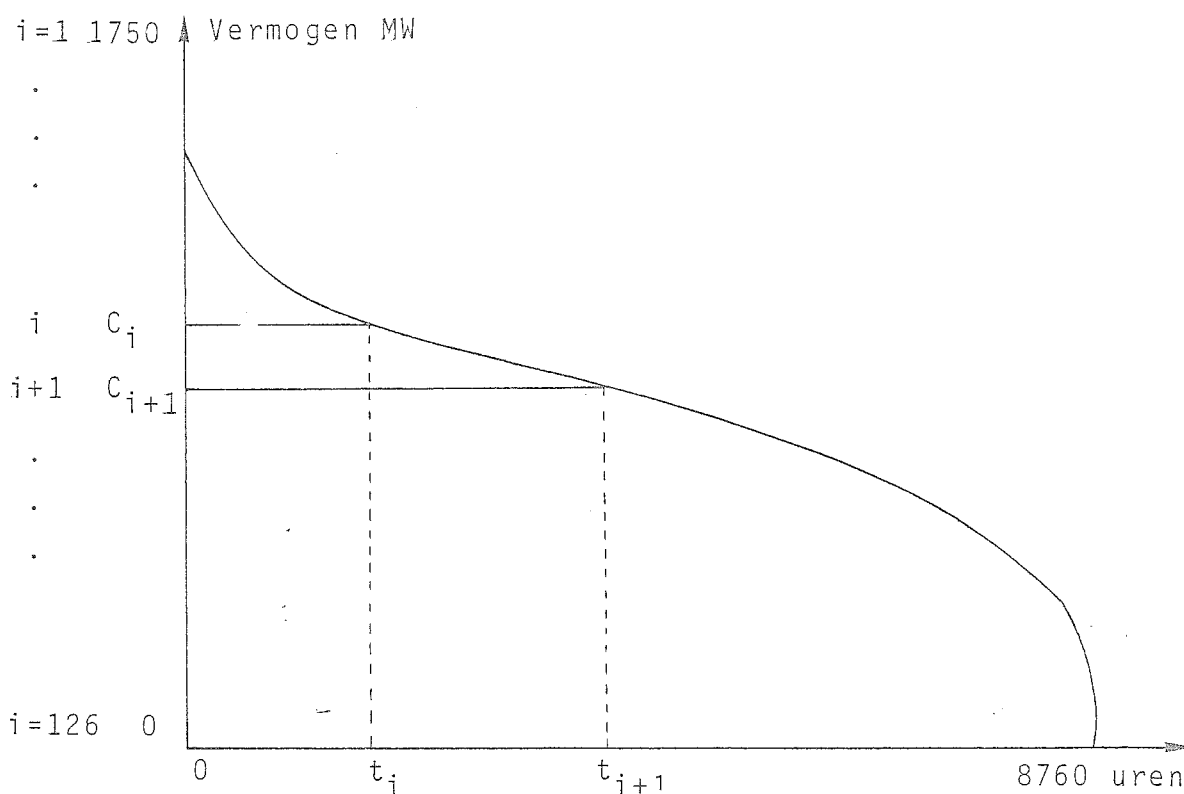
NUMBER	CAPACITY	PROBABILITY			
1	1750	.73158741	36	1115	.00001580
2	1690	.05149891	37	1105	.00000010
3	1630	.00090630	38	1100	.00005070
4	1625	.05937961	39	1085	.00017416
5	1565	.00417993	40	1070	.00224681
6	1550	.05392344	41	1065	.00000275
7	1505	.00007356	42	1055	.00000028
8	1500	.03872218	43	1050	.00004001
9	1490	.00379585	44	1040	.00000357
10	1440	.00272579	45	1025	.00000306
11	1430	.00006680	46	1020	.00161342
12	1425	.00437672	47	1010	.00015816
13	1380	.00004797	48	1005	.00000005
14	1375	.00304511	49	1000	.00000079
15	1365	.00030809	50	990	.00000282
16	1350	.00095792	51	980	.00000006
17	1315	.00021436	52	975	.00000399
18	1305	.00000542	53	960	.00011357
19	1300	.00285411	54	950	.00000278
20	1290	.00006743	55	945	.00018236
21	1270	.03048280	56	940	.00000006
22	1255	.00000377	57	930	.00000005
23	1250	.00054278	58	925	.00000288
24	1240	.00020091	59	915	.00000028
25	1230	.00000119	60	900	.00000200
26	1225	.00007775	61	895	.00012688
27	1210	.00214579	62	885	.00001284
28	1190	.00003821	63	880	.00000000
29	1180	.00000354	64	870	.00003991
30	1175	.00022445	65	865	.00000020
31	1165	.00000547	66	855	.00000000
32	1150	.00003776	67	850	.00000071
33	1145	.00247415	68	835	.00000893
34	1130	.00000067	69	825	.00000023
35	1125	.00003904	70	820	.00011892

Daaronder is de kansverdeling afgedrukt van $\hat{C}(t)$ met in dit geval $\hat{C}(t) = \hat{C}$ daar de samenstelling van het park niet gewijzigd wordt gedurende het jaar. Met de 9 voorhanden zijnde machines kunnen 126 verschillende capaciteiten globaal beschikbaar zijn, variërend van 1750 MW (alle machines beschikbaar) tot 0 MW (alle machines defect). De kansen dat deze respectievelijke vermogensschijven ter beschikking zijn worden eveneens vermeld en sommeren tot 1 voor de 126 mogelijkheden. Voor het verder gebruik wordt de discrete dichtheidsfunctie geïntegreerd tot de cumulatieve verdeling. De LOLP over het jaar wordt gevonden door de cumulatieve verdeling van \hat{C} te stellen tegenover de belastingduurcurve $E(t)$. Met behulp van de $E^{-1}(t)$ functies wordt voor elk van de 126 vermogensdrempels C_i de tijd t_i berekend gedurende dewelke het betreffende vermogen C_i , of meer dan dit vermogen, gevraagd wordt. De cumulatieve kansverdeling van \hat{C} geeft de kans dat het totaal beschikbaar vermogen kleiner is dan C_i . Beide resultaten worden verbonden tot de jaar LOLP:

$$\text{LOLP}_{\text{jaar}} = \sum_{i=1}^{126} \frac{t_{i+1} - t_i}{8760} * P\{\hat{C} < C_i\}$$

De eerste term van het product $\frac{t_{i+1} - t_i}{8760}$ geeft de kans dat een bepaalde vermogensschijf C_i opgevraagd wordt, als de fractie van het jaar gedurende dewelke een vermogen tussen C_{i+1} en C_i gevraagd wordt (figuur III.4).

Figuur III.4. Berekening van de jaar LOLP



Tabel III.4 Betrouwbaarheidsanalyse van het productiepark in ieder jaar.

JAAAR	(1) PRODUKTIE MW	(2) BESCHIKBAAR MW	(3) RESERVE MW	(4) PROCENTUEEL %	(5) LOLP V H JAAR	(6) BETROUWBAARHEIDSANALYSE VAN HET PARK AANTAL UREN	(7) PIEK TEKORT
1981	1307,692	1750,000	442,308	.338	.001702	14,909811	.044190
1982	1333,846	1750,000	416,154	.312	.002210	19,362267	.044404
1983	1360,523	1750,000	389,477	.286	.002859	25,045925	.045362
1984	1387,734	1750,000	362,266	.261	.003660	32,063522	.048763
1985	1415,488	1750,000	334,512	.236	.004593	40,236465	.048763
1986	1457,953	1750,000	292,047	.200	.006574	57,586716	.055933
1987	1501,692	2050,000	548,308	.365	.000885	7,753049	.012884
1988	1546,742	2050,000	503,258	.325	.001254	10,985989	.015178
1989	1593,144	2050,000	456,856	.287	.001746	15,297836	.047787
1990	1640,939	1990,000	349,061	.213	.004295	37,620590	.059431
1991	1640,939	2490,000	849,061	.517	.000206	1,801130	.003294
1992	1640,939	2490,000	849,061	.517	.000206	1,801130	.003294
1993	1640,939	2490,000	849,061	.517	.000206	1,801130	.003294
1994	1640,939	2430,000	789,061	.481	.000339	2,971540	.005509
1995	1640,939	2180,000	539,061	.329	.002208	19,345459	.017555

III.5. Economische analyse

De economische analyse van een project is het onderzoek naar de toekomstige inkomsten en kosten door het project gegenereerd, vertrekkend van, en tegen de achtergrond van, de toestand waarin de onderneming zich hic et nunc bevindt. Met het verleden houdt men enkel rekening als gekristalliseerd in het heden, en dan slechts in de mate waarin het verleden relevant is voor de toekomst. Deze werkwijze is verantwoord omdat economische analyse tot doel heeft de beslissingen te funderen die nu voor de toekomst genomen worden. De elementen van het verleden die géén invloed hebben op de relatieve aantrekkelijkheid van de onderzochte toekomstalternatieven worden voor de eenvoud uit de analyse gelaten. Zo is er voor de nu reeds bestaande groepen géén investeringsbedrag voorzien (zie tabel III.1) ook al zijn sommige van deze groepen geenszins afgeschreven. Rekening houden met de verkoopwaarde van de bestaande eenheden is slechts zinvol wanneer één van de alternatieven in verband zou staan met een dergelijke verkoop.

De opdracht van projectanalyse is het vinden van de optimale investeringsstrategie binnen het kader van een verwachte toekomstige wereld. Een programma voor projectanalyse moet op een efficiënte manier de verwachtingen van de beslissingnemer m.b.t. de toekomst en de diverse investeringsstrategieën kunnen integreren. Dit is hierboven reeds behandeld i.v.m. de vraagontwikkeling, de brandstofprijzen en de produktietechnologie. Andere variabelen zoals b.v. de analyseperiode, de tijdsvoorkeur of discontovoet, kunnen bij ieder gebruik van EPLA bepaald worden. Wanneer de analyseperiode, b.v. 1981-1995, ingegeven is wordt het begin van het eerste jaar (1981) als referentiepunt genomen voor de berekeningen. Zo worden alle monetaire waarden uitgedrukt in constante prijzen van begin 1981; wordt het opgegeven spitsvermogen beschouwd als geldend voor het jaar 1980, enz.

In EPLA worden de inkomsten en kosten van de elektriciteitsproducent voor ieder jaar van de analyseperiode zo nauwkeurig mogelijk geschat op basis van de Belgische situatie. De bespreking gebeurt aan de hand van de resultaten.

In tabel III.5 zijn de elementen vermeld die de inkomsten bepalen. De eerste kolom bevat het gefactureerd vermogen afgeleid uit het produktievermogen na aftrek van de transport- en transformatieverliezen. Het is dit vermogen dat aan de elektriciteitsverdelers wordt aangerekend.

De verkochte elektriciteit in GWh (kolom 2) staat in een vaste verhouding tot het gefactureerd vermogen gezien een constant belastingspatroon gedurende de volledige analyseperiode gehanteerd wordt. Ter controle van de verliezen wordt ook de opgewekte hoeveelheid elektriciteit afgedrukt (kolom 3). Daarnaast is ruimte voorzien om de eventuele inkomsten uit de verkoop van energie onder de vorm van warmte op te nemen (kolom 4).

In de twee volgende kolommen staan de inkomsten die de producent int op basis van het geleverd vermogen (kolom 5) en de geleverde energie (kolom 6) in miljoen frank. Daarna zijn de eenheidsprijzen per kW (kolom 7) en per kWh (kolom 8) vermeld die ten grondslag liggen aan de inkomstenramingen. Deze beide prijzen zijn geschat met behulp van de tariefformules van het "Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas" (zie appendix bij dit hoofdstuk).

De poolprijs in fr/GJ is de gewogen gemiddelde prijs van de fossiele brandstoffen door de leden van de calorieënpool verwerkt. De gewichten om het gemiddelde te berekenen zijn deze vermeld in tabel III.9 (appendix). De laatste kolom bevat een schatting van de nationaal gemiddelde brandstofterm. Deze houdt rekening met de toekomstige brandstofprijzen, het aandeel van de diverse brandstoffen in de nationale produktie en het specifiek verbruik, gemiddeld genomen, van de respectievelijke produkties. Er is gesteld dat produktie op basis van kolen en prijsafhankelijke brandstof gemiddeld 10,7 MJ/kWh vereist, op basis van olie/gas gemiddeld 9,775 MJ/kWh en op basis van kernbrandstof 11,1 MJ/kWh. De poolprijs en de nationaal gemiddelde brandstofterm zijn van belang bij de studie van de integratie van een onafhankelijke producent in het nationaal systeem.

Bij het ramen van de kosten van de elektriciteitsproduktie nemen de brandstofkosten een bijzondere plaats in, zoals in §III.3 aangetoond werd. Een samenvatting van de resultaten van de gedetailleerde berekeningen vindt men in tabel III.6.

Achtereenvolgens wordt daar afgedrukt voor ieder jaar, het globaal brandstofverbruik in GJ, en het brandstofverbruik opgesplitst naar de benutte soorten (kolen, olie en kernbrandstof). Zoals verwacht is het aandeel van de kernenergie in de produktie groot omdat de kerncentrales bovenaan in de 'merit-order' te vinden zijn. Onverwacht daarentegen is het relatief grote aandeel van de olie t.o.v. de kolen in de produktie (kolom 3 vs. 2 in tabel III.6). Dit komt doordat de afgedrukte resultaten betrekking hebben op het onderzoek naar de gevolgen van de integratie van een tot dusver onafhankelijke producent in het nationale produktiesysteem. Zoals in §III.3 vermeld, ordent men daarbij de fossiel gestookte groepen niet volgens het economisch rendement maar volgens het technisch rendement, omdat men voor alle fossiele brandstof een gemiddelde poolprijs hanteert (tabel III.5, kolom 9). Als lid van de pool zou men met deze ordening de brandstofkosten oplopen weergegeven in kolom 7 van tabel III.6.

Lidmaatschap van de pool der calorieën is echter verbonden met deelname aan het dispatching centrum CPTe waar op nationaal vlak beslist wordt over de produktie (welke groepen, hoeveel en wanneer produceren). Zonder een degelijke kennis van het nationaal produktiepark in de toekomst is het voor de onafhankelijke producent niet mogelijk met enige nauwkeurigheid te schatten welke produktie aan zijn geïntegreerde groepen zal opgelegd worden. Men kan echter de brandstofkosten op een andere manier schatten door simulatie van het principe van de nationale coördinatie.

Het principe van de nationale coördinatie is de gelijkvormigheid na te streven van iedere deelnemende partner. In de korte termijn tracht men door globalisatie van alle produktiemiddelen in één 'merit-order' de totale brandstofkosten te minimaliseren. Dit houdt uitwisselingen tussen de deelnemers in waardoor automatisch de kWh-brandstofterm voor alle deelnemers geëgaliseerd wordt. Men kan bijgevolg stellen dat over een langere periode gezien (een jaar bvb.) de gemiddelde kWh-brandstofterm van een afzonderlijke producent gelijk zal zijn aan dit van alle andere producenten en ook gelijk aan de nationaal gemiddelde kWh-brandstofterm.

wel op gewezen te worden dat het voorbeeld hier louter fictief is en dat nog andere aspecten in acht dienen genomen te worden vooral eer men tot dergelijke beslissing kan overgaan. Zo moeten de bijkomende kosten van de integratie voor deelname aan de nationale organismen en het koppelnet ingerekend worden; zo moet de betrouwbaarheidsanalyse aangepast worden en zo moet ook de mogelijkheid voor deelname in onverdeelde in grote (nucleaire) centrales beschouwd worden. Het EPLA-programma biedt de mogelijkheid deze aspecten verder te belichten.

Van de andere kant kan men met het EPLA-programma ook de volledige analyse van de elektriciteitsproductie maken wanneer de producent beslist onafhankelijk van het nationaal systeem te blijven.

De kosten worden verder geanalyseerd in tabel III.7. De personeelskosten (kolom 1) en de exploitatiekosten (kolom 2) worden bij de brandstofkosten (kolom 5 in tabel III.6) opgeteld om de totale variabele kosten (kolom 3) te bekomen. Daarnaast (kolom 4) worden de investeringen vermeld. De investeringen worden aangerekend in het jaar van de reële uitgaven (cfr. de spreidingspatronen besproken in §III.2.c, variabele (14)). Er is ook een mogelijkheid voorzien om ieder jaar een bepaald investeringsbedrag buiten de productieëenheden zelf op te nemen (in het voorbeeld is dit het constant bedrag van 400 Mio fr./jaar). Het niet afgeschreven gedeelte van de nieuwe investeringen komt in mindering van de kostenstaat aan het einde van de analyseperiode (het negatief bedrag in het jaar 1996 in kolom 4).

De som van de variabele en de investeringskosten vormt de totale kosten (kolom 5). De bruto cash flow (kolom 6) wordt gevonden als het verschil tussen de totale inkomsten (kolommen 4, 5 en 6 van tabel III.5 samengeteld) en de variabele kosten (kolom 3). Het exploitatieresultaat van de onderneming in ieder jaar wordt door de bruto cash flow weergegeven. Met deze bedragen kan men nieuwe investeringen verrichten (autofinanciering) of vroeger aangegane financiële verplichtingen honoreren (winstuitkering; intrestbetalingen; aflossingen). De aanwending van de bruto cash flow kan, indien gewenst, verder onderzocht worden in FINA, het subprogramma voor de financiële analyse (cfr. §III.6).

Voor de verdere economische analyse wordt de bruto cash flow (kolom 6) verminderd met de geplande investeringsuitgaven (kolom 4). Dit resulteert in de netto cash flow (kolom 7), welke geactualiseerd wordt naar het begin van de analyseperiode met een reële actualisatievoet van 5 % (kolom 8).

De economische netto actuele waarde van de investeringsstrategie is de som van alle bedragen in kolom 8 en wordt onderaan in tabel III.7 afgedrukt. Dit getal laat toe de verschillende investeringsstrategieën tegen elkaar af te wegen (Bierman & Smidt 1971). Indien de financiële middelen van de onderneming het toelaten is het project met de hoogste netto actuele waarde het beste project.

Zoals in hoofdstuk I uiteengezet, wordt het programma benut voor de opbouw van een beslissingsboom. Iedere eindtak van een dergelijke boom bevat de resultaten van een simulatie, die afhankelijk zijn van de vooropgezette waarden van de toevals- en beslissingsvariabelen. Om een optimale keuze af te leiden moet de beslissingsnemer zijn waarde-oordelen en risicohouding kwantificeren, en deze verbinden met de resultaten uit de analyse. Hij kan ook besluiten tot verder onderzoek indien de waarde van bijkomende informatie opweegt tegen de kosten ervan (Matheson 1968). Met het EPLA-programma worden deze kosten niet gevormd door het gebruik van de reken-eenheid maar eerder door de tijd van de beslissingsnemer voor het definiëren van alternatieven en evalueren van de uitkomsten.

III.6. Financiële analyse

In het subprogramma FINA worden de resultaten van de economische analyse vertaald in financiële termen en ingepast in de bestaande boekhouding van de onderneming. Vroeger aangegane financiële ver-bintenissen, waarvan de gevolgen zich uitstrekken tot in de beschouwde analyseperiode, worden expliciet gewaardeerd (zo b.v.: intrestbeta-lingen, afschrijvingen, e.d.). Dit is reeds een aanwijzing van het specifieke karakter van een financiële analyse, hetgeen nog versterkt wordt door bijzondere gewoonten en technieken eigen aan de boekhou-ding en het financieel beleid van diverse ondernemingen. Voor

Tabel 8. Resultaten van de financiële analyse (bedragen in Mio fr.)

RESULTATEN JAAR NA JAAR IN LOPENDE PRIJZEN											
JAAR	BRUTO CASH.FLOW	AUTO-FI- NANCIER.	OVERGEDR. RESERVES	WERKELIJK WINST	UITGEK. WINST	NOMINALE INTEREST	INFLATIE INDEX				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)				
1981	4387,941	400,000	2197,967	2514,941	1257,471	,120	1,000				
1982	2896,680	1184,147	2979,495	964,473	482,236	,120	1,070				
1983	2660,056	1827,168	1057,709	636,490	0,000	,120	1,145				
1984	2835,206	2687,205	149,038	945,280	472,640	,120	1,225				
1985	3027,201	2084,818	35,940	982,842	491,421	,120	1,311				
1986	3516,249	0,000	25,679	1327,067	0,000	,120	1,403				
1987	3892,230	0,000	22,309	1663,355	0,000	,120	1,501				
1988	4477,193	1773,112	41,135	1463,112	731,556	,120	1,606				
1989	5147,066	2285,026	56,521	1447,555	723,777	,120	1,718				
1990	6115,391	2364,489	18,157	1577,105	788,552	,120	1,838				
1991	7527,474	2629,351	77,009	2600,189	1300,094	,120	1,967				
1992	7844,923	841,940	1938,898	2754,972	1377,486	,120	2,105				
1993	8196,744	0,876	4084,364	3233,330	1616,665	,120	2,252				
1994	8808,623	63,937	6398,684	4489,184	2244,592	,120	2,410				
1995	10037,848	1031,413	9511,867	5882,068	2941,034	,120	2,579				
JAAR	INVESTERING	AFSCHRIJV.	LENINGEN	INTERESTEN	AFLOSSING	FINANC.LAST					
	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)					
1981	400,000	1105,000	0,000	768,000	0,000	768,000					
1982	1184,147	1164,207	0,000	768,000	0,000	768,000					
1983	1827,168	1255,566	0,000	768,000	2100,000	2868,000					
1984	2687,205	1289,926	0,000	600,000	0,000	600,000					
1985	3088,655	1444,359	1100,000	600,000	0,000	600,000					
1986	3456,448	1457,181	3700,000	732,000	2820,188	6777,581					
1987	4023,276	1658,345	4300,000	570,530	3347,379	4387,337					
1988	5874,589	1952,075	4400,000	1062,006	932,828	1994,834					
1989	7125,590	2158,354	5200,000	1541,158	638,240	2179,398					
1990	5827,250	2449,716	3700,000	2088,569	930,301	3018,870					
1991	4632,718	2506,352	2200,000	2420,933	1195,254	3616,187					
1992	841,940	2548,449	0,000	2541,502	1429,845	3971,348					
1993	900,876	2593,493	0,000	2369,921	1601,427	3971,348					
1994	963,937	2141,690	0,000	2177,750	1793,597	3971,347					
1995	1031,413	2193,261	0,000	1962,518	2008,830	3971,348					

DE NOMINALE NETTO ACTUELE WAARDE V/H PROJECT 15229,668 MIO FR.

van het gekozen dividendbeleid gedeeltelijk uitgekeerd (kolom 5) en het saldo ervan wordt bij de reserves gevoegd. Bij een minder gunstig bedrijfsresultaat kan het ook voorkomen dat de afschrijvingen moeten verdaagd worden naar het volgend jaar en eventueel zelfs de leningen niet kunnen terugbetaald worden. Indien in dit geval de aanwezige reserves te klein zijn om de aflossingen uit te voeren wordt het saldo overgeboekt naar het volgend jaar na toevoeging van nieuwe rentelasten.

Na de bovenstaande verrekening van de financiële verplichtingen wordt nagegaan hoe de investeringen (kolom 8) kunnen gefinancierd worden. De twee bronnen zijn de autofinanciering en het aantrekken van nieuwe middelen (uitbreiding van de kapitaalsbasis en uitschrijven van nieuwe leningen). In het programma worden de reserves maximaal aangesproken om de investeringen te financieren (kolom 2), wat men ook kan opmaken uit de overgedragen reserves in ieder jaar (kolom 3). Het eventueel saldo wordt dan geleend. Een lening wordt steeds aangegaan als een veelvoud van 100 Mio fr. (kolom 10) en men kan naast de looptijd ook het type ervan (annuïteiten of obligatielening) bepalen.

Bij iedere stap van de analyse wordt uitdrukkelijk aan de gebruiker gemeld welke bijzondere maatregelen eventueel getroffen worden om het financieel evenwicht te behouden. Zo werd in het voorbeeld afgedrukt: "Alle reserves opgebruikt in 1986 om leningen af te lossen. Overige schuld overgeboekt naar jaar 1987". Deze berichten laten toe snel de zwakke punten in de financiële structuur te identificeren.

Op het einde van de financiële analyse wordt ook de netto actuele waarde afgedrukt. Dit getal zal doorgaans lager zijn dan de netto actuele waarde van de economische analyse omdat vroeger aangegane financiële lasten in de analyse opgenomen werden.

Zoals hierboven reeds gesteld zal in iedere concrete studie het FINA programma een groot aantal wijzigingen ondergaan om specifieke gebruiken en opties van de onderneming op te nemen. De grote lijnen van de financiële analyse zullen meestal het hierboven geschetste patroon volgen.

Het afstemmen van EPLA op relatief kleine ondernemingen heeft ook zijn positieve kanten. Het vereiste vermogen van de rekeneenheid en de benutte rekentijd zijn zeer gering zodat de rekeneenheid die in dergelijke ondernemingen doorgaans beschikbaar is voor administratieve doeleinden reeds ruimschoots volstaat. Het bezit van een eigen investeringsprogramma laat toe de kosten voor extern advies zoniet volledig uit te schakelen dan toch aanzienlijk te verminderen, alsook het eventueel uitgebrachte advies beter te beoordelen.

De kleinschaligheid heeft bovendien géén vermindering van de nauwkeurigheid voor gevolg. Er wordt integendeel een zeer grote nauwkeurigheid bereikt, omdat het systeemmodel van analytische functies zonder enig probleem niet-lineaire relaties kan opnemen (b.v. m.b.t. de produktietechnologie). Ook de exogeen geleverde toestands- en beslissingsparameters door middel van subroutines en subroutinefuncties maakt het mogelijk de meest grillige assumpties terzake door te rekenen (b.v. m.b.t. de evolutie van de brandstofprijzen).

Tot slot is een aanpassing van EPLA aan de bijzondere wensen van een bepaalde onderneming zeer vlot door te voeren zoals reeds door de auteur in de praktijk ervaren werd.

Een analytisch simulatiemodel, zoals EPLA, mag niet gezien worden als een perfect substituut voor de bestaande programmeringsmodellen. Het is m.i. een bijzonder nuttige, hoewel te veel verwaarloosde, aanvulling van deze optimeringsmodellen. In kleinere ondernemingen volstaat een simulatiemodel op zichzelf om de optimale investeringsstrategie af te leiden. In grotere systemen kan een simulatiemodel het technisch bereikt optimum nuanceren en aanvullen met detailberekeningen.

$w_{i,j}$ bij iedere investeringsstrategie die men vooropstelt herzien worden. Wanneer het een kleine producent betreft zullen zijn investeringsbeslissingen géén merkbare invloed hebben op de $w_{i,j}$ gewichten. In deze studie wordt de laatste hypothese aangehouden en de aandelen $w_{i,j}$ zijn vermeld in tabel III.9.

Tabel III.9. Aandeel van de diverse brandstofsoorten in de nationale elektriciteitsproduktie (België)

Jaar	Importkolen	Olief/Gas	Prijsafhankelijke	Kern-brandstof
1981	.116	.497	.178	.209
1982	.174	.284	.170	.372
1983	.166	.175	.162	.397
1984	.158	.225	.155	.462
1985	.150	.141	.147	.462
1986	.143	.136	.140	.581
1987	.166	.154	.133	.547
1988	.215	.144	.126	.515
1989 e.v.	.250	.150	.100	.500

De toegepaste tarieven zijn:

- vaste term (tarief voor het geleverd vermogen in fr./kW)

$$(2703,1 * 0,9 + 782,6 * 1,25) * N_p$$

- proportionele term (tarief voor de geleverde energie in fr./kWh)

$$D / (0,253 - 0,0871) * N_p + 0,622 * N_c + (1-D)(0,111 * N_p + 0,536 * N_c)$$

met D = het aandeel van de dagproduktie (in deze studie is D = 0,73)

Hoofdstuk IV

Planning van warmte-krachtproductie

Inhoud

1. Inleiding
2. Technologie van de warmte-krachtkoppeling
3. De vraag naar warmte vanuit een distributienet
4. Exploitatiewijze van een distributienet
5. Opsplitsing van de simultane kosten
6. Resultaten

IV.1. Inleiding

Er zijn globaal genomen twee belangrijke toepassingen van warmtekrachtkoppeling gangbaar: industriële processtoom en lage-temperatuurwarmtedistributie. Hoewel deze twee gebieden elkaar soms raken en overlappen, is een strikt onderscheid wenselijk. De warmte-energie in de respectievelijke toepassingen behoort, zowel thermodynamisch als economisch, tot verschillende categorieën. Energie benut als warmte in industriële processen moet meestal beschikbaar zijn onder de vorm van stoom op hogere temperatuur en druk. De warmte-afname in de tijd verloopt gelijkvormig met de industriële activiteit en met de interne vraag naar elektriciteit. Plannings- en exploitatieproblemen ten gevolge van de koppeling van de warmte- en de elektriciteitsopwekking worden binnen één centraal beheer opgelost. In een warmtedistributienet dat meerdere industriële aanbieders en afnemers verbindt, zullen reeds moeilijkheden opduiken i.v.m. synchronisatie van vraag en aanbod, evenwichtige tarificatie en vaststelling van de druk en temperatuur van de stoom.

Lage-temperatuurwarmtedistributie is afgestemd op een groot aantal klanten die de energie, verdeeld onder de vorm van warm water onder druk, aanwenden voor ruimteverwarming en sanitaire doeleinden. Het verloop van de vraag naar warmte wordt hoofdzakelijk bepaald door de buitentemperatuur. Het grillig en moeilijk voorspelbaar verloop van deze laatste is te herkennen in het chronologisch patroon van de warmtevraag. Gelijkvormigheid tussen de vraag naar elektriciteit en de vraag naar warmte is niet systematisch aanwezig.

De belangrijke verschilpunten tussen de twee vermelde toepassingen van de warmte-krachtkoppeling hebben voor gevolg dat de technisch-economische analyse ervan eveneens belangrijk zal verschillen. De kern van de analyse voor beide is dezelfde en bestaat uit een simulatie van het gecombineerd productieproces. De inpassing van deze kern in een geheel van modellen die de vraag weergeven, de verdeling van de kosten over de voortgebrachte warmte en elektriciteit, e.d. zal sterk verschillen naargelang het toepassingsgebied.

De eenvoudige afleiding van een 'merit-order' van de produktiemiddelen is niet langer mogelijk omdat men nu in één enkel proces twee produkten voortbrengt. De 'merit-order' die men bekomt is zowel functie van de keuze van het produkt op basis waarvan men de volgorde opstelt (warmte of elektriciteit), als van de wijze waarop de simultane kosten over beide produkten verdeeld worden. Deze kostenopsplitsing heeft een invloed op de optimale samenstelling van het produktiepark en op de uiteindelijke resultaten voor ieder van de beide produkten. Een voorstel voor opsplitsing in warmtedistributiestemen wordt verdedigd in § IV.5, maar de daar voorgestelde principes zijn reeds van belang bij de opbouw van het geïntegreerde produktiemodel in de voorgaande secties.

Het globale EQOP model wordt hier niet behandeld. Enkele resultaten met het computerprogramma bekomen worden voorgesteld in § IV.6.

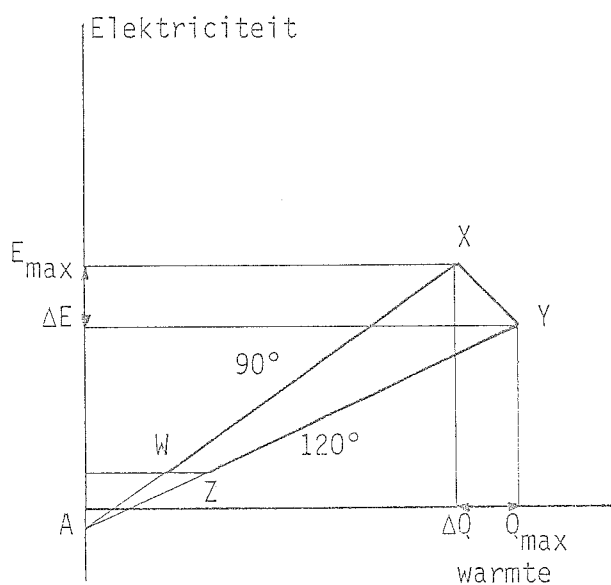
IV.2. Technologie van de warmte-krachtkoppeling

De bespreking in deze tekst heeft betrekking op warmte-krachtproduktie met behulp van stoomturbines. In overeenstemming met de opzet van deze planningsstudie worden geen technische details behandeld die ^{de} investeringsbeslissingen mee kunnen bepalen. Er is bijzondere aandacht besteed aan de invloed van het niveau van de temperaturen van de op te warmen waterstroom. Het is de bedoeling de uiteindelijke economische impact te meten van een vastgelegd temperatuurregime waaronder het distributienet en de gecombineerde groepen uitgebaat worden. Om dit doel te bereiken wordt de warmte-krachtproduktietechnologie beschreven in een vorm die programmeerbaar is en algemeen bruikbaar voor alle gangbare produktiemiddelen. De aandacht is toegespitst op de opwekking door middel van stoomturbines omdat deze processen bijzonder gevoelig zijn voor het niveau van de temperaturen van de onttrokken warmte. De andere gebruikelijke technologieën, zoals verbrandingsmotoren met recuperatie op de rookgassen en mantelkoeling, en gasturbines met recuperatie, kunnen weergegeven worden in de hier afgeleide vorm (Verbruggen 1979).

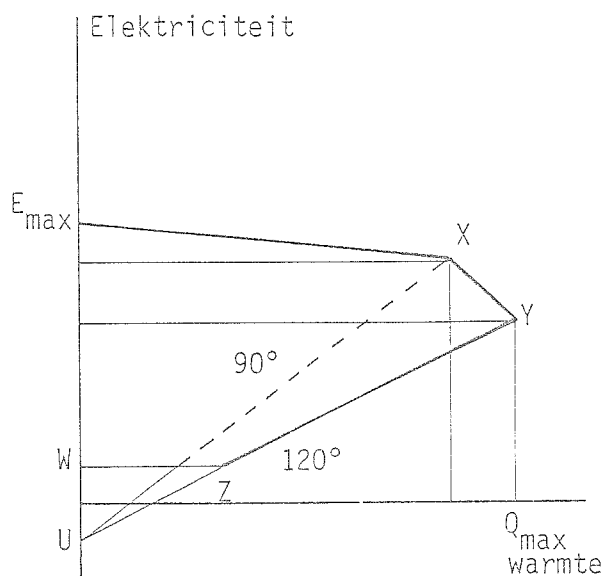
Wanneer deze transformatie van de data doorgevoerd wordt, bekomt men een zeer overzichtelijke en hanteerbare voorstelling van de produktiemogelijkheden-verzameling van de turbine in een (E,Q)-vlak. Een gestyleerd voorbeeld is in figuur IV.1 weergegeven. In deel (a) van deze figuur geeft de oppervlakte WXYZ de produktiemogelijkheden van een tegendrukgroep aan, en in deel (b) wordt dit voor een

Figuur IV.1. Produktiemogelijkheden van gecombineerde stoomturbines

(a) tegendruk



(b) aftap-condensatie



aftap-condensatiegroep gedaan door de oppervlakte $E_{\max}XYZW$. Hierbij geeft t.v. lijn ZY de tegendrukwerking van iedere groep aan wanneer het water opgewarmd wordt van T_r tot 120°C en van minimale belasting (Z) tot maximale belasting (Y). De stijgende rechte eindigend in punt X (d.i. lijn WX in (a) en de stippellijn in (b)) geeft analoge informatie voor opwarming van het water van T_r tot 90°C . In deel (a) is het substitutieëffect tussen elektriciteit

$$E(T,t) = A + b(T) \cdot Q(T,t) \quad (2)$$

met $Q(T,t)$ = de warmtevoortbrengst op ogenblik t bij temperatuur T van de onttrokken stoom

$E(T,t)$ = de elektriciteitsvoortbrengst op ogenblik t bij temperatuur T van de onttrokken stoom

A = technische parameter (zie fig.IV.1(a))

$b(T)$ = de helling van de (E,Q) -produktielijn in functie van de temperatuur T

Men kan $b(T)$ herschrijven als $b(T)=m+nT$ waarbij de parameters m en n kunnen uitgedrukt worden in functie van de (gekende) coördinaten van de punten X en Y (Verbruggen 1979).

De relatie (2) is ook bruikbaar om de elektriciteitsvoortbrengst van een aftap-condensatiegroep te verbinden aan de warmtevoortbrengst ervan. In deze toepassing is A echter geen technische parameter van de turbine, maar kan A door de exploitant vrij gekozen worden in het interval $U \rightarrow E_{\max}$ (zie fig.IV.1(b)). Een toepassing hierop wordt in hoofdstuk VI besproken.

Bij een tegendrukturbine is de kennis van de warmtebelasting $Q(T,t)$ van de eenheid voldoende om eenduidig de elektriciteitsopbrengst $E(T,t)$ en ook het brandstofverbruik $F(T,t)$ af te leiden, nl. als:

$$F(T,t) = \frac{Q(T,t) + E(T,t)}{n(.)} \quad (3)$$

met $n(.)$ een energieconversie-efficiëntie-relatie in functie van de belasting van de eenheid (zie b.v. hoofdstuk III, figuur III.3).

Bij een aftap-condensatieturbine is naast kennis van de warmtebelasting $Q(T,t)$ ook informatie vereist m.b.t. de opgelegde elektriciteitsvoortbrengst (keuze van de parameter A). In een planning-

$$(\tau + k\mu) + (1-\tau) \cdot \frac{E(T,t)}{E_{\max}}$$

met τ = het nullaststoomverbruik van de eenheid

$$k = \frac{Q(T,t)}{Q_{\max}}$$

$$\mu = \frac{E_{\max} - E_{\text{gar}}}{E_{\max}}$$

Bijgevolg kan het brandstofverbruik $F(T,t)$ in functie van $Q(T,t)$ en $E(T,t)$ uitgedrukt worden door

$$F(T,t) = \left\{ \tau + \frac{E_{\max} - E_{\text{gar}}}{E_{\max}} \cdot \frac{Q(T,t)}{Q_{\max}} + (1-\tau) \frac{E(T,t)}{E_{\max}} \right\} \cdot F_{\max} \quad (4)$$

Deze uitdrukking maakt gebruik van relatieve variabelen zoals $\frac{Q(T,t)}{Q_{\max}}$, en is bijgevolg gemakkelijk te veralgemenen. Twee parameters van de relatie zijn afhankelijk van de temperatuur T , nl. E_{gar} en Q_{\max} . Naarmate T verhoogd wordt neemt Q_{\max} toe en E_{gar} af m.a.w. de verticale puntjeslijn in figuur IV.2 verschuift naar links. In de functies van het computerprogramma is deze temperatuurafhankelijkheid opgenomen (Verbruggen 1979).

Het EQOP-programma voorziet subroutine-functies voor de technische relaties die toelaten de warmte- en elektriciteitsvoortbrengst en het brandstofverbruik van gecombineerde groepen te schatten. Al deze functies verbinden de technische informatie van de warmte-kracht-groepen met de analytische functies die de warmtebelasting $Q(t)$ en het temperatuurregime $T(t)$ weergeven. Deze laatste functies worden besproken in de volgende secties (IV.3 en IV.4). De parameters van de groepen worden in matrix-vorm behandeld zoals in EPLA het geval is (hoofdstuk III). De gebruiker kan hetzij de machine-matrix zelf leveren indien hij een welbepaald park wil evalueren, hetzij het programma de opdracht geven een minimale-kosten park samen te stellen. In dit laatste geval wordt het gecombineerd park opgebouwd met behulp van vijf klassen van machines (2 soorten aftap-condensatie en 3 soorten tegendrukgroepen). Uitbreiding van de mogelijkheden van EQOP terzake is voor de hand liggend.

met het produkt van het waterdebiet en het temperatuurverschil tussen vertrekkende en terugkerende stroom. Formeel gesteld:

$$q(t) = c \cdot V(t) \cdot \{T_v(t) - T_r(t)\} \quad (5)$$

met $q(t)$ = warmtevraag op ogenblik t

c = proportionaliteitsfactor afhankelijk van de gebruikte eenheden van energie, debiet en temperatuur

$V(t)$ = waterdebiet op ogenblik t

$T_v(t) - T_r(t)$ = temperatuurgradiënt op ogenblik t , met

$T_v(t)$ = temperatuur van de vertrekkende stroom

$T_r(t)$ = temperatuur van de terugkerende stroom.

Een warmtebelasting $q(t)$ kan beantwoord worden met een oneindig aantal combinaties van debiet $V(t)$ en temperatuurgradiënt $\Delta T(t)$. De meeste warmtedistributienetten worden nu uitgebaat met glijdende temperatuur van het vertrekkend water $T_v(t)$, d.w.z. gedurende de winter wordt de temperatuur van de vertrekkende stroom in overeenstemming met de warmtevraag $q(t)$ verminderd van een bepaald maximum T_{vmax} bij de belastingspits q_{max} tot een minimum T_{vmin} wanneer de vraag $q(t)$ onder een bepaalde waarde gedaald is. Gedurende deze periode dat de temperatuur $T_v(t)$ varieert wordt een constant debiet V_{max} rondgepompt. De variaties in de warmtevraag $q(t)$ worden dus enkel opgevangen met wijziging van $\Delta T(t)$. Eenmaal $q(t)$ onder een bepaald niveau gedaald is, komt men in de omgekeerde toestand terecht. Nu wordt $\Delta T(t)$ constant gehouden en varieert $V(t)$ in overeenstemming met $q(t)$.

De temperatuur van het terugkerend water $T_r(t)$ wordt constant gedurende het jaar ondersteld, m.a.w. $T_r(t) = T_r$ voor alle t . Deze hypothese kan vervangen worden door $T_r(t)$ ook functie te maken van $q(t)$ zonder dat er iets aan de argumentatie hierna veranderd dient te worden.

Het is formeel eenvoudig om $T_v(t)$ en $V(t)$ in functie van $q(t)$ en de geselecteerde drempelwaarden T_{vmax} , T_{vmin} en T_r uit te drukken, wanneer het distributienet met glijdende temperaturen uitgebaat wordt, nl.:

Hoewel de glijdende temperatuurexploitatie in de meeste distributienetten van toepassing is bestaan er twijfels over de wenselijkheid ervan in grote systemen met een omvangrijk net dat een hoog pompstroomverbruik meebrengt. In dit geval is het zinvol de produktiewinst, die men bekomt door de warmte aan een temperatuur $T_V(t)$ lager dan T_{Vmax} te onttrekken aan de gecombineerde eenheden, af te wegen tegen het meerverbruik van de pompen om een constant debiet V_{max} i.p.v. een variërend debiet $V(t)$ rond te sturen. Met behulp van het EQOP-programma kan een dergelijke vergelijking doorgevoerd worden.

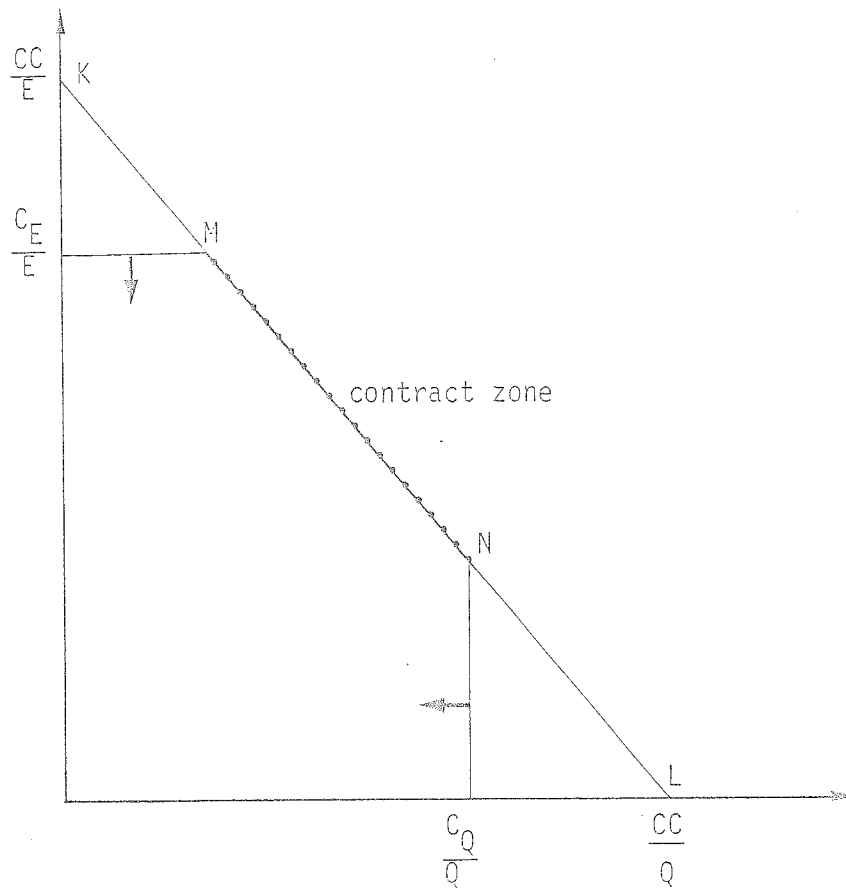
b. Seriegewijze opwarming van het water

De meeropbrengst bij de produktie door een verlaging van de afname-temperaturen aan de gecombineerde groepen kan verhoogd worden door de produktiemiddelen in serie te schakelen. In deze opstelling wordt het terugkerend water gedurende de winter in twee stappen opgewarmd: eerst vanaf het niveau T_r tot een bepaald niveau $T_A < T_V(t)$ met behulp van de gecombineerde produktiemiddelen en daarna van T_A tot $T_V(t)$ met behulp van spitsketels. Vanaf het tijdstip t waar $T_A = T_V(t)$ worden de spitsketels uitgeschakeld en komt men terug in de gewone glijdende temperatuurwerking terecht. Behalve de winst in produktie die men boekt door de lagere afnametemperatuur biedt de seriegewijze opwarming een aantal andere voordelen, zoals b.v.: de gecombineerde groepen kunnen ontworpen worden voor constantere belastingscondities; het beschikbaar gesteld elektrisch vermogen van een groep neemt toe (zie § IV.5). Het nadeel van deze exploitatiewijze is opnieuw het hoge pompstroomverbruik door de glijdende temperatuurwerking en door de seriekoppeling die vereist dat de waterstroom twee produktiemiddelen aandoet. Om deze redenen is serieopwarming enkel uitvoerbaar wanneer de gecombineerde produktiemiddelen in de nabijheid van het bedieningsgebied opgesteld staan zodat geen grote temperatuurgradiënten vereist zijn om de transportinvesteringen te drukken (Margen 1976).

In een serieschakeling wordt een specifieke plaats toegewezen aan de basis- en aan de spitseenheden. Van de noodzakelijke spitscapaciteit q_{max} zal men een fractie

Figuur IV.4. Toewijzing van de simultane kosten van het gecombineerde productieproces

toegepaste kostprijs van de elektriciteit



toegepaste kostprijs van de warmte

Slechts een beperkt interval van de rechte door de punten K en L is aanvaardbaar voor de betrokken partijen, nl. het interval waarin de toegepaste kostprijs bij gezamenlijke produktie kleiner is dan, of gelijk is aan, de kostprijs die men zou bekomen bij gescheiden opwekking. Voor de elektriciteitsverdelers betekent dit alle punten onder de stippellijn $\frac{C_E}{E}$ - M en voor de warmteverdelers alle punten links van de stippellijn $\frac{C_Q}{Q}$ - N (zie fig. IV.4). De verzameling van de allocaties die aan beider eisen beantwoordt wordt weergegeven door het gesloten interval M-N, aangeduid als de contract-zone.

Over de omzetting van dit principe in praktische werkregels is er geen consensus. Het hier verdedigde voorstel voldoet aan de hoger- vermelde 3 criteria en is opgesteld voor planningsstudies van warmtekrachtkoppeling in warmtedistributiesystemen. Het werkelijke probleem is de evaluatie van de alternatieve opwekkingskosten C_E , d.w.z. de kosten die men zou oplopen om de hoeveelheid elektriciteit E voort te brengen in gescheiden cyclus indien deze energie E niet geleverd ware uit de gecombineerde cyclus. In een planningscontext moet men de kosten C_E berekenen als de lange-termijn marginale kosten of expansiekosten van het elektrisch productiepark. Men kan het zo stellen, dat de elektriciteitsonderneming voor de beslissing staat haar productiepotentieel uit te breiden, hetzij met centrales die enkel elektriciteit opwekken, hetzij met elektrisch vermogen van een warmte-krachtcyclus. Neutraliteit voor de onderneming betekent dat zij indifferent is t.o.v. deze twee opties. Om de alternatieve kosten van de elektriciteit uit het gecombineerd proces te quantificeren schat men het beschikbaar gesteld elektrisch vermogen van de warmte-krachtgroep en zijn verwachte elektriciteitsproductie. Aan dit vermogen en aan deze productie kent men dan schaduwrijzen toe. De schaduwrijzen van het vermogen wordt berekend op basis van de vaste kosten van een gescheiden-cyclus centrale, en deze van de energie komt overeen met de brandstofterm van de erin voortgebrachte elektriciteit. De concrete cijfers zullen functie zijn van de opgelegde betrouwbaarheidsnormen aan de productievermogens, van de verwachte werkingsduur van de groepen, enz... Als referentiepunt voor het berekenen van de schaduwrijzen gelden de expansiekosten van het bestaand elektrisch park (weergegeven in tabel IV.1). In functie van de opties die men daar neemt (kolen- of kerncentrales) zullen de schaduwrijzen variëren.

Tabel IV.1. Karakteristieken van elektrische basiscentrales (België, 1981)

brandstof	kolen	kern
vermogensklasse (MW)	300/600	1000/1300
investering (fr./kW)	21454	39918
personeel + exploitatie (fr./kW-jaar)	625	1058
energie-conversie efficiëntie	0.38	0.32
brandstofterm per 1-1-1981 (fr./kWh)	0.843	0.338

Voorbeelden van de impact van de allocatieregel worden in § IV.6 gegeven.

IV.6. Resultaten

Zoals in § IV.1 vermeld is het model van de warmte-krachtproductie, beschreven in § IV.2 tot § IV.5, enkel de kern van een programma voor de evaluatie van warmtedistributiesystemen. Het volledige EQOP model omvat subprogramma's voor het optimaliseren van de gecombineerde centrale, de ontwikkeling van het productiepark over de tijd en voor de investeringsanalyse. De subprogramma's RELA en FINA besproken in hoofdstuk III kunnen eveneens aan EQOP gekoppeld worden. Voor nadere informatie wordt de lezer naar vroeger werk verwezen (Verbruggen 1979).

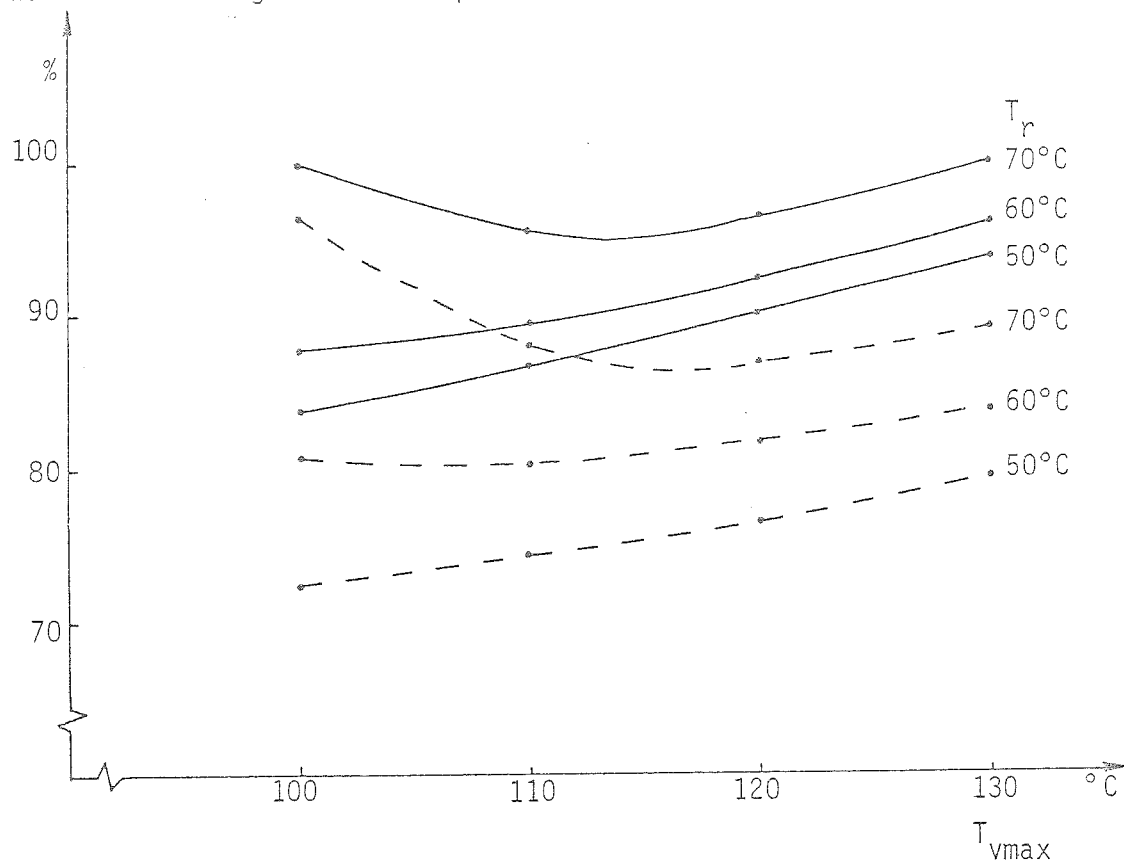
De bespreking hier wordt afgesloten met de voorstelling van een aantal resultaten m.b.t. de gecombineerde productie. De navolgende voorbeelden kaderen in een warmtedistributiesysteem van 1500 GWh verkochte warmte per jaar. Het productievermogen bedraagt 694 MW thermisch waarvan 180 MW reserveketels, 257 MW spitsketels en 257 MW warmte-krachtgroepen. De gecombineerde centrale wordt door het programma optimaal samengesteld en bestaat uit een aftap-condensatiegroep, in sommige gevallen aangevuld met een tegendrukgroep. Alle turbines zijn speciaal ontworpen voor de warmte-krachtkoppeling.

a) Invloed van de exploitatiewijze van het distributienet

Bij de beschrijving van de produktietechnologie (§ IV.2) en bij de voorstelling van de verschillende methoden van exploitatie (§ IV.4) is het belang van de temperaturen van de op te warmen waterstroom onderstreept. Dit wordt hier geïllustreerd aan de hand van resultaten bekomen met het EQOP model. In figuur IV.5 (a) en (b) worden meerdere kostencurven afgebeeld. De variabele op de ordinaat-as geeft de langetermijn gemiddelde produktiekosten van de gecombineerde centrale weer. In deel (a) wordt het pompstroomverbruik voor de distributie bij alle simulaties constant gehouden; in deel (b) is het realistischer geval van variërend pompstroomverbruik in functie van de gekozen temperatuurgrootheden afgebeeld. Alle resultaten hebben betrekking op een glijdende temperatuurexploitatie van het net waarbij de laagste temperatuur van het vertrekkend water op 90°C vastgesteld is. In iedere

Figuur IV.5. Lange-termijn gemiddelde produktiekosten van de warmte uit het gecombineerd proces in functie van de temperatuurparameters van de warmtedistributie
(b) variabele pompstroomkosten

Lange-termijn gemiddelde produktiekosten van de warmte uit het gecombineerd proces



voor alle curven toe. Het onderscheid tussen parallel- en serie-schakeling is in deel (b) van fig.IV.5 even significant als in deel (a). Dit is ook logisch daar de pompstroomkosten praktisch onafhankelijk zijn van het type schakeling. Het gewicht van de variabele T_r komt wel duidelijker naar voor in deel (b). Wanneer T_r hoog is (b.v. 70°C) is de kostenstijging door een verlaging van T_{vmax} sterk uitgesproken omdat de temperatuurgradiënt van het net $T_{vmax}-T_r$ klein wordt, en dus de pompkosten groot. Bij lagere T_r (60°C en 50°C) is de toename van het pompstroomverbruik niet of nauwelijks sterker dan de toename van de elektriciteitsproduktie van het gecombineerde proces, beide het gevolg van een verlaging van T_{vmax} . Dit komt doordat zelfs bij een lage T_{vmax} -waarde (b.v. 100°C) nog een behoorlijke gradiënt ΔT gehaald wordt (b.v. voor $T_r=50^\circ\text{C}$ is $\Delta T=50^\circ\text{C}$).

Bij alle simulaties werd de glijdende temperatuurwerking van T_{vmax} tot $T_v(t)=90^\circ\text{C}$ in de zomer, vooropgesteld. Verlaging van deze drempel tot 80°C verandert het verloop van de kostencurven praktisch niet, omdat de winst die men bekomt aan de produktie opgenomen wordt door een hoger verbruik van de distributiepompen. Dit meerverbruik is hier niet het gevolg van wijzigingen in de temperatuurgradiënt $\Delta T(T_{vmax}-T_r)$ maar van een langere werkingsduur van de pompen. Afhankelijk van de omvang van het distributienet kan het zinvol zijn de drempelwaarde hoger dan 90°C te stellen of zelfs de glijdende temperatuurwerking volledig te verlaten.

Uit dit partieel onderzoek van de invloed van het temperatuurregime van de warmtedistributie kan men enkele voorzichtige conclusies trekken:

Het is aangeraden de waarde T_{vmax} eerder aan de hoge kant te nemen ($120^\circ\text{C}/130^\circ\text{C}$) om de investeringskosten in het distributienetwerk en de pompstroomkosten laag te houden. Dit geldt vooral als T_r niet laag kan gesteld worden (b.v. omwille van de parameters van de bestaande centrale verwarmingsinstallaties bij de afnemers). Een verlaging van T_{vmax} heeft enkel zin wanneer gelijktijdig ook T_r kan

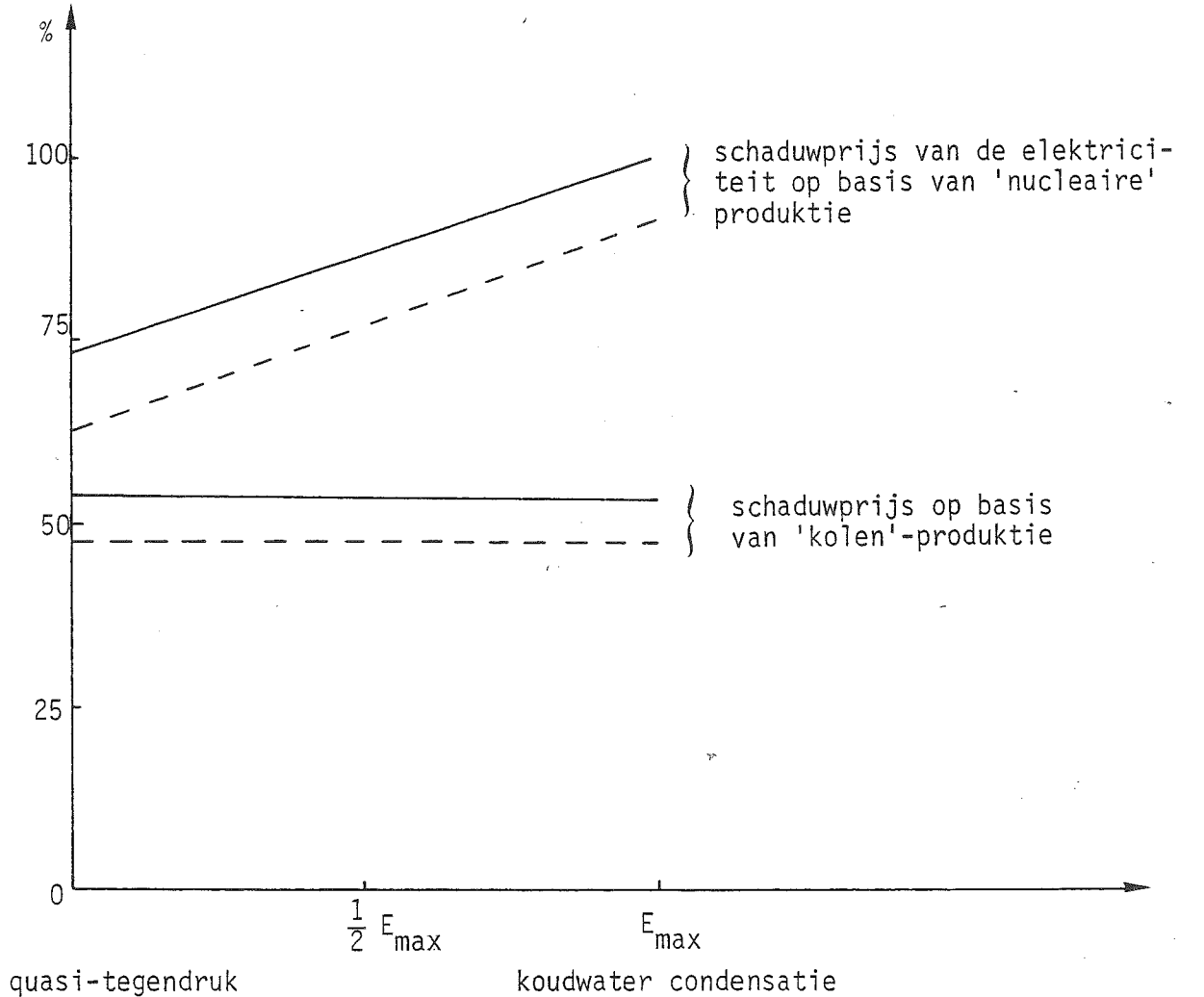
Het beschikbaar gesteld elektrisch vermogen van een gecombineerde groep is functie van de warmte-afname (zie § IV.2 en figuren IV.1 (a) en (b)) en van de algemene beschikbaarheid van de groep. De voorziene onbeschikbaarheid (nazicht, revisiebeurt) wordt bij een warmte-kracht centrale steeds gepland in de zomermaanden juli/augustus. De onvoorziene onbeschikbaarheid zal doorgaans lager zijn dan deze van grote basiscentrales. Daar een gecombineerde centrale ook in de nabijheid van een zwaartepunt van de elektrische vraag opgesteld wordt, zijn de vermogensverliezen in transformatie en transport kleiner dan bij de grote geconcentreerde basiscentrales van het elektrisch park. Kleinere, geografisch verspreide vermogens hebben ook een positieve invloed op de globale betrouwbaarheid van het productiepark en het distributienetwerk.

Door de variatie in de warmte-afname is het elektrisch productie-vermogen van een gecombineerde cyclus niet constant in de tijd. Bij een tegendrukturbine is er complementariteit tussen warmte en elektriciteit en bij een aftrap-condensatiegroep is er substitutie tussen beide vermogens (fig.IV.1(a) en (b)).

Uit deze bespreking is het duidelijk dat de grootheid 'beschikbaar gesteld elektrisch vermogen' van een warmtekrachtcentrale vatbaar is voor discussie en nuancering al naargelang de specifieke omstandigheden. In de voorbeelden die hier uitgewerkt worden is een minimalistische visie van de kant van de warmteproductie aangehouden. Als elektrisch vermogen van de gecombineerde centrale wordt enkel dit vermogen in rekening gebracht dat gedurende het volledige jaar (beperkt tot 8000 uren omwille van het geplande onderhoud) minimaal kan gegarandeerd worden. Impliciet is hierbij ondersteld dat de onvoorziene onbeschikbaarheid van een gecombineerde centrale gelijk is aan deze van een grootschalige elektrische centrale (600 MW kolen of 1000 MW nucleair). Bovendien is het opleggen van een werkingsduur van 8000 uren een zware eis in vergelijking met de voorziene 6500 à 7000 uren van een elektrische basiseenheid. De termen voor de vergoeding van het vermogen vindt men terug in tabel IV.1.

Figuur IV.6. Invloed van de schaduwprijs van de gecombineerd voortgebrachte elektriciteit op de produktiekosten van de warmte

lange-termijn gemiddelde produktiekosten van de warmte uit het gecombineerd proces



elektrische belasting van de aftap-condensatiegroepen bij warmte nullast

- parallelschakeling
- - - - seriegewijze opwarming

Hoofdstuk V

Dynamisch programmeringsmodel voor de exploitatie van een
elektrisch productiepark

Inhoud

1. Inleiding
2. Verdeling van de elektriciteitsbelasting over de machines
gedurende een bepaald uur
3. Optimale belasting van het productiepark gedurende een dag
4. Resultaten

V.1. Inleiding

De uitbating van een elektrisch productiepark vereist bijzondere beheerstechnieken. Elektriciteit is een produkt dat praktisch niet te stockeren is bij de verbruiker, zodat de vraag ernaar ogenblikkelijk moet voldaan worden. Slechts een klein gedeelte van een niet-beantwoorde vraag kan verschoven worden in de tijd. De kosten van een produktietekort zijn daarenboven veel aanzienlijker dan het loutere bedrag van de opgelopen minderverkoop (Telson 1975). Er treedt ook geen inertie op bij de transmissie van elektriciteit, zodat het ogenblik van afname en van produktie samenvallen.

Van de andere kant vergt het op gang brengen van een elektriciteitsgroep kosten en tijd, gaande van enkele uren voor een grote condensatiecentrale tot een paar seconden voor een turbojet. De exploitatiekosten van de snel in- en uitschakelbare thermische machines zijn echter zo hoog dat ze enkel als nood of uiterste spitsvermogen aangewend worden. Ook waterkrachtcentrales zijn zeer flexibel in de exploitatie maar ondervinden andere beperkingen (de beschikbare watervoorraad) die in deze tekst niet behandeld worden.

Van de financiële kant bekeken is het zo dat de dagelijkse omzet aan brandstofkosten in een elektrisch productiepark van die omvang is dat een uitgekiende exploitatie de kosten significant kan verlagen. De inzet van een rekeneenheid met de aangepaste modellen kan in een minimum van tijd terugverdiend worden.

De optimale exploitatie van een elektrisch park is het resultaat van een korte-termijn planning van de produktie. Deze korte termijn heeft twee dimensies. De eerste omspannt de periode van ongeveer een jaar met een detail uitwerking voor de eerstkomende weken. In dit tijds kader worden de grote onderhoudsbeurten en revisies van de groepen geplaatst in functie van de betrouwbaarheidsnormen voor het park en in functie van de beschikbare onderhoudsploegen. De tweede dimensie van de korte-termijn planning is de volgende dag waarvoor men een produktieplan per uur en per machine

V.2. Verdeling van de elektriciteitsbelasting over de machines gedurende een bepaald uur

De kenmerken die relevant zijn voor de exploitatie van een produktie-eenheid zijn het vermogen (MW), de brandstofterm (fr./kWh) en de opstartkosten (fr./startoperatie). De brandstofterm is het produkt van het specifiek verbruik (kJ/kWh) met de prijs (fr./kJ) van de goedkoopste beschikbare brandstof, benutbaar door de groep. Het is op basis van deze brandstofterm dat de 'merit-order' van de machines opgesteld wordt (zie hoofdstuk III).

Het specifiek brandstofverbruik van een groep is doorgaans functie van de belasting ervan. Indien men de kostenfunctie van een eenheid (d.i. hierde brandstofkosten in functie van de geleverde produktie) in één analytische uitdrukking wil gieten zal men een beroep moeten doen op niet-lineaire relaties. In de praktijk vermijdt men deze door de kostenfunctie te benaderen met behulp van een gebroken lijn. Een groep met een bepaald produktievermogen wordt onderverdeeld in opeenvolgende schijven waaraan een constant specifiek verbruik toegekend wordt. In figuur V.1 is een voorbeeld hiervan en van de corresponderende stuksgewijs gelineariseerde kostenfunctie weergegeven.

In de analyse wordt iedere schijf van een machine opgenomen als een afzonderlijke entiteit met een eigen rangnummer in de 'merit-order'. Indien de specifieke kosten dalen, zoals bij de derde schijf van het voorbeeld in figuur V.1, moet men bij de opstelling van de 'merit-order' ervoor zorgen dat opeenvolgende schijven van eenzelfde machine niet voor mekaar in de 'merit-order' staan omdat het fysisch onmogelijk is een machine op een andere wijze dan trapsgewijs te laden. De vermogensschijven die in het voorbeeld aangewend worden zijn in tabel V.1 vermeld. Kolom 1 van de tabel bevat de plaats van de eenheid in de 'merit-order'. In de tweede en derde kolom worden de onder-, respectievelijk bovengrens van de vermogensschijf afgedrukt. Kolom 4 geeft de specifieke brandstofterm van de schijf weer, en in kolom 5 zijn de opstartkosten vermeld.

Tabel V.1. Overzicht van de beschikbare produktie-eenheden

MERIT ORDER	ONDERGREN MW	BOVENGREN MW	BRANDSTOFTERM FR./KWH	STARTKOSTEN 1000.FR.
1	40.000	80.000	.723	40.000
2	60.000	90.000	.747	60.000
3	10.000	50.000	.750	30.000
4	20.000	60.000	.758	40.000
5	100.000	150.000	.766	125.000
6	10.000	40.000	.770	25.000
7	10.000	20.000	.773	15.000
8	80.000	100.000	.779	0.000
9	60.000	80.000	.782	0.000
10	80.000	100.000	.780	0.000
11	30.000	50.000	.793	40.000
12	90.000	120.000	.810	0.000
13	73.000	94.000	.814	85.000
14	26.000	40.000	.820	30.000
15	30.000	40.000	.837	30.000
16	100.000	110.000	.842	0.000
17	10.000	20.000	.845	10.000
18	50.000	70.000	.848	0.000
19	70.000	100.000	.852	0.000
20	30.000	60.000	.854	40.000

Waar de opstartkosten verschillen van nul gaat het om een eerste schijf van een bepaalde groep. Bij latere schijven zijn de opstartkosten nul. Zo kan men in tabel V.1 de groep terugvinden waarvan de karakteristieken in figuur V.1 getoond worden. De vier opeenvolgende schijven dragen in de eerste kolom van tabel V.1 de nummers 4 (20→60 MW), 9 (60→80 MW), 10 (80→100 MW) en 16 (100→110 MW). Merk op dat alleen bij de eerste schijf (nummer 4) opstartkosten aangegeven zijn. Merk ^{ook} op dat de volgorde waarin de machines staan geen gewone 'merit-order' is omdat sommige schijven lagere specifieke kosten kunnen hebben dan een voorgaande schijf van dezelfde machine (zie schijf 10 versus 9 in tabel V.1).

Na opstelling van deze 'merit-order' van de beschikbare entiteiten (d.i. schijven van produktiegroepen), wordt een cumulatieve tabel van de entiteiten opgemaakt, afgedrukt in tabel V.2.

Om de functies af te leiden wordt een voorwaartse dynamische programmeringstechniek benut.

Stel:

$f_{n-1}(D)$ = de samengestelde kostenfunctie om de vraag D te voldoen met $n-1$ eenheden ingeschakeld;

$g_n(X)$ = de kosten om een hoeveelheid X voort te brengen met groep n ,

dan bekomt men de laagste kosten om D voort te brengen met n eenheden ingeschakeld, door

$$\text{Min}_X \{g_n(X) + f_{n-1}(D-X)\} \quad \text{te vinden}$$

Uit $\frac{\partial}{\partial X} \{g_n(X) + f_{n-1}(D-X)\} = 0$ vindt men X^* (de optimale produktie van schijf n).

Deze waarde ingevuld in de af te leiden functie geeft:

$$f_n(D) = g_n(X^*) + f_{n-1}(D-X^*).$$

Programmering van deze procedure vereist dat er een zekere uniformiteit aan de $g_i(X)$ functies opgelegd wordt. De meest eenvoudige uniformiteit is de $g_i(X)$ functies lineair voor te stellen, zoals hier in het voorbeeld. De opbouw van de $f_n(D)$ functies betekent dan een stapsgewijze bijeenvoeging van lineaire functies tot een aaneengesloten gebroken lijn.

Stel b.v. dat $D=320$ MW. Op basis van de minimum MW en maximum MW van de produktierange (kolommen 2 en 3 in tabel V.2) kan men opmaken dat aan deze vraag kan voldaan worden met $n=5$ tot $n=12$. Minder dan 5 eenheden is te weinig omdat het maximum vermogen van de eerste 4 schijven samen slechts 280 MW bedraagt; meer dan 12 eenheden is te veel omdat vanaf 13 eenheden, ook als iedere schijf het minimum vermogen levert, de vraag van 320 MW te klein is om deze minima op te nemen. Voor iedere $n(n=5, \dots, 12)$ wordt een samengestelde kostenfunctie $f_n(D)$ opgebouwd. Voor $n=10$ ziet $f_n(D)$ eruit zoals in figuur V.2 afgebeeld. De coördinaten van het beginpunt S van deze gebroken lineaire curve vindt men terug

in tabel V.2 (n bevindt zich in kolom 1; de abscis van S in kolom 2, en de ordinaat in kolom 4 op lijn n). De opeenvolgende lijnstukken vanaf S bekomt men door het additioneel vermogen van de eenheden (d.w.z. kolom 3 min kolom 2 in tabel V.1) stapsgewijs en in 'merit-order' toe te voegen tot de volledige vraag D gedekt is. De corresponderende ordinaatgradiënten leidt men af door deze additionele vermogens te vermenigvuldigen met de bijhorende brandstofterm (kolom 4 van tabel V.1). De ordinaat van het eindpunt P van de gebroken lijn (figuur V.2) geeft de laagste kosten aan om de vraag D te voldoen indien n produktieschijven operationeel zijn.

Voor ieder uur van de dag worden deze $f_n(D)$ functies voor iedere toegelaten waarde van n berekend om de eindpunten P te vinden, d.i. de laagste-kosten oplossing om de vraag D met n machines te dekken.

V.3. Optimale belasting van het produktiepark gedurende een dag

In het voorbeeld wordt een dag ingedeeld in 24 uren. Voor ieder uur is dan een predictie van de elektriciteitsvraag aan het produktiepark vereist, m.a.w. een vector $D(t)$, $t=1\dots 24$. De cijfers van het voorbeeld zijn in figuur V.3 weergegeven. Voor een stochastische uitwerking van het probleem zou naast deze gemiddelde waarden ook informatie m.b.t. de spreiding van de vraag beschikbaar moeten zijn.

Het probleem om binnen ieder uur t aan de vraag $D(t)$ te voldoen tegen de laagste kosten, gegeven het aantal machines n dat ingeschakeld is, werd in § V.2 opgelost aan de hand van de samengestelde kostenfuncties $f_n(D(t))$. Het probleem dat nu voorligt is de bepaling van de optimale n voor ieder uur t , rekening houdend met de opstartkosten van de respectievelijke vermogensschijven en met eventuele initiële en terminale randvoorwaarden die kunnen opgelegd worden. Deze randvoorwaarden worden gegeven onder de vorm van het aantal eenheden dat in werking is bij het begin, respectievelijk einde van de dag. Indien alle opstartkosten nul waren zou de optimale oplossing bestaan uit het minimum

aantal schijven gedurende ieder uur waarmee de vraag nog juist kan gedekt worden. Het voorkomen van opstartkosten zal meestal voor gevolg hebben dat het aantal ingeschakelde groepen weinig varieert, en dat aan de fluctuerende vraag voldaan wordt door meerdere schijven dan alléén de marginale, minimaal of gedeeltelijk te belasten.

Voor het vinden van de optimale n -waarden voor ieder uur t ($t=1\dots 24$) wordt eveneens een beroep gedaan op de techniek van de dynamische programmering (Larson 1978). Voor alle n -waarden gedurende een willekeurig uur t , d.i. de verzameling $\{n_{t,1}\dots n_{t,j}\}$ wordt nagegaan hoe deze toestand (b.v. $n_{t,j}$) kan bereikt worden vanuit iedere toegelaten toestand $n_{t-1,i}$ van de voorgaande periode, waarbij $n_{t-1,i}$ de elementen zijn van de verzameling $\{n_{t-1,i}, \dots, n_{t-1,k}\}$. Zodoende bekomt men een vector van kosten met k elementen voor iedere toestand $n_{t,j}$ gedurende het uur t , nl. $C_{t,j}(1\dots k)$. Ieder element i van deze vector is de optelling van de kosten reeds geaccumuleerd in de voorgaande toestand $n_{t-1,i}$, met de kosten van de produktie gedurende uur t door middel van $n_{t,j}$ machines, en met de kosten die eventueel verbonden zijn aan een transitie van de toestand $n_{t-1,i}$ naar de toestand $n_{t,j}$. Men zoekt vervolgens de minimum waarde in de vector $C_{t,j}$, m.a.w.

$$\text{Min}_i \{C_{t,j}(1), \dots, C_{t,j}(i-1), C_{t,j}(i), C_{t,j}(i+1), \dots, C_{t,j}(k)\}$$

en deze minimumwaarde (b.v. $C_{t,j}^*(i)$) schrijft men in als de geaccumuleerde kosten voor de toestand $n_{t,j}$ terwijl men het getal i in geheugen plaatst om de globale optimale oplossing te kunnen terugvinden nadat alle uren van de dag op voormelde wijze geanalyseerd werden. Het getal i verwijst naar de voorgaande optimale situatie ($n_{t-1,i}^*$) wanneer later zou blijken dat $n_{t,j}$ tot de optimale globale oplossing behoort.

Na een analyse van de 24 uren van de dag voegt men bij de $C_{24,j}^*$ waarden ($j=1\dots k$ met k de toegelaten toestanden van het machinepark gedurende het laatste uur van de dag), de kosten die eventueel voortvloeien uit het opleggen van een terminale randvoor-

Tabel V.3. Samenvatting van de optimale oplossing

 * DYNAMISCHE OPTIMALISATIE ELEKTRICITEITSPRODUKTIE *

AANTAL SCHIJVEN ACTIEF BIJ HET BEGIN 10
 EINDE 10

UUR V DAG	VRAAG MW	AANTAL UNITS ACTIEF	KOSTEN 1000. BFR.
1	500.00	10	377.000
2	421.00	5	693.056
3	333.00	5	942.136
4	241.00	4	1120.624
5	186.00	4	1257.896
6	320.00	5	1622.226
7	438.00	6	1976.344
8	649.00	13	2612.466
9	793.00	16	3286.052
10	842.00	19	3950.932
11	879.00	19	4637.288
12	721.00	19	5192.996
13	904.00	20	5940.712
14	864.00	19	6614.288
15	740.00	19	7185.080
16	657.00	19	7690.836
17	763.00	19	8280.258
18	843.00	19	8935.986
19	549.00	13	9354.514
20	648.00	13	9849.855
21	539.00	10	10257.305
22	396.00	10	10554.354
23	427.00	10	10875.115
24	390.00	10	11167.615

volgen. Op het einde van de periode worden geen eenheden meer afgeschakeld omdat het voldoen aan de terminale randvoorwaarde (10 eenheden operationeel) anders aanleiding zou geven tot opstartkosten tijdens het laatste uur van de dag. De resultaten van het optimaal aantal actieve eenheden tijdens ieder uur van de dag kan als leidraad benut worden bij de exploitatie van het park.

Tabel V.4. MATRIX VAN DE KOSTEN

AANTAL ACTIEF	UREN VAN DE DAG											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
2	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
3	-1.	-1.	-1.	-1.	1258.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
4	-1.	-1.	-1.	1121.	1258.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
5	-1.	693.	942.	1123.	-1.	1622.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
6	-1.	693.	942.	1124.	-1.	1647.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
7	-1.	693.	943.	-1.	-1.	1663.	1976.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
8	377.	693.	943.	-1.	-1.	1663.	1991.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
9	377.	693.	943.	-1.	-1.	1663.	1991.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
10	418.	734.	984.	-1.	-1.	1704.	2032.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
11	418.	734.	984.	-1.	-1.	1704.	2032.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
12	418.	734.	984.	-1.	-1.	1704.	2032.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
13	506.	823.	-1.	-1.	-1.	-1.	2121.	-1.	-1.	-1.	-1.	5191.
14	538.	855.	-1.	-1.	-1.	-1.	2153.	2643.	-1.	-1.	-1.	5192.
15	570.	889.	-1.	-1.	-1.	-1.	2186.	2675.	3286.	-1.	-1.	5192.
16	570.	889.	-1.	-1.	-1.	-1.	2186.	2675.	3286.	-1.	-1.	5192.
17	581.	900.	-1.	-1.	-1.	-1.	2197.	2686.	3296.	-1.	-1.	5193.
18	581.	900.	-1.	-1.	-1.	-1.	2197.	2686.	3296.	-1.	-1.	5193.
19	581.	900.	-1.	-1.	-1.	-1.	2197.	2686.	3296.	3951.	4637.	5193.
20	624.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	2728.	3338.	3991.	4677.	5235.

AANTAL ACTIEF	UREN VAN DE DAG											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
2	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
3	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
4	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
5	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
6	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
7	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
8	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
9	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
10	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9351.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
11	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9352.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
12	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9352.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
13	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9355.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
14	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9356.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
15	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9358.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
16	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9358.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
17	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9359.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
18	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.	9359.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
19	-1.	6614.	7185.	7691.	8280.	8936.	9359.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.
20	5941.	6614.	7187.	7695.	8286.	8942.	9368.	-1.	-1.	-1.	-1.	-1.

Hoofdstuk VI

Exploitatiemodel voor een aftap-condensatiegroep met warmtestockage over een dagcyclus.

Inhoud

1. Beschrijving van het probleem
2. De vraag naar warmte en elektriciteit gedurende een dag
3. Elementen van de benutte productie- en stockagetehnologie
4. Het model: een Lineair Programmeringsprobleem
5. Resultaten
6. Besluit

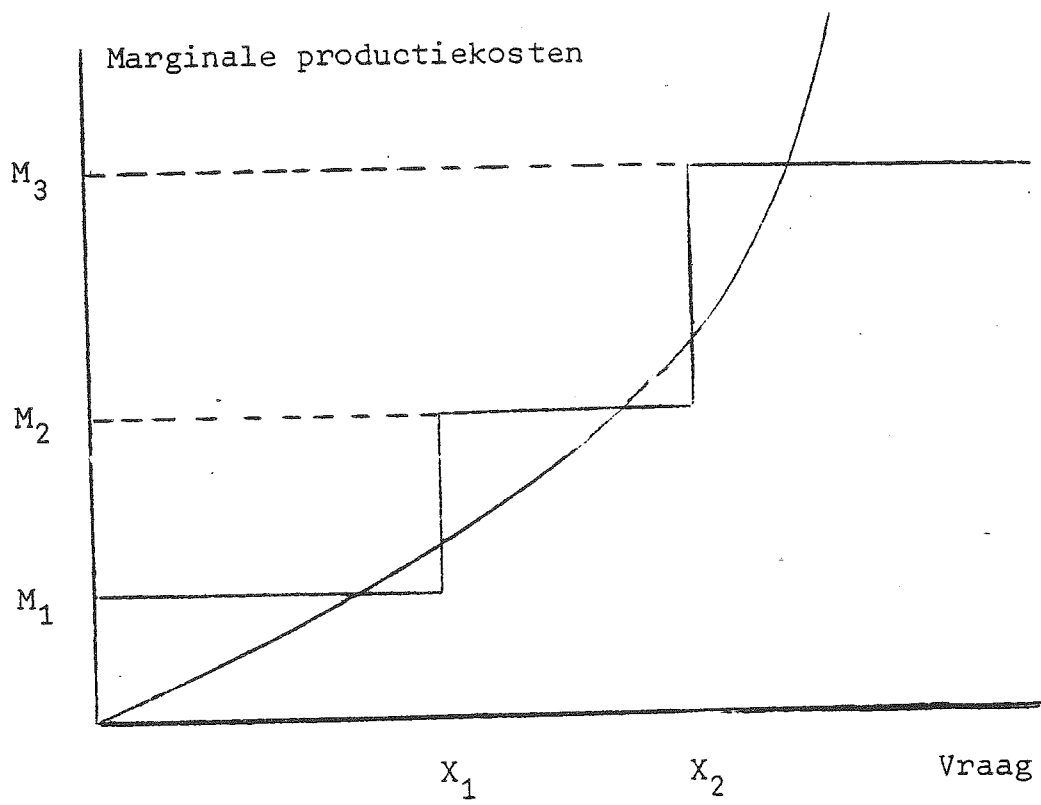
VI.1. Beschrijving van het probleem

Het onderwerp van deze nota is de optimale exploitatie van een warmte-kracht centrale wanneer warmtestockage onder atmosferische druk over een dagcyclus voorzien is. De dagexploitatie is optimaal wanneer de opbrengst van de centrale maximaal is, gegeven de beperkingen van vraag en technologie. De beslissingsvariabelen onder controle van de exploitant zijn achtereenvolgens voor ieder uur van de dag: de hoeveelheid elektriciteit voortgebracht, de hoeveelheid warmte voortgebracht en het beheer van de warmtevoorraad (toevoer of afvoer). De exploitant moet deze variabelen een waarde toekennen voor de komende 24 uur. Over deze periode zijn predicties van de elektriciteitsvraag en de warmtevraag beschikbaar (Takenawa 1980, Zühlke 1977).

Het doel van het model is in hoofdzaak de bepaling van een optimale strategie voor het beheer van de warmtevoorraad. Een dergelijke strategie moet steeds gebaseerd zijn op vooruitzichten betreffende de vraag om zowel de afgenomen of toegevoegde hoeveelheid, als het tijdstip waarop deze uitwisseling moet plaatsvinden, te bepalen.

De formulering van het model op een 24 uur cyclus per uur is niet van essentieel belang. Een omvorming naar een 6 uur cyclus met waarden om het 1/4 uur of een uitbreiding naar een 24 uur cyclus met 1/4 uur is voor de hand liggend. De toepassing is geschreven als een lineair programmeringsprobleem. Computerprogramma's voor deze problemen zijn ruim verspreid en laten toe veel uitgebreidere toepassingen als de voorliggende te behandelen. De berekeningen in dit hoofdstuk werden uitgevoerd met behulp van een programma geschreven door L. Brosius, Ufsia (Brosius).

Figuur VI.1: Verband tussen de vraag en de marginale productiekosten



Figuur VI.2. Chronologisch patroon van de vraag naar elektriciteit gedurende een dag

Vraag naar elektrisch vermogen



Het onderzoek in dit hoofdstuk betreft de bijdrage van een aftap-condensatiegroep met de mogelijkheid van warmtestockage om aan de elektriciteits- en warmtevraag te voldoen. Er is verondersteld dat de productieinbreng van deze groep steeds marginaal blijft t.o.v. zowel de warmte- als elektriciteitsvraag. Voor deze laatste is deze assumptie aanvaardbaar. Door de plaatsgebondenheid van de warmtevraag is deze hypothese niet steeds aanvaardbaar m.b.t. het warmteaanbod van één groep. Het verlaten van de hypothese vergt ofwel enkel een aanpassing van de coëfficiënten van de doelfunctie en betekent dan geen fundamentele verandering voor het voorgestelde model, ofwel bijkomend de introductie van een restrictie op de totale hoeveelheid warmte leverbaar gedurende ieder uur. Deze aanpassingen zijn eenvoudig aan te brengen.

VI.3. Elementen van de benutte productie- en stockagetehnologie

Het is hier niet de plaats om een uitgebreide bespreking op te nemen van gecombineerde productie- en warmtestockagetehnologieën. Enkel de elementen van belang voor de formulering van het probleem worden aangehaald.

Voor de opwekking van warmte en elektriciteit is een aftap-condensatiegroep beschikbaar, speciaal ontworpen voor gecombineerde productie. De twee warmwater condensors ($60^{\circ}\text{C} - 75^{\circ}\text{C} / 75^{\circ}\text{C} - 90^{\circ}\text{C}$) van de turbine zijn berekend voor een maximale warmteproductie van de groep. In dit geval functioneert de eenheid quasi als een tegendrukturbine, waarbij enkel een minieme hoeveelheid stoom doorgestuurd wordt naar de lagere trappen van de turbine voor de koeling van de bladen. De productiemogelijkheden van de beschouwde groep zijn in figuur VI.4 weergegeven door vierhoek E_{\min} , X, Y, E_{\max} . De stoomcondities bij vollast zijn 105 bar/ 520°C . De warmteafname is zo dat water op 60° in twee trappen opgewarmd wordt tot 90°C . De quasi tegendrukwerking van de groep verloopt volgens lijn X, Y. In punt Y werkt de groep op vollast en wordt een maximale hoeveelheid warmte Q_{\max} afgenomen. De elektriciteitsproductie bedraagt dan E_{gar} wat als het gegarandeerd elektrisch vermogen (defecten worden hier niet beschouwd) kan aanzien worden. De lijn Y, E_{\max} geeft de vollastwerking van de groep weer.

$$\begin{aligned}
 Q_t &\geq 0 \\
 E_t &\geq E_{\min} \\
 \alpha Q_t + E_t &\leq E_{\max} \\
 \beta Q_t - E_t &\leq \beta Q_{\max} - E_{\text{gar}}
 \end{aligned}$$

waarbij α en β de absolute waarde is van de helling van de lijn E_{\max} , Y respectievelijk X, Y.

In figuur VI.4 is gegeven dat $E_{\min} = 20$, $E_{\max} = 97$, $Q_{\max} = 180$ en $E_{\text{gar}} = 86$. De waarde van α is 0,0611 en van β 0,5213.

Het brandstofverbruik van een aftap-condensatiegroep kan als een lineaire functie van de warmte- en elektriciteitsbelasting uitgedrukt worden. Het onderling verband tussen de drie energiestromen, elektriciteit, warmte en brandstof is in figuur VI.5 voorgesteld. De driehoek XYZ stelt hierin de productiemogelijkhedenverzameling voor, waarbij XY de quasi tegendrukwerking en XZ de pure condensatiewerking voorstellen. Naarmate men van de lijn XZ afwijkt naar grotere warmteproductie toe, verschuift de lijn die het brandstofverbruik aangeeft praktisch evenwijdig met de lijn XZ (zie stippellijn in figuur VI.5). De vergelijking van een willekeurige parallele lijn wordt gegeven door:

$$y = a + bx \text{ waarbij}$$

$$a = \tau + \mu, \text{ met } \tau = \text{het nullaststoomverbruik van de groep (= 0,05)}$$

$$\mu = \frac{E_{\max} - E_{\text{gar}}}{E_{\max}} = 0,1134$$

$$n = \frac{Q_t}{Q_{\max}}$$

$$b = 1 - \tau = 0,95$$

Als F_t de brandstoftoevoer weergeeft bij een warmtebelasting Q_t en elektriciteitsbelasting E_t van de groep wordt het brandstofverbruik gegeven door

$$F_t = \left\{ \tau + 0,1134 \frac{Q_t}{Q_{\max}} + 0,95 \frac{E_t}{E_{\max}} \right\} \cdot F_{\max}$$

$$\text{of : } F_t = 15 + 0,1890 Q_t + 2,9381 E_t$$

daar $Q_{\max} = 180$, $E_{\max} = 97$ en $F_{\max} = 300$

Deze cijfers houden o.a. in dat het elektrisch rendement van de groep bij vollast condensatiewerking slechts 32,33 % bedraagt, wat een gevolg is van een onderdimensionering van het lage-druk gedeelte en koudwatercondensator voor een pure condensatiewerking. Bij maximale warmteproductie is het energetisch rendement 88,67 % en de verhouding elektriciteit/warmte 0,48.

De technologie van de warmtestockage wordt evenmin in detail behandeld. Een warmwaterreservoir onder atmosferische druk is ter beschikking voor voorraadvorming op dagbasis. In principe is de voorraad op het einde van een gebruiksday volledig benut. Het einde van een gebruiksday wordt in deze studie op het einde van het 20e uur vastgesteld omdat na dit uur geen spitsen in de warmtevraag meer voorkomen maar er zich integendeel een daling van de vraag aftekent.

Het reservoir wordt uitgebaat met opeenvolgende lagen in functie van de temperatuur van de voorraad. Is er géén voorraad beschikbaar, dan is alle water op een temperatuur van 60° C. Naargelang de voorraad opgebouwd wordt onttrekt men de zwaardere, koudere lagen uit het reservoir, stuurt deze langs de warmtewisselaars van de turbine en verspreidt het opgewarmde water aan de top van het reservoir met een minimum aan turbulentie. Een principe schema van de koppeling van het reservoir aan de aftap-condensatiegroep en het gebruiksnet is in figuur VI.6 gegeven. Drie extreme exploitatiefasen kunnen voorkomen:

- kortsluiting van de warmtestockage (afsluiters 1_a , 4_a en 1_b , 4_b zijn gesloten; de andere zijn open)
- afname van de warmtevoorraad (afsluiters 3_a , 4_a en 3_b , 4_b zijn gesloten; de andere zijn open)
- voorraadvorming (afsluiters 1_a , 2_a en 1_b , 2_b zijn gesloten; de andere zijn open).

In werkelijkheid kunnen sommige fasen simultaan voorkomen, bv. warmteopwekking voor het net en voor de voorraadvorming.

De capaciteit van de opslagtank is 1300 MWh-warmte; dit komt overeen met een volume van 50.000 m³ water en een temperatuur-

gradiënt van 30° C ($60^\circ/90^\circ$).

De toevoer naar en afname van de voorraad is beperkt tot 200 MWh warmte per uur, enerzijds omdat een gelaagde voorraad geen turbulentie verdraagt, anderzijds omdat de vraag vanuit het gebruik-net beperkt is.

De warmtestock degradeert met 0,5 % per uur, en per uitwisseling met de voorraad gaat 2 % energie verloren. Het verbruik van de pompinstallaties en bijhorende bedraagt $0,02 \text{ MW}_{\text{el}}/\text{MW}_{\text{th}}$.

De mathematische relaties die de voorraadvorming beschrijven worden in de volgende paragraaf voorgesteld.

VI.4. Het model: een Lineair Programmeringsprobleem

a. Overzicht van de variabelen

$t = 1, \dots, 24$ de 24 uren van de dag. Daar de tijdseenheid gelijk is aan één uur, en de vermogens in MW uitgedrukt worden, geven de getallen terzelfdertijd de hoeveelheid energie in MWh weer.

Energie/vermogen variabelen (in MWh/MW)

E_t = elektriciteit voortgebracht door de gecombineerde groep in t

Q_t = warmte voortgebracht door de gecombineerde groep in t

A_t = netto warmte toegevoegd aan de voorraad in t

B_t = warmte afgenomen van de voorraad in t

S_t = warmte in voorraad bij het begin van uur t

F_t = brandstofverbruik van de gecombineerde groep in t

Energieprijzen (in fr/MWh)

C_{Qt} = marginale waarde van de warmte in uur t

C_{Et} = marginale waarde van de elektriciteit in uur t

C_{Ft} = brandstofkosten

De termen C_{Qt} , resp. C_{Et} zijn een functie van de belastingscurven (zie § VI.2) en geven de korte termijn marginale kosten weer van de alternatieve energieopwekking in ieder uur t voor de respektievelijke producten.

De beperkingen waaraan de beslissingsvariabelen Q_t , E_t , A_t en B_t moeten voldoen zijn als volgt:

*Betreffende de productie door de gecombineerde groep, voor $t=1, \dots, 24$:

$$\begin{aligned} Q_t &\geq 0 \\ E_t &\geq E_{\min} \\ \alpha Q_t + E_t &\leq E_{\max} \\ \beta Q_t - E_t &\leq Q_{\max} - E_{\text{gar}} \end{aligned}$$

xbetreffende de voorraad:

$$S_1 = k_o$$

$$S_{25} = k_f$$

d.i. begin- en eindvoorraad hebben een bepaalde grootte k_o , resp. k_f . Daar de dagcyclus van 21 h tot 20 h loopt is het aannemelijk dat $k_o = k_f = 0$ of m.a.w. op het einde van de dag/in het begin van de nacht is de voorraad leeg.

voor $t = 1, \dots, 24$

$$0 \leq S_t \leq R$$

$$0 \leq A_t \leq P$$

$$0 \leq B_t \leq P$$

d.i. de capaciteitsbeperkingen op de totale stock en op de uitwisselingen.

$$S_{t+1} = (1-\delta)S_t + A_t - B_t$$

d.i. de dynamische relatie die de voorraadvorming beschrijft, m.a.w. de stock aan het begin van de volgende periode is gelijk aan de gedepreciëerde stock aan het begin van de huidige periode vermeerderd met de toegevoegde energie en verminderd met de afgenomen energie.

$$B_t \leq S_t$$

d.i. men kan niet meer uit de voorraad onttrekken dan er beschikbaar is.

Deze doelfunctie is nu geschreven in termen van de ongekende variabelen Q_t , E_t , S_t en B_t . De coëfficiënten van S_1 en S_{25} zullen in de praktijk doorgaans weinig van mekaar verschillen daar meestal $C_{Q1} = C_{Q24}$ en $C_{E1} = C_{E24}$. Deze laatste gelijkheden drukken het feit uit dat de marginale waarde van warmte, resp. elektriciteit weinig varieert van dag tot dag tijdens de uren van lage vraag. Als men bijgevolg stelt $S_1 = S_{25}$, zullen begin- en eindvoorraad weinig invloed hebben op de analyse. Daar het begin van een dagcyclus gefixeerd werd op het 21e uur, is het aannemelijk $S_1 = S_{25} = 0$ te stellen.

De herschikking van de beperkingen vermindert hun aantal niet maar is nodig omdat A_t moet vervangen worden. Aan de productiebeperkingen wordt niets gewijzigd. Wat de voorraad betreft heeft men nu:

$$S_1 = k_o$$

$$S_{25} = k_f$$

$$\text{voor } t = 1, \dots, 24$$

$$0 \leq S_t \leq R$$

$$0 \leq B_t \leq P$$

$$0 \leq S_{t+1} - (1-\delta)S_t + B_t \leq P$$

$$B_t \leq S_t$$

$$S_{t+1} - (1-\delta)S_t + B_t - (1-\lambda)Q_t \leq 0$$

Het is deze herleide formulering van het probleem die hierna in de toepassing gebruikt wordt.

VI.5. Resultaten

In de bespreking hierboven (zie VI.3) werden de coëfficiënten van de restricties vermeld. De coëfficiënten van de doelfunctie steunen op de informatie bevat in VI.2 en VI.3 en worden vermeld in tabel VI.1. De waarden C_{Qt} en C_{Et} kunnen uit de vraagdiagrammen voor warmte en elektriciteit (figuren VI.3 en VI.2) en uit de re-denering in § VI.2 met de vermelde kostendata afgeleid worden.

Door voor ieder produkt slechts 3 niveau's van marginale productiekosten te onderscheiden is er weinig variatie in de vermelde cijfers van tabel VI.1.

De coëfficiënten bij de diverse variabelen in de doelfunctie kan men afleiden uit de waarden van C_{Qt} en C_{Et} met behulp van de specificaties in § VI.4c.

De coëfficiënten bij S_1 en S_{25} zijn ongeveer gelijk zodat de optimale waarde van de objectieffunctie weinig beïnvloed wordt door de initiële en terminale condities als men $S_0 = S_{25}$ stelt (in de toepassing geldt $S_0 = S_{25} = 0$).

De resultaten van het lineaire programma zijn vermeld in tabel VI.2.

Uit de gevonden oplossing blijkt dat de vraag naar elektriciteit de inzet van de turbine groep in grote mate bepaalt (zie het corresponderend verloop tussen de E_t waarden in tabel VI.2 en de vraag naar elektriciteit figuur VI.2). Anderzijds is deze determinatie niet zo sterk dat de warmteproductie teruggedreven wordt. Op ieder uur werkt de turbine in quasi tegendruk (langs lijn XY in figuur VI.4).

De stockageruimte wordt slechts in beperkte mate benut. Er wordt enkel voor gezorgd dat gedurende de 3 piekuren van de warmtevraag een maximale hoeveelheid warmte uit de stock kan onttrokken worden (zie B_t waarden in tabel VI.2 en figuur VI.3). De opbouw van de stock (A_t waarden in tabel VI.2) is niet zo eenvoudig te verklaren en kan zonder het computerprogramma niet optimaal geschat worden. De waarde van de doelfunctie bedraagt 1.551.000 fr. Dit is m.a.w. de exploitatieopbrengst van de groep met stockage, gedurende één dag.

Een variante van het hier behandelde probleem bestaat erin de mogelijkheid van stockage uit te sluiten. De definitie van het

probleem is dan:

$$\begin{aligned} \text{Max. } & \sum_{t=1}^{24} C_{Qt} Q_t + \sum_{t=1}^{24} C_{Et} E_t \\ & - \sum_{t=1}^{24} \left\{ \tau + \frac{\mu}{Q_{\max}} Q_t + \frac{\nu}{E_{\max}} E_t \right\} \cdot C_{Ft} \cdot F_{\max} \end{aligned}$$

Beperkingen

$$\begin{aligned} Q_t & \geq 0 \\ E_t & \geq E_{\min} \\ \alpha Q_t + E_t & \leq E_{\max} \\ \beta Q_t - E_t & \leq \beta Q_{\max} - E_{\text{gar}} \end{aligned}$$

De oplossing van dit beperkte probleem resulteert in een doelfunctiewaarde van 1.247.000 fr., m.a.w. 304.000 fr. lager dan het resultaat wanneer stockage mogelijk is.

De optimale waarden van de Q_t en E_t variabelen zijn in tabel VI.3 vermeld.

De evidentie van deze uitkomsten kan getoetst worden door een vergelijking met figuren VI.2 en VI.3.

VI.6. Besluit

Het hier behandelde voorbeeld werd bewust eenvoudig gehouden. Een uitbreiding naar meer realistische toepassingen is voor de hand liggend. Voornamelijk de bepaling van de marginale waarde van de energiestromen Q_t en E_t zal in de praktijk meer variatie in de oplossing brengen.

De bruikbaarheid van het besproken model is veelzijdig. Het is nuttig, of beter gesteld, onmisbaar, voor de optimale exploitatie van een warmte-krachtcentrale met de mogelijkheid van warmtestockage. Het probleem werd ook in deze context uitgewerkt. De toepasbaarheid van het model is ruimer daar het ook een bijdrage kan leveren in de planning van een warmte-kracht onderneming. Ten eerste is het mogelijk de waarde van een stockage voorziening te schatten door het model voor een aantal type dagen door te rekenen. In het concrete voorbeeld van deze tekst kon men door de aanwezigheid van een stockagevat een opbrengstverhoging van 304.000 fr./dag realiseren. Door deze oefening te herhalen voor een aantal type dagen kan men de verwachte opbrengst van een stockageruimte en haar optimale grootte schatten.

Ten tweede laat het model ook toe nader inzicht te verwerven in de optimaal te installeren gecombineerde productiemiddelen. In de uitgewerkte problemen hierboven werkt de aftap-condensatiegroep steeds in quasi tegendruk. Indien diezelfde oplossing zich systematisch herhaalt voor alle type dagen kan men besluiten dat het beter is een goedkopere tegendrukeenheid te plaatsen i.p.v. de dure aftap-condensatiegroep. In de concrete toepassing volgt de tegendrukwerking logischerwijze uit de synchroniteit tussen de warmte- en elektriciteitsvraag (figuren VI.2 en VI.3). Het is echter niet uitgesloten dat een analoge synchroniteit optreedt gedurende de meeste type dagen.

Als algemeen besluit geldt dat het voorgestelde model een onmisbaar instrument is voor de exploitatie van een warmte-krachtcentrale met warmtestockage en dat het een zeer nuttig instrument kan zijn voor de planning van zowel de gecombineerde productiemiddelen als de stockagevoorziening in een warmte-krachtonderneming.

BIBLIOGRAFIE

- BCEO (1981), 'Uitrustingsplan in produktiemiddelen 1981-1986', Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen, 20 p.
- BIERMAN H., SMIDT S. (1971), 'The Capital Budgeting Decision. Economic Analysis and Financing of Investment Projects', The Macmillan Company, New York, 482 p.
- BILLINTON R. (1970), 'Power System Reliability Evaluation', Gordon and Breach, New York, 1970, 299 p.
- BROSIUS L. (1981), 'BBLP, een didactisch lineair programmeringsprogramma', Universitaire Faculteiten Sint-Ignatius (tekst in voorbereiding)
- CARNAHAN B., LUTHER H.A., WILKES J.O. (1969), 'Applied Numerical Methods', John Wiley & Sons, New York, 604 p.
- DAY J.T., SHORTLEY P.B., SKOGLUND J.W. (1978), 'Expected value of generation deficit: a supplemental measure of power system reliability', IEEE Transactions. Power Apparatus and Systems, pp.2213-2219 + discussion pp.2219-2223
- DNB (1979), 'Studie betreffende afstandsverwarming voor de Agglomeratie Antwerpen', Dienst voor Nijverheidsbevordering, maart 1979
- ENDRENYI J. (1978), 'Reliability Modeling in Electric Power Systems', John Wiley & Sons, Chichester, 338 p.
- GREENBERGER M., CRENSON M.A., CRISSEY B.L. (1976), 'Models in the Policy Process. Public Decision Making in the Computer Era', Russell Sage Foundation, New York, 355 p.
- HANSEN J.P., LESCRAUWAET Y., RAMAEKERS J. (1978), 'Intégration des centrales thermiques dans les systèmes de distribution de chaleur industrielle et urbaine', Centrales électriques modernes, A.I.M., Liège, 18 p.
- HENDERSON J.M., QUANDT R.E. (1958), 'Microeconomic Theory. A Mathematical Approach', McGraw-Hill Book Cy, New York, 431 p.
- JUSERET R. (1978), 'Long Term Optimization of Electrical System Generation by Convex Programming', Mathematical Programming Study 9, North Holland Publ.Cy, pp.186-195
- LARSON R.E., CASTI J.L. (1978), 'Principles of Dynamic Programming', Control and System Theory, New York, 330 p.

- VERBRUGGEN A. (1980), 'District Heating: Estimation of a Standard Load Duration Curve', International Journal of Energy Research, vol.4, pp.385-398.
- WALSH G.R. (1975), 'Methods of Optimization', John Wiley & Sons, London, 200 p.
- WEIL R.L. (1968), 'Allocating Joint Costs', American Economic Review, vol.58, n°5, pp.1342-1345
- ZÜHLKE H. (1977), 'Wärmeverbrauchkontrolle mit Hilfe von Gradtagen unter Berücksichtigung des Einflusses von Vortages-temperaturen, Windgeschwindigkeit und Sonnenscheindauer', Fernwärme International, vol.6, pp.272-283.