

DIE ONTWIKKELING EN TOEPASSING VAN 'n KOSTE- GEBASEERDE ELEKTRISITEITSTARIEFSTRUKTUUR VIR 'N GROOT INDUSTRIËLE VERBRUIKER

Pieter Jacobus van Staden, B.Ing (Hons) Elek

Skripsie voorgelê vir gedeeltelike nakoming van die vereistes vir die graad Magister in Bedryfsadministrasie in die Departement Bedryfseconomie aan die Potchefstroomse Universiteit vir Christelike Hoër Onderwys.

Leier: Mev. A Botha

Potchefstroom

1998

DANKBETUIGING

My opregte dank en waardering aan die volgende:

- Sasol vir die finansiële ondersteuning en tyd om die MBA-graadkursus te kon volg
- my kollegas, mnre HJ van Zyl, J Barnard en E Marais vir hulle bydraes met modelontwikkeling en die doen van 'n sensitiwiteitsanalise
- mev L Wels vir die taalversorging
- my gesin vir die opofferings wat hulle die afgelope aantal jare moes maak.

Ek sertifiseer dat behalwe soos hierbo aangedui, die verslag my eie werk is en dat alle verwysings wat gebruik is, korrek weergegee is.



PJ VAN STADEN

OPSOMMING

Elektrisiteit is van deurslaggewende belang vir groei, ontwikkeling en welvaart in Suid-Afrika. Die Suid-Afrikaanse Elektrisiteitvoorsieningsindustrie staan egter tans by 'n kritieke kruispad, en dringende herstrukturering van die distribusie-industrie is nodig om die langtermynlewensvatbaarheid van die industrie te verseker. In die vinnig veranderende omgewing moet Sasol Sintetiese Brandstowwe (SSB), as 'n groot industriële verbruiker en opwekker van elektrisiteit, homself posisioneer om sonder ontwrigting en prysskokke oor te skakel na die nuwe bedeling.

Die oogmerk met die navorsingsprojek was om 'n pasgemaakte, koste-gebaseerde elektrisiteit tariefstruktuur met Eskom vir SSB te ontwikkel en te implementeer. Die koste-gebaseerde tarief moet 'n element bevat wat verband hou met die Eskom intydse marginale koste van opwekking, sodat die tarief die korrekte prysseine deurgee na SSB vir optimaliseringsdoeleindes.

'n Aantal moontlike toekomstige modelle vir die Suid-Afrikaanse Elektrisiteitvoorsieningsindustrie word bespreek, asook tariefstrukture wat daaruit voortvloei. Die mees waarskynlike toekomstige model word gepostuleer as 'n elektriese groothandelmark met gedesentraliseerde streeksverspreiders, en 'n unieke tariefstruktuur word vir SSB ontwikkel wat die maatskappy goed sal posisioneer vir so 'n scenario. Die Sasol-tariefstruktuur bestaan uit 'n neem-of-betaal gekontrakteerde basislas, ekwivalent aan die bilaterale finansiële kontrakte wat in 'n elektrisiteitmark ontstaan, sowel as tyd-van-gebruik energietariewe vir addisionele aankope bokant die basislas. Laasgenoemde is ekwivalent aan 'n elektriese kontantmark of kragpoel. Geen maksimum aanvraag is betaalbaar nie.

Die SSB-proses word verder vanuit 'n elektrisiteitperspektief ontleed, en 'n aanvraagbestuur-inisiatief word ontwikkel rondom die bedryf van die stoomketels, interne opwekkers en suurstofreine. Daar word bewys dat die mees optimale bedryf van bogenoemde aanlegte volgens die wisselende marginale koste van Eskomaankope tot 'n besparing van ongeveer R1 miljoen per maand sal lei, oftewel 2,5% van die SSB-elektrisiteitrekening. Hierdie potensiele besparing word gebruik om die inrig van 'n gesentraliseerde energiebeheersentrum ekonomies te regverdig.

Laastens word die bydrae van die tariefwysiging tot die winsgewendheid van SSB beoordeel, en word daar aangetoon dat SSB gebaat het met laer elektrisiteiteenhedskostes asook hoër produksie-deursette sedert gefokusde aandag aan die elektrisiteitbesigheid gegee is.

ABSTRACT

As in many developing countries, electricity is a vital engine for growth, development and prosperity in South Africa. However, the current electricity supply industry (ESI) in South Africa is at a critical crossroads, and urgent restructuring of the distribution industry is necessary to ensure the long-term viability of the ESI. Sasol Synthetic Fuels (SSF), being a large industrial user and co-generator of electricity, must position itself in this fast changing environment to ensure a smooth transition without price shocks to the future dispensation.

The purpose of this research project was to develop and implement a customised, cost-based electricity tariff structure for SSF. The tariff structure must be such that the real time marginal cost of electricity is proportional to the Eskom marginal generation cost in order to provide the correct pricing signals for purposes of optimisation.

A number of possible future models for the South African ESI are discussed, as well as tariff structures resulting from the models. An electricity wholesale market with decentralised regional distributors is postulated as the most probable future model, and a unique tariff structure is developed that will position SSF well for such a scenario. The Sasol tariff consists of a take-or-pay contracted base load, equivalent to the typical bilateral financial hedging contracts in electricity markets, as well as time-of-use energy rates for additional purchases. The energy rates are equivalent to pool prices in a liberated industry. No demand charges are applicable.

The SSF process is analysed from an electricity consumption perspective, and a demand side management initiative is developed, focussing on the operation of the boilers, own generators and oxygen units. It is shown that the most optimal operation of these units according to the new tariff structure will result in savings in electricity costs to the amount of about R1 million per month, or 2,5% of the SSF electricity account. This potential saving is used to economically justify the establishment of a centralised energy control centre.

In conclusion the contribution of tariff changes to the profitability of SSF is evaluated. A unit cost comparison shows that significant improvements were made, and apart from the cost savings the new tariff structure enabled SSF to maintain higher production throughputs during steam shortages.

INHOUDSOPGAWE

	Bladsy
HOOFSTUK 1 AARD EN OMVANG VAN STUDIE	
1.1 Inleiding	1
1.2 Probleemstelling	4
1.3 Doel van studie	5
1.4 Verwysingsraamwerk	5
1.5 Navorsingsmetodiek	8
1.6 Begripsomskrywing	10
1.7 Aktualiteit	10
1.8 Verdere verloop van die studie	11
HOOFSTUK 2 DIE ELEKTRISITEITVOORSIENINGSINDUSTRIE	13
2.1 Agtergrond	13
2.2 Struktuur van die elektrisiteitvoorsieningsindustrie	15
2.3 Politieke omwenteling	18
2.4 Internasionale tendense met die herstrukturering van nasionale elektrisiteits- Voorsieningsindustrieë	18
2.5 Die werking van 'n elektrisiteitsmark	23
2.6 Implikasies vir Eskom	25
2.7 Samevatting	27
HOOFSTUK 3 SCENARIO'S VIR DIE SUID-AFRIKAANSE ELEKTRISITEITSVOORSIENINGSINDUSTRIE	28
3.1 Dualistiese situasie	28
3.2 Distribusie-industrie	29
3.3 Opwekking en transmissie	34

INHOUDSOPGAWE (vervolg)

	Bladsy
3.4 Waarskynlike scenario's vir die Suid-Afrikaanse EVI	43
3.5 Samevatting	46
	47
HOOFSTUK 4 VANAF KOSTESTRUKTURE NA TARIEFSTRUKTURE	
4.1 Elektrisiteit as kommoditeit	47
4.2 Die marginale koste van elektrisiteit	49
4.3 Die ontwikkeling van tariefstrukture	56
4.4 Standaard Eskom-tariefstrukture vir Sasol Sintetiese Brandstowwe	57
4.5 Samevatting	60
HOOFSTUK 5 DIE ONTWIKKELING VAN 'n KOSTE-GEBASEERDE TARIEFSTRUKTUUR VIR SSB	62
5.1 Interne herorganisasie	62
5.2 Eksterne ontleding	62
5.3 Interne ontleding	63
5.4 Pogings om 'n intydse tarief te beding	64
5.5 Ontwikkeling van die Sasol-tarief	66
5.6 Die groothandel-elektrisiteitstarief	75
5.7 Samevatting	75
HOOFSTUK 6 ELEKTRIESE ENERGIEBESTUUR	77
6.1 Prosesbeskrywing vanuit 'n elektriese perspektief	77
6.2 Metodes om die elektrisiteitrekening te verlaag	80

INHOUDSOPGAWE (vervolg)

	Bladsy
6.3 Optimale bedryf van stoomketels, generators en suurstofreine	86
6.4 Samevatting	93
HOOFSUK 7 RESULTATE BEREIK EN VERDERE AANBEVELINGS	94
7.1 Bydrae tot SSB se winsgewindheid	94
7.2 Verdere aanbevelings	97
BRONNELYS	99

LYS VAN ILLUSTRASIES EN TABELLE

	Bladsy
Figuur 1.1 Die grootste Suid-Afrikaanse verbruikers van elektrisiteit	7
Figuur 2.1 Internasionale elektrisiteitpryse – 1996	14
Figuur 2.2 Voorstelling van 'n tipiese elektrisiteitmark	24
Figuur 3.1 Die ERIC-model	32
Figuur 3.2 Die voorgestelde Eskom-transformasie-meganisme	33
Figuur 3.3 Model 1: Die vertikale monopoliestruktuur van Eskom	35
Figuur 3.4 Model 2: Die aankoopagentskap	37
Figuur 3.5 Model 3: Groothandelkompetisie	40
Figuur 3.6 Model 4: Kleinhandelkompetisie	42
Figuur 4.1 'n Tipiese opwekkerskedule gedurende 'n wintersdag	48
Figuur 4.2 Winsmaksimalisering in 'n mark	50

Figuur 4.3	Marginale kostes van opwekking	52
Tabel 4.1	'n Vergelyking van die horisontale en vertikale benaderings	53
Figuur 4.4	Die Eskom Nightsave-tarief	58
Figuur 4.5	Megaflex-energietariewe soos in die winter van 1997	61
Figuur 5.1	Die tussentydse tariefstruktuur	67
Figuur 5.2	Die Sasoltariefstruktuur	70
Figuur 5.3	Drumpelpryse vir 1997	73
Figuur 5.4	'n Vergelyking tussen die Sasoltarief en die tussentydse tarief	74
Figuur 6.1	Die grootste elektrisiteitverbruikers in die Secunda-kompleks	78
Figuur 6.2	Die vloei van utiliteite in die SSB-proses	79
Figuur 6.3	Die elektrisiteitbestuurstruktuur	81
Figuur 6.4	Fisiese uitleg van ketels, generators en suurstofreine	88
Figuur 7.1	SSB elektrisiteit-eenheidskostegeskiedenis	96
Figuur 7.2	Die maandelikse eenheidskostegeskiedenis sedert Julie 1995	96

BYLAES

	Bladsy	
Bylaag 1	Voorbeelde van SSB-lasprofiele en maandelikse rekeningkontroles	102
Bylaag 2	Voorbeelde van opwekking KPI-meting en maandelikse rekeningkontrolestate	105
Bylaag 3	Vergelykings gebruik in die excel-model	110
Bylaag 4	'n Besigheidsaak en sensitiwiteitsanalise vir die inrig van 'n sentrale elektriese beheerkamer	112

HOOFSTUK 1

AARD EN OMVANG VAN STUDIE

1.1 INLEIDING

Elektrisiteit is een van die groot insetkoste van Suid-Afrikaanse nywerhede wat gemoeid is met die veredeling van minerale en steenkool. Die proses waardeur basiese grondstowwe soos yster, steenkool en aluminium tot hoë waardeprodukte omskep word, is energie-intensief en die relatief lae elektrisiteitsprys in Suid-Afrika gee aan sulke nywerhede 'n kompeterende voordeel wat gedeeltelik vergoed vir die hoë vervoerkoste na Europa, die VSA en die Verre Ooste.

'n Elektrisiteitsvoorsieningsindustrie (EVI) bestaan uit 'n opwekkingsektor, wat elektrisiteit met 'n aantal kragstasies opwek, 'n transmissiesektor, wat die krag oor 'n nasionale hoogspanningnetwerk versprei, en 'n distribusiesektor, wat die elektrisiteit by transmissie oorneem en teen laer spannings na eindverbruikers versprei. Sedert die laat-tagtigerjare is ingrypende herstrukturering van elektrisiteitsvoorsieningsindustrieë wêreldwyd in byna alle industriële lande aan die orde van die dag. Die herstrukturering behels dat die tradisioneel vertikaalgeïntegreerde staatskorporasies ontbondel en dat elektriese groothandelsmarkte tot stand kom waarbinne verskillende opwekkers kompeteer vir marktaandeel. Die transmissie- en distribusiestelsels word as deel van die herstrukturering oopgestel sodat alle kliënte toegang het tot opwekkers en energie via die stelsels kan invoer teen 'n hanteringsfooi betaalbaar aan die entiteit wat verantwoordelik is vir die bedryf van die verspreidingstelsels.

Die Suid-Afrikaanse EVI is tans in 'n unieke, dualistiese situasie in soverre dit 'n ambisieuse elektrifiseringsprogram finansier en terselfdertyd weens die geïntegreerde aard van die wêreld ekonomie blootgestel word aan markkragte

wat dit dwing om na 'n kompeterende era te beweeg. Eskom se opwekking en transmissiebesigheid is modern en kerngesond, en daar is reeds goeie voorbereidende werk gedoen wat die oorgang na 'n kompeterende bedeling sal vergemaklik. Dieselfde kan ongelukkig nie van die hoogs gefragmenteerde Suid-Afrikaanse Elektrisiteit-Distribusie-Industrie (EDI) gesê word nie, waar dienslewering soms swak is, elektrifiseringsteikens nie bereik word nie, en wanbetaling vir dienste gelewer in sekere gebiede endemies geword het.

Nadat verskeie taakspanne oor 'n tydperk van drie jaar na moontlike oplossings vir die probleme gesoek het, het die kabinet gedurende Februarie 1997 goedkeuring gegee vir 'n drastiese rasionaliseringsplan waardeur die meer as 400 munisipale verspreiders van elektrisiteit tot 'n baie kleiner hoeveelheid ekonomies lewensvatbare streeksverspreiders verminder moet word (ERIC, 1997:14). Die hoop word uitgespreek dat die skaalvoordele wat so bekom sal word, die elektrifiseringsprogram op koers sal hou en nie-betalingsprobleme meer effektief sal oplos. Daar kan met sekerheid aangeneem word dat die EDI oor die volgende paar jaar gefokusde aandag gaan kry, en dat daar nie baie bronne beskikbaar gaan wees om na die herstrukturering van opwekking om te sien nie.

'n Verdere uniekheid van die Suid-Afrikaanse EVI is dat groot industriële verbruikers weens die struktuur van die ekonomie meer as 60% van alle elektrisiteit wat opgewek word, gebruik (NER, 1996:12). Elektrisiteitskoste in sulke industrieë maak gewoonlik 'n baie hoë persentasie van die totale veranderlike koste uit, en dit kan selfs meer as 40% vir ferro-chroom industrieë wees. Die kompeteringsvermoë van Suid-Afrika se energie-intensiewe industrieë op internasionale markte is dus baie afhanklik van die plaaslike, relatief goedkoop elektrisiteit, en indien die transformasie wat op hande is verkeerd bestuur gaan word, kan dit tot die verlies van baie buitelandse valuta en werkgeleenthede lei.

Weens die omvang van die elektrisiteitsrekening van 'n energie-intensiewe onderneming in die primêre sektor, word die nodige bestuurstyd gewoonlik daaraan afgestaan en kan 'n unieke elektrisiteit-tariefstruktuur met Eskom of die plaaslike owerheid beding word. So 'n tariefstruktuur sal tipies die kliënt én verskaffer se belange beskerm en risiko's ewewigtig verdeel. Om die maksimum waarde te ontsluit en goeie sinergie tussen die verskaffer se opweksituasie en die verbruiker se lasprofiel te verseker, sal 'n pasgemaakte tariefstruktuur vir 'n industriële verbruiker gewoonlik 'n element bevat wat verband hou met die intydse marginale koste van elektrisiteitopwekking.

Die gevolg van die voorafgaande is dat daar buiten die standaard Eskomtariewe 'n aantal spesiale, pasgemaakte tariefstrukture vir groot industriële elektrisiteitsverbruikers bedryf word.

Die transformasie van 'n vertikaal-geïntegreerde, monopolistiese publieke korporasie soos Eskom na 'n kompeterende industrie, sal meebring dat alle verborge kruissubsidies in bestaande pryse blootgelê en op 'n deursigtige wyse gehanteer moet word. Daar bestaan weens historiese redes redelike groot kruissubsidies tussen kliëntsektore en geografiese gebiede in Suid-Afrika. Die probleem word verlig deur oor 'n aantal jare geleidelik na koste-reflekerende tariewe te beweeg, sodat daar nie met herstrukturering groot prysskokke deurkom nie. Die Nasionale Elektrisiteitsreguleerder (NER) is sedert 1995 besig om die jaarlikse Eskom-tariefaanpassings sodanig te bestuur dat pryse al meer koste-reflekerend word. Dié beweging bring relatiewe prysverlagings vir groot industriële verbruikers mee, omdat dit baie goedkoper is om elektrisiteit teen hoogspanning te voorsien.

'n Koste-gebaseerde tariefstruktuur berus daarop dat die werklike intydse koste van elektrisiteit bepaal word by die punt waar dit vanaf die verskaffer oorgeneem word, en dat die opmerkbeleid van die verskaffer en verdere

heffings op deursigtige wyse bygevoeg word. Weens die aard van die kragstelsel sal die koste van elektrisiteit 'n funksie wees van die tyd van die dag wanneer dit gebruik word, en die plek op die stelsel vanwaar dit getrek word. So 'n intydse tarief is verder ook onontbeerlik en noodsaaklik vir die werking van 'n toekomstige groothandel-elektrisiteitmark.

Die uitdaging vir 'n industrialis wat sy elektrisiteitseenheidskoste onder die huidige bedeling wil verlaag en sodoende sy maatskappy se produktiwiteit wil verhoog, lê daarin om 'n tariefstruktuur met Eskom te beding wat die intydse marginale koste van opwekking weerspieël, en om dan sy bedryf waar moontlik sodanig aan te pas dat wins gemaksimaliseer word. So 'n benadering sal 'n wen-wen situasie vir beide die verbruiker en verskaffer meebring, en sal die verbruiker uitstekend posisioneer vir die toekomstige grootmaat-elektrisiteitsmark.

1.2 PROBLEEMSTELLING

Die probleemstelling kan soos volg as twee vrae geformuleer word:

- hoe om in die vinnig veranderende eksterne omgewing 'n elektrisiteit-tariefstruktuur vir Sasol Sintetiese Brandstrowwe (SSB) te ontwikkel wat gebaseer is op die intydse marginale koste van opwekking sodat SSB goed geposisioneer sal wees vir die komende groothandel elektrisiteitsmark, en
- hoe moet die SSB-aanleg bedryf word onder die pasgemaakte Sasoltarief sodat wins gemaksimaliseer kan word.

1.3 DOEL VAN STUDIE

- Die verkryging van die nodige agtergrond sodat daar effektief deelgeneem kan word aan die herstrukturering van die elektrisiteitvoorsieningsindustrie in Suid-Afrika.
- 'n Ondersoek na 'n pasgemaakte koste-gebaseerde elektrisiteit-tariefstruktuur vir SSB wat maksimale sinergie tussen Eskom en SSB moontlik sal maak.
- Die implementering van die pasgemaakte tarief en die doen van kostevergelykings tussen die pasgemaakte SSB-tariefstruktuur en die standaard Eskom Nightsave-tarief.
- 'n Ondersoek na die optimale aanlegbedryfstrategie vir die pasgemaakte tariefstruktuur.

1.4 VERWYSINGSRAAMWERK

1.4.1 Onderneming waar ondersoek uitgevoer gaan word

Sasol Sintetiese Brandstowwe (SSB), 'n maatskappy in die Sasol-Groep van Maatskappye, is 'n groot industriële kompleks wat op die Hoëveld in Mpumalanga geleë is en waar laegraadsteenkool deur 'n unieke, plaaslik-ontwikkelde proses omgeskakel word in brandstowwe en chemikalieë. SSB het tot stand gekom met die samesmelting van die ou Sasol Twee en Sasol Drie-aanlegte in 1994. Die aanlegte is in die laat-sewentiger- en vroeë tagtigerjare gebou om Suid-Afrika se afhanklikheid van ingevoerde ru-olie te verminder. Die steenkool-tot-brandstofproses is deur die jare aansienlik ontknel, en kwantumverbeteringe in produktiwiteit is bewerkstellig sodat die maatskappy

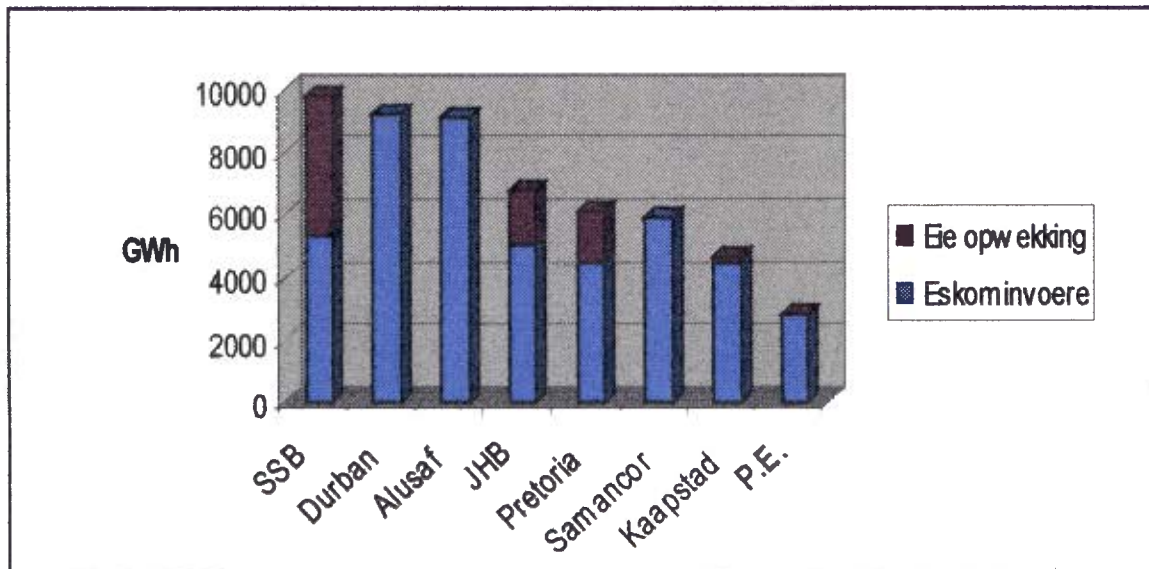
die oopmaak van die ekonomie en afskaling van tariefbeskerming nadat die politieke bestel genormaliseer is, met gemak gehanteer het. SSB se omset in die vorige boekjaar was R7 026 miljoen, met 'n bedryfswins van R1 914 miljoen, en 'n wins na belasting van R1 290 miljoen (Sasol, 1997:13).

Die aard van die Sasol proses is sodanig dat groot hoeveelhede stoom en suiwer suurstof benodig word vir die vergassing van steenkool, wat dan ook die eerste deel van die steenkool-na-olieproses is. Verder is die vergassingsproses ook net geskik vir die vergassing van growwe steenkool, wat volgens die Sasol-definisie partikelgroottes van 6 mm of groter het. 'n Beduidende persentasie van die steenkool wat deur die plaaslike Sasol Steenkoolmyne gemyn word is té fyn vir vergassingsdoeleindes, en word gevolglik gebruik vir stoomproduksie in 17 stoomketels. Die oormaat fyn steenkool bokant dít wat benodig sou wees om in die aanleg se stoombehoefte te voorsien, word gebruik om addisionele stoom te maak vir die opwek van tot 600 MW elektrisiteit.

Suurstof, die ander basiese grondstof vir vergassing, word verkry vanaf twee suurstofaanlegte wat groot volumes lug saampers en verkoel om uiteindelik die stikstof en suurstof van mekaar te skei. Die lugskeidingsproses is besonder energie-intensief, sodat die aanleg alleen 400 MW se elektrisiteit en 300 MW se stoom benodig.

Die hele Secunda-kompleks, wat die aanlegte én steenkoolmyne insluit, se elektrisiteitverbruik is ongeveer 1150 MW, waarvan die helfte intern opgewek word, en die res vanaf Eskom aangekoop word. Dit maak van SSB een van die grootste kliënte van Eskom en die totale interne verbruik, wat sowel eie opwekking as invoere insluit, is meer as dié van enige van die groot stede in Suid-Afrika.

Fig. 1.1 Die grootste Suid-Afrikaanse verbruikers van elektrisiteit



Bron: NER, 1996:6

1.4.2 Omvang van studie

SSB is nie alleen 'n baie groot verbruiker van elektrisiteit nie, maar is ook by die NER gelisensieer as 'n industriële verspreider van elektrisiteit. 'n Deel van die elektrisiteit wat vanaf Eskom aangekoop word, word aan derdepartykliënte versprei wat direk aan die SSB-verspreidingstelsel verbind is. Voorbeelde van sulke kliënte is 'n aantal Polifinaanlegte, asook Sasol Chemiese Nywerhede-aanlegte en Sasol Steenkoolmyne. SSB word gevolglik direk geraak deur herstrukturering en beleidsveranderinge wat op beide verspreiders en groot verbruikers betrekking het.

Die industriële kompleks op Secunda se jaarlikse elektrisiteitsrekening is meer as R500 miljoen, wat dit duidelik maak dat daar groot potensiaal vir besparings is. Die omgekeerde is ook waar, naamlik dat die impak van relatief geringe heffings op die Eskompryse tot groot toenames in insetkoste sal lei.

Ten einde te verhoed dat die studieveld te wyd uitkring, is die terrein vir die doeleindes van hierdie studie soos volg afgebaken:

- Die herstrukturering van die Suid-Afrikaanse EVI is onlosmaaklik deel van die proses waardeur tariewe en tariefstrukture bepaal word, en word ingesluit by die studieveld. Dit is nie prakties moontlik om kompetisie en 'n monopolie in 'n kragstelsel te meng nie, en daarom sal politieke besluite oor die tempo waarteen daar na 'n marksituasie beweeg word, noodwendig 'n deurslaggewende rol in die proses speel.
- Die ontwikkeling van 'n koste-gebaseerde tarief vir SSB, gegewe die kompleks se lasprofiel en posisie op die transmissiestelsel, word ingesluit by die omvang. Sagteware-ontwikkeling as sodanig vir rekeningberekeninge en vir energiemodellering, is nie deel van die studie nie.
- Met aanvraagbestuur (Engels: Demand Side Management) is die oogmerk om die Eskomrekening te minimaliseer sonder om 'n groot impak op produksie te hê. Vir die doeleindes van hierdie studie word daar hoofsaaklik op elektriese aanvraagbeheer gekonsentreer, en word die integrasie met stoom, as die ander primêre energiedraer in SSB, nie in detail ondersoek nie.

1.5 Navorsingsmetodiek

1.5.1 Literatuurstudie

'n Uitgebreide literatuurstudie oor industrie-herstrukturering en die toepassing van intydse prysstrukture deur oorsese elektrisiteitsvoorsieners, is onderneem. Die studie is aangevul met besoeke aan 'n aantal utiliteite in die VSA, Frankryk en die Verenigde Koninkryk. Verder is 'n effektiewe netwerk met verskeie persone in Eskom opgebou, sonder wie se goeie samewerking en hulp, weinig

vermag sou kon word. Daar is ook tydens deelname in 'n aantal taakspanne vir die Nasionale Elektrisiteitreguleerder kennis gemaak met kundiges op die terrein wat die kwessies rondom tariefstrukture in die regte perspektief kon plaas.

1.5.2 Operasionele navorsing

Operasionele navorsing word gedoen met die implementering van 'n kostegebaseerde tariefstruktuur op 'n proefbasis. Vir dié doeleindes word van 'n rekenaargebaseerde elektrisiteitverbruikmeetstelsel gebruik gemaak, wat met behulp van die nodige sagteware in staat is om 'n rekening te bereken volgens enige standaard of pasgemaakte tariefstruktuur, gegewe die lasprofiel van 'n betrokke maand. Die sagteware-ontwikkeling van die meetstelsel as sodanig maak nie deel van die navorsing uit nie.

Elektriese aanvraagbestuur is 'n metode van optimalisering waardeur elektriese verbruik gemanipuleer word deur minder in die duur tye te verbruik en meer in goedkoop tye, sonder dat dit 'n groot impak op produksie het. Die SSB-proses is 'n kontinue proses wat op die verwerking van gas berus, en het dus nie bufferkapasiteite wat dit maklik maak om aanvraagbeheer toe te pas nie. Daar is nogtans geleenthede geïdentifiseer wat tot beduidende besparings aan elektrisiteitskoste kan lei. Deur middel van aanvraagbeheer word daar gepoog om die SSB-elektrisiteitsrekening te minimaliseer en sodoende maatskappywins te maksimaliseer.

1.6 Begripsomskrywing

Aanvraagbestuur	Die doelbewuste manipulerings van 'n gebruiker se elektrisiteitsverbruik sodat daar meer gebruik word in goedkoop tye en minder in duur tye
Maksimum aanvraag	Die hoogste elektrisiteitsverbruik van 'n gebruiker oor halfuurlikse geïntegreerde periodes oor 'n maand. Slegs van toepassing op verbruik tussen 06:00 en 22:00 op weksdae.
Energieverbruik	Die aktiewe elektriese energie verbruik oor 'n periode, gemeet in MWh (megawatt uur).
Lasfaktor	'n Aanduiding van hoe konstant 'n verbruiker se verbruik is. Gemeet as maksimum aanvraag/gemiddelde verbruik.
Inkomste-neutraliteit	'n Term wat deur Eskom gebruik word en beteken dat die inkomste wat uit 'n gebruiker gegenereer word, onafhanklik van die tariefstruktuur moet wees, indien die verbruiker se verbruiksprofiel dieselfde bly.

1.7 Aktualiteit

Die dringende hervorming wat nodig is om die Suid-Afrikaanse Elektrisiteit-Distribusie-Industrie (EDI) van ondergang te red, maak hierdie studieveld uiters aktueel. Indien daar nie vinnig opgetree gaan word nie, staan 'n toenemende aantal plaaslike bestuursinsolvensies in die gesig.

Die probleme op residensiële vlak moet gebalanseer word met die kritiese belangrikheid van relatief goedkoop elektrisiteit vir energie-intensiewe industrieë. Sterk ekonomiese groei, waarvan industriële groei 'n groot komponent in Suid-Afrika is, is die enigste lewensvatbare langtermynstrategie

waarmee werk geskep en die ongelykhede van die verlede reggestel kan word. Daar is tans 'n besliste gevaar dat energie-intensiewe nywerhede, as die skeppers van werk en welvaart, se kompeterende vermoë in uitvoermarkte benadeel kan word deur die instelling van heffings op elektrisiteit as insetkoste, ten einde fondse beskikbaar te stel vir munisipale dienste waarvoor belastingbetalers aanspreeklik behoort te wees.

Die herstrukturering van die opwekking- en transmissiebesighede oorsee kan ook nie deur Eskom geïgnoreer word nie, en wel vanweë die kragte van globalisering en die integrasie van die wêreld ekonomie. Tariewe in oorsese lande word afwaarts gedryf deur markkragte, terwyl die druk op tariewe in die monopolistiese Suid-Afrikaanse situasie opwaarts is, en dit nog meer so gaan word as die volgende kragstasiebeleggingsbesluit vroeg in die volgende eeu geneem moet word. Die totstandbring van 'n elektrisiteitsmark sal etlike jare se voorbereiding verg, wat beteken dat daar onverwyld met die werk begin moet word indien private kapitaal gelok moet word vir die volgende beleggingsbesluit.

1.8 Verdere verloop van die studie

- **Hoofstuk 2 Die Suid-Afrikaanse Elektrisiteitvoorsieningsindustrie (EVI)**
In dié hoofstuk word die geskiedenis en huidige situasie in die Suid-Afrikaanse EVI ontleed. Daarteenoor word die omwenteling wat tans oorsee plaasvind, gestel, en word daar uitgewys dat die basiese dryfkragte vir herstrukturering ook in Suid-Afrika bestaan.
- **Hoofstuk 3 Scenario's vir die Suid-Afrikaanse EVI**
Waarskynlike toekomstige modelle vir die distribusie-, transmissie- en opwekkingsektore in Suid-Afrika word ontwikkel, gegewe ons unieke sosio-ekonomiese en industriële situasie.

- **Hoofstuk 4 Vanaf kostestrukture na tariefstrukture**

Spesifieke probleme met die koppeling van 'n prys aan 'n kommoditeit soos elektrisiteit, wat nie gestoor kan word nie, word ontleed. 'n Aantal standaard Eskomtariefstrukture vir kliënte soos SSB word behandel.

- **Hoofstuk 5 'n Koste-gebaseerde tariefstruktuur vir SSB**

'n Koste-gebaseerde, pasgemaakte tariefstruktuur word vir SSB ontwikkel en geïmplementeer.

- **Hoofstuk 6 Elektriese energiebestuur**

Energiebestuur binne SSB word bespreek en 'n inisiatief word ontwikkel waardeur die aanleg se lasprofiel aangepas kan word by die koste-gebaseerde elektrisiteitstariefstruktuur.

- **Hoofstuk 7 Resultate en verdere aanbevelings**

'n Elektriesiteit eenheidskostevergelyking word met die verskillende tariefstrukture gedoen en die verskil wat hierdie projek aan die winsgewendheid van SSB gemaak het, word uitgelig. Laastens word verdere aanbevelings vir deelname aan die EVI-herstrukturering gemaak.

HOOFSTUK 2

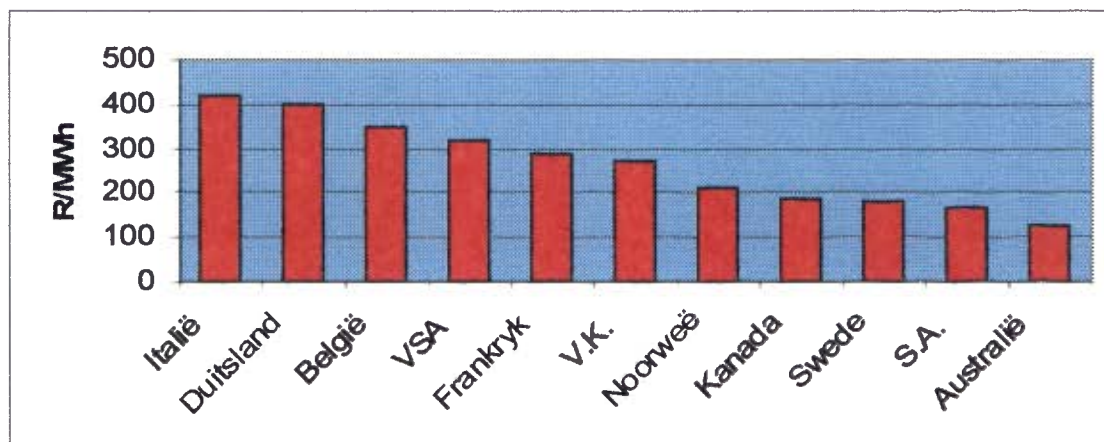
DIE SUID-AFRIKAANSE ELEKTRISITEITSVOORSIENINGSINDUSTRIE

2.1 Agtergrond

In Suid-Afrika het veral die mynwese se behoeftes verseker dat die eerste-wêreldse deel van ons samelewing geseën is met 'n kapitaalkragtige en tegnologies gevorderde elektrisiteitsvoorsiener. Sedert Eskom (destyds genoem Evkom) met die Elektrisiteitswet van 1922 tot stand gekom het, het dit skouspelagtig gegroei tot die vierde grootste elektrisiteitsvoorsiener in die wêreld, met 'n geïnstalleerde vermoë van 38 497 MW (Eskom, 1996:74). Wat die opwekking- en transmissiesektore betref, staan Eskom geensins terug vir enige van die voorste nywerheidslande nie, en is dit ook die verklaarde visie van Eskom om die goedkoopste elektrisiteit ter wêreld te voorsien. Goedkoop plaaslike steenkool en groot, moderne kragentrales wat doeltreffend bedryf word en by die steenkoolvelde gebou is, het dit moontlik gemaak om wel die goedkoopste elektrisiteitsvoorsiener in 1995 te wees (Eskom, 1996:11). Australië het onverwags verlede jaar as gevolg van die inbring van kompetisie tussen opwekkers aansienlike prysverlagings gerealiseer en vir Eskom uit die eerste plek gestoot (N.U.S., 1997:12).

Die relatief lae koste van elektrisiteit in Suid-Afrika het as katalisator gedien vir die ontstaan van energie-intensiewe industrieë soos aluminium- en ferro-chroom-smeltery. Die gevolg hiervan is dat die struktuur van die Suid-Afrikaanse ekonomie nou sodanig is dat daar 'n baie groter kwesbaarheid bestaan vir elektrisiteitsprysstygings as wat die geval is in lande waar elektrisiteit nog altyd duur was en die ekonomie daarby aangepas het.

Figuur 2.1 Die gemiddelde koste van elektrisiteit in die vernaamste nywerheidslande gedurende 1996



Bron: N.U.S. 1997:5

Gedurende die tagtigerjare was daar wel in Suid-Afrika 'n periode van aansienlike prysstygings ten einde 'n ambisieuse konstruksieprogram te finansier. Dit het later geblyk dat die verwagte groei in die vraag na elektrisiteit oorskat is, en dat daar dus groot en onnodige beleggings gemaak is. As gevolg van ontevredenheid onder verbruikers oor die buitensporige prysstygings het die destydse Staatspresident 'n kommissie van ondersoek onder die voorsitterskap van dr W.J. de Villiers aangestel om alle aspekte van die elektrisiteitindustrie in Suid-Afrika te ondersoek. Na 'n deeglike ondersoek het die kommissie aanbeveel dat Eskom meer volgens besigheidsbeginsels bestuur moes word, met 'n raad van direkteure, genoem die Elektrisiteitsraad, wat moes verseker dat die bestuursraad die regte besigheidsbesluite neem. Verskeie belangegroepes word in die Elektrisiteitsraad verteenwoordig. Hierdie, en verskeie ander veranderinge, het met die Elektrisiteitswet van 1987 beslag gekry.

Die eerste sewentig jaar van die nasionale elektrisiteitindustrie in Suid-Afrika is gekenmerk deur voortdurende evolusionêre verandering. Die dryfkragte wat die veranderinge teweeg gebring het, sluit die volgende in (Morgan, K. 1994:18):

- politieke ideologie (bv. die besluite om die elektrisiteitbesighede onder privaatbesit te nasionaliseer in 1922, en die voorkeur wat aan blanke belange gegee is onder die apartheidsbeleid);
- tegnologie (bv. die ontwikkeling van die nasionale transmissiestelsel gedurende die sestigerjare wat dit moontlik gemaak het om elektrisiteit landwyd te versprei);
- ontevrede kliënte (wat, soos bo genoem, tot die herstrukturering van Eskom in 1987 gelei het);
- ontevrede gemeenskappe (wat gelei het tot wanbetalings vir dienste en die oorname van verskeie swart gebiede deur Eskom);
- ekonomiese realiteit (wat gelei het tot die oorname en sluiting van baie munisipaliteite se kragstasies deur Eskom).

Wat die toekoms betref is dit duidelik dat daar steeds heelwat eksterne dryfkragte op die EVI inwerk, en dat baie daarvan geensins ekonomiese doeltreffendheid bevorder nie. Meer hieroor in hoofstuk 3.

2.2 Struktuur van die Elektrisiteitvoorsieningsindustrie

Met die aanbreek van die negentigerjare sien die struktuur van die elektrisiteitsvoorsieningsindustrie soos volg daar uit:-

2.2.1 Opwekking

Eskom is die enigste beduidende opwekker van elektrisiteit en wek 97% van die elektrisiteit op wat oor die transmissie- en distribusiestelsels versprei word

(NER, 1995:3). 'n Aantal groot plaaslike owerhede wek die oorblywende 3 % op. Alhoewel daar geen privaatsektoropwekking van elektrisiteit vir verkope via die netwerk is nie, is daar 'n aantal groot industrieë wat vir interne gebruik elektrisiteit opwek.

Weens toegang tot goedkoop steenkool en ekonomie van skaal-voordele word van die goedkoopste elektrisiteit ter wêreld opgewek in groot, moderne kragentrales wat by die steenkoolmyne in Mpumalanga en omgewing geleë is. Die res van Eskom se opwekkingsportefeulje word gedek deur 'n kernkragstasie in die Kaap, 'n bergpompskema in die Drakensberge, asook enkele kleiner hidrostaties en gasturbines.

Die ligging van die steenkoolvelde in Mpumalanga en Gauteng het tot gevolg dat die meeste elektrisiteit in dié provinsies opgewek word. Dit moet dan teen aansienlike koste versprei word na lassetra aan die kus.

'n Verdere probleem wat in die toekoms al meer gaan kop uitsteek, is dat die groot basislas-steenkoolkragentrales nie ontwerp is om 'n nasionale lasprofiel te volg wat hoë pieke het nie. Die elektrifiseringsprogram het tot gevolg dat die oggend en aand-pieke al hoër en al skerper word, en dit veroorsaak toenemend 'n basiese wanpassing tussen die aanbod- en aanvraagkant van die mark.

2.2.2 Transmissie

Alle kragentrales en lassetra is onderling verbind met 'n transmissiestelsel wat elektrisiteit landwyd teen hoogspanningsvlakke van 765kV, 400kV en 275kV versprei. Die transmissiestelsel is vir die uitsluitlike gebruik van Eskom en ook onder Eskom se direkte beheer. Kliënte van die transmissiestelsel kan Eskom-Distribusie wees, of enige van die groot stede se munisipale verspreiders. Enkele groot industriële verbruikers, soos Sasol Sintetiese

Brandstowwe, is ook direk aan die transmissiestelsel verbind, en maak dus nie gebruik van die infrastruktuur van Eskom-Distribusie nie.

Daar is ook 'n aantal transmissielyste oor die landsgrense heen om aansluiting te vind by buurlande se elektrisiteitsvoorsieningsindustrieë. Samewerkingsooreenkomste onder die reëls van die Southern African Power Pool (SAPP) maak dit moontlik vir lande om mekaar by te staan tydens tekorte aan opwekkapasiteit. Van verdere belang vir Suid-Afrika is 'n hoogspanning-gelykstroomverbinding na die Cahora Bassa-hidrostatie in Mosambiek, wat dit moontlik maak om tot 2000 MW se groen elektrisiteit na Suid-Afrika in te voer, indien die kommersiële haakplekke uitgestryk kan word.

2.2.3 Distribusie

Die verspreiding van elektrisiteit teen laer spanningsvlakke na industriële, kommersiële of residensiële kliënte word onderneem deur Eskom-Distribusie en ongeveer 430 plaaslike owerhede (ERIC, 1997:4). In baie gevalle is Eskom-Distribusie 'n middelman tussen Transmissie en 'n munisipaliteit, sodat die plaaslike owerheid 'n herverspreider van elektrisiteit word. Alle verbruikers wat buite munisipale grense val, soos byvoorbeeld myne, plaasboere en baie nywerhede, word direk deur Eskom van krag voorsien. Daar is ook 'n toenemende aantal residensiële kliënte binne munisipale gebiede wat deur Eskom oorgeneem word weens wanbetaling deur munisipaliteite.

Daar is heelwat probleme in die distribusie-industrie wat dringende aandag vereis. Dit word in hoofstuk 3 bespreek.

2.3 Politieke omwenteling

Weens die beleid van die vorige politieke bestel, het Eskom gefaal in een van die basiese verantwoordelikhede van elektrisiteitsvoorsieners, naamlik die verskaffing van redelik goedkoop en betroubare elektrisiteit aan die bevolking. Met die proses van demokratisering gedurende die vroeë negentigerjare het 65 % van swart huishoudings, 75 % van swart skole en 80 % van swart landelike klinieke nie toegang tot elektrisiteit gehad nie (Morgan, K. 1994:1).

Daar word gepoog om die agterstande in terme van toegang tot elektrisiteit oor 'n periode van 10 jaar uit te wis, deur ongeveer 400 000 wonings per jaar te elektrifiseer. Die aansienlike kapitale investering, tesame met die feit dat aanvanklike vlakke van verbruik van nuwe aansluitings baie laag is, bring mee dat die program hoegenaamd nie ekonomies regverdigbaar is nie, maar gesien moet word as 'n sosiale belegging vir die toekoms. 'n Verdere komplikasie wat die voortgesette finansiering van die elektrifiseringsprogram bedreig, is die kultuur van nie-betaling vir dienste wat in groot dele van die land endemies geword het.

2.4 Internasionale tendense met die herstrukturering van nasionale elektrisiteitsvoorsieningsindustrieë

Elektrisiteitsvoorsiening is een van die mees kapitaalintensiewe ondernemings wat enige land kan aanpak, en daarom het alle nasionale elektrisiteitsvoorsieningsindustrieë as staatskorporasies of publieke maatskappye tot stand gekom. Die VSA is 'n uitsondering op hierdie reël, waar elektrisiteitsvoorsieners as pseudo-privaatentiteite bestaan en streng gereguleer word deur 'n regeringsinstansie. In die geval van Eskom is finansiering deur internasionale langtermynlenings bekom, of deur die bekende Eskom 168 kapitaalmarklening. Daar is nooit enige belastinggeld in Eskom belê nie, maar

die regering het effektief borg gestaan vir die lenings sodat daar vir alle praktiese doeleindes gesê kan word dat Eskom 'n publieke bate is wat aan die staat behoort.

Die formele korporatisering van Eskom sal waarskynlik tydens April 1998 met die ter tafel lê van die Eskomwysigingswet geskied, wat Eskom formeel in staatsbesit sal plaas. Dit sal die staat dan in staat stel om sowel korporatiewe belasting as dividende vanaf Eskom te verhaal.

Die vertikaal-geïntegreerde model vir elektrisiteitsvoorsieningindustrieë is in onlangse jare toenemend gekritiseer, en nie om ideologiese redes nie, maar om ekonomiese en organisatoriese redes (Shoshansi, 1996:5). Die industrie is altyd beskou as 'n klassieke voorbeeld van 'n natuurlike monopolie, waar ekonomie van skaal-voordele toenemend tot beter doeltreffendheid en laer koste sou lei. Die nasionale elektrisiteitsvoorsieners het oor baie jare op beide organisatoriese vlak (hiërargiese strukture en bv. gesentraliseerde beplannings- en finansiële funksies) en tegnologiese vlak (bv. gesentraliseerde navorsing en konstruksie-funksies) gegroei en bevredigende dalings in die koste van elektrisiteit gerealiseer.

Met die bereiking van 'n volwasse stadium van die industrie, het ander ekonomiese wette en tegnologiese asook organisatoriese beperkings in werking getree en het die langtermyn dalende koste tot stilstand gekom, en in sommige gevalle is onverwagse kostestygings ervaar.

2.4.1 Dryfkragte vir transformasie

Volgens Shoshansi (1996:5) het die volgende fundamentele dryfkragte tot hierdie situasie gelei:-

- **Dis-ekonomieë van skaal**

'n Grondbeginsel van ekonomiese teorie is die wet van dalende meer-opbrengs, wat beteken dat daar limiete is in die uitbuiting van skaalvoordele. In die opwekbesigheid word 'n punt bereik waar groter nie meer net beter is nie, maar ook meer onbuigsaam, moeiliker beheerbaar en meer riskant vanuit 'n tegnologiese en bedryfsbenadering.

- **Organisatoriese limiete**

'n Elektrisiteitsvoorsieningsindustrie moet 'n verskeidenheid van komplekse en uiteenlopende aspekte bestuur. Sodra die organisasie by 'n sekere punt verby groei, word die hiërargiese organisasiestruktuur meer 'n las as 'n bate, en raak dit onmoontlik vir topbestuur om in kontak te bly met dit wat op bedryfsvlak gebeur, en omgekeerd.

- **Geneigdheid tot oorinvestering**

'n Fundamentele probleem met 'n geregleerde monopolie is dat dit geen beleggingsrisiko dra nie, omdat alle kostes eenvoudig vanaf die gevange kliënte verhaal word. Prysverhogings word gewoonlik bereken sodat 'n redelike opbrengs op die beleggings sal realiseer, wat natuurlik beteken: hoe hoër die beleggings, hoe hoër die wins.

Voeg hierby die natuurlike neiging tot risikovermyding onder bestuurders uit 'n ingenieursagtergrond, en dit is nie verbasend dat alle nasionale elektrisiteitsvoorsieners wat tot die volwasse stadium gevorder het, met groot oorkapasiteite op hulle netwerke sit nie. 'n Verdere gevolg van die gewaarborgde opbrengs op belegging is dat koste-oorskrydings met nuwe projekte ook nie noodwendig vir projekbestuurders tot slapelose nagte lei nie, omdat dieselfde opbrengs op die oorskryding verdien word!

- **Tegnologie**

Danksy nuwe tegnologie is dit vir minder kapitaalkragtige privaat-instansies moontlik om kleiner, goedkoper en baie doeltreffende opwektoerusting op te rig wat effektief met die groot, gevestigde elektrisiteitsvoorsieners kan kompeteer.

- **Verbeterde doeltreffendheid en privatisering**

Sedert die begin-tagtigerjare het regeringse toenemend begin onttrek uit aktiewe deelname aan die ekonomie. Dit kan ook gesien word as 'n gevolg van die oorwinning van die markmeganisme oor die ideologie van sentrale beplanning. Die geleentheid om die elektrisiteitsvoorsieningindustrie te ontbondel en kompetisie tussen opwekkers in te stel, word in sommige lande slegs aangegryp ter wille van beter ekonomiese doeltreffendheid. In ander lande word die ontbondeling saam met privatisering gedoen, en fondse uit privatisering gebruik vir fiskale doeleindes.

Die eerste nywerheidsland wat kompetisie tussen opwekkers ingestel het, was Noorweë, en wel gedurende die sewentigerjare. Die verskillende Noorweegse opwekkers is steeds in staatsbesit. In 1989 het mev. Thatcher die EVI in Engeland en Wallis ontbondel in 'n aantal kompeterende maatskappye, en dit terselfertyd geprivatiseer. Sedertdien het Nieu-Seeland, Australië, Argentinië en verskeie ander lande gevolg.

2.4.2 Elemente

Die herstrukturering wat besig is om soos 'n vloedgolf oor al hoe meer lande te spoel, bevat almal die volgende elemente:-

- **Ontbondeling van die opwekkingindustrie**

Die kragentrales wat aan die nasionale opwekker behoort, word onderverdeel in 'n aantal lewensvatbare maatskappye. Daar word gepoog om die groepe só saam te stel dat die toekomstige mark gesonde kompetisie sal ervaar. 'n Spesifieke probleem wat soms met oorgangsmatreëls soos tydelike subsidies oorkom moet word, is gevalle waar spesifieke kragentrales nie in 'n mark sal kan oorleef nie, gewoonlik omdat hulle in die eerste plek nie gebou moes gewees het nie.

In 'n kompeterende opwekindustrie word 'n kragpoel (Engels: Power Pool) tot stand gebring waarbinne opwekkers kan kompeteer om 'n marktaandeel, en sowel 'n termynmark as 'n kontantmark vir elektrisiteit bedryf word.

- **Oopstel van die transmissiestelsel**

Daar word aanvaar dat die transmissiestelsel, soos die nasionale padstelsel, 'n nasionale bate is en dat dit nie sinvol sal wees om hoogspanninglyne te dupliseer nie. Die transmissiestelsel bly gevolglik 'n natuurlike monopolie wat bestuur word deur 'n onafhanklike entiteit, volgens 'n stel reëls wat verseker dat alle opwekkers en verspreiders of groot gebruikers wat vanaf die transmissiestelsel voer, toegang tot die stelsel het. Die oop transmissiestelsel maak dit moontlik vir enige verspreider of industriële kliënt om met enige opwekker wat aan die poel voorsien, 'n voorsieningskontrak aan te gaan.

- **Latere verdere uitbreiding van kompetisie**

Nadat die sogenaamde elektriese groothandelsmark gevestig is, word kompetisie gewoonlik uitgebrei na kleinere industriële verbruikers en kommersiële verbruikers. Sulke gevalle sal natuurlik vereis dat ook die verspreiders se stelsels oopgestel moet word. Uiteindelik kan die mark

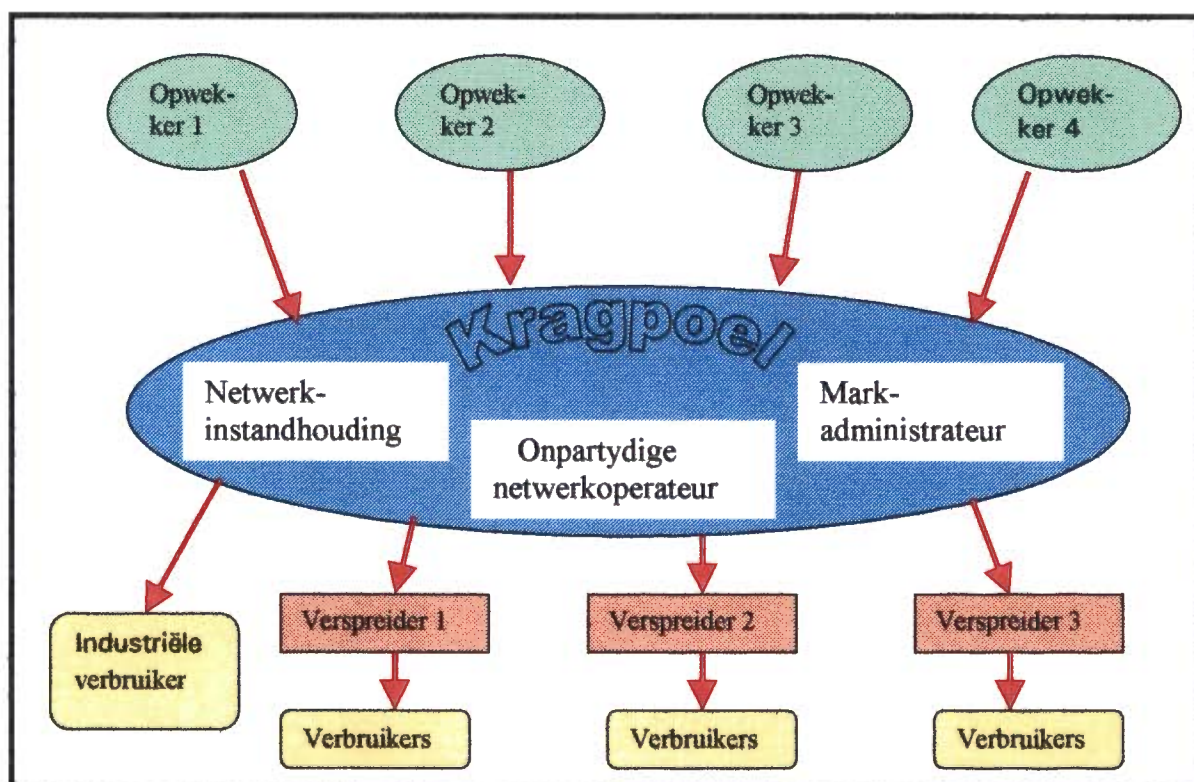
uitgebrei word om ook residensiële kliënte in te sluit, indien die transaksieverwerkingsvermoë van die poel se rekenaars daartoe in staat is.

2.5 Die werking van 'n elektrisiteitsmark

Daar is tot redelik onlangs gedink dat elektrisiteit as 'n vorm van energie slegs oor die kort en langer termyn betroubaar gelewer kan word deur deeglike, gesentraliseerde beplanning en beheer, en dat die besigheid dus nie geskik is vir die gedesentraliseerde besluitneming in 'n markomgewing nie. Vanuit 'n kragstelselstabiliteitperspektief is dit korrek dat sentrale beheer noodsaaklik is, maar die onlangse ervaring in lande soos die Verenigde Koninkryk het bo alle twyfel bewys dat daar met die nodige reëls 'n mark vir elektrisiteit geskep kan word wat kompetisie toelaat sonder dat stelselintegriteit gekompromitteer hoef te word. Die mark word 'n kragpoel (Engels: power pool) genoem en bestaan uit entiteite wat verantwoordelik is vir 'n dag-vooruit of kontantmark, vir onafhanklike netwerkbeheer, en vir die bedryf en instandhouding van die transmissiestelsel. Dit kan diagrammaties soos in figuur 2.2 (p. 24), voorgestel word.

Kompetisie tussen opwekkers vind plaas deurdat elke opwekker vir elkeen van sy generators 'n bod in R/MWh gelewer moet insit vir elektrisiteitslewering vir elke uur van die volgende dag. Die markadministrateur ontvang al die botte en sorteer dit van die goedkoopste tot die duurste vir elke uur van die volgende dag. Generators word vervolgens per uur geskeduleer vir produksie vanaf die goedkoopste masjien, totdat daar aan die verwagte aanvraag voldoen is. Indien 'n opwekker te hoog gebie het, kry hy dus nie 'n markaandeel nie, en kan hy hoogstens 'n gereedstaandiensofui verdien, indien hy opwekeenhede op bystand wil hou vir ingeval daar weens bedryfsprobleme minder as verwag opgewek word.

Figuur 2.2. Voorstelling van 'n tipiese elektrisiteitmark.



Bron: Eie skepping.

Die prys waarteen daar aan die verwagte markaanvraag voldoen word, word die poel-insetprys genoem, en alle opwekkers wat geskeduleer is, kry dié prys, selfs al het hulle laer gebie. Die marginale generator op die stelsel bepaal dus die prys.

Die poel-insetprys word vervolgens beswaar met 'n faktor wat bepaal word deur die reserwe-kapasiteit op die stelsel. Indien daar baie min reserwe op die stelsel is, is daar 'n risiko dat daar nie aan die aanvraag voldoen sal kan word indien 'n opwekker onbepland sou uitklink nie. Die risiko van nie-voldoening word gekwantifiseer en by die poel-insetprys gevoeg. Hierdie toeslag gee 'n pryssein dat daar 'n potensiële mark bestaan vir addisionele opwektoerusting. Daar word verder 'n aantal geringe heffings vir ander dienste soos spanningsbeheer en stelselbedryf bygetel om die poel-uitsetprys te gee. Elke dag se poelpryse word teen ongeveer 16:00 op die vorige dag gepubliseer.

Elke kliënt van die poel of groothandelmark kan teen die poelprys plus 'n transmissieheffing, wat die transmissiekostes tot by sy punt van lewering dek, koop. Alternatiewelik kan daar op 'n sekondêre finansiële mark 'n langtermynkontrak vir elektrisiteitlewering met enige opwekker aangegaan word. In die praktyk is die kontantmark gewoonlik baie volatiel, en sal die meeste industriële gebruikers en verspreiders wat by die poel koop, hulle risiko's met afgeleide instrumente verskans.

2.6 Implikasies vir Eskom

Eskom, as deel van die geïntegreerde wêreld ekonomie, kan nie die oopstelling van oorsese elektrisiteitvoorsieners ignoreer nie, en word toenemend blootgestel aan druk om 'n kompeterende industrie tot stand te bring. Die druk kan vanuit die volgende oorde kom:-

- **Industriële verbruikers**

Nywerhede wat in uitvoermarkte moet kompeteer, sal beter elektrisiteitspryse kan beding in 'n markgerigte EVI, in teenstelling met 'n monopolie waar die versoeking altyd bestaan om groot verbruikers as 'n melkkoei te gebruik waarmee ander marksegmente gesubsidieer kan word. Nywerhede het verder die besorgdheid dat hulle kompeterende posisie kan erodeer indien markkragte elektrisiteitspryse oorsee afdruk, terwyl pryse in Suid-Afrika styg.

- **Regering**

Die inbring van kompetisie tussen opwekkers het die negatiewe konnotasie dat dit tot hoër doeltreffendheid, en gevolglik werksverliese kan lei, nieteenstaande die feit dat bestaande wetgewing reeds afdankings as gevolg van die herstrukturering van staatsbates verbied. Daar kan verwag word dat georganiseerde arbeid in beginsel fundamenteel teen herstrukturering gekant

sal wees. Aan die ander kant sal die gedeeltelike (of volledige) privatisering van Eskom se kragentrales miljarde rande vir die staatskas inbring, en indien dit gebruik word om skuld af te betaal, sal dit die tekort voor lenings afbring na vlakke wat die regering se groei en herverdelingoogmerke moontlik kan maak. Wat die opsie van privatisering betref, is daar die algemene verwagting dat private eienaarskap en die druk vanaf die aandelemark tot beter doeltreffendheid en algemene laer elektrisiteitspryse sal lei, wat op sigself ekonomiese groei sal stimuleer.

'n Beleggingsbesluit vir die bou van die volgende kragstasie moet oor ongeveer 4 jaar geneem word. Die regering sal waarskynlik verkies om private kapitaal daarvoor te lok, sodat meer fondse beskikbaar kan wees vir ander dringende verpligtinge. Indien dit so is, sal die opwekking- en transmissiesektore van die Suid-Afrikaanse EVI oor die volgende aantal jare radikaal getransformeer moet word.

In hierdie stadium wil dit voorkom of die regering nog nie 'n visie ontwikkel het oor waarheen daar gegaan moet word met die stroomopgedeeltes van die EVI nie. Die beperkte bronne tot die beskikking van die Departement van Minerale en Energie, fokus byna uitsluitlik op die distribusie-industrie-herstrukturering weens die dringendheid waarmee oplossings vir probleme in die industrie gesoek moet word.

2.7 Samevatting

In hierdie hoofstuk is die agtergrond en struktuur van die Suid-Afrikaanse EVI ontleed, tot waar dit vandag bestaan uit doeltreffende en tegnologies gesofistikeerde opwek- en transmissiesektore, en 'n gefragmenteerde distribusiesektor waar daar probleme is wat dringende aandag nodig het. Die

addisionele las wat die elektrifiseringsprogram op die industrie plaas, kan ook nie geïgnoreer word nie.

Daar het die afgelope dekade 'n wêreldwye tendens ontstaan van tradisionele vertikaal-geïntegreerde elektrisiteitvoorsieningindustrieë wat gedereguleer word deur die opweksektore te ontbondel en kompetisie tussen opwekkers tot stand te bring. In so 'n elektrisiteitsmark kompeteer opwekkers vir marktaandeel in 'n kragpoel, en word slegs die mees ekonomiese opwekkers wat nodig is om aan die aanvraag te voorsien, toegelaat om op te wek.

Aanduidings is dat markkragte in elektrisiteitvoorsiening tot meer innovasie en groter doeltreffendhede, en dus laer pryse, lei. Eskom, as deel van die geïntegreerde wêreld ekonomie, kan nie bogenoemde tendens ignoreer nie, en is onder druk om in dieselfde rigting te beweeg.

HOOFSTUK 3

SCENARIO'S VIR DIE SUID-AFRIKAANSE ELEKTRISITEITVOORSIENINGSINDUSTRIE

3.1 Dualistiese situasie

Die Suid-Afrikaanse EVI is tans in 'n unieke dualistiese situasie waar dit aan die een kant verantwoordelik is vir 'n ambisieuse en duur elektrifiseringsprogram, en aan die ander kant moet verseker dat energie-intensiewe industrieë se kompeteringsvermoë beskerm word. Wat Eskom betref, sal 'n ontleding van finansiële state aandui dat die maatskappy gemaklik in staat is om beide verpligtinge na te kom en steeds tariefverhogings van 2% tot 3% laer as die verbruikersprysindeks deur te gee. Gedurende 1996 het Eskom 'n netto inkomste van R3 072 miljoen verdien, en meer as R1 000 miljoen aan elektrifisering bestee. Die korporasie se skuldverhouding het vanaf 1,45 in 1995, tot 1,25 in 1996 verminder, terwyl dit in 1990 nog so hoog as 2,74 was (Eskom, 1996:30).

Hierdie goeie resultate is enersyds 'n pluimpie vir Eskom en is die gevolg van doeltreffende bestuur, die lae koste van kapitaal weens die beperkte markrisiko en goedkoop steenkoolpryse. Aan die ander kant het 'n onafhanklike studie deur konsultante vir die 'Energy for Development Research Centre' van die Universiteit van Kaapstad aangetoon dat beduidende verdere kostebesparings van tot 35% moontlik sal wees indien 'n kompeterende industrie tot stand gebring kan word.

Wat munisipale verspreiders betref, lyk die prentjie heeltemal anders omdat daar in baie gevalle groot nie-betalingsprobleme is, en die wins uit elektrisiteitverkope gebruik word om ander dienste te subsidieer. Die nie-

betaling het dus tot gevolg dat die finansiële posisie van plaaslike owerhede in sy geheel bedreig word, en verskeie plaaslike besture vind dit al hoe moeiliker om noodsaaklike verpligtinge na te kom.

3.2 Distribusie-industrie

Soos reeds voorheen genoem, is die Suid-Afrikaanse Elektriteit Distribusie-Industrie (EDI) in 'n ongesonde situasie, en is dringende ingrepe nodig om baie plaaslike oorgangsrade van insolvensie te red. Die EDI-probleme impakteer nie per se op die posisie van Sasol Sintetiese Brandstowwe (SSB) nie, omdat SSB direk vanaf Transmissie gevoer word. Daar is egter 'n georkestreerde poging om 'n munisipale belasting op die elektrisiteitsverkope aan alle verbruikers te hef, en om dié rede is groot nywerhede direk betrokke by die huidige herstrukturering van die EDI. Enige nie-koste-verwante heffing op elektrisiteitspryse sal 'n wesenlike negatiewe invloed op die koste van elektrisiteit vir SSB hê, en kan daarom nie geïgnoreer word nie.

3.2.1 Onlangse studies in herstrukturering

Daar is oor die afgelope 25 jaar verskeie studies oor die EVI onderneem. Wat die distribusie-industrie betref, is die Nasionale Elektrisiteitsforum (NELF)-studie gedurende 1993 en 1994 van belang. Op NELF is al die huidige probleme reeds geïdentifiseer, maar die enigste positiewe gevolg van die NELF-proses was die aanstelling van die Nasionale Elektrisiteitsreguleerder (NER) in 1995. Dr. Ian McRae is as NER aangestel, en het op sy beurt 'n elektrisiteitwerkgroep aangestel wat gedurende 1996 'n voorgestelde herstruktureringsplan aan die regering voorgelê het. Die regering het vervolgens 'n 'Electricity Restructuring Interdepartmental Committee' (ERIC) aangestel en uit die ses staatsdepartemente wat belang het by die saak beman. 'n Verslag is deur die ERIC-span voorgelê wat gedurende Februarie 1997 deur die Kabinet aanvaar is

as die regering se voorgestelde oplossing vir die probleem. Die ERIC-voorstelle is in Augustus 1997 deur die Minister van Minerale en Energie aan 'n werkwinkel van belangegroepes voorgedra, maar dit was spoedig duidelik dat daar weinig gemeenskaplike grond tussen belangegroepes soos georganiseerde arbeid en die bekende sakekamers is.

'n Bosberaad is gedurende Januarie 1998 vir alle lede van 'n ERIC Belangegroep Advieskomitee gehou waarop alle belangegroepes soos Eskom, georganiseerde arbeid, munisipale verspreidersverenigings en sakekamers verteenwoordig was. Die Departement van Minerale en Energie kon egter nie 'n gedeelde visie en 'n mate van belyning onder die belangegroepes bewerkstellig nie.

3.2.2 Probleme wat die EDI in die gesig staar

- **Dispariteite in kostes, tariewe en vlakke van dienslewering**

Dit is elke plaaslike raad se grondwetlike reg om elektrisiteit te versprei en sy eie tariewe te ontwikkel, met die gevolg dat vergelykbare kliënte in verskillende munisipaliteite wat met mekaar in kompetisie mag wees, groot verskille in elektrisiteitskoste ervaar. In sommige gevalle is dit net 'n straat wat sulke verbruikers skei.

Die gefragmenteerde aard van die industrie het tot gevolg dat daar meer as 2000 verskillende tariewe deur die 430 munisipale verspreiders gebruik word (ERIC, 1997:12).

- **Industrie nie in staat om sy finansiële verpligtinge na te kom nie**

Die huidige finansiering- en prysbepalingsmeganismes, waardeur ander munisipale dienste vanuit elektrisiteitverkope gefinansier word, het daartoe gelei dat die industrie nie sy langtermyn finansiële verpligtinge sal kan nakom nie. 'n Noukeurige analise deur die ERIC-span het uitgewys dat die EDI tans

'n negatiewe jaarlikse kontantvloei van R2 miljard ervaar, en dat dit tot R5 miljard per jaar teen 2004 sal groei indien die tendens voortduur (ERIC, 1997:30).

- **Elektrifiseringsteikens word nie bereik**

Baie munisipaliteite bereik, weens die swak finansiële posisie en 'n gebrek aan die nodige bestuursvaardighede, nie hulle elektrifiseringsteikens nie. Daar is verder ten minste 150 munisipaliteite (1994-syfer) wat nie in staat is om hulle Eskom-rekeninge gereeld te betaal nie en self onder ernstige wanbetaling deur inwoners ly (ERIC, 1997:3).

3.2.3 Voorgestelde modelle en tydskaal

Alhoewel daar nog geen finale besluite geneem is nie, is daar twee modelle vir die toekomstige EDI wat as 'n waarskynlike uitkoms beskou kan word. Dit word kortliks bespreek.

- **Die regering se voorstel, of ERIC model**

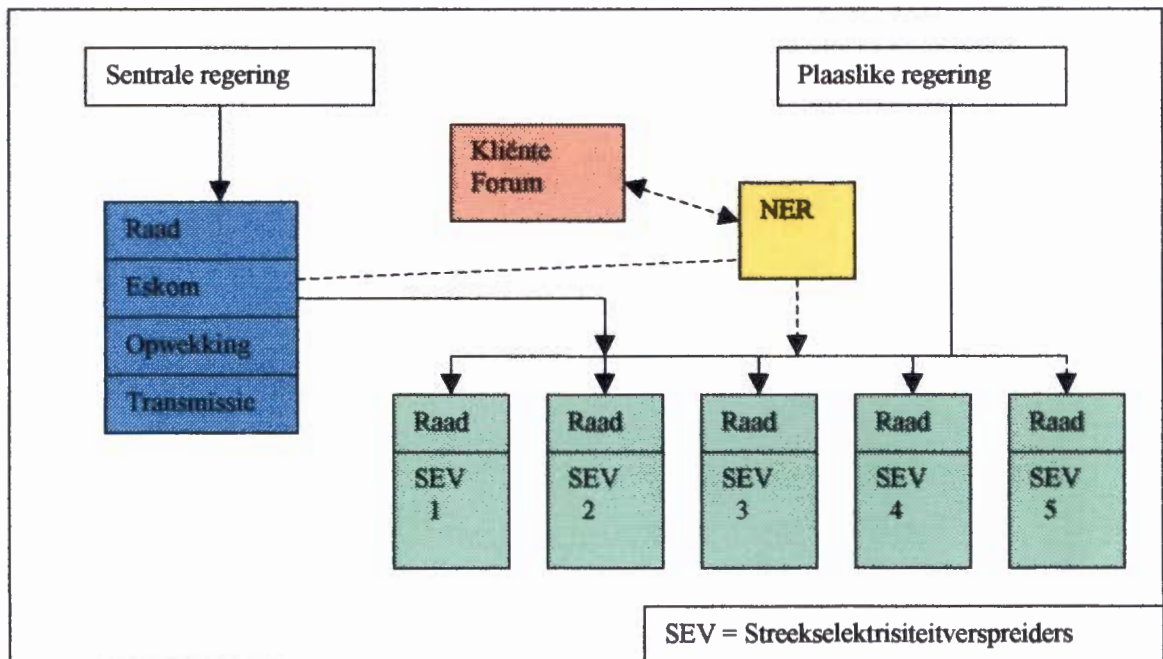
Om bogenoemde probleme op te los, het die regering in beginsel drie ingrepe voorgestel, naamlik (1) die drastiese konsolidasie van die EDI in die maksimum aantal lewensvatbare streeksverspreiders, (2) die landwyse instelling van koste-reflekerende tariewe met deursigtige heffings waardeur finansiering kan geskied, en (3) die aanstelling van 'n herstrukturering-taakspan om die detail hiervan uit te werk en konsepwetgewing voor te berei.

Modellering wat deur die ERIC-span gedoen is, het daarop gedui dat die optimum aantal streeksverspreiders slegs vyf is. Die voorstel is dus om elektrisiteitverspreiding weg te neem by munisipaliteite, en die munisipale

verspreidingstelsels saam met Eskom-Distribusie in die vyf nuwe maatskappye te laat saamsmelt.

Ten einde plaaslike besture steeds van 'n inkomste uit elektrisiteitsverspreiding te voorsien, word voorgestel dat 'n munisipale belasting op die verkope van elektrisiteit ingestel word. Detail oor die vlak van die belasting, en of daar moontlik vrystelling sal wees vir industriële verbruikers wat buite munisipale gebiede geleë is en geen munisipale dienste geniet nie, moet nog deur die herstruktureringspan bepaal word.

Figuur 3.1 Die ERIC-model



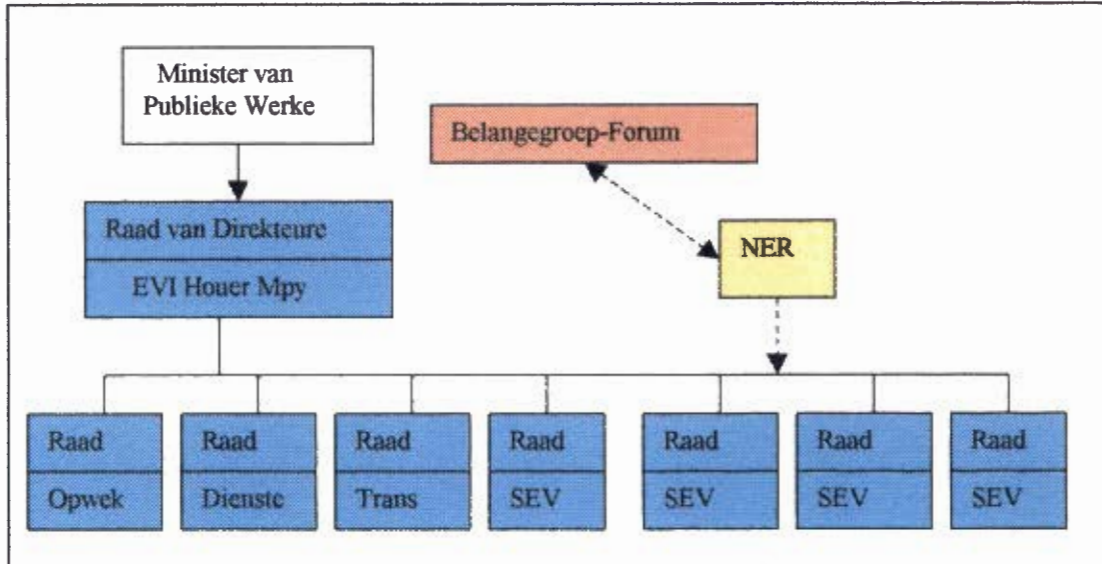
Bron: Morgan, A. 1997:14

- **Alternatiewe Eskom-Transformasie-Meganisme**

Eskom het in beginsel saamgestem met die aanbevelings in die ERIC verslag, maar besorgdhede uitgespreek oor die praktiese uitvoerbaarheid van die voorgestelde samesmelting van Eskom-Distribusie en 'n groot hoeveelheid munisipale verspreiders. 'n Teenvoorstel van Eskom is dat die munisipale

verspreiders eers deur Eskom oorgeneem en behoorlik gevestig moet word, en dan later as streeksverspreiders meer outonomieit gegee moet word.

Figuur 3.2 Die voorgestelde Eskom-Transformasie-Meganisme



Bron: Morgan, A. 1997:25

- **Tydskaal**

Weens die kritieke aard van die situasie in sommige munisipaliteite is dit die oogmerk van die regering om alle ondersoek oor aspekte rakende strukture, finansiering en arbeidsake teen April 1998 afgehandel te hê, en dan kabinetsgoedkeuring vir implementering gedurende Mei 1998 te verkry.

3.2.4 Bedreigings vir SSB

Die gebeure in die EDI hou bepaalde bedreigings, maar ook enkele geleenthede vir SSB in, in die maatskappy se strewe na koste-reflekerende tariewe en maksimale doeltreffendheid.

In die eerste instansie is die voorgestelde munisipale belasting 'n bedreiging omdat selfs 'n relatief geringe belasting van 1c/kWh 'n onmiddellike R50 miljoen per jaar by die maatskappy se kostes sal voeg, sonder dat daar van enige

munisipale dienste gebruik gemaak word. Die beginsel wat in sulke gevalle voorgehou moet word, is dat maatskappye se wíns belas behoort te word, en nie insetfaktore wat kompeterende vermoëns kan benadeel nie.

Verder is SSB as industriële verspreider by die NER gelisensieer, en word elektrisiteit direk vanaf die Eskom-transmissiestelsel ingeneem. Dit sal gevolglik baie ondoeltreffend wees om SSB te dwing om 'n kliënt van 'n streeksverspreider te word, omdat die streeksverspreider as onnodige middelman geen waarde sal toevoeg nie. Die EDI-herstrukturering hou gevolglik die geleentheid in vir SSB om as 'n industriële private verspreider as 'n aparte klein (in geografiese terme) streeksverspreider toegang tot Transmissie te kry.

3.3 Opwekking en Transmissie

Daar is met die onlangse herstrukturering van oorsese elektrisiteitsvoorsieners goeie internasionale ervaring opgedoen waaruit Suid-Afrika kan put. Alhoewel elke land 'n herstruktureringsoefening vir sy spesifieke omstandighede moet aanpas, is dit tog moontlik om tussen vier generiese modelle te onderskei (Hunt & Shuttleworth, 1996:31-75). Elke model word kortliks bespreek.

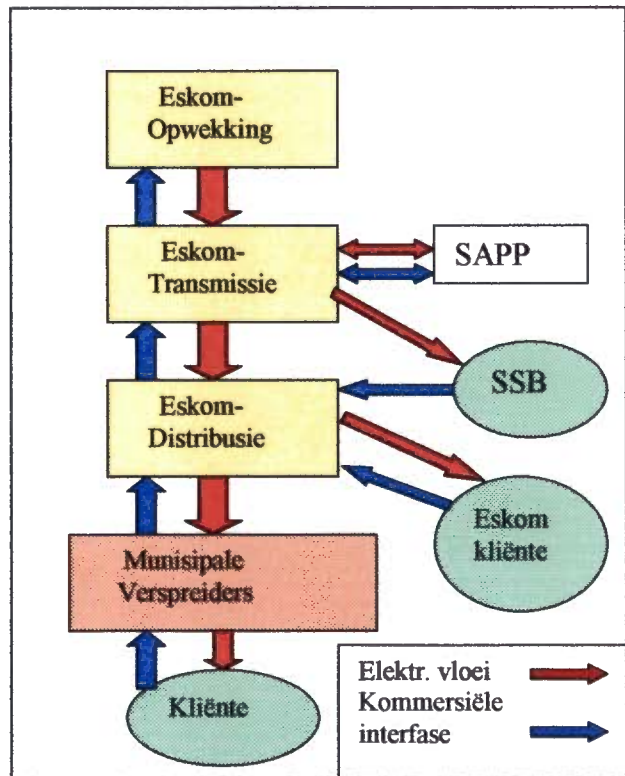
3.3.1 Model 1: Monopolie

- **Beskrywing**

Opwekking is nie onderhewig aan kompetisie nie en geen kliënte het 'n keuse van verskaffer nie. Die struktuur word gekenmerk deur 'n enkele instansie wat verantwoordelik is vir die opwekking en verspreiding van elektrisiteit oor 'n transmissie- en distribusiestelsel na gevange kliënte. Dit is die huidige struktuur van die Suid-Afrikaanse EVI.

Figuur 3.3 Model 1: Die vertikale monopoliestruktuur van Eskom

'n Onderskeid kan getref word tussen monopolieë in staatsbesit, waar die regering self die EVI bestuur (soos bv. in China), en publieke korporasies waar kommersialisering plaasgevind en die staat gewoonlik 'n raad aangestel het om die EVI as 'n onafhanklike besigheid te bestuur. Laasgenoemde is die geval in verskeie lande.



Bron: Eie skepping.

- **Eienskappe**

Volgens Hunt en Shuttleworth (1996:35) is 'n vertikaal-geïntegreerde monopoliestruktuur geskik indien sosiale programme soos elektrifisering en subsidiëring van arm verbruikers 'n oogmerk van die regering is. Sulke programme word gewoonlik nie deur die mark ondersteun nie, omdat die voordele daarvan te wyd vloei en baie langtermyn is. Daar kan aanvaar word dat 'n monopolie die beste struktuur is indien die EVI nog in 'n groeistadium is en daar infrastruktuur gebou moet word.

'n Verdere eienskap van 'n monopoliestruktuur is dat alle risiko's deur die verbruikers gedra word, en dat hulle dus betaal vir die foute van die monopolie. Die koste van kapitaal is gewoonlik laag vir die

elektrisiteitsvoorsiener, en dit, tesame met die lae beleggingsrisiko, lei gewoonlik tot oorinvestering in opwekkapasiteit.

In 'n monopoliestruktuur het die verbruiker geen keuse oor elektrisiteitsaankope of pryse nie. Let op in figuur 3.3 (p. 35) dat SSB vanaf Transmissie voorsien word, maar dat die betaling aan Eskom-Distribusie geskied weens 'n eensydige reël dat geen kliënte vanaf Transmissie mag koop nie.

- **Toepassing**

Die model is aanvanklik in alle lande, met die uitsondering van die VSA, geïmplementeer. Verskeie lande het oor die laaste dekade wegbeweeg van 'n monopolie na 'n model wat kompetisie in een of ander vorm toelaat.

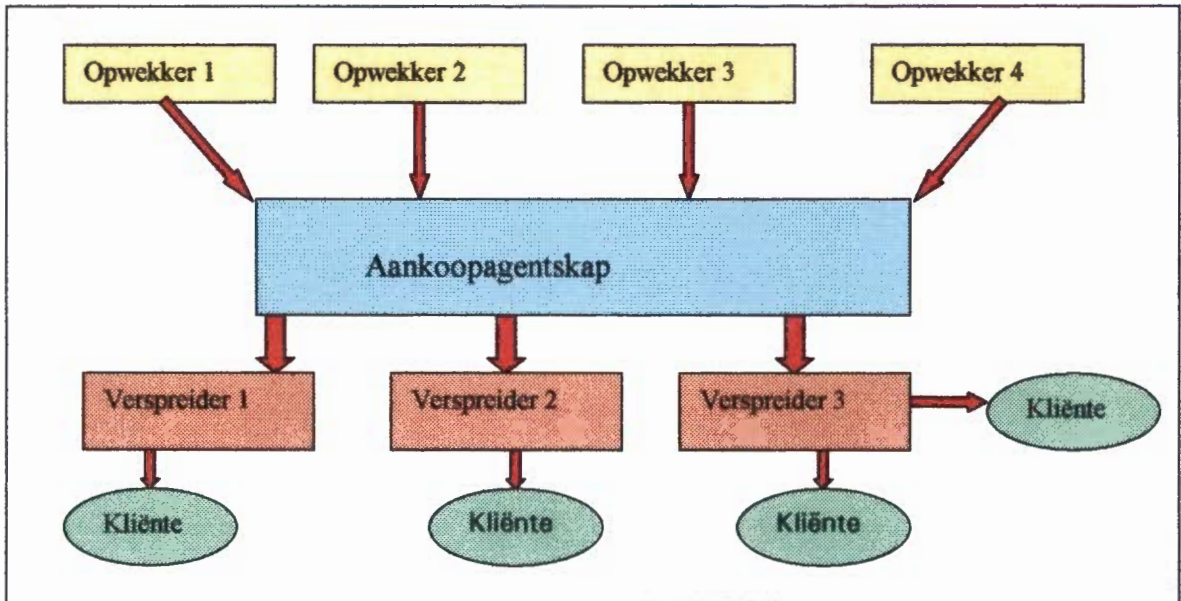
3.3.2 Model 2: Aankoopagentskap

- **Beskrywing**

Hierdie model maak voorsiening vir 'n enkele aankoper van elektrisiteit wat tussen 'n aantal opwekkers kan kies, sodat daar kompetisie in opwekking ontstaan. Toegang tot die transmissiestelsel vir verkope aan verspreiders of finale verbruikers word nie toegelaat nie.

Die aankoopagentskap het 'n monopolie oor die transmissiestelsel en oor verkope aan verspreiders en kliënte.

Figuur 3.4 Model 2: Die aankoopagentskap



Bron: Hunt & Shuttleworth, 1996:44

- **Eienskappe**

Kompetisie tussen opwekkers kan met hierdie model onder beheerde toestande gereguleer word, omdat die aankoopagentskap tussen opwekkers kan diskrimineer. Die agentskap word gewoonlik juis vir dié doel gestig, omdat dit die vermoë het om lae pryse aan laekoste-opwekkers te bied en sodoende die voordele van beleggings waarvoor kliënte moontlik reeds betaal het, deur te gee.

Hierdie model maak dit ook moontlik om 'n nuwe toetreder na die mark te lok indien nodig, selfs al is die markpryse sodanig dat dit nie oor die kort termyn ekonomies geregverdig kan word nie. Omdat die aankoopagentskap die markrisiko dra, sal die koste van kapitaal vir 'n nuwe kragstasie laer wees as wat in 'n marksituasie die geval sou wees. Hierdie punt is 'n groot voordeel bo 'n markmodel, omdat kapitaalkoste 'n beduidende komponent van elektrisiteitspryse uitmaak.

'n Verdere voordeel van die model is dat sosiale beleid gemaklik geakkommodeer kan word, omdat kostes eenvoudig na die gevange kliënte toe deurgegee kan word.

'n Sprong vanaf 'n monopolie na 'n mark mag tot bankrotskap lei vir hoë-koste-opwekkers soos kernkragstasies, terwyl dit groot meevallerwinste vir lae-koste-opwekkers inhou. Met 'n aankoopagentskap kan die probleme vermy word.

Dit is noodsaaklik dat die aankoopagentskap onafhanklik van die eienaars van opwekkers moet wees, ten einde 'n konflik in belange te vermy. Dieselfde geld wat kragstelselbeheer betref.

'n Nadeel van model 2 is dat dit keuses oor beleggingsbesluite in die hande van sentrale beplanners laat, terwyl ervaring aantoon dat sulke besluite beter deur entrepreneurs geneem kan word. Daar is ook natuurlik groot potensiaal vir voorkeurbehandeling en selfs korrupsie in die stelsel waar 'n enkele aankoper besluite moet neem wat miljarde rande per jaar behels.

- **Toepassing**

'n Variasie van model 2 is in 1978 deur die VSA tot stand gebring met die promulgering van die PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act)-wet, wat elektrisiteitsvoorsieners effektief dwing om elektrisiteit vanaf onafhanklike opwekkers te koop teen hulle vermyde koste. Alhoewel die intensie goed was, is toekomstige oliepryse hopeloos oorskat en is langtermynkontrakte aangegaan teen pryse wat nou nog groot verliese vir die utiliteite meebring. Die model is gedurende 1992 in Noord-Ierland geïmplementeer, en word ook in Spanje toegepas.

3.3.3 Model 3: Groothandel-kompetisie

- **Beskrywing**

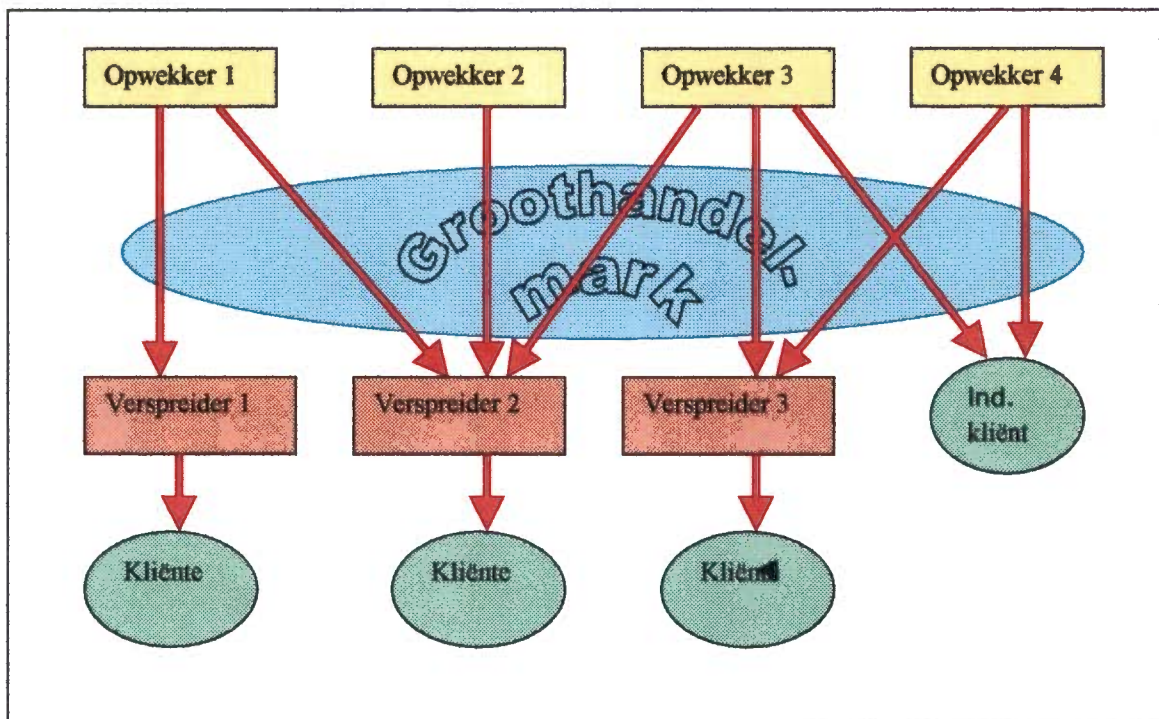
'n Groothandelmark laat alle transmissieklënte (d.w.s. verspreiders en industriële klënte wat vanaf die transmissiestelsel voorsien word) toe om direk vanaf enige opwekker te koop. Verspreiders het steeds 'n monopolie oor hulle eie klënte, maar daar is oop toegang tot die transmissiestelsel.

- **Eienskappe**

Die model is afhanklik van die werking van 'n elektrisiteitmark, en weens die aard van elektrisiteit is die werking van die mark redelik ingewikkeld. Ten einde effektief te funksioneer, is die volgende funksies nodig (Hunt & Shuttleworth, 1996:54):

1. 'n onpartydige netwerkoperateur, wat verantwoordelik is vir kragstelselstabiliteit, soos onder meer frekwensie- en spanningsbeheer. Dit word gedoen deur opwekkers in die mees ekonomiese volgorde, volgens botte wat vooraf deur die opwekkers gemaak is, te laat versend. Die stelseloperateur moet onafhanklik wees van enige handel wat plaasvind;
2. 'n kontantmark (Engels: spot market) waar kopers en verkopers van elektrisiteit kan bïe en op 'n uurlikse basis pryse bepaal. Omdat elektrisiteit nie gestoor kan word nie, kan die kontantmark soms baie volatïel wees. Indien daar slegs 'n beperkte hoeveelheid spelers in die mark is, mag 'n kontantmark vervang word met 'n vorm van geregleerde oop toegang tot die transmissiestelsel;
3. transmissiepryse wat die marginale koste van transmissie weerspieël, en wat die mees ekonomiese bestuur van stelselbeperkings aanmoedig;
4. 'n termynmark waarop opwekkers en verspreiders bilaterale kontrakte kan aangaan, en

Figuur 3.5 Model 3: Groothandel kompetisie



Bron: Hunt & Shuttleworth, 1996:54

5. laastens moet daar vryheid wees vir enige belangstellende om tot die mark toe te tree, of om dit te verlaat.

Beide opwekkers en verspreiders of industriële kliënte kan hulle mark- of prysrisiko's met afgeleide instrumente op 'n sekondêre mark verskans. Dit het in die praktyk tot gevolg dat slegs 'n klein persentasie (tipies 20%) van die aankope fisies deur die kontantmark geskied.

Dit is noodsaaklik vir effektiewe kompetisie tussen opwekkers dat geen opwekker 'n té groot markaandeel het nie. Indien daar vanaf 'n monopolie na groothandelkompetisie beweeg moet word, moet die monopolie-opwekker ontbondel word.

Die model is uiters geskik om effektiwiteitsverbeteringe onder opwekkers aan te moedig. Die kontantmark sal ook ekonomiese effektiwiteit verseker,

en sal byvoorbeeld verhinder dat minder effektiewe opwekkers binne plaaslike besture of industrieë (met toegang tot Transmissie) bedryf word indien daar meer ekonomiese opwekkers elders in die stelsel beskikbaar is. Alle mark- en tegnologiese risiko's word by die opwekkers geplaas, wat gewoonlik in 'n beter posisie is om die regte besluite te neem as reguleerders.

'n Groothandelmark sal nie van nature sosiale programme of omgewingsbewaring steun nie, omdat dit slegs ingestel is op winsmaksimalisering. Sulke programme sal dus met wetgewing gereël moet word.

'n Verdere probleem met model 3 is dat die distribusiestelsels steeds toe is, en dat dit dus tot groot dispute kan lei oor waar die transmissie/distribusie-interfase lê. Daar is gewoonlik aansienlike druk vir markdeelname vanaf gevange kliënte van verspreiders. Om dié rede is die groothandelkompetisie-model in baie gevalle 'n deurgangmodel na 'n ten volle kompeterende industrie.

- **Toepassing**

Die model is in Engeland en Wallis toegepas met die herstrukturering en privatiseringsaksies van 1990, en in die VSA sedert die Energy Policy Act in 1992 gepromulgeer is. In beide gevalle is daar intussen in die rigting van model 4 beweeg. Die model word toegepas in lande soos Australië, Nieu-Seeland en Noorweë.

3.3.4 Model 4: Kleinhandelkompetisie

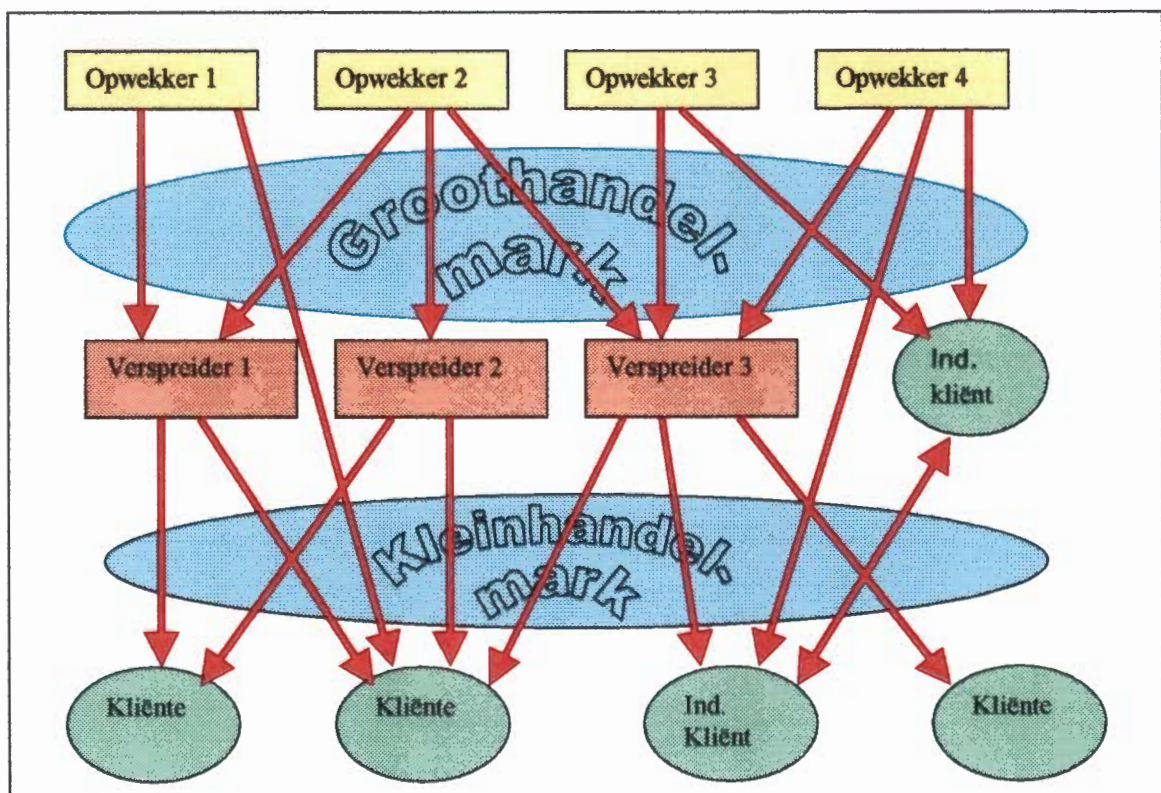
- **Beskrywing**

Hierdie model laat alle kliënte toe om hulle verskaffer te kies. Sowel die transmissie- as distribusiestelsels is oopgestel, en energie kan via die stelsels vanaf enige opwekker gekoop word. Wat die verspreiders betref, word 'n onderskeid getref tussen energiehandel aan die een kant, en stelselbedryf en instandhouding aan die ander kant. Eersgenoemde is blootgestel aan kompetisie, terwyl laasgenoemde 'n gereguleerde monopolie bly, en elektrisiteit teen 'n fooi vanaf enige verkoper na enige koper sal versprei.

- **Eienskappe**

Weens die groot hoeveelheid deelnemers in die mark is 'n kontantmark in die model onmisbaar, ten einde die wanbalanse tussen die gekontrakteerde en

Figuur 3.6 Model 4: Kleinhandelkompetisie



Bron: Hunt & Shuttleworth, 1996:66

werklike energievloei te hanteer.

Meting en transaksiekostes in die model kan 'n groot probleem word as 'n groot hoeveelheid klein verbruikers in die mark moet deelneem, omdat elke kliënt se verbruik intyds gelees moet kan word. In die EVI beteken intyds die gemiddelde uurlikse of halfuurlikse syfers.

Omdat geen monopolistiese optredes deur opwekkers of verspreiders moontlik is nie, is dit nie nodig om vertikale herintegrasie of horisontale oornames met wetgewing te beperk nie. Die enigste rol van die reguleerder in die model is om toe te sien dat gesonde kompetisie bly voortbestaan deur die markkrag van deelnemers te beperk, indien nodig.

- **Toepassing**

Die model is die logiese eindpunt waarheen alle kompeterende Elektrisiteitvoorsieningsindustriëë migreer, en kan in die meeste gevalle gesien word as die model van die toekoms. In Engeland en Wallis sal kompetisie tot op residensiële vlak op 1 September 1998 in werking tree.

Daar kan aanvaar word dat model 4 by uitstek geskik is vir ontwikkelde lande omdat dit hoë eise stel aan inligtingstelsels van die poel ten einde al die nodige transaksies te verwerk.

3.4 Waarskynlike scenario's vir die Suid-Afrikaanse EVI

3.4.1 Werkswyses gevolg

In 'n poging om die optimale posisionering vir SSB in die veranderende omgewing te verkry, is besluit om weg te spring met 'n volledige scenariobeplanningsoefening vir die Suid-Afrikaanse EVI. Vir dié doeleindes is

'n proses gevolg wat deur die Global Business Network and Centre for Innovative Leadership ontwikkel is.

Verder is daar aktief betrokke geraak by die herstrukturering van beide die distribusie-industrie en dié van Opwekking en Transmissie. Omdat daar reeds goeie kontakte opgebou is by die NER en by Eskom, en omdat SSB een van die grootste industriële rolspelers is, was dit moontlik om genomineer te word om te dien op 'n aantal NER-taakspanne wat aangestel is om sekere aspekte van die EVI te ondersoek. Taakspanne wat spesifiek hier van belang is, is die Elektrisiteitmark-Taakspan en die Sleutel-Industriële Kliënte-Taakspan wat albei gedurende die middel van 1996 aktief was, asook 'n Groothandel Elektriese Tarief-Taakspan wat gedurende November 1997 in die lewe geroep is.

3.4.2 Mees waarskynlike scenario's

Met inagneming van alles wat vooraf gesê is, en gegewe die beplande tydskaal van die ERIC-proses, is die volgende 'n waarskynlike uitkoms van die EVI-herstruktureringproses:-

- **Distribusie-Industrie konsolideer in streeksverspreiders**

Die Eskom transformasiemeganisme, soos voorgestel in figuur 3.2 (p. 33), is die mees waarskynlike uitkoms vir die distribusie-industrie, wat beteken dat 'n aantal (waarskynlik 7) streeksverspreiders onder beheer van die EVI-houermaatskappy tot stand sal kom. Dit behoort teen die einde van 1998 of aan die begin van 1999 te geskied. Die streeksverspreiders, asook industriële verbruikers met toegang tot Transmissie, sal elektrisiteit teen enige standaard Eskomtarief, of teen die groothandeltarief vanaf Opwekking via Transmissie kan aankoop. Wat Opwekking en Transmissie betref, word daar vir die onmiddellike toekoms weinig veranderinge verwag.

Die streeksverspreiders sal die nodige bronne en kundigheid kan bymekaarmaak, en met die nodige kruissubsidiëring in staat wees om die elektrifiseringsprogram teen ongeveer 2002 af te handel. Verdere elektrifisering vanaf daardie datum sal normale besigheid vir die streeksverspreiders wees.

- **EVI ontbondel en groothandelmark kom tot stand**

Die streeksverspreiders behoort teen die eeuwisseling of kort daarna in staat te wees om onafhanklik voort te bestaan. Daar mag ook moontlik pogings wees om verder te onderverdeel, omdat oorsese ervaring aandui dat ekonomie van skaal-voordele op verspreidervlak redelik vinnig uitloop, en sommige van die streke geografies baie uitgestrek is.

Indien die nodige voorbereidende wetgewende en regulerende werk afgehandel kan word, sal Suid-Afrika reeds kort na die eeuwisseling gereed kan wees om Eskom-Opwekking te ontbondel en 'n elektriese groothandelmark tot stand te bring. Die vlak van sofistikasie onder verspreiders en groot industriële kliënte maak die werking van 'n mark reeds vroeër moontlik, maar daar word aanvaar dat dit 'n paar jaar sal neem om die beginsels op politieke vlak aanvaar te kry.

Ten einde effektief te funksioneer, sal 'n kragpoel en kontantmark vir elektrisiteit tot stand gebring moet word, wat dan die groothandeltarief as oordragsprys na streeksverspreiders sal vervang. Dit sal ook vir verspreiders of industriële kliënte moontlik wees om 'n voorsieningskontrak met 'n opwekker aan te gaan volgens die groothandeltarief, of enige wedersyds-aanvaarbare tariefstruktuur.

Daar word aanvaar dat Suid-Afrika se inligtingstelsels en kleiner verbruikers nie in die afsienbare toekoms in staat sal wees om die kompleksiteit van 'n

kleinhandel-elektrisiteitmark te hanteer nie. Daar word gevolglik aanvaar dat 'n groothandelmark, met latere toegang vir industriële kliënte en moontlike ander kliëntkategorieë tot Transmissie, voorlopig die finale model sal wees.

3.5 Samevatting

Die distribusie-industrie in Suid-Afrika is nie oor die medium termyn ekonomies lewensvatbaar nie, tensy aansienlike tariefverhogings na verbruikers deurgegee word. Die grondoorsake van die probleem is die gefragmenteerde aard van die industrie, en die subsidiëring van ander munisipale dienste vanuit elektrisiteitsverkope. Hierdie is 'n komplekse probleem wat slegs deur herstrukturering en tariefhervorming reggestel kan word.

Die regering se voorgestelde oplossing vir die distribusie-industrie is om dit tot vyf lewensvatbare streeksverspreiders te rasionaliseer. 'n Alternatiewe voorstel vanaf Eskom is dat 'n EVI houermaatskappy tot stand gebring moet word, sodat beter sentrale beheer en koördinasie tydens die rasionalisasieproses moontlik kan wees.

Wat die opwek- en transmissiesektore betref is daar vier generiese modelle waarbinne alle elektrisiteitvoorsieningsindustrieë gekategoriseer kan word, vanaf 'n vertikale monopoliestruktuur tot 'n model waarbinne kleinhandelkompetisie plaasvind.

'n Scenariobepanningsoefening is gehou, waarna daar gepostuleer is dat die Suid-Afrikaanse Distribusie-Industrie gedurende 1999 sal konsolideer in streeksverspreiders, en dat 'n groothandelmark kort na die eeuwisseling tot stand sal kom.

HOOFSTUK 4

VANAF KOSTESTRUKTURE NA TARIEFSTRUKTURE

4.1 Elektrisiteit as kommoditeit

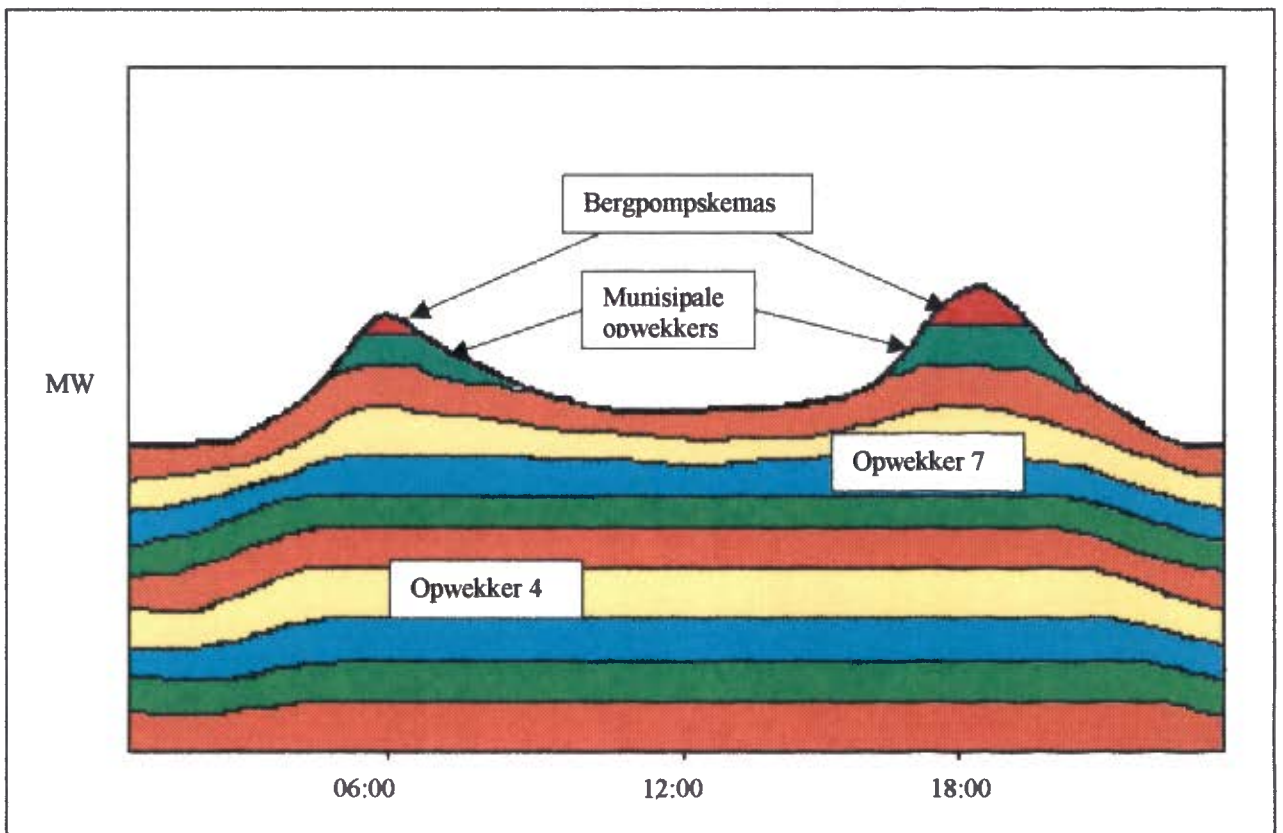
Elektrisiteit is 'n vorm van energie wat vir alle praktiese doeleindes nie effektief gestoor kan word nie. Dit bring mee dat die totale opwekking plus verliese binne 'n gegewe kragstelsel te alle tye presies gelyk moet wees aan die totale verbruik. Indien dit nie die geval is nie, raak die stelsel onstabiel en sal gevorderde beheertoerusting vinnig ingryp om die balans te herstel, ten einde 'n algehele nasionale kragonderbreking te voorkom.

Die nasionale lasprofiel is natuurlik buite beheer van die elektrisiteitsvoorsiener, maar volg gelukkig 'n redelik voorspelbare profiel wat deur pieke in die oggende en aande op weekdae gekenmerk word. Bogenoemde beperking wat die stoor van elektrisiteit betref, bring mee dat 'n nasionale elektrisiteitvoorsiener voortdurend opwektoerusting in of uit bedryf moet stel om in die wisselende aanvraag te voorsien, of moet saamleef met opwektoerusting wat teen lae vragte oneffektief bedryf word. Die opwektoerusting word op die mees ekonomiese wyse benut deur groot, doeltreffende kragstasies sover moontlik kontinuu te bedryf, en die kleiner, minder ekonomiese eenhede of bergpompskemas, te gebruik om oor die oggend- en aandpieke te kom. In uiterste gevalle word gasturbines in bedryf gestel om in die aanvraag te voorsien indien daar om watter rede ookal nie genoeg konvensionele opwekeenhede beskikbaar is nie. Sien Figuur 4.1 (p. 48) vir 'n voorstelling van 'n tipiese opwekkerskedule gedurende 'n wintersdag in Suid-Afrika.

Weens die feit dat elektrisiteit nie effektief gestoor kan word nie, en omdat die groot kragstasies nie vinnig in en uit bedryf gestel kan word nie, is daar

gewoonlik 'n oormaat opwekkapasiteit in die nagte en tussen die pieke beskikbaar, en sal opwekkers bereid wees om in dié periodes teen 'n lae koste addisionele opwekking te lewer. Tydens pieke is die omgekeerde waar en moet daar teen hoë koste verseker word dat voldoende reserwe-kapasiteit op die stelsel is.

Figuur 4.1 'n Tipiese opwekkersskedule gedurende 'n wintersdag



Bron: Eie skepping.

Die marginale koste van opwekking verander dus voortdurend, en kan wissel van ongeveer R20/MWh gedurende die nag, tot R200 tydens die aandpiek. In abnormale gevalle, wanneer 'n gas turbine bedryf moet word, kan die marginale koste van opwekking tot so hoog as R700/MWh styg.

Transmissie- en distribusieverliese word bepaal deur die spanningsvlak en die afstand waarvoor die elektrisiteit versprei word. Buiten die verliese is daar

natuurlik ook vaste koste en veranderlike koste vir die bedryf en instandhouding van die transmissie- en distribusiestelsels wat verhaal moet word.

Die koste van elektrisiteit is dus 'n funksie van die tyd en die plek op die verspreidingsstelsel vanwaar dit gekoop word. Dit is weens die kompleksiteit van die situasie nie prakties om die werklike koste van elektrisiteit vir elke minuut op elke plek op die kragstelsel te bepaal nie. Enige tariefstruktuur is 'n vereenvoudiging van die werklikheid, alhoewel daar onlangs innoverende tariefstrukture ontwikkel is wat die werklike koste van kragvoorsiening goed benader.

Vanuit 'n bemarkingsperspektief kan elektrisiteit as 'n produk opgebreek word in 'n energiekomponent wat hom gedra soos 'n kommoditeit met 'n sero-rakleef tyd, en 'n aflewerdiens wat bepaal word deur die vervoerkoste vanaf die opwekker na die verbruiker. Hierdie analogie het dit moontlik gemaak om elektrisiteitmarkte te ontwikkel, ondanks konvensionele wysheid wat aanvanklik te kenne wou gee dat gesentraliseerde beplanning en beheer die enigste manier is om langtermyn-kragstelselstabiliteit te verseker. Sheble (1996:1770) se artikel oor die kommoditisering van elektrisiteit en die ontstaan van elektrisiteitmarkte is 'n goeie voorbeeld van heelwat werk in dié verband wat onlangs die lig gesien het.

Die kostes verbonde aan elektrisiteit word vervolgens verder ontleed.

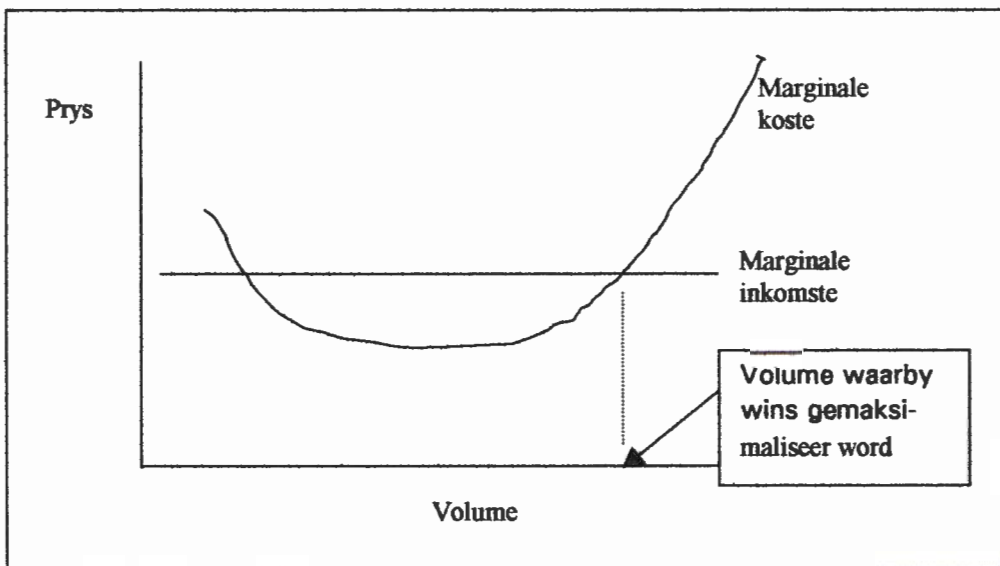
4.2 Die marginale koste van elektrisiteit

4.2.1 Energiekoste

Ekonomiese teorie dui duidelik aan dat ekonomiese hulpbronne die beste gebruik word, en welvaart gemaksimaliseer word, wanneer pryse gelyk is aan

die marginale koste van produksie. Soos verduidelik word deur Van der Merwe en Viviers (1991:121), word wins gemaksimaliseer in sowel die gevalle van volledige mededinging as in 'n monopolie wanneer die marginale inkomste gelyk is aan marginale koste, en wel op die stygende deel van die marginale kostelyn in figuur 14.2.

Figuur 4.2 Winsmaksimalisering in 'n mark



Bron: Van der Merwe & Viviers, 1991:121.

Bokant bogenoemde ewewigspunt vloeï informasie tussen produsente en verbruikers op die perfekte wyse: die verbruikers druk hulle gewilligheid om te betaal uit as die geld wat bestee word vir die verkryging van addisionele nut uit verhoogde elektrisiteitsverbruik, en produsente kommunikeer die werklike koste om meer elektrisiteit te lewer.

Die toepassing van marginale koste-prysbeginsels in die praktyk is egter moeiliker as die ontwikkeling van die teoretiese beginsels. Die gevolg hiervan is dat twee reaksies kan ontstaan: enersyds kan marginale koste-prysing verwerp word en kan daar teruggeval word op historiese metodes wat slegs gemiddelde kostes lewer. Aan die ander kant kan daar gepoog word om van

die beperkings inherent aan die EVI (soos die nodigheid van sosiale ewewigtigheid en die beperking van winste of verliese in 'n gereguleerde monopolie) by 'n marginale koste-prysstelsel by te werk.

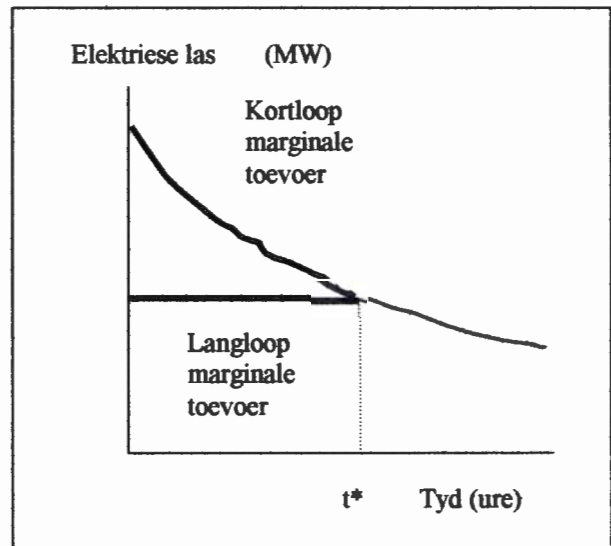
Die meeste tariefstelsels in die praktyk is 'n mengsel van gemiddelde koste- en marginale koste-filosofieë, omdat eersgenoemde 'n te kru instrument is om effektiewe gedrag by verbruikers aan te moedig, en laasgenoemde te kompleks is vir algemene toepassing. Die sogenaamde inligtingsrevolusie het egter tot gevolg dat die koste van inligting, meting en seinverwerking elke jaar beduidend afkom. Dit is gevolglik reeds prakties moontlik en ekonomies wenslik dat marginale koste-prysing oorweeg behoort te word vir implementering op die transmissie/distribusie-interfase en deur alle groot industriële kliënte wat elektrisiteit teen transmissiespannings koop.

'n Interessante manier om aan marginale koste-prysing te dink volgens Verbruggen (1995:19), is om die nasionale lasprofiel met vertikale snitte te verdeel in stede van die meer bekende horisontale verdeling soos in figuur 4.1. Deur dan die periodes van hoog na laag te rangskik, kan 'n lasduurkromme soos in figuur 4.3 verkry word. In die figuur word die geval aangetoon waar 'n opwekker 'n addisionele marginale aanvraag moet voorsien vir t^* ure. In beginsel kan die produsent die marginale las op twee maniere voorsien:-

- Hy kan nuwe (marginale) kapasiteit bou, en dit vir t^* ure bedryf. Die benadering bring nuwe kapitaal en veranderlike koste van die nuwe aanleg in die gedrang, en dit word die **langloop marginale koste** genoem.
- Hy kan die produksie van eenhede wat gedeeltelik belas is, verhoog vir t^* ure. Die benadering sal die veranderlike koste van die aanlegte in bedryf verhoog, en word die **kortloop marginale koste** genoem.

Daar kan bewys word dat albei benaderings dieselfde koste-toenames tot gevolg het as die opwekstelsel optimaal saamgestel is (Verbruggen, 1995:19). Indien elektrisiteitspryse dus gebaseer word op die kortloop marginale koste van opwekking, sal genoeg inkomste gegenereer word vir opwekkers om ook hulle kapitaalkostes te delg.

Figuur 4.3 Marginale kostes van opwekking



Bron: Verbruggen, 1995:29

Tabel 1 (p. 53) gee 'n goeie opsomming van die tradisionele horisontale en meer korrekte vertikale benaderings wat gebruik word vir die bepaling van tariewe waarmee kostes verhaal kan word.

4.2.2 Transmissiekoste

By die transmissie/distribusie-interfase op 'n kragstelsel sal die koste van elektrisiteit bestaan uit 'n energiekomponent, wat die grootste persentasie van die koste sal uitmaak, en 'n transmissiekomponent, wat die vervoerkoste verbonde aan die lewering van die elektrisiteit op die betrokke punt verteenwoordig. In die literatuur word oorweldigende klem op die ontbondeling en analise van opwekkoste gelê, terwyl transmissiekoste in baie gevalle oor die hele netwerk ge-egaliseer word. Dit is 'n growwe ooreenvoudiging van die werklike situasie en lei tot groot geografiese kruissubsidies. Indien deursigtigheid en koste-reflekterende tariewe 'n oogmerk van die elektrisiteitvoorsiener is, of indien daar na 'n marksituasie

Tabel 4.1 'n Vergelyking van die horisontale en vertikale benaderings met elektrisiteit-tariefontwikkeling.

Horisontale benadering	Vertikale benadering
Die energie-area onder die laskurwe is horisontaal per aanleg verdeel.	Die energie-area onder die laskurwe is vertikaal per uur verdeel. As die verdeling fyn genoeg is, word die energiemeting (kWh) 'n betroubare aanduiding van die kapasiteit wat gebruik is (kW).
Die relevante koste is die vaste en veranderlike koste van die verskillende kragstasies.	Die relevante koste is die veranderlike koste van die marginale eenhede (met inagnome van die betroubaarheid van die toevoer).
Tariewe word gebaseer op 'n skatting van die tipe kragstasie wat in die aanvraag van kliënte moet voorsien.	Tariewe reflekteer slegs die veranderlike koste van die marginale opwekker wat nodig is om op daardie oomblik in die aanvraag te voorsien (stelsel lambda).
Verbruikers word gekategoriseer volgens hulle laskarakteristieke. Verbruikers met hoë lasfaktore word basislas genoem, dié met klein lasfaktore pieklas, en dié tussenin intermediêr.	Alle verbruikers op enige oomblik is op gelyke voet, m.a.w. elke verbruikte kWh dra dieselfde verantwoordelikheid om die totale las op te bou.
Meetprobleme bestaan met die meet van kliënte in verskillende klasse. Sekere korreksies met tyd-van-gebruik-tariewe sal nodig wees.	Meting vereis tyd-van-gebruik-opnames, verkieslik intyds.
Dié benadering is die mees algemene vandag, en is die mees geskikte vir kleinhandel-kliënte.	Die benadering behoort gebruik te word vir groot volume-transaksies.

Bron: Verbruggen, 1995:32

beweeg wil word, is dit nodig dat die koste van transmissie, en meer spesifiek die marginale koste van transmissie, in detail ontleed moet word.

Daar is heelwat uitdagings wat so 'n studie betref, omdat die teorie rondom koste-analises in transmissie- en distribusiestelsels nog nie ten volle ontwikkel is nie. 'n Detail-analise van transmissiekoste is 'n onderwerp vir nagraadse studie op sigself, en val buite die bestek van hierdie studie. Daar kan egter van die volgende kostekomponente kennis geneem word:-

- **Kapitaalkoste**

Anders as in die geval van 'n kragstasie, is die koste vir die delging van die kapitale belegging in 'n transmissiestelsel groot in vergelyking met bedryfskoste. Dit is veral waar in gebiede waar elektrisiteit oor lang afstande ingevoer moet word, soos byvoorbeeld die Oos-Kaap en Westelike Provinsie in Suid-Afrika.

Die mees algemene praktyk is om transmissietariewe slegs te baseer op die kapitale investering, maar die benadering moedig nie optimale gebruik van die transmissiestelsel aan nie, en stuur dus nie die ware ekonomiese kosteseine na verbruikers nie. Aan die ander kant sal die kortloop marginale koste van transmissie beslis nie aan die inkomstebehoefte van die transmissiestelsel voldoen nie. Daar is onlangs verskeie interessante oplossings vir die probleem voorgestel, waaronder 'n benadering waarvolgens 'n transmissie-aanvraagheffing bereken word wat verband hou met die ekonomiese waarde wat die transmissiediens aan 'n kliënt bied (Perera *et al.* 1996:1419).

- **Bedryfskoste**

Die grootste hiervan is stelselverliese, omdat sowel aktiewe (MW) as reaktiewe (MVA_r) drywingsoordrag verliese in transmissielyste tot gevolg het (Yu & David, 1997:504). Die verliese moet met addisionele opwekking goedgemaak word. Verder is daar bedryfskoste verbode aan stelselbedryf, soos reaktiewe ondersteuning, skedulering van opwekkers, voorsiening van

stelselreserwe en inbedryfstellingsvermoëns na 'n algehele kragonderbreking. Laastens is daar ook bestuur- en instandhoudingkoste.

'n Spesifieke probleem met marginale transmissiekoste is die sogenaamde lusvloei-probleem, wat die gevolg is van die feit dat elektrone in 'n interverbinde netwerk nie vloei vanaf die gekontrakteerde opwekker na die koper se substasie oor die kortste roete nie, maar oor verskeie parallelle roetes in stroomdigthede wat omgekeerd eweredig is aan die verskillende roetes se impedansies (Zobian & Ilic, 1997:549). Enige transaksie tussen punte A en B op die netwerk het dus 'n invloed, wat positief of negatief kan wees, op ander dele van die netwerk. Verder, indien 'n nuwe lyn geïnstalleer word vir 'n spesifieke nuwe behoefte, soos byvoorbeeld 'n nuwe industriële kliënt, verander dit die netwerktopologie en veroorsaak dit veranderinge in energievloei en betroubaarheid na bestaande kliënte wat moontlik nie bereid is om vir die veranderinge te help betaal nie (Yu & David, 1997:504).

Dit is ook moontlik dat sekere addisionele behoeftes op 'n spesifieke node in 'n netwerk die totale verliese in die netwerk kan verminder omdat dit tot 'n beter balans oor die netwerk lei. In so 'n geval sal die marginale transmissiekoste van die spesifieke kliënt negatief wees, omdat die transaksie vir die netwerk geld spaar.

Bogenoemde kompleksiteit is egter nie onoorkomelik nie, en Eskom-Transmissie het reeds 'n volledige, koste-reflekterende metodologie ontwikkel waarmee die werklike koste van transmissie by elke voorsieningspunt op die stelsel bereken word. Dit staan as die Verspreide Faktor-Metode bekend en kom daarop neer dat sowel elke opwekker as elke kliënt se bydrae tot die totale lasvloei patroon bereken en gesommeer word, en die kostes daarvan individueel ge-allokeer word (Barnard:1997). Ongelukkig is dit nog slegs 'n

akademiese oefening omdat die werklike kostes per kliënt deur die bestaande kruissubsidies verswelg word.

4.3 Die ontwikkeling van tariefstrukture

Die struktuur van die EVI bepaal vir alle praktiese doeleindes die kostestruktuur wat gevolg sal word, en dit bepaal weer watter tariefstrukture aangewend word om die inkomste te verseker. Die beginsels wat geld by die twee generiese strukture, nl. 'n monopolie of 'n mark, word kortliks bespreek.

- **Monopolie**

In 'n monopolie soos die wat Eskom het is die inkomstebehoefte om die verlangde opbrengs op belegging te verseker, die wegspringpunt. Tariefaanpassings word dus deur die monopolie as prysvassteller so bereken dat die begroting sal klop as die verwagte verkoopsvolumes sal realiseer.

Die kostes van 'n elektrisiteitvoorsiener is egter baie afhanklik van die nasionale lasprofiel, en indien verbruikers se gedrag verander kan word sodat die stelselpieke laer word en die valleie hoër, word daar op veranderlike koste bespaar en word die noodigheid vir verdere kapitale investering uitgestel. Die monopolistiese voorsiener ontwikkel dus tariefstrukture wat voorbeeldige gedrag by verbruikers beloon, en wat onvoorbeeldige gedrag vanuit sy perspektief penaliseer. Dit moet alles binne die beperkinge van die voorsiener se meetstelsels en seinverwerkingsvermoëns geskied.

'n Monopolistiese voorsiener kan ter wille van politieke en sosiale oogmerke kruissubsidies tussen kliëntkategorieë en geografiese gebiede instel, soos wat deur die vorige regering gedoen is met elektrisiteitvoorsiening aan boere, en die huidige regering waarskynlik gaan doen om plaaslike besture te help.

Kruissubsidiëring is egter inherent ekonomies ondoeltreffend, en 'n punt kan gou bereik word waar langtermyn groei benadeel word weens politieke agendas. 'n Monopolistiese voorsiener kan dus deur realiteite gedwing word om subsidies te beperk en nader aan koste-reflekerende tariewe te beweeg.

Die interessante hier is dat optimale sinergie tussen 'n monopolistiese opwekker en sy kliënte verkry word deur middel van 'n tariefstruktuur wat die markmeganisme so getrou moontlik probeer naboots. Hiervoor moet die marginale koste van opwekking bereken word volgens die stelsel-bedryfskonfigurasie, of met behulp van 'n interne kwasi-kompeterende markstelsel. Dit word intydse prysing genoem (Engels: real time pricing), en behels 'n tariefstruktuur waarvan die energiekoste uurliks verander.

- **Kompetisie**

In 'n mark word pryse deur die wette van vraag en aanbod bepaal, en is die elektrisiteitvoorsiener 'n prysnemer. Risiko's van beide 'n voorsiener en sy kliënt word gewoonlik met termynmarkkontrakte verskans, met 'n kontantmark waarop die verskil tussen gekontrakteerde en werklike volumes verhandel word. Die marginale pryse van opwekking word dus deur die kontantmark ontdek, en word met 'n faktor beswaar wat ekwivalent is aan die stelselstabiliteit. Sodra die poelpryse begin reageer op tekorte aan opwektoerustingbeskikbaarheid, sal dit 'n pryssein gee vir addisionele investering in die regte tipe opwektoerusting.

4.4 Standaard Eskom-tariefstrukture vir SSB

4.4.1 Nightsave

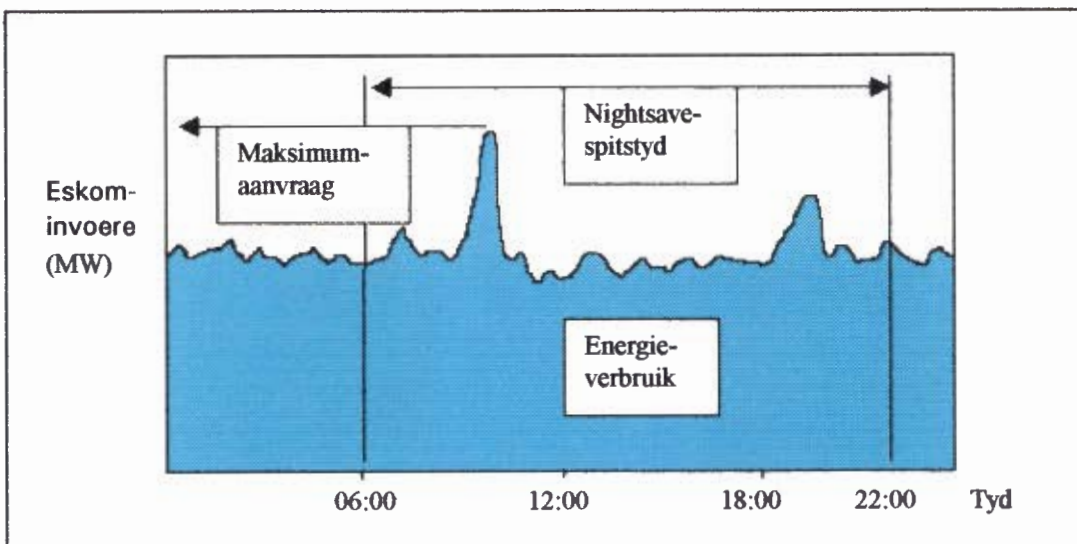
Sedert die inbedryfstelling van die Sasol Twee en Sasol Drie-aanlegte in die vroeë tagtigerjare tot ongeveer 1989, is elektrisiteit volgens die Eskom

Nightsave-tarief aangekoop. Die tarief is in 1989 na die sogenaamde S-kurwe-tarief gewysig, wat volgens dieselfde beginsels werk en waarvolgens daar maandeliks vir 'n afgeleide maksimumaanvraag betaal moes word. In die praktyk het die S-kurwe-tarief geen beduidende besparing in elektrisiteitskoste meegebring nie (De Wet, 1993:72).

Die Nightsave-tarief is die standaard Eskomtarief vir grootkragklante, en bestaan uit twee dele, naamlik 'n maksimumaanvraagdeelte, wat veronderstel is om die vaste koste te delg wat Eskom moes aangaan om SSB te voorsien, en 'n energiedeelte, wat die Eskom veranderlike koste moet dra.

Die maksimumaanvraagkoste word bepaal deur die hoogste verbruik gedurende enige halfuur integrasieperiode in die maand gedurende spits tyd. Nightsave-spits tyd is vanaf 06:00 tot 22:00 op woensdae. Vir 132kV-klante soos SSB beloop maksimumaanvraagkoste in 1997 R29 410/MW voor BTW.

Figuur 4.4 Die Eskom Nightsave-tarief



Bron: Eie skepping

SSB se gemiddelde invoere vanaf Eskom is ongeveer 550 MW, terwyl nog 600 MW intern opgewek word. Indien stoomtekorte ontstaan, word interne

opwekking outomaties teruggesny ten einde fabriekstabiliteit te behou, en dit gee aanleiding tot ekstra Eskom-invoere en hoë maksimumaanvraagpieke. 'n Tipiese rekening in 1997 volgens die Nightsave-tarief sou R45 miljoen per maand beloop het, waarvan die energie- en maksimumaanvraagkomponente ongeveer 50 % elk sal wees.

Die Nightsave-tariefstruktuur het die volgende twee spesifieke gebreke wat 'n kliënt soos SSB betref:-

- 'n Industriële kliënt wat self elektrisiteit opwek, is baie kwesbaar vir maksimumaanvraagoorskrydings wanneer interne opwekking verloor word. Die kliënt behoort rugsteun-opwekkapasiteit vanaf die nasionale opwekker te koop vir sulke situasies, en nie die volle ferm kapasiteit soos wat die Nightsave-tarief bied nie. Hierdie is 'n goeie voorbeeld van 'n geval waar 'n monopolisitiese nasionale elektrisiteitsvoorsiener 'n tarief wat vir lang gebruikperiodes ontwerp is, misbruik het ten koste van 'n gevange kliënt wat soms kort, skerp pieke in sy lasprofiel het.
- Die Nightsave-tariefstruktuur veroorsaak verloorsituasies vir beide Eskom en SSB tydens interne stoomtekorte omdat dit glad nie die marginale koste van opwekking in ag neem nie.

Tydens vermindering van interne opwekking veroorsaak die hoë maksimum aanvraagboetes dat SSB ingryp en fabrieksvragte sny sodat interne elektrisiteitsverbruik beperk kan word. Dit het 'n groot negatiewe invloed op die Sasolproses omdat optimalisering van gas-na-olie-omsetting slegs by stabiele vragte kan geskied.

Die ironie is dat SSB se pieke baie selde ooreenstem met die nasionale lasprofielpieke, en dat Eskom in elk geval byna altyd genoeg reserwe

kapasiteit op die stelsel het om in SSB se piekaanvraag te voorsien. Eskom verloor dus onnodiglik verkope wanneer SSB produksie terugsky, en dit in 'n tydperk waar daar 'n oormaat opwekkapasiteit in Suid-Afrika beskikbaar is.

4.4.2 Megaflex

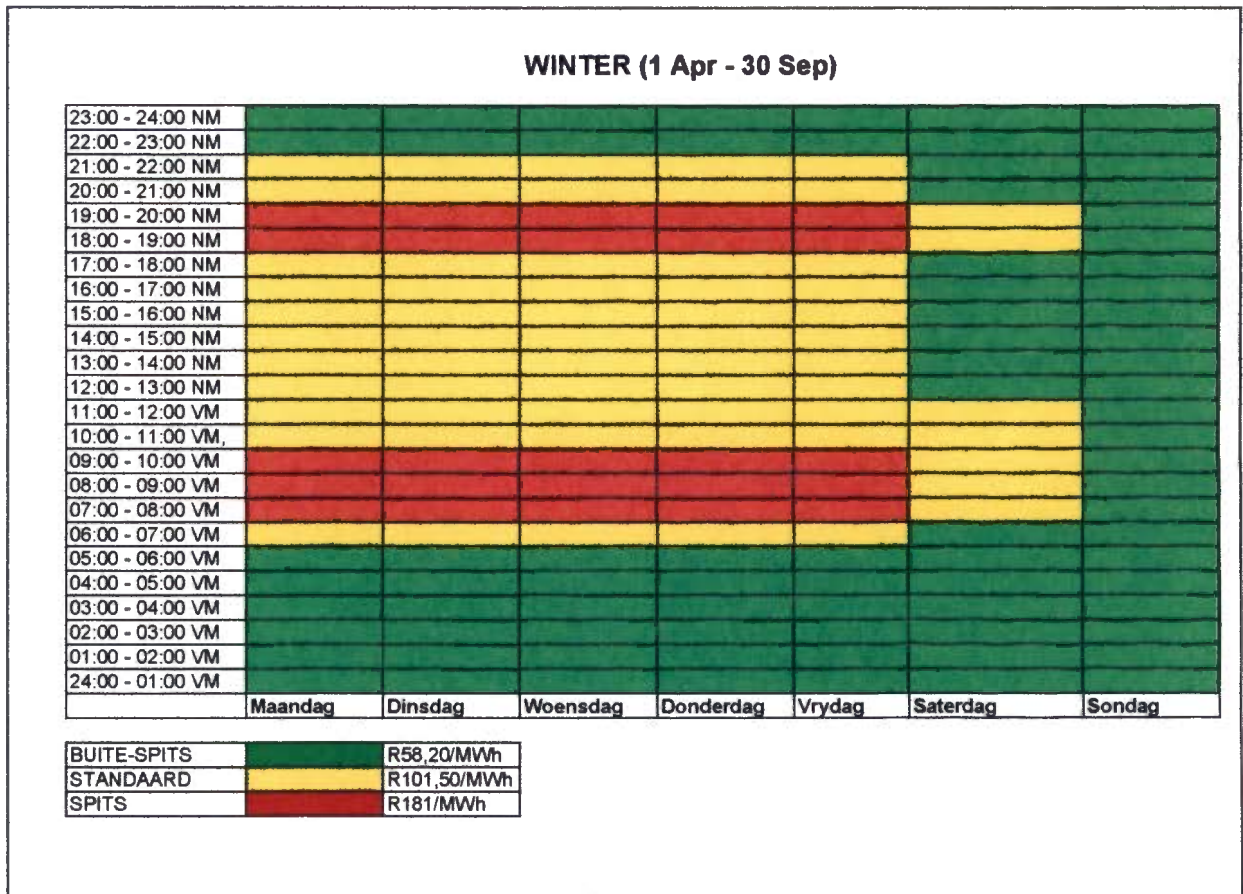
Dit is 'n standaard tyd-van-gebruik-tarief vir groot kliënte wat deur Eskom ontwikkel is om van die gebreke van die Nightsave-tarief te oorkom. Die tariefstruktuur benader die marginale koste van opwekking deur 'n 24 uur-dag op te deel in drie tydsones, naamlik 'n spits tyd, standaard tyd en buite-spits tyd. Soos gesien kan word in Figuur 4.5 (p. 61) kan die kostes van energie in die drie tydsones gekies word om nader aan die verwagte marginale koste van opwekking te wees. Daar word verder ook 'n onderskeid getref tussen die somer en wintermaande, omdat residensiële verwarming 'n hoër aanvraag gedurende die winter tot gevolg het.

Die Megaflex-tarief het ongelukkig nog steeds 'n maksimumaanvraagheffing wat geld in spits- en standaard tyd, alhoewel die heffing ongeveer een derde van die Nightsave-heffing beloop. In dié opsig het dit dus steeds die gebrek dat nie-optimale gedrag deur die tarief onder sekere omstandighede aangemoedig word. Dit sou meer ideaal wees om die spits tot buite-spits-verhouding te verhoog en dan nie 'n maksimumaanvraagheffing te vra nie.

4.5 Samevatting

In die hoofstuk is dit aangedui dat elektrisiteit beskou kan word as 'n kommoditeit wat bestaan uit 'n energie komponent, ekwivalent aan die stelsel marginale koste van opwekking, en 'n vervoerkoste komponent, wat bepaal word deur die afstand waarvoor dit versend moet word. Ongeag die struktuur

Figuur 4.5 Megaflex-energietariewe soos in die winter van 1997



Bron: Eie skepping

van die voorsieningsindustrie sal ekonomiese doeltreffendheid bevorder word as pryse volgens die suiwer ekonomiese beginsels bepaal word.

Die standaard Eskom-tariefstrukture vir grootmaatkliënte, naamlik die Nightsave en Megaflex tariewe, is aan bogenoemde beginsels en toepaslikheid vir SSB se situasie getoets. Dit blyk duidelik dat die Nightsave-tarief hoegenaamd nie geskik is vir 'n kliënt wat intern elektrisiteit opwek nie, terwyl die Megaflex-tarief die onderliggende kostedrywers in elektrisiteitvoorsiening beter weerspieël.

HOOFSTUK 5

DIE ONTWIKKELING VAN 'n KOSTE-GEBASEERDE TARIEFSTRUKTUUR VIR SSB

5.1 Interne herorganisasie

Uit die voorafgaande is dit duidelik dat daar 'n fundamentele wanpassing is tussen SSB, as 'n basislasverbruiker met interne opwekking, en die Eskom Nightsave-tarief, wat maksimumaanvraagoorskrydings swaar penaliseer. Die Nightsave-tarief is wel geskik vir nywerhede wat hulle maksimumaanvraag met goeie beplanning kan beheer, soos byvoorbeeld ferro-chroom-smelters.

Gedurende 1994 het 'n interne herorganisasie van SSB plaasgevind en is 'n afdeling in die lewe geroep wat spesifiek op die elektrisiteitsbesigheid van die hele Secunda-kompleks fokus. As deel van 'n strategiese beplanningsoefening is eksterne en interne ontledings van die Suid-Afrikaanse EVI en SSB se elektrisiteitsbesigheid gedoen. Enkele aspekte wat verband hou met die ontwikkeling van 'n pasgemaakte SSB tarief, word kortliks uitgelig.

5.2 Eksterne ontleding

- Eskom het 'n groot surplus opwektoerusting weens 'n oeroptimistiese konstruksieprogram gedurende die tagtigerjare. Die oorkapasiteit sal waarskynlik tot ongeveer 2007 voortduur (Eskom, 1997:26).
- Addisionele Eskomverkope teen die langloop marginale koste van opwekking sal meer inkomste genereer wat deels aangewend kan word om vaste koste te delg. Indien die addisionele verkope nie realiseer nie, sal die normale verkope al die vaste koste moet dra. Die gevolg hiervan is dat alle kliënte

uiteindelik bevoordeel word as addisionele verkope teen die langloop marginale koste, wat ongeveer 45% van die normale prys is, kan geskied.

- Eskom poog om meer kliëntvriendelik te word ter voorbereiding vir 'n kompeterende era. 'n Sleutelkliëntafdeling is in die lewe geroep om na groot industriële verbruikers om te sien.
- Die Distribusie-Industrie-herstrukturering hou die bedreiging van addisionele heffings of belasting op elektrisiteit as insetfaktor in (ERIC, 1997:16).
- As monopolistiese verskaffer is inkomste-neutraliteit met tariefwysigings vir Eskom van groot belang, en is die beweging na koste-reflekerende tariewe 'n langertermynaksie wat eerder deur die NER as deur Eskom gedryf word. Dit beteken dat enige besparings op elektrisiteitskoste vir 'n kliënt as gevolg van gedragsveranderinge moet wees, en nie slegs as gevolg van tariefveranderinge nie.

5.3 Interne ontleding

- **Sterk punte**
 1. SSB is die grootste verbruiker van elektrisiteit in Suid-Afrika, en omdat slegs ongeveer die helfte van die totale behoeftes intern opgewek word, is dit een van die grootste Eskom-kliënte.
 2. Die aanleg is geleë tussen die groot Eskom-kragstasies op die Hoëveld, wat beteken dat die werklike transmissiekoste om SSB te voorsien, relatief gering is. Hierdie voordeel vir SSB word deur die geografiese kruissubsidie in die standaard Eskom-tariewe uitgewis.
 3. SSB is gelisensieer as beide 'n opwekker en industriële verspreider van elektrisiteit. Dit mag verskeie moontlikhede oopmaak tydens industrie-herstrukturering.

4. SSB is direk gekoppel aan die transmissiestelsel, wat Eskom-Distribusie as 'n middelman uitskakel.
5. SSB het die vermoë om eie opwekking terug te sny indien daar goedkoper krag op die netwerk te koop is. Dit is dus moontlik om op pryse te reageer sonder om produksie te beïnvloed.

- **Swak punte**

1. Soos reeds genoem is die aanleg kwesbaar vir maksimumaanvraag-oorskrydings tydens interne stoomtekorte.
2. Die Sasolproses is relatief onbuigsaam wat aanvraagbeheer betref, omdat dit 'n kontinue proses is wat gasse moet verwerk en dus geen interne bufferkapasiteit het nie.

5.4 Pogings om 'n intydse tarief te beding

Sedert Januarie 1996 het Eskom 'n interne eksperimentele kragpoel op die been gebring en volgens dieselfde beginsels as kompeterende poele bedryf. Daar word van alle Eskomopwekkers verwag om daagliks te bied, en opwekkers word in merietevolgorde volgens die botte geskeduleer vir produksie. Nieteenstaande die ernstige leemte dat die daaglikse gebieëry meer 'n interne speletjie is as wat daar werklike kompetisie tussen die opwekkers is, was die kwasi-mark na 'n aantal maande goed in werking en het die poelpryse die verwagte gedrag begin toon.

Nadat die interne poel bevredigend in werking was, het die Eskom Raad goedkeuring verleen vir 5 intydse prysingloodsprojekte. Intydse prysing (Engels: real time pricing) is 'n tarief wat so saamgestel is dat dit die werking van 'n elektrisiteitsmark naboots. Die oogmerk met tariefloodsprojekte is om nuwe tariefstrukture in 'n redelike veilige omgewing te beproef, waar die risiko van groot onbedoelde winste of verliese beperk kan word. SSB is as 'n goeie

kandidaat vir 'n intydse prysingloodsprojek beskou omdat dit die vermoë het om te reageer op prysseine, en 'n reaksie vanaf die mark is presies die oogmerk wat met intydse prysing nagestreef word.

Soos voorheen genoem het Eskom die vereiste dat inkomste-neutraliteit met tariefwysigings gehandhaaf moet word. Dit beteken dat die kliënt nie 'n besparing mag realiseer deur suiwer van tariefstruktuur te verander nie, maar dat besparings die gevolg moet wees van veranderinge in die kliënt se lasprofiel, soos deur die nuwe tarief aangemoedig.

Daar is twee intydse prysingprodukte deur Eskom ontwikkel, nl. die sogenaamde kliënt-basislastarief, en die vooruitdekkingtarief (Eskom, 1996:8). Daar is 'n aansienlike hoeveelheid analises op historiese SSB-data gedoen om 'n regverdigde basislas of toegangsanslag te bereken sodat die 'heilige koei' van inkomste-neutraliteit bevredig kon word.

Na meer as 'n jaar se werk het dit duidelik geword dat Eskom se topbestuur nie goedkeuring gaan verleen dat SSB 'n intydse prysingloodsprojek mag word nie. Redes wat aangevoer is, is dat daar nie risiko's geloop kan word met so 'n groot kliënt nie, en dat die poelpryse nie betroubaar genoeg is nie. Dit is ook waar dat 'n vooruitdekking intydse prystarief per definisie baie deursigtig is, en die afleiding word gemaak dat Eskom nog nie gereed is vir sulke deursigtigheid nie.

Daar word vir die doeleindes van hierdie studieprojek nie verder na intydse prysing as 'n koste-reflekerende tarief gekyk nie.

5.5 Ontwikkeling van die Sasoltarief

5.5.1 Die tussentydse tarief

Sedert die vroeë negentigerjare het dit duidelik begin word dat daar 'n natuurlike sinergie bestaan tussen Eskom se oorkapasiteit en SSB se behoefte om soms meer krag in te voer weens verminderde interne opwekking. Die Nightsave-tariefstruktuur het die benutting van sulke geleenthede beperk, omdat die maksimumaanvraagheffing 'n oorheersende effek op die tarief het.

'n Werkswyse het begin ontstaan waar daar op ad hoc-basis vrystelling vir maksimumaanvraagoorskrydings verleen is, omdat dit telkens 'n wen-wen-situasie vir beide SSB en Eskom was. Die werkswyse het behels dat SSB en Eskom gereeld moes skakel en besluite geneem moes word oor die geldigheid van versoeke om aanvraagvrye energie na gelang van kriteria waarop ooreengekom is. Die situasie was hoogs onbevredigend vir Eskom se ouditeure omdat baie miljoene betrokke was by die besluite.

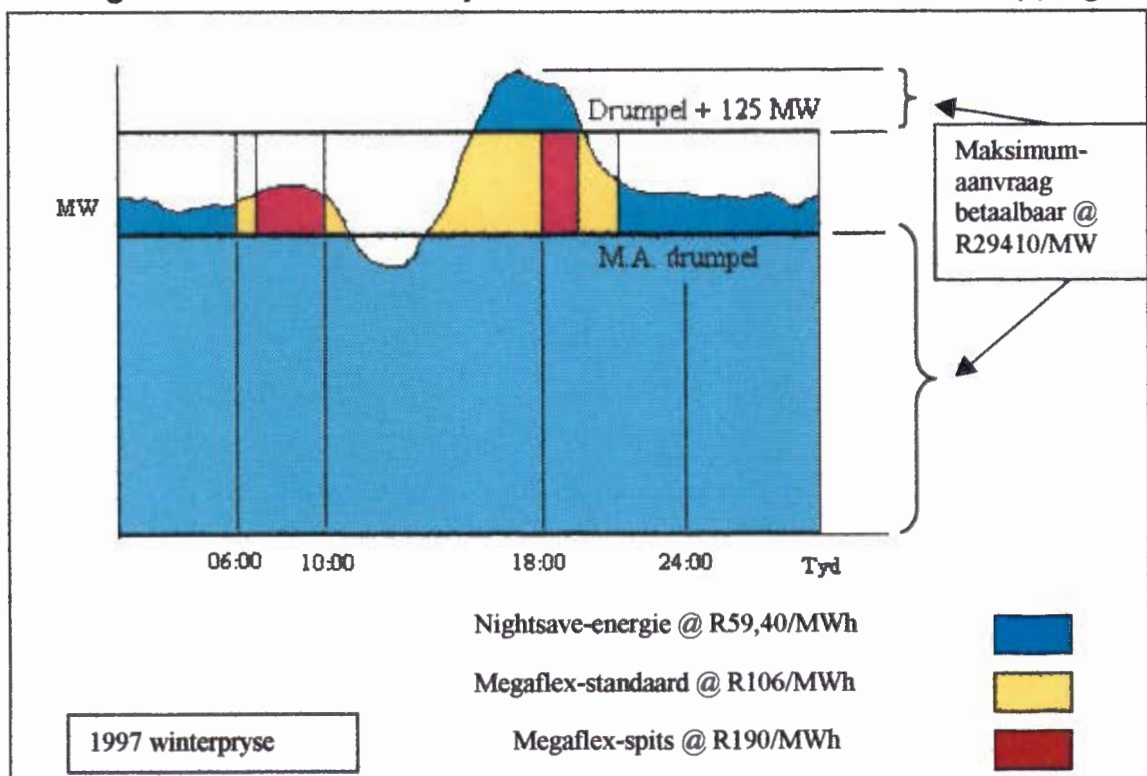
Daar is intussen gewerk aan 'n intydse prysingtarief, maar toe dit duidelik begin word dat die tyd nog nie reg is vir intydse prysing nie, is 'n tussentydse tarief ontwikkel wat as 'n oorbruggingsmaatreël moes dien, en die noodigheid van voortdurende ad hoc-besluite sou uitskakel.

Die tussentydse tarief het bepaal dat SSB elke maand 'n aanvraagdrumpel moes spesifiseer wat naby die verwagte vlak van verbruik moes wees (tipies in die omgewing van 540 MW). Eskom het dan vir SSB 'n aanvraagvrye venster van 125 MW bokant die drumpel gegee in die Nightsave-spitstye wanneer maksimumaanvraag betaalbaar is, dit wil sê vanaf 06:00 tot 22:00 op weksdae. 125 MW is ongeveer die hoeveelheid waarmee Eskom se invoere na SSB styg indien 'n ketel klink en al die stoomverliese vanaf die interne

generators verhaal word sodat die klink nie 'n impak op produksie het nie. Die energie binne die venster was beskikbaar teen Megaflex energietariewe, met geen maksimumaanvraag betaalbaar nie. Indien die 125 MW-venster oorskry word, sal maksimumaanvraag weer betaalbaar wees met die energie bokant die venster betaalbaar teen Nightsave-tariewe. Sien figuur 5.1 vir 'n skematiese voorstelling van die tussentydse tarief.

Die tussentydse tarief het die nodige aanvraagverligting vir SSB gegee, alhoewel daar soms 'n behoefte aan meer as 125 MW addisioneel tot die aanvraagdrumpel was. Dit het egter twee nadele uit die Eskom-perspektief gehad, naamlik (1), dat dit baie kompleks was om te bereken, veral wanneer daar oor die bokant van die venster gegaan is, en (2), hoe laer SSB die drumpel kies, hoe laer was SSB se rekening. Dit was 'n vereiste dat daar maandeliks vooraf tussen SSB en Eskom ooreengekom moes word oor die drumpelkeuse, maar in die praktyk was dit nie moontlik vir Eskom om SSB se voorgestelde drumpel te bevraagteken nie, omdat dit op detail-proseskennis en interne SSB-beplanning berus het.

Figuur 5.1. Die tussentydse tariefstruktuur (Bron: Eie skepping.)



Dit het gedurende 1996 duidelik geword dat SSB nie goedkeuring vir 'n intydse tarief gaan kry nie. Die behoefte het ontstaan om 'n meer permanente en eenvoudiger tarief te ontwikkel waarmee sowel SSB as Eskom sou kan saamleef, en wat aan beide maatskappye se vereistes sou voldoen.

5.5.2 SSB se vereistes met die nuwe tarief

- SSB moet onbeperkte toegang tot Eskom-kapasiteit hê solank daar voldoende reserwe op die netwerk is, sonder dat daar vir maksimum-aanvraag betaal hoef te word.
- Die tariefstruktuur moet 'n stap in die rigting van intydse prysing wees sodat die regte beginsels met energiebestuur deur SSB toegepas kan word.
- Die normale spanningsafslag moet geld vir Megaflex-energie wat teen 132kV aangekoop word.

5.5.3 Eskom-vereistes met die nuwe tarief

- Inkomste-neutraliteit moet behoue bly.
- Die tarief moet die aankoop van meer energie ten koste van interne opwekking aanmoedig.
- Die berekening van die rekening moet minder kompleks wees.
- Die tariefstruktuur moet arbeidsfaktorverbetering by veral Secunda Steenkoolmyne aanmoedig.
- Die tarief moet van normale aanvaarde beginsels gebruik maak, en nie unieke Sasol-klausules hê nie.

5.5.4 Elemente van die Sasoltarief

Na etlike maande se onderhandelinge is daar uiteindelik op 'n tariefstruktuur ooreengekom wat die volgende elemente bevat:-

- **Gekontrakteerde energiedrumpel**

SSB sal elke maand 'n blok energie vooruit bestel by Eskom, en sal daarvoor betaal, selfs al word alles nie gebruik nie, volgens die neem-of-betaal (Engels: take-or-pay)-beginsel. Die blok energie word gespesifiseer deur aan Eskom voor die eerste dag van die rekeningmaand per faks 'n drumpelsyfer in MW deur te stuur. Alle energie ónder die drumpel (sien figuur 5.2 op p. 70) maak deel uit van die gekontrakteerde energie. Die prys van die gekontrakteerde energie word bepaal volgens 'n glyskaal wat SSB beperk om die drumpel te laag te kies, en ook aanmoedig om die drumpel so hoog as moontlik te kies. Meer hieroor in die volgende paragraaf.

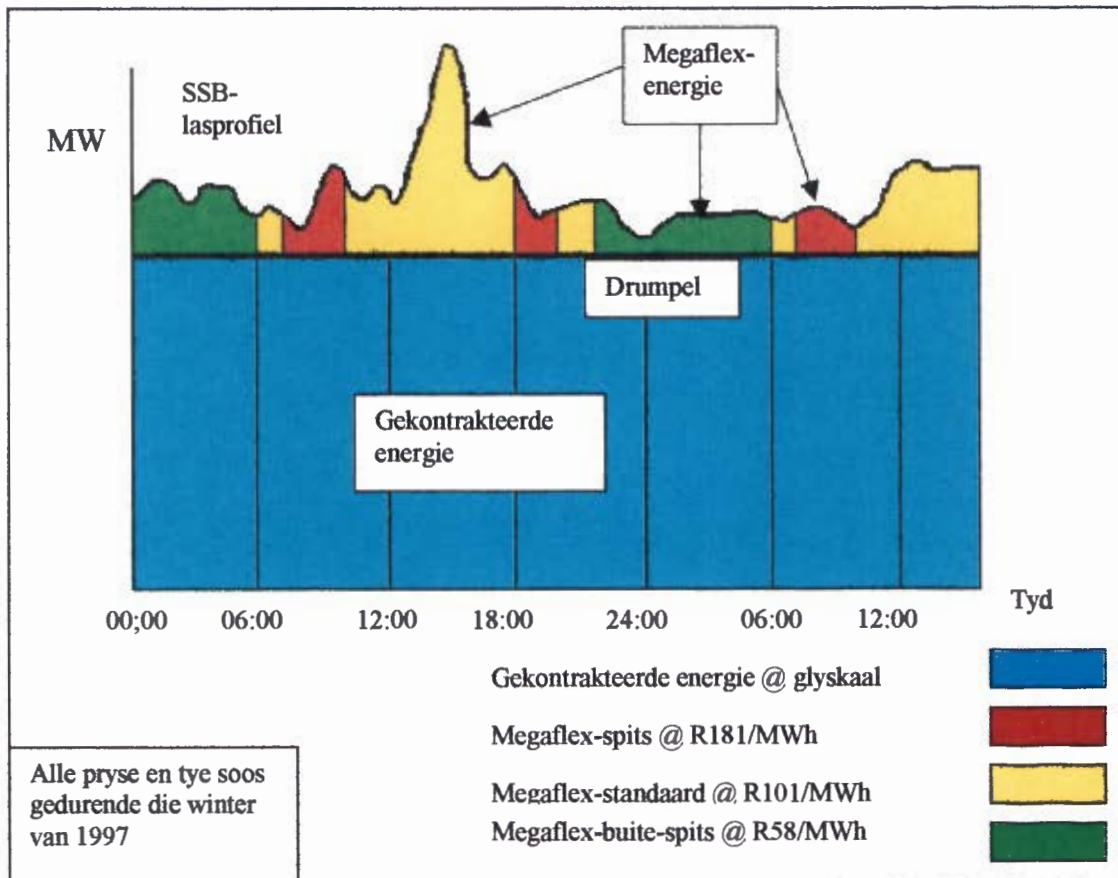
Die energiekontrak beteken in effek dat SSB die volume-risiko by Eskom oorneem vir die grootste deel van die SSB-aankope. Dit is analoog aan wat in 'n kompeterende mark sal gebeur, waar opwekkers en kliënte met neem-of-betaal-kontrakte mekaar se prys- en volume-risiko's sal verskans.

- **Energie bokant drumpel**

Energie bokant die gekontrakteerde drumpel is beskikbaar teen Megaflex-energietariewe, met geen maksimumaanvraag betaalbaar nie.

SSB kan dus onbeperk addisionele Eskomkrag aankoop om te kompenseer vir interne stoomtekorte of generatorinstandhouding sonder dat dit op produksievlakke impakkeer. Dit maak die optimalisering van die Sasolproses moontlik, wat 'n beduidende invloed op produksievolumes en uiteindelik wins het.

Figuur 5.2 Die Sasol-tariefstruktuur



Bron: Eie skepping.

- **Geen maksimumaanvraag is op enige deel van die tarief betaalbaar nie.**

- **Terugsnybaarheid**

Indien daar 'n tekort aan opwektoerusting op die Eskom-stelsel ontstaan, kan SSB aangesê word om met 60 minute se kennisgewing terug te sny na die drumpel. Indien SSB dit nie doen nie, sal maksimumaanvraag teen die Megaflex-tarief (R10 520/MW) betaalbaar wees vir die hoeveelheid wat SSB bokant die drumpel bedryf. Die waarskynlikheid van so 'n gebeurtenis is gering, gegewe die oorkapasiteit van Eskom.

- **Kennisgewing van groot oorskrydings**

Indien SSB beplan om die drumpel met meer as 25% te oorskry, moet Eskom nasionale beheer 60 minute voor die tyd ingelig word. Die reëling geld nie vir onbeplande oorskrydings nie.

- **Reaktiewe drywing**

Betaling vir reaktiewe drywing word ingefaseer teen 'n arbeidsfaktor van 0,95 vir 1997 en 0,96 vir 1998. Geen diversiteit op reaktiewe drywing word toegelaat nie. Hierdie punt het slegs 'n impak op Secunda Steenkoolmyne omdat SSB se arbeidsfaktor altyd beter as 0,96 is.

5.5.5 Metodologie vir bepaling van gekontrakteerde energiepryse

Die volgende beginsels het gegeld met die bepaling van die drumpelpryse:-

- By die drumpelwaarde wat historiese verbruik verteenwoordig, moet inkomste-neutraliteit vir Eskom behoue bly. Dit sal geskied as 'n Eskom Nightsave KVA-tarief gebruik word, met die 100%-lasfaktor wat geld vir die gekontrakteerde energieblok.
- By 'n baie lae drumpelkeuse moet die duurste toepaslike Eskomtarief geld, ten einde te verhoed dat SSB die drumpel te laag kies en dan meer energie teen die goedkoop Megaflex-tariewe aankoop. 'n Nightsave MW-tarief is geskik hiervoor.
- By 'n hoë drumpelkeuse moet SSB die mees ekonomiese tarief kry, wat die Megaflex-somertariewe is.

Die logika wat gevolg is om by die R/MWh-waardes uit te kom, is soos volg:

$$\begin{aligned} \text{Totale maandelikse inkomste} &= (\text{aanvraag} * \text{aanvraagheffing}) \\ &+ (\text{energie verbruik} * \text{energieheffing}) \\ &= \text{gemiddelde elektrisiteitskoste} * \text{ure in maand} \end{aligned}$$

Vir 1 MW se verbruik sal die koste vir die Nightsave MW-tarief soos volg wees:

$$\text{Ure per maand} = 730$$

$$\text{Aanvraagkoste} = \text{R}32230/\text{MW}$$

$$\text{Energiekoste} = \text{R}59,40/\text{MWh}$$

$$\begin{aligned} \text{Dus: Gemiddelde koste in R/MWh} &= [(1 * 32230) + (1 * 730 * 59,40)]/730 \\ &= \text{R}103,60/\text{MWh} \end{aligned}$$

Soortgelyke berekeninge met Nightsave KVA en Megaflex-somertariewe lewer die volgende op:

$$\text{Nightsave (KVA)} = \text{R}99,70/\text{MWh}$$

$$\text{Megaflex (somer)} = \text{R}96,10/\text{MWh}$$

Gebaseer op historiese lasprofile, is 550 MW die drumpelwaarde waarby inkomste-neutraliteit moet geld. Daar is egter 'n aantal myne wat op 11kV voorsien word, en wat deel van die SSB-rekening is, en om vir die kleiner spanningsafslag na 11kV-laste voorsiening te maak, is 'n waarde van R99,80 aanvaar as die drumpelwaarde by 550 MW.

Daar is gevolglik nou drie drumpelwaardes afgelei:

By 500 MW - R103,60/MWh

By 550 MW - R99,80/MWh

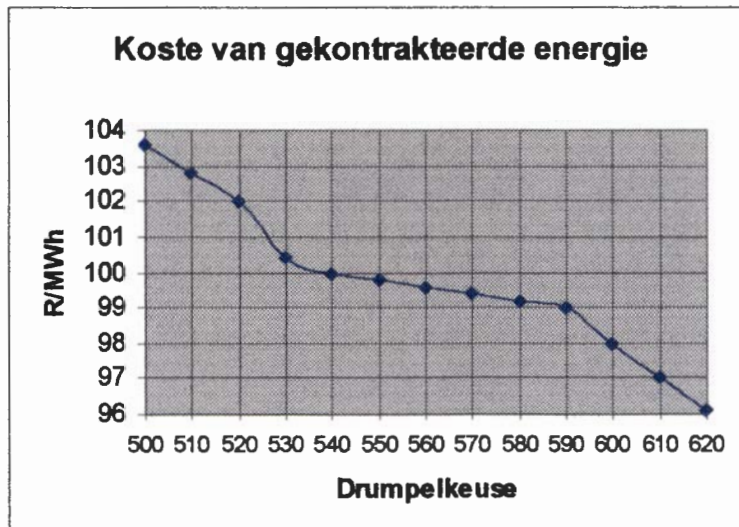
By 620 MW - R96,10/MWh

Vanaf bogenoemde kan 'n sesde orde-polinoom afgelei word, wat die energiekoste by enige drumpelwaarde sal gee. Geringe aanpassings is gemaak ter wille van sinvolle toepassing, wat die waardes soos in figuur 5.3 gee.

Drumpelwaardes

500 MW	R103,60/MWh
510 MW	R102,80/MWh
520 MW	R102,00/MWh
530 MW	R100,40/MWh
540 MW	R100,00/MWh
550 MW	R99,80/MWh
560 MW	R99,60/MWh
570 MW	R99,40/MWh
580 MW	R99,20/MWh
590 MW	R99,00/MWh
600 MW	R98,00/MWh
610 MW	R97,00/MWh
620 MW	R96,10/MWh

Figuur 5.3 Drumpelpryse vir 1997



Bron: Eie skeeping.

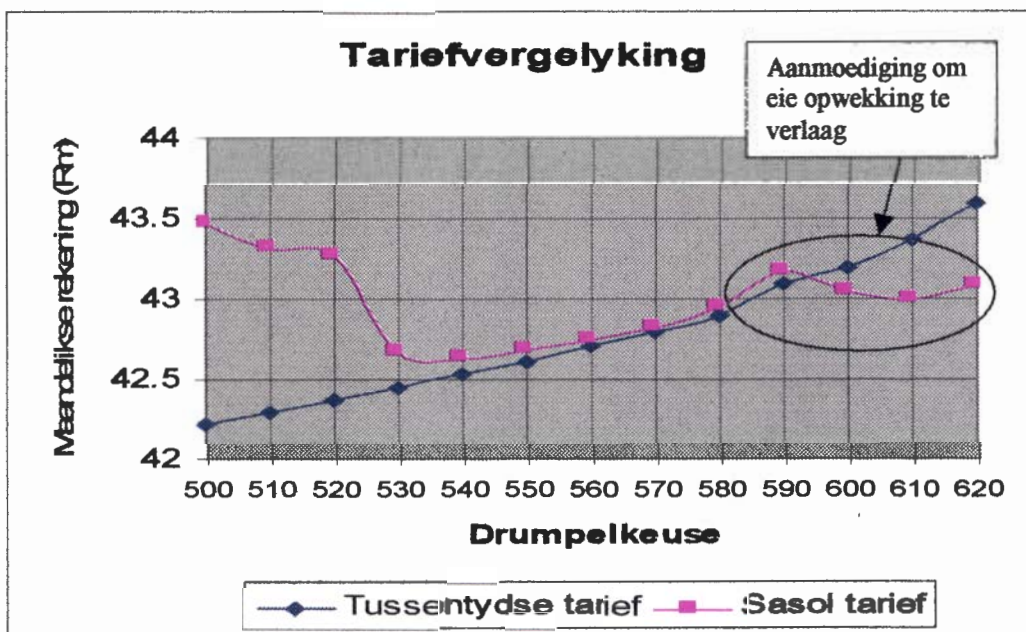
5.5.6 'n Vergelyking met die tussentydse tarief

Voordat die tariefwysiging finaal aanvaar is, is die werklike gemiddelde SSB-verbruik van 1996 geneem en rekeninge vir verskillende drumpelkeuses bereken. Daar moet onthou word dat die lasprofiel met beide tariewe baie belangrik is, terwyl die onderstaande vergelyking die effek daarvan ignoreer. Indien daar met aanvraagbeheer, soos in die volgende hoofstuk bespreek, meer

energie in goedkoop tye verbruik word, en minder in duur tye, sal daar 'n beduidende besparing wees wat nie met die gebruik van gemiddelde syfers sal realiseer nie.

Die vergelyking gee nogtans 'n aanduiding van die gedrag wat met die nuwe tarief aangemoedig word.

Figuur 5.4 'n Vergelyking tussen die Sasoltarief en tussentydse tarief



Bron: Eie skepping.

Die Sasol-tarief is deur SSB aanvaar omdat dit goed belyn is met SSB se interne stoomsituasie, en verder die moontlikhede bied om in goedkoper elektrisiteit in te groei. Verder bied dit ook goeie potensiaal vir aanvraagbeheer omdat die marginale koste van Eskominvoere (Megaflex-energiepryse) wissel volgens die berekende Eskom- marginale koste van opwekking.

Die Sasol-tarief kan beskou word as 'n stap in die regte rigting, omdat dit die termynkontrak en kontantmark van die toekomstige kompeterende bedeling

benader. Dit het egter steeds die nadeel dat dit gebondel is in soverre alle bestaande kruissubsidies op ondeursigtige wyse in die tarief ingebou is.

5.6 Die groothandel-elektrisiteitstarief

In 'n poging om 'n meer gelyke speelveld tussen Eskomverspreiders en munisipale verspreiders te bewerkstellig, en in voorbereiding vir die komende Distribusie-Industrie-herstrukturering, word 'n groothandeltarief ontwikkel wat sal geld vir die transmissie/distribusie-interfase (Barnard, 1997:1). SSB, as 'n transmissiekliënt, sal waarskynlik die keuse hê om op die bestaande pasgemaakte Sasol-tarief te bly, of om oor te skakel na die groothandeltarief.

Die groothandeltarief, wat waarskynlik in 1998 goedgekeur sal word, sal bestaan uit 'n tyd-van-gebruik-tarief, analoog aan die Megaflex-tarief, maar sonder 'n maksimumaanvraagelement. Die spits tot buite-spits-verhouding sal heelwat hoër as die 1:3 verhouding van die Megaflex-tarief wees, en daar sal waarskynlik ook 'n paar mobiele superspitse wees wat gebruik kan word wanneer Eskom in die moeilikheid is.

Die groothandeltarief het dus dieselfde struktuur as 'n mark, met die verskil dat 'n mark 24 verskillende pryse per dag sal hê, teenoor 3 in die groothandeltarief. Dit sal die toekomstige omskakeling vir groothandeltariefkliënte na 'n mark baie vereenvoudig omdat alle meet- en rekeningstelsels slegs relatief geringe sagtewareveranderinge sal benodig.

5.7 Samevatting

'n Unieke koste-gebaseerde tariefstruktuur is vir SSB ontwikkel wat vir beide Eskom en SSB voordelig is omdat dit lei tot meer verkope vir Eskom en vir SSB instaat stel om hoër produksievlakke te handhaaf en ook laer elektrisiteit

eenheidskoste te realiseer. Die tarief bevat 'n gekontrakteerde basislas, wat meebring dat SSB die volumerisiko van die grootste deel van sy energiebehoefte oorneem. As teenprestasie hiervoor verkry SSB toegang tot 'n onbeperkte hoeveelheid addisionele energie, sonder maksimumaanvraag boetes, indien interne opwekking weens stoomtekorte sou verminder.

'n Verdere voordeel van die Sasol-tarief is dat dit heelwat ooreenkomste met die komende groothandel-tarief sowel as met intydse prysing het. Die Sasol-tarief sal oorskakeling na 'n meer markgedrewe situasie vergemaklik omdat die nodige besluitnemingsondersteuningsmodelle vir aanvraagbestuur reeds nou ontwikkel word, en dit met geringe aanpassing in 'n toekomstige bedeling gebruik sal kan word.

HOOFSTUK 6

ELEKTRIESE ENERGIEBESTUUR

6.1 Prosesbeskrywing vanuit 'n elektriese perspektief

Die Sasol Secunda-kompleks bestaan uit petrochemiese aanlegte onder die eienaarskap van SSB, Sasol Chemiese Nywerhede (SCN) en Polifin, sowel as Sasol-steenkoolmyne met die geassosieerde steenkoolhanteringsfasiliteite. Die SSB-fabriek bestaan uit 67 aanlegte wat elkeen 'n aparte interne elektrisiteitrekening ontvang vanaf die SSB-verspreider. Verder is daar 14 Polifin en SCN-aanlegte, sowel as 6 steenkoolmyne wat deel uitmaak van die kompleks.

SSB het 'n lisensie vir die verspreiding van elektrisiteit aan die kompleks, sodat die hele kompleks slegs een Eskomrekening ontvang, wat deur SSB bestuur word.

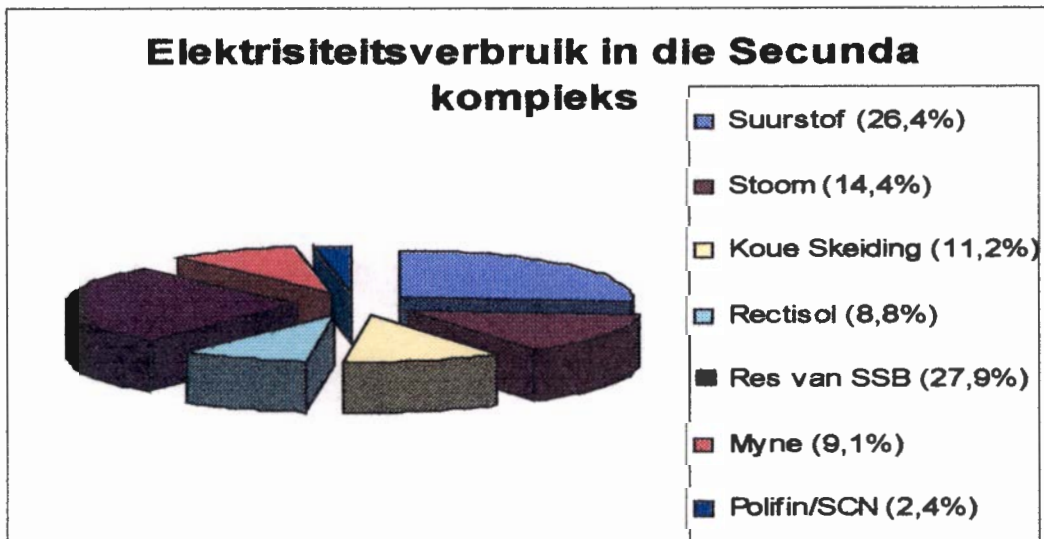
'n Omvattende interne elektrisiteitmeetstelsel is geïnstalleer wat met behulp van honderde kWh-meters die verbruik van aanlegte en myne intyds meet en via dataloggers en 'n optiese veselnetwerk na 'n sentrale leërbediener stuur vir storing en verwerking. Dit is met die elektrisiteitmeetstelsel moontlik om enige aanleg se verbruiksdata te analiseer, en 'n rekening vir die hele kompleks volgens enige tariefstruktuur te bereken.

Soos in figuur 6.1 (p. 78) gesien kan word, is daar 'n interessante analogie tussen die Secunda-kompleks en die Suid-Afrikaanse EVI, in soverre tweederdes van die hele kompleks se elektrisiteitsbehoefte deur slegs 4 energie-intensiewe aanlegte gebruik word. Dit spreek vanself dat daar volgens die

80:20-beginsel eerste na die energiebestuur van die heel groot elektrisiteitsverbruikers gekyk moes word.

Vir die doeleindes van energiebestuur is dit belangrik dat daar na sowel stoom as elektrisiteit gekyk moet word, omdat die twee energie-draers soms uitruilbaar is en optimalisering van die een in isolasie sub-optimaal sal wees. 'n Voorbeeld in die verband is die suurstofaanleg, wat uit 14 lugskeidingseenhede bestaan. In SSB-Wes, die ou Sasol Twee, is daar 7 eenhede wat elk twee groot kompressors het wat deur elektriese motors aangedryf word. SSB-Oos het ook

Figuur 6.1 Die grootste elektrisiteitsverbruikers in die kompleks



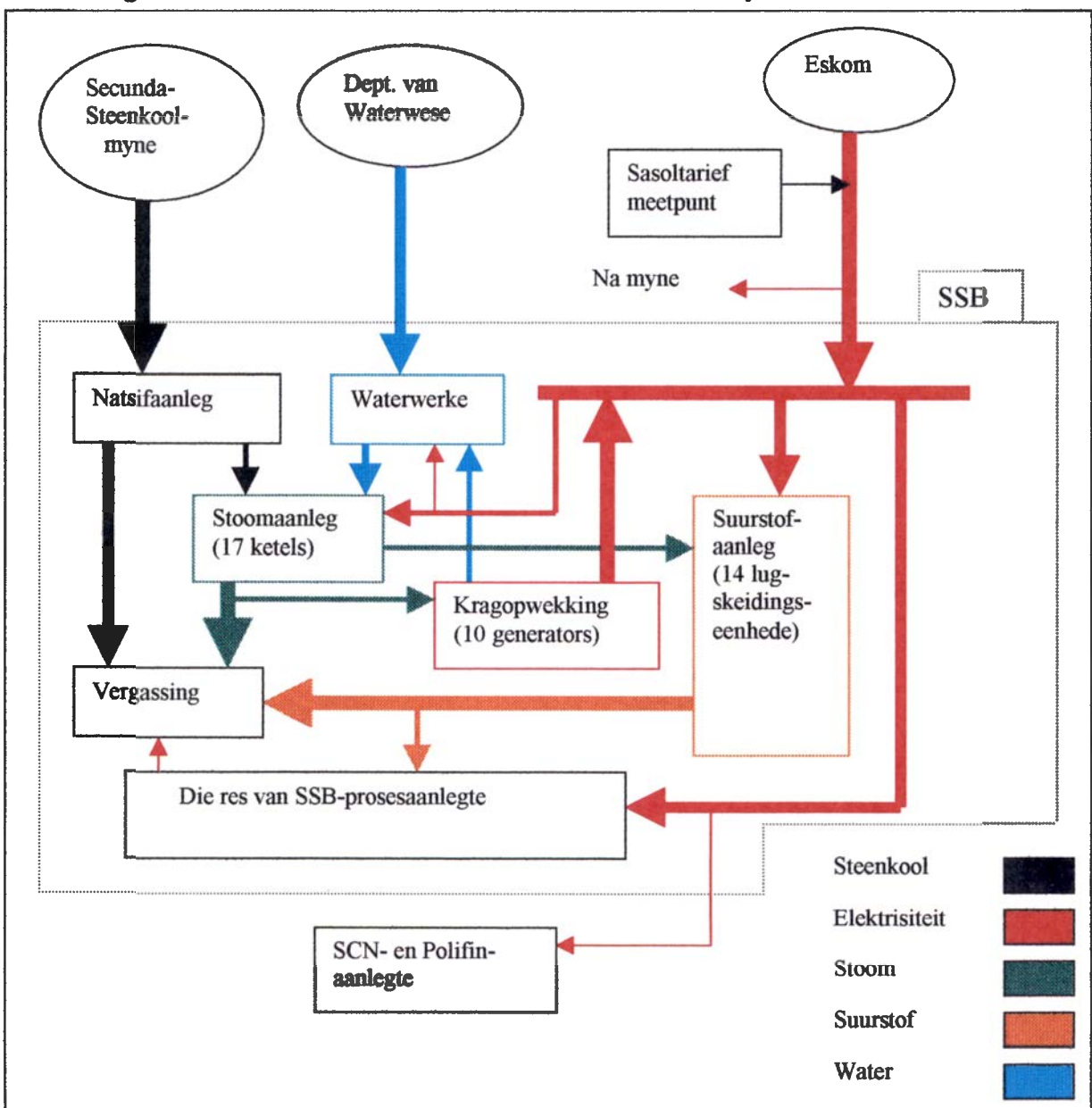
Bron: Eie skepping.

7 lugskeidingseenhede, waarvan 1 elektries aangedrewe is, en die ander 6 deur stoomturbines aangedryf word. Die Oos- en Wes-suurstofaanlegte is met 'n hoëdruk suurstofpylyn interverbinding, sodat dit moontlik is om binne beperkinge suurstof van Oos na Wes, of van Wes na Oos oor te plaas en sodoende die stoom- en elektrisiteitsverbruik van die aanleg te manipuleer.

Figuur 6.2 (p. 79) gee 'n vereenvoudigde uiteensetting van die SSB-proses, vanuit 'n elektrisiteitsperspektief, indien die kleiner verbruikers vir eers as 'n

groep saamgegooi word. Die dikte van die pyle wat die vloeï van elektrisiteit, stoom en suurstof as utiliteite verteenwoordig, gee 'n aanduiding van die volumes wat betrokke is. Soos wat uit figuur 6.2 gesien kan word, is dit tydens periodes van stoomtekorte, soos wanneer 'n stoomketel uitgeklink het, moontlik om die tekort na Vergassing goed te maak deur die opwekkers terug te sny. Omdat die interne opwekkers in parallel met Eskom bedryf word, sal dit 'n onmiddellike toename in Eskom-invoere teweeg bring.

Figuur 6.2 Die vloeï van utiliteite in die SSB-proses



Bron: Eie skeeping.

6.2 Metodes om die elektrisiteitrekening te verlaag

6.2.1 Optimale drumpelkeuse

'n Elektrisiteitbestuurstelsel is ontwikkel vir die maandelikse drumpelkeuse en operasionele bestuur tydens periodes van abnormale hoë Eskom-invoere. Sien figuur 6.3 (p. 81) vir 'n vloedigram wat die proses verduidelik. Soos uit die eerste deel van die vloedigram gesien kan word, word die elektrisiteitsverbruik maandeliks voorspel nadat alle relevante beplanningsdata bekend is. Uit die SSB-korttermynplan word die suiwigasvragte, asook inligting oor watter suurstofreine, ketels en generators in bedryf gaan wees, oorgedra na 'n excel-model, waarmee die lasprofiel van die aanleg voorspel word. Daarna word rekeningberekeninge vir alle drumpelkeuses gedoen, sodat die beste drumpel gekies kan word.

Aan die einde van die maand word die rekening deur die elektrisiteitmeetstelsel bereken as kontrole van die Eskomrekening. Die werklike lasprofiel word ook teen ander moontlike drumpelkeuses bereken en geplot sodat gesien kan word of die keuse in die kol was.

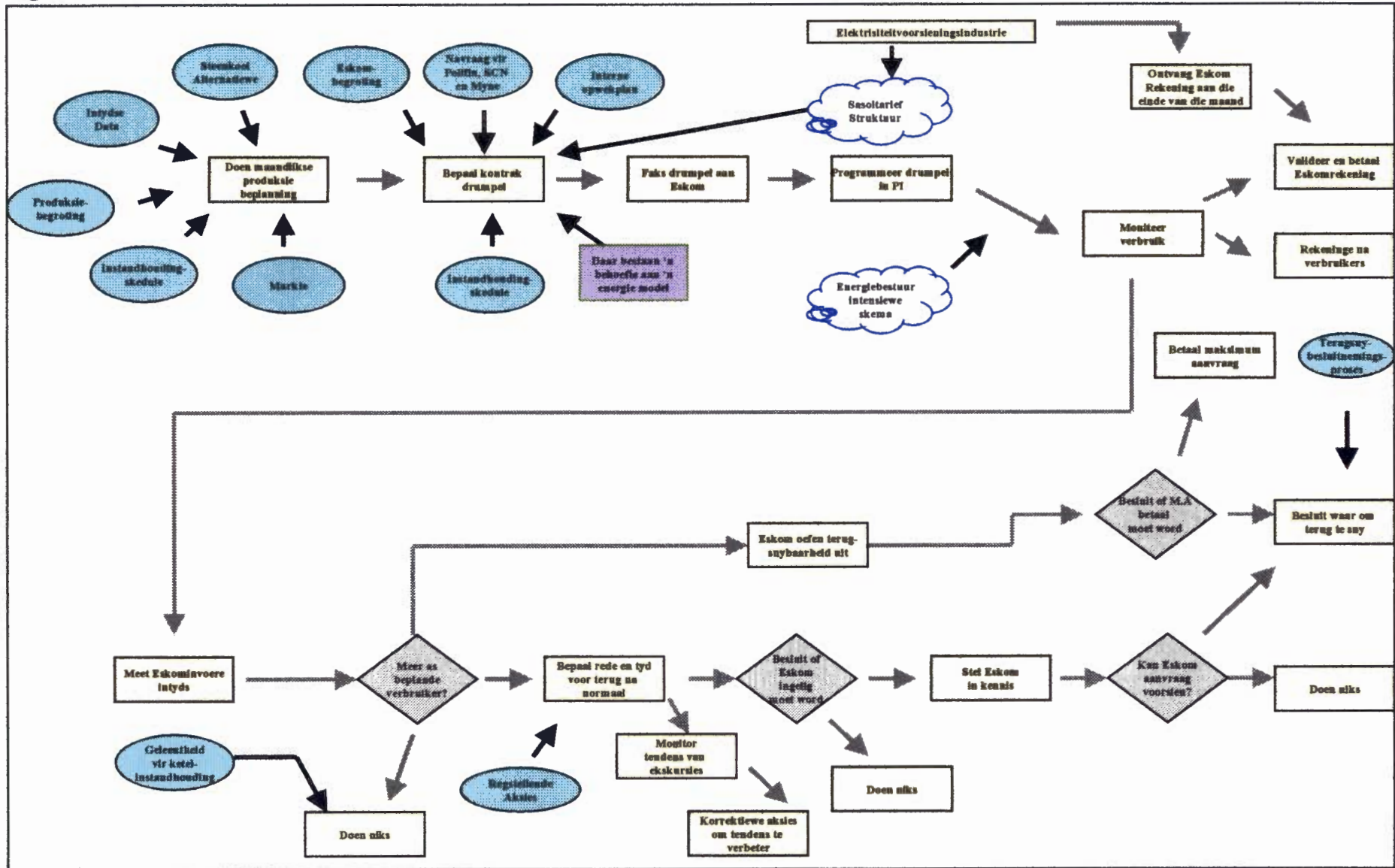
In bylaag 1 is 'n paar maande se lasprofiel en rekeningberekeninge ter inligting geplaas.

6.2.2 Bedryf van interne opwekking

Die kortloop marginale koste van opwekking van SSB se interne opwekkers is R41/MWh, gegewe die huidige steenkooloordragsprys en die relevante omsettingseffektiwiteit. Dit is dus met die Sasoltarief betalend om altyd soveel elektrisiteit as moontlik self op te wek, nie teenstaande die feit dat die

Figuur 6.3 Die elektrisiteitbestuurstelsel in SSB.

(Bron: Eie skepping)



werklike gemiddelde kortloop marginale koste van opwekking van Eskom R18/MWh is (Eskom, 1996:70).

Die Arealeier van die stoomaanleg is ook verantwoordelik vir die bedryf van die interne generators, en 'n belangrike kritiese prestasie-indikator (KPI) vir die stoomaanleg is die hoeveelheid MWh opgewek. 'n Probleem ontstaan egter indien daar weens probleme in die fabriek by laer gasvragte bedryf word, en die kompleks se Eskominvoere dan tot onder die drumpel daal. In so 'n situasie is die marginale koste van elektrisiteit gelyk aan nul, omdat daar volgens die neem-of-betaal-beginsel in elk geval vir die elektrisiteit wat nie ingevoer word nie, betaal gaan word. Die Eskominvoere kan dan weer tot by die drumpel opgestoot word deur op interne opwekking terug te sny, maar dit beteken dat die belangrike stoomaanleg-KPI daaronder lei.

Die probleem is opgelos deur 'n opwekking KPI-program te skryf waarmee die meetstelsel elke halfuur deur die maand die werklike vlak van invoere, die begrote en werklike vlakke van opwekking asook die marginale Eskomprys as insette neem en die bydrae of verlies van die interne opwekkers relatief tot die begrote volumes bereken en in 'n register skryf. Indien die kompleks dus onder die drumpel bedryf, kan die kragopwekkers nie verliese opbou indien hulle laer as begroot opwek nie, omdat die marginale Eskomprys gelyk aan nul is.

'n Voorbeeld van die opwekking KPI-meting is ingesluit in bylaag 2.

Daar is in die algemeen gevind dat die ontwikkeling van die regte KPI's wat die regte gedrag bevorder, die belangrikste element is om 'n stelsel vir doeltreffende energiebestuur van die grond af te kry.

6.2.3 Vermindering van elektrisiteitsverbruik

Dit is natuurlik ook moontlik om die elektrisiteitsrekening te verminder deur eenvoudig minder elektrisiteit te verbruik, sonder om produksievlakke te verminder. 'n Aantal gedagtes in die verband word kortliks bespreek.

- **Optimale aanlegbedryf**

Produksiepersoneel fokus in die algemeen op volume van deursette en stabiliteit van bedryf in 'n petrochemiese omgewing. Dit is veral waar in SSB se geval omdat die brandstofmark onbeperk is. Daar moet soms keuses gemaak word oor hoeveel pompe of waaiers in parallel op 'n stelsel bedryf moet word, en dan is daar 'n keuse tussen genoeg om die taak te doen, of 'n paar ekstra vir ingeval een of meer sou uitklink. Indien slegs produksieverwante parameters in die produksiepersoon se KPI's voorkom, sal hy verseker risikovermydend wees en onnodig baie toerusting bedryf.

- **Instandhouding**

Energie word vermors deur toerusting waarvan die beheerstelsels nie goed ingestel is nie, soos kompressors wat met gedeeltelike oop afblaas- of sirkuleerkleppe bedryf word. Verder sal meganiese slytasie van pomp-empellers ook groot vermorsings meebring.

- **Effektiwiteit van elektriese motors**

In die industrie is die ingenieurs wat verantwoordelik is vir elektriese motors se instandhouding, gewoonlik nie ook verantwoordelik vir die betaling van die elektrisiteitsrekening nie. 'n Feit is egter dat die kapitaalkoste van 'n elektriese motor wat kontinu bedryf word, slegs 'n klein persentasie van die lewensikluskoste is. Terblanche (1996:13) het bevind dat dit in die geval van kleiner, relatief oneffektiewe motortjies, minder as 2 % is.

Die addisionele investering met die aankoop van hoë effektiwiteit-motors word tipies binne 12 maande terugbetaal (Andreas, 1992:251).

- **Huishouding**

Die onnodige brand van ligte bedags en ander vermorsende gewoontes soos lugreëlaars wat oornag aangelos word, dra by tot die elektrisiteitrekening, maar veroorsaak waarskynlik ook skade op ander terreine omdat dit op 'n gesindheidsprobleem dui.

6.2.4 Aanvraagbestuur

Soos voorheen genoem, behels aanvraagbestuur die skuif van elektriese las vanuit duur tye na goedkoop tye. Die kliënt se elektrisiteiteenhedskoste sal gevolglik laer wees, en die verskaffer spaar omdat sy veranderlike koste van opwekking laer is en omdat die volgende investeringsbesluit uitgestel kan word.

In 'n petrochemiese aanleg soos SSB het slegs die aanlegeienaars voldoende proses kennis en die gesag om moontlike aanvraagbestuur-inisiatiewe te implementeer. Dit sal hoofsaaklik neerkom op die beter benutting van bufferkapasiteite, soos byvoorbeeld in gevalle waar produkte vanuit 'n voertenk verwerk word. Die vlak van produksie kan dan moontlik in Megaflex-spitstye verminder word en in die buite-spitstye verhoog word. Die skedulering van toerusting wat nie kontinu hoef te loop nie, soos byvoorbeeld booggoonde by 'n katalisvoorbereidingsaanleg, moet natuurlik in buite-spitstyd of standaardtyd geskied indien moontlik.

Dit is noodsaaklik dat elke aanlegleier sowel die intydse inligting oor sy aanleg se elektrisiteitsverbruik, as die marginale Eskompryse tot sy beskikking het. Sonder die regte inligting sal enige poging tot aanvraagbestuur gedoem wees tot mislukking.

Daar is spesifiek 2 probleme met aanvraagbestuur in SSB waaraan nog gewerk moet word:

- **Produksiefokus**

Soos voorheen genoem, is energiebestuur nie die produksieleier se fokusarea nie, en kan daar 'n konflik van belange ontstaan as energiebestuur ten koste van aanlegstabiliteit moet geskied. Aanvraagbestuur bring ook ongemak mee omdat meer werk na-ure gedoen moet word.

- **Energiebestuur KPI**

'n Fundamentele probleem vir die sinvolle meting van elektriese aanvraagbestuur per aanleg is die feit dat die Sasoltarief se marginale koste heelwat laer is as die Eskom- gemiddelde koste, en dat die elektrisiteit-oordragsprys na aanlegte die geweegde gemiddelde van die gemiddelde Eskomprys en die interne opwekking prys is. Laasgenoemde verseker dat die kostes korrek opvol na die SSB-begroting en kosteverslae. Indien 'n aanleg dus las skuif vanaf spitstyd na buite-spitstyd, sal dit wel vir SSB 'n besparing bring, maar dit sal nie in die aanleg se bedryfskosteverslag verskyn nie. Indien dit egter slegs die megaflex-energiekoste as oordragsprys na aanlegte is wat gebruik word, sal dit die regte prysseine gee vir aanvraagbestuur, maar dan sal die energiekostes nie korrek opvol na die hoër vlakke en uiteindelik die Besturende Direkteur se energie-KPI nie.

Daar word tans gekyk na 'n aparte meetstelsel vir energiebestuur, wat buite die begroting sal staan en elke aanleg as die marginale aanleg sal beskou.

6.3 Optimale bedryf van stoomketels, generators en suurstofreine

Daar is 'n hele aantal geïsoleerde aanvraagbestuur-inisiatiewe in SSB van stapel gestuur sedert die interne herorganisasie wat 'n fokus op die elektrisiteitbesigheid geplaas het. Weens redes soos reeds bespreek, is gemengde welslae behaal. Die detail daarvan word nie verder hier bespreek nie.

Wat wel duidelik geword het, is dat daar weens die geïntegreerde aard van die Sasolproses 'n groot mate van sentrale koördinerende van aanvraagbestuur-aksies nodig is. Baie van die aksies in een aanleg het 'n invloed op bedryfstoeestand in ander aanlegte, en sinergie met aanvraagbestuur kan nie verkry word as daar in isolasie per aanleg na optimalisering gekyk word nie.

Die bedryf van ketels, generators en suurstofreine is 'n goeie voorbeeld van 'n geval waar die prosesse so interafhanklik van mekaar is, dat energiebestuur sentraal gekoördineer moet word. Dit is ook die aanlegte wat die mees energie-intensiewe aanlegte is, en boonop is geleenthede reeds geïdentifiseer waarmee energie bespaar kan word deur optimale suurstofoorplasings tussen die stoomaangedrewe Oos-aanleg en die elektrisaangedrewe Wes-aanleg.

Daar is gevolglik besluit om in detail na die optimale bedryf van die spesifieke aanlegte te kyk, en indien daar voldoende besparing aan elektrisiteitskoste moontlik is, die bou van 'n sentrale elektriese beheerkamer met die verwagte besparings ekonomies te regverdig.

6.3.1 Prosesbeskrywing

Die fisiese uitleg van die toerusting kan in figuur 6.4 (p. 88) gesien word, wat meer detail toon as die basiese vloeiagram in figuur 6.2 op p.79. Dit kan as drie stelsels beskryf word.

- Die stoomstelsel word voorsien deur 8 ketels wat 560 ton oorverhitte stoom per uur kan lewer aan die westekant en 9 soortgelyke ketels aan die oostekant. Die twee stoomaanlegte is interverbind met 'n stoomlyn waardeur 600 ton stoom oorgeplaas kan word.

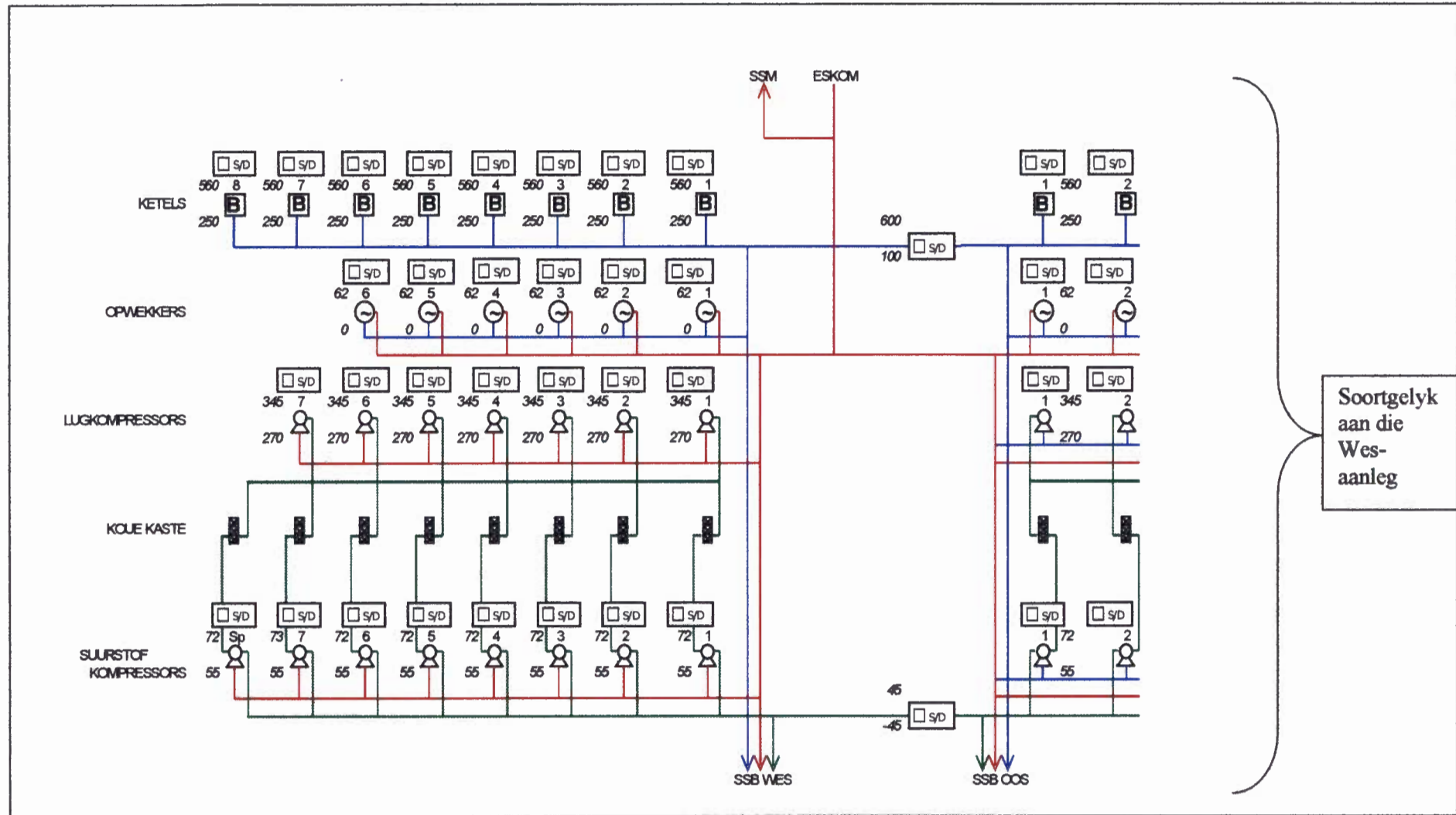
Ongeveer een-derde van alle stoom wat opgewek word, word gebruik vir die aandrywing van 10 generators van 60 MW elk (4 Oos en 6 Wes), en 6 suurstofreine aan die oostekant. Die ander twee-derdes van die stoom gaan na die vergassingsaanlegte in die fabriek.

Elke suurstofrein bestaan uit 'n lugkompressor van 36 MW, 'n koue kas waar lug by lae temperatuur geskei word, en 'n suurstofkompressor van 14 MW. Die lugkompressors voer in op gemeenskaplike luglyne vanwaar die lug na die koue kaste gaan. Dit maak dit moontlik om 6 kompressors op 7 kaste te bedryf indien die suurstofaanvraag relatief laag is.

- Die suurstofstelsel bestaan uit 14 suurstofkompressors (7 Oos en 7 Wes) wat in gemeenskaplike hoëdruk suurstoflyne in voer. Elke kompressor kan 72 000nm³/h suiwer suurstof lewer as dit in bedryf is. Soos reeds genoem is 6 van die kompressors stoomaangedrewe, en die res elektries. Die Oos- en Wes stelsels is verbind met 'n lyn waardeur 45 000 nm³/h oorgeplaas kan word.

Figuur 6.4 Fisiese uitleg van Utiliteite toerusting

(Bron: Eie skepping.)



- Die elektriese stelsel bestaan uit 10 generators van 60 MW elk, 8 lugkompresormotors van 36 MW elk en 8 suurstofkompresormotors van 14 MW elk. Alle elektriese toerusting is natuurlik op die verspreidingstelsel verbind met geen drywingvloei beperkinge nie. Die koste van elektrisiteit wissel volgens die Megaflex-energiepryse, wat die marginale koste van Eskomaankope is.

6.3.2 Effektiviteitsstudies

Die doeltreffendheid waarteen oorverhitte stoom na MWh omgeskakel word, is 'n belangrike bestaande KPI in beide die kragstasies en suurstofaanleg. Die syfer is tipies 4,3 ton/MWh en word kontinu gemonitor. Afwykings van die standaard dui op bevuilding van turbinelemme of stoomkondensatorbuis, en is 'n aanduiding dat die betrokke masjien uit bedryf gestel moet word vir die nodige skoonmaakaksie. 'n Verdere aspek om in gedagte te hou, is dat die generatorturbines effens meer effektief as die kompresorturbines van die suurstofaanleg is. Dit beteken dat tydens periodes van 'n stoomtekort, dit meer doeltreffend sal wees om stoom by suurstofaanleg weg te neem, en meer elektriese suurstof te maak, as wat dit sal wees om op interne opwekking terug te sny.

Daar is met behulp van metings vasgestel dat sowel stoomturbines as elektriese motors by volvragtoestande meer effektief is as by laer vragte. Hierdie verskynsel kan intuïtief aangevoel word en is nie verbasend nie, omdat toerusting ontwerp word om by die aangeslane vermoë die doeltreffendste te wees.

Die afleiding wat uit bogenoemde gemaak kan word, is dat minder toerusting wat naby volvrag bedryf, meer ekonomies is as meer toerusting by laer vragte. Indien fabrieksvragte dit dus toelaat, sal dit baie ekonomies wees om

byvoorbeeld 'n lugkompressor uit bedryf te stel en 7 koue kaste op slegs 6 lugkompressors te bedryf. Met 'n elektries-aangedrewe lugkompressor sal 'n besparing in die orde van R77 000 per dag moontlik wees. Daar is egter die risiko dat 'n ander kompressor mag klink, wat dan 'n suurstoftekort en 'n produksieverlies tot gevolg sal hê. Om te kompenseer vir die verhoogde risiko, moet daar dus 'n risiko-faktor in die doelwitfunksie ingebou word.

Die interne stoomoordragsprys is sodanig dat suurstof uit stoom vervaardig goedkoper is as elektriese suurstof tydens Megaflex-spits en standaardtye. In buite-spitstye is elektriese suurstof effens goedkoper.

6.3.3 Multiveranderlike optimaliseringsprobleem

Die multiveranderlike optimaliseringsprobleem wat uit die situasie ontstaan het as onafhanklike veranderlikes die marginale elektrisiteitskoste, die suurstof en stoom behoeftes van die fabriek en die aantal ketels, generators en kompressors in bedryf. Vir elke scenario sal daar 'n optimale bedryfskonfigurasie wees, en die optimale konfigurasie sal telkens verander as enige van die onafhanklike veranderlikes verander, soos byvoorbeeld met 'n onverwagte kompressorklink, of tydens die gereelde verandering van die marginale elektrisiteitsprys volgens die Sasoltariefstruktuur.

Die intydse berekening van die optimale bedryfspunt sal redelik kompleks wees en die bou van 'n dinamiese energiemodel op 'n kragtige rekenaar vereis. Verder sal die bedryfsverstellings wat gereeld gedoen sal moet word, liefs in samewerking met die Prosesintegrasie-area, wat verantwoordelik is vir oorhoofse prosesbeheer vanuit 'n sentrale kontrolekamer, moet geskied.

Daar word voorgestel dat 'n sentrale elektriese beheerkamer ingerig moet word by die SSB- sentrale proseskontrolekamer, vanwaar daar met behulp van 'n

dinamiese energiemodel effektiewe aanvraagbestuur gedoen sal kan word. Daar sal aanvanklik slegs op die stoom-, kragopwekking- en suurstofaanlegte gekonsentreer word, maar aanvraagbeheer kan later uitgebrei word na alle ander prosesse.

Die SSB- elektriese distribusiestelsel word tans vanuit twee aparte elektriese kontrolekamers beheer wat geleë is in die Oos- en Wes-stoomaanlegte. Vanuit die elektriese kontrolekamers word skakelwerk op die verspreidingstelsel gedoen wanneer gedeeltes soms geïsoleer moet word vir instandhouding. Daar is 'n sterk behoefte aan modernisering van die elektriese kontrolekamers, en indien die verspreidingstelselbeheer gekombineer kan word met die aanvraagbestuurfunksie, sal twee vlieë met een klap geslaan kan word.

Die koste verbonde aan die vestiging van 'n sentrale elektriese kontrolekamer is R24 miljoen, hoofsaaklik omdat ou mimiekpanele in die bestaande twee kontrolekamers vervang moet word met moderne rekenaartoerusting. 'n Eerste orde excelmodel is gebou waarmee die potensiële besparing as gevolg van effektiewe aanvraagbestuur gekwantifiseer kon word, ten einde te bepaal of die verwagte besparing vir die kapitale uitleg sal kan betaal.

Die model is 'n funksie van die volgende:

- aantal ketels in bedryf
- aantal generators in bedryf
- aantal lugkompessors in bedryf (elektries en stoom apart)
- aantal suurstofkompessors in bedryf (elektries en stoom apart)
- suurstofoordrag vanaf Oos na Wes, en andersom
- stoomoordrag vanaf Oos na Wes, en andersom
- stoom na fabriek
- suurstof na fabriek
- Elektrisiteit-tariefstruktuur

- koste van risiko

Die doelfunksie is om insetkoste te minimaliseer, en kan soos volg uitgedruk word:

$$\text{Minimaliseer } R_{\text{inset}} = \text{Elektrisiteit}_{\text{invoer}} * \text{tarief} + R_{\text{risiko}} + R_{\text{stoom}}$$

Vergelykings wat in die model gebruik is, is in bylaag 3 geplaas ter inligting.

Daar is vervolgens teruggegaan na historiese data in die SSB-prosesinligtingstelsel, en oor 'n aantal periodes waarvan die data-integriteit goed was, is die model geloop en is die verskil tussen die werklike kostes soos dit gevloei het en die optimale konfigurasie se kostes bereken. Dit het geblyk dat 'n besparing van sowat R1 miljoen rand per maand moontlik is indien die ketels, generators en suurstofreine op die mees optimale wyse bedryf word. Dit is ongeveer 2,5% van SSB se Eskomrekening.

Aangesien so 'n projek redelik langtermyn sal wees, is 'n vooruitskatting gemaak dat daar 'n 80% waarskynlikheid is dat SSB teen die jaar 2000 sal omskakel na 'n groothandeltarief. 'n Vooruitskatting van die tariewe wat in die toekoms sal geld is gemaak. In bylaag 4 kan 'n lys van al die aannames wat vir die oefening gebruik is gesien word.

Vervolgens is 'n besigheidsaak opgetrek en 'n sensitiwiteitanalise soos in bylaag 4 gedoen. Vir die doeleindes van die oefening is daar volledig gekyk na die hoër onderhoudskostes en laer bedryfsrisiko's wat gepaard sal gaan met die rekenarisering en sentralisering van die elektriese kontrolekamers, asook die verwagte aanvraagbestuurvoordele. Daar is gevind dat die projek 'n verwagte netto teenswoordige waarde van R15,2 miljoen het, teen 'n koste van kapitaal

van 22%. Die waarskynlikheid om 'n netto teenswoordige waarde van groter as nul te hê is 89%.

'n Besigheidsaak vir die oprigting van 'n gesentraliseerde elektriese beheerkamer is aan die Sasol Beperk Raad voorgelê gedurende November 1997, en 'n bedrag van R24 miljoen is goedgekeur vir die projek. Volgens die huidige beplanning sal die dinamiese energiemodel teen die tweede helfte van 1998 in werking wees, en die nuwe sentrale elektriese beheerkamer teen einde 1999.

6.4 Samevatting

Elektriese energiebestuur in SSB het die potensiaal om groot besparings te realiseer, maar moet op so 'n wyse aangepak word dat dit nie negatief inwerk op die optimalisering van die chemiese prosesse nie. Die korrekte keuse van die gekontrakteerde energiedrumpel, en die operasionele bestuur van die Eskom invoere tydens interne stoormtekorte volgens 'n ooreengekome elektrisiteitbestuurstelsel maak die minimalisering van die Eskom rekening moontlik.

Aansienlike verdere potensiaal bestaan om die bedryf van die SSB ketels, generators en suurstoftreine vanuit 'n energieverbruik perspektief te optimaliseer. Ten einde dit te vermag is daar effektiwiteitstudies van die verskillende tipes toerusting gedoen, en is 'n eerste-orde multiveranderlike optimaliseringsalgoritme ontwikkel waarmee dit mees optimale werkpunt bepaal kan word. Vervolgens is 'n besigheidsaak uitgemaak vir die sentralisering van die elektriese kontrolekamers, en die ontwikkeling van 'n dinamiese energiemodel, waarmee 'n besparing aan elektrisiteit van ongeveer R1 miljoen per maand moontlik gemaak sal word.

HOOFSTUK 7

RESULTATE BEREIK EN VERDERE AANBEVELINGS

7.1 Bydrae tot SSB se winsgewendheid

SSB se sukses as privaatsektormaatskappy word as wins en waardetoevoeging vir aandeelhouers gemeet, en hierin speel elektrisiteit as groot insetkoste 'n belangrike rol. Die elektrisiteit-tariefstruktuur het op die volgende twee wyses 'n direkte invloed op die basiese resultate van SSB.

- **Stabiliteit van bedryf**

Indien gasvragte teruggesny moet word ten einde maksimum aanvraag-oorskrydings te beperk, het dit 'n ernstige negatiewe produksie-impak op SSB. Die Sasolproses is 'n steenkool-na-gas-na-olie-proses, en effektiewe omsetting na olie kan slegs by stabiele gasvragte geskied. Die vermindering van gasvragte om watter rede ook al, het tot gevolg dat Syntholreaktore uit bedryf gestel moet word, en indien dit by herhaling moet gebeur, word die katalisator in die reaktore beskadig en is die negatiewe gevolge sowel korttermyn as mediumtermyn.

Die bedryf van die SSB-stoomketels kan nie met dié van Eskom, of enige ander kragopwekker vergelyk word nie, omdat twee-derdes van die stoomproduksie in die proses verbruik word en nie as kondensaat terugkom nie. Daar moet gevolglik baie groot hoeveelhede ketelvoerwater opgemaak word, en selfs met moderne tegnologie is die kwaliteit van ketelvoerwater in SSB grootte ordes swakker as in Eskom se geval, waar byna alle stoom as kondensaat herwin word. Die SSB-ketels is gevolglik meer kwesbaar vir buisfalings en inherent minder betroubaar.

Met die ingebruikneem van die Tussentydse tarief en die Sasoltarief is die gasvragte effektief ontkoppel van stoombeskikbaarheid, sodat dit slegs by baie hoë uitsondering nodig is om gasvragte te verminder as gevolg van stoomprobleme. Die voordeel hieraan verbonde is moeilik kwantifiseerbaar, maar is ongetwyfeld etlike miljoene per jaar werd.

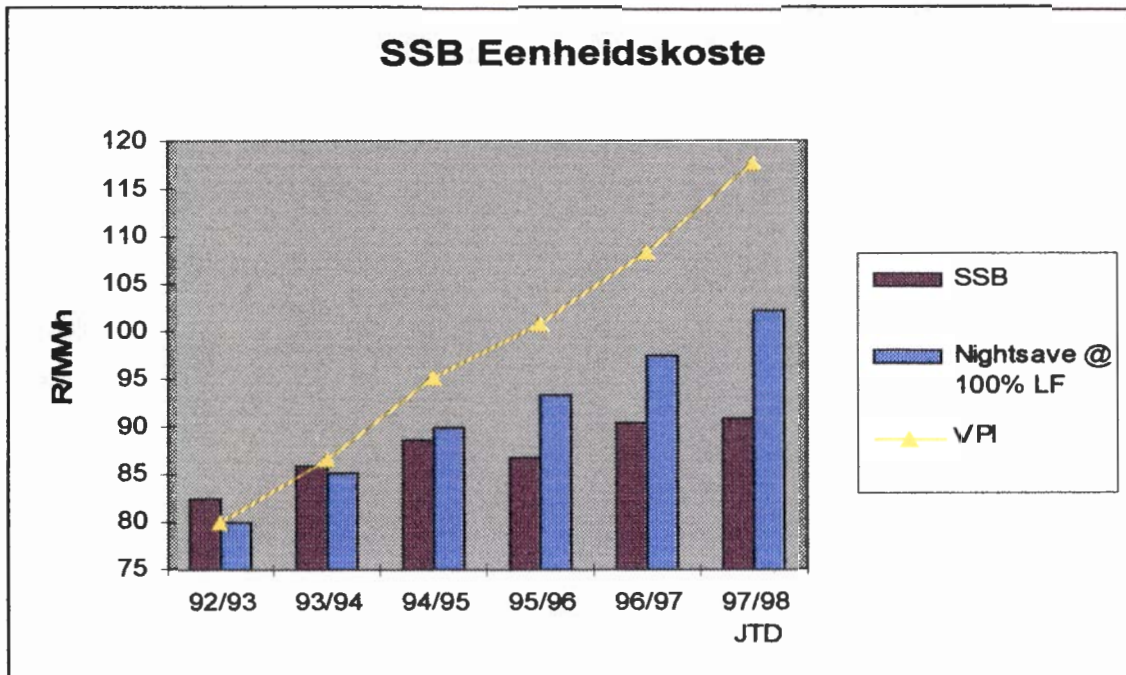
- **Elektrisiteit-eenheidskoste**

Daar kan tweedens na die werklike koste van Eskomaankope gekyk word om die effek van tariefwysigings te kwantifiseer. In figuur 7.1 (p. 96) is die eenheidskoste betaal deur SSB in nominale terme oor die afgelope aantal jare geplot saam met die Nightsave-eenheidskoste vir 132kV-kliënte teen 'n 100%-lasfaktor. 'n 100%-lasfaktor vir SSB is nie moontlik nie, maar is die ideaal waarna gestreef is voor die tariefveranderinge, omdat dit die laagste eenheidskoste sal gee.

Die volgende kan uit figuur 7.1 (p. 96) waargeneem word:-

- Die gaping wat ontstaan tussen die verbruikersprysindeks en die Nightsave-tarief is die gevolg van die Eskomprysonderneming waarvolgens daar gepoog is om die reële koste van elektrisiteit met 20% te verminder van 1992 tot 1996. 'n Reële vermindering van ongeveer 18,5% is behaal.
- SSB het gedurende 1994/95 vir die eerste keer onder die 100%-lasfaktor Nightsave-prys gekom met die implementering van die Tussentydse tarief en die ad hoc-reëlings wat deur die jaar getref is. Dit is belangrik om te onthou dat die tariefwysigings tot gevolg gehad het dat hoër volumes gevloei het, sodat Eskom nie vir SSB ten koste van ander kliënte bevoordeel het nie.
- Die 1997/98 SSB-eenheidskosteprys geld vir die periode vanaf Julie 1997 tot Desember 1997. 'n 4,3%-tariefverhoging tree op 1 Januarie 1998 in werking.

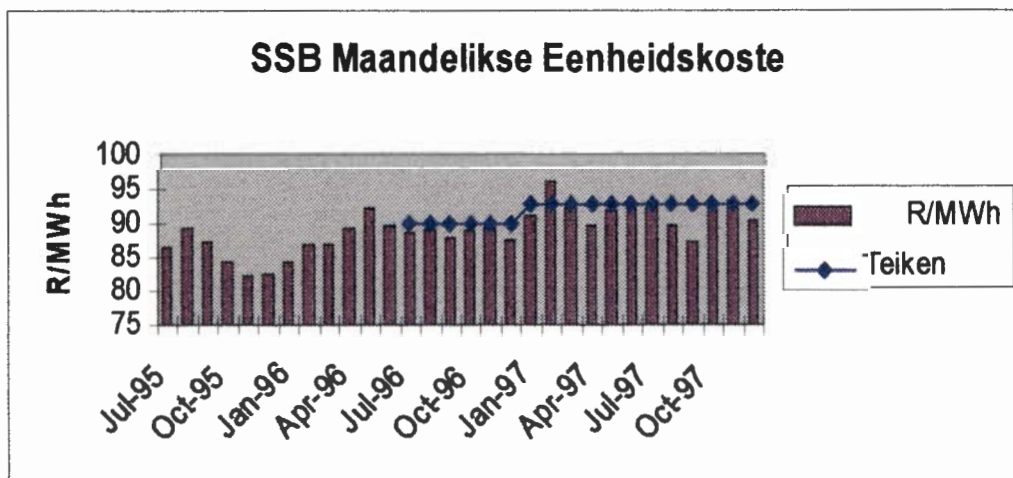
Figuur 7.1 SSB elektrisiteit eenheidskostegesiedenis



Bron: Eie skepping.

- Die pryse soos weerspieël is baie afhanklik van die lasprofiel, en omdat aanvraagbestuur nog nie professioneel gedoen word nie, is daar nog ruimte vir verbetering. In bylaag 1 kan die week van 18 tot 24 Augustus 1997 beskou word as 'n voorbeeld van hoe 'n lasprofiel nie moet lyk nie.

Figuur 7.2 Die maandelikse eenheidskostegesiedenis sedert Julie 1995.



Bron: Eie skepping.

7.2 Verdere aanbevelings

7.2.1 Industrie-herstrukturering

Dit is noodsaaklik dat energie-intensiewe nywerhede se behoeftes in ag geneem moet word met die distribusie-industrie-herstrukturering wat op hande is. Die energie-intensiewe nywerhede word op een uitsondering na almal deur Eskom-Distribusie voorsien. 'n Tipiese munisipale heffing van R10/MWh sal 'n meer as R50 miljoen per jaar toename in elektrisiteitskoste vir SSB beteken, wat terloops geen dienste vanaf die plaaslike munisipaliteit ontvang nie. Aan die ander kant word die oorgrote meerderheid SABEK en AHI-lede vanaf munisipale verspreidingstelsels voorsien, en is hulle elektrisiteitskoste as persentasie van veranderlike koste relatief gering. Munisipale heffings is ook reeds in die huidige tariewe van sulke kliënte ingebou. Wat dus vir een besigheid 'n absolute kritieke punt is, mag vir die volgende 50 besighede redelik onbelangrik wees. Daar is gevolglik 'n bekommernis dat die normale besigheidskamers nie die belange van energie-intensiewe nywerhede effektief op die ERIC-forums sal kan verteenwoordig nie, en soms 'n konflik in belange mag ervaar.

- 'n Energie-intensiewe gebruikersgroep is onlangs in die lewe geroep en dié kanaal moet gebruik word om 'n gunstige uitkoms vir lede te beding met die herstrukturering.

Dit wil voorkom of daar heelwat foutiewe persepsies oor pasgemaakte tariewe vir groot gebruikers onder ander rolspelers is, wat die saak van sulke verbruikers skade aandoen. Sulke persepsies moet reggestel word.

- Verder moet die groep die debat oor herstrukturering van die stroomop-sektore van Eskom, naamlik Opwekking en Transmissie, in die openbare sfeer kry. Dit behels die beïnvloeding en opvoeding van ander rolspelers in

die EVI, onder meer ook die betrokke Parlementêre Portefeulje-Komitees. Indien dit nie gedoen word nie, is daar 'n wesenlike gevaar dat die kompeterende voordeel van relatief goedkoop elektrisiteit oor die volgende dekade kan erodeer omdat kompeterende kragte tariewe oorsee afwaarts druk, terwyl die druk in Suid-Afrika opwaarts is.

- SSB, as 'n gelisensieerde industriële verspreider van elektrisiteit, moet die herstrukturering gebruik om direkte toegang tot Eskom-Opwekking via Transmissie te kry. Die beginsel in die verband is redelik suiwer omdat daar geen verspreider tussen SSB en Transmissie is nie, en dit dus nie ekonomies sin maak om SSB as 'n gevange kliënt van Eskom-Distribusie, of 'n toekomstige streeksverspreider, te hou nie.

7.2.2 Aanvraagbestuur

Daar is nog baie ruimte vir verbetering wat aanvraagbestuur in SSB en die omliggende Sasolmyne betref. Die beplande energie model en sentrale beheerfasiliteit behoort dit moontlik te maak om die geleenthede te benut en elektriese eenheidskoste met minstens 3% te verminder. Dit sal 'n verdere besparing van R15 miljoen per jaar vir die Secunda-kompleks meebring.

BRONNELYS

ANDREAS, J.C. 1996. Energy-Efficient Electric Motors. New York : Marcel Dekker, Inc. 272 p.

BARNARD, H.B. 1997. Brief en bylae aan Nasionale Elektrisiteitsreguleerder oor groothandeltarief, 13 Februarie. Johannesburg. (Oorspronklike kopie in die rekords van Eskom, Megawatt Park.)

ERIC kyk SUID-AFRIKA

ESKOM 1996. Eskom annual report. Johannesburg. 76 p.

ESKOM. 1996. Real Time Pricing status report. Confidential report by Energy Services and Trading. Johannesburg. 18 p.

ESKOM. 1997. Provision for future electricity demands in Mpumalanga. Witbank. 32 p.

HUNT, S. & SHUTTLEWORTH, G. 1996.0) Competition and choice in electricity. West Sussex : John Wiley & Sons Ltd. 237 p.

NER kyk SUID-AFRIKA

N.U.S. (National Utility Services South Africa (Pty) Ltd). 1997. International Electricity Price Survey. April 1996 - April 1997. Johannesburg. 12 p.

MORGAN, A. 1997. ESI transformation: Towards a structural mechanism for transformation. (Voordrag gelewer aan groot industriële kliënte van Eskom op 17 Oktober.) Sandton. 45 p. (Ongepubliseer.)

MORGAN, K. 1994. The changing nature of the South African Electricity Supply Industry. NELF sekretariat. 33 p. (Ongepubliseer.)

PERERA, B.L.P.P., FARMER, E.D., CORY, B.J. 1996. Revenue reconciled optimum pricing of transmission services. IEEE Transactions on Power Systems, 11(3):1419-1426, August.

SASOL. 1997. Sasol-Jaarverslag. Johannesburg. 98 p.

SHEBLE, G.B. 1996. Price based operation in an auction market structure. IEEE Transactions on Power Systems, 11(4):1170-1777, November.

SIOZHANSI, F.P. 1996 Electricity regulation and competition. Elektron, 13(1):5-7, Januarie.

SUID-AFRIKA. ERIC report. Department of Minerals and Energy. 1997. Meeting South Africa's electricity distribution challenges. Pretoria. 41 p.

SUID-AFRIKA. NER (National Electricity Regulator). 1996. Electricity Supply Statistics for South Africa. Sandton. 39 p.

TERBLANCHE, F.J. 1996. Ondersoek op elektriese motors. Secunda. 70 p. (Ongepubliseer.)

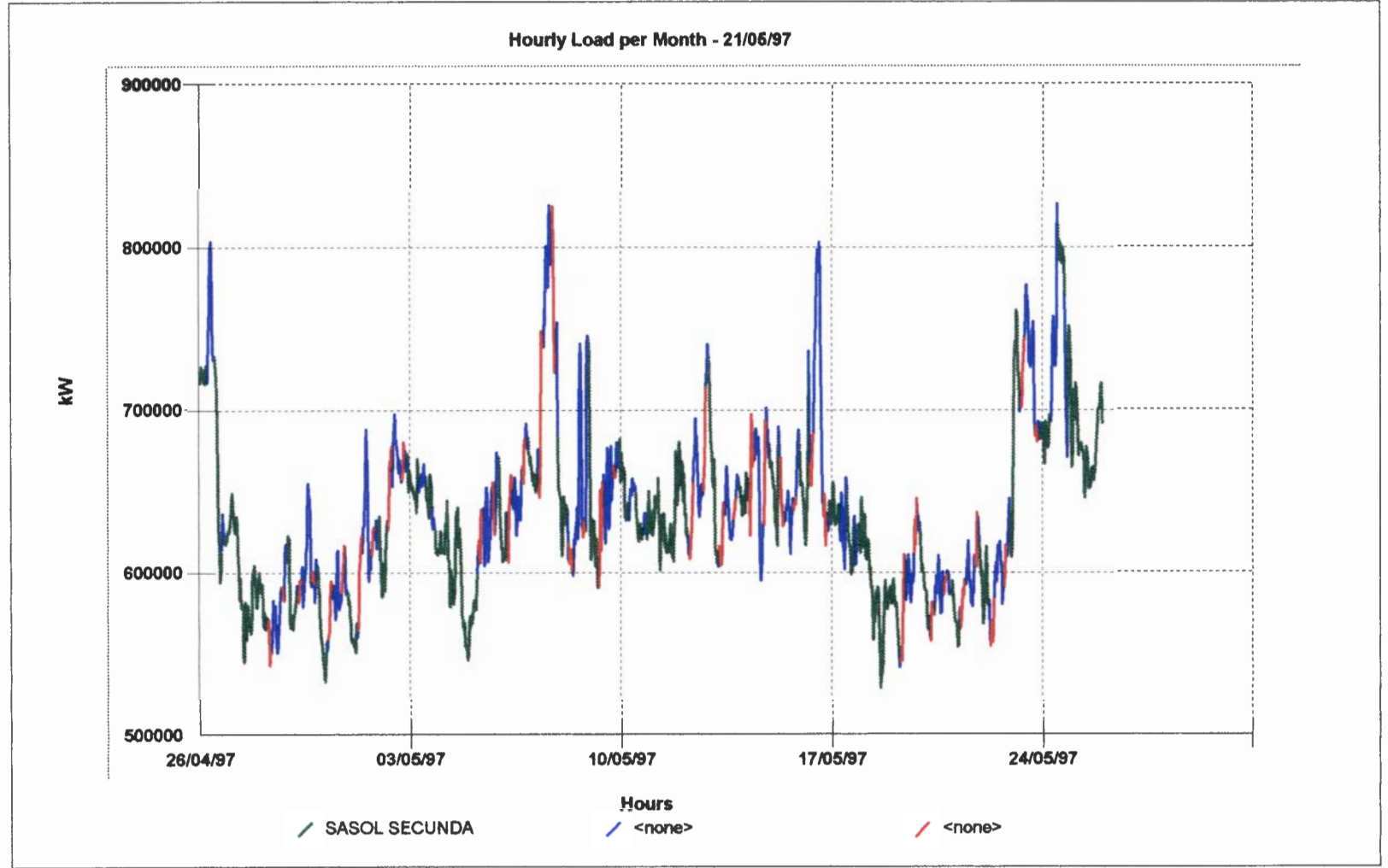
VAN DER MERWE, S.J. & VIVIERS, W. 1991 Inleiding tot Makro- en Mikro- ekonomie. Potchefstroom : PU vir CHO. 121 p. (Diktaat.)

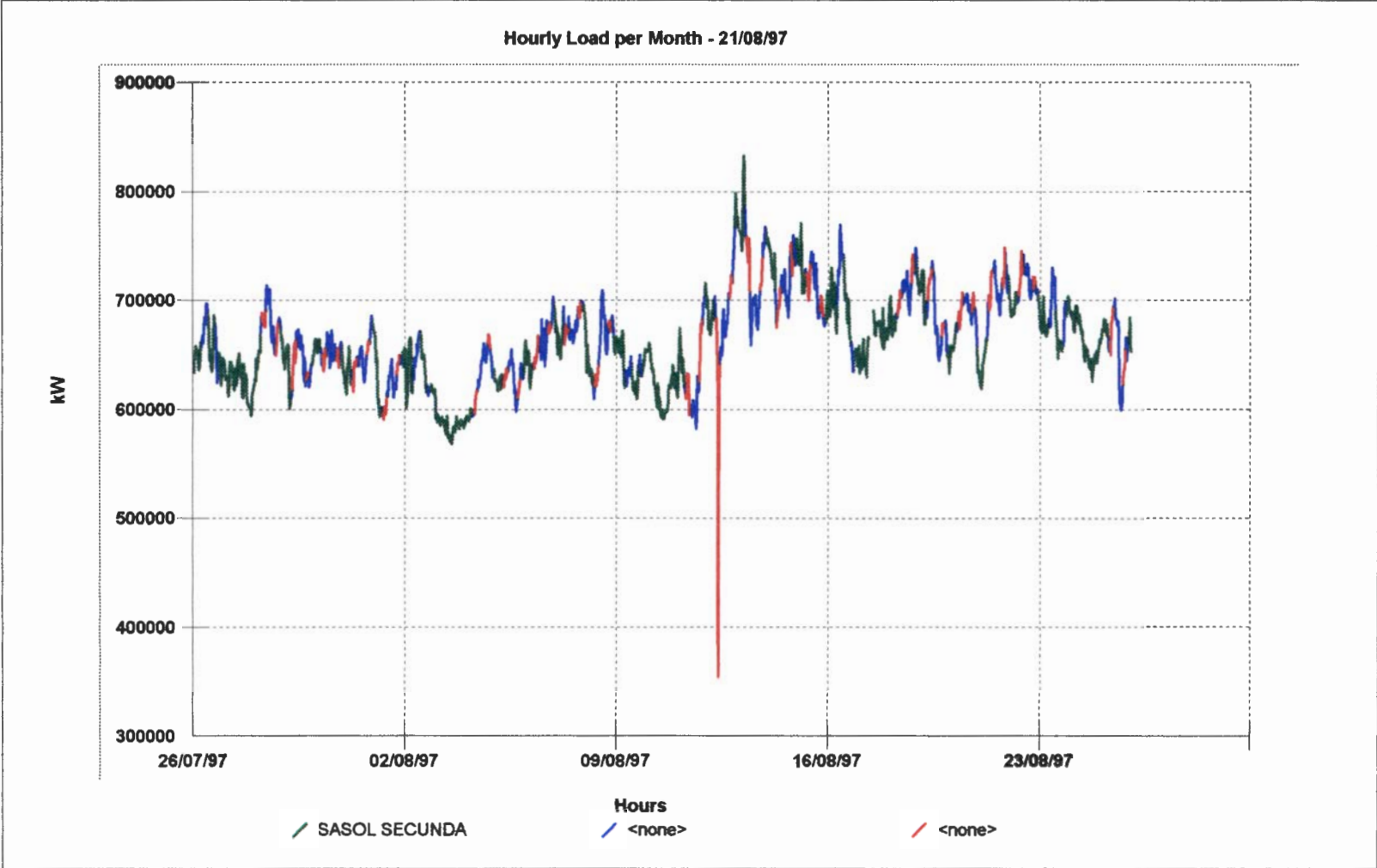
VERBRUGGEN, A. 1995. Marginal Cost Based Electricity Tariffs. (In Power- Gen Europe '95, Conference Papers, Volume 1-3, May 16-18. Amsterdam. p. 11-32.)

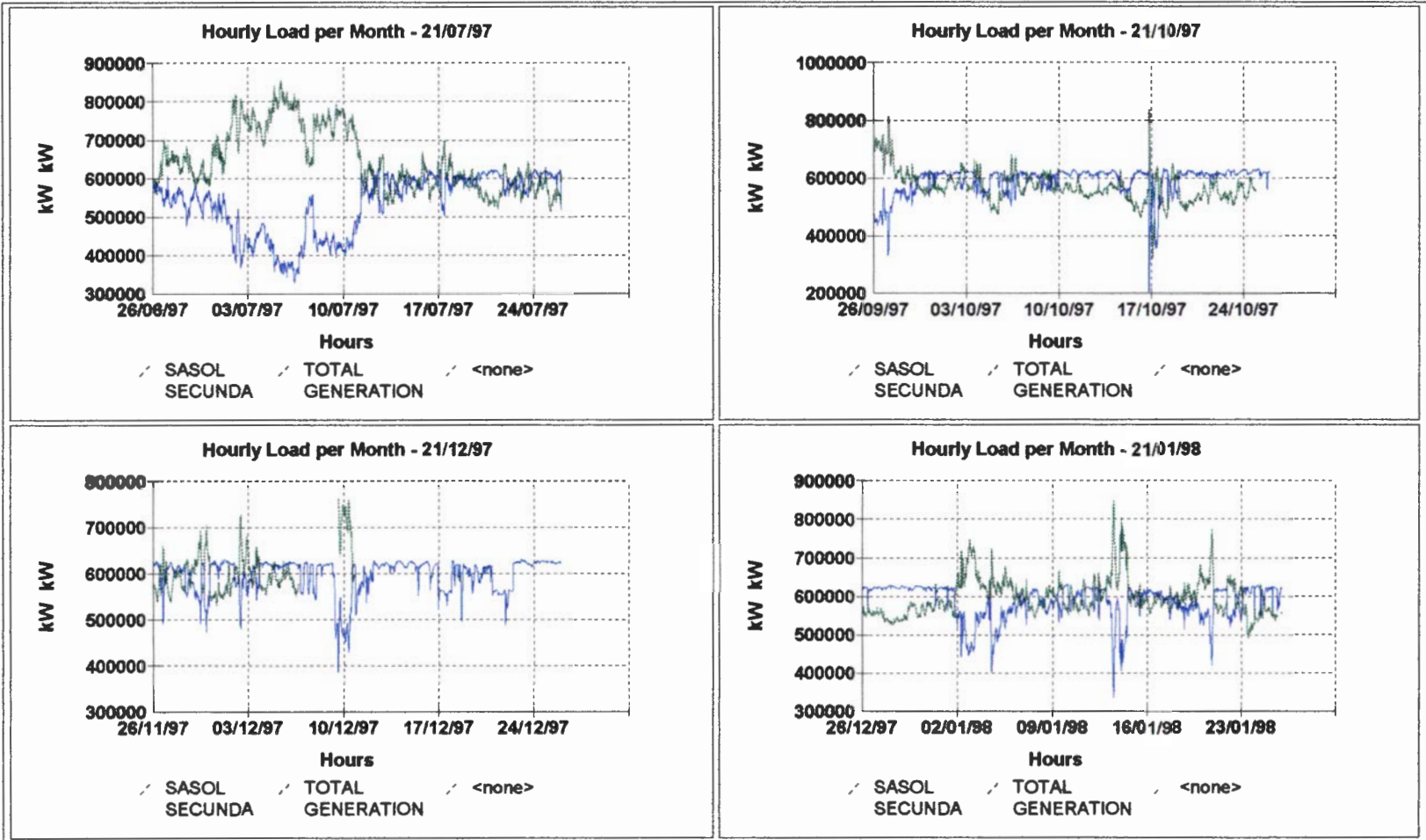
YU, C.W. & DAVID, A.K. 1997. Pricing transmission services in the context of industry deregulation. IEEE transactions on power systems, 12(1):503-510, February.

ZOBIAN, A.A. & ILIC, M.D. 1997. Unbundling of Transmission and Ancillary Services. Part II: Cost-Based Pricing Framework. IEEE Transactions on Power Systems, 12(2):549-558, May.

BYLAAG 1 VOORBEELDE VAN SSB LASPROFIELE







**BYLAAG 2 VOORBEELDE VAN MAANDELIKSE OPWEKKING KPI-METING
EN DIE REKENINGKONTROLESTATE**

KPI for 9705

High 17.89 c/kWh (Peak)
10.03 c/kWh (Std)
5.76 c/kWh (Off)

Low 16.10
9.01
5.18

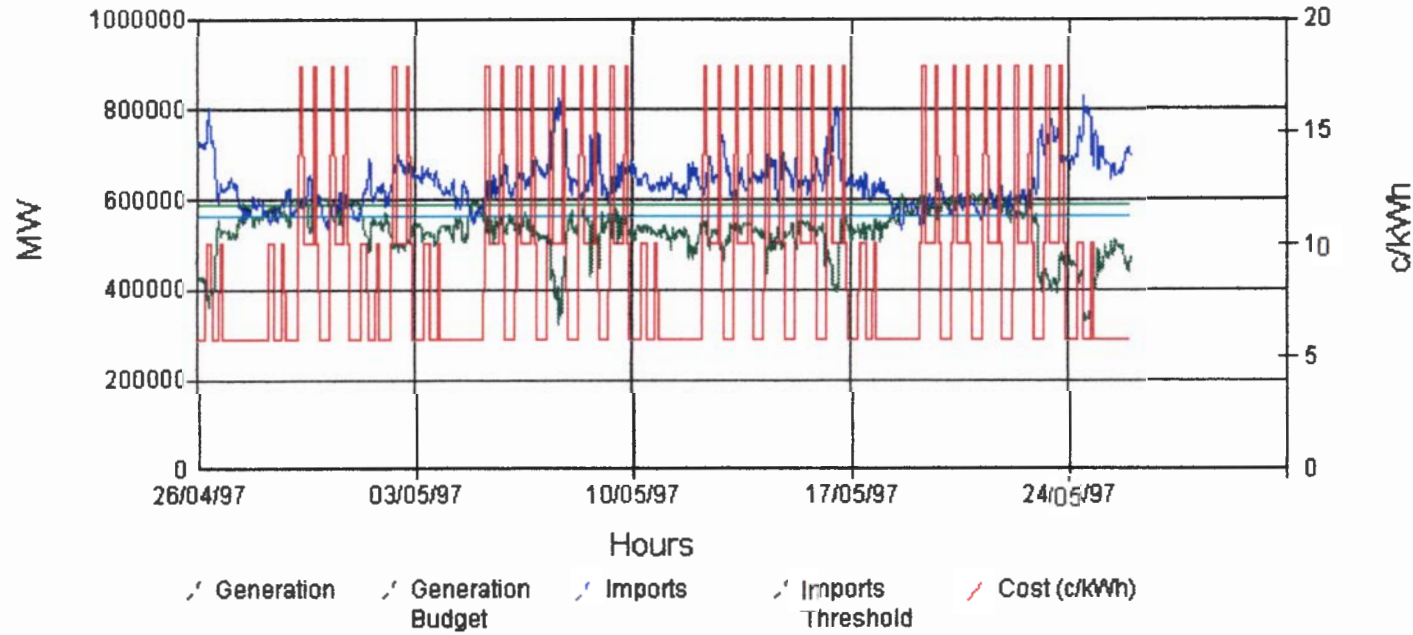
Date Printed:

23/08/98

Start Date: 26/04/97
End Date: 26/05/97

Created by OTOKON Systems

Generation KPI



106

Cost Under:

57879

Cost Above:

-3682109

Total:

-3624230

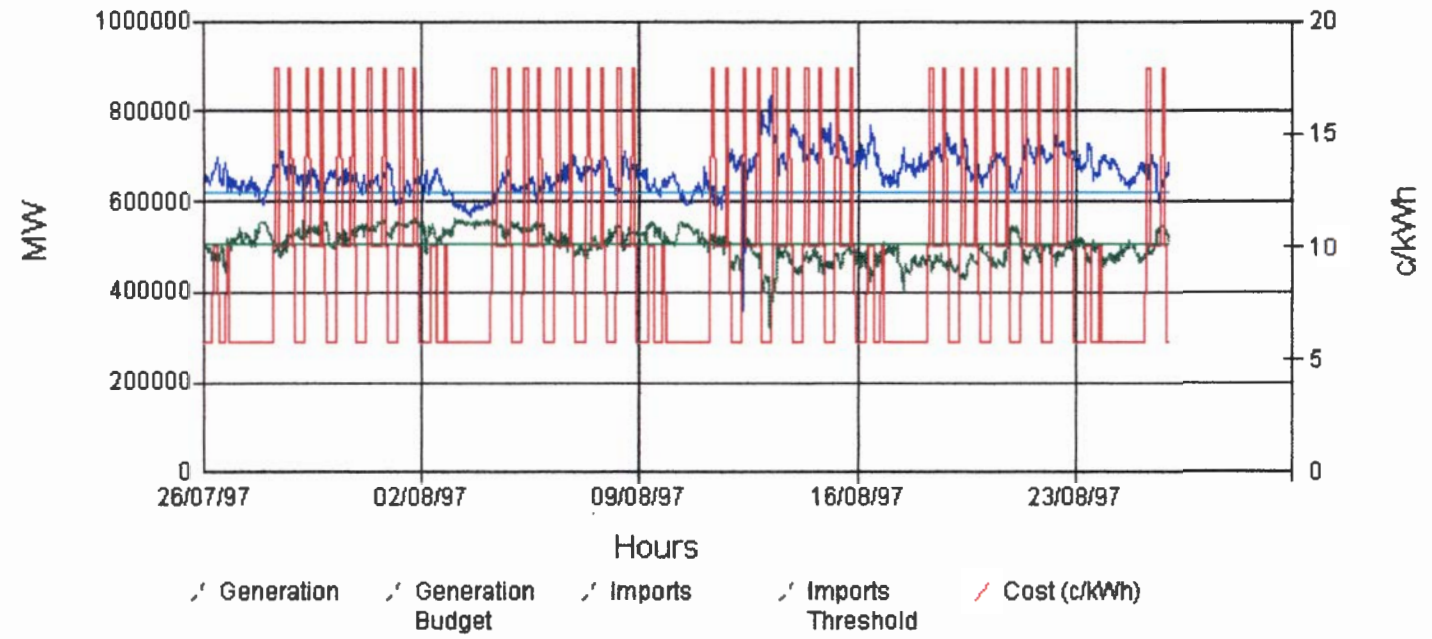
KPI for 9708
Start Date: 26/07/97
End Date: 26/08/97

High 17.89 c/kWh (Peak)
Low 16.10 c/kWh (Std)
5.76 c/kWh (Off)

Date Printed: 23/08/98

Created by OTOKON Systems

Generation KPI



Cost Under: 662426 Cost Above: -973038 Total: -310612

SSF Costing for 9705

Rebate: 67MW
 Power Factor: 0.95
 Var Cost: 0.0220R/kVArh

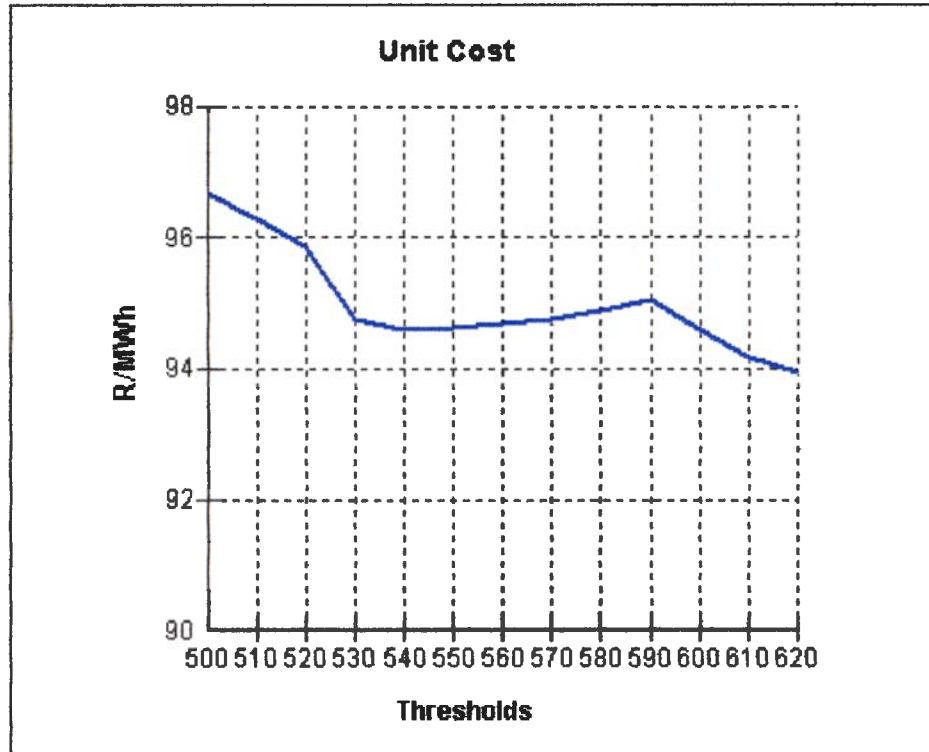
High 18.99 c/kWh (Peak)
 10.65 c/kWh (Std)
 6.11 c/kWh (Off)

Low 17.09
 9.56
 5.50

Date Printed: 26/08/98
 Discount Percentage: 4.69
 Real Consumption: 457,269.70 kWh
 Vars (kVArh,R/c): 6511 143,248.78

T/Hold	Cost	CONSUMPTION			THold	Total	COST			THold	Discount	Total Cost	Unit Cost
		Peak	Std	Off			Peak	Std	Off				
500	10.36	12456	37857	47207	360000	457520	2,365,463.53	3,903,831.62	2,884,321.06	37,296,000.00	-429,304.60	44,193,090.38	96.6456
510	10.28	11556	35297	43472	367200	457525	2,194,553.53	3,640,776.62	2,656,112.56	37,748,160.00	-398,248.66	44,014,132.82	96.2542
520	10.20	10656	32737	39737	374400	457530	2,023,643.53	3,377,721.62	2,427,904.06	38,188,800.00	-367,192.73	43,823,655.26	95.8377
530	10.04	9756	30177	36002	381600	457535	1,852,733.53	3,114,666.62	2,199,735.88	38,312,640.00	-336,138.68	43,316,416.13	94.7284
540	10.00	8856	27617	32279	388800	457552	1,681,823.53	2,851,611.62	1,972,217.81	38,880,000.00	-305,115.12	43,253,316.62	94.5904
550	9.98	7959	25066	28596	396000	457622	1,511,490.82	2,589,561.56	1,747,221.22	39,520,800.00	-274,284.03	43,267,568.34	94.6216
560	9.96	7071	22541	25006	403200	457819	1,342,786.70	2,330,256.21	1,527,872.46	40,158,720.00	-243,922.93	43,288,491.22	94.6673
570	9.94	6194	20053	21575	410400	458222	1,176,253.52	2,074,812.13	1,318,232.01	40,793,760.00	-214,300.06	43,321,536.37	94.7396
580	9.92	5351	17607	18393	417600	458951	1,016,064.51	1,823,090.00	1,123,829.65	41,425,920.00	-185,863.96	43,375,818.98	94.8583
590	9.90	4551	15284	15477	424800	460112	864,240.22	1,584,012.41	945,618.55	42,055,200.00	-159,172.56	43,462,677.40	95.0482
600	9.80	3814	13149	12814	432000	461777	724,325.70	1,364,293.97	782,935.40	42,336,000.00	-134,675.93	43,245,657.91	94.5736
610	9.70	3159	11191	10355	439200	463905	599,805.99	1,162,866.68	632,675.83	42,602,400.00	-112,341.85	43,058,185.44	94.1637
620	9.61	2577	9415	8200	446400	466592	489,387.49	980,104.16	500,997.76	42,899,040.00	-92,415.95	42,949,892.24	93.9268

108



SSF Costing for 9708

Rebate: 67MW
 Power Factor: 0.95
 Var Cost: 0.0220R/kVArh

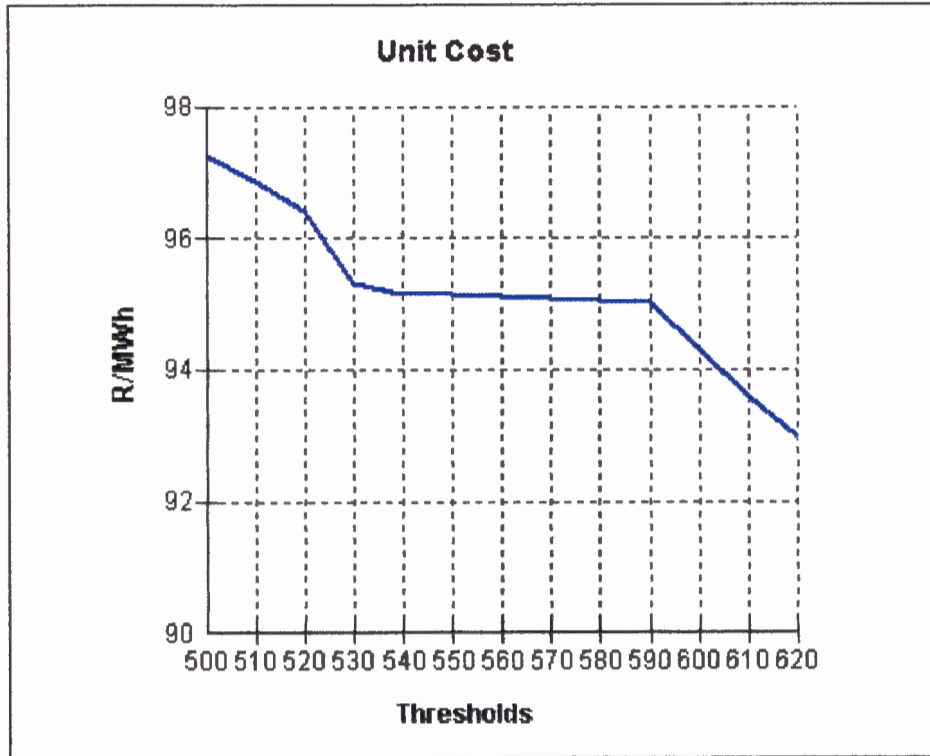
High 18.99 c/kWh (Peak)
 10.65 c/kWh (Std)
 6.11 c/kWh (Off)

Low 17.09
 9.56
 5.50

Date Printed: 26/08/98
 Discount Percentage: 4.69
 Real Consumption: 493,061.92 kWh
 Vars (kVArh,R/c): 8413 185,075.68

T/Hold	Cost	CONSUMPTION			COST							Total Cost	Unit Cost
		Peak	Std	Off	THold	Total	Peak	Std	Off	THold	Discount		
500	10.36	18310	47765	55310	372000	493385	3,477,081.92	4,891,649.80	3,379,430.98	38,539,200.00	-550,988.83	47,950,979.54	97.2514
510	10.28	17265	45000	51690	379440	493395	3,278,636.42	4,608,359.80	3,158,248.98	39,006,432.00	-518,022.00	47,748,260.87	96.8403
520	10.20	16220	42235	48070	386880	493405	3,080,190.92	4,325,069.80	2,937,066.98	39,461,760.00	-485,055.17	47,533,638.20	96.4050
530	10.04	15175	39470	44450	394320	493415	2,881,745.42	4,041,779.80	2,715,884.98	39,589,728.00	-452,088.34	46,991,655.54	95.3058
540	10.00	14130	36705	40830	401760	493425	2,683,299.92	3,758,489.80	2,494,702.98	40,176,000.00	-419,121.51	46,907,976.87	95.1361
550	9.98	13085	33940	37210	409200	493435	2,484,854.42	3,475,199.80	2,273,520.98	40,838,160.00	-386,154.68	46,900,186.20	95.1203
560	9.96	12040	31175	33590	416640	493445	2,286,408.92	3,191,909.80	2,052,338.98	41,497,344.00	-353,187.85	46,889,419.53	95.0984
570	9.94	10995	28410	29971	424080	493456	2,087,963.42	2,908,619.80	1,831,239.10	42,153,552.00	-320,224.87	46,875,755.13	95.0707
580	9.92	9950	25645	26385	431520	493500	1,889,517.92	2,625,329.80	1,612,141.34	42,806,784.00	-287,355.79	46,861,022.95	95.0408
590	9.90	8905	22886	22887	438960	493638	1,691,072.42	2,342,628.53	1,398,404.74	43,457,040.00	-254,765.76	46,848,985.61	95.0164
600	9.80	7871	20154	19580	446400	494005	1,494,739.36	2,062,946.75	1,196,328.22	43,747,200.00	-222,963.27	46,492,856.75	94.2942
610	9.70	6859	17484	16409	453840	494592	1,302,556.01	1,789,682.23	1,002,578.17	44,022,480.00	-192,046.89	46,139,855.20	93.5782
620	9.61	5878	14882	13389	461280	495429	1,116,254.99	1,523,849.71	818,040.28	44,329,008.00	-162,187.00	45,839,571.67	92.9692

109



BYLAAG 3 VERGELYKINGS GEBRUIK IN DIE EXCEL-MODEL

EL	-Electricity
BO	-Boiler
ST	-Steam
O ₂	-Oxygen
AC	-Air Compressor
O ₂ C	-Oxygen Compressor
GEN	-Generator
WF	-West Factory
EF	-East Factory
LINE	-Transfer Line
I/C	-In Commission
S/D	-Shut Down
X	-number

Issues

No flow must be possible when equipment is not available (shutdown)
Electricity must be minimised only when above threshold (cost of steam)
Risk increases when equipment are decommissioned (Risk)

UTILITIES ELECTRICITY OPTIMIZATION MODEL

f(Boilers I/C, Gen's I/C, AC I/C, O₂C I/C, O₂ Xfer, Steam Xfer, Steam to Factory, O₂ to Factory, Eskom tariff, Cost of Risk)

Functions

Function to minimize: $R = E_{Lin} * \text{Tariff} + R_{risk} + R_{st}$

Electricity Balance

$$E_{Lin} = E_{Lac1} + \dots + E_{Lac8} + E_{Lo2c1} + \dots + E_{Lo2c9} - (E_{Lgen1} + \dots + E_{Lgen10})$$

$$E_{Lac.x} = f(AIR.x) * AC.x \text{ I/C} \quad x = 1 \text{ to } 8$$

$$E_{Lo2c.x} = f(O_2.x) * O_2C.x \text{ I/C} \quad x = 1 \text{ to } 9$$

$$E_{Lgen.x} = f(STgen.x) * GEN.x \text{ I/C}$$

Steam Balance

$$ST_{wf} = ST_{bo1} + \dots + ST_{bo8} + ST_{line} - (ST_{gen1} + \dots + ST_{gen6})$$

$$ST_{ef} = ST_{bo9} + \dots + ST_{bo17} - ST_{line} - (ST_{gen7} + \dots + ST_{gen10}) - (ST_{ac9} + \dots + ST_{ac14}) - (ST_{o2c10} + \dots + ST_{o2c16})$$

$$ST_{bo.x} = f() * BO.x \text{ I/C}$$

$$ST_{ac.x} = f(Air.x) * AC.x \text{ I/C} \quad x = 9 \text{ to } 14$$

$$ST_{o2c.x} = f(O_2.x) * O_2C.x \text{ I/C} \quad x = 10 \text{ to } 16$$

Oxygen Balance

$$O_{2wf} = O_{21} + \dots + O_{28} + O_{2line}$$

$$O_{2ef} = O_{29} + \dots + O_{216} - O_{2line}$$

Air Balance

$$O_{21} + \dots + O_{28} = (AIR1 + \dots + AIR7) * 0.213$$

$$O_{29} + \dots + O_{216} = (AIR8 + \dots + AIR14) * 0.213$$

Fixed values

All S/D	1 if equipment available, 0 if not available S/D for BO, GEN, AC, O ₂ C, LINE
O ₂ wf	fixed from PI
O ₂ ef	fixed from PI
STwf	fixed from PI
STwf	fixed from PI
Tariff	fixed for month

Variables

When flow > 0, I/C = 1, else I/C = 0 - 1

STbo.x = 250 to 560 when S/D = 1, else = 0

O₂.x = 0, 55 to 72??? when S/D = 1, else = 0

ELgen.x = 5 to 65 when S/D = 1, else = 0

STline = -600 to -100; 100 to 600 when S/D = 1, else = 0

O₂line = -45 to 45 when S/D = 1, else = 0

**BYLAAG 4 'n BESIGHEIDSAAK EN SENSITIWITEITSANALISE VIR DIE
INRIG VAN 'n SENTRALE ELEKTRIESE KONTROLEKAMER**

Input Assumptions

Results using Crystal Ball

Date: 21/8/98

Centralisation of Main Electrical Control Rooms

Project name:

Project Timelines

Current year
Start of Construction
First Year of Revenue
Final Revenue Date

1998
1997
1999
2020

Revenue Profile

Percentage of peak revenue

1999	2000	2001	2002	2003
50%	100%	100%	100%	100%

Percentage of equipment not accessible

1%	2%	5%
----	----	----

ITEM

Project income

Current electricity tariff structure

	UNITS	VALUE		
		minimum	most likely	maximum
Standard	Rand		\$ 106.50	
Peak	Rand		\$ 189.90	
Off-peak	Rand		\$ 61.10	

Current tariff structure - times

Standard	%	41%
Peak	%	15%
Off-peak	%	44%

Wholesale electricity tariff

Standard	Rand	\$ 70.00	\$ 85.00	\$ 100.00
Peak	Rand	\$ 150.00	\$ 200.00	\$ 220.00
Off-peak	Rand	\$ 30.00	\$ 50.00	\$ 60.00

Wholesale electricity tariff - times

Standard	%	42%	38%	29%
Peak	%	10%	13%	25%
Off-peak	%	48%	50%	46%

Probability of WET

Year when acces to WET

MW per year shifted from peak to off peak

	%	80%		
		1999	2000	2005
With LOX		0	0	0
Without LOX		50	75	150

Possibility of LOX vapouriser

%	0%
---	----

Operating cost

Insurance (% of capital)

%	0.2%
---	------

Maintenance: Current MECRs Year 1

Year 1	Rand	\$ 50,000	\$ 60,000	\$ 100,000
Year 5	Rand	\$ 80,000	\$ 90,000	\$ 200,000
Year 10	Rand	\$ 200,000	\$ 290,000	\$ 400,000
Year 15	Rand	\$ 320,000	\$ 600,000	\$ 800,000

Maintenance: New system Year 1

Year 1	Rand	\$ 300,000	\$ 500,000	\$ 600,000
Year 5	Rand	\$ 300,000	\$ 400,000	\$ 800,000
Year 10	Rand	\$ 400,000	\$ 500,000	\$ 1,000,000
Year 15	Rand	\$ 500,000	\$ 600,000	\$ 1,200,000

Operating cost savings

Number of people for energy management
Renumeration
Cost per substation

number	-
Rand/y	\$ -
R	\$ -

Expansion on network	no./year	-	-	-
Hours spent on training	h		96	
Switching actions per person per year	no.		104	
Time spent switching	h		1.00	
Hourly tariff	Rand/h		\$ 44.00	

Capital outlay

Total Capital Cost from start of facilities

Cost Profile	k Rand	21600	24000	26400
Year 1	% of Total	1997	28%	
Year 2	% of Total	1998	50%	
Year 3	% of Total	1999	22%	
Year 4	% of Total	2000	0%	

Global Parameters

RSA Inflation Rate	%	5.0%	8.5%	15.0%
USA Inflation Rate	%	0.5%	1.0%	3.0%
Cost of Capital	%		22%	
Tax Rate	%		38%	
Capital write off period	years		3	

Loss Prevention (Values calculated from Loss Prevention Model)

Project reduces risk of loss:

Reduction in human incidents	% reduction	k Rand/year	0.0%	80.0%	100.0%
	Ave cost/incident	k Rand/year		2000	
	Number of incidents	number		1	
Reduction in safety incidents		k Rand/year			

<u>Crystal Ball Assumption Titles</u>	<u>Assumption Ce</u>	<u>Input Min</u>	<u>Input Med</u>	<u>Input Max</u>
Percentage of equipment not accessible	3.158E-05	0.01	0.02	0.05
Standard Wholesale pricing	83.549147	70	85	100
Standard wholesale time	0.3358262	0.42	0.38	0.29
Probability of WET	0.3617807		80%	
Year when acces to WET	2001.7451	1999	2000	2005
MW per year shifted fron peak to off peak met LOX	2.452E-05	0	0	0
MW per jaar geskuif van piek na off-piek sonder LC	51.869512	50	75	150
Possibility of LOX vapouriser	0.3579384		0%	
Maintenance: Current MECRs Year 1	60000	50000	60000	100000
Maintenance: New system Year 1	500000	300000	500000	600000
Total Capital Cost from start of facilities	24000	21600	24000	26400
RSA Inflation Rate	9%	5%	9%	15%
USA Inflation Rate	2.060%	0%	1%	3%
Reduction in human incidents-% reduction	80.0%	0.0%	80.0%	100.0%
Time to recommissioning before project	9	6	9	48
% time saving	0	0	0	1
Production value/h	5290	0	29000	384000
Time from trip to recommissioning	0	0	0	1
Number of trips during recommissioning	1	0	1	2
Cost per substation	0	0	0	0
Expansion on network	-	(0.00)	-	0.00

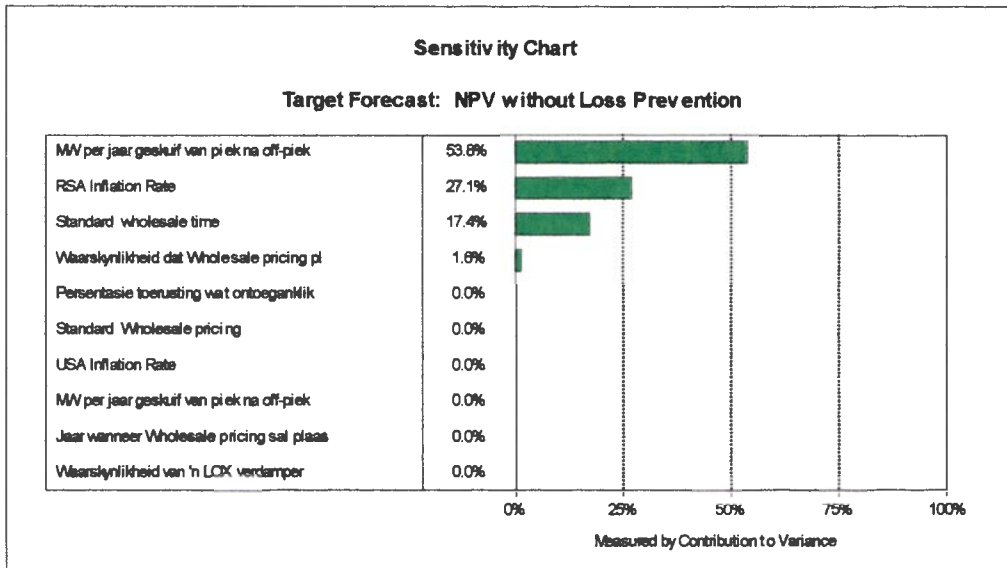
Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
% equipment not accessible	8%	9%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
REVENUE																					
Year of income	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
HW saved	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9	51.9
Time saved	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Difference peak to off-peak	129.90	129.90	129.90	129.90	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10	147.10
Difference after escalation (PPI - 3%)	140.95	150.03	159.99	169.97	180.91	192.55	204.95	218.14	232.19	247.13	263.04	279.97	298.00	317.18	337.60	359.33	382.46	407.08	433.29	461.19	490.87
Saving on electricity (Inland)	0	0	5,256	11,188	11,998	12,673	13,488	14,367	15,291	16,264	17,291	18,328	19,412	20,579	22,218	23,648	25,171	26,791	28,516	30,352	32,305
CHANGED IN COSTS																					
Maintenance of current MECRs (ecc)	60,000	76,255	92,511	108,766	125,021	141,277	256,936	370,800	485,262	599,924	714,585	867,350	1,020,132	1,172,905	1,325,679	1,478,452	1,631,226	1,783,999	1,936,772	2,089,546	2,242,319
Maintenance of new MECR (ecc)	500,000	525,579	551,159	576,738	602,317	627,896	748,726	869,555	990,385	1,111,214	1,232,044	1,449,782	1,667,541	1,885,290	2,103,038	2,320,787	2,538,536	2,756,285	2,974,033	3,191,782	3,409,531
Maintenance cost (kR) (ecc)	0	0	(228)	(488)	(477)	(487)	(483)	(489)	(596)	(611)	(617)	(682)	(847)	(712)	(777)	(842)	(907)	(872)	(1,037)	(1,102)	(1,167)
work hours saved per year	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Hourly rate (ecc @ PPI)	44.00	48.15	52.70	57.67	63.11	69.07	75.99	82.72	90.53	99.07	108.42	118.65	129.85	142.10	155.51	170.19	186.25	203.83	223.07	244.12	267.16
Operating costs	0	(18)	(11)	(13)	(13)	(14)	(15)	(17)	(18)	(20)	(22)	(24)	(26)	(28)	(31)	(34)	(37)	(41)	(45)	(49)	(53)
Total costs (kR ecc)	0	(18)	(248)	(528)	(538)	(548)	(558)	(563)	(671)	(679)	(687)	(754)	(921)	(799)	(869)	(936)	(1,003)	(1,071)	(1,139)	(1,207)	(1,275)
Loss Prevention																					
Limiting of human incidents (ecc)	1,800	1,751	1,916	2,097	2,295	2,512	2,749	3,008	3,282	3,603	3,943	4,315	4,722	5,167	5,655	6,188	6,773	7,412	8,111	8,877	9,715
Limiting of other incidents (ecc)	75	62	90	98	109	118	129	141	154	168	185	202	221	242	265	290	317	347	380	416	455
Saving on incidents (kR)	0	0	1,003	2,195	2,483	2,828	2,877	3,148	3,446	3,771	4,127	4,517	4,943	5,419	5,920	6,478	7,090	7,759	8,482	9,263	10,170
Improved reaction time saving	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production loss during commissioning	0	278.79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss Prevention Value	0	(280)	1,903	2,195	2,483	2,828	2,877	3,148	3,446	3,771	4,127	4,517	4,943	5,419	5,920	6,478	7,090	7,759	8,482	9,263	10,170
CAPITAL EXPENDITURE																					
Capital expenditure	(6,091)	(12,098)	(5,241)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Capital Expenditure	(6,091)	(12,098)	(5,241)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Opening capital pool	0	(18,750)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additional capital	0	0	(5,241)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Opening capital wear & tear	0	(6,253)	(6,253)	(6,253)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additional capital wear & tear	0	0	(1,747)	(1,747)	(1,747)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Depreciation	0	(6,253)	(8,000)	(1,747)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Business contribution	0	(6,542)	(1,982)	4,854	12,024	14,753	15,810	16,942	18,156	19,457	20,852	22,289	23,834	25,485	27,262	29,203	31,299	33,490	35,876	38,446	41,207
Tax	0	2,498	747	(1,830)	(4,533)	(5,562)	(5,980)	(6,387)	(6,945)	(7,335)	(7,861)	(8,403)	(8,965)	(9,612)	(10,265)	(11,010)	(11,786)	(12,626)	(13,529)	(14,494)	(15,535)
Income after taxation	0	(4,078)	(1,235)	3,024	7,491	9,191	9,830	10,555	11,311	12,122	12,991	13,886	14,869	15,873	16,997	18,194	19,490	20,864	22,352	23,952	25,672
CASH FLOW (excluding loss reduction)																					
Capital Spending	(6,091)	(12,098)	(5,241)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Business contribution	0	(6,263)	(2,985)	2,658	9,621	12,124	12,932	13,793	14,710	15,685	16,724	17,772	18,891	20,086	21,362	22,724	24,178	25,730	27,386	29,153	31,037
Wear and tear	0	(6,253)	(8,000)	(8,000)	(1,747)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tax	0	(2,361)	(1,125)	1,002	3,827	4,571	4,876	5,200	5,546	5,913	6,305	6,700	7,122	7,572	8,053	8,567	9,115	9,700	10,325	10,991	11,701
Net Cash Flow	(6,091)	(15,670)	(7,101)	1,058	5,994	7,553	8,057	8,983	9,164	9,772	10,419	11,072	11,789	12,513	13,308	14,157	15,063	16,030	17,062	18,162	19,338
Cumulative Net Cash Flow	(6,091)	(22,861)	(29,761)	(28,105)	(22,111)	(14,556)	(6,501)	2,082	11,256	21,028	31,448	42,519	54,298	66,802	80,110	94,267	109,330	125,390	142,422	160,454	179,620
CASH FLOW (including loss reduction)																					
Capital Spending	(6,091)	(12,098)	(5,241)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Business contribution	0	(6,263)	(2,985)	2,658	9,621	12,124	12,932	13,793	14,710	15,685	16,724	17,772	18,891	20,086	21,362	22,724	24,178	25,730	27,386	29,153	31,037
Wear and Tear	0	(6,253)	(8,000)	(8,000)	(1,747)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loss Prevention	0	(280)	1,903	2,195	2,403	2,828	2,877	3,148	3,446	3,771	4,127	4,517	4,943	5,419	5,920	6,478	7,090	7,759	8,482	9,263	10,170
Tax	0	2,498	747	(1,830)	(4,533)	(5,562)	(5,980)	(6,387)	(6,945)	(7,335)	(7,861)	(8,403)	(8,965)	(9,612)	(10,265)	(11,010)	(11,786)	(12,626)	(13,529)	(14,494)	(15,535)
Net Cash Flow	(6,091)	(9,991)	1,524	11,024	9,238	9,181	9,850	10,555	11,311	12,122	12,991	13,886	14,869	15,894	16,997	18,194	19,490	20,864	22,352	23,952	25,672
Cumulative Net Cash Flow	(6,091)	(16,582)	(15,058)	(4,034)	5,204	14,385	24,245	34,800	46,111	58,233	71,223	85,109	99,957	115,841	132,838	151,031	170,512	191,376	213,728	237,679	263,351
NPV without Loss Prevention	(1,149)																				
NPV With Loss Prevention	17,091																				
PV	16,478																				
FI without Loss Prevention	0.93																				
FI with Loss Prevention	2.04																				
IRR(%) with LP	41%																				
IRR(%) without LP	21%																				

Skripsie bylaag 4

Crystal Ball Report

Simulation started on 11/10/97 at 14:25:55

Simulation stopped on 11/10/97 at 14:39:31



Forecast: NPV without Loss Prevention

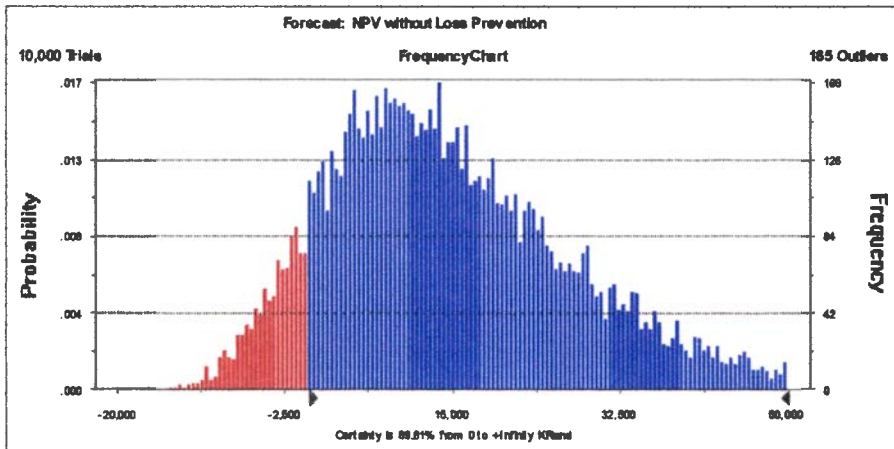
Cell: C63

Summary:

Certainty Level is 89.81%
 Certainty Range is from 0 to +Infinity KRand
 Display Range is from -20,000 to 50,000 KRand
 Entire Range is from -14,212 to 79,975 KRand
 After 10,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 133

Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	10000
Mean	15,219
Median	13,226
Mode	—
Standard Deviation	13,341
Variance	177,983,378
Skewness	0.77
Kurtosis	3.63
Coeff. of Variability	0.88
Range Minimum	-14,212
Range Maximum	79,975
Range Width	94,187
Mean Std. Error	133.41



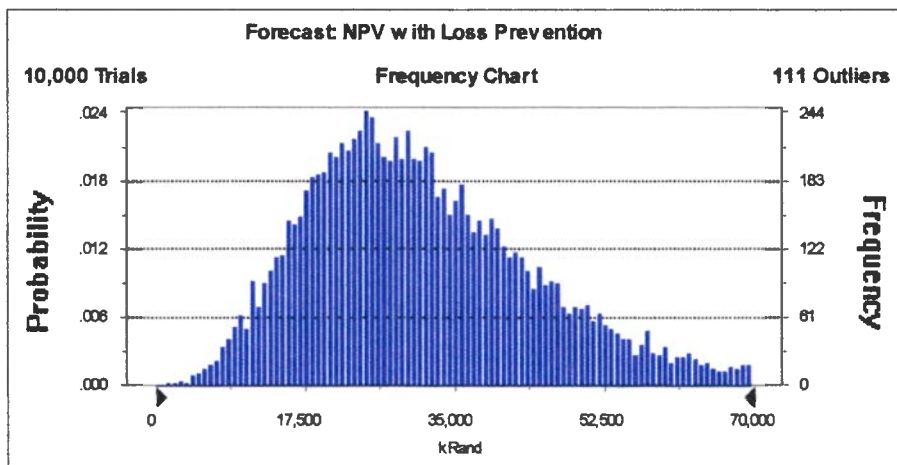
Forecast: NPV with Loss Prevention

Cell: C64

Summary:

Display Range is from 0 to 70,000 k Rand
 Entire Range is from 889 to 98,804 k Rand
 After 10,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 138

Statistics:	Value
Trials	10000
Mean	31,692
Median	29,677
Mode	---
Standard Deviation	13,843
Variance	191,625,210
Skewness	0.78
Kurtosis	3.66
Coeff. of Variability	0.44
Range Minimum	889
Range Maximum	98,804
Range Width	97,915
Mean Std. Error	138.43



Forecast: IRR (%) with Loss Prevention

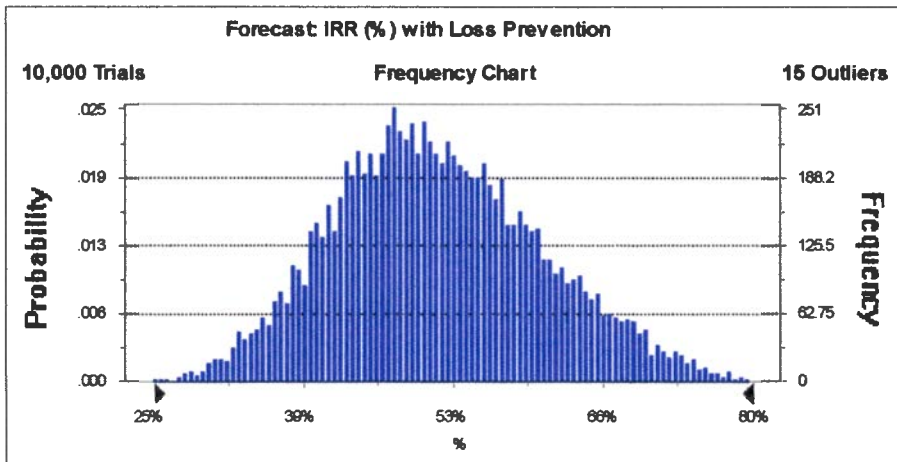
Cell: C72

Summary:

Display Range is from 25% to 80% %
 Entire Range is from 23% to 85% %
 After 10,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0%

Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	10000
Mean	51%
Median	51%
Mode	---
Standard Deviation	10%
Variance	1%
Skewness	0.26
Kurtosis	2.77
Coeff. of Variability	0.19
Range Minimum	23%
Range Maximum	85%
Range Width	62%
Mean Std. Error	0.10%



Forecast: IRR without Loss Prevention

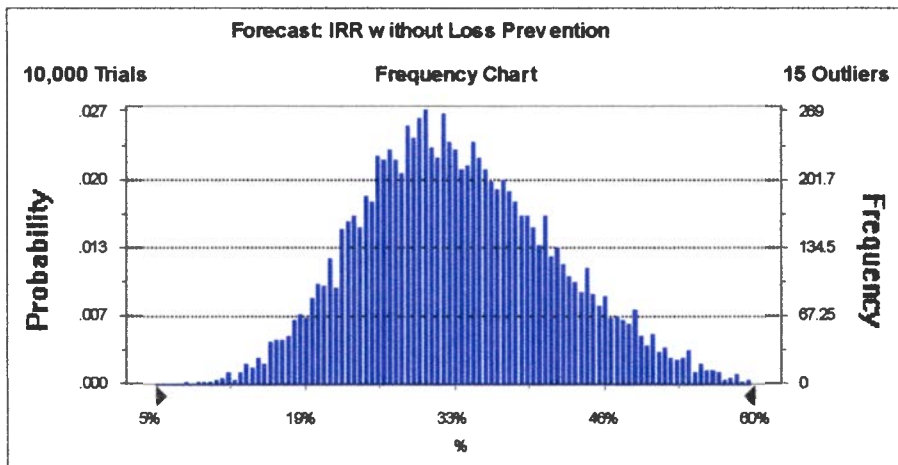
Cell: C73

Summary:

Display Range is from 5% to 60% %
 Entire Range is from 7% to 66% %
 After 10,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0%

Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	10000
Mean	33%
Median	32%
Mode	---
Standard Deviation	9%
Variance	1%
Skewness	0.31
Kurtosis	2.84
Coeff. of Variability	0.27
Range Minimum	7%
Range Maximum	66%
Range Width	59%
Mean Std. Error	0.09%



Assumptions

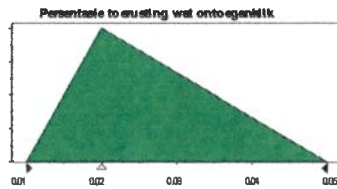
Assumption: I Percentage equipment accessible

Cell: B2

Triangular distribution with parameters:

Minimum	0.01	(=D2)
Likeliest	0.02	(=E2)
Maximum	0.05	(=F2)

Selected range is from 0.01 to 0.05
Mean value in simulation was 0.03



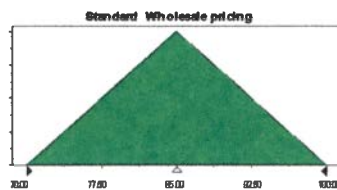
Assumption: Standard Wholesale pricing

Cell: B3

Triangular distribution with parameters:

Minimum	70.00	(=D3)
Likeliest	85.00	(=E3)
Maximum	100.00	(=F3)

Selected range is from 70.00 to 100.00
Mean value in simulation was 85.13



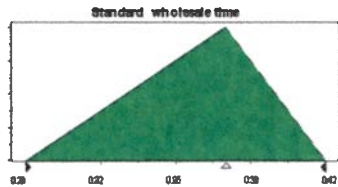
Assumption: Standard wholesale time

Cell: B4

Triangular distribution with parameters:

Minimum	0.29	(=F4)
Likeliest	0.38	(=E4)
Maximum	0.42	(=D4)

Selected range is from 0.29 to 0.42
 Mean value in simulation was 0.36



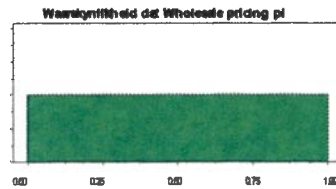
Assumption: \ Possibility of Wholesale Electricity Tariff

Cell: B5

Uniform distribution with parameters:

Minimum	0.00
Maximum	1.00

Mean value in simulation was 0.50



Assumption: , Year of access to WET

Cell: B6

Triangular distribution with parameters:

Minimum	1,999.00	(=D6)
Likeliest	2,000.00	(=E6)
Maximum	2,005.00	(=F6)

Selected range is from 1,999.00 to 2,005.00
 Mean value in simulation was 2,001.35



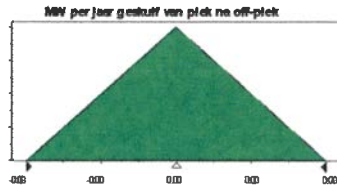
Assumption: 1 MW per year shifted from peak to off-peak

Cell: B7

Triangular distribution with parameters:

Minimum	0.00	(=D7)
Likeliest	0.00	(=E7)
Maximum	0.00	(=F7)

Selected range is from -0.00 to 0.00
 Mean value in simulation was -0.00



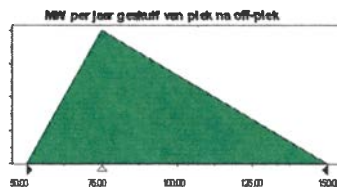
Assumption: 1 MW per year shifted from peak to off-peak

Cell: B8

Triangular distribution with parameters:

Minimum	50.00	(=D8)
Likeliest	75.00	(=E8)
Maximum	150.00	(=F8)

Selected range is from 50.00 to 150.00
 Mean value in simulation was 91.74



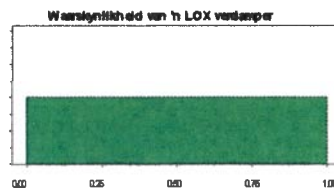
Assumption: 1 Possibility of LOX vapouriser

Cell: B9

Uniform distribution with parameters:

Minimum	0.00
Maximum	1.00

Mean value in simulation was 0.50



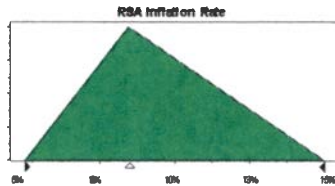
Assumption: RSA Inflation Rate

Cell: B13

Triangular distribution with parameters:

Minimum	5%	(=D13)
Likeliest	9%	(=E13)
Maximum	15%	(=F13)

Selected range is from 5% to 15%
Mean value in simulation was 9%



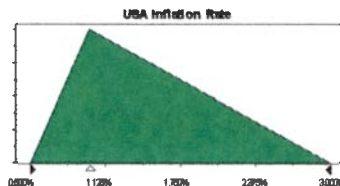
Assumption: USA Inflation Rate

Cell: B14

Triangular distribution with parameters:

Minimum	0.500%	(=D14)
Likeliest	1.000%	(=E14)
Maximum	3.000%	(=F14)

Selected range is from 0.500% to 3.000%
Mean value in simulation was 1.500%



End of Assumptions