

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PROGRAMA INTERUNIDADES EM ENERGIA

ESCOLA POLITÉCNICA
FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
INSTITUTO DE FÍSICA

Décia Maria Antunes

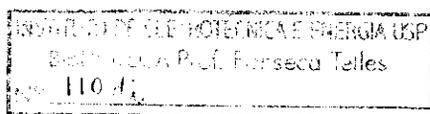
**ANÁLISE DA FORMAÇÃO E DESTINAÇÃO DOS EXCEDENTES
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador:

Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

São Paulo
1997



Agradecimentos:

Ao Prof. Ildo Luis Sauer, pelo comportamento sempre amigo mostrado durante todo o tempo, e agora, pelas sugestões e críticas na elaboração final dessa dissertação.

Aos Prof. Adnei Melges e Murilo T. V. Fagá, pela maneira gentil com que sempre encaminharam meus problemas burocráticos.

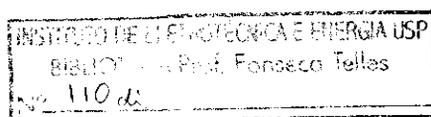
A Marli Fré Bolognini, pelo incentivo, pela ajuda e sobretudo pela amizade que nos uniu ao longo desses anos.

Ao Élio T. Kumoto, meu grande guru, pela maneira sempre cordial com que temos trabalhado.

A Márcia Adonira P. C. Roma, pela pronta colaboração e simpatia com que nos recebe na biblioteca CESP.

A todos os amigos da CESP em especial a Emilia K. Ayres, Evaldo G. Arruda, Fernando A. A. Prado JR, Fernando Palmezan, Laura Maria B. Alencastre, Márcia R. Neto, Renato Quadrante, Nelson Burgierman, pela colaboração e tolerância.

A Elisa e a Victória.



RESUMO

No início dos anos 80, verificou-se um enorme excedente de energia elétrica que possibilitou a implementação de um programa de substituição de energéticos importados por eletricidade. Considerando a energia elétrica como um fator de desenvolvimento é importante que as previsões de consumo de energia, atendam os interesses da sociedade como um todo.

A origem dos excedentes verificados foi identificada após estudos e análises dos "Planos de Atendimento aos Requisitos de Energia", desenvolvidos a partir da segunda metade da década de 60 até o final da década de 70 e de sua contextualização econômica.

A energia elétrica foi uma opção vantajosa para os consumidores de derivados de petróleo e oportuna para o País. Contudo, o atendimento de novas cargas não previstas pelo setor elétrico refletiu nos sistemas, obrigando as concessionárias de energia a antecipar os investimentos em distribuição e transmissão. A ampliação do mercado de energia, possibilitada pela comercialização dos excedentes, foi induzida por uma decisão política de elevar os preços dos derivados de petróleo e flexibilizar a comercialização da energia excedente através de tarifas especiais.

ABSTRACT

A significant excess of electrical energy, verified on the early nineteen eighties, allowed the implementation of an imported energy substitution program. Considering electrical energy as an important factor for development it is important to have global requisites planning for all society.

The origin of the excess of electrical energy, verified in early eighties, was found after study and analyses of the Plans Requirements of Energy in the seventies years and the Government Plans for those years.

The electrical energy was a good option for both the consumers and the Government, but it was not as good for the energy concessionaires because the prices defined for generation, transmission and distribution were very low. The expansion of electrical energy consumption was induced by the effect of the combined political decision to substantially raise the prices of oil derivatives and flexibilization of the electrical energy commercialization excess through special tariffs.

SUMÁRIO

Lista de tabelas

Resumo

“Abstract”

CAPITULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1	Histórico	1
1.2	Metodologia	7
1.3	Objetivo	10

CAPÍTULO 2 - ESTUDOS E PLANOS PARA ATENDIMENTO AOS REQUISITOS DE MERCADO DAS REGIÕES SUDESTE, CENTRO OESTE E SUL DE 1963 A 1979

2.1	Estudos realizados pela CANAMBRA	18
2.1.1	Previsão do Mercado de Energia	19
2.1.2	Programa de Obras até 1980	20
2.2	Power Market Study & Forecast - South Central Brazil - PMS & F	32
2.2.1	Previsão do Mercado de Energia Elétrica	34
2.2.2	Requisitos de geração para Atendimento do Mercado do PMF & F	39
2.3	Estudos de Mercado da Região Sul	45
2.3.1	Previsão do Mercado de Energia Elétrica	45
2.3.2	Requisitos de Energia	46
2.4	Plano de Atendimento aos Requisitos até 1990	49
2.4.1	Primeira Etapa dos Estudos do Plano 90	51
2.4.2	Segunda Etapa dos Estudos do Plano 90	52
2.4.3	Terceira Etapa dos Estudos do Plano 90	54
2.4.4	Substituição de Energia - Plano 90	56
2.4.5	Considerações Gerais Sobre as Projeções de Mercado e Requisitos	60

2.5	Plano de Atendimento aos Requisitos até 1995	69
2.5.1	Previsão do Mercado de Energia	70
2.5.2	Atendimento ao Mercado até 1985	77
2.5.3	Atendimento ao Mercado de 1986 a 1990	80
2.5.4	Atendimento ao Mercado de 1991 a 1995	83
2.6	Estudo Comparativo dos Planos de Atendimento - 1963-79	84
2.6.1	Comparação Requisitos de Ponta e Potência Instalada	84
2.6.2	Análise Comparativa dos Requisitos de Ponta e Potência Instalada	86
2.6.3	Comparação e Análise dos Requisitos e Carga Própria de Energia	89

CAPÍTULO 3 - POLÍTICAS DE ENERGIA E PREÇOS

3.1	Modelo Energético Brasileiro - MEB	103
3.1.1	Linha Básicas e Estratégias de Ação do MEB	107
3.1.2	Metas do MEB	108
3.2	Programa de Substituição de Energéticos Importados	112
3.2.1	Modalidades Energéticas	112
3.2.2	Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD	114
3.3	Programa Eletrotermia Portaria DNAEE 140 de 28/11/83	124
3.3.1	Mercado de Substituição Tecnicamente Viável	128
3.3.2	Características do Sistema Interligado	131
3.3.3	Energia Firme e Energia Secundária	132
3.3.4	Conceituação das Modalidades de Energia Elétrica para Comercialização	133
3.3.5	Critérios de Avaliação das Disponibilidades de Energia para Comercialização	134
3.3.6	Proposição da Política Tarifária para EFST e ETST	143

CAPÍTULO 4 - RESULTADOS DO PROGRAMA DE ENERGIA GARANTIDA POR TEMPO DETERMINADO - EGTD

4.1	Inventário do Programa EGTD e Identificação das Tendências do Mercado de EGTD a partir de 1987	155
4.1.1	Resultado do Inventário da EGTD	156
4.1.2	Tendências das Cargas de EGTD a partir de 1987	166
4.1.3	Recomendações do CODI relativas às cargas de EGTD remanescentes no sistema elétrico	171
4.2	O Uso da EGTD e Caracterização das Cargas de EGTD	173
4.2.1	Caracterização das Cargas de EGTD	173
4.2.2	Mercado das Energias Interruptíveis	178
4.3	Custo-benefício da Substituição Sob a Perspectiva do Consumidor	184
4.3.1	Definição da Análise Custo-Benefício e de seus Componentes	185
4.3.2	Exemplos de Aplicação da Metodologia de Análise Custo-Benefício	187
4.4	Benefícios Resultantes do Programa EGTD	192
4.5	Impactos das Cargas de EGTD no Sistema Elétrico e Preços Médios de Comercialização das Concessionárias de Energia	197

CAPÍTULO 5 - SÍNTESE, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1	Síntese	208
5.2	Conclusões e Recomendações	220

ANEXOS

Anexo I	- Terminologia Básica	224
Anexo II	- Abreviaturas e Símbolos	227
Anexo III	- Legislação Básica	229
Anexo IV	- Modelos de Contrato de EGTD	239
Anexo V	- Mercado Economicamente Viável de Substituição	240

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	241
-----------------------------------	------------

Lista de Tabelas

Canabira:

Tabela 1- Energia a ser entregue aos sistemas de Subtransmissão	20
Tabela 2 - Capacidade Instalada da Região Centro-Sul em 1965.....	21
Tabela 3 - Programa de Obras até 1970.....	22
Tabela 4 - Capacidade de Energia e Ponta x Projeção de Mercado	23
Tabela 5 - Programa Base - Projeções do Mercado Inferior.....	25
Tabela 6 - Projeções do Mercado Médio.....	26
Tabela 7 - Projeções do Mercado Superior.....	30
Tabela 8 - Programa para Atendimento do Mercado Médio 1971 - 1980.....	30

PMS & F:

Tabela 9 - Taxas Anuais Médias de Crescimento	33
Tabela10 - Crescimento Demográfico - Região Sudeste	33
Tabela11 - Projeções do Consumo Global.....	36
Tabela 12 - Taxas de Crescimento do Consumo Global.....	37
Tabela 13 - Projeções do Consumo por Categorias.....	38
Tabela 14 - Evolução do Fator de Carga Global.....	41
Tabela 15 - Geração Líquida dos Autoprodutores.....	42
Tabela 16 - Projeção Média dos Requisitos de Energia e Ponta.....	43
Tabela 17 - Projeção Alta dos Requisitos de Energia e Ponta.....	44

Região Sul:

Tabela 18 - Projeção Média dos Requisitos de Energia.....	48
---	----

Plano 90:

Tabela 19 - Requisitos do Mercado de Energia Elétrica.....	50
Tabela 20 - Instalações Propostas (unidades) - Mercado Alto.....	62
Tabela 21- Instalações Propostas (em MW) - Mercado Alto.....	63

Tabela 22- Instalações Propostas - Alternativas I - Mercado Alto-1986-1990.....	64
Tabela 23 - Instalações Geradoras Propostas - Alternativas II.....	65
Tabela 24 - Instalações Geradoras Propostas - Alternativas III.....	66
Tabela 25 - Estimativa das Substituições de Energia.....	59
Tabela 26 - Projeção Alta (1975-1990).....	67
Tabela 27 - Projeção Baixa (1975-1990).....	68
Tabela 28 - Perdas e Fator de Carga.....	61
Plano 95:	
Tabela 29 - Crescimento do Consumo de Energia Elétrica.....	69
Tabela 30 - Premissas de Crescimento Demográfico e PIB.....	70
Tabela 31 - Consumo de Energia Elétrica - Mercado Provável.....	71
Tabela 32 - Taxas de Crescimento do Consumo de Energia Elétrica	72
Tabela 33 - Substituição de Energia.....	73
Tabela 34 - Previsão para Substituição - Mercado de Programação.....	74
Tabela 35 - Requisitos de Energia e Ponta - Mercado Provável.....	75
Tabela 36 - Requisitos de Energia e Ponta - Mercado de Programação.....	76
Tabela 37 - Usinas do Programa de Obras em Andamento em 1979	77
Tabela 38 - Programa de Expansão do Sistema em Andamento 1979.....	78
Tabela 39 - Novas Obras até 1990 - Mercado Programação.....	81
Tabela 40 - Novas Obras entre 1991 e 1995 - Mercado de Programação.....	83
Estudo Comparativo dos Planos:	
Tabela 41 - Desvios de Potência	85
Tabela 42 - Consumo da Carga EGTD no ano de 1985.....	88
MEB:	
Tabela 43 - Consumo e Estrutura de Consumo de Energia Primária.....	104
Tabela 44 - Importação de Petróleo - Ano Base 1973	105

Programa de Substituição de Energéticos Importados:

Tabela 45 - Montantes Mínimos Estimados de EGTD	116
Tabela 46 - Resumo da Legislação Básica da EGTD	116
Tabela 47 - Modalidade I (EGTD 6.000 horas/ano)	118
Tabela 48 - Modalidade II (EGTD 3.000 horas).....	119

Programa Eletrotermia Portaria DNAEE 140:

Tabela 49 - Mercado de Substituição Tecnicamente Viável	129
Tabela 50 - Configuração das Aplicações Eletrotérmicas	131
Tabela 51 - Disponibilidade de Energia 1985-1994.....	135
Tabela 52 - Disponibilidade de Energia - EFST - 1985-1989.....	136
Tabela 53 - Disponibilidade de Energia - EFST - 1990-1994.....	136
Tabela 54 - Montantes de Oferta de ETST a Custos Variáveis de Produção....	139
Tabela 55 - Frequência de Atendimento Plurianual	139
Tabela 56 - Frequência de Atendimento Plurianual	140
Tabela 57 - Número Mínimo de Meses de Garantia de Fornecimento.....	141
Tabela 58 - Disponibilidade de EFST e ETST - 1985-89.....	141
Tabela 59 - Disponibilidade de EFST e ETST - 1990-94.....	142
Tabela60 - Mercado Técnica e Economicamente Viável por % de Benefício....	145
Tabela 61 - Disponibilidade EFST.....	146
Tabela 62 - Alternativas de Benefícios para Comercialização de EFST.....	147

Inventário EGTD:

Tabela 63 - Número de Contratos assinados em EGTD.....	157
Tabela 64 - Potência Contratada em kW, por Modelo de Contrato.....	158
Tabela 65 - Quantidade e Tipos de Equipamentos Substituídos.....	159
Tabela 66 - Quantidade e Tipos de Equipamentos Instalados.....	160
Tabela 67 - Quantidade de Consumidores de EGTD.....	161

Tabela 68 - Economia Anual de Combustível obtida pelo Programa EGTD.....	162
Tabela 69 - Economias em Barris Equivalente de Petróleo por dia	163
Tabela 70- Índice de Crescimento relativo ao faturamento.....	164
Tabela 71 - Índices de crescimento relativo ao fornecimento.....	165
Tabela 72 - Destino da Potência fornecida em EGTD (em Kw).....	167
Tabela 73 - Destino da Potência fornecida em EGTD (%).....	168
Tabela 74 - Opção dos Consumidores de EGTD (%).....	169
Tabela 75 - Distribuição da Carga de EGTD por Nível de Tensão (kw).....	170
Tabela 76 - Distribuição da Carga de EGTD por Nível de Tensão (%).....	171
Tabela 77 - Distribuição da Carga de EGTD pela Opção do Consumidor.....	178
Uso da EGTD e Caracterização das Cargas:	
Tabela 78 - Consumo de Energia Elétrica - Tarifas Especiais por Classes de Consumo.....	178
Tabela 79 - Consumo de Energia -EGTD.....	194
Benefícios proporcionados pelo Programa EGTD:	
Tabela 80 - Distribuição da Carga Contratada por Nível de Tensão (%).....	194
Tabela 81 - Distribuição do Consumo por Nível de Tensão (GWh).....	195
Tabela 82 - Distribuição da Carga de EGTD em A4 por tipo de contrato.....	195
Tabela 83 - Tarifa Média(Mills/kWh)-FC = 68,5% sem EC	195
Tabela 84 - Tarifa Média(Mills/kWh) Sub-Grupo A4 (FC=30%) sem EC.....	196
Tabela 85 - Benefícios Resultantes do Programa EGTD sem EC.....	196
Tabela 86 - Faturamento EGTD com tarifas normais sem EC.....	196
Impactos das Cargas EGTD no sistema elétrico e nos preços médios:	
Tabela 87 - Faturamento de EGTD e Energia Firme.....	206

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Histórico

Nos anos de 1973 e 1979, a economia brasileira enfrentou os chamados choques externos do petróleo, resultantes dos significativos aumentos dos preços internacionais do petróleo. As despesas com importação de petróleo que em 1973, representavam 10% das despesas totais em importação do País, passaram a representar 20% em 1974 (SERRA J, 1982). Diante desse crescimento das importações, o País tinha como caminho natural ajustar a economia à nova conjuntura interna e externa. Mas optou por continuar a financiar o crescimento da economia.

A grande maioria dos países afetados pela crise de energia de 1973, decidiu pelo ajustamento, por essa razão, a economia mundial enfrentou uma das piores recessões desde os anos 30.

De 1967 a 1973, a economia brasileira viveu um período de extraordinário crescimento econômico, que ficou conhecido como o “período do milagre econômico”. Acreditando na repetição do milagre e no caráter transitório da crise do petróleo, o País optou pelo financiamento, ou seja, pela continuidade do crescimento com endividamento, prosseguindo na política praticada desde o início dos anos 60. Os dólares excedentes na economia mundial sustentaram tal decisão.

O II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento, concebido em 1974, pelo Governo empossado naquele ano, endossava a opção do Governo anterior e privilegiava o setor energético bem como, outros setores industriais entre eles a metalurgia e a petroquímica, atividades intensivas em energia. Essa opção era indicativa de que Governo visava solucionar o problema da energia a longo prazo.

O financiamento ao desenvolvimento energético consubstanciou-se na decisão pelo aumento da produção interna de petróleo e da capacidade de geração de energia hidrelétrica.

A implementação de um programa de substituição acelerada de importações no setor de bens de capital e insumos básicos (química pesada, siderurgia, metais não ferrosos e minerais não metálicos) e o desenvolvimento de grandes projetos de matérias-primas (celulose, ferro, alumínio e aço), etc., estavam, também, entre as metas do II PND.

Estudos desenvolvidos na década seguinte, tentam mostrar que houve uma racionalidade econômica nas decisões de 1974, embora admitam a primazia da vontade política dos governantes. Na obra "A economia brasileira em marcha forçada", CASTRO e SOUZA, 1985, emitem as seguintes opiniões:

"Encontravam-se em curso, em 1974 - recém iniciados, a meio caminho, ou em fase de conclusão - um volume sem precedentes de investimentos, decididos a partir do galopante crescimento do mercado interno, ocorrido nos anos anteriores. Este conjunto de investimentos - doravante referido como "safra do milagre" - definido na suposição de que o crescimento acelerado haveria de prosseguir, e na ignorância do choque do petróleo e suas conseqüências, achava-se, no primeiro semestre de 1974, em maior ou menor medida (ninguém poderia saber ao certo), posto em xeque. O mercado e a própria política econômica deveriam daí por diante mostrar em que medida

aquela safra de investimentos corresponderia - ou frustraria - às expectativas que lhes deram origem "(CASTRO e SOUZA, 1985).

Assinalando a grave situação da balança comercial, os autores complementam: "Diante de problemas desta natureza e magnitude, de nada serviria travar a economia e/ou reorientar o gasto interno. Mais precisamente, o mero desaquecimento da economia, e/ou a ativação de certos ramos e a retração de outros, deixaria intacta uma estrutura econômica desbalanceada e comprovadamente vulnerável, face a um mundo cuja instabilidade não poderia mais ser ignorada. Além do mais, as decisões necessárias à correção das insuficiências reconhecidamente existentes na estrutura produtiva exigiam a preservação de uma conjuntura razoavelmente estimulante - o que contraindicava, em princípio, soluções que implicassem recessão"(CASTRO e SOUZA, 1985)

Caso se permitisse que a "safra do milagre" sofresse grandes baixas, seria detonado um movimento de reversão conjuntural que não seria fácil conter. Em tal caso, estaria também irremediavelmente comprometido o estado de ânimo dos capitalistas, tornando-se praticamente impossível obter a sua adesão ao lançamento de uma nova safra de investimentos" (CASTRO e SOUZA, 1985).

Os autores acrescentam que o bloco de investimentos anunciados pelo II PND, teria em princípio por efeito: "sustentar a conjuntura impedindo uma descontinuidade de conseqüências imprevisíveis; assegurar o espaço necessário à absorção do surto anterior de investimentos; e, claro, modificar, a longo prazo, a estrutura produtiva. ... O governo empenhou-se a fundo em obter o concurso dos capitais privados. Segundo Velloso, 'para que o empresário, principalmente nacional, se engajasse em grandes projetos de investimento em áreas pesadas' (CASTRO e SOUZA, 1985).

O governo contava, além disto, para o cumprimento de algumas de suas principais metas, com as empresas de sua propriedade. A este respeito, aliás, há um vasto silêncio no II PND (bem como, em regra, nos demais documentos oficiais). No entanto, e como assinalou Lessa, 'Ainda que o II PND não o diga', a nova política 'colocava no centro do palco da industrialização brasileira, a grande empresa estatal'. Os gigantescos investimentos, a cargo do sistema Eletrobrás, da Petrobrás, da Siderbrás, da Embratel e de outras empresas públicas eram, a rigor, o sustentáculo do programa. E isto num duplo sentido: por sua função estratégica e pelo fato de que, de suas encomendas, derivavam numerosos projetos levados a efeito pelo setor privado. Além disto, alguns dos projetos a cargo das estatais, pelo seu período excepcionalmente longo de maturação, fariam com que a influência da estratégia de 74 perdurasse muito além do declínio dos investimentos privados a ela associados cujo arrefecimento parece datar de 1976"(CASTRO e SOUZA,1985).

Os autores destacam ainda, os atritos entre o Estado e a iniciativa privada no período 1974/78 o que não impediu a preservação do programa decidido em 1974 e até mesmo reforçado em algumas áreas. A este propósito mencionam, "Entre os fatores de resistência destacam-se, claro, os interesses diretamente beneficiados pelos projetos. Mas isto seguramente não é tudo, e entre as razões da sustentação da rota inicialmente traçada não parece haver faltado a firme determinação das autoridades governamentais."(CASTRO E SOUZA,1985).

"Não obstante preservados, os programas integrantes do II PND sofreram atrasos que postergaram o atingimento de diversas metas. Já em 1978 se admitia que alguns objetivos estavam sendo alcançados (por ex. em siderurgia e celulose), mas, para o conjunto dos insumos básicos, a auto-suficiência só seria atingida em 1981/1982. Com mais razão na área da energia, onde as mudanças de estrutura são caracteristicamente lentas (sendo ainda, no caso do petróleo, notoriamente sujeitas a azares), os maiores resultados passavam

a ser esperados para a primeira metade dos anos 80” (CASTRO e SOUZA,1985).

Sem adotar a opinião dos autores da obra citada, cujo objetivo era mostrar que ao se evitar uma crise conjuntural as escolhas do II PND de 1974, “conformavam uma estratégia econômica oportuna e promissora”, utiliza-se suas constatações e análises como quadro de contorno para reflexões sobre toda a problemática envolvendo a origem dos excedentes de capacidade elétrica verificados na primeira metade dos anos 80, que possibilitaram a implementação da política de substituição de energéticos importados por eletricidade, após o segundo choque do petróleo em 1979.

A modelagem de previsão do mercado de energia elétrica, desde os estudos realizados pela Canambra Engineering Ltd. entre 1963 e 1966(CANAMBRA,1967) até o Plano 95 elaborado pela Eletróbras em 1979(Eletróbras, 1979), relacionavam o crescimento do consumo de energia à evolução de variáveis macroeconômicas como o Produto Interno Bruto, o Produto Industrial e o crescimento demográfico. Apenas no caso de algumas categorias de consumo, eram incluídos os projetos específicos disponíveis e que pudessem impactar o consumo de energia elétrica no período considerado. Eram consideradas também, algumas variáveis técnicas específicas do setor elétrico.

A utilização de dados históricos de variáveis macroeconômicas, tornavam os estudos de mercado pouco permeáveis às mudanças da economia, o que poderia explicar porque os requisitos de energia elétrica estabelecidos pelos planos analisados, ficaram abaixo da capacidade de potência instalada, indicando que muitas obras hidrelétricas foram fruto das taxas de crescimento da “safra do milagre” (CASTRO e SOUZA,1985), ou talvez executadas para atender a interesses de empreiteiras e fabricantes de equipamentos com capacidade ociosa.

As restrições do Balanço de Pagamentos no início dos anos 80, colocava em risco a importação de petróleo e como decorrência o suprimento interno de petróleo. Esse cenário justificava uma nova política de energia privilegiando a substituição de energéticos importados.

Os enormes excedentes de energia elétrica, gerados em função da capacidade excedente de geração associada às condições hidrológicas favoráveis e a uma retração conjuntural de mercado, colocaram a energia elétrica como a alternativa mais atraente para substituição dos derivados de petróleo.

A política de comercialização dos excedentes de energia elétrica, contudo, impõe novas reflexões. Destinada a substituir o uso dos energéticos importados, privilegiou claramente, o consumidor industrial. Vendida como energia interruptível mas ancorada na existência comprovada de energia firme, viabilizou através de preços baixos as substituições energéticas e eletrotecnológicas.

Considerando a energia como um fator de desenvolvimento sócio-econômico do País, seria justo pensar que as decisões de Governo para o setor energético, devam levar em conta a sociedade como um todo e não apenas grupos isolados.

O dimensionamento dos custos e benefícios da comercialização dessas modalidades de energia interruptíveis representa o principal objetivo deste estudo, e se iniciou pelo conhecimento do processo que desencadeou a política de energia e preços implementada na primeira metade dos anos 80.

1.2 Metodologia

Para atingir os objetivos deste trabalho, desenvolveu-se uma pesquisa compreendendo a segunda metade da década de 1960 e toda a década de 70, foram objeto desta pesquisa, os planos de atendimento aos requisitos de energia elétrica desde o Estudo elaborado pela CANAMBRA (Canambra, 1967) até o Plano 95 (Eletrobrás, 1979). As políticas de energia e preços implementadas na primeira metade da década de 80. Os estudos sobre a substituição de energéticos importados por energia elétrica, incluindo o Programa Eletrotermia, elaborado a partir da Portaria DNAEE 140 de 28 de novembro de 1983. Ainda, os estudos realizados pelo CODI, o inventário da EGTD e as tendências das suas cargas a partir de 1987. A pesquisa para os planos de atendimento aos requisitos de energia se concentraram nas Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, devido a concentração das cargas de EGTD nessas regiões principalmente, no Sul e Sudeste, sendo que em São Paulo se localizaram 70% das cargas de EGTD.

O trabalho foi dividido em duas etapas: a primeira etapa trata de avaliar a origem dos excedentes de energia elétrica verificados no início dos anos 80 e a segunda, trata das políticas de energia e preços e dos resultados do uso desses excedentes.

Para realização da primeira etapa, constante do Capítulo 2, após uma exposição da metodologia aplicada em cada um dos planos, para previsão de consumo e previsão dos requisitos de energia, procedeu-se uma análise comparativa dos requisitos de ponta e a potência instalada nominal no período de 1970 a 1990, o que permitiu verificar os desvios entre o planejado e realizado em capacidade de geração. Prosseguindo a análise para identificação dos excedentes em energia verificados na segunda metade dos anos 80, procedeu-se a uma segunda análise entre os requisitos de energia de cada plano e a carga própria de energia do sistema. Contudo, essa análise

comparativa, não abrangeu a mesma série histórica da análise anterior, por indisponibilidade de dados referentes a carga própria. Porém, acredita-se que o período analisado foi suficiente para identificar as possibilidades de origem dos excedentes.

A segunda etapa do trabalho, a partir do Capítulo 3, trata de analisar as formas de comercialização dos excedentes. Dentre as várias modalidades de comercialização dos excedentes, optamos por estudar e analisar a EGTD, por ter sido entre todas a de maior relevância para o mercado consumidor e para o setor elétrico, o que justificou inclusive a realização de um inventário para conhecer melhor os seus reflexos no sistema elétrico, no mercado de energia, etc. como se verifica no Capítulo 4.

O Capítulo 3 trata de uma exposição do Programa Eletrotermia elaborado a partir da Portaria de número 140, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de 28/11/83. O Programa identificou o potencial tecnicamente viável de substituição de energéticos importados por eletricidade e estabeleceu as disponibilidades de energia temporária para o período 1984 e 1989 e indicativa para o período 1990 e 1994, associando a possibilidade de ocorrência desta energia a preços de oportunidade de mercado. Estabeleceu ainda, a partir de um estudo de sensibilidade econômica, os percentuais de benefícios que permitiriam a viabilização de um programa de substituição de energéticos importados por eletricidade, após o término do Programa EGTD.

No Capítulo 4, faz-se uma avaliação dos resultados do programa de substituição EGTD a partir dos estudos realizados pelo CODI(1986). No item 4.2, aborda-se a questão dos usos da EGTD e no item 4.3, mostra-se as vantagens das substituições sob a perspectiva do consumidor através de uma análise custo-benefício adaptando metodologia conhecida e aplicada em programas de conservação de energia. No item 4.4, mensura-se os benefícios proporcionados pelo Programa EGTD e no item 4.5, analisa-se os impactos

das cargas de EGTD nos sistemas elétricos das concessionárias e mensura-se a queda dos preços médio de energia (US\$/kWh).

Para avaliar os impactos das cargas nos sistemas elétricos das concessionárias, foram consideradas publicações oficiais das concessionárias de energia sobre a situação dos sistemas elétricos na época de implantação do Programa EGTD.

No Capítulo 5, realiza-se uma síntese de todas as análises desenvolvidas nos Capítulos anteriores e a partir dessa síntese, elaborou-se as conclusões e recomendações.

1.3 Objetivos

Essa dissertação tem como objetivo:

Levantar as previsões de requisitos de energia e potência, assim como da metodologia de previsão empregada nos Estudos e Planos para Atendimento aos Requisitos de Energia elaborados a partir da segunda metade da década de 60 até o final de década de 70 para as Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste.

Elaborar análise comparativa dos requisitos de potência e potência instalada nominal e dos requisitos de energia e carga própria de energia para identificar a origem dos excedentes de potência e energia elétrica verificados na segunda metade dos anos 80.

Pesquisar a política de energia e preços assim como, toda a legislação básica utilizada para comercialização das modalidade de energia elétrica excedentes e interruptíveis voltadas à substituição de energéticos importados e analisar a política de energia e preços.

Elaborar um Estudo de Caso do Programa de Substituição de Energéticos Importados por Energia Elétrica através da comercialização da Energia Garantida por Tempo Determinada - EGTD.

Avaliar o Programa de substituição EGTD, através de uma análise custo-benefício sob a perspectiva do consumidor, de análise dos impactos nos sistemas elétricos e no mercado de energia elétrica e da mensuração dos benefícios proporcionados pelo programa, dos ganhos energéticos das substituições, da variação nos preços médios das concessionárias e da redução do consumo de energéticos importados.

CAPÍTULO 2 - ESTUDOS E PLANOS PARA ATENDIMENTO DOS REQUISITOS DE MERCADO DAS REGIÕES SUDESTE, CENTRO OESTE E SUL DO BRASIL DE 1963 A 1979.

A crescente expansão da demanda por energia fez com que o modelo de planejamento que prevalecia até meados da década de 50, de soluções locais e sistemas individuais de atendimento, se esgotasse.

Devido ao grande potencial hídrico brasileiro o Governo optou pelo seu aproveitamento ficando em segundo plano a construção de termelétricas. Contudo, a construção de projetos hidrelétricos de grande porte, localizados cada vez mais distantes dos centros de consumo, demandavam altos investimentos, sendo essa, uma das razões pela qual o Governo foi chamado a participar do negócio, viabilizando recursos para financiamento de estudos e obras no setor elétrico, conforme estudos bastante aprofundados constantes da Tese sobre "Estado e Energia Elétrica em São Paulo: CESP, um Estudo de Caso (ALMEIDA, M, 1981).

Da atuação de um Conselho de Desenvolvimento criado pelo Governo em 1956, surgiu a concepção do projeto de Furnas, que atenderia mercados diversos, numa grande extensão territorial. Deu-se início, ainda, ao processo de interligação dos sistemas elétricos mais importantes, como primeiro passo para interligação da Região Centro Sul.

Em 1959 as principais empresas de eletricidade da Região, lideradas pela Central Elétrica de Furnas, desenvolveram um Plano de Eletrificação Regional a longo prazo. Esse trabalho foi concluído em 1961 e serviu de subsídio para o estabelecimento de diretrizes para a política de eletrificação da Região, pelo recém criado Ministério das Minas e Energia - MME. Contudo, esses estudos eram incipientes, careciam de conhecimento sobre o potencial hidráulico da

Região e de suas características, dificultando a seleção dos melhores projetos em termos técnico-econômicos (CANAMBRA, 1967).

Além disso, os problemas ligados às áreas de subtransmissão e distribuição de energia exigiam, também, estudos mais aprofundados.

A oportunidade de realizar esses estudos surgiu quando a CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais S/A solicitou ao Programa das Nações Unidas de Desenvolvimento, então Fundo Especial das Nações Unidas, recursos para desenvolver estudo do potencial hidráulico do Estado de Minas Gerais. A agência executiva do Programa das Nações Unidas sugeriu então ao Governo brasileiro, um estudo mais amplo que abrangesse todas as Bacias Hidrográficas da Região Centro Sul e o utilizasse para promover um programa de eletrificação regional, para um período de pelo menos 15 anos.

A Região Centro Sul foi escolhida por ser a mais desenvolvida do País, contando com 42% da população do Brasil em 1960 e por ser responsável por 76% da produção industrial, 42% da produção agrícola e 60% do PIB-Produto Interno Bruto nacional (CANAMBRA, 1967).

A proposição do Programa das Nações Unidas foi aceita pelo Governo brasileiro e em consequência, em primeiro de maio de 1963, foi assinado entre ambos, um Plano de Operação com o objetivo de executar o levantamento dos recursos energéticos da Região Centro Sul e de estabelecer um Plano de Eletrificação Integrado para a Região (CANAMBRA, 1967).

O Ministério das Minas e Energia assinou então, um "Termo de Acordo", com os Estados de Minas Gerais, São Paulo, Rio de Janeiro e Guanabara, para execução dos estudos em questão (CANAMBRA, 1967).

Os trabalhos foram dirigidos por um Comitê Coordenador, presidido pela Central Elétrica de Furnas como delegado da Eletrobrás, órgão responsável pelas questões energéticas no âmbito do Ministério das Minas e Energia, e composto por participantes desses Estados e do Banco Internacional como agente executor do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento.

A orientação e supervisão dos estudos ficaram a cargo do Comitê Coordenador e a sua execução coube a um grupo de firmas consultoras especializadas em investigações hídricas e em planejamento de sistemas elétricos, selecionadas por concorrência internacional. Esse grupo foi assessorado por técnicos nacionais, bem como por empresas nacionais especializadas no assunto.

Na concorrência para escolha das empresas executoras dos estudos, foi vencedor o grupo constituído pela Montreal Engineering Company Ltd., G.E. Crippen & Associates Ltd., do Canadá e da Gibbs & Hill, Inc., dos Estados Unidos. Estas três empresas se consorciaram, constituindo a CANAMBRA Engineering Consultants Ltd., que se responsabilizou pela realização dos estudos contratados.

Com a contratação da Canambra Engineering Consultants Ltd., foi dado o primeiro passo para o início do planejamento centralizado da energia elétrica no País. O estudo realizado pela Empresa abrangia apenas a Região Centro e as Áreas Adjacentes (Goiás, Brasília e Mato Grosso), sendo elaborado no período 1963-66. As previsões de mercado e de requisitos de energia elétrica foram formuladas em duas etapas: a primeira denominada de curto prazo, visava o atendimento do mercado até 1970, a segunda etapa, de longo prazo, visava formar a base para a futura política energética da região e elaborar as previsões para atendimento do mercado de energia elétrica de 1970 a 1980.

Entre os anos 1968-69, a Eletrobrás com a assessoria de consultores estrangeiros, procedeu à revisão dos estudos realizados pela CANAMBRA, consolidados no Power Market Study and Forecast - South Central Brasil, para as Regiões Sudeste e Centro Oeste (Eletrobrás, 1974).

Em 1973, a partir de um acordo entre as principais empresas concessionárias dos Estados da Região Sul, foi elaborado um Plano para atendimento aos requisitos de energia elétrica da região (Eletrobrás, 1974).

Com base nas novas projeções dos requisitos de energia elétrica para o período de 1973 a 1982, foi realizado um contrato para fornecimento de energia pela ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul S/A às demais empresas concessionárias (Eletrobrás, 1974).

Em 1974, a Eletrobrás com a colaboração das grandes concessionárias do País, elaborou o Plano para Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 (Eletrobrás, 1974). Esse Plano integrou todas as regiões do País e foi elaborado concomitantemente ao II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento, o primeiro plano de Governo elaborado logo após o período de 1967 a 1973, considerado o período do milagre brasileiro, quando o Brasil experimentou um crescimento econômico extraordinário e após o primeiro choque externo do petróleo onde o País, também, experimentou uma elevação extraordinária dos preços dos derivados de petróleo, passando de US\$ 2,50 o barril em 1973 para US\$ 10,00 em 1974 (SERRA, J, 1982).

Contudo, apesar da conjuntura mundial desfavorável e do recente choque externo do petróleo, o II PND tinha metas ambiciosas para a economia brasileira. Pretendia que o PIB - Produto Interno Bruto, alcançasse taxas de 10% ao ano no período 1974 a 1979 e que o Produto Industrial - PI crescesse no mesmo período a taxas de 12% ao ano (SERRA J, 1982).

Aumentar significativamente a produção de petróleo e de energia elétrica eram as estratégias do II PND para o setor energético.

O Plano 90 (Eletrobrás, 1974) procurou compatibilizar as previsões de mercado de energia elétricas às metas do II PND admitindo as mesmas taxas de crescimento para o PIB e PI no período 1974-79.

Entretanto, o PIB no período 1974-79 não atingiu as taxas esperadas pelo II PND, registrando uma taxa média de 6% ao ano, o que motivou a revisão do Plano 90 (Eletrobrás, 1974), pelo denominado Plano 95 (Eletrobrás, 1979).

O Plano 95 (Eletrobrás, 1979), adotou o PIB observado no período 1974 a 1978, de 6% a 7% ao ano, para fundamentar suas previsões de mercado até 1985, contudo, admitiu a possibilidade de acréscimo do consumo decorrente da substituição de derivados de petróleo por energia elétrica e estabeleceu uma taxa média de 12,7% ao ano para o crescimento do consumo da energia elétrica, repetindo praticamente as taxas observadas no período 1974-79 de 12,4% ao ano e de 12,9% ao ano, no período de 1970-74.

Os requisitos estabelecidos nos planos analisados, desde o CANAMBRA (Canambra, 1967) até o Plano 95 (Eletrobrás, 1979), ressentiam-se de dois tipos de problemas, as próprias falhas na elaboração das previsões e as decisões de investimentos sem grande embasamento técnico.

Quanto ao primeiro tipo de problema, pode se observar uma evolução na metodologia para desenvolvimento dos estudos de mercado, além de se basear nas tendências históricas de mercado, passou a incorporar a evolução previstas de algumas variáveis macroeconômicas como o PIB, o Produto Industrial, a Renda e o crescimento demográfico. A incorporação de variáveis macroeconômicas, tornavam os estudos de mercado pouco permeáveis às mudanças da economia.

A partir da introdução das categorias de consumo (industrial, residencial, comercial, serviços públicos, etc.), passou-se a considerar, também, para as mais representativas, como, por exemplo, a industrial, a de serviços públicos, etc., as informações disponíveis, relacionadas a grandes contratos de suprimento de energia, assim como, informações relevantes sobre programas e projetos específicos de Governo que pudessem causar impactos no consumo de energia elétrica (Eletrobrás, 1974).

Eram elaboradas três alternativas de mercado: a primeira apresentava baixa expectativa de crescimento, a segunda, média e a terceira, alta. Às previsões de consumo de energia eram acrescentadas as perdas do sistema de suprimento até o nível de 230 kV obtendo-se os requisitos de energia.

A série histórica de consumo de energia elétrica, por sua vez, tornava a previsão inflexível e impermeável a mudanças de rumo na economia, havendo ainda distorções que poderiam ser atribuídas às restrições de oferta ocasionadas por falhas de atendimento, características de sistemas isolados e insuficientes. A demanda reprimida não era incorporada aos Planos.

Desde o estudo elaborado pela CANAMBRA (Canambra, 1967) até o Plano 95 (Eletrobrás, 1979) os planejadores recomendavam a revisão periódica do plano, analisando os desvios verificados entre o mercado previsto e realizado.

Contudo, nem sempre, as revisões eram incorporadas aos Planos de Obras em andamento, por não serem processadas em tempo hábil ou ainda, pela inviabilidade econômica e muitas vezes o custo da paralização de uma grande obra hidrelétrica, por exemplo, pode ser maior que o da decisão pela continuidade da obra.

A partir dos Planos elaborou-se uma análise comparativa dos requisitos de energia e a potência instalada nominal visando identificar a origem dos excedentes de energia que foram comercializados sob formas especiais na primeira metade dos anos 80.

2.1 Estudos realizados pela CANAMBRA

Os trabalhos foram realizados pela empresa Canambra Engenharia, doravante referida como CANAMBRA, de 1963 a 1967 sob a responsabilidade de 3 grupos de trabalho. O primeiro grupo sediado em Belo Horizonte e apoiado pela organização técnica e administrativa da CEMIG, realizou a investigação dos potenciais hidrelétricos dos Estados de Minas Gerais e parte do Espírito Santo e Goiás, assim como o levantamento de dados e elaboração dos orçamentos. O segundo grupo, sediado em São Paulo, se encarregou de realizar estudos idênticos aos do primeiro, em todas as demais bacias hidrográficas desde o Norte do Estado do Rio de Janeiro até o Norte do Paraná. Ao terceiro grupo sediado no Rio de Janeiro, além da coordenação geral dos trabalhos, coube os estudos específicos de mercado, de transmissão e de interligação de sistemas e a formulação do Plano de Eletrificação.

As informações e dados mencionados neste trabalho sob a referência CANAMBRA, constam do Sumário elaborado pelo Comitê dos Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil, publicado em fevereiro de 1967.

Plano de Eletrificação:

a) Programa de Curto Prazo, definiu os projetos a serem executados no período 1963-66 para atender os requisitos de energia elétrica da Região até 1970. Essa etapa foi concluída em 1963 e foi objeto do relatório "Programa de Expansão para o Atendimento da Demanda de Energia Elétrica da Região Centro-Sul até 1970" denominado Relatório B-1.

b) O Programa de Longo Prazo, envolveu estudos de maior profundidade. Além da energia hidrelétrica foram consideradas outras fontes de energia, como carvão, combustíveis líquidos e reatores atômicos, visando uma política

energética regional. Essa etapa que se estendeu de 1964 a 66, reexaminou ainda algumas conclusões da primeira etapa.

2.1.1 Previsão do Mercado de Energia

A projeção do mercado de energia elétrica da Região Centro-Sul do Brasil, de 1965 a 1980, foi dividida em duas etapas:

a) Projeção das atividades econômicas da região, segundo tendências e programações de cada setor de atividade, estimando-se a partir daí a demanda de energia.

b) Complementação das projeções setoriais realizadas na etapa anterior, através de análise e extrapolação dos valores de consumo de energia elétrica conhecidos na região.

Para projeção dos requisitos de energia elétrica foram consideradas, ainda, as perdas ocorridas nos sistemas de distribuição, de subtransmissão, de transmissão até 230 kV e os fatores de carga do mercado. Tanto as perdas como os fatores de carga, foram projetados até 1980, a partir dos valores históricos. Essas projeções conjugadas com as projeções do consumo de energia, resultaram nos requisitos de energia elétrica necessários à alimentação dos sistemas de subtransmissão.

Foram elaboradas duas projeções, uma superior e outra inferior, para as futuras demandas de energia, com base na expectativa de crescimento do PIB - Produto Interno Bruto para o período de 1965 a 80, conforme Tabela 1. Considerou-se as taxas de crescimento de 7% e 5% ao ano, sendo que a meta do Governo era atingir a taxa superior.

Contudo, considerando que um crescimento a uma taxa de 7% ao ano era muito otimista para um período tão longo, a CANAMBRA fez a seguinte recomendação: “até que a tendência de crescimento do mercado de energia elétrica se defina com mais clareza, que os contratos de financiamento mais vultosos para a geração de energia depois de 1970, sejam baseados na probabilidade de que o crescimento da carga venha a cair na metade inferior da faixa prevista. Além disso deve haver revisões periódicas nas previsões apresentadas” (Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, fevereiro de 1967).

TABELA 1 - Energia a ser entregue aos sistemas de subtransmissão

ANO	ENERGIA		PONTA	
	(MW Médios)		(MWh/h)	
Valor Registrado(1)				
1965	2540		4096	
Projeções(2)				
	Superior	Inferior	Superior	Inferior
1970	4697	4253	7452	6766
1975	7370	6193	11733	9905
1980	11437	8823	18242	14180

(1) Somente para os quatro Estados da Região Centro-Sul (São Paulo, Minas Gerais, Guanabara e Rio de Janeiro).

(2) Para os quatro Estados da Região Centro-Sul mais os suprimentos às áreas adjacentes Espírito Santo, Goiás-Brasília e Mato Grosso.

Fonte: Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

2.1.2 Programa de Obras até 1980

Verifica-se na Tabela 2, a capacidade instalada dos sistemas elétricos da Região Centro-Sul do Brasil no final de 1965.

Tabela 2 - Capacidade instalada da Região Centro-Sul em 1965

	Unidade	Hidrelétrica	Termelétrica	Total
Capacidade Instalada	(MW)	4.367	719	5.086
Energia Firme	(MW médio)	2.305	591	2896

Fonte: Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

A CANAMBRA apresentou dois programas de expansão dos sistemas elétricos da Região Centro-Sul do Brasil, o primeiro para atender o mercado de energia até 1970 e o segundo para atender o período seguinte de 1971 a 1980.

1. Programa de Obras até 1970

A programação das obras para atendimento do mercado até 1970, compreendia 14 projetos, alguns dos quais em construção por recomendação do Relatório B-1 citado, e de sua revisão realizada em setembro de 1964. Esses projetos estão relacionados na Tabela 3.

Tabela 3 - Programa de Obras até 1970

Ampliações de Usinas	Capacidade Instalada Nominal (MW)
Limoeiro	16
Cachoeira Dourada	122
Peixoto	300
Três Marias	130
Novas Usinas Hidro e Termelétricas *	Capacidade Instalada Nominal (MW)
Graminha	85
Bariri	124
Ibitinga	117
Jupia	1200
Funil (Paraíba)	213
Chavantes	360
Estreito	600
Jaguara	424
Santa Cruz *	160
Campos *	30
TOTAL	3881

Para a CANAMBRA, a capacidade máxima total dos sistemas elétricos da Região Centro-Sul, em 1970, assumindo a integração completa dos recursos hidro e termelétricos da Região, seria compatível com a projeção do mercado superior, como se verifica na tabela 7.

Tabela 4 - Capacidade de Energia e Ponta X Projeção Mercado**Região Centro-Sul do Brasil**

		Ponta (MW)	Energia (MW Médios)
Capacidade	Máxima Regional	8046	4649
Projeção do Mercado	Superior	7452	4697

Nota: A previsão para reserva é de 594 megawatts, ou cerca de 8%

Fonte: Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil

2. Programa de 1971 a 1980

Entre 1971 e 1980, a demanda de ponta prevista pela CANAMBRA, deveria aumentar de 10.970 megawatts. Segundo os estudos realizados essa demanda seria atendida de forma mais econômica por um programa basicamente hidrelétrico, com uma participação termelétrica (a óleo) apenas complementar (mínima).

No planejamento da expansão para atendimento da demanda de energia elétrica da Região até 1980, foram feitas as seguintes considerações:

a) Ilha Solteira, com uma capacidade máxima de geração de energia de 1.166 MW médios, era o único grande projeto da Região com início de construção recomendada, logo depois de estreito.

b) Igarapava, Volta Grande e Porto Colômbia, no alto do Rio Grande, deveriam ser construídos a curto prazo, por duas razões, ofereciam energia a custos atrativos e poderiam ser ligados ao sistema de transmissão já em operação.

c) Os projetos de Marimbondo, Água Vermelha e São Simão, que em conjunto tinham potência firme combinada de quase 3000 MW, seriam os projetos de mais baixo custo na Região Centro-Sul.

d) Ilha Grande, embora tivesse um custo atrativo, sua construção deveria ficar para depois dos pequenos projetos, justamente por ser um projeto de grande porte e envolver grandes problemas para sua execução.

Com base nessas considerações foi delineado o Programa Base para satisfazer à Projeção do Mercado Inferior, conforme Tabela 5.

TABELA 5 - Programa Base para Atendimento das Projeções do Mercado Inferior

Para Ponta	Nº de Unidades	Potência por Unidade(MW)
Jupiá 11 e 12	duas	100
Furnas 7 e 8	duas	150
Estreito 5 e 6	duas	150
Cubatão III	cinco	75
Para Ponta e Energia		
Cachoeira Dourada 5 a 8	uma	50 e
	três	80
Jaquara 3 a 6	quatro	106
Volta Grande	quatro	100
Porto Colômbia	quatro	90
Igarapava	três	60
Ilha Solteira	quatorze	125
Funil	duas	70
São Miguel	uma	50
Marimbondo	oito	150
Água Vermelha	seis	150
São Simão	oito	165
Capim Branco	três	140
Nova Ponte	duas	175
Queimado	duas	60
Canoas	três	75

Fonte : Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

A partir do Programa Base para atendimento do Mercado Inferior, foram realizadas simulações no sentido de atender às Projeções do Mercado Médio, segundo a seguinte orientação:

1. Antecipação das entradas dos projetos já programados; e
2. Adição dos projetos relacionados na Tabela 6.

TABELA 6 - Programa para Atendimento das Projeções do Mercado Médio

Para a Ponta	N° de Unidades	Potência Unidade(MW)
Cubatão III	01	75
Igarapava (Grande)	01	60
Para Ponta e Energia		
Termelétrica de Sta Cruz	02	200
Miranda (Paranaíba)	02	105
Tupaciguara (Paranaíba)	02	115
Anhanguera (Paranaíba)	02	80
Itumbiara(Paranaíba)	08	120
Corumbá(Paranaíba)	02	150
Fecho da Onça(Paranaíba))	02	150
Formoso(São Francisco)	02	120

Fonte : Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

Para a Projeção de Mercado Superior foram adicionados ao programa do mercado médio os projetos relacionados na Tabela 7.

TABELA 7 - Programa de atendimento das Projeções do Mercado Superior

Para a Ponta e Energia		Nºde Unidades	Potência Unidade (MW)
Escada	Grande	01	90
Paulista (Paranaíba)		01	125
Cachoeira do Sertão		03	130
Emborcação		03	140
Ilha Grande (Paraná)		06	150

Fonte : Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

Além de incluir os projetos acima citados, para atender a Projeção de Mercado Superior, seria necessário desenvolver os programas de expansão dos sistemas pré-existentes de transmissão em Extra Alta Tensão.

Com relação ao atendimento do mercado superior, a CANAMBRA fez ainda algumas recomendações, as principais estão relacionadas a seguir:

a) Visto que o tempo para construção de um projeto hidrelétrico no Brasil era de 6 ou mais anos, haveria necessidade de que as decisões para construção dos projetos programados, fossem tomadas a mais cedo possível.

b) Seria desaconselhável qualquer modificação ou alternativa para os projetos hidrelétricos propostos no programa médio, por razões técnicas.

c) Devido aos custos bastante atrativos das Usinas de São Simão e Água Vermelha, as mesmas deveriam ter sua construção iniciada logo após o término de Marimondo, levando em consideração as exigências de mercado.

d) Seria recomendável a revisão dos projetos que constavam no programa previsto para a segunda metade da década, devido a possíveis alterações no crescimento da carga projetada.

d.1) Planejamento alternativo de transmissão em Extra Alta Tensão da Bacia do Paranaíba.

d.2) adição de mais energia termelétrica para complementação, próximo do litoral, em antecipação aos projetos do alto Paranaíba.

d.3) adição de capacidade de ponta à usina hidrelétrica Nilo Peçanha ou através de outros projetos novos, tais como Caraguatatuba, Mambucaba e desvio do rio Prêto (Paraíba).

d.4) desenvolvimento do potencial hidráulico dos rios Doce e Jequitinhonha em resposta a um crescimento maior do que o presentemente esperado para as cargas locais.

d.5) construção do projeto de Piraju antes do projeto de Canoas, ambos localizados no rio Paranapanema.

d.6) desenvolvimento antecipado dos projetos situados na bacia do baixo Paranapanema.

d.7) aproveitamento dos potenciais dos rios Uruguai ou Iguaçu (ou por desvio para a vertente oceânica), e até mesmo o de Sete Quedas, para a operação integrada com os sistemas elétricos do Sul do Brasil.

d.8) não atrasar o projeto de Ilha Solteira e utilizar projetos e cronogramas de construção consistentes com um custo mínimo.

d.9) deveriam ter início imediato os projetos definitivos e negociações financeiras para construção dos projetos de Volta Grande e Porto Colômbia, bem como da barragem e reservatório de Escada Grande.

d.10) antecipar em 3 anos a programação das unidades 7 e 8 de Furnas, bem como as unidades 5 e 6 de Estreito para comissionamento em 1972 e 1973, respectivamente.

d.11) deveriam ser adiadas, pelo menos até 1967, as decisões sobre a construção dos projetos a seguir relacionados, mantendo sob observação as tendências de crescimento do mercado regional:

- Primeira unidade de 200 MW da usina termelétrica a óleo de Santa Cruz.
- Unidade número cinco de 50 MW de Cachoeira Dourada.
- Unidade de Funil (Grande)
- Usina de Igarapava.

d.12) adiar pelo menos até 1968, quaisquer decisões sobre os projetos incluídos no Programa Médio, e não mencionados nos itens 2 e 3 acima.

Na fase de projeção do mercado, a CANAMBRA recomendou que até que se definisse melhor as tendências de crescimento do mercado de energia elétrica, os investimentos deveriam se basear na probabilidade de que o crescimento da carga sofreria uma queda a partir da metade inferior da faixa projetada. Seguindo essa recomendação, os investimentos deveriam ficar portanto, limitados ao necessário, para atendimento da Projeção de Mercado Médio, conforme Tabela 8 .

TABELA 8 - PROGRAMA PARA ATENDIMENTO DO MERCADO MÉDIO 1971-1980 em MW

PROJETOS	UN	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
PROGRAMA BASE											
Jupiá	11 e 12	2-100									
Jaguara	3 a 6	2-106		1-106	1-106						
Furnas	7 e 8		2-150								
Estreito	5 e 6			2-150							
Cubatão III	1 a 6								4-075	2-075	
Volta Grande	1 a 4	1-100	2-100		1-100						
P. Colômbia	1 a 4		1-090	2-090		1-090					
Igarapava	1 a 4			3-060		1-060					
Funil	1 a 4			2-070							
São Miguel	1				1-050						
Marimbondo	1 a 8					4-150	4-150				
Água Vermelha	1 a 6								4-150	2-150	
Ilha Solteira	1 a 14		2-125	4-125	4-125	3-125	3-125	1-125			
Cach Dourada	5 a 8	1-050			1-080					1-080	1-080
Escada Grande	R	x									
Capim Branco	1 a 3								2-140	1-140	
Nova Ponte	1 e 2									2-175	
São Simão	1 a 8						2-165	4-165	2-165		
Queimado	1 e 2						1-060	1-060			
Canoas (a)	1 a 3						3-075				
Sub-total MW		562	840	1406	836	1125	1590	845	1510	1020	80
PROJETOS ADICIONAIS											
Miranda	1 e 2									2-105	
Tupaciguara	1 e 2									2-115	
Anhanguera	1 e 2									2-080	
Itumbiara	1 a 4										4-120
Corumbá	1 e 2										2-150
Fecho da Onça	1 e 2										2-125
Formoso	1 e 2										2-120
Santa Cruz	3 e 4	1-200	1-200								
total MW		762	1040	1406	836	1125	1590	845	1510	1620	1350

(a) Capacidade total, sendo que 40% da capacidade de ponta de Canoas, estava comprometido com o sistema da COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica, Estado do Paraná.

R = Reservatório

Fonte: Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil - Sumário, 1967

As usinas hidrelétricas representavam cerca de 85% da capacidade geradora da Região Centro-Sul, ao fim de 1965. De acordo com a CANAMBRA, a energia termelétrica gerada, deveria ser combinada com a hidrelétrica para suprir pontas ou ainda, seriam operadas em complementação ao sistema hidrelétrico, da seguinte forma:

a) Em operação contínua na base da carga, durante os períodos de pequenas vazões nas usinas hidrelétricas;

b) mantida em reserva, ou operada com fator de capacidade mínima praticável quando necessária para ponta, em todas as outras ocasiões.

Foram avaliadas as possibilidades da energia nuclear no programa energético da Região. Porém seus custos comparados aos da energia hidrelétrica incluindo linha de transmissão, eram muito altos e portanto, não haveria espaço para a energia nuclear enquanto existisse potencial hidrelétrico a baixo custo, capaz de operar em combinação com a energia termelétrica convencional queimando óleo.

2.2 Power Market Study and Forecast-South Central Brazil - PMS & F - Região Sudeste - 1969

Em 1968-69, a Eletrobrás através do seu Departamento de Planejamento (DEPL) realizou o “Power Market Study and Forecast-South Central Brazil” PMS & F doravante referido como PMS & F, com o objetivo de atualizar as projeções realizadas pela CANAMBRA. Participaram da elaboração desse estudo, além de técnicos das várias concessionárias da Região, empresas de consultoria e um consultor da Universidade de Columbia, Dr. Stephan Robock.

As projeções macroeconômicas e demográficas que embasaram esse estudo, foram fornecidas pelo IPEA do Ministério do Planejamento. O CDI - Comissão de Desenvolvimento Industrial do Ministério da Indústria e Comércio, elaborou os cenários para a projeção do consumo industrial e o INDA - Instituto Nacional de Desenvolvimento Agrário do Ministério da Agricultura, colaborou na projeção do consumo do setor rural. As projeções realizadas pelo PMS & F (Eletrobrás, 1968-69), mantinham coerência com o Plano Estratégico de Desenvolvimento do Governo Federal.

O PMS & F abrangia os Estados de Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Guanabara e São Paulo como integrantes da Região Sudeste. Além desses fizeram parte do estudo, os mercados do Sul de Goiás, do Distrito Federal e do Sudeste de Mato Grosso, as chamadas áreas adjacentes também consideradas pela CANAMBRA. Foi ainda considerado no estudo, o fluxo líquido de energia e ponta para a Região Sul, substituindo o Norte do Paraná como considerou a CANAMBRA.

O PMS & F se destacou dos estudos de mercado precedentes, por utilizar-se de uma série histórica de mercado mais abrangente, de 1950 a 1968 e pela ênfase dada aos auto-produtores e às chamadas restrições de mercado como, por exemplo, à demanda reprimida.

As previsões de crescimento do PIB e do Produto Industrial admitiam uma expectativa alta e outra baixa como verifica-se a seguir.

Tabela 9 - Taxas Anuais Médias de Crescimento

PERÍODO	PIB		PRODUTO INDUSTRIAL	
	ALTA	BAIXA	ALTA	BAIXA
1968-70	6,2	5,7	8,5	7,5
1970-85	6,5	5,5	8,5	7,0

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

Quanto ao crescimento demográfico para a Região Sudeste, foram considerados incrementos percentuais médios para a população global da região e para a população urbana separadamente.

Tabela 10 - Crescimento Demográfico - Região Sudeste

ANO	POPULAÇÃO	TAXA MÉDIA DE CRESCIMENTO	
		TOTAL	URBANA
1950	22462	-	-
1960	30492	3,07	5,05
1970	40451	2,87	4,31
1980	52745	2,76	3,67
1985	59969	2,6	3,33

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

As projeções de mercado do PMS & F, admitiram atender toda a demanda reprimida de energia elétrica até 1975, mediante a expansão dos sistemas de suprimento e melhoria do padrão de serviços. Admitiram também, que não ocorreria restrições de demanda de energia elétrica em função da evolução dos níveis tarifários.

2.2.1 Previsão do Mercado de Energia Elétrica

Para projeção do mercado além das considerações citadas, foram destacados os seguintes pontos:

a) Para as 32 concessionárias cujos dados estatísticos permitiam uma análise mais detalhada do mercado e constituíam o chamado Grupo A, as projeções foram calculadas por categoria de consumo. Para as demais concessionárias, que constituíam o Grupo B, as projeções foram realizadas pelo consumo agregado.

b) Para elaboração das projeções das 32 concessionárias, foram consideradas as seguintes categorias de consumo: Industrial, Residencial, Comercial, Poderes Públicos, Iluminação Pública, Tração, Rural e o consumo total das Empresas do Grupo B.

c) A projeção do consumo industrial, diferentemente das demais categorias, não foi realizada por Empresa ou Concessionária, mas sim em termos globais, sendo projetado individualmente para 25 grupos de indústrias, com base em programas e projetos específicos até 1975 e em previsões macroeconômicas (PIB - Produto Interno Bruto e PI - Produto Industrial) para os anos seguintes.

d) A projeção do consumo residencial foi realizada em função da evolução da população urbana, da taxa de atendimento do mercado de energia elétrica, do consumo por consumidor, baseando-se nas séries históricas, nas características econômico-sociais das áreas atendidas e em experiências internacionais. Além de considerar um suprimento adequado de energia e eliminação dos estrangulamentos a curto prazo.

e) As projeções de consumo das categorias Comercial, Poderes Públicos e de Serviços Públicos, foram obtidas por correlação com o consumo Residencial, sendo que no caso dos Serviços Públicos considerou-se também, dados referentes a projetos específicos de Governo.

f) A projeção de consumo para a categoria Iluminação Pública foi realizada em função do número de ligações no sistema de distribuição, assim como, nos níveis de iluminação adequados que deveriam ser alcançados.

g) O consumo de energia elétrica da categoria Rural foi estimado com base em projetos específicos e nas metas do Governo para o Setor Rural.

h) A projeção do consumo em Tração considerou as ferrovias existentes e seus planos de eletrificação, assim como os projetos dos sistemas metropolitanos de São Paulo e Rio de Janeiro.

i) As Empresas do Grupo B, que atendiam sistemas isolados e em condições precárias, tiveram seu consumo projetado a taxas constantes ao longo do período de 1968-85. As taxas adotadas foram ligeiramente superiores às do conjunto de Empresas do Grupo A e admitiu-se ainda a incorporação gradual das Empresas do Grupo B pelas Empresas do Grupo A.

A evolução do consumo prevista pelo PMS & F para as Regiões Sudeste e Áreas Adjacentes incluindo as por categorias de consumo, encontram-se nas Tabelas 11, 12 e 13.

TABELA 11 - Projeções do Consumo Global - PMS & F - GWh

Região Sudeste e Áreas Adjacentes

ANO	ALTA	MÉDIA	BAIXA
Região Sudeste(1)			
1968	24,502.8	24,502.8	24,502.8
1970	30,673.7	30,351.1	30,028.4
1975	51,076.4	49,123.1	47,169.6
1980	82,064.5	76,818.9	71,573.2
1985	134,854.5	122,803.0	110,751.4
Áreas Adjacentes(2)			
1968	384.4	384.4	384.4
1970	678.2	666.9	657.6
1975	1,561.5	1,487.7	1,413.8
1980	3,284.4	3,027.4	2,770.3
1985	6,551.4	5,872.7	5,193.9
(1) + (2)			
1968	24,887.2	24,887.2	24,887.2
1970	31,349.9	31,018.0	30,686.0
1975	52,637.9	50,610.8	48,583.4
1980	85,348.9	79,846.3	74,343.5
1985	141,405.9	128,675.7	115,945.3

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

TABELA 12 - Taxas de Crescimento do Consumo Global PMS & F**Região Sudeste e Áreas Adjacentes**

PERÍODO	ALTA (%)	MÉDIA (%)	BAIXA(%)
Região Sudeste			
1968/70	11,90	11,35	10,80
1970/75	10,70	10,05	9,40
1975/80	10,00	9,35	8,70
1980/85	10,40	9,75	9,10
1968/85	10,60	9,95	9,30
Áreas Adjacentes			
1968/70	52,60	31,70	30,80
1970/75	18,20	17,35	16,50
1975/80	16,00	15,20	14,40
1980/85	14,80	14,10	13,40
1968/85	18,10	17,35	16,60
TOTAL			
1968/70	12,30	11,70	11,10
1970/75	10,90	10,25	9,60
1975/80	10,20	9,55	8,90
1980/85	10,60	9,85	9,30
1968/85	10,70	10,1	9,50

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

TABELA 13 - Projeções do Consumo por Categorias - PMS & F - GWh**Região Sudeste e Áreas Adjacentes**

PROJEÇÃO ALTA	1968	1970	1975	1980	1985
Grupo A	24,347.8	30,479.3	50,733.8	81,460.8	133,790.5
Residencial	5,128.5	6,337.4	10,612.9	18,768.7	34,388.0
Comercial	3,254.3	3,982.4	6,364.4	10,923.4	19,589.2
Industrial	13,307.8	16,671.1	27,446.6	40,755.8	61,407.4
Serviços Públicos	1,399.3	1,736.2	2,874.0	4,921.8	8,873.4
Iluminação Pública	487.6	893.2	1,902.7	2,938.8	4,180.4
Rural	141.3	187.0	324.2	654.3	1,567.1
Tração Elétrica	629.0	672.0	1,209.0	2,498.0	3,785.0
Grupo B	155.0	194.4	342.6	603.7	1,064.0
TOTAL	24,502.8	30,673.7	51,076.4	82,064.5	134,854.5
PROJEÇÃO BAIXA					
Grupo A	24,347.8	29,839.2	46,857.9	71,059.7	109,905.4
Residencial	5,128.5	6,259.2	10,155.1	16,990.2	29,005.8
Comercial	3,254.3	3,939.9	6,118.2	9,938.4	16,609.7
Industrial	13,307.8	16,300.0	25,251.3	35,559.1	50,387.2
Serviços Públicos	1,399.3	1,715.8	2,734.4	4,473.6	7,486.1
Iluminação Pública	487.6	800.9	1,474.9	2,182.1	2,987.9
Rural	141.3	164.2	236.6	400.3	785.7
Tração Elétrica	629.0	659.2	887.4	1,516.0	2,643.0
Grupo B	155.0	189.2	311.7	513.5	846.0
TOTAL	24,502.8	30,028.4	47,169.6	71,573.2	110,751.4

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

2.2.2 Requisitos de Geração para Atendimento do Mercado do PMS & F

a) Perdas

Para cálculo dos requisitos de geração o PMS & F, agregaram às Projeções de Consumo Global Tabela 11, as perdas previstas nos sistemas de distribuição, desde os medidores dos consumidores até as subestações abaixadoras, mais aquelas ocorrentes nos sistemas de subtransmissão e transmissão operando em níveis de tensão até 230 kV, inclusive. As perdas em tensões mais elevadas, foram deduzidas das capacidades das usinas de geração, admitindo-se fatores de 6% para energia e 8% para a ponta. Cabe salientar que para a Região Sudeste foram admitidos no PMS & F os mesmos coeficientes de perdas projetados pela CANAMBRA.

b) Fator de Carga

A evolução do fator de carga para a região abrangida por este estudo foi baseada no valor estimado do fator de carga de 1974 e na sua evolução a partir de um modelo desenvolvido pela Eletrobrás para esse fim.

A estimativa do fator de carga de 1974 foi obtida a partir das informações de demanda máxima ou requisito de ponta referida à subtransmissão e descontadas as perdas, em 31 de julho de 1974, de 8.921 MW. Sendo os requisitos de energia à época de 6.021 MW médios, o fator de carga considerado foi de 67,5% (6.021 MW dividido por 8.921MW).

O modelo empregado pela Eletrobrás para evolução do fator de carga se baseava na correlação múltipla do fator de carga com as participações

percentuais das principais categorias componentes do mercado, aplicando a expressão algébrica apresentada a seguir.

EXPRESSÃO ALGÉBRICA PARA CÁLCULO DO FATOR DE CARGA

$$FC = 39,933000 - 0,091401.R + 0,538220.C + 0,332590.I + (-)Y$$

Onde:

R = participação percentual do consumo residencial

C = participação percentual do consumo comercial

I = participação percentual do consumo industrial

A letra Y define os limites inferior e superior dos intervalos de confiança, sendo a faixa em que os valores verificados se situam, com uma determinada probabilidade de ocorrência. No caso, para 95% de probabilidade de ocorrência, Y é 3,7 para 90% é 3,1.

O valor obtido para o fator de carga de 1974 a partir de dados reais de consumo de energia e ponta, de 67,5%, ficou próximo do limite superior aceitável na metodologia Eletrobrás, a diferença entre o valor calculado para 1974 e estimado pela Eletrobrás ficou em 3,6%. Segundo explicação dada no próprio estudo, essa diferença apurada se referia ao efeito de contenção da demanda nas horas de maior solicitação, provocada por razões de ordem diversas, desde a menos provável que seria falta de capacidade geradora, até as limitações existentes nos sistemas de distribuição ou nas entradas e fiações dos prédios residenciais e comerciais, assim como, limitações locais no sistema de transmissão.

Considerando as incertezas geradas pelos resultados obtidos e a desejável segurança do suprimento de energia, optou-se por um fator de carga que evoluísse até alcançar um fator de carga médio de 65% em 1979, decrescendo até atingir 61,7% em 1985, e 61,6% em 1990, conforme Tabela 14.

Tabela 14 - Evolução do Fator de Carga Global

ANO	Fator de Carga (%)
1974	67.5
1975	66.9
1980	64.4
1985	61.7
1990	61.6

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

c) Fator de Reserva para a Ponta

Foi adotado um fator de reserva de 12% superior ao adotado pela CANAMBRA de 10%, tendo em vista, referências internacionais com fator de reserva até mais alto, o grau de interligação do sistema existente e a manutenção da qualidade dos serviços dentro dos padrões exigidos pelo mercado.

d) Autoprodutores

Pela importância dos autoprodutores na região abrangida pelo estudo foi realizado um levantamento e análise da autoprodução na região, principalmente na projeção dos requisitos de ponta.

A partir dos dados de acompanhamento mensal da autoprodução realizado pela Eletrobrás com a colaboração das concessionárias de energia e dos planos de expansão da autogeração obtido junto às indústrias, foram estabelecidas as projeções da energia e ponta dos autoprodutores.

A autogeração foi considerada como complementar aos requisitos de energia e ponta atendidos pelas concessionárias, por essa razão a projeção dos autoprodutores foi bastante conservadora e representava o mínimo esperado, tendo em vista a segurança no fornecimento.

Tabela 15 - Geração Líquida dos Autoprodutores

ANO	GWh
1974	2.918
1975	2.950
1980	3.710
1985	3.710

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

As Projeções dos Requisitos de Energia baseadas nas Projeções do Consumo Global de Mercado (Tabela 11) e nos fatores de perdas, de carga e de reserva de ponta mencionados acima, encontra-se na Tabela 16 para o mercado médio, considerado pelo PMS & F como provável. Contudo, para efeito de análises comparativas, calculamos as projeções altas a partir da projeção de consumo alta, conforme Tabela 17.

TABELA 16 - Projeção Média dos Requisitos de Energia e Ponta**Região Sudeste e Áreas Adjacentes**

REGIÃO SUDESTE	1968(1)	1970	1975	1980	1985
Consumo GWh	24,502.8	30,351.1	49,123.0	76,818.9	122,803.0
Perdas (%)	14.1	13.1	12.3	11.1	10.5
Requisitos GWh	28,524.8	35,007.0	56,012.6	86,410.4	137,210.3
ÁREAS ADJACENTES					
Consumo GWh	384.4	666.9	1,487.7	3,027.4	5,872.7
Perdas (%)	30.3	18.3	15.4	13.1	12.0
Requisitos GWh	551.5	816.3	1,758.5	3,483.7	6,673.5
TOTAL					
Requisitos MW Médios	3,310.2	4,089.4	6,594.9	10,261.9	16,425.2
Fator de Carga %	62.3	62.0	60.0	58.0	58.0
Requisitos de Ponta MW	5,313.0	6,596.0	10,992.0	17,693.0	28,319.0
Fator de Reserva %	9.1	12.0	12.0	12.0	12.0
Capacidade de Ponta necessária MW	5,799.0	7,387.0	12,311.0	19,816.0	31,718.0

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

(1) registrado

TABELA 17 - Projeção Alta dos Requisitos de Energia e Ponta**Região Sudeste e Áreas Adjacentes**

REGIÃO SUDESTE	1970	1975	1980	1985
CONSUMO - GWh	30,673.7	51,076.4	82,064.5	134,854.5
PERDAS (%)	13.3	12.3	11.1	10.5
REQUISITOS GWh	34,753.3	57,358.8	91,173.6	149,014.2
ÁREAS ADJACENTES				
CONSUMO - GWh	678.2	1,561.5	3,284.4	6,551.4
PERDAS (%)	18.3	15.4	13.1	12.0
REQUISITOS GWh	802.3	1,802.0	3,714.6	7,337.6
TOTAL				
REQUISITOS GWh	35,555.6	59,160.8	94,888.2	156,351.8
REQUISITOS MW MÉDIOS	4,058.8	6,753.5	10,831.9	17,848.4
FATOR DE CARGA (%)	62.0	60.0	58.0	58.0
REQUISITOS DE PONTA MW	6,546.4	11,255.8	18,675.7	30,773.1
FATOR DE RESERVA (%)	12.0	12.0	12.0	12.0
CAPACIDADE DE PONTA NECESSÁRIA MW	7,331.9	12,606.5	20,916.8	34,465.9

Fonte: Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Anexo I, 1974

2.3 Região Sul

O Mercado da Região Sul foi estudado pela primeira vez e de forma integrada, pela CANAMBRA, através do Comitê de Estudos Energéticos da Região Sul, trabalho concluído em 1968. Porém, as projeções obtidas nesse trabalho, foram reajustadas posteriormente por uma das empresas dos Estados da Região Sul, a ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil SA.

Em 1972, a ELETROSUL contou com os serviços da Fundação Getúlio Vargas - FGV, para elaborar as projeções dos requisitos de energia elétrica até 1985. O trabalho foi em diversas fases, orientado pela Eletrobrás.

2.3.1 Previsão do Mercado de Energia

Em julho de 1973, as empresas estaduais da Região Sul, ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil, CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina e COPEL - Companhia Paranaense de Energia, realizaram um "Acordo" para elaborar em conjunto, uma nova projeção de mercado. A COPEL e a CELESC, aplicaram as taxas de crescimento previstas no estudo da FGV aos valores de consumo global registrado em 1972, para obter as novas projeções de mercado. A CEEE adotou modelo próprio para esse fim. Com o consenso da Eletrobrás, as empresas definiram as suas necessidades de energia elétrica e a evolução dos requisitos até 1982 e com base nessa nova projeção foi celebrado um contrato de fornecimento de energia pela ELETROSUL às demais empresas citadas e estabelecido o rateio entre as mesmas, da parcela de energia a ser adquirida de Itaipu.

A metodologia utilizada para projeção do mercado da Região Sul,

especialmente a desenvolvida pela Fundação Getúlio Vargas, em pouco se diferencia daquela aplicada nos estudos precedentes.

O consumo residencial e rural foi tratado agregadamente e foi projetado em função do número de consumidores e do consumo por consumidor. Enquanto o consumo médio foi considerado como função da renda no caso de oferta elástica, ou seja, crescimento do consumo em função do aumento da renda e no caso da oferta ser inelástica, o consumo médio evoluiria pressionado pelo consumo reprimido. Para estimar a evolução do número de consumidores residenciais admitiu-se duas hipóteses uma com base na taxa geométrica de crescimento observada no período 1968/70, e outra, 20% mais alta.

De acordo ainda com a metodologia empregada pela Fundação Getúlio Vargas, o consumo industrial em cada Estado, teve sua evolução fundamentada na relação entre o consumo de energia elétrica industrial e o número de pessoas ocupadas na indústria. Para as novas indústrias, que não possuíam uma evolução histórica do consumo, adotou-se um modelo previsional.

É relevante mencionar que o critério adotado nas previsões da categoria Poderes Públicos que englobava o consumo das empresas de Serviços Públicos, baseou-se na evolução da população urbana e das cargas de saneamento básico.

2.3.2 Requisitos de Energia

Para cálculo dos requisitos de energia, foram adicionadas às projeções de mercado constantes do "Acordo", as perdas correspondentes aos sistemas de distribuição e subtransmissão verificadas desde a medição de consumo até o sistema de subtransmissão de 69 kV inclusive, e aquelas correspondentes às

linhas de transmissão e subestações de tensão superior a 69 kV.

Além disso, para determinação dos requisitos, foi estabelecido entre as empresas participantes do “Acordo” e a Eletrobrás, o fator de carga da Região Sul.

A Tabela 18, mostra as perdas previstas, assim como a evolução do fator de carga do sistema e os requisitos de energia e ponta que correspondentes a projeção média de mercado da Região Sul.

TABELA 18 - Projeção Média dos Requisitos de Energia Elétrica (1)

CONSUMO	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.978	1.980	1.981	1.982
GWh	5.650	6.259	6.903	7.621	8.291	9.137	11.125	12.365	13.236
Mwmédio	645	715	788	870	947	1.043	1.270	1.412	1.561
Perdas %	12,2	11,9	11,8	11,6	11,5	11,3	11,2	11,1	11,1
Requisitos de Energia Mwmédio	735	812	894	985	1.071	1.176	1.431	1.589	1.759
Fator de Carga %	56,5	56,4	56,2	56,1	56,0	55,9	55,6	55,5	55,4
Requisitos de Ponta MW	1.302	1.441	1.592	1.756	1.913	2.107	2.574	2.865	3.180

Fonte: (1) Projeção média proveniente do Relatório elaborado pela ELETROSUL, em agosto de 1973, parte "A " do estudo do Balanço Energético da Região Sul concluído pela Eletrobrás em dezembro de 1973. Inclui o consumo dos autoprodutores.

2.4 Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990

Simultaneamente ao desenvolvimento do II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento, concebido em 1974, a Eletrobrás realizou os estudos para elaboração do Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990, doravante referido como Plano 90.

O Plano 90 utilizou como base de dados e informações os estudos realizados pela CANAMBRA nos períodos de 1963-66 e 1967-69 e revisados em 1968-69 para a Região Sudeste englobando a Região Centro Oeste cujo resultados constam do “Power Market Study and Forecast - South Central Brazil - 1968/85” - PMS & F, relatório abordado no item anterior. Para a Região Sul foram utilizadas as projeções realizadas pelas concessionárias daquele estado em 1973, sob a supervisão da Eletrobrás, as quais tinham sido elaboradas com base em estudos desenvolvidos pela Fundação Getúlio Vargas em 1970/71 denominado “Perspectivas do Mercado de Energia Elétrica na Região Sul” e em estudo desenvolvido pela CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, constante do relatório “Previsão de Mercado de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul” elaborado em 1973.

Através de dois trabalhos denominados “Revisão do Balanço Energético, 1972-1985” e “Revisão do Balanço Energético, 1973-1981”, a Eletrobrás comparou as suas previsões com os valores do mercado de energia elétrica realizado encontrando desvios que justificavam a sua revisão.

Em função dessas informações e das novas expectativas do II PND, os estudos e projeções foram revisados pelo Departamento de Mercado-DEME, da Eletrobrás, com a colaboração das empresas concessionárias com atuação na área abrangida pelo Plano 90.

O Plano 90 optou por uma projeção única até o ano de 1979, compatível com o crescimento da economia definido no II PND de uma taxa média de 10% ao ano. Para o período de 1980 a 1990 foram elaboradas duas projeções, uma baixa, que admitia um crescimento da economia a uma taxa de 8% ao ano, e outra alta, que considerava que o crescimento da economia se daria a uma taxa média de 11% ao ano.

Considerou-se ainda na evolução do mercado de energia elétrica, o efeito de possíveis substituições de outras fontes de energia por energia elétrica e que, dependendo do volume dessas substituições, os requisitos de energia elétrica poderiam superar os valores da projeção alta, ainda que a economia não correspondesse aos resultados esperados. A partir dessas considerações foram projetados os requisitos mostrados na Tabela 19.

TABELA 19 - Requisitos do Mercado de Energia Elétrica (MW)

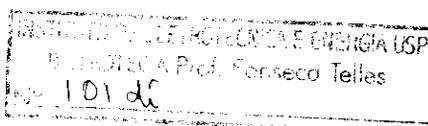
Regiões Sudeste e Sul

ANO	ENERGIA		PONTA	
	ALTA	BAIXA	ALTA	BAIXA
1975		7771		11891
1980	13344	12987	21162	20596
1985	22966	20159	37807	33186
1990	39171	29563	64636	48780

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

Para seleção dos programas de desenvolvimento do parque gerador que atenderia os requisitos de mercado, foram consideradas todas as fontes geradoras de energia elétrica com possibilidades de uso.

Para definição das usinas hidrelétricas a serem construídas foram utilizados os dados básicos disponíveis nos estudos realizados pela empresa



de engenharia CANAMBRA abordados anteriormente, com preços atualizados aos níveis de junho de 1974 e revistas as concepções de alguns projetos. As usinas termelétricas foram analisadas sob o ponto de vista da disponibilidade de combustíveis.

As usinas nucleares também foram consideradas nos programas de geração do Plano 90 apesar das incertezas em relação a sua composição de custos, atribuídas à pouca experiência brasileira na construção de usinas, especialmente nucleares.

Os estudos para seleção dos programas de geração, foram desenvolvidos em três etapas conforme descrito a seguir.

2.4.1 Primeira Etapa dos Estudos do Plano 90

Nesta etapa realizou-se uma comparação econômica dos projetos passíveis de serem incluídos no programa de geração, concluindo que o aproveitamento do potencial hidráulico disponível nas Regiões Sudeste e Sul, seria suficiente para atender os requisitos do mercado de energia elétrica. O potencial hidrelétrico inventariado atingia 26.500 MW médios, enquanto o incremento de mercado projetado entre 1981 e 1990 era de 24.290 MW médios.

A geração termelétrica a óleo estava descartada, pelo preço elevado do petróleo e pela grande dependência externa desse insumo, as termelétricas a carvão também contavam com fatores restritivos, reservas limitadas e elevado custo de capital dessas usinas. A alternativa nuclear no entanto, foi mantida, pois na ocorrência do mercado alto em 1990, seria conveniente, de acordo com os estudos econômicos elaborados, a inclusão no final da década de 1980 de um programa nuclear. A sugestão era que não se interrompesse a

construção de Angra I, mantendo-se assim, um programa mínimo visando apenas o desenvolvimento tecnológico.

Para manutenção de um programa nuclear mínimo, foi analisado a competitividade entre as usinas hidrelétricas e nucleares assim como, a possibilidade alternativa de ocorrência do mercado de energia elétrica alto ou baixo. O resultado das análises justificavam na ocorrência do mercado alto, a inclusão no programa de geração de pelo menos 6 usinas nucleares de 1.200 MW cada uma.

Por outro lado, se ocorresse o mercado baixo em 1990, o que reduziria os requisitos de mercado em 10000 MW médios, a participação nuclear deveria ser reduzida a zero até o final da década. Mesmo assim, foi mantida a sugestão de continuidade de um programa nuclear mínimo visando o desenvolvimento tecnológico, porém com um número menor de unidades passando de 6 para 4 para operarem no final de 1990.

2.4.2 Segunda Etapa dos Estudos do Plano 90

Nesta etapa dos estudos realizou-se uma análise mais detalhada para atendimento do mercado até a entrada da usina de Itaipu cujas primeiras unidades estavam previstas para operação em 1983. Dessa análise concluiu-se pela programação de novas fontes geradoras ou pela antecipação do cronograma das usinas anteriormente programadas, a partir de 1980. Foram então decididas os seguintes projetos adicionais:

a) Usina de Salto Santiago, no rio Iguaçu, com potência instalada final de cerca de 2000 MW.

b) Usina de Foz do Areia Alta, no rio Iguaçu, com potência instalada final de cerca de 2000MW.

c) Antecipação do sistema de transmissão de Itaipu.

d) Ampliação da usina nuclear de Angra dos Reis, com a instalação de mais uma unidade de 1200 MW.

e) Usina de São Félix, com 1.300 MW

Além dos projetos adicionais citados, outros foram previstos pelo II PND, embora não tenham sido definidos por ocasião do Plano 90 por falta de estudos específicos.

O PLANO 90 considerou ainda a possibilidade de atrasos nos projetos de Itaipu e das usinas nucleares e recomendou uma forma de cobrir esse risco, que seria o aproveitamento do trecho do rio Paraná de Jupiá a Guaíra.

A quase certa, inviabilidade de construção do projeto de Ilha Grande Alta, levou à recomendação de outros projetos os de Ilha Grande Baixa e Porto Primavera que supririam essa falta. Observou-se ainda que embora esses projetos, do ponto de vista econômico não fossem tão atraentes, ainda assim seus custos eram compatíveis com os das usinas nucleares.

Ainda por razões de localização geográfica, foi incluído na programação o projeto de Emborcação, no alto do Paranaíba.

Os projetos de Ilha Grande Baixa, Porto Primavera e Emborcação juntos adicionariam ao sistema 2100 MW, o que correspondia ao possível desfalque com os atrasos das usinas de Itaipu e as nucleares Angra I e II. Se os atrasos não ocorressem, essa energia ficaria como reserva o que permitiria, na ocorrência de períodos de baixa hidraulicidade (considerados períodos críticos), não acionar as usinas termelétricas a óleo trazendo economia de combustível.

Caso as taxas de crescimento do mercado fossem mais modestas que as consideradas e ao mesmo tempo os cronogramas de obras fossem cumpridos talvez fosse conveniente de acordo com os estudos do Plano 90, a reprogramação da usina de São Félix e de Angra III.

2.4.3 Terceira Etapa de Estudos do Plano 90

Nesta etapa realizou-se uma análise das perspectivas de expansão do parque gerador após a entrada da usina de Itaipu. Foram investigadas as alternativas de atendimento do mercado considerando a construção do tronco de transmissão de 750 kV entre Itaipu e a Região Sudeste, fazendo a interligação das Regiões Sul e Sudeste, em consequência, o potencial hidrelétrico do Sul seria melhor analisado em contraposição ao desenvolvimento das usinas nucleares.

Se executadas as obras recomendadas na segunda etapa e mantido o cronograma de Itaipu, seria possível o atendimento dos requisitos de mercado até meados dos anos 1986 e 1988, na ocorrência das projeções de mercado alta ou baixa. A partir de então, deveriam ser programadas as obras que seriam necessárias após a absorção da capacidade instalada de Itaipu objeto desta terceira etapa de estudos.

As análises quanto ao mercado e ao potencial hidrelétrico a ser desenvolvido no sul, davam conta que este último seria suficiente para atender o mercado local, portanto, os sistemas de transmissão a serem construídos para transferência de energia do sul para o sudeste poderia ficar ociosos em poucos anos. O Estado de São Paulo, embora não possuísse mais nenhum grande projeto a ser programado, teria seu mercado atendido por grandes potenciais através dos sistemas de transmissão como Itaipu (7000MW médios), pelo rio Paraná entre Jupia e Guaira (1800 MW médios) e ainda por aproveitamentos hidrelétricos do Sul (2000 MW médios). Com isso, a

construção de usinas nucleares poderia ser adiada para os últimos anos da década de 80.

Nesta etapa destacou-se também, a importância de Itaipu pela sua localização e potencial, mas principalmente por promover a interligação das duas regiões através do seu sistema de transmissão.

A partir das conclusões apresentadas nas três etapas, recomendou-se que o plano para atendimento aos requisitos de mercado das regiões sul e sudeste até 1990, fosse dividido em duas partes:

a) A primeira parte, considerada como definitiva, definiu o plano de instalações geradoras até o ano de 1985, anterior a entrada de Itaipu. As instalações geradoras propostas para o período 1975-85 e o respectivo Balanço Energético constantes das Tabelas 20 e 21, apresentadas no final do item 2.4.

b) A segunda parte, considerada como preliminar, definiu o plano de instalações geradoras propostas para o período entre 1986 e 1990 inclusive, e foi apresentado em 3 alternativas. As alternativas I e II foram baseadas no mercado alto. A alternativa I previa a instalação até 1990, de 6 unidades nucleares de 1200 MW cada uma, enquanto a alternativa II, previa a construção de 8 unidades nucleares com a mesma potência, porém entre as 8 unidades estavam incluídas as 2 unidades programadas para entrar em operação em 1982 e 1983. A alternativa III foi baseada na ocorrência do mercado baixo, nesta alternativa foi considerado um programa mínimo de 4 unidades nucleares para entrar em operação em 1990. Os planos das instalações geradoras, correspondentes as alternativas I e II constantes das Tabelas 22 e 23, apresentadas no final do item 2.4, incluindo o Balanço Energético. Enquanto a alternativa III pode ser observada na Tabela 24, apresentada no final do item 2.4.

O estudo recomendou um nova análise dos projetos hidrelétricos a serem instalados no período de 1986 e 1990 inclusive, face às necessidades de ponta a partir do ano de 1987 e a própria evolução do mercado, tendo em vista a adoção das previsões de mercado alto.

2.4.4 Substituição de Energia

Segundo o Plano 90, as projeções formuladas para sua composição constituíam um “balisamento razoável da evolução da economia brasileira”. Contudo, havia incertezas em relação ao comportamento do próprio setor elétrico frente as hipóteses de crescimento da economia formuladas. Inovações tecnológicas e o própria expansão da capacidade do setor elétrico, poderiam fazer com que as taxas de crescimento esperadas se superassem. Isso também poderia ser explicado pela substituição de outras formas de energia por energia elétrica.

Face a crise de energia iniciada com o primeiro choque externo do petróleo ocorrido em 1973, a energia elétrica passaria a desempenhar importante papel na substituição do petróleo.

Sendo assim, procurou-se quantificar o consumo adicional decorrente das possíveis substituições no Setor Industrial, Setor de Transportes e Domiciliar Urbano .

A estrutura de consumo de energia brasileira indicava que os setores industrial, de transportes e domiciliar urbano concentravam 70% do consumo total e o Plano 90 pretendia que esse número se ampliasse para 90% em 1985, a exemplo de outros países.

a) Setor Industrial

No caso da indústria, considerou-se as possibilidades de aumento do uso da eletricidade na automação dos trabalhos manuais, na melhoria dos padrões de iluminação, de ventilação, climatização de ambientes e ainda as perspectivas de desenvolvimento de novos processos industriais baseados no uso intensivo de eletricidade e em mudanças nos processos produtivos, com maior emprego da eletricidade.

Estudos realizados na época, mostravam o uso da energia elétrica tanto em processos que exigiam altas como baixas temperaturas era possível e indicava ganhos energéticos. De acordo com dados de mercado disponíveis, os processos realizados com baixa temperatura consumiam cerca de 50% da energia não elétrica utilizada na indústria, e portanto, eram os que ofereciam boa oportunidade de mercado para a eletricidade.

Fatores econômicos conjunturais foram também considerados na avaliação do mercado de substituição, a escassez de mão-de-obra e sua possível valorização, poderia levar ao uso de processos com maior grau de automação, assim como, o aumento na exportação de manufaturados, que exigiria maior grau de modernização na indústria para enfrentar a competitividade internacional.

De modo geral os processos industriais eram considerados tradicionais, portanto, com perspectivas de evolução tecnológica, o que implicaria em maior uso da eletricidade. Essa tendência que deveria se acentuar a partir de 1980, seria reforçada segundo às previsões da época, pelos preços da eletricidade que seriam mais atrativos que os preços dos derivados de petróleo.

Previa-se que entre 1980 e 1990, 25% do acréscimo de consumo de derivados de petróleo fosse deslocado a favor da energia elétrica, o que

representaria acréscimos da ordem de 40.000 GWh em 1985 atingindo 108.000 GWh em 1990.

b) Setor de Transportes

As possibilidades da energia elétrica aumentar sua participação no setor de transportes eram bastante promissoras. Essa expectativa estava embasada no baixo nível de consumo de energia elétrica pelo setor e na possibilidade de expansão do transporte ferroviário.

O aumento do consumo de energia elétrica no setor de transporte, estava fundamentalmente ligado a uma reorientação do transporte principalmente de carga, altamente concentrado no transporte rodoviário.

Previa-se que a penetração da eletricidade no setor de transportes via substituição seria de 2.600 GWh para 1980, 5.400 GWh para 1985 e 9.600 GWh para 1990.

c) Domiciliar Urbano

O consumo de energia elétrica nos domicílios urbanos na época, era decorrente de sua utilização em fogões elétricos e aparelhos para o aquecimento de água e ambiente.

Para calcular a parcela correspondente a substituição de energia nos domicílios urbanos devido a uma maior utilização desses aparelhos, estabeleceu-se percentuais conservadores de saturação de posse desses aparelhos, com base em experiências estrangeiras.

Admitiu-se que a evolução dessa parcela de substituição estaria sensível ou poderia ser promovida por disposições institucionais tais como

normas oficiais, códigos de obra e tarifas. Estimou-se que a parcela de substituição na categoria domiciliar atingiria 2000 GWh em 1985 e 7900 GWh em 1990.

A Tabela 25, mostra um resumo dos valores considerados como indicativos das possibilidades de substituição de energia oriundas do petróleo por energia elétrica nas Regiões Sul e Sudeste onde estimava-se localizar 85% das substituições previstas para o País.

Tabela 25 - Estimativas das Substituições de Energia

Categorias de Consumo	1985	1990
	GWh	GWh
Industrial	40.000	108.000
Transportes	3.800	7.600
Residencial	2.000	7.900
Total Brasil	45.800	123.500
Total Sudeste e Sul	38.900	105.000

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

Somando esse potencial de substituição apresentado na Tabela 25 à projeção baixa, a previsão de mercado se elevaria a valores superiores à projeção alta para 1985 e 1990 em cerca de 9%.

Dada a possibilidade de ocorrência desse montante de substituições previstas, a programação de expansão da geração foi elaborada considerando a realização da projeção alta, como verifica-se na Tabela 26, apresentada no final do item 2.4. Em seguida a Tabela 27, apresentada no

final do item 2.4, mostra a programação de expansão da geração para ocorrência da projeção baixa.

2.4.5 Considerações gerais sobre as Projeções de Mercado e Requisitos de Energia

As projeções do consumo residencial utilizaram um modelo mais elaborado, considerando a elasticidade renda, o nível de atendimento do mercado de energia elétrica e a evolução do número de domicílios urbanos. As demais categorias exceto a industrial, foram projetadas em função da residencial, no caso de serviços públicos foi levado em conta também os projetos específicos para o setor.

Até 1979, foi possível incluir nas projeções os programas específicos de investimento das indústrias e de serviços públicos, a curto prazo essas inclusões poderiam alterar as tendências estabelecidas por variáveis macroeconômicas.

A partir das projeções de mercado foram calculados os requisitos de energia, adicionando às citadas projeções, as perdas no sistema e os fatores de carga.

As perdas foram consideradas até a tensão de 230 kV inclusive, na Região Sudeste e até 69 kV na Região Sul. A evolução das perdas no período 1974 a 1990 foram estabelecidas em função dos valores históricos registrados em períodos recentes e admitindo uma tendência à redução, tendo em vista uma previsão de melhoria nos sistemas de distribuição.

A evolução do fator de carga para a Região Sudeste, foi projetada em função do valor calculado para 1974 e do modelo desenvolvido pela Eletrobrás

(Plano 90, Eletrobrás, 1974) que relaciona o fator de carga à estrutura de mercado, conforme metodologia abordada no PMS & F.

No caso dos autoprodutores foram estimados diversos fatores de carga, conforme o ramo de atividade considerado.

A Tabela 28, mostra a evolução por região, dos fatores de carga e perdas empregados nas projeções alta e baixa.

Os valores da Tabela 28 foram considerados para a projeção alta. Para a projeção baixa a partir de 1980, as perdas consideradas foram de 10,2% e o fator de carga foi mantido aproximadamente igual a 55,1%.

TABELA 28 - Perdas e Fator de Carga - Regiões Sudeste e Sul

ANO	REGIÃO SUDESTE		REGIÃO SUL(1)	
	PERDAS	FATOR CARGA	PERDAS	FATOR CARGA
1974	11,8	67,6	12,2	55,2
1975	11,8	67,0	12,1	55,2
1980	11,0	64,5	10,6	55,1
1985	10,7	61,7	10,6	55,1
1990	10,2	61,6	10,6	55,0

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

**TABELA 20 - REGIÕES SUDESTE E SUL
INSTALAÇÕES GERADORAS PROPOSTAS
E BALANÇO ENERGÉTICO
MERCADO ALTO 1975-1985**

USINA	(A)	(B)	(C)	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Número de Unidades a partir de 1975														
Ilha Solteira	20	160	3.200	12	4	2	2							
Figueira 3	1	9	9	1										
Volta Grande	4	110	440	4										
Promissão	3	88	264	3										
Cachoeira Dourada	8		426	6	2									
Salto Osório	6	175	1.050	2	2			2						
Marimbondo	8	180	1.440	3	4	1								
Capivara	4	160	640		4									
Igarapé	1	125	125		1									
Paraibuna	2	43	86			2								
Angra I	1	625	625			1								
São Simão	10	268	2.680				4	2						4
Itauba	4	125	500			1	3							
Água Vermelha	6	230	1.380				1	4	1					
Jorge Lacerda	6		482				5	1						
Candiota II	4		432					3						
Itumbiara	6	350	2.100						3	2	1			
Foz do Areia	6	375	2.250						3					
Salto Santiago	6	333	2.000						1	3				
Jaguara	6	114	684										6	
Porto Primavera	18	96	1.728							3	4	4	4	3
Ilha Grande (B)	26	100	2.600								3	4	4	4
São Félix	5	260	1.300									3		2
Emborcação	4	151	602						3	1				
Angra II	1	1.200	1.200								1			
Angra III	1	1.200	1.200											
Itaipu	18	700	12.600									1	3	4
												3		
REQUISITOS DE ENERGIA - MWm				7.761	8.704	9.816	10.885	11.928	13.344	14.881	16.600	18.484	20.604	22.966
REQUISITOS DE PONTA - MW				11.892	13.424	15.245	17.023	18.788	21.162	23.791	26.759	30.005	33.680	37.807
BALANÇO DE ENERGIA - MWm				770	807	73	95	-17	122	820	220	1.189	2.066	1.995
BALANÇO DE PONTA - MW (1)				2.647	3.510	2.292	2.291	2.596	2.969	2.338	917	1.927	1.192	1.133

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

(1) Deplecionamento Máximo dos Reservatórios

NOTA: Os valores do balanço energético de 1975 a 1979, foram obtidos considerando-se os sistemas SUL e SUDESTE isoladamente.

A partir de 1980 considerou-se os sistemas integrados.

(A) Número Unidades (B) Potência/Unidades (C) Potência Final

**TABELA 21 - REGIÕES SUDESTE E SUL
INSTALAÇÕES GERADORAS PROPOSTAS E
BALANÇO ENERGÉTICO
MERCADO ALTO 1976 - 1986**

	1976	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1986
ENERGIA											
Mercado - MW ano	6.788	7.578	8.546	9.461	10.324	13.344	14.881	16.600	18.484	20.604	22.966
Déficit médio anual - MW ano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ano hidrológico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energia Armazenada Mínima(%)											
1954	39,3	54,4	48,9	39,8	38,5	32,8	40,1	35,3	28,0	32,8	43,0
1955	21,7	29,6	18,3	12,3	6,4	10,1	18,5	19,6	19,3	22,3	26,8
1956	54,3	63,7	43,8	25,7	25,6	9,3	20,1	11,6	18,9	36,3	40,6
Energia Armazenada Máxima - MW mês	32.755	38.700	39.409	41.906	47.873	68.514	71.329	71.329	75.294	80.286	94.081
Nuclear - MW ano	0	0	95	329	350	415	402	617	973	1.215	1.454
Fator de Carga (%)	0,0	0,0	23,4	75,1	76,5	66,4	64,3	43,9	43,3	51,4	53,4
Geração Térmica											
Carvão Rio Grande do Sul - MW ano	0	0	0	0	0	231	215	205	157	166	183
FC (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,1	54,2	51,6	39,5	41,8	46,1
Carvão Santa Catarina - MW ano	0	0	0	0	0	197	188	160	128	128	137
FC (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,8	34,1	29,0	23,2	23,2	24,9
Óleo - MW ano	136	265	538	298	323	285	304	269	186	165	159
FC (%)	11,7	20,7	42	23,3	25,2	20,9	22,3	19,7	13,6	12,1	11,6
Fator de Carga das Térmicas à Óleo(%) *											
1952	6,9	10,3	49,4	12,6	6,2	5,9	12,1	15,5	5,9	7,6	5,9
1953	31,6	43,2	82,0	82,0	75,3	81,0	68,5	68,5	25,5	11,9	18,0
1954	31,6	62,3	69,4	82,0	82,0	81,0	81,0	59,4	25,0	33,2	37,8
1955	56,3	78,5	82,0	82,0	82,0	81,0	81	81	71,1	64,2	74,7
PONTA											
Mercado - MW	10.102	11.393	12.947	14.443	15.891	21.162	23.791	26.759	30.005	33.680	37.807
Reserva - (8%)	808	912	1.036	1.156	1.271	1.693	1.903	2.141	2.400	2.694	3.025
Reserva - (12%)	1.212	1.367	1.554	1.733	1.906	2.539	2.855	3.211	3.601	4.042	4.537
Reserva Mínima - MW	4.062	4.686	3.475	3.562	2.499	3.239	3.415	1.308	2.181	1.712	3.768
Disponível (%)	40,2	41,1	26,9	24,7	15,7	15,3	14,4	4,9	7,3	5,1	10,0
Número de meses com insuficiência de reserva:											
(8%) 1955	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0
(8%) 1956	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
(12%) 1955	0	0	0	0	0	0	0	4	4	6	9
(12%) 1956	0	0	0	0	0	0	0	6	11	6	2

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

NOTA: Os valores apresentados de 1975 a 1979 consideram a Região Sudeste isolada.

A partir de 1980 foi integrada a Região Sul, formando um único sistema.

Após 1985 foi admitido desenvolvimento segundo a Alternativa II - 8 nucleares.

**TABELA 22 - REGIÃO SUDESTE E SUL
INSTALAÇÕES GERADORAS PROPOSTAS
ALTERNATIVA I - 6 NUCLEARES DE 1200 MW EM 1990
MERCADO ALTO 1986 - 1990**

USINA	UND.	MW/UNID.	MW FINAL	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Número de unidades a partir de 1986									
Ilha Grande (B)	26	100	2.600	1					
Itaipu	18	700	12.600	4					
Segredo	7	220	1.540	3	4				
Nova Ponte	2	160	320	2					
Gamela	1	122	122	1					
Corumbá	2	150	300	2					
Fecho da Onça	2	125	250	2					
Sapucaia	3	90	270	3					
Salto Caxias	8	78	624		3	4	1		
Pinheiro	8	135	1.080		3	4	1		
Capanema	10	94,5	945		3	4	3		
Resplendor	4	66	264		3	1			
Aimorés	3	90	270		3				
Capim Branco	3	150	450		3				
Paulistas	1	125	125		1				
Miranda	2	105	210		2				
Sobragi	1	77	77		1				
Salto da Divisa	4	173	692		3	1			
Cruzeiro	6	83	498			3	3		
Barracão	5	165	825			3	2		
Machadinho	5	114	570			3	2		
Inferno	2	100	200			2			
Baguari	2	78,5	157			2			
Simplicio	2	60	120			2			
Galiléia	2	81	162			2			
Funil-Grande	2	82	164			2			
Fornoso	3	100	300			3			
Taquaruçu	4	83	332			3	1		
Irai	8	80	640				3	4	1
Itapiranga	8	87,5	700				3	4	1
Candonga	1	70	70				1		
Arta Gorda	1	90	90				1		
Cachoeira do Sertão	4	90	360				3	1	
Canoas	3	85	255				3		
Piraju	2	60	120				2		
Escura	1	85	85				1		
Igarapava	4	60	120				3	1	
Terra Branca	2	60	120				2		
Encruzilhada					R				
Garibaldi	3	129	387					3	
Irapé	2	105	210					2	
Buriti	1	69	69					1	
Bica Grande	3	86	258					3	
Nuclear (1)	4	1.200	4.800		1	1	1	1	
Complemento de Ponta	18	500	9.000		2	2	6	8	
Carvão	4	300	1.200					4	
REQUISITOS DE ENERGIA - MWm				25.561	28.464	31.663	35.221	39.171	
REQUISITOS DE PONTA - MW				42.091	46.880	52.230	58.110	64.636	
BALANÇO DE ENERGIA - MWm				1.955	1.957	2.119	1.324	239	
BALANÇO DE PONTA - MW(Deplecionamento Máximo do Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974				1.363	1.644	1.883	3.222	4.657	

NOTA: Os valores do balanço energético foram obtidos considerando-se os sistemas SUL e SUDESTE integrados.
R = Reservatório

**TABELA 23 - REGIÃO SUDESTE E SUL
INSTALAÇÕES GERADORAS PROPOSTAS
ALTERNATIVA II - 8 NUCLEARES DE 1200 MW EM 1990
MERCADO ALTO 1986 - 1990**

USINA	UND.	MW/UNID.	MW FINAL	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Número de Unidades a partir de 1986									
Ilha Grande (B)	26	100	2.600	1					
Itaipu	18	700	12.600	4					
Segredo	7	220	1.540	3	4				
Nova Ponte	2	160	320	2					
Gamela	1	122	122	1					
Corumbá	2	150	300		2				
Fecho da Onça	2	125	250		2				
Sapucaia	3	90	270		3				
Salto Caxias	8	78	624		3	4	1		
Pinheiro	8	135	1.080		3	4	1		
Capanema	10	94,5	945		3	4	3		
Resplendor	4	66	264			3	1		
Aimorés	3	90	270			3			
Capim Branco	3	150	450			3			
Paulistas	1	125	125			1			
Miranda	2	105	210			2			
Sobragi	1	77	77			1			
Salto da Divisa	4	173	692				3	1	
Cruzeiro	6	83	498				3	3	
Barracão	5	165	825				3	2	
Machadinho	5	114	570				3	2	
Inferno	2	100	200				2		
Baguari	2	78,5	157				2		
Simplicio	2	60	120				2		
Iraí	8	80	640				3	4	1
Itapiranga	8	87,5	700				3	4	1
Nuclear (1)	6	1.200	7.200	1	1	1	1	2	
Carvão RS	4	300	1.200				2	2	
Complemento de Ponta	22	500	11.000		3	4	5	10	
REQUISITOS DE ENERGIA - MWm				25.561	28.464	31.663	35.221	39.171	
REQUISITOS DE PONTA - MW				42.091	46.880	52.230	58.110	64.636	
BALANÇO DE ENERGIA - MWm				2.436	1.912	1.371	967	559	
BALANÇO DE PONTA - MW(Deplecionamento Máximo do				1.456	1.611	1.501	3.253	5.805	

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974
NOTA: Os valores do balanço energético foram obtidos considerando-se os sistemas SUL e SUDESTE integrados.
(1) 2 usinas estavam programadas para entrar em operação em 1982 e 1983.

**TABELA 24 - REGIÕES SUDESTE E SUL
INSTALAÇÕES GERADORAS PROPOSTAS
ALTERNATIVA III - 4 NUCLEARES DE 1200 MW EM 1990
MERCADO BAIXO 1980 - 1990**

USINA	UND.	MW/UNID.	MW FINAL	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Número de Usinas a partir de 1980														
São Simão	10	268	2.680	1					4					
Itauba	4	125	500	4										
Água Vermelha	6	230	1.380	6										
Jorge Lacerda	6		482											
Candiota II	4	432	432	4										
Itumbiara	6	350	2.100	3	2	1								
Foz do Areia	6	375	2.250	3										
Salto Santiago	6	333	2.000	1	3									
Jaguara	5	114	684					2						
Porto Primavera	18	96	1.728		3	4	4	4	3					
Ilha Grande (B)	26	100	2.600			3	4	4	4	1				
São Félix	5	260	1.300			3			2					
Emborcação	4	150,5	602	3	1									
Angra II	1	1.200	1.200			1								
Angra III	1	1.200	1.200				1							
Itaipu	18	700	12.600				3	3	4	4				
Segredo	7	220	1.540										3	4
Nova Ponte	2	150	320										2	
Gamela	1	122	122										1	
Corumbá	2	150	300										2	
Fecho da Onça	2	125	250										2	
Sapucaia	3	90	270										3	
Salto Caxias	8	78	624										3	4
Pinheiro	8	135	1.080										3	4
Nuclear	2	1.200	2.400									1		1
Complemento de Ponta	6	500	3.000									2	2	2
REQUISITOS DE ENERGIA - MWm				12.986	14.252	15.589	16.997	18.546	20.159	21.857	23.641	25.459	27.434	29.570
REQUISITOS DE PONTA - MW				20.595	22.791	25.133	27.594	30.318	33.186	35.990	38.937	41.995	45.260	48.791
BALANÇO DE ENERGIA - MWm				479	1.449	1.231	2.676	4.124	4.802	4.374	3.180	2.141	1.300	1.655
BALANÇO DE PONTA - MW(Deplecionamento Máximo dos				3.535	3.338	2.543	4.338	4.554	5.754	5.948	3.663	2.383	2.090	1.979

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

NOTA: Os valores do balanço energético foram obtidos considerando-se os sistemas SUL e SUDESTE integrados.

**TABELA 26 - REGIÕES SUDESTE(1) E SUL
PROJEÇÃO ALTA
1975 - 1990**

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CONSUMO EM GWh																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	43.990	49.687	56.064	63.611	70.588	77.165	86.691	97.083	108.691	121.516	135.746	151.567	169.167	188.639	210.264	234.324	261.004
Autoprodutores	2.918	2.950	2.950	3.090	3.370	3.640	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710
Total Sudeste	46.908	52.637	59.014	66.701	73.958	80.805	90.401	100.793	112.401	125.226	139.456	155.277	172.877	192.349	213.974	238.034	264.714
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	6.092	7.044	8.014	9.174	10.419	11.821	13.335	14.972	16.824	18.901	21.284	23.975	26.923	30.234	33.945	38.098	42.752
Autoprodutores	748	748	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Total Sul	6.840	7.792	8.846	10.006	11.251	12.653	14.167	15.804	17.656	19.733	22.116	24.807	27.755	31.066	34.777	38.930	43.584
TOTAL SUDESTE & SUL	53.748	60.429	67.860	76.707	85.209	93.458	104.568	116.597	130.057	144.959	161.572	180.084	200.632	223.415	248.751	276.964	308.298
Região Sudeste (%)	11,10	11,10	11,00	10,80	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,50	10,50	10,50	10,40	10,40	10,30	10,20	10,10
Região Sul (%)	11,30	11,30	11,10	11,00	10,70	10,60	10,20	10,30	10,30	10,30	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	10,50
ENERGIA EM MW médios																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	5.688	6.421	7.228	8.179	9.061	9.898	11.119	12.446	13.929	15.548	17.363	19.381	21.601	24.082	26.807	29.835	33.190
Autoprodutores	333	337	337	353	385	415	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424
Total Sudeste	6.021	6.758	7.565	8.532	9.446	10.313	11.543	12.870	14.353	15.972	17.787	19.805	22.025	24.506	27.231	30.259	33.614
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	792	915	1.038	1.186	1.341	1.517	1.703	1.913	2.149	2.414	2.719	3.063	3.438	3.860	4.334	4.864	5.459
Autoprodutores	88	88	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Total Sul	880	1.003	1.136	1.284	1.439	1.615	1.801	2.011	2.247	2.512	2.817	3.161	3.536	3.958	4.432	4.962	5.557
TOTAL SUDESTE & SUL	6.901	7.761	8.701	9.816	10.885	11.928	13.344	14.881	16.600	18.484	20.604	22.966	25.561	28.464	31.663	35.221	39.171
Região Sudeste (%)	67,50	66,90	66,40	65,90	65,40	64,90	64,40	63,80	63,20	62,70	62,20	61,70	61,70	61,70	61,60	61,60	61,60
Região Sul (%)	56,20	56,00	56,00	55,90	55,80	55,70	55,60	55,60	55,50	55,40	55,40	55,40	55,30	55,30	55,20	55,20	55,20
PONTA EM MW																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	8.406	9.527	10.818	12.247	13.743	15.161	17.194	19.442	21.980	24.744	27.866	31.369	34.967	38.988	43.476	48.392	53.838
Autoprodutores	514	575	575	700	700	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730
Total Sudeste	8.920	10.102	11.393	12.947	14.443	15.891	17.924	20.172	22.710	25.474	28.596	32.099	35.697	39.718	44.206	49.122	54.568
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	1.434	1.659	1.884	2.153	2.435	2.752	3.093	3.474	3.904	4.386	4.939	5.563	6.249	7.017	7.879	8.843	9.923
Autoprodutores	131	131	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Total Sul	1.565	1.790	2.029	2.298	2.580	2.897	3.238	3.619	4.049	4.531	5.084	5.708	6.394	7.162	8.024	8.988	10.068
TOTAL SUDESTE & SUL	10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	21.162	23.791	26.759	30.005	33.680	37.807	42.091	46.880	52.230	58.110	64.636

Fonte: Plano 90, Eletrobrás, 1974

NOTA: (1) Inclui Centro-Oeste

(2) Refere-se ao conjunto Concessionárias mais Autoprodutores.

**TABELA 27 - REGIÕES SUDESTE (1) E SUL
PROJEÇÃO BAIXA
1975 - 1990**

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CONSUMO EM GWh																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	43.990	49.687	56.064	63.611	70.588	77.165	84.230	92.650	101.688	111.220	121.575	132.465	143.868	155.748	168.072	181.345	195.630
Autoprodutores	2.918	2.950	2.950	3.090	3.370	3.640	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710	3.710
Total Sudeste	46.908	52.637	59.014	66.701	73.958	80.805	87.940	96.360	105.398	114.930	125.285	136.175	147.578	159.458	171.782	185.055	199.340
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	6.092	7.044	8.014	9.174	10.419	11.821	13.064	14.527	16.050	17.639	19.406	21.290	23.335	25.606	27.732	30.172	32.832
Autoprodutores	748	748	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Total Sul	6.840	7.792	8.846	10.006	11.251	12.653	13.896	15.359	16.882	18.471	20.238	22.122	24.167	26.438	28.564	31.004	33.664
TOTAL SUDESTE & SUL	53.748	60.429	67.860	76.707	85.209	93.458	101.836	111.719	122.280	133.401	145.523	158.297	171.745	185.896	200.346	216.059	233.004
PERDAS (2)																	
Região Sudeste (%)	11,10	11,10	11,00	10,80	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,50	10,50	10,40	10,40	10,40	10,30	10,20	10,10
Região Sul (%)	11,30	11,30	11,10	11,00	10,70	10,60	9,80	9,80	9,80	9,90	9,90	9,90	9,90	10,00	10,00	10,00	10,00
ENERGIA EM MW médios																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	5.688	6.421	7.228	8.179	9.061	9.898	10.804	11.884	13.028	14.234	15.559	16.933	18.371	19.866	21.413	23.079	24.876
Autoprodutores	333	337	337	353	385	415	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424
Total Sudeste	6.021	6.758	7.565	8.532	9.446	10.313	11.228	12.308	13.452	14.658	15.983	17.357	18.795	20.290	21.837	23.503	25.300
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	792	915	1.038	1.186	1.341	1.517	1.660	1.846	2.039	2.241	2.465	2.704	2.964	3.253	3.524	3.833	4.172
Autoprodutores	88	88	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Total Sul	880	1.003	1.136	1.284	1.439	1.615	1.758	1.944	2.137	2.339	2.563	2.802	3.062	3.351	3.622	3.931	4.270
TOTAL SUDESTE & SUL	6.901	7.761	8.701	9.816	10.885	11.928	12.986	14.252	15.589	16.997	18.546	20.159	21.857	23.641	25.459	27.434	29.570
FATOR DE CARGA (2)																	
Região Sudeste (%)	67,50	66,90	66,40	65,90	65,40	64,90	64,40	63,80	63,20	62,70	62,20	61,70	61,70	61,70	61,60	61,60	61,60
Região Sul (%)	56,20	56,00	56,00	55,90	55,80	55,70	55,60	55,60	55,50	55,50	55,50	55,40	55,40	55,40	55,30	55,30	55,30
PONTA EM MW																	
REGIÃO SUDESTE																	
Concessionárias	8.406	9.527	10.818	12.247	13.743	15.161	16.705	18.562	20.555	22.648	24.966	27.401	29.732	32.155	34.720	37.424	40.341
Autoprodutores	514	575	575	700	700	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730
Total Sudeste	8.920	10.102	11.393	12.947	14.443	15.891	17.435	19.292	21.285	23.378	25.696	28.131	30.462	32.885	35.450	38.154	41.071
REGIÃO SUL																	
Concessionárias	1.434	1.659	1.884	2.153	2.435	2.752	3.015	3.354	3.703	4.071	4.477	4.910	5.383	5.907	6.400	6.961	7.575
Autoprodutores	131	131	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Total Sul	1.565	1.790	2.029	2.298	2.580	2.897	3.160	3.499	3.848	4.216	4.622	5.055	5.528	6.052	6.545	7.106	7.720
TOTAL SUDESTE & SUL	10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	20.595	22.791	25.133	27.594	30.318	33.186	35.990	38.937	41.995	45.260	48.791

2.5 Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995

Atendendo as recomendações do Plano 90 (Eletrobrás,1974) a Eletrobrás com a colaboração das concessionárias de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, procedeu a sua revisão em 1979, consolidada no Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica conhecido com Plano 95 (Plano 95, Eletrobrás, 1979), cuja síntese relatamos a seguir.

O crescimento médio anual do PIB verificado no período 1974 a 1978, foi de 6,3% bastante abaixo daquele esperado pelo Plano 90. Por outro lado, o consumo de energia elétrica manteve o crescimento verificado no início dos anos 70, como observa-se na Tabela 29.

TABELA 29 - Crescimento do Consumo de Energia Elétrica e do PIB

PERÍODO	Crescimento do Consumo de energia (%)	Crescimento PIB (%)
1970/74	12,9	12,2
1975/78	12,4	6,3

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

A causa desse desempenho do setor elétrico foi atribuída ao dinamismo da indústria de bens intermediários e a política de Governo de substituição de importação. O crescimento foi maior nas Regiões Norte e Nordeste, por essa razão o setor elétrico programou a usina de Tucuruí para o ano de 1983, que não havia sido programada no Plano 90. Nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul cujo crescimento do consumo de energia elétrica foi relativamente menor, foi possível adiar a programação de algumas usinas de Porto Primavera, Ilha Grande e São Félix, consideradas no Plano 90.

As projeções de mercado do PLANO 95 para o período 1979 a 1985, foram embasadas em expectativas de crescimento do PIB mais baixas que as do Plano 90, dentro dos níveis observados entre 1974 e 1978, ou seja, entre 6 e 7% ao ano.

Para o período 1979 a 1984, considerou-se a possibilidade de acréscimos no consumo de energia elétrica, decorrente de substituições de derivados de petróleo por energia elétrica e ainda, da expectativa de manutenção do bom desempenho do setor industrial. Assim sendo, admitiu-se que os requisitos de energia elétrica do País, para esse período (1979-84) crescessem a uma taxa média de 12,7% ao ano.

Contudo, para o período 1985-1990, previa-se um recuo da taxa média de crescimento dos requisitos de energia elétrica, para 8,2% ao ano e de 1990 a 1995 para 7,4% ao ano. Esse recuo foi atribuído a maior participação da indústria leve e de maior sofisticação tecnológica, voltada para o setor de serviços.

2.5.1 Previsão do Mercado de Energia

Assim como nos planos anteriores, as projeções de mercado utilizadas nas estimativas dos requisitos de energia foram elaboradas com base nas metas e políticas governamentais de crescimento econômico setorial e global e ainda, em informações obtidas junto aos consumidores de energia, o PIB e o Crescimento Demográfico considerados pelo Plano 95, estão na Tabela 30.

TABELA 30 - Premissas de Crescimento do PIB e Demográfico 1979/95

Crescimento do PIB	1979 /95 - 6% a 7% ao ano
Crescimento Demográfico	1979/85 - 2,8%
	1985/95 - 2,6%

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

Para elaboração das projeções o período de abrangência do Plano de 1979 a 1995 foi subdividido em três segmentos, cada um deles foi tratado de maneira ligeiramente diferenciada como observa-se a seguir.

Para o período 1979/81 foram consideradas as projeções do “PLANTE - Planejamento de Tarifas de Energia Elétrica - Mercado”, realizado em 1978, trabalho elaborado pelas concessionárias e Eletrobrás, segundo metodologia específica. A segmentação seguinte de 1982/83 foi apenas uma revisão das projeções do PLANTE consideradas na segmentação anterior. Finalmente a terceira segmentação para o período 1984/95 as projeções foram obtidas segundo metodologia utilizada em estudos anteriores pela Eletrobrás.

Mantidas as premissas de crescimento do consumo de energia elétrica mencionadas e as demais considerações expostas, chegou-se as projeções de consumo de energia elétrica para o País, apresentadas na Tabela 31, para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste e Sul.

TABELA 31 - Consumo de Energia Elétrica - Mercado Provável GW

ANO	Sudeste e Centro-Oeste	Sul	Total(1)
1978(2)	72.265	12.174	84439
1983	117.004	23.090	140094
1985	137.087	27.870	164957
1990	198.985	42.881	241.866
1995	278.559	65.394	343.953

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

(1) Inclusive autoprodutores

(2) Verificado

O Plano 95 não considerou as cargas correspondentes aos autoprodutores para efeito de planejamento da expansão do sistema elétrico. Foi considerada apenas a parcela a ser suprida pelas concessionárias de energia elétrica.

A Tabela 32 mostra as taxas de crescimento do mercado admitido como provável, para o consumo global e para as categorias industrial e residencial.

TABELA 32 - Taxas de Crescimento do Consumo de Energia Elétrica Atendido pelas Concessionárias (% ao ano) .

	Sudeste, Centro Oeste	Sul	Brasil
Residencial			
1978/83	8,3	11,1	9,3
1983/95	6,3	7,0	6,5
Industrial (menos autoprodutores)			
1978/83	11,5	16,1	13,1
1983/95	8,6	11,1	10,1
Total			
1978/83	10,6	14,5	12,0
1983/95	7,8	9,3	8,7

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

A previsão da substituição de outras fontes de energia por energia elétrica que vinha sendo considerada desde o PMS & F foi ampliada pelo Plano 95, incluindo a redução do uso do óleo combustível para geração de energia elétrica.

Com o segundo choque externo do petróleo ocorrido em 1979, o barril de petróleo passou de US\$ 12 em 1978 para US\$ 17 em 1979 e em consequência

as despesas com importação de petróleo passaram a representar 50% das despesas globais com importação. Diante desse cenário, o PLANO 95 considerou a possibilidade de substituição de derivados de petróleo, mesmo a custos desfavoráveis. Foram formuladas três hipóteses para substituição de derivados de petróleo por energia elétrica, que levavam em conta a parcela de energia derivada de petróleo tecnicamente substituível por energia elétrica e o tempo necessário para a indústria se adaptar ao novo energético, conforme Tabela 33.

TABELA 33 - Substituição de energia requisitos em GW Médios (1)

ITEM	HIPÓTESE I	HIPÓTESE II	HIPÓTESE III
Óleo Combustível	0,6	1,3	1,8
GLP	0,3	0,5	0,8
Óleo	0,3	0,3	0,3

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

(1) Dos montantes acima considerados, foi excluída a parcela correspondente ao óleo diesel que foi incorporada no Mercado Provável.

A partir das três hipóteses de substituição e dos desvios previstos de crescimento médio anual do PIB até 1985, em relação ao Mercado Provável, estabeleceu-se o Mercado de Programação como mostra a Tabela 34.

A partir de 1985 foi mantido o mesmo desvio em relação ao Mercado Provável, devido as indefinições em relação as substituições. De acordo com os estudos do Plano 95, seria recomendável revisões periódicas das projeções de mercado, o que permitiria correções no programa de expansão do sistema para atendimento do mercado no final da década de 90.

TABELA 34 - Previsão para Substituição consideradas no Mercado de Programação

HIPÓTESE	Requisitos de Substituição (1000 MW Médio)	Desvio das Taxas de Crescimento do PIB em relação à hipótese básica do Mercado Provável
I	0,9	+0,4
II	1,8	-
III	2,6	-0,4

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

Para o período de 1979 a 1985, o Mercado de Programação previa um crescimento do consumo de energia elétrica de 12,7% ao ano, contra 11,3% do Mercado Provável. Para o período de 1979 a 1995, o Mercado de Programação previa crescimento de 9,6% ao ano, contra 9,4% do Mercado Provável.

De acordo com os estudos do Plano 95, uma substituição mesmo que modesta, poderia causar um impacto considerável no mercado de energia elétrica. No entanto, o Mercado de Programação poderia comportar diversos níveis de substituição, acima ou abaixo do valor esperado para o Mercado Provável. As Tabelas 35 e 36, indicam os requisitos de energia e ponta de 1980 a 1995, para o Mercado Provável e Mercado de Programação.

**TABELA 35 - Requisitos de Energia e Ponta do Mercado Provável
Região Sudeste, Centro Oeste e Sul**

ANOS	ENERGIA (MW médios)	Ponta (MW)
1980	12141	19636
1981	13604	21506
1982	15063	23794
1983	16647	26294
1984	18154	28672
1985	19708	31070
1986	21516	33829
1987	23319	36590
1988	25214	39435
1989	27206	42493
1990	29302	45719
1991	31546	49147
1992	33944	52813
1993	36508	56682
1994	39188	60746

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

**TABELA 36 - Requisitos de Energia e Ponta Mercado de Programação
Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul**

ANOS	ENERGIA (MW Médios)	Ponta MW
1977	8867	14095
1978	9798	15607
1979	10916	17306
1980	12327	19894
1981	13921	22002
1982	15612	24670
1983	17466	27564
1984	19228	30348
1985	21132	33296
1986	22937	36076
1987	24742	38796
1988	26635	41657
1989	28627	44705
1990	30723	47908
1991	32969	51335
1992	35366	55041
1993	37930	58872
1994	40609	62841
1995	43496	67318

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

2.5.2 Atendimento ao Mercado até 1985

Em dezembro de 1978, a capacidade instalada das Regiões Sudeste/Centro Oeste e Sul exclusive os sistemas isolados, autoprodutores e pequenos grupos de diesel das concessionárias era de 20.636 MW, dos quais 18.890 MW eram de origem hidrelétrica e 1.746 MW termelétrica à óleo ou carvão.

O programa de obras em andamento em 1979, compreendia a instalação, ampliação ou reativação de usinas como mostra a Tabela 37.

TABELA 37 - Usinas do Programa de Obras em andamento em 1979

ANOS	SUDESTE	SUL
1979	São Simão (C) Água Vermelha (C) Euclides da Cunha (R) A Sales Oliveira (R) Igarapé	UTE - J. Lacerda (A) Itaúba (C)
1980	Itumbiara Angra I	Salto Osório (C) Salto Santiago Foz do Areia
1982	Emborcação	-
1983	Três Irmãos Nova Avanhandava	Candiota (A) Itaipu
1986	Angra II	
1987	Angra III	

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

(A) Ampliação (C) Complementação (R) Reativação

Usinas em complementação: usina em operação com parte das unidades projetadas, estando em andamento a montagem das demais, conforme Plano 95 (Eletrobrás, 1979).

Usinas em ampliação: usina em operação com todas as unidades previstas no projeto original, estando em andamento as unidades adicionais, conforme Plano 95 (Eletrobrás, 1979).

A Tabela 38, mostra as capacidades instaladas das usinas constantes do programa em andamento em 1979, para as Regiões Sul, Sudeste e C.Oeste.

TABELA 38 - Programa de Expansão do Sistema em Andamento (MW)

Usinas	Nº.Unid.x Pot.Unit.	Potência total	PROGRAMAÇÃO 1979/87
São Simão	10 * 268	2.680	804
Igarapé	1 * 125	125	125
Água Vermelha	6 * 230	1.380	920
Euclides Cunha	4 * 27	108	108
Armando S. Oliv.	2 * 16	32	32
Itumbiara	6 * 350	2.100	2.100
Emborcação	4 * 250	1.000	1.000
Nova Avanhandava	3 * 100	300	300
Angra I, II, III	1*626 e 2*1245	3.116	3.116
Itaúba	4*125	500	250
Jorge Lacerda	2*50, 2*66 e 2*125	482	250
Salto Osório	6 * 175	1.050	350
Pres. Médici	2*66 e 2*160	452	132
Salto Santiago	6 * 333	1.998	1.332
Foz do Areia	6 * 419	2.514	1.676
Itaipu	18 * 700	12.600	12.600

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

Para atendimento aos requisitos de mercado até 1985, o planejamento da expansão considerou a utilização máxima das hidrelétricas, operando as

termelétricas apenas para atendimento da ponta do sistema ou como complementação em períodos de hidrologia desfavorável.

Admitiu-se como reserva de potência necessária para atendimento da ponta, 5% da demanda máxima mais a potência da maior unidade do sistema interligado.

Respeitados essas recomendações o programa de obras em andamento estariam compatíveis com o Mercado Provável. Para atendimento de ponta, as termelétricas teriam que entrar em operação independentemente de condições hidrológicas favoráveis, assegurando assim, um nível adequado de reserva.

Tendo em vista a necessidade de reduzir o consumo de óleo combustível, a regra seria utilizar as termelétricas apenas na ocorrência de período crítico, porém, aumentando o nível de risco de suprimento de energia elétrica. Conforme o Plano 95 (Eletrobrás, 1979), caso as termelétricas não fossem ligadas na ponta, ocorreria insuficiência de reserva da ordem de 400MW a partir de 1982.

Contudo, o programa de obras atenderia os requisitos do Mercado de Programação apenas em casos de hidrologia favorável e com as termelétricas a óleo operando em regime de base. Em caso de hidrologia desfavorável, poderiam ocorrer déficits da ordem de 300, 1.600 e 600 MW médios em 1982, 1983 e 1984 respectivamente.

Para atendimento da ponta, mesmo com as térmicas em operação e para qualquer condição hidrológica, haveria insuficiência de reserva de 300, 500 e 1.200 MW nos anos de 1983, 1984 e 1985 respectivamente.

Assim sendo, os estudos do Plano 95 admitiam que apenas a partir de 1984/85, com a entrada de novas obras de porte em complementação ao programa em andamento, poderia se iniciar o atendimento ao Mercado de Programação e a redução do uso das termelétricas, sem déficit de energia ou insuficiência de reservas.

Com o objetivo de eliminar os déficits de energia e as insuficiências de reserva citados anteriormente e ainda a curto prazo, reduzir o uso de derivados de petróleo para geração de energia elétrica, o Plano 95 recomendava algumas ações para o período 1980/85, das quais mencionamos as principais:

a) assegurar a realização em tempo hábil do programa de obras em andamento;

b) apressar a construção da usina de Itaipu;

c) instalar duas unidades de 30 MW na usina hidrelétrica de Santa Branca e mais quatro de 65 MW na usina de Nilo Peçanha para operação em 1983; instalar mais três unidades de 85 MW na usina de Cachoeira Dourada para operação até 1985;

d) colocar em operação as usinas hidrelétricas de Rosana e Taquaruçu em 1984 e Porto Primavera em 1985.

2.5.3 Atendimento ao Mercado de 1986 a 1990

Considerando o programa de obras em andamento, indicado na Tabela 38, o atendimento ao Mercado de Programação até 1990, exigiria uma capacidade adicional da ordem de 13.000 MW, o que pode ser visto na Tabela 39.

TABELA 39 - Necessidade de Novas Obras até 1990 para atendimento do Mercado de Programação

ENERGIA	MW médios
1. Requisitos em 1990	30.724
2. Disponibilidades	
• Sistema existente - 78	8.851
• Programa em Andamento	14.522
• TOTAL	23.373
3. Necessidade Adicional	
• Novas Obras até 1985	1.128
• Novas Obras 1986-1990	6.223
• TOTAL	7.351
PONTA	MW
1. Requisitos em 1990	
• Mercado	47.909
• Reserva	7.523
• TOTAL	55.432
2. Disponibilidades	
• Sistema existente - 78	18.655
• Programa em Andamento	23.852
• TOTAL	42.507
3. Necessidade Adicional	
• Novas Obras até 1985	2.109
• Novas Obras 1986-1990	10.816
TOTAL	12.925

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

Observações:

a) Nas disponibilidades foram excluídos os autoprodutores e a geração térmica a óleo; foi incluída a geração a carvão no Sul e deduzidas as perdas no sistema de transmissão em extra-alta-tensão.

b) Para a usina de Itaipu foi considerada a parcela brasileira adicionada à parte paraguaia comprada pelo Brasil.

c) A capacidade total a ser adicionada deveria prover as perdas no sistema de transmissão em extra-alta-tensão.

O suprimento das necessidades adicionais de energia para atendimento aos requisitos de energia elétrica até 1990, resultou em um novo programa de obras que deveriam estar operando em 1990. Esse programa de novas obras acrescentaria ao sistema interligado Sudeste/Centro Oeste e Sul, 14.245 MW hidrelétricos e 320 MW termelétricos a carvão, conforme Tabela 39.

A partir de 1986, o sistema dispensaria a contribuição das usinas térmicas a óleo e atenderia satisfatoriamente o mercado. Mesmo com a desativação das térmicas, entre 1986 e 1987, o sistema interligado não apresentaria déficit na ponta. Todavia, em 1988, começaria a apresentar insuficiência de reserva da ordem de 350 MW e em 1990 esse valor seria da ordem de 1.600 MW. A solução seria então operar as térmicas com combustíveis alternativos.

Contudo, as questões abordadas no parágrafo anterior, careciam de estudos adicionais segundo o Plano 95, que deveriam levar em conta outros fatores como, por exemplo, a revisão dos parâmetros para cálculo da reserva de potência.

2.5.4 Atendimento ao Mercado de 1991 a 1995

Para atender os requisitos de energia no período de 1991 a 1995, de acordo com o Plano 95, seriam necessários adicionar a capacidade programada até 1990, 12.632 MW médios para o sistema interligado Sudeste/Centro Oeste e Sul, como pode ser visto na Tabela 40.

**TABELA 40 - Necessidade de Novas Obras entre 1991 e 1995
Mercado de Programação - MW Médios**

SISTEMA	SUDESTE/C. OESTE E SUL
1. Requisitos em 1995	43.496
2. Disponibilidade do Sistema Programado até 1990 (1)	30.854
3. Necessidade Adicional	12.632

Fonte: Plano 95, Eletrobrás, 1979

(1) Para a usina de Itaipu, considerou-se a parcela brasileira adicionada à parte paraguaia comprada pelo Brasil.

O PLANO 95 alertava para o fato de que o parque gerador para atender os requisitos de 1991 a 1995, dependeria de estudos que estariam concluídos nos primeiros anos da década de 80.

Porém, seria possível antecipar que o atendimento de mercado nesse período, se faria essencialmente com energia hidrelétrica, complementada com nuclear e térmicas a carvão.

2.6 Estudo Comparativo dos Planos para Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica

Visando identificar a origem dos grandes excedentes de potência e energia elétrica verificados no início dos anos 80, comparamos os requisitos de energia e ponta de cada um dos planos analisados, desde os Estudos elaborados pela Canambra Engenharia até o Plano 95 elaborado pela Eletrobrás em 1979, com a potência nominal instalada e com a carga própria de energia no período 1970 a 1990, destacando para análise o período de vigência da EGTD de 1981 a 1986. Os requisitos de energia como vimos no Capítulo 2, incluem às previsões de consumo, as perdas do sistema de subtransmissão consideradas até 230 quilovolts e os índices de fator de carga adaptando assim, os requisitos de potência à estrutura de consumo de energia.

2.6.1 Comparação dos Requisitos de Ponta e a Potência Instalada

- As Figuras 1 e 2 (anexas ao item 2.6), correspondentes as Planilhas 1 e 2 (anexas ao item 2.6), comparam os requisitos de ponta em MW estabelecidos pelas projeções superior e inferior dos planos analisados, desde o CANANMBRA até o Plano 95 (Eletrobrás, 1979), com a potência nominal instalada de 1970 a 1990.

- As previsões da Região Sul elaboradas isoladamente no início dos anos 70, não foram consideradas por não coincidirem com a mesma série de previsões do Plano PMS & F que abrange as Regiões Sudeste e Centro Oeste. Somando às previsões do PMS & F médio, nos anos 1975 e 1980 disponíveis, às previsões médias da Região Sul (Tabela 18) os desvios de potência seriam os apresentados na Tabela 41.

TABELA 41 - Desvios de Potência com e sem os requisitos de energia da Região Sul

em MW	1975	1980
Região Sul	1.592	2.574
PMS & F(Sudeste e C.Oeste)	12.311	19.816
Total	13.903	22.390
Potência Nominal Instalada	16.003	27.464
Desvio ((Potência/Previsão)-1)*100	=	
Com Região Sul	15,1	22,7
Sem Região Sul	29,9	38,6

Fonte: Requisitos de Ponta da Região Sul (Tabela 18) e estimativa nossa para desvios

Nos dois casos, os requisitos ficaram bastante abaixo da potência instalada, portanto, a inclusão da Região Sul não alteraria os resultados, mas poderia distorcer os dados para análise ao longo do tempo.

- A Figura 3 (anexa ao item 2.6), correspondente a Planilha 3 (anexa ao item 2.6), compara os requisitos de energia para a previsão alta e baixa, do Plano 90 (Eletrobrás, 1974) com a potência de energia elétrica nominal instalada em MW, no período de 1974 a 1990. Esse destaque se deve a relevância do Plano 90 por ter sido o primeiro plano integrado do setor e elaborado concomitantemente ao II PND, um Plano de Governo com características desenvolvimentistas bastante acentuadas, com previsões de crescimento do PIB e do Produto Industrial, muito elevadas.

2.6.2 Análise Comparativa dos Requisitos de Ponta e Potência Instalada

As Figuras 1 e 2, mostram que os requisitos de ponta correspondentes a todos os planos considerados, ficaram abaixo da potência nominal instalada até o ano de 1984, quando os requisitos do Plano 90 coincidiram com a potência instalada e a partir de então, superaram significativamente a potência instalada e em 1985 aconteceu o mesmo com o PMS & F. Contudo, as previsões do PMS & F, foram revisadas no início dos anos 70, pelo próprio Plano 90, sendo este revisado pelo Plano 95 em 1979, que procurou corrigir a sua rota, reduzindo suas previsões de consumo. Contudo, nem sempre, essas revisões ocorriam a tempo de serem incorporadas nos Planos de Obras.

A Figura 2 que considera a previsão baixa dos planos, mostra um desvio de potência ainda maior entre o planejado e a potência instalada de energia elétrica, verificando-se apenas em 1986, que os requisitos do Plano 90 coincidem com a potência nominal instalada naquele ano e em 1990, os requisitos do Plano 95 ultrapassam ligeiramente a potência instalada. Essa situação, contudo, não significa que haveria racionamento de energia elétrica naquele ano, mas aumentaria a probabilidade de déficit e redução da margem operacional das usinas.

Os gráficos evidenciam grandes excedentes de capacidade de potência elétrica já no final da década de 70, aumentando significativamente no início dos anos 80. Tomando os dados da Planilha 1, observamos que em 1975, por exemplo, o PMS & F elaborado pela Eletrobrás em 1969, que detinha a maior previsão de requisitos para aquele ano, ficou 34,5% abaixo da potência instalada. No ano de 1980, tomando a previsão alta do Plano 90 elaborado pela Eletrobrás em 1974, os requisitos de energia ficaram quase 30% abaixo da potência instalada. Essa situação se repetiu ao longo de quase todo o período considerado.

Tomando como base apenas os requisitos do Plano 90 (Eletrobrás, 1974), que ratificou as metas ambiciosas do II PND tanto para o PIB quanto para o Produto Industrial, observamos que apenas em 1984, suas previsões coincidem com a potência instalada, até então, ficaram abaixo. Portanto, mesmo que as obras hidrelétricas fossem executadas com base no Plano 90, ainda assim, haveria sobra de potência no sistema.

Esse desvio da potência instalada em relação às previsões de requisitos de ponta, pode ser atribuído a falhas na condução dos negócios do setor elétrico, pois as metas preconizadas pelos diversos planos analisados não foram observadas para efeito de execução das obras hidrelétricas. O setor elétrico teria, portanto, sucumbido a pressões de grupos de interesse como empreiteiras, fabricantes de equipamentos e de grandes consumidores. Em relação aos dois primeiros grupos, é sabido que motivados por Políticas de Governo particularmente do período 1967 a 1973, haviam alocado enormes recursos para a construção de grandes obras e a manutenção de capacidade ociosa não seria interessante para os seus negócios. O terceiro grupo, contudo, foi atendido pelas políticas de governo para comercialização da EGTD e outras modalidades de energia denominadas excedentes ou interruptíveis.

No caso da Planilha 1, há ainda, um fato a destacar. Em 1985, o GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, devido a ocorrência de secas no sistema interligado e visando manter a segurança do sistema elétrico, passou a gerenciar diariamente o montante de carga de EGTD, prevendo cortes de seu fornecimento no horário de ponta do sistema, considerado num intervalo de 3 horas, a partir das 17:30 horas.

Na última semana do mês de março de 1985, foram efetuados cortes nas regiões Sul e Sudeste, no montante de 660 MW. Em agosto de 1985, voltaram a ocorrer cortes nos últimos dias do mês, de aproximadamente 680 MW, a partir de setembro, houve corte sistemático de toda a EGTD no horário de

ponta, que atingiu cerca de 1157 MW, sendo 1028 MW no Sudeste e 129 MW no Sul.

A Tabela 42, mostra a evolução da carga de EGTD durante o ano de 1985, a região Sul foi tendo sua carga reduzida até cerca de 65%.

TABELA 42 - CONSUMO DA CARGA DE EGTD (MW Médio) - 1985

1985	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUL	72	90	97	109	115	116	124	118	118	57	37	44
SE	818	895	895	897	935	958	982	974	928	931	911	838
TOT	890	985	992	1006	1050	1074	1106	1092	1046	988	948	982

Fonte: Relatório GCOI, 1985

Em 1981, observa-se no Figura 1, que a potência instalada correspondia praticamente aos requisitos de ponta, indicativo de que associado às secas registradas no sistema interligado, poderia ocorrer também, restrição de potência instalada para atender o horário de ponta do sistema.

Essa situação pode ter sido antecipada por matéria publicada na Revista São Paulo Energia Número 3, de abril de 1984, sobre os Planos do Estado de São Paulo para receber Itaipu. Falando inicialmente, do cronograma de obras, da entrada em operação da primeira unidade naquele mês de abril em caráter precário, da possibilidade de entrada de mais uma unidade no mês de julho seguinte, a matéria, acrescentava que considerando o crescimento do mercado de energia elétrica a taxas superiores a 6% ao ano, impulsionado pelo sucesso na comercialização de energia hidrelétrica para substituição de energéticos importados, Itaipu poderia se tornar muito mais necessária do que poderia se imaginar ainda antes de 1986, uma vez contida as demais obras,

citando: “Não seria de se estranhar se a energia garantida por tempo determinado - EGTD se limitar a um fornecimento contratual de 6.000 horas anuais. Também a energia sazonal não garantida - ESNG há meses à disposição de seus consumidores seria momentaneamente interrompida. De sorte que o segundo bipólo (linhão de Itaipu, também de 600 kV) e a linha em corrente alternada de 750kV, que passa por Ivaiporã no Paraná, merecem todos os cuidados, pois serão, sem surpresas, imprescindíveis.

Seja como for, no primeiro trimestre de 1985, energizado o primeiro bipólo, tem-se como líquido um fornecimento médio de 1,5 a 2 mil MW de Itaipu no decorrer dos três últimos trimestres do calendário. É esta a visão de longo prazo das duas grandes repassadoras dessa energia original de Foz do Iguaçu: Furnas e Eletrosul” (Revista São Paulo Energia nº 3 de abril de 1984).

Essa matéria evidencia que o sistema estaria chegando ao seu limite e em função dessa limitação, as energias comercializadas como interruptíveis EGTD e ESNG poderiam sofrer interrupções de fornecimento. A EGTD se limitaria apenas às 6.000 horas de contrato e a ESNG que não sofria interrupção de atendimento a meses, poderia momentaneamente, ser interrompida. Isso evidencia por outro lado, que essas energias estavam sendo oferecidas como energia firme ou garantida.

2.6.3 Comparação e Análise dos Requisitos de Energia e Carga Própria de Energia

Constatado o excedente de potência elétrica (capacidade em máquinas instaladas) já a partir de 1979, aumentando nos anos seguintes, conforme Figuras 1 e 2, a produção de mais energia, dependia somente do nível de armazenamento dos reservatórios.

As condições hidrológicas, contudo, eram extremamente favoráveis, associadas à retração de mercado no início dos anos 80, decorrente da

recessão do início dos anos 80, possibilitaram o aparecimento dos excedentes de energia pré-requisito para o aparecimento do programa de substituição de energéticos importados por eletricidade.

Combinando os requisitos de energia dos planos analisados e considerando o mercado sugerido como provável, com a carga própria de energia, verifica-se uma situação bastante diferenciada da anterior. Os resultados desta combinação mostrados no Figura 4 (anexo ao item 2.6), correspondente a Planilha 4 (anexa ao item 2.6), evidenciam que o mercado de energia foi realmente superestimado, sinalizando sobras a partir de 1981, o que sugere que houve falhas de planejamento, ou seja, o planejamento não conseguiu incorporar as mudanças de mercado verificadas no início dos anos 80.

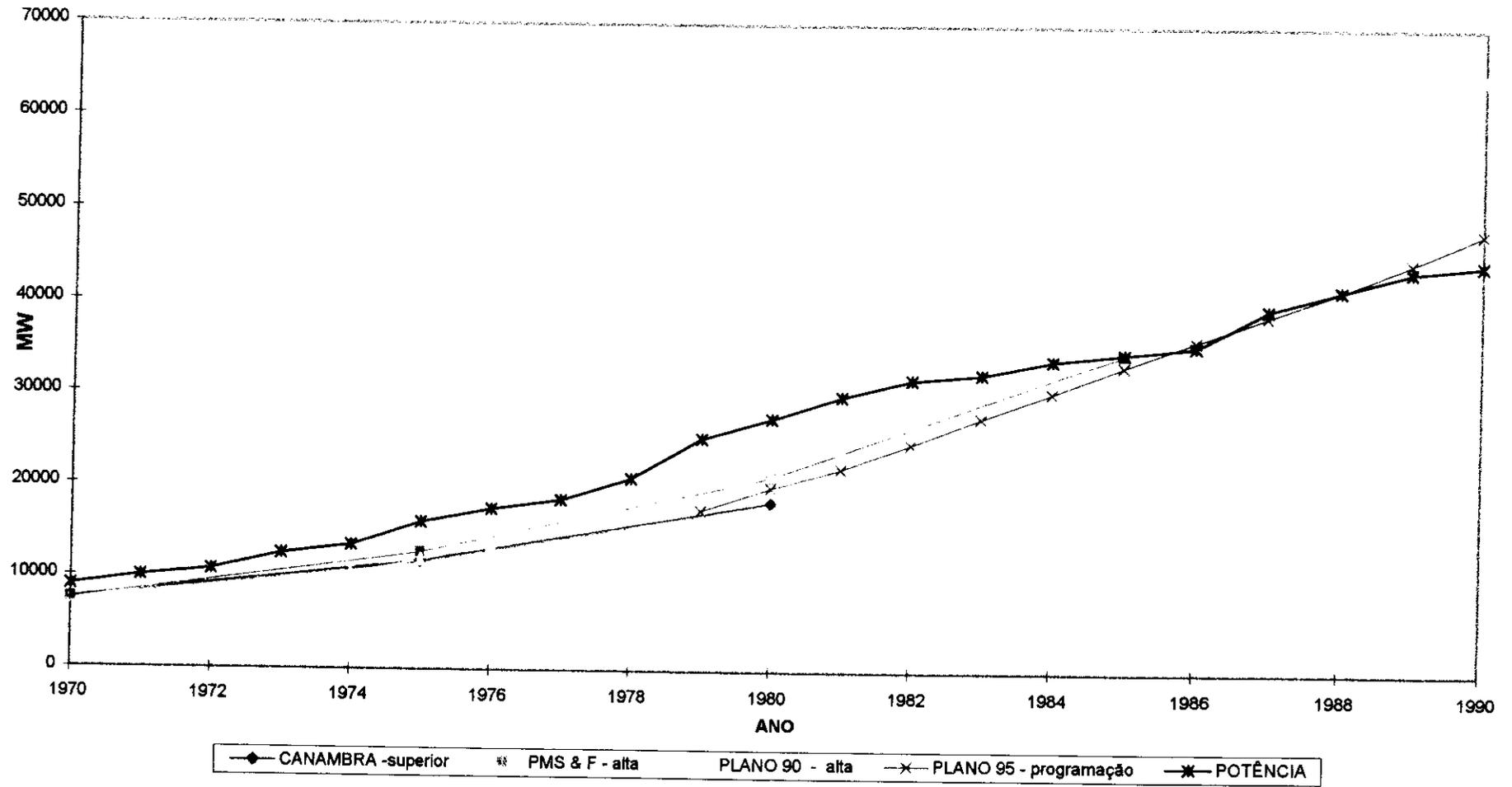
Esse problema, contudo, parece bastante comum quando se usa técnicas de modelagem convencionais para previsão do consumo de energia, como observado nos planos analisados. A utilização de dados históricos de variáveis econômicas tornam os estudos de mercado, pouco permeáveis às mudanças da economia. Não incorporam as alternativas e oportunidades de uso da energia permitidas, por exemplo, por avanços tecnológicos em alguns setores de atividade, possibilitando um uso mais eficiente da energia e consequentemente mudanças estruturais no consumo final.

Além disso, variáveis como o PIB acabam incorporando em determinada medida, a vontade política dos governantes, decorrentes em geral, de pressões de grupos dominantes, o que não é desejável para o planejamento, que deve pensar os interesses da sociedade como um todo e não de grupos isolados.

Seria interessante que o planejamento da expansão do sistema elétrico, começasse a introduzir a metodologia de usos finais para elaboração das

estimativa dos requisitos de energia, pois além de possibilitar a incorporação de mudanças estruturais no consumo de energia, que estejam ocorrendo ou já tenham ocorrido em economias mais desenvolvidas, possibilita, também, a incorporação das oportunidades de uso mais eficiente, colaborando para uma alocação mais eficiente dos recursos escassos e prioritários para o desenvolvimento.

FIGURA1
REQUISITOS DE PONTA X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA



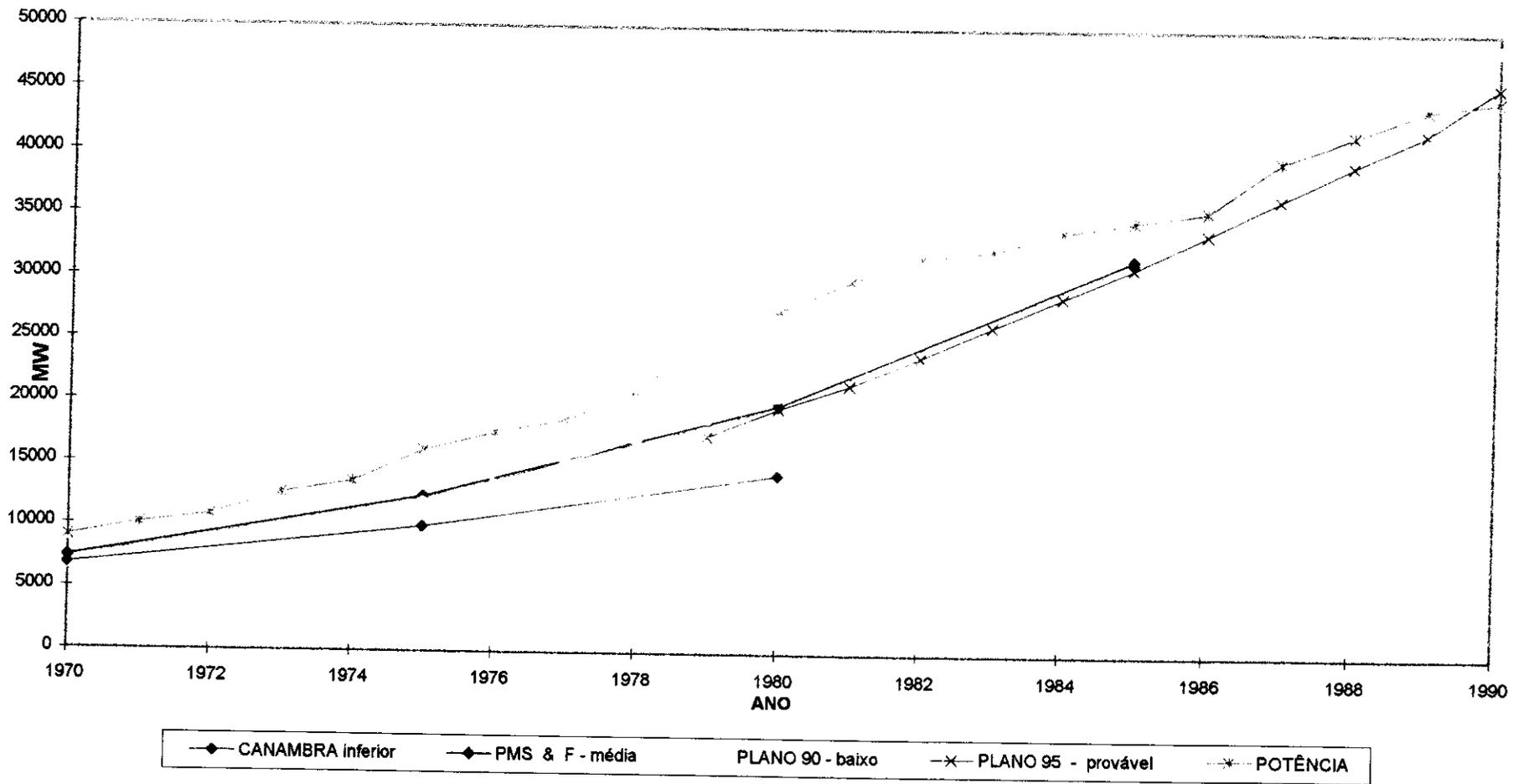
PLANILHA 1**REQUISITOS DE PONTA(1) X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA(2)-(MW)**

ANO	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CANAMBRA -sup	7.452					11.733					18.242										
PMS & F - alta	7.332					12.606					20.917										
PLANO 90 - alta					10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	21.162	23.791	26.759	30.005	33.680	37.807	42.091	46.880	52.230	58.110	64.636
PLANO 95 - programação									17.400	19.894	22.002	24.670	27.564	30.348	33.296	36.076	38.796	41.657	44.705	47.908	
POTÊNCIA	8990	10.056	10.780	12.528	13.495	16.003	17.470	18.499	20.875	25.246	27.464	29.879	31.737	32.366	33.880	34.751	35.540	39.628	41.752	43.861	44.581

(1) Fonte: Planos 90 e 95 (Eletrobrás, 1974 e 1979); PMS & F (Eletrobrás, 1969); Canambra Engineering Ltd. (1967)

(2) Fonte: SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica - SG MME - DNAEE - ELTROBRÁS

FIGURA 2
REQUISITOS DE PONTA X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA



PLANILHA 2

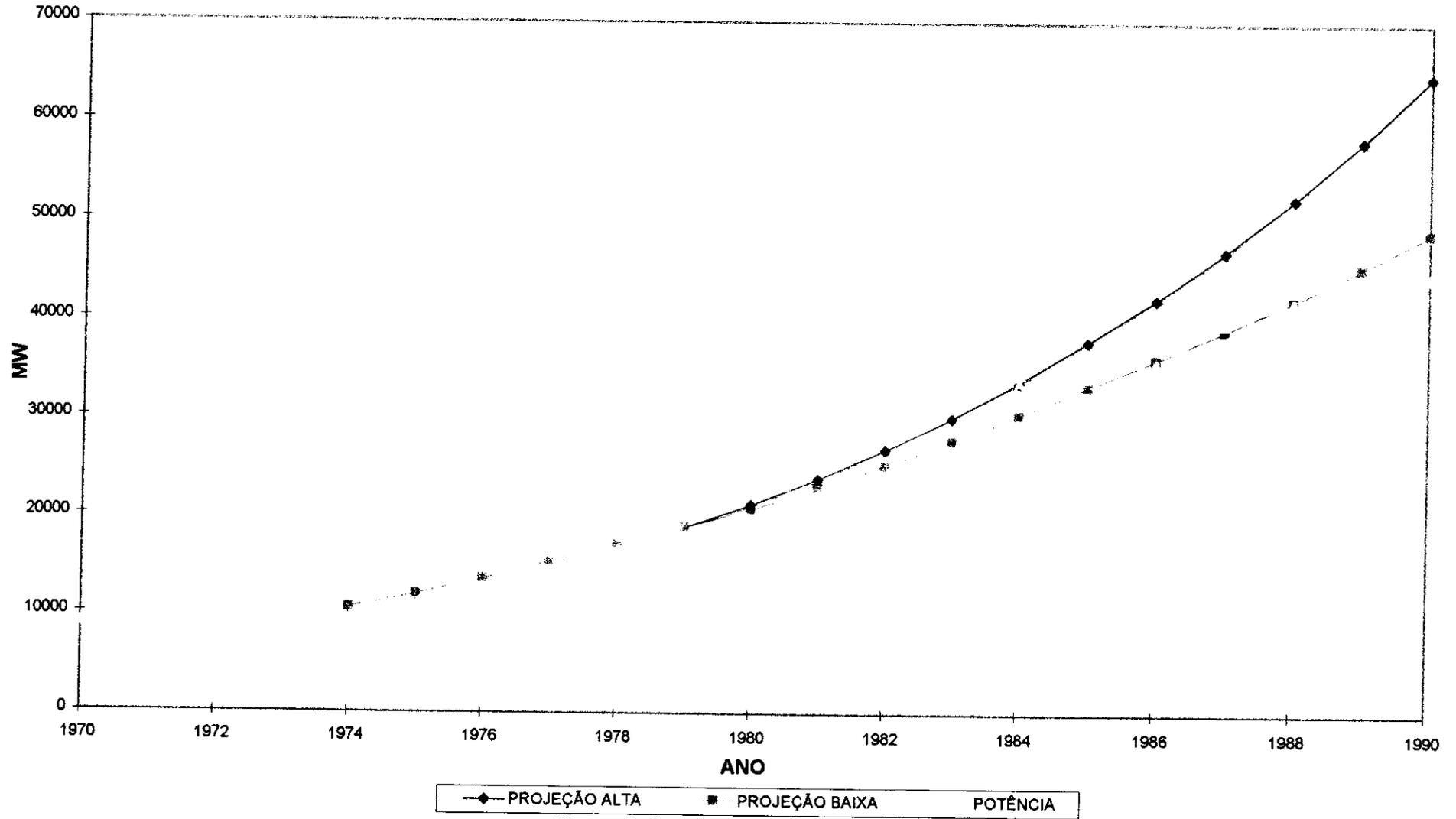
REQUISITOS DE PONTA(1) X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA(2) (MW)

ANO	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CANAMBRA inferi	6.766					9.905					14.180										
PMS & F - média	7.367					12.311					19.816										
PLANO 90 - baixo					10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	20.595	22.791	25.133	27.594	30.318	33.186	35.990	38.937	41.995	45.260	48.791
PLANO 95 - provável									17.312	19.636	21.506	23.794	26.294	28.672	31.070	33.829	36.590	39.435	42.000	45.719	
POTÊNCIA	8990	10.056	10.780	12.528	13.495	16.003	17.470	18.499	20.875	25.246	27.464	29.879	31.737	32.366	33.880	34.751	35.540	39.628	41.752	43.861	44.581

(1) Fonte: Planos 90 e 95 (Eletrobrás, 1974 e 1979); PMS & F (Eletrobrás, 1969); Canambra Engineering Ltd. (1967)

(2) Fonte: SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica - SG MME - DNAEE - ELTROBRÁS

FIGURA 3
REQUISITOS PLANO 90 X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA



PLANILHA 3

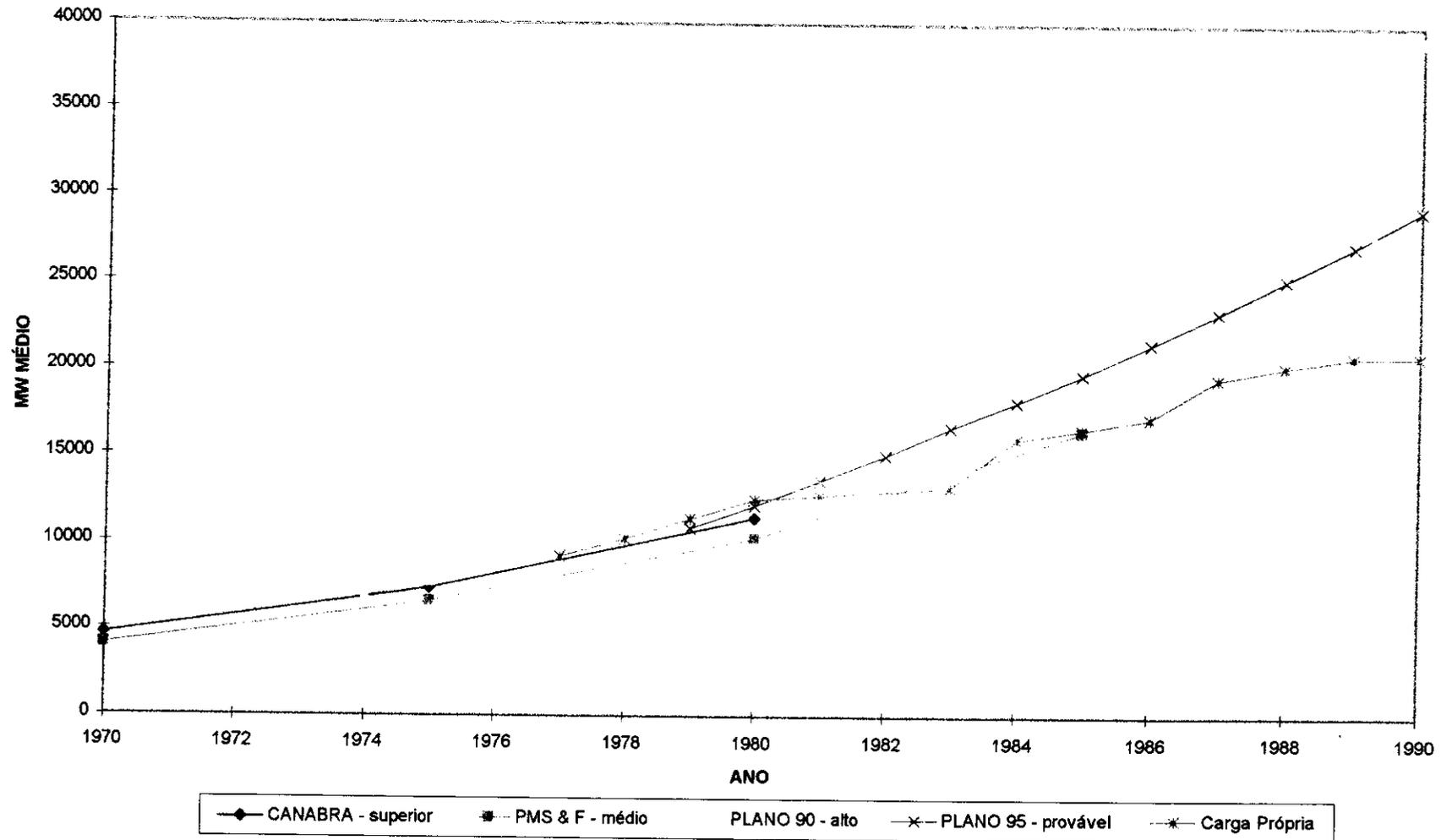
PLANO 90(1) X POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA(2) (MW)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
PROJEÇÃO ALTA					10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	21.162	23.791	26.759	30.005	33.680	37.807	42.091	46.880	52.230	58.110	64.636
PROJEÇÃO BAIXA					10.485	11.892	13.422	15.245	17.023	18.788	20.595	22.791	25.133	27.594	30.318	33.186	35.990	38.937	41.995	45.260	48.791
POTÊNCIA	8990	10.056	10.780	12.528	13.495	16.003	17.470	18.499	20.875	25.246	27.464	29.879	31.737	32.366	33.880	34.751	35.540	39.628	41.752	43.861	44.581

(1) Plano 90 (Eletrobrás, 1979)

(2) Fonte: SIESE -Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica - SG MME - DNAEE - ELETROBRÁS

FIGURA 4
PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA X CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA



PLANILHA 4

PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA(1) X CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA(2) (MW MÉDIO)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CANABRA - superior	4697					7370					11437										
PMS & F - médio	4089					6595					10262					16425					
PLANO 90 - alto					6901	7761	8701	9816	10885	11928	13344	14881	16600	18484	20604	22966	25561	28464	31663	35221	39171
PLANO 95 - provável										10846	12141	13604	15063	16647	18154	19708	21516	23319	25214	27206	29302
Carga Própria								9213	10225	11371	12492	12745		13198	15994	16566	17218	19501	20212	20803	20833

(2) Fonte: Relatórios Anuais do GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada (1979/80/81/85) e GTPC/GCOI - Relatório de Acompanhamento de Carga Própria de Energia de 1986 a 1990.

(1) Fonte: Planos 90 e 95 (Eletrobrás - 1974 e 1979); PMS & F (Eletrobrás, 1969); Canambra Engineering Ltd. (1963 a 1969)

CAPÍTULO 3 - POLÍTICAS DE ENERGIA E PREÇOS

No final dos anos 70 e início dos anos 80, começaram a se verificar desvios entre o mercado projetado e o realizado. O setor elétrico justificava as sobras de energia, como resultado do desaquecimento da economia interna combinado com condições hidrológicas favoráveis no período (MME, MEB, 1981).

A recessão econômica interna associada ao desequilíbrio das contas externas, provocado, em parte, pela forte dependência externa do petróleo e agravado pelo aumento espetacular das taxas de juros internacionais que passaram de 5% para 21% ao ano entre 1978 e 1979, levaram o Governo a estabelecer através do Ministério das Minas e Energia - MME, diretrizes políticas visando solucionar a questão energética no País.

O Modelo Energético Brasileiro - MEB elaborado pelo MME e publicado em 1981, além de realizar uma análise sobre a situação energética do País depois das crises externas do petróleo, a primeira em 1973 e a segunda em 1979, formulou as diretrizes para uma política de energia e preços para o País, visando reduzir a dependência externa do petróleo, intensificando o uso de

energéticos nacionais de preferência de fonte renovável e com tecnologia nacional.

O item 3.1 deste Capítulo, descreve as estratégias de metas do MEB para a redução de consumo do óleo combustível preponderantemente utilizado na indústria, do óleo diesel utilizado em grande parte no transporte rodoviário de cargas, para produção de energia elétrica, etc. e da gasolina utilizada, basicamente, no transporte de passageiros. Foram definidas as metas para cada um desses derivados de petróleo, considerando os energéticos capazes de substituir ou reduzir o seu consumo, bem como as metas de produção do petróleo de origem nacional. Dos energéticos alternativos, serão abordadas apenas as metas e estratégias para a energia elétrica que seria utilizada.

O MEB tinha como meta até o final do ano de 1985, substituir ou evitar o consumo de 40.000 barris equivalentes de petróleo por dia no setor industrial e mais 20.000 nos demais setores. Metas que de acordo com documentos do próprio MME foram parcialmente atingidas e em grande parte, pela substituição dos derivados de petróleo por excedentes de eletricidade disponíveis no início dos anos 80 (MME,MEB, 1981).

Para implementar a política de substituição de energéticos o MEB flexibilizou a comercialização de energia elétrica, criando por lei específica, novas modalidades de venda das sobras de energia. Essas novas modalidades tinham tarifas especiais, bastante abaixo dos preços normais. A regulamentação dessa legislação foi realizada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e foi comentada no item 3.2, deste Capítulo.

Em 1983, no auge da comercialização das energias elétricas interruptíveis destinadas à substituição de derivados de petróleo, o Governo através da Portaria DNAEE nº 140, expressou a necessidade de criar uma política adequada para venda dessas energias após o término da EGTD - Energia

Garantida por Tempo Determinado, uma das modalidades de energia elétrica criadas com o objetivo de substituir os energéticos importados. Para isso foi constituída uma Comissão que contou com a participação de técnicos do setor elétrico, o resultado desse trabalho conhecido como Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade - Eletrotermia, é tratado no item 3.3, deste Capítulo. Em seus vários módulos, realizou uma ampla análise sobre as possibilidades de criação de um programa de substituição de energia que fosse viável técnica e economicamente para os diversos participantes, mencionando ainda que de maneira superficial, os impactos do Programa EGTD para a sociedade e para os sistemas de atendimento das concessionárias de energia. Procurou ainda, definir através de uma análise de sensibilidade econômica, o mercado das energias interruptíveis, mostrando que este é bastante sensível a concessão de benefícios, seja como incentivos tarifários ou redução de encargos (DNAEE, Programa Eletrotermia, 1984).

Observamos, contudo, uma preocupação dos autores desse novo programa de substituição, em garantir alguma segurança ao consumidor em relação a oferta da nova modalidade de energia elétrica interruptível, denominada ETST.- Energia Temporária de Substituição, através do apontamento dos meses com maior possibilidade de oferta da energia temporária no ano, para o período 1985-89 e as possíveis quantidades a serem ofertadas. Isso deixa um sinal claro, da probabilidade de excedentes efetivos de energia elétrica, serem comercializados a preços de energia secundária, passíveis de serem produzidas em sistemas hidrelétricos, em função de períodos hidrológicos favoráveis, em quantidades e períodos variáveis, possíveis de serem ofertadas como energia interruptível.

3.1 Modelo Energético Brasileiro - MEB

Foi elaborado pelo MME, um documento contendo as diretrizes e estratégias dessa nova política energética. Esse documento denominado Modelo Energético Brasileiro - MEB publicado em 1981(MEB, MME, Versão II,1981), realizou uma ampla análise da situação energética do País e suas tendências para 1985.

O MEB começa sua análise afirmando: “até o início da década de 70, a questão energética, de um modo geral, conduzia à adoção de padrões de consumo de energia, em favor do petróleo. Era o predomínio de uma fonte de energia até então barata e farta”. E acrescenta que essa situação se modificou a partir do momento que os países exportadores de petróleo através da OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo tomaram as seguintes decisões:

- fixar preços mínimo para o petróleo;
- controlar a oferta de petróleo entre os países membros da OPEP; e
- fazer reajuste trimestral de preços.

Passados 8 anos do primeiro choque externo do petróleo, que se deu em 1973, e sob os reflexos econômicos do segundo de 1979, o MEB procurou então estabelecer a partir da citada análise, as estratégias de ação do Governo no âmbito do MME.

Analisando a estrutura de consumo das energias primárias em 1969 e 1979 e dos derivados de petróleo em 1979, conforme Tabelas 43 e 44, o MEB fez alguns destaques:

TABELA 43 - Consumo e Estrutura de Consumo de Energia Primária

ENERGIA PRIMÁRIA	CONSUMO 1969		CONSUMO 1979	
	1.000 TEP	%	1.000 TEP	%
1) Não Renovável	24.111	42,9	53.596	40,7
1.1 Fósseis				
Petróleo	21.673	38,5	47.975	40,7
Gás Natural	96	0,2	498	0,4
Carvão Mineral	2.342	4,2	5.123	4,3
Xisto	-	-	-	-
1.2 Nuclear	-	-	-	-
2) Renovável	32.218	57,1	64.189	54,6
2.1 Biomassa				
Álcool	27	-	1.876	1,8
Bagaço de Cana	2.520	4,5	5.489	4,7
Lenha	18.999	33,7	20.469	17,4
Carvão Vegetal	1.191	2,1	2.976	2,6
2.2 Hidráulica	9.481	16,8	33.379	28,3
2.3 Outras Fontes				
(Solar, eólica)	-	-	-	-
TOTAL	56.329	100,0	117.785	100,0

Fonte: Modelo Energético Brasileiro, MME, Versão II, 1981

TABELA 44 - Importação de Petróleo - Ano Base 1973

ANO	AUMENTO VOLUME FÍSICO	AUMENTO GASTOS COM PETRÓLEO
	%	%
1978	50,8	404
1979	59,5	673
1980	60,2	1.072

Fonte: Modelo Energético Brasileiro, MME, Versão II, 1981

a) O petróleo foi a fonte de energia de maior participação no consumo total das energias primárias. Destacando que essa participação que era de 38,5% em 1969, atingiu 43,8% em 1973 e a partir de 1974 começou a decrescer atingindo 40,7% em 1979. A taxa de crescimento de consumo de petróleo no período entre 1969 e 1979, foi de 8,8% ao ano e de 5,3% no período de 1976 a 1979;

b) A energia hidráulica por sua vez, aumentou consideravelmente sua participação na estrutura de consumo das energias primárias passando de 16,8% em 1969 para 28,3% em 1979, apresentando uma taxa média de crescimento no período de 13,4% ao ano. A energia elétrica de origem hidráulica foi responsável por 92% da geração de energia elétrica no período, o que mostra que a margem de redução do consumo de petróleo para esse fim, era bastante reduzida.

c) O álcool até 1976, teve uma participação insignificante, porém a partir de 1977 sua participação começou a crescer atingindo 1,6% em 1979, no período 1977 a 1979 a taxa de crescimento do consumo foi de 87% ao ano;

Esse crescimento da participação do álcool foi consequência do Programa Nacional do Álcool - Proálcool, criado pelo Governo em 1975, como

um combustível alternativo de fonte renovável, a biomassa. Através de preços subsidiados conquistou parcela significativa do mercado da gasolina. Em 1983, 90% dos veículos de passeio vendidos no Brasil, eram movidos à álcool hidratado (CETE, 1979).

d) A taxa de crescimento do PIB no período 69/79, foi de 8,9% ao ano.

Complementando a análise, o MEB menciona o crescimento dos gastos com importação de petróleo que em 1973 foi de 837,2 milhões de dólares, em 1979, alcançou 6.479,9 milhões e em 1980 chegou a 9.901,0 milhões de dólares, ou seja, um acréscimo de 53% em relação a 1979. Segundo o MEB esse era um fator de constrangimento ao desenvolvimento do país e menciona ainda que a dependência externa do petróleo poderia ser considerada sob três aspectos:

- Vulnerabilidade quanto ao suprimento
- Incerteza quanto ao nível de preços
- Desequilíbrio quanto à balança de pagamentos

Por outro lado, o MEB apontou as potencialidades energéticas do País como meio para superar a crise, tais como o potencial hidrelétrico, o segundo maior no mundo, com apenas 11% do potencial aproveitado em 1979; a quinta maior reserva de urânio em termos mundiais; a de xisto oleífero era uma das maiores no mundo; a de carvão mineral ainda não explorada; finalmente, as condições privilegiadas para produção de biomassa (álcool, madeira, carvão vegetal, óleos vegetais) como consequência da vasta extensão territorial e do clima tropical.

3.1.1 Linhas Básicas e Estratégias de Ação do MEB

Fundamentado na análise conjuntural e nas características peculiares do Brasil, o MEB determinou as linhas básicas da política energética, que passariam a orientar suas estratégias de ação, sendo que o objetivo final era alcançar a auto-suficiência energética com autonomia tecnológica. As linhas básicas eram:

- Conservação de Energia;
- Aumento da produção e da reserva de petróleo nacional;
- Máxima utilização de fontes nacionais de energia e substituição de derivados de petróleo.

Segundo o MEB, a conservação de energia, como medida de ação para redução de consumo de derivados de petróleo, pelo menos a curto prazo era mais atraente que a substituição de energia e menos dispendiosa que a substituição de energéticos que acarretaria grandes investimentos principalmente, quando fossem realizadas mudanças no processo produtivo e/ou aquisição de equipamentos novos, o que implicaria na elevação dos custos médios da energia a curto e médio prazos. Além de custos menores, os resultados da implementação de medidas de conservação de energia eram obtidos em prazos mais curtos. Porém segundo o MEB a substituição de energia, principalmente dos derivados de petróleo, era indispensável.

O MEB traçou também as metas a serem atingidas pelas medidas de conservação de energia e para a substituição de energia, tanto para derivados de petróleo quanto para as fontes de energia alternativas. No entanto, para efeito de desenvolvimento deste trabalho, mencionaremos

apenas as estratégias de ação e as metas para substituição dos derivados petróleo e para a energia elétrica como fonte alternativa.

3.1.2 Metas do MEB

a) Derivados de Petróleo

- **Gasolina**

Para a gasolina, cujo maior consumidor era o setor de transporte individual de passageiros, as estratégias de substituição indicavam o álcool e o metanol como fontes alternativas e a energia elétrica para o transporte de grandes massas em substituição ao transporte individual, tais como metrô, pré-metrô (ou de superfície), ônibus elétricos etc.

- **Óleo combustível**

O consumo de óleo combustível se concentrava preponderantemente na indústria, principalmente nos setores de cimento, refinaria de petróleo, siderurgia, cerâmica, petroquímica, alimentos, têxtil e celulose, que juntos representavam 81% do óleo combustível consumido em 1979 e que segundo o MEB, 58% desse consumo se concentrava em apenas 137 indústrias, o que de certo modo facilitaria a implementação de medidas de substituição. Foram consideradas como fontes alternativas, o carvão mineral e o carvão vegetal em menor escala e a energia hidroelétrica.

- **Óleo diesel**

O óleo diesel consumido predominantemente no setor de transporte rodoviário principalmente de cargas pesadas a longas distâncias, representando em 1979, 75% do total de óleo diesel consumido no País. O

consumo de óleo diesel na indústria era de 13%, sendo utilizado basicamente para gerar energia elétrica e na maioria, por autoprodutores. Essa parcela de consumo de óleo diesel, de acordo com o MEB, seria facilmente substituída por energia elétrica. Entretanto, as soluções para substituição do óleo de diesel setor de transporte, exigiam estudos de longo e médio prazos.

b) Fontes Alternativas

- **Energia elétrica**

O MEB traçou estratégias para cada uma das fontes geradoras de energia elétrica, a hidráulica, a nuclear e combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás natural), fazendo as seguintes considerações:

a) A capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil no final de 1979, segundo o MEB era de 25.386 MW, sendo 24.137 MW hidrelétrico.

b) O potencial hidrelétrico do país, também segundo o MEB estava avaliado em 213.000 MW equivalente a uma potência de energia firme de 106.500 MW médio, considerando um fator de carga de 50%, a produção de energia firme num ano médio seco, chegaria a 932 TWh o que corresponde a 270 Mtep/ano (Milhões de toneladas equivalente de petróleo).

c) A energia hidrelétrica oferecia ainda algumas vantagens é uma forma de energia limpa, renovável, não poluente e tecnologia nacional. Porém, alertava o MEB, aproveitado todo o potencial hidráulico disponível, a geração se limitaria a energia elétrica firme produzida no ano, podendo considerar como limite a energia firme num ano médio seco. As estratégias de ação para a energia elétrica seriam:

- intensificar o levantamento do potencial hidrelétrico a nível de inventário;
- assegurar a meta de 50 milhões de kW de capacidade instalada até o ano de 1985;
- assegurar a sua participação da energia de origem nuclear no total de energia elétrica, em meados da década de 80, da ordem de 5%, elevando para 10% no final da década de 90;
- utilizar a energia nuclear em complementação a energia hidrelétrica, participando com a geração de energia de base para o sistema elétrico;
- instalar, preferencialmente, unidades nucleares na região Sudeste, onde o esgotamento das fontes de energia hidráulica se fariam sentir mais rapidamente.
- adotar o uso regional das fontes de energia com a construção de termelétricas a carvão no Sul do País, onde se situam as grandes reservas de carvão;
- eliminar até 1985 a geração térmica a óleo combustível com a conversão dessas usinas térmicas para uso de carvão vapor e outras fontes.

As estratégias de ação para a energia elétrica de modo geral visavam possibilitar a substituição de derivados de petróleo utilizados na geração de energia elétrica, nos transportes e outros usos industriais. A meta era atingir um total de 10.086 GWh ou 1.152 MW médio, correspondendo a um consumo de 60.000 barris equivalentes de petróleo (bep) por dia no ano de 1985, representando 4,1% da produção de energia elétrica do País para esse mesmo ano.

As estratégias de ação para energia elétrica previam também a extensão do uso dos serviços de energia elétrica para as populações carentes e o desenvolvimento programas de eletrificação rural.

Além de estabelecer as estratégias de ação para substituição de derivados de petróleo e conservação de energia, o MEB se preocupou em fixar uma política de preços para os energéticos, através de uma resolução da Comissão Nacional de Energia - CNE de número 004 de 26 de agosto de 1980 (Anexo I).

3.2 Programa de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD

Para alcançar as metas de substituição de derivados de petróleo por energia elétrica estabelecidas pelo MEB, o Ministério das Minas e Energia em conjunto com o Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAEE, expediu Portarias específicas, concedendo benefícios e incentivos tarifários na utilização da eletricidade para substituição de energéticos importados, no aumento da produtividade agrícola e no incremento às exportações. As características particulares do sistema gerador de energia elétrica brasileiro, predominantemente hidrelétrico, possibilitaram uma flexibilização na forma de comercialização de energia elétrica, através da criação de novas modalidades de fornecimento. As modalidades de energia elétrica foram definidas segundo o uso da energia e garantia de fornecimento, como segue:

3.2.1 Modalidades Energéticas

a) Energia firme

É a energia produzida pelo sistema gerador hidrelétrico durante 8.760 horas do ano e com fornecimento garantido mesmo nos períodos críticos das piores séries hidrológicas. Essa energia é destinada a todas as categorias de consumo, variando contudo, a sua comercialização que é feita pelo sistema tarifário tradicional e, para os fornecimentos na tensão de 69 KW ou superior a esta, pelas tarifas diferenciadas, conforme os períodos do ano e os horários de utilização da energia, segundo a estrutura horo-sazonal.

b) Energia interruptível

É a energia ativa produzida pelo sistema interligado, suplementarmente à energia firme. O efeito de faturamento, aplica-se apenas a tarifa de consumo específica às quantidades consumidas em kWh. Destinada aos consumidores

atendidos em Alta Tensão (tensão superior a 2.300 volts) para possibilitar a substituição de derivados de petróleo ou outros energéticos importados, podendo ser comercializada de duas formas, como Energia Sazonal Não Garantida - ESNG e como Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD.

b.1) A ESNG seria produzida pelo sistema hidrelétrico em períodos de hidraulicidade extremamente favorável, geralmente no período considerado de novembro de um ano a abril do ano seguinte, conseqüentemente se destinaria aos consumidores industriais que pudessem manter em "stand by" os equipamentos movidos por combustíveis importados objeto da substituição.

b.2) A EGTD seria produzida pelo sistema hidrelétrico em períodos de hidraulicidade favorável suplementarmente à energia firme, destinada aos grandes consumidores industriais (tensão superior a 2.300 volts), para substituição de derivados de petróleo e outros energéticos importados, com garantia de disponibilidade até o final de 1986.

c) Energia excedente

É o excedente de energia firme, resultante da desaceleração do ritmo de crescimento do mercado de energia elétrica, as previsões de mercado ficaram acima do consumo verificado. Essa energia seria comercializada como Energia Elétrica Excedente para substituição de Derivados de Petróleo em Baixa Tensão - ESBT e como Energia Elétrica Excedente para a Produção de Bens Exportáveis - EPEX.

c.1) A ESBT seria destinada aos consumidores atendidos em Baixa Tensão (até 600 volts) para substituir o consumo de derivados de petróleo ou outros energéticos importados na unidade consumidora, com vigência até 1985, com garantia de fornecimento durante o ano todo, exceto nos horários de ponta do sistema.

c.2) A EPEX seria destinada somente aos consumidores industriais exportadores, com vigência até 1985, de acordo com o programa anual de exportação do consumidor.

3.2.2 Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD

a) Legislação

Pela relevância da Garantida por Tempo Determinado - EGTD no processo de substituição de energéticos importados por eletricidade, ela será destacada das demais modalidades para os estudos e análises propostos neste trabalho.

Criada através da Portaria do MME de nº 1.325 (Anexo I), de 21 de setembro de 1981, regulamentada e atualizada pelas Portarias do DNAEE números 073, de 21 de setembro de 1981, 101, de 27 de novembro de 1981 e 074, de 30 de julho de 1982 e modificada pelas Portarias do MME de número 983, de 15 de julho de 1982 e 1169, de 20 de agosto de 1982.

Além dos benefícios e incentivos concedidos nas Portarias mencionadas, em 26 de abril de 1982, a Presidência da República, publicou o Decreto-Lei 1936 (Anexo I), concedendo redução do empréstimo compulsório recolhido a favor das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás.

Em 31 de agosto de 1982, o DNAEE, considerando a conveniência de consolidar as informações constantes das Portarias DNAEE de nº 073, de 21/09/81, de nº 101, de 27/11/81 e 074, de 30/07/82 e ainda, atualizar as informações em relação às Portarias do MME de nº 983, de 15/07/82 e de nº 1169, de 20/08/82, que alteraram a redação do artigo primeiro e respectivo parágrafo único da Portaria MME 1.325, de 21/09/81, publicou a Portaria de nº 085 (Anexo I).

Em 3 de novembro de 1982, considerando o MEB apresentado pelo MME em 1979 e considerando que após sua apresentação e mesmo antes da vigência das portarias que concederam benefícios e incentivos tarifários para substituição de energéticos importados por eletricidade, muitos consumidores realizaram substituição para evitar o consumo de derivados de petróleo ou outros energéticos importados;

Considerando ainda, que em muitos casos de ampliações de indústrias, foram instalados novos equipamentos para uso de energia elétrica, sem que houvesse efetiva substituição, mas permitiram evitar consumos adicionais de derivados de petróleo ou de outros energéticos importados, o MME, resolveu publicar a Portaria 1.549 (Anexo I), regulamentada pela Portaria DNAEE número 132, de 30 de dezembro de 1982, que estende os benefícios do programa de substituição a esses consumidores.

Em 25 de janeiro de 1983, completando a série de benefícios e incentivos tarifários criados para o fornecimento de energia elétrica para fins de substituição de energéticos importados, foi publicado pela Presidência da República, o decreto lei 2013 (Anexo I) que trata da redução do Imposto Único, para a mesma finalidade.

Atendendo o artigo segundo da Portaria MME 1.325, de 21/09/81, o DNAEE emitiu as Portarias nº 102 (Anexo I), de 27/11/81, nº 051 (Anexo I), de 20 de maio de 1982 e nº 128 (Anexo I), de 22/12/82, estabelecendo os montantes mínimos estimados, de Energia Garantida por Tempo Determinado, para venda nas Regiões Sul e Sudeste, conforme Tabela 45.

**TABELA 45 - MONTANTES MÍNIMOS ESTIMADOS DE EGTD REGIÕES SUL,SUDESTE
E CENTRO OESTE**

PORTARIA	PERÍODO	GWh/ano
102	1982/84	5.000
	27/11/81 a 31/12/81	1.080
051	1985/86	3.540
128	1983/86	14.892

Fonte: Portarias DNAEE (Anexo I)

A Tabela 46, mostra a relação dos Decretos e Portarias que regulamentaram o fornecimento da EGTD e foram objeto de análise deste trabalho.

TABELA 46 - RESUMO DA LEGISLAÇÃO BÁSICA DA EGTD

DECRETO-LEI, PORTARIA	ORGÃO RESPONSÁVEL	DATA	OBSERVAÇÕES
PORTARIA 1.325	MME	21/09/1981	Art. e Parágrafo único nova redação pelas Portarias do MME números 983 e 1169.
DECRETO-LEI 1.936	Presidência República	da 26/04/82	redução do empréstimo compulsório.
PORTARIA 044	DNAEE	30/04/82	Definiu os fornecimentos interruptíveis para aplicação da Portaria 1.936.
PORTARIA 085	DNAEE	31/08/82	consolida outras Portarias do DNAEE e atualiza em relação às Port. 983 e 1169 do MME.
PORTARIA 1.549	MME	03/11/82	Retroage para 1979 os benefícios da EGTD.
PORTARIA 132	DNAEE	30/12/82	regulamenta Portaria 1.549 do MME.
DECRETO-LEI 2.013	Presidência República	da 25/01/83	redução do imposto único.
PORTARIA 102	DNAEE	27/11/81	fixa montantes mínimos da EGTD para final de 1981 e triênio seguinte.
PORTARIA 051	DNAEE	20/05/82	fixa montantes mínimos da EGTD para 1985 e 1986.
PORTARIA 128	DNAEE	22/12/82	fixa montantes mínimos da EGTD para 1983/84/85 e 86.

b) Aspectos Gerais

A seguir verifica-se os aspectos mais importantes da Legislação que regulamentou o fornecimento da EGTD conforme Manual de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD elaborado pela Agência para Aplicação de Energia, constituída através de convênio entre as Empresas CESP/ELETRIPAULO E CPLF do Estado de São Paulo em 1981.(Agência,1983).

a) a EGTD era destinada aos consumidores do Grupo "A" atendidos em tensão igual ou superior a 2.300 volts que efetuassem a substituição de energéticos importados por energia elétrica;

b) o fornecimento de EGTD era caracterizado como interruptível;

c) exigência de celebração de contrato específico para fornecimento de EGTD entre o consumidor e as concessionárias de energia elétrica;

d) o início de vigência do contrato estaria vinculado à sua homologação junto ao DNAEE até, no máximo, 31 de dezembro de 1986, data sujeita à prorrogação pelo DNAEE;

e) no contrato de fornecimento deveria constar o montante de energia de energia assegurado por ano, obtido a partir da potência nominal dos equipamentos a que utilizariam a EGTD;

f) os períodos de fornecimento seriam estabelecidos em contrato, observando-se o mínimo de 3.000 ou 6.000 horas anuais de atendimento, resultando nas chamadas modalidades de 3.000 horas/ano e 6.000 horas/ano, respectivamente;

g) a disponibilidade de EGTD para a região de cada concessionária seria informada pelo DNAEE, com base em estudos elaborados pelos Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI;

h) os pedidos de fornecimento de EGTD, feitos pelos consumidores às concessionárias de energia elétrica, seriam atendidos até o esgotamento do montante estimado por região, no ano;

i) esgotado o montante de EGTD estimado, o atendimento a outros pedidos ficaria condicionado à ocorrência de novas disponibilidades.

j) seriam três as modalidades de EGTD. O consumidor deveria optar por uma delas, em função da característica do processo onde iria operar o equipamento elétrico a ser atendido em EGTD. A disponibilidade de kWh por kW contratado, em cada modalidade de EGTD, seria a seguinte:

TABELA 47 - MODALIDADE I (3.000 HORAS/ANO)

TRIMESTRE	kWh/kW Assegurados
PRIMEIRO	1.000
SEGUNDO	775
TERCEIRO	450
QUARTO	775
TOTAL	3.000

TABELA 48 - MODALIDADE II (6.000 HORAS/ANO)

TRIMESTRE	kWh/kW Assegurado
PRIMEIRO	2.000
SEGUNDO	1.550
TERCEIRO	900
QUARTO	1.550
TOTAL	6.000

A Modalidade III (6.000 horas/ano - direto) - Para cada kW contratado estaria assegurado até 730 kWh por períodos médio de 30 dias;

k) para definição dos períodos de fornecimento seriam levadas em conta as disponibilidades do sistema elétrico da concessionária por horários do dia, períodos da semana, do mês ou do ano;

l) os períodos de fornecimento poderiam ser alterados após acordo entre a concessionária e consumidores, obedecendo-se os limites previstos nos contratos padronizados;

m) o faturamento mensal de EGTD seria efetuado mediante aplicação da “tarifa básica de EGTD” definida pelo DNAEE ao montante de energia kWh assegurado por ano, dividido por 12 (doze) meses. No fornecimento de EGTD, a demanda não era cobrada.

n) incidiria também, sobre o montante de energia a ser faturado, empréstimo compulsório ou imposto único de energia elétrica, à base de 10% da tarifa fiscal vigente. Se o consumidor desfrutasse de redução do empréstimo compulsório ou isenção de imposto único ao fornecimento de

energia firme, o mesmo benefício poderia ser aplicado no fornecimento de EGTD;

o) o valor nominal da tarifa básica de EGTD poderia ser reajustado acompanhando as alterações dos preços do óleo combustível BPF, que ocorressem a partir de 31/08/82. Seria observado como limite de reajuste da tarifa básica de EGTD, o percentual de acréscimo aplicado ao preço do óleo BPF.

p) o consumidor de EGTD estaria sujeito a interrupções no seu fornecimento da seguinte forma:

- os consumidores optantes pelas modalidades 3.000 horas/ano e 6.000 horas/ano (trimestral), a critério da concessionária de energia, poderiam estar sujeitos, a diariamente, terem a demanda reduzida ou totalmente interrompida, durante o horário de ponta do sistema, conforme solicitação da concessionária;

- os consumidores optantes pela modalidade 6000 horas/ano (direto), a critério da concessionária, poderiam ter a demanda reduzida ou totalmente interrompida no horário de ponta do sistema, poderiam também receber comunicação por escrito com antecedência de 30 dias, para desligar total ou parcialmente sua carga de EGTD, em qualquer horário do dia;

q) o consumidor incorreria em penalidades caso a demanda medida superasse àquela estabelecida em contrato, ou ainda, não observasse os períodos de interrupção ou redução da carga de EGTD, conforme solicitação da concessionária de energia;

r) os custos das modificações dos sistemas elétricos do consumidor que solicitasse EGTD, seriam de sua responsabilidade;

s) seria exigido do consumidor o ressarcimento de investimento efetuado pela concessionária na época de ligação de determinado equipamento elétrico como carga de energia firme, que se tornasse uma carga de EGTD (enquadramento na Portaria DNAEE número 132, de 30/12/82);

t) o montante de energia a ser faturado por mês, em condições normais de uso da EGTD, seria calculado com base na quantidade de kWh assegurada para cada ano, da seguinte forma:

Modalidade I (3.000 horas/ano)

$$E = (P \times 3.000)/12$$

Modalidade II e III (6.000 horas/ano)

$$E = (P \times 6.000)/12$$

onde:

E = Montante de energia (kWh) a ser faturado no mês

P = Potência nominal do equipamento elétrico a ser ligado em EGTD

- o valor de consumo mensal "E" seria usado para o cálculo da conta mensal de energia aplicando-se sobre ele o valor da tarifa básica de EGTD.

- o valor de consumo mensal "E" não seria alterado se a energia consumida não fosse utilizada durante as 3.000 ou 6.000 horas disponíveis, ou ainda, se houvesse liberação pela concessionária, da utilização por períodos superiores a esses.

- Caso a carga de EGTD entrasse em operação durante o ano em curso, o montante de energia assegurada para esse primeiro ano, seria calculado da forma proporcional.

Outros:

a) Alteração da potência assegurada em contrato:

- Aumento da potência assegurada em contrato, somente seria aceito em caso de haver disponibilidade no sistema da concessionária e somente seria concedido mediante aditamento de contrato e estaria sujeito a homologação do DNAEE.

- Redução da potência assegurada em contrato, seria aceita se toda a disponibilidade de EGTD no sistema da concessionária, estivesse comprometida com outros fornecimentos. Nesses casos o pedido deveria ser feito com antecedência mínima de 30 dias.

b) Rescisão de Contrato

O contrato seria rescindido na ocorrência das seguintes hipóteses:

- se houvesse descumprimento por uma das partes, das condições estabelecidas em contrato;

- se o consumidor, mediante comunicação prévia de 60 dias solicitasse a rescisão, que seria aceita caso toda a disponibilidade de EGTD do sistema da concessionária tivesse comprometido com outros fornecimentos.

c) Prorrogação do fornecimento de EGTD

A prorrogação se daria desde que houvesse disponibilidade de EGTD, seria concedida mediante aditamento ao contrato anteriormente celebrado e estaria sujeita à prévia homologação do DNAEE.

3.3 Programa Eletrotermia Portaria DNAEE 140 de 28/11/1983

O Ministério das Minas e Energia através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, se antecipando ao término da EGTD previsto para final de 1986 e buscando uma política adequada para comercialização dos excedentes de energia e que ao mesmo tempo viabilizasse um programa de substituição de energéticos importados por energia elétrica, expediu a Portaria número 140, instituindo uma Comissão de Estudos com esse fim.

De acordo com a Portaria a Comissão de Estudos estaria encarregada de analisar o potencial de substituição, propor condições, critérios e requisitos visando a comercialização de energia firme para as substituições tecnológicas-energéticas, em especial as caracterizadas como eletrotermia, e de energia interruptível, com manutenção de equipamentos alternativos em reserva.

A Comissão foi formada por técnicos de algumas concessionárias de energia elétrica e contava com o apoio da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade, Divisão de Controle Econômico - Financeiro e da Divisão de Assuntos Gerais do DNAEE.

Esse trabalho foi denominado de “Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade, Eletrotermia” conhecido como “Programa de Eletrotermia” e foi apresentado em oito Módulos além do Sumário, como segue:

- Módulo 1 - Aspectos Gerais e Experiências Estrangeiras
- Módulo 2 - Análise Técnico - Econômica das Substituições
- Módulo 3 - Potencialidade da Substituição

- Módulo 4 - Análise do Sistema e Oferta de Energia Elétrica
- Módulo 5 - Modelo Energético Brasileiro
- Módulo 6 - Viabilidade Econômico-Financeira do Programa
- Módulo 7 - Condições de Suprimento de Energia Elétrica
- Módulo 8 - Condições de Comercialização de Energia Elétrica

A ampliação do mercado da energia elétrica estava implícita no desenvolvimento do “Programa de Eletrotermia”. Segundo os seus membros o bom desempenho do setor elétrico decorrente de aumento da receita e da rentabilidade, não deveria ocorrer apenas por conta de aumentos tarifários mas principalmente, da maior utilização da eletricidade.

Contudo, o sucesso desse objetivo estaria ligado basicamente aos seguintes fatores:

- Investimentos no setor elétrico, prioritariamente na distribuição e transmissão de energia elétrica;
- Capacidade de resposta da indústria de equipamentos elétricos e do próprio setor elétrico na expansão do sistema;
- Flexibilização da comercialização de energia elétrica de origem hidráulica, voltada para substituição de energéticos importados; e
- Comportamento da política do petróleo no País e no exterior.

Contudo, a grande discussão se dava em torno do fim do fornecimento interrompível sob a forma de EGTD em 1986 e dos novos usos temporários ou definitivos da energia elétrica, principalmente de origem hidráulica. Essas decisões envolviam aspectos técnicos, econômicos, políticos e sociais. Portanto, de acordo com o “Programa Eletrotermia”, não deveria pairar dúvidas sobre as condições em que a substituição de energéticos importados por eletricidade, deveria ser recomendada. Estrategicamente, admitia-se que o mais importante era promover as substituições nas aplicações em que a eletricidade fosse mais vantajosa.

De acordo com o Programa Eletrotermia Módulo 1, que trata dos seus aspectos gerais e das experiências estrangeiras em programas similares, a eletricidade pelas suas características particulares poderia substituir todas as funções tradicionalmente dominadas na indústria, pelos combustíveis fósseis, proporcionando a utilização de processos muito variados, precisos e frequentemente mais eficazes. As aplicações eletrotérmicas ou a eletrotermia decorriam do uso da energia elétrica para geração de calor.

As experiências estrangeiras, davam conta de que em vários países, numerosas técnicas já eram operacionalizadas e verificava-se muito esforço no sentido de intensificar as pesquisas no desenvolvimento de novas tecnologias. As substituições eletrotérmicas, para promover à otimização dos processos de produção ou mesmo sua modificação, estavam associadas a ganhos advindos da maior competitividade, para a indústria em geral:

- **Nos produtos finais:** melhor qualidade, maior uniformidade, maior precisão e confiabilidade;
- **Nas matérias-primas:** utilização mais eficiente e redução das perdas;

- **Nos artefatos e instalações:** maior eficiência (fornos), economia de espaço físico, automatização acentuada;

- **No ambiente e condições de trabalho:** melhoria das condições de trabalho pela eliminação de gases nocivos à saúde, calor excessivo, poeira, ruído, etc.,

No Brasil se somaria a esses ganhos, a troca de energéticos importados por energia nacional (hidroeletricidade).

De acordo ainda com o Programa Eletrotermia, o movimento da indústria em direção a eletricidade, se deu a partir de 1981, com a criação das modalidades de energia hidrelétrica interruptíveis, especialmente a EGTD, afetando diretamente todos os segmentos da sociedade. As concessionárias não foram afetadas apenas, porque tiveram que produzir mais energia elétrica, mas também, por impactos de ordem técnica no sistema de distribuição pela entrada de novas cargas e na qualidade da geração de energia.

No entanto, a indústria ligada ao desenvolvimento das aplicações eletrotecnológicas foi bastante beneficiada, o que pode ser comprovado pelo resultado do programa de substituição EGTD.

A comercialização da EGTD em todo o País, até o fim do primeiro semestre de 1984, já tinha atingido aproximadamente 2.000.000 kW de potência contratada. Cerca de 60% dessas substituições contratadas pelas indústrias, destinavam-se a geração de vapor eletrotérmico e outros 30% a instalação de fornos e estufas elétricas.

3.3.1 Mercado de Substituição Tecnicamente Viável

O Programa Eletrotermia em seu Módulo 3, estimou o potencial de substituição do consumo de óleo combustível por eletricidade num horizonte de 10 anos para todo o País e por Região.

Para avaliação desse mercado de Substituição foram consideradas inicialmente, as informações de consumo de óleo combustível do Conselho Nacional do Petróleo - CNP de 1980 e ajustadas em função dos dados do Balanço Energético Nacional de 1984, adotando os seguintes parâmetros:

- Coeficientes de Substituição (MWh/TEP) - indicando a relação entre o rendimento do equipamento elétrico e o equipamento térmico a combustível, a ser substituído.
- Fator de carga dos equipamentos - adotado em função de pesquisa junto aos consumidores que promoveram tais substituições.
- Poder Calorífico do Óleo Combustível Médio - valor mencionado no Balanço Energético Nacional de 1984.

A Tabela 49, mostra os valores estimados para o Mercado Tecnicamente Viável de Substituições para o Brasil.

TABELA 49 - Mercado de Substituição Tecnicamente Viável**MW médio**

SETOR	G.V.	A . F. T.	F. O .	SE/O	TOTAL
Mineração	3,9				3,9
Pelotização- Minérios	23,5				23,5
Cal			31,4		31,4
Cerâmica	23,1		384,1	14,2	421,4
Cimento	30,5				30,5
Vidro	11,7		329,8	6,5	348,0
Outros Minerais Não Metálicos	21,6		43,6		65,2
Metalúrgico	52,0		137,2	4,4	193,5
Siderúrgico	82,8		277,9		360,7
Metalurgia do Zinco	12,1		3,5		15,6
Mecânica	6,7		8,9		15,6
Material Elétrico	22,8		10,2	0,2	33,2
Material de Transporte	57,0		5,4	0,9	63,3
Madeira	99,7		4,1	0,6	104,4
Papel e Celulose	938,7	61,2	92,3	5,4	1097,6
Borracha	133,2		0,1		133,3
Couros	35,7				35,7
Química	3,3				3,3
Petroquímica	2721,5				2721,5
Produtos Farmacêuticos	31,0				31,0

Perfumaria	51,6				51,6
Produtos material plástico	38,7		2,0	0,2	40,9
Têxtil	756,8	90,9		0,1	847,8
Vestuário e confecções	51,9				51,9
Produtos Alimentares	775,8		9,3	51,4	836,5
Óleos Vegetais	194,0			13,6	207,6
Concentrados Alimentares	301,7		6,9	53,8	362,4
Bebidas	220,4				220,4
Fumo	24,7				24,7
Diversos	39,9				39,9
TOTAL	6808,8	152,1	1668,6	155,4	8.876,9
Fator de Carga	de 0,55	0,55	0,46	0,55	
MW Médio	3.784,4	83,7	776,8	85,5	4.730,4

Fonte: Programa Eletrotermia, Módulo 3 - DNAEE, 1984

NOTAS:

1. GV - Geração de Vapor
2. AFT - Aquecimento Fluido Térmico
3. FO - Fornos
4. SE/O - Secadores e outros
5. Do potencial de substituição estimado para o Brasil, 90% se localizava nas Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul, correspondendo a um total de 8.100 MW ou 4.318 MW médios.

Em relação ao potencial de substituição estimado, foram feitas as seguintes considerações:

a) Parte preponderante desse potencial de substituição correspondia a geração de vapor. Uma mudança parcial ou total de tecnologias à combustão por eletrotecnologias, implicaria em redução substancial do vapor consumido.

b) Nas substituições de caldeira por caldeira, se observado as regras de conservação de energia, como isolamento adequado e outras, como a promoção da descentralização da produção de vapor, etc. poderia se obter significativas reduções nas potências de substituição. Se atendidos esses dois casos, a economia seria da ordem de 2 MWh/tonelada de óleo combustível.

A Tabela 50, mostra a combinação entre as aplicações eletrotérmicas identificadas e o potencial de substituição estimado da Tabela 49.

TABELA 50 - Configuração das Aplicações Eletrotérmicas

Aplicações	MW Médio	%
Geração de Vapor	3.780	80
Fornos/Fornalhas	780	16
Secadores/outros	90	2
Aquecimento à fluído térmicos	80	2
TOTAL	4.730	100

Fonte: Programa Eletrotermia, Módulo 3 - DNAEE, 1984

Diante do potencial de substituição tecnicamente viável, seria necessário definir as formas e disponibilidade presente e futura de energia elétrica, assim como os preços que viabilizariam tal mercado.

3.3.2 Características do Sistema Interligado Brasileiro

A energia elétrica brasileira é produzida por um sistema quase que totalmente hidrelétrico, ou seja, o que determina a disponibilidade de geração do nosso sistema é a disponibilidade de água, a vazão natural dos rios e a capacidade de armazenamento dos reservatórios, nas usinas hidrelétricas.

Os aproveitamentos hidrelétricos brasileiros, foram concebidos com reservatórios de capacidade de regularização plurianual, essa característica dos sistemas elétricos, fazem com que a capacidade de geração e do mercado a ser atendido, em um determinado ano, dependa do mercado dos anos anteriores e dos posteriores ao ano em análise, no conjunto do sistema interligado.

3.3.3 Energia Firme e Energia Secundária

Tradicionalmente, o setor elétrico utilizava o critério determinístico para estabelecer a garantia de atendimento, ou seja, o atendimento seria realizado sem risco de déficit, para qualquer ocorrência hidrológica registrada no passado e conhecidas.

Entretanto, as vazões afluentes conhecidas ou a série histórica, representa apenas uma amostra de um processo estocástico de gerações de vazões. Sendo assim, para proceder uma estimativa mais segura, optou-se por uma análise probabilística da garantia de atendimento, através de séries sintéticas de vazões, diferentes da histórica, mas com a mesma possibilidade de ocorrência.

A utilização dessa série de vazões chamadas séries sintéticas, permitem além do melhor uso das informações históricas disponíveis, a incorporação das incertezas do sistema hidrelétrico através da fixação de um risco de déficit.

O critério probabilístico de garantia de atendimento, possibilita afirmar que nos anos de afluências favoráveis, o sistema gerador hidrelétrico, pode gerar uma quantidade de energia elétrica suplementar à energia garantida, o que possibilita a oferta extra de energia, porém com menor garantia de suprimento, denominada energia secundária. A energia secundária é

característica dos sistemas hidrelétricos e se presta a atender apenas as cargas interruptíveis.

Contudo, além da energia secundária ocasionada por períodos hidrológicos favoráveis, pode existir também excedentes de energia de outras origens, ocasionados por exemplo, por fatores conjunturais, como desvios positivos entre o mercado previsto e o realizado de energia elétrica e a outra, da entrada em operação de uma usina de grande porte. Esse tipo de energia pode ocorrer em períodos de recessão, como verificado no início da década de 80 e pode durar até que o mercado retome o crescimento esperado ou planejado.

3.3.4 Conceituação das Modalidades de Energia Elétrica para Comercialização

Dado às características do sistema elétrico brasileiro, o setor elétrico, poderia dispor de mais de uma modalidade de energia para comercialização, porém em condições e critérios pré-definidos que segundo o Programa Eletrotermia seriam:

a) Energia Firme - EF

Definida como a energia elétrica produzida pelo sistema interligado, com fornecimento garantido nas 8.760 horas do ano, mesmo nos períodos críticos das piores séries hidrológicas.

a 1) Energia Firme para Substituição - EFST

Seria parcela da energia firme, que poderia ser fornecida para viabilizar as substituições tecnológica-energéticas (eletrotermia) mediante condições e critérios estabelecidos contratualmente.

b) Energia Temporária - ET

Energia elétrica produzida pelo sistema interligado, complementar à energia firme, em decorrência de condições hidrológicas favoráveis, podendo seu fornecimento ser interrompido por períodos e critérios de fornecimento pré-estabelecidos.

b.1) Energia Temporária para Substituição - ETST

Seria a energia temporária a ser ofertada aos consumidores de energia elétrica, por períodos e critérios estabelecidos contratualmente, preferencialmente, para viabilizar as substituições de energéticos importados de interesse nacional.

3.3.5 Critérios de Avaliação das Disponibilidades de Energia para Comercialização

A avaliação da disponibilidade de energia para atender o mercado de energia firme, consiste em determinar a carga máxima que pode ser atendida pelo sistema a riscos de déficit pré-fixados. Isto é feito através de simulações dinâmicas do sistema que representam a evolução do sistema ao longo do tempo considerado.

a) EFST - Energia Firme para Substituição

Para cálculo da disponibilidade de EFST, excluiu-se dos máximos anuais de carga calculados, os valores do mercado tradicional (firme), acrescidos das cargas de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD no valor dos contratos existentes até o final de 1986, e da parcela de EGTD remanescente no sistema após 1987 incorporada ao mercado tradicional. Esse resultado se positivo e não decrescente ao longo do tempo considerado,

indicaria as sobras de energia que poderiam ser ofertadas para atender as cargas de eletrotermia a título de EFST.

A Tabela 51, mostra um resumo das disponibilidades de energia para as regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul, para riscos de déficit anuais de 3%, 5% e 7%, ano a ano, para o período 1985 a 1994, a cujos valores, recomendou-se revisões periódicas, em virtude de possíveis mudanças nas previsões de mercado, no programa de geração e outros condicionantes.

TABELA 51 - Disponibilidade de Energia, Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul (MW médio)

risco déficit	(3%)			(5%)			(7%)			
	ANO	DISPO NÍVEL	EGTD	DISP. LÍQUIDA	DISP ONÍV EL	EGTD	DISP. LÍQUID A	DISP ONÍV EL	EGTD	DISP. LÍQUIDA
	1985	620	500	120	960	500	460	1200	500	700
	1986	620	600	120	1100	600	500	1300	600	700
	1987	620	500	120	1250	500	750	1700	500	1100
	1988	740	500	240	1470	500	970	2000	500	1500
	1989	740	500	240	1470	500	970	2000	500	1500
	1990	740	500	240	1470	500	970	2000	500	1500
	1991	740	500	240	1520	500	1020	2070	500	1570
	1992	1900	500	1440	2450	500	1950	2570	500	2070
	1993	1970	500	1470	2650	500	2150	2700	500	2200
	1994	2700	500	2200	3350	500	2850	3450	500	2950

Fonte: Programa Eletrotermia, Módulo 4, DNAEE, 1984

nota: Os valores de EGTD de 1987, correspondem àqueles que seriam incorporados ao mercado tradicional de energia firme.

Como o mercado tradicional de 1984 havia tido um comportamento superior ao valor previsto, uma parte dessas disponibilidades seria destinada ao atendimento desses crescimentos. Adotando portanto um desvio positivo nas taxas anuais de crescimento, da ordem de 2% em relação ao mercado tradicional sugerido pelo Programa Eletrotermia como provável, a disponibilidade de energia a ser ofertada a título de EFST, para o quinquênio de 1985/89, a um risco de déficit de 5%, seria a seguinte:

TABELA 52 - Disponibilidade de Energia EFST, Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul (MW médio) - risco de déficit de 5%

ANO	1985	1986	1987	1988	1989
MW médio	250	250	300	500	500

Fonte: Programa Eletrotermia, Módulo 4 - DNAEE, 1984

Para o quinquênio seguinte, de 1990/94, adotando os mesmos critérios para cálculo das disponibilidades de energia, para um risco de déficit de 5%, a oferta de EFST seria a seguinte:

TABELA 53 - Disponibilidade de Energia EFST, Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul (MW médio) - risco de déficit de 5%

ANO	1990	1991	1992	1993	1994
MW médio	500	500	1200	1400	1800

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

b) ETST - Energia Temporária para Substituição

Para se estabelecer a garantia de atendimento de energia elétrica gerada em um sistema hidrotérmico, considera-se a disponibilidade de todo o parque gerador, de suas usinas hidrelétricas e térmicas e do seu custo de operação, composto de duas parcelas, representadas pelo custo do combustível utilizado nas térmicas e o custo do déficit de energia, caso ocorra.

A produção de energia elétrica a partir de fonte hidráulica, não está sujeita a um custo imediato relativo a combustível, o que não implica que se esvazie os reservatórios de água das usinas, sem observar as regras básicas de operação do sistema pré-estabelecidas. Se os níveis dos reservatórios decrescem, aumenta a necessidade de geração térmica e aumentam os riscos de déficits futuros. Define-se então, um custo para a energia hidrelétrica, que decorre da utilização de uma unidade de energia armazenada a partir de um critério ótimo de operação do sistema, chamado custo marginal de curto prazo, dado pelo valor da água.

Assim sendo, a disponibilidade de energia secundária a ser ofertada como ETST, seria determinada pelo custo marginal de curto prazo que comparado ao seu preço de venda, permitiria estabelecer quando ofertá-la. Seria vantajoso ao setor elétrico, ofertá-la quando o preço de venda fosse superior ao custo marginal.

Considerando que a energia secundária como já vimos, depende das afluições dos rios que formam um determinado sistema, que por sua vez é função de outras variáveis incertas como, por exemplo a pluviosidade. A estimativa de oferta de energia secundária como já vimos e obtida de forma probabilística.

De maneira bastante simplificada, podemos dizer que a partir de um modelo de simulação que representa a evolução do sistema ao longo do tempo, obtêm-se em quais meses as cargas de ETST poderiam ser atendidas, levando-se em conta, o seu preço de venda e o custo marginal de curto prazo naqueles meses. Esses meses seriam ordenados e compostos em uma curva de frequência, que permitiria obter a probabilidade da carga ser atendida em um determinado período e assim, se estabelecer as garantias de fornecimento.

A oferta de ETST foi feita para o quadriênio 1985/1988 sendo o seu fornecimento garantido por um número mínimo de meses, consecutivos ou não. O número mínimo de meses foi definido para o primeiro ano, para o primeiro e segundo ano conjuntamente e para o primeiro, segundo e terceiro ano conjuntamente. Foram fornecidas também, as probabilidades de atendimento mensal para o primeiro ano, ou seja, foi possível conhecer antecipadamente, os meses do primeiro ano com maior probabilidade de atendimento. Para os demais quadriênios, os valores de oferta estimados deveriam ser considerados como indicativo, sujeitos a revisão.

Seguindo o mesmo critério exposto no cálculo das disponibilidades de energia firme a ser ofertada a título de EFST, a disponibilidade de ETST foi avaliada depois de considerado o atendimento do mercado tradicional acrescido dos valores contratados de EGTD até 1986 e a partir desta data, da parcela que permaneceria no sistema incorporado no mercado tradicional.

A Tabela 54, mostra os montantes de ETST a custos variáveis de produção para as Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul.

TABELA 54 - Montantes de Oferta de ETST a Custos Variáveis de Produção - Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul

ANO	1985	1986	1987	1988
MW médio	250	500	750	1000
ORTN/MWh	0,333	0,667	1,000	1,333

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

Com base na análise de risco de déficit do sistema e das possibilidades de garantia de um número mínimo de meses de atendimento, que permitisse viabilizar a ETST, conclui-se que o valor a ser ofertado para a Região Sudeste, Centro Oeste e Sul seria de 250 MW médios, a um número mínimo de meses.

Considerando um acréscimo de 2% no mercado tradicional e adicionando os montantes de EGTD a oferta de EFST e a oferta de ETST considerada, constatou-se que para uma probabilidade de atendimento de 90%, existia a possibilidade de atendimento mínimo de 18 meses na Região Sudeste, Centro Oeste e Sul, como mostra a Tabela 55.

**TABELA 55 - Frequência de Atendimento Plurianual - 250 MW médios
Número Mínimo de Meses**

Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste

	1985	1986	1987	1988
	95%	90%	75%	50%
Sudeste	12	18	24	31
Sul	18	22	29	34

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

Os resultados apresentados na Tabela 56, mostram que para qualquer nível de probabilidade de atendimento, a variação do número mínimo de meses é altamente influenciada para custos inferiores a 0,667 ORTN/MWh.

**TABELA 56 - Frequência de Atendimento Plurianual - 250 MW médio
Número Mínimo de Meses**

Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste

Período	ORTN/MWh	95%		90%		75%		50%	
		SE	SUL	SE	SUL	SE	SUL	SE	SUL
Quadriênio	0,333	17	22	21	26	27	32	32	37
1985 a 88	0,667	21	30	26	35	33	40	39	44
	1,000	21	32	26	36	34	42	39	46
	1,333	22	32	26	37	34	43	40	46
Triênio	0,333	11	15	14	18	19	23	24	28
1985 a 87	0,667	14	21	17	25	24	30	29	33
	1,000	14	22	18	26	25	31	30	34
	1,333	14	23	19	26	25	31	30	34
Biênio	0,333	5	8	8	11	12	14	17	18
1985/86	0,667	7	12	11	15	16	19	20	22
	1,000	8	13	11	16	16	20	20	22
	1,333	8	13	12	17	17	20	21	23
1985	0,333	1	3	3	4	7	7	9	9
	0,667	2	4	5	6	8	8	11	11
	1,000	3	5	5	7	9	9	11	11
	1,333	3	5	6	7	9	9	11	11

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

A Tabela 57, mostra o número mínimo de meses em que o fornecimento de ETST seria garantido para o quadriênio, triênio, biênio e ano, definidos através da probabilidade de 90% e custo de 0,667 ORTN/MWh, para os fornecimentos cujos contratos fossem estabelecidos até o final de 1985.

TABELA 57 - NÚMERO MÍNIMO DE MESES DE GARANTIA DE FORNECIMENTO

1985	1985/1986	1985/1986/1987	1985/86/87/88
5	11	17	26

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

Assim, foram definidas pelo Programa Eletrotermia no Módulo 4, as disponibilidades de EFST e ETST para comercialização no período 1985/89, e 1990/94 conforme Tabelas 58 e 59.

TABELA 58 - Disponibilidade de EFST e ETST

Região Sudeste, Centro Oeste e Sul - 1985/89

ANO	EFST	ETST
	GWh/ano	GWh/ano
1985	2200	185
1986	2200	185
1987	1000	250
1988	4400	365
1989	4400	440

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

TABELA 59 - Disponibilidade de EFST e ETST

Região Sudeste, Centro Oeste e Sul - 1990/94

ANO	EFST GWh/ano	ETST GWh/ano
1990	4400	440
1991	4400	440
1992	10500	650
1993	12260	880
1994	15760	880

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

Recomendações e restrições:

a) As disponibilidades apresentadas, deveriam ser revisadas anualmente, por ocasião da preparação dos Programas de Operação, com base nas informações de mercado, cronograma de entrada em operação de novas usinas e transmissão e demais critérios operativos.

b) Durante os anos de 1985 e 1986, o fornecimento de EFST e ETST, estaria sujeito a restrições nos horários de ponta do sistema, em decorrência de limitações nos sistemas de transmissão, em alguns estados das regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul.

c) Essas restrições estariam condicionadas ao desenvolvimento do programa de obras de transmissão recomendado pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e deveriam ser reavaliadas periodicamente.

3.3.6 Proposição da Política Tarifária para a EFST e ETST

Com o objetivo de indicar as bases para definição de uma política tarifária atrativa para comercialização das energias EFST e ETST e ao mesmo tempo garantir uma parcela de remuneração às concessionárias, foi desenvolvido um estudo técnico-econômico para avaliar os casos que o Programa Eletrotermia chamou de “Casos Típicos de Substituição”.

Esse estudo analisou as substituições já efetuadas a partir de dados das próprias empresas, por setor de atividade, através da comparação do desempenho técnico do equipamento eletrotérmico (substituto) com o do equipamento convencional (substituído). O resultado dessa análise, permitiu estabelecer valores de equilíbrio médios para os vários setores de atividade, representando limites a partir dos quais os dispêndios em investimentos e operação dos equipamentos eletrotérmicos, superavam os dos equipamentos convencionais ou ainda, representavam, o custo máximo, a partir do qual a energia elétrica perderia competitividade em relação aos energéticos importados.

3.3.6.1 Análise de sensibilidade do mercado eletrotérmico

De posse do mercado tecnicamente viável e dos valores de equilíbrio médios para os vários setores de atividade, anteriormente citados, procedeu-se a uma análise econômica de sensibilidade do mercado, relativamente às variações tarifárias.

Para realizar essa análise, primeiramente foi feito um levantamento das potências nominais dos equipamentos eletrotérmicos, por setor de atividade, referentes às substituições já efetuadas, correlacionando as aos diversos valores de equilíbrio médios, tomados em relação à tarifa convencional A4 e incluindo empréstimo compulsório (imposto cobrado sobre a conta de energia)

dando origem assim, a uma curva (Anexo V - Mercado Economicamente Viável - Potencialidade de Substituição - Eletrotermia), indicativa do potencial de mercado economicamente viável.

A opção pela base tarifária do Grupo "A" (Alta Tensão), considerou o fato dessa tensão apresentar a condição mais desfavorável em termos tarifários, além de concentrar cerca de 50% do mercado tecnicamente viável.

A curva foi obtida através da análise de regressão, pelo método dos mínimos quadrados, utilizando-se uma função hiperbólica que mais se ajustava aos dados observados.

Essa curva conduziu às seguintes inferências:

a) Para uma tarifa A4 sem nenhum benefício, o mercado economicamente viável, seria de 337 MW médios.

b) Para um percentual de benefício de 10%, concedido por um período de 3 anos, o mercado economicamente viável passaria para 374 MW médios.

c) Para um percentual de benefício de 20%, concedido por um período de 3 anos, o mercado seria de 420 MW médios, para 30% de benefício, pelo mesmo período, seria de 480 MW médios; para 40%, 558 MW médios e para 50%, 668 MW médios.

Os valores de equilíbrio indicados no eixo das abcissas (curva anexa) referem-se a um período de operação dos equipamentos de 10 anos (período de amortização dos investimentos). Considerando que os benefícios poderiam ser concedidos em períodos diferenciados, seria necessário converter os percentuais do custo de equilíbrio sobre tarifa A4, de acordo com os percentuais de benefícios estipulados, Tabela 60.

TABELA 60 - Mercado Técnica e Economicamente Viável por % de Benefício sobre a Tarifa A4 com Empréstimo Compulsório

% DE BENEFÍCIOS EM 3 ANOS	%	MERCADO	
		MW	MW Médio
0	100	633	337
5	98	666	335
10	96	672	374
15	94	743	396
20	92	789	420
25	90	841	448
30	88	900	480
35	86	968	516
40	84	1.047	558
45	82	1.141	608
50	80	1.253	668

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 6 - DNAEE, 1984

(1) = % do VALOR DE EQUIPAMENTOS SOBRE A TARIFA A4 (VALOR (x) DA FIGURA 5 DO ANEXO II).

Considerando as disponibilidades de energia EFST como definido pelo Programa Eletrotermia para o período de 1985-1989 , apresentadas na Tabela 61.

TABELA 61 - DISPONIBILIDADE EFST

ANO	MW MÉDIOS
1985	250
1986	250
1987	380
1988	540
1989	540

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 4 - DNAEE, 1984

Concluiu-se que:

- para valores de tarifa A4, incluindo empréstimo compulsório, de acordo com os estudos realizados, a comercialização prevista seria de 337 MW médios o que representaria 62% do total disponível no período 1985-1989.

- a comercialização de toda energia disponível no período, poderia ser realizada apenas com a concessão de benefícios temporários. Essas concessões poderiam ser feitas de duas formas, redução tarifária e/ou dos encargos, simultaneamente ou não.

A partir dessas possibilidades, elaborou-se um Estudo de Alternativas de Benefícios para comercialização da EFST, como mostra a Tabela 62.

TABELA 62 - Alternativas de Benefícios para Comercialização de EFST

ALTER NATIVA	BENEFÍCIOS CONCEDIDOS				Benefício Total no Período		
	% DE DESCONTO POR 3 ANOS		ALÍQUOTA DE EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO		MW	MW Médio	ORTN
	CONSUMO A4	DEMANDA A4	3 ANOS	5 ANOS			
I	-	-	10%	-	722	385	6.730.000
II	5%	5%	10%	-	766	406	9.440.000
III	10%	10%	10%	-	789	420	12.200.000
IV	-	-	1%	-	766	406	10.250.000
V	5%	5%	1%	-	814	431	13.380.000
VI	10%	10%	1%	-	841	446	16.420.000
VII	-	-	-	10%	900	477	19.220.000
VIII	5%	5%	-	10%	933	494	22.760.000
IX	10%	10%	-	10%	1.005	533	27.620.000
X	-	-	-	1%	1.047	555	32.290.000
XI	5%	5%	-	1%	1.141	605	38.700.000
XII	10%	10%	-	1%	1.232	664	46.310.000

Fonte: Programa Eletrotermia, Volume 6 - DNAEE, 1984

Com relação a ETST o seu preço final de referência segundo o Programa Eletrotermia, seria de 1,0 ORTN/MWh, para o nível de tensão A4, valor esse, correspondente aos custos de perdas do sistema de transmissão e distribuição, dos equipamentos de medição, aos custos de operação, de comercialização e atendimento, incluindo empréstimo compulsório de 10% da tarifa fiscal por MWh consumido.

Embora fixada em 1,0 ORTN, a ETST teria seus preços reajustados nos níveis de tensão de fornecimento e datas fixadas nas Portaria Tarifárias publicadas pelo DNAEE.

A tarifa da ETST seria cobrada somente sobre o consumo e apresentaria uma diferenciação de valor por nível de tensão de fornecimento, partindo de 0,5 ORTN/MWh ao nível de produção até 1 ORTN/MWh para o nível de tensão de A4.

O Programa Eletrotermia, destacou ainda, que as hipóteses de comercialização formuladas para a ETST, levaram em conta a possibilidade de sua contratação, nos períodos fixados, sem restrição do uso na ponta do sistema, sempre que as condições operativas à data da negociação assim permitissem.

E finalmente, foi lembrado que a comercialização da ETST permitiria assegurar a continuidade do uso de energia elétrica por parcela expressiva de consumidores de EGTD, cujos processos operativos admitissem a utilização de um sistema do tipo bi-energia, uma vez que seus equipamentos já estariam completamente amortizados.

3.3.6.2 Campos de Aplicação e Critérios de Atendimento da EFST e ETST

a) Energia Firme para Substituição - EFST

A portaria número 159, de 19 de outubro de 1984, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, estabeleceu os requisitos, condições e critérios a serem observados na comercialização da EFST - Energia Firme para Substituição.

O fornecimento de EFST, estaria condicionado ao preenchimento cumulativo dos seguintes requisitos:

- que houvesse disponibilidade;

- que o interessado solicitasse;
- que a unidade consumidora pertencesse ao Grupo "A " (Alta Tensão) ou Subgrupo AS (Subterrâneo), e atendida por meio do sistema elétrico interligado;
- que a EFST, fosse utilizada, exclusivamente para substituir equipamentos que tivessem consumido derivados de petróleo ou outros energéticos importados;
- que o processo de utilização de energia, cujos equipamentos se pretendessem substituir, não tivessem recebido EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado ou ESBT - Energia Excedente para Substituição.

A cargas de EFST seriam atendidas mediante a celebração de contrato específico com o interessado, os contratos seriam firmados uma única vez para cada equipamento ou conjunto de equipamentos a serem substituídos, com duração de 36 meses, a partir do início do fornecimento.

As tarifas aplicáveis ao fornecimento de EFST seriam:

- demanda de potência: aquela fixada para condições normais de fornecimento;
- consumo de energia: 85% daquela fixada para o subgrupo e categoria de consumo que pertencesse a unidade consumidora;

Para fins tarifários, o fornecimento de EFST, seria considerado INTERRUPTÍVEL.

O DNAEE, divulgaria, periodicamente, as disponibilidades de EFST por região e do País e ou por concessionário.

O fornecimento de EFST, somente teria início em 01 de janeiro de 1985, podendo os contratos serem celebrados até 31 de dezembro de 1989.

De acordo com o Programa Eletrotermia, terminado o prazo contratual, o consumidor poderia optar pelo fornecimento de Energia Firme na estrutura horo-sazonal ou convencional; contratar Energia Temporária para Substituição - ETST caso fosse de seu interesse e apresentasse viabilidade técnico-econômica; desistir da carga contratada em EFST; ou ainda a qualquer tempo, durante o período contratual de 36 meses rescindir o contrato e substituir por um contrato de energia firme convencional.

b) Energia Temporária para Substituição - ETST

A Portaria número 160, de 29 de outubro de 1984, do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, estabeleceu os requisitos, as condições e critérios a serem observados para o fornecimento de Energia Temporária para Substituição - ETST.

O fornecimento de ETST, estaria condicionado ao preenchimento cumulativo dos seguintes requisitos:

- que houvesse disponibilidade;
- que o interessado solicitasse;
- que a unidade consumidora fosse atendida por meio do sistema interligado e pertencesse ao Grupo "A" (Alta Tensão) e Subgrupo "AS" (subterrâneo);

- que a ETST, fosse utilizada, preferencialmente, para possibilitar a redução do consumo de energéticos importados.

O fornecimento de ETST, seria feito através da celebração de contrato específico, firmado por prazo indeterminado, porém os compromissos contratuais referentes à garantia mínima de fornecimento, seriam estabelecidos para períodos de no máximo 48 meses, contados do mês de janeiro do ano de seu início de vigência.

No início do fornecimento de ETST, deveria ser deduzido da garantia mínima, o número de meses do quadriênio em que a ETST já tivesse sido colocada à disposição dos consumidores.

Para o fornecimento de ETST, caso houvesse necessidade de investimentos no sistema, esses deveriam ser de responsabilidade integral dos consumidores.

O fornecimento de ETST, seria faturado com base apenas na componente energia, mediante aplicação de tarifa especial a ser estabelecida pelo DNAEE, os reajustes seriam feitos quando da majoração das tarifas fixadas para as condições normais de fornecimento, em percentual não superior ao aplicado a estas.

Os valores considerados para faturamento seria o maior entre os seguintes:

- energia medida;
- 80% da energia contratada.

Quando ocorresse disponibilidade de ETST além do número de meses da garantia mínima de fornecimento, o valor da energia a ser faturado nesses meses, seria o efetivamente medido.

O fornecimento de ETST, seria efetuado nos períodos fora de ponta de carga do sistema elétrico.

O DNAEE divulgaria, periodicamente, as disponibilidades de ETST e o número de meses por região do País, para o quadriênio em que seria garantido o fornecimento.

Para fins tarifários, o fornecimento de ETST seria considerado INTERRUPTÍVEL.

O DNAEE informaria ao CNP - Conselho Nacional de Petróleo, os contratos de ETST homologados e os meses em que a ETST estaria disponível.

O fornecimento de ETST somente teria início a partir de 01 de janeiro de 1985.

De acordo com o Programa Eletrotermia, terminado o prazo de 48 meses, os consumidores de ETST, poderiam fazer as seguintes opções para cada carga de substituição da unidade consumidora:

- Recontratar ETST para mais um período de 48 meses, para a carga de substituição da mesma unidade consumidora, caso exista oferta de ETST pelo Setor Elétrico;

- Rescindir, a qualquer tempo, o contrato de ETST e contratar, por seu interesse, energia firme na estrutura horo-sazonal ou convencional, dependendo da categoria de fornecimento de energia da unidade consumidora;

- Desistir da contratação da ETST.

CAPÍTULO 4 -. RESULTADOS DO PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO DE ENERGÉTICOS IMPORTADOS POR ENERGIA ELÉTRICA

Este Capítulo apresenta um Estudo de Caso da EGTD. Através dos estudos realizados pelo CODI - Comitê de Distribuição (órgão que associa as distribuidoras de energia elétrica) e pelas empresas a ele associadas, foi possível quantificar a carga em EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado no período 1982 a 1986, avaliar o seu uso e quantificar o montante de benefícios concedidos pelas concessionárias de energia na sua comercialização.

O estudo realizado pelo CODI que resultou no Inventário da EGTD (CODI,1986), mostrou que houve uma grande adesão ao Programa, sendo assinados 2.005 contratos de fornecimento de EGTD, correspondendo a uma potência de 2.200 MW, alcançando uma economia da ordem de 20.000 barris equivalentes de petróleo por dia no final do programa em 1986.

Neste Capítulo demonstra-se as vantagens da substituição através de uma análise custo-benefício e mostra-se também, os impactos das vendas de EGTD nos preços médios (US\$/MWh), bem como nos sistemas elétricos, os benefícios proporcionados pelo Programa e uma exposição sobre o uso da EGTD.

4.1 Inventário do Programa EGTD e Identificação das Tendências do Mercado de EGTD a partir de 1987

Em 1986, por iniciativa do Sub-Comitê de Serviços a Consumidores - SCSC, do CODI - Comitê de Distribuição de Energia Elétrica, foram realizados pelas concessionárias de energia convenientes do Comitê, dois projetos ligados ao programa EGTD. O primeiro, tratava do Inventário do Programa e o segundo, da identificação da tendência da carga de EGTD após o término do programa.

Participaram da elaboração do Inventário as empresas a seguir relacionadas, embora duas delas a ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul e a CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A, não possuíssem contratos de EGTD.

- CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
- CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica
- CESP - Companhia Energética de São Paulo
- COPEL - Companhia Paranaense de Energia
- CERJ - Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
- CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
- CEB - Companhia Energética de Brasília
- ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A

- ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S/A
- CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
- COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
- CELG - Centrais Elétrica de Goiás S/A
- LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A
- ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
- CEMAT - Centrais Elétrica Matogrossenses S/A .

4.1.1 Resultados do Inventário da EGTD

O Programa denominado EGTD foi implementado, a partir da Portaria de número 1.325 do Ministério das Minas e Energia, de 21/09/81, que concedia incentivos tarifários ao fornecimento de eletricidade para substituição de energéticos importados.

Os dados para elaboração do Inventário do Programa EGTD foram extraídos dos contratos assinados entre as concessionárias de energia elétrica e os consumidores que utilizaram essa modalidade de energia, através de formulário próprio desenvolvido pelo CODI.

Os resultados do Inventário, constam das Tabelas 63 a 71, apresentadas seguir:

TABELA 63 - Número de Contratos assinados em EGTD

CONCESSIONÁRIA	TIPO DE CONTRATO			TOTAL
	3.000 HT	6.000 HL	6.000 HT	
LIGHT	31	39	01	71
COELBA	03	14	-	17
ELETROPAULO	446	650	105	1201
CEB	01	01	-	02
ESCELSA	02	06	-	08
CELESC	16	59	03	78
CERJ	04	12	-	16
COPEL	92	24	11	127
CESP	96	52	03	151
CEEE	84	27	10	121
CEMIG	31	10	32	73
CPFL	77	21	35	133
CELG	-	07	-	07
TOTAL	883	922	200	2005

Fonte: CODI, 1986

Nota: HT - Horas Trimestrais / HL - Horas Livres

TABELA 64 - Potência Contratada em kW, por Tipo de Contrato

CONCESSIONÁRIA	TIPO DE CONTRATO			TOTAL
	3.000 HT	6.000 HL	6.000 HT	
LIGHT	12.756	74.215	690	87.661
COELBA	2.350	34.858	-	37.208
ELETROPAULO	219.559	886.632	72.553	1.178.744
CEB	2.295	930	-	3.225
ESCELSA	2.350	5.520	-	7.870
CELESC	3.101	37.988	17.183	58.272
CERJ	2.300	29.138	-	31.438
COPEL	47.051	57.662	6.985	111.698
CESP	27.223	175.331	30.766	233.320
CEEE	33.070	27.995	1.912	62.977
CEMIG	11.031	6.871	146.433	164.335
CPFL	37.599	75.206	46.215	159.020
CELG	-	55.238	-	55.238
TOTAL	400.685	1.467.584	322.737	2.191.006

Fonte: CODI, 1986

TABELA 65 - Quantidade e Tipos de Equipamentos Substituídos pelo Programa EGTD

CONCESSIONÁRIA	CALDEIRA	FORNO	AQUECEDOR	ESTUFA	MOTOR	OUTRO
LIGHT	31	57	03	14	-	27
COELBA	04	07	17	02	-	01
ELETROPAULO	-	-	-	-	-	-
CEB	04	-	-	-	-	-
ESCELSA	04	04	-	-	-	02
CELESC	22	23	02	-	-	01
CERJ	08	07	08	-	01	-
COPEL	94	47	09	03	07	73
CESP	78	47	03	14	07	28
CEEE	41	233	02	09	-	48
CEMIG	32	31	05	14	09	26
CPFL	-	-	-	-	-	-
TOTAL	318	456	49	56	24	206

Fonte: CODI,1986

TABELA 66 - Quantidade e Tipos de Equipamentos Elétricos Instalados pelo Programa EGTD

CONCESSIONÁRIA	CALDEIRA	FORNO	AQUECEDOR	ESTUFA	MOTOR	OUTRO
LIGHT	03	61	07	14	-	58
COELBA	04	10	17	01	-	01
ELETROPAULO	461	1.315	-	-	-	-
CEB	03	-	-	-	-	-
ESCELSA	01	05	04	-	-	02
CELESC	-	37	11	04	-	13
CERJ	05	08	09	-	01	02
COPEL	92	79	41	12	70	-
CESP	48	78	13	220	-	564
CEEE	23	259	11	22	06	162
CEMIG	36	39	10	20	140	43
CPFL	54	62	09	05	-	19
TOTAL	730	1.953	132	298	217	864

Fonte: CODI, 1986

TABELA 67 - Quantidade de Consumidores de EGTD

CONCESSIONÁRIA	ETST	EFCON	EFTHS	OUTRO	DESLIGAR	NÃO SABE	TOTAL
ELETROPAULO	23	21	201	33	7	117	402
CPFL	6	-	40	4	4	-	54
CESP	12	-	20	1	-	-	33
CEMIG	5	1	27	2	1	-	36
LIGHT	8	2	20	-	-	-	30
CERJ	2	-	7	-	3	-	12
CEEE	1	4	22	-	1	-	28
COELBA	-	-	17	-	-	-	17
CEB	-	-	-	2	-	-	2
ESCELSA	-	-	1	-	-	-	1
CELESC	1	-	4	-	-	-	5
COPEL	8	1	15	2	1	-	27
CELG	-	-	4	-	2	-	6
TOTAL	66	29	376	44	19	117	653

Fonte: CODI, 1986

**TABELA 68 - Economia Anual de Combustível obtida pelo Programa
EGTD**

CONCESSIONÁRIA	DIESEL (m3)	OC 4 (Ton.)	BPF (Ton.)	BTE (Ton.)	GLP (m3)	Outros (Ton.)
LIGHT	6.208	1.431	14.399	118.498	1.521.540	4.329
COELBA	2.792	-	13.102	4.037	144	-
ELETROPAULO	93.480	53.268	363.624	55.248	1.566.108	11.634.360
CEB	90	-	612	-	-	-
ESCELSA	584	405	4.320	-	-	-
CELESC	362	44	666	1.674	1.090	-
CERJ	53	17	351	585	50	364
COPEL	12.400	1.750	28.250	16.300	1.170	1.330
CESP	4.993	857	131.913	2.050	1.495	7.607
CEEE	15.006	2.060	11.059	14.113	1.003	1.614
CEMIG	3.357	1.666	114.925	14.160	176	80.903
CPFL	14.400	4.476	6.276	5.784	2.160	-
TOTAL	153.725	65.974	689.497	232.449	3.094.936	11.730.507

Fonte: CODI, 1986

**TABELA 69 - Economia em Barris Equivalentes de Petróleo por dia
(BEP/dia)**

Concessionária	BEP/dia
LIGHT	-
COELBA	346
ELETROPAULO	11.395
CEB	14
ESCELSA	115
CELESC	1.203
CERJ	303
COPEL	420
CESP	2.827
CEEE	-
CEMIG	1.514
CPFL	2.087
TOTAL	20.224

$BEP/dia = (TEP/ANO) / 48,67$

Fonte: CODI, 1986

TABELA 70 - Índice de Crescimento Proporcionado pela EGTD, relativo ao faturamento

CONCESSIONÁRIA	1982 (%)	1983 (%)	1984 (%)	1985 (%)
LIGHT	-	-	-	-
COELBA	0,03	0,20	0,51	0,81
ELETROPAULO	-	0,04	1,97	2,50
CEB	0	0,02	0,10	0,10
ESCELSA	0	0,13	0,57	0,42
CELESC	-	-	-	-
CERJ	0	0,08	0,57	0,80
COPEL	0,03	0,31	1,12	1,17
CESP	0,28	0,66	1,94	0,44
CEEE	-	-	-	-
CEMIG	-	0,70	2,80	5,00
CPFL	0,01	0,39	1,81	1,51

Fonte: CODI, 1986

TABELA 71 - Índices de Crescimento do Mercado Proporcionado pela EGTD, relativo ao fornecimento

CONCESSIONÁRIA	1982 (%)	1983 (%)	1984 (%)	1985 (%)
LIGHT	-	-	-	-
COELBA	0,10	0,70	2,80	4,90
ELETROPAULO	0,50	2,12	9,44	12,84
CEB	0	0,04	0,20	0,20
ESCELSA	0	0,13	0,57	0,42
CELESC	-	-	-	-
CERJ	0	0,09	3,04	5,03
COPEL	0,24	2,03	6,66	7,68
CESP	1,68	3,17	7,16	2,01
CEEE	-	-	-	-
CEMIG	-	0,66	2,34	2,57
CPFL	0,05	1,64	4,82	6,78

Fonte: CODI, 1986

4.1.2 Tendências das Cargas de EGTD a partir de 1987

Como desdobramento do inventário, o CODI e as concessionárias associadas, realizaram uma nova pesquisa junto às empresas consumidoras de EGTD, com o objetivo de identificar suas decisões em relação às cargas contratadas de EGTD após o encerramento do programa, e assim, subsidiar as concessionárias na destinação futura dessas cargas.

Para isso, foi elaborado um questionário denominado “Pesquisa de EGTD - Projeto SCSC - 35” e aplicado pelas concessionárias de energia elétrica associadas ao CODI, a todos os consumidores de EGTD com potência contratada igual ou superior a 500 kW, durante os meses de abril e maio de 1986.

A opção por cargas iguais ou superiores a 500 kW, foi adotada tendo em vista que as cargas inferiores eram pouco representativas para o sistema elétrico e estavam distribuídas em um grande número de contratos, o que dificultaria a pesquisa.

Para as cargas de EGTD que fossem permanecer no sistema elétrico, foram oferecidas como opção, as modalidades de energia elétrica firme, Horosazonal (EFTHS) ou convencional (EFCON) e a modalidade ETST - Energia Temporária de Substituição.

As Tabelas de 72 a 77, mostram os resultados dessa pesquisa(CODI,1986). Algumas dessas tabelas, especialmente a de número 76 e 77, foram preenchidos a partir da listagem fornecida pelo CODI, contendo tabulação dos dados correspondentes ao segundo questionário aplicado.

TABELA 72 - Destino da Potência fornecida em EGTD a partir de 1987 em kW

CONCESSIONÁRIA	ETST	EFCON	EFTHS	OUTRO	DESLIGAR	NÃO SABE	TOTAL
ELETROPAULO	167319	17954	435237	113215	26000	192170	951895
CPFL	36546	-	88867	9640	7380	-	142433
CESP	133015	-	30566	-	-	-	163581
CEMIG	89400	500	36555	2300	27480	-	156235
LIGHT	32000	1367	40082	-	-	-	73449
CERJ	3200	-	21670	-	5730	-	30600
CEEE	3300	3977	23013	-	11990	-	42280
COELBA	-	-	37208	-	-	-	37208
CEB	-	-	-	3225	-	-	3225
ESCELSA	-	2400	-	-	-	-	2400
CELESC	5700	-	10157	-	-	-	15857
COPEL	29810	600	43857	14707	2500	-	91474
CELG	-	-	9850	-	4000	-	13850
TOTAL	500290	26798	777062	143087	85080	192170	1724487

Fonte: CODI, 1986

**TABELA 73 - Destino da Potência Fornecida em EGTD a partir de 1987
em %**

CONCESSIONÁRIA	ETST	EFCON	EFTHS	OUTRO	DESLIGAR	NÃO SABE
ELETROPAULO	18	2	46	12	3	20
CPFL	26	-	62	7	5	-
CESP	81	-	19	-	-	-
CEMIG	57	-	23	1	19	-
LIGHT	44	2	54	-	-	-
CERJ	10	-	71	-	19	-
CEEE	8	10	54	-	28	-
COELBA	-	-	100	-	-	-
CEB	-	-	-	100	-	-
ESCELSA	-	-	100	-	-	-
CELESC	36	-	64	-	-	-
COPEL	33	-	48	16	3	-
CELG	-	-	71	-	29	-
TOTAL	29	2	45	8	5	11

Fonte: CODI, 1986

TABELA 74 - Opção dos Consumidores de EGTD (%)

CONCESSIONÁRIA	ETST	EFCON	EFTHS	OUTRO	DESLIGAR	NÃO SABE
ELETROPAULO	6	5	50	8	2	29
CPFL	12	-	74	7	7	-
CESP	36	-	61	3	-	-
CEMIG	14	3	75	5	3	-
LIGHT	27	7	66	-	-	-
CERJ	17	-	58	-	25	-
CEEE	4	14	78	-	4	-
COELBA	-	-	100	-	-	-
CEB	-	-	-	100	-	-
ESCELSA	-	-	100	-	-	-
CELESC	20	-	80	-	-	-
COPEL	30	4	55	7	4	-
CELG	-	-	67	-	33	-

Fonte: CODI, 1986

TABELA 75 - Distribuição da Carga de EGTD por Nível de Tensão

Nível de Tensão	Potência (kW)	(%)
A1 (230 kV ou mais)	55.000	3,0
A2 (138 a 88 kV)	772.723	45,0
A3 (69 a 20 kV)	144.411	8,0
A4 (13,8 a 2,3 kV)	752.353	44,0

Fonte: CODI, 1986

TABELA 76 - Distribuição da carga de EGTD por nível de tensão %

CONCESSIONÁRIA	A1	A2	A3	A4
	(230kV ou mais)	(138 a 88kV)	(69 a 20kV)	(13,8 a 2,3kV)
CERJ	-	33	21	46
CELG	-	-	-	100
COELBA	-	3	54	43
CELESC	-	-	36	64
ESCELSA	-	-	-	100
CEB	-	-	-	100
LIGHT	-	41	42	17
CESP	-	71	-	29
CEMIG	-	76	2	22
CEEE	-	-	3	97
COPEL	-	-	65	35
CPFL	-	48	-	52
ELETROPAULO	6	51	4	39

Fonte: CODI, 1986

TABELA 77 - Distribuição da Carga de EGTD pela Opção do Consumidor após o término da EGTD em kW

NÍVEL DE TENSÃO	ETST	EFTHS	OUTRO ENERGÉTICO	DESLIGAR	NÃO SABE
A2	302.150	338.670	85.950	34.460	8.000
A3	63.366	60.400	-	17.600	3.051
A1	55.000	-	-	-	-

Fonte: CODI, 1986

4.1.3 Recomendações do CODI relativas as cargas de EGTD remanescentes no sistema elétrico

a) Cargas de EGTD que permaneceriam no sistema elétrico

Tarifa Azul

As concessionárias de energia deveriam organizar um programa para receber as cargas que permaneceriam no sistema elétrico, na modalidade energia firme tarifa horo-sazonal. Deveria ser estudado caso por caso.

Recomendou-se ainda, analisar os reflexos dessa carga no horário de ponta do sistema, pois com o fim da EGTD, acabaria o mecanismo contratual para restrição de uso na ponta.

As justificativas do CODI para essas recomendações eram as seguintes:

- A EGTD foi contratada como sendo uma energia excedente no sistema, com característica de interruptível;
- Em alguns casos o atendimento da EGTD foi feito sem ônus para o consumidor .

- Em alguns casos o atendimento da EGTD foi feito sem ônus para o consumidor .

Tarifa Convencional

De acordo com a metodologia aplicada, foram levantadas apenas as cargas iguais ou superiores a 500 kW, o que provavelmente, prejudicou a avaliação dessa modalidade tarifária que foi considerada pequena.

Porém, o atendimento das cargas iguais ou inferiores deveria ser feito dentro dos procedimentos normais sem nenhuma atenção específica.

Tarifa ETST - Energia Temporária de Substituição

Para contratação dessa modalidade, o consumidor deveria possuir equipamento alternativo em "stand-by" (reserva). Por essa razão, a recomendação era para que as concessionárias comercializassem ETST junto aos consumidores que possuíssem caldeiras, por ser um equipamento adequado para a operação de sistemas bi-energéticos.

b) Cargas de EGTD que não permaneceriam no sistema

Com relação aos consumidores que encontravam-se indecisos, que pretendiam desligar o equipamento atendido por EGTD ou ainda que voltariam a usar outro energético, recomendava-se que as concessionárias analisassem cada caso, visando avaliar o sistema elétrico do consumidor, para otimizar a utilização dessas instalações.

Recomendou-se ainda que as concessionárias orientassem esses consumidores com relação ao uso racional de energia.

4.2 O uso da EGTD e Caracterização das Cargas de EGTD

4.2.1 Caracterização das Cargas de EGTD

Os dois estudos realizados pelo CODI que resultaram no Inventário do Programa EGTD e na identificação das tendências das cargas de EGTD após o seu encerramento, além de permitirem a quantificação dos energéticos substituídos e conseqüentemente, a energia economizada em forma de evitação de petróleo, possibilitaram uma análise qualitativa do uso da EGTD.

O universo pesquisado pelo CODI no segundo questionário, foi de aproximadamente 1.725 MW, correspondendo a 80% da potência contratada em EGTD de quase 2.200 MW conforme dados do Inventário.

Do total pesquisado ficou constatado que 47% da carga contratada em EGTD, correspondendo a 800 MW, permaneceria no sistema elétrico como energia firme, Horo-sazonal (45%) e convencional (2%). Outros 29%, correspondendo a 500 MW, permaneceria como ETST, 5% desligaria a carga, 8% optaria por outro energético e 11%, não fez opção.

Os subgrupos A2 e A4, respondiam pela quase totalidade da carga pesquisada, 45% e 44% respectivamente.

Para efeito de avaliação das substituições de energéticos importados por eletricidade promovidas pela EGTD, classifica-se as substituições realizadas em dois tipos: substituições energéticas e substituições tecnológicas-

energéticas. A caracterização dessas substituições foi apresentada no II Seminário de Eletrotermia, realizado em São Paulo em junho de 1983¹.

a) Substituições Energéticas

As substituições energéticas referem-se apenas a troca de combustíveis importados por eletricidade. Essas substituições, em geral, foram realizadas pelas grandes indústrias e tinham caráter temporário, razão pela qual na maioria dos casos, o consumidor mantinha em reserva o equipamento antigo.

Segundo informações extraídas dos contratos para substituição de energéticos importados firmados no período de junho de 1982 a março de 1983, pelas empresas estatais de São Paulo, CESP, CPFL e ELETROPAULO, as substituições energéticas destinavam-se basicamente a alimentar geradores elétricos de vapor, cuja eficiência da substituição ou equivalência energética² encontrava-se na faixa de 1.000 a 1.300 kcal por kWh. A equivalência energética obtida nas trocas de caldeira a óleo por elétricas eram bastante baixas, as substituições energéticas eram viabilizadas portanto, pelas tarifas especiais de energia elétrica tipo EGTD.

A lógica das substituições energéticas estava na necessidade de substituir a curtíssimo prazo os energéticos importados, ficando para o futuro as mudanças tecnológicas mais adequadas ao processo produtivo e que permitiriam o uso racional da eletricidade.

b) Substituições Tecnológicas-Energéticas (Eletrotermia)

¹ Revista Eletrotermia - Coletânea de palestras apresentadas no II Seminário de Eletrotermia - São Paulo, 21,22 e 23 de junho de 1983 - Matéria: A Substituição de Derivados de Petróleo por Eletricidade no

² Equivalência Energética - relação entre a quantidade de energia térmica fornecida a um equipamento que utiliza combustível importado e a energia elétrica (kWh) fornecida a um equipamento elétrico substituto para realizar o mesmo trabalho.

Essas substituições eram realizadas também a partir de tarifas especiais interruptíveis como a EGTD, porém, representavam um avanço tecnológico, uma combinação de tecnologias eletrotérmicas mais adequadas nas diversas fases do processo produtivo, possibilitando ganhos de eficiência em relação à única tecnologia do processo convencional utilizando óleo combustível. Em geral, essas substituições eram realizadas pelas pequenas e médias indústrias em caráter definitivo.

Os índices de equivalência energética apresentados nas substituições tecnológica-energéticas ficavam na faixa de 2.000 a 6.000 kcal/kWh, muito superiores às substituições energéticas.

Segundo as pesquisas realizadas pelo CODI, de um total aproximado de 1.725 MW, 56% ou 972 MW, destinavam-se a grandes consumidores de energia elétrica (atendidos nas tensões A1, A2 e A3) e na sua grande maioria, para alimentar caldeiras elétricas.

Desses 972 MW, 43% permaneceram no sistema elétrico após o término da EGTD, atendidos em ETST - Energia Temporária de Substituição, a nova modalidade energética voltada à substituição de energéticos importados, com o compromisso de manter um sistema bi-energético.

Portanto, da potência de 500 MW que permaneceu no sistema como ETST, 420 MW, correspondia a cargas de grandes consumidores. O restante, 80 MW, correspondia a cargas menores atendidas na tensão A4.

Entende-se que a energia fornecida pela EGTD que permaneceu no sistema como ETST numa potência de 500 MW, acrescida de 420 MW correspondentes a soma das cargas de EGTD que segundo as pesquisas do CODI, fizeram outras opções (outro energético, desligar a carga ou estavam indecisos) totalizando assim 920 MW. Esses 920 MW, que respondiam por

53% da potência total fornecida pela EGTD e pesquisada pelo CODI, poderiam ser caracterizados como substituições energéticas. Provavelmente, as cargas de EGTD que permaneceram no sistema como ETST, seriam utilizadas para alimentar caldeiras, pois o próprio Programa Eletrotermia visto no Capítulo 3, sugeriu essa opção aos consumidores de EGTD que tinham em reserva o equipamento a óleo. Os consumidores que optaram por outro energético ou por desligar a carga simplesmente, provavelmente tinham se desfeito do equipamento antigo e ainda não tinham feito uma opção definitiva pela energia elétrica.

Por outro lado, da carga em EGTD atendida na tensão A4, que alcançava aproximadamente 752 MW, quase 11%, cerca de 80 MW, optaram pela ETST, outros 36%, 271 MW, optaram por outro energético, por desligar ou estavam indecisos, os 53% restantes, aproximadamente 401MW, optaram pela energia firme.

Esses consumidores que optaram pela energia firme no total de 401 MW, acrescidos daqueles atendidos em A2 e A3 que, também, permaneceram na energia firme, estimado em 403 MW, totalizando assim 804 MW, correspondem na nossa avaliação, às substituições tecnológicas-energéticas, respondendo por 47% da potência fornecida em EGTD e pesquisada pelo CODI. Essas cargas se tornaram cativas da energia elétrica.

Portanto, estima-se que as substituições energéticas superaram em 6% as substituições tecnológicas-energéticas, resultado muito próximo daquele divulgado pelo Programa Eletrotermia, que atribuiu 60% da potência contratada em EGTD para geração de vapor, portanto, substituições energéticas e os 40% restantes, em substituições eletrotecnológicas.

No Estado de São Paulo, a Agência para Aplicação de Eletricidade, constituída em 1981, através de convênio entre as três empresas estatais do

Estado de São Paulo, CESP/CPFL e ELETROPAULO, registrou uma atuante participação no programa de substituição, especialmente o programa de comercialização da EGTD, visitando os seus consumidores potenciais e desenvolvendo estudos com o objetivo de orientá-los sobre as melhores alternativas técnico-econômicas para substituição. A Agência realizou mais de 150 estudos de substituição para as mais diversas atividades industriais e paralelamente contatou fornecedores de equipamentos ou de tecnologias, no sentido de oferecer aos consumidores opções tecnológicas testadas e aprovadas.

Um levantamento realizado com base em 88 estudos desenvolvidos pela Agência, mostra que os indicadores de eficiência das substituições variaram de um mínimo de 900 kcal/kWh na indústria de papel e papelão a um máximo de 6600 kcal/kWh na indústria de produtos farmacêuticos.

No caso da indústria de papel e papelão, grande consumidora de vapor, trata-se de uma substituição energética ou da troca de uma caldeira a óleo por uma elétrica. O ganho adicional de kcal/kWh, está limitado pela relação de rendimento entre o equipamento elétrico e o equipamento convencional. Na indústria de produtos farmacêuticos, contudo, houve uma substituição tecnológica-energética, ou seja, foi substituído um forno a óleo de baixo rendimento (cerca de 18%) por um forno elétrico à indução (rendimento de 97%).

Apesar da baixa eficiência das substituições energéticas, de modo geral essas foram viabilizadas pelo uso das tarifas especiais de energia elétrica, sendo que o retorno do investimento na média se dava no prazo de 2 anos. Para as substituições tecnológicas-energéticas, o tempo de retorno era muito menor e em muitos casos, inferior a um ano.

4.2.2 Mercado das Energias Interruptíveis

A Tabela 78 (MME,Eletróbrás,1981), mostra o consumo de energia elétrica por classe de consumo fornecida por tarifas especiais, no período de 1982 a 1989. Os anos de 1984, 1985 e 1986 registraram os maiores consumos, especialmente o ano de 1985, quando as vendas das energias especiais alcançaram 9,7 TWh. No ano de 1987, um ano depois do término da EGTD, essas vendas sofrem um queda drástica, atingindo apenas 1,5 TWh, voltando a alcançar 4,0 TWh nos anos de 1988 e 1989.

**TABELA 78 - Consumo de Energia Elétrica por Classes de Consumo
(Gwh) Tarifas Especiais (EGTD E ETST)**

ANO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RURAL	GOVERNO	TOTAL
1982	0,0	0,0	110,0	0,0	0,0	110,0
1983	0,0	18,7	1.350,2	7,4	0,0	1.376,4
1984	1,1	106,8	6400,2	13,1	0,0	6521,1
1985	1,9	163,3	9.563,8	14,9	0,1	9.743,9
1986	1,9	143,9	6.822,0	11,1	0,1	6.978,9
1987	0,1	5,2	1.538,1	4,5	0,0	1.547,9
1988	0,0	4,2	4.078,0	0,0	0,0	4.082,2
1989	0,0	4,1	4.364,8	0,0	0,0	4.368,9

Fonte: Plano Decenal 1991 a 2000(MME,Eletróbrás,1981)

EGTD de 1982 a 1986 e ETST a partir de 1987

Segundo informações da Eletróbrás (Relatório Anual,1987), o ano de 1987, registrou um crescimento de apenas 3,2% no consumo total de energia elétrica, após 5 anos de consumo elevado, a uma taxa média de 8,4% ao ano. Esse comportamento do mercado de energia elétrica foi atribuído à retração da economia, ao racionamento de energia na região Nordeste, à própria

interrupção do fornecimento da EGTD e possivelmente, como primeiros resultados das medidas de conservação de energia promovidas pelo PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

Ainda, de acordo com o mesmo relatório da Eletrobrás, de abril a dezembro ficaram liberados os fornecimentos de ETST nas regiões Sudeste e Sul. A partir de maio de 1987, foram liberados inclusive, os fornecimentos de EGTD para os consumidores que tinham créditos de EGTD provenientes de acordos realizados com as concessionárias de energia elétrica a partir da Portaria DNAEE 114, de 24 de julho de 1986.

Nessa Portaria, o MME autorizava as concessionárias a negociar a suspensão do fornecimento de EGTD, tendo em vista, possíveis problemas de oferta de energia elétrica na região Sudeste, Centro Oeste e Sul, provocado pela secas registradas no Sul do País. Segundo a referida Portaria, as cargas garantidas em contrato para 1986 e ainda não atendidas, poderiam ser creditadas e compensadas quando houvesse disponibilidade de energia elétrica de origem hidráulica, outra alternativa de negociação seria possibilitar aos consumidores de EGTD que mantinham em reserva o equipamento alternativo a óleo combustível, colocá-lo em operação durante o período de garantia contratual do fornecimento de EGTD, sendo os custos do combustível equivalente a energia elétrica substituída, de responsabilidade da concessionária.

De acordo com essas informações da Eletrobrás, não há indicativos de restrição de oferta de ETST no ano de 1987, que justificasse o seu baixo consumo registrado naquele ano. Contudo, o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987) previa para 1987, uma baixa taxa de crescimento do mercado de energia elétrica devido a retirada do sistema de grande parte da carga atendida pela EGTD até 1986.

No decorrer do ano de 1987, a Eletrobrás elaborou o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987) na sua Parte II, dedicada a previsão de mercado, faz uma breve análise sobre a questão da eletrotermia, citando:

“A eletrotermia é a utilização da eletricidade na geração de calor. Na maioria dos processos industriais, esta utilização da eletricidade não se justifica, pois é mais econômico o uso do óleo combustível e do carvão. Existem, entretanto, situações específicas onde os processos eletrotérmicos se tornam interessantes, como, por exemplo, na utilização dos fornos elétricos na produção de aço. Como já foi assinalado, a crescente sofisticação industrial tem facilitado a penetração destes processos. A esta eletrotermia, que poderia ser chamada de estrutural, somou-se um novo tipo, que será aqui denominado de eletrotermia de substituição, fruto da política de diminuição do consumo de derivados de petróleo na indústria.” (Eletrobrás, 1987) ...

“Como a EGTD foi garantida somente até 1986, era de se esperar que, a partir daí, os equipamentos eletrotérmicos fossem desativados e voltassem a funcionar os antigos, consumindo óleo combustível, gás natural ou qualquer outro combustível. Entretanto, não se espera que isso ocorra de forma global, pelas seguintes razões:

- existem indústrias cujos equipamentos eletrotérmicos não podem ser substituídos e que permanecerão utilizando eletricidade à tarifa normal, no fim da EGTD:
- as indústrias situadas em regiões urbanas, onde existem controles rígidos antipoluição, terão dificuldades de deixar de utilizar eletricidade, a menos que possam contar com o gás natural;

- finalmente, para as indústrias que podem diminuir sua demanda no horário de ponta, a utilização da tarifa horo-sazonal pode continuar justificando a eletrotermia.

Diante destes fatos, as projeções do mercado prevêem que parte da energia fornecida pela EGTD passará a ser fornecida permanentemente a preços normais, incorporando-se ao mercado tradicional, num montante de 4,8 TWh, dos quais 4 TWh na região Sudeste, a partir de 1987. É esta retirada de parte dos equipamentos que consumiam EGTD que justifica a baixa taxa prevista de crescimento do mercado de energia elétrica no ano de 1987 (Eletrobrás, 1987) . . .

Finalmente, observe-se que este parque de equipamentos eletrotérmicos, constituído principalmente por caldeiras, e cuja utilização não se justifica com tarifas normais, poderá ser utilizado, no futuro, desde que uma combinação de situação hidrológica favorável e baixas conjunturais no mercado caracterizem um situação de sobras de energia elétrica, que poderão ser vendidas a preços inferiores aos normais, para o acionamento destes equipamentos”(Eletrobrás, 1987).

As substituições denominadas estruturais para o Plano 2010, correspondem às tecnológicas-energéticas. Enquanto aquelas denominadas eletrotermia de substituição correspondem às substituições energéticas.

Por último, o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987), estimou em 4,8 TWh, a energia remanescente no sistema após o término da EGTD, muito próximo ao consumo registrado em 1988 e 1989 em ETST.

O Plano 2010 (Eletrobrás, 1987), menciona ainda, dados interessantes sobre o comportamento do mercado de energia elétrica no período 1970/1985, dos quais abordamos aqueles especialmente ligados a categoria industrial.

No período 1970 a 1985, o consumo total de energia elétrica no País cresceu a uma taxa geométrica média anual de 10,6% enquanto o PIB no mesmo período cresceu 6,3%. A participação da eletricidade no consumo total de energia, passou de 19% para 37% em 1985. O Plano 2010 (Eletrobrás, 1987), atribuiu esse comportamento do mercado de energia elétrica, inicialmente, a uma tendência à intensificação do uso da eletricidade observada no passado recente pelas sociedades industrializadas.

Segundo essa mesma fonte, esse crescimento do consumo de energia elétrica pela indústria se deve não só ao crescimento da produção de materiais altamente consumidores de energia elétrica como o alumínio e o cloro, mas também pela introdução de tecnologias intensivas em eletricidade nas indústrias em geral. Acrescentando, que esse crescimento estaria associado à crescente sofisticação industrial. Se em alguns países já se podia observar uma tendência à saturação desses fatores, no Brasil eles ainda estavam presentes.

A esses fatores de ordem estrutural segundo o PLANO 2010, poderia se somar outros de ordem conjuntural para explicar essa brutal expansão do consumo de eletricidade.

No período considerado, observou-se um aumento extraordinário dos preços dos derivados de petróleo e um decréscimo nos preços da eletricidade que incentivou a substituição dos derivados de petróleo por eletricidade, mas também, segundo o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987) incentivou o uso perdulário da eletricidade. Essas tarifas especiais com valores até cinco vezes menores que os níveis tarifários normais, criadas com a finalidade de promover a substituição de derivados de petróleo e a exportação, acabaram reforçando a tendência ao desperdício verificada nos últimos anos.

De acordo ainda com o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987), se o mercado conquistado por essas tarifas especiais fosse excluído do mercado total, a taxa anual de crescimento do consumo de energia elétrica verificada no período de 1982 quando a energia incentivada começou a ser comercializada, até 1985 cairia de 10,0% para 7,2%.

A participação do consumo industrial no consumo total, evoluiu de 47,1%, em 1970 para 54,8% em 1980. Esse percentual verificado em 1980, caiu para 51% em 1983, segundo o Plano 2010 (Eletrobrás, 1987) em função da crise econômica verificada no início dos anos 80 e voltou a crescer no biênio 1984/85, atingindo 56%, em 1985, ano em que a EGTD registrou o maior consumo.

Os resultados do Inventário da EGTD (CODI,1986), apresentados na Tabela 71, mostram significativos índices de crescimento do mercado de energia das concessionárias associadas ao CODI, proporcionados pelo fornecimento da EGTD. Somente em São Paulo, onde foram localizadas 70% das cargas de EGTD, esse índice de crescimento do mercado das três concessionárias estatais CESP/ELETROPAULO E CPFL, nos anos de 1983, 1984 e 1985, foi de 6,93%, 21,42% e 21,63% respectivamente (CODI,1986).

4.3 CUSTO BENEFICIO DA SUBSTITUIÇÃO SOB A PERSPECTIVA DO CONSUMIDOR¹

O objetivo dessa análise, além de prover uma estrutura de trabalho para quantificar os custos e benefícios de uma substituição de energéticos importados por eletricidade é avaliar a viabilidade econômica de uma substituição.

Os resultados econômicos obtidos pelo consumidor pela participação em programas de substituição, podem ser avaliados através do método de análise de fluxo de caixa descontado VPL - Valor Presente Líquido ou calculando uma Taxa de Custo-Benefício (TCB). Se o resultado do VPL for positivo ou igual a zero, significa que o investimento realizado pelo consumidor, responde aos seus objetivos de lucro. Da mesma forma, se a Taxa de Custo-Benefício for superior a um, o investimento corresponde a rentabilidade desejada. A idéia básica é que os benefícios da substituição sejam suficientes para cobrir os custos decorrentes da mesma.

$$VPL = B - C \quad \text{ou} \quad TCB = B/C$$

onde:

B = Benefícios Econômicos Diretos

C = Custos Diretos

$$B = \sum_{i=1}^N \frac{I_i + \sum_{j=1}^M (\Delta E_{ij} * P_{ij})}{(1 + DR_p)^i}$$

¹ Least-Cost Utility Planning. A handbook for public utility commissioners
Volume 2 The Demand Side: Conceptual and Methodological Issues

$$C = \sum_{i=1}^N \frac{CDi}{(1 + DR_p)^i}$$

onde:

B = Benefício

C = Custo

ΔE_{ij} = Diferença no uso da energia no ano i para combustível j.

P_{ij} = Preço da energia no ano i para o combustível j.

I_i = Redução de Incentivos no ano i.

CD_i = Custos Diretos do participante.

DR_p = Taxa de desconto do participante, expressa em fração ideal, por unidade de tempo (por ano, mês, dia, etc.).

N = número de anos de duração do programa.

4.3.1 DEFINIÇÃO DA ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E DE SEUS COMPONENTES

Define-se a análise custo-benefício sob a perspectiva do consumidor, como sendo a diferença entre os custos incorridos pelo consumidor pela participação no programa de substituição e o valor ou os benefícios recebidos pela mesma participação.

4.3.1.1 Benefícios

O valor recebido pelo consumidor participante do programa. Consiste geralmente, somente dos benefícios econômicos diretos recebidos pelo

consumidor. Esses benefícios podem ser definidos em dois componentes principais, quais sejam:

1. Redução dos gastos com energia no período avaliado; e

2. Redução de impostos que incidam sobre a fatura de energia. No caso da participação no programa de substituição EGTD, o consumidor foi beneficiado como vimos no Capítulo 3 das definições da Política Energética, pela redução de impostos federais, do IUEE - imposto único sobre energia elétrica para consumos inferiores a 2.000 kWh mês ou do EC - Empréstimo Compulsório para consumos superiores a 2.000 kWh mês. O valor considerado é resultado da diferença entre o imposto sem redução e o imposto reduzido.

4.3.1.2 Custos

Os custos da substituição referem-se aos custos diretos realizados pelo consumidor para participar do programa de substituição, quais sejam:

1. Custo do(s) equipamento(s) elétrico(s), incluindo os custos de instalação, custos referentes a possíveis mudanças na instalação elétrica interna do consumidor e os custos referentes a contribuição financeira do consumidor em eventuais investimentos na rede elétrica para atendimento à nova carga elétrica decorrente da substituição.

2. Custos operacionais e mão-de-obra, considerado neste caso, a diferença entre o custo para operar o sistema atual e o anterior.

Nota: Embora o valor do empréstimo compulsório tenha sido considerado diretamente na tarifa, na verdade esse valor não representa a despesa efetiva do consumidor, foi considerado apenas para efeito de simplificação. O correto seria calcular o deságio entre os juros imbutidos no resgate do empréstimo e os juros de mercado para se obter um empréstimo equivalente.

4.3.2 Exemplos de Aplicação da Metodologia de Análise Custo-Benefício

Apresenta-se a seguir 2 exemplos de substituições energéticas, realizadas com fornecimento de EGTD, a partir de dados de consumo e investimento extraídos de estudo desenvolvido pelo DNAEE (DNAEE, Benefícios Tarifários, 1983).

Exemplo 1 - Análise Custo-Benefício de um Estudo de Caso de Substituição de Caldeira a Óleo por Elétrica (sem investimento na rede elétrica).

a) Preços dos Energéticos em US\$ (base: fevereiro 83)

- Energia Elétrica modalidade EGTD = US\$ 0,00546/kWh
- Empréstimo Compulsório reduzido = US\$ 0,00334/kWh
- Empréstimo Compulsório sem redução = US\$ 0,0146/kWh
- Óleo Combustível = US\$ 0,168/kg
- (1 US\$ = Cr\$ 280,09)

b) Dados de Consumo das Caldeiras

- Consumo Anual de Óleo BPF = 7.650 toneladas
- Despesa Anual com Óleo BPF = US\$ 1.283.700
- Potência Caldeira elétrica = 11.470 kW
- Contrato Anual EGTD = 6.000 horas
- Consumo Anual de EGTD = 68.820 MWh
- Despesa Anual com EGTD = US\$ 606.150

a) Redução Anual dos Gastos com Energia:

- Redução Anual das Despesas com Energia = US\$ 677.400
- Redução Anual do Empréstimo Compulsório aplicado sobre energia elétrica = US\$ 696.500

d) Investimentos

- Investimentos na caldeira elétrica incluindo frete e instalação = US\$ 302.000

e) Notas Explicativas:

e.1) Existe capacidade elétrica instalada disponível para atender a potência adicional, portanto, não foi considerado nenhum custo de investimento em subestação.

e.2) Prazos de fabricação da caldeira de 6 a 9 meses, prazo de montagem 30 dias.

e.3) Não foram consideradas as diferenças entre as despesas com mão-de-obra entre o sistema atual e o anterior. Porém, é de conhecimento geral que a operação de uma caldeira elétrica é menos dispendiosa.

e.4) A vida útil da caldeira é de 25 anos, porém para efeito da análise custo-benefício, vamos considerar que a depreciação ocorra dentro do período de duração do programa de substituição ou da data de instalação da caldeira elétrica até o término do programa. No caso em análise, consideraremos 3,5 anos, supondo que o consumidor tenha ligado a caldeira em julho de 1983 e utilize os benefícios do programa até o seu final em dezembro de 1986.

f) Cálculo do Custo-Benefício:

f.1) Adaptação da fórmula original:

$$B = \sum_{i=1}^N \frac{\Delta i}{(1 + td)^i}$$

$$C = \sum_{i=1}^N \frac{C_i}{(1+td)^i}$$

onde:

$$\Delta i = \Delta E e_i + \Delta l e_i$$

$$\Delta E e_i = [(C E e_i * P^{EGTD})] - [(C C_{BPF_i} * P^{BPF})]$$

Δi = Diferença entre gasto anual com energia elétrica e gasto anual com óleo BPF e redução do empréstimo compulsório.

$\Delta E e_i$ = Diferença entre gasto anual com energia elétrica e gasto anual com óleo BPF.

$\Delta l e_i$ = Redução do empréstimo compulsório.

Exemplo 1:

$$C e e g t d_1 = \text{US\$ } 606.150$$

$$C C b p f_1 = \text{US\$ } 1.283.700$$

$$\Delta E_1 = \text{US\$ } 677.400$$

$$\Delta l e g t d_1 = \text{US\$ } 517.556$$

$$\Delta_1 = \text{US\$ } 1.194.956$$

td = 0,06 ao ano (poupança)

$$N = 3,5 \text{ anos}$$

1º CASO - Incluindo redução do empréstimo compulsório nos benefícios

$$B \text{ total} = \text{US\$ } 3.366.698$$

$$C \text{ total} = \text{US\$ } 246.283$$

$$B - C = \text{US\$ } 3.120.415$$

$$B/C = 13,7$$

2° CASO - Excluindo redução do empréstimo compulsório dos benefícios

B total = US\$ 1.933.487

C total = US\$ 246.283

B - C = US\$ 1.687.204

B/C = 7,8

Exemplo 2 - Análise Custo-Benefício de um Estudo de Caso de Substituição de Caldeira a Óleo por Elétrica (com investimento em subestação, incluindo mão-de-obra e instalação).

Observação: Serão mantidos os mesmos dados utilizados no exemplo 1, acrescentando à componente custos os investimentos em subestação incluindo mão-de-obra para instalação no valor de US 557.670.

∴ C total = 701.067

Assim, B - C = US\$ 1.232.420

B/C = 2,8

Para uma taxa de desconto de 10% os resultados seriam os seguintes:

Exemplo 1 - 1° Caso (incluindo redução do empréstimo compulsório)

B - C = US\$ 2.957.353

B/C = 13,7

Exemplo 1 - 2° CASO (excluindo redução do empréstimo compulsório)

B - C = US\$ 1.482.063

B/C = 7,8

g) Análise dos Resultados

Embora se tenha mantido os preços constantes durante toda a duração do programa e considerado apenas os investimentos no equipamento elétrico e redução de gastos de energia, os resultados demonstram que a substituição proposta é extremamente vantajosa para o consumidor.

Os benefícios foram superiores em mais de 13 vezes os custos incorridos pelo consumidor quando incluímos a redução do empréstimo compulsório, conforme sugere a metodologia original e alcançaram quase 8 vezes os custos, quando excluimos dos benefícios do participante do programa de substituição a redução do empréstimo compulsório.

4.4 Benefícios Resultantes do Programa EGTD

Admitindo que o setor elétrico tivesse mercado para colocar todo o excedente de energia verificado no início dos anos 80, com tarifas normais, o faturamento desse excedente, segundo nossas estimativas, em dólares de fevereiro de 1983, teria totalizado de 1983 a 1986, aproximadamente US\$ 726,7 milhões (Tabela 86). Contudo, os benefícios dados pelo setor elétrico na forma de incentivos tarifários pelas estimativas realizadas neste trabalho, alcançaram no mesmo período, de 1983 a 1986, US\$ 565,6 milhões (Tabela 85), representando 77,8% do faturamento com tarifa normal.

Considerando que para produzir e comercializar os excedentes de energia elétrica seria necessário mercado e que o grande potencial de mercado a ser conquistado era do óleo combustível, que durante anos foi fornecido sem problemas de suprimento e a preços baixos, a política de preços para o setor energético (preços elevados para os derivados de petróleo e baixos para energia elétrica) não poderia deixar o consumidor em dúvida, a substituição deveria ser viabilizada com enormes vantagens, como pode-se verificar na análise custo benefício realizada neste trabalho.

Conquistar mercado ainda que a custos desfavoráveis, estava implícito nas metas do Plano 95 (Eletrobrás, 1979). Contudo, os preços foram extremamente baixos que viabilizaram inclusive, as substituições energéticas que visam apenas a troca do combustível, que atingiram pelas estimativas realizadas neste trabalho, aproximadamente 920 MW, da potência contratada de EGTD e pesquisada pelo CODI, dos quais 45% aproximadamente, permaneceram no sistema elétrico como ETST (Programa Eletrotermia, DNAEE, 1984). Se os benefícios da EGTD tivessem sido menos generosos, pelas analisadas realizadas no decorrer deste Capítulo 4, há indicativos de que as substituições que não permitissem ganhos de eficiência energética, não se viabilizariam.

Neste caso, teriam se realizado apenas as substituições energéticas-tecnológicas que segundo as estimativas deste trabalho, alcançaram aproximadamente 800 MW ou 47% da potência considerada nas análises do CODI (Inventário EGTD,1986), o que representa um número bastante expressivo, superior às expectativas do Programa Eletrotermia (DNAEE,1984). A vantagem das substituições energéticas-tecnológicas para o setor elétrico é que as cargas correspondentes, permaneceriam em definitivo no sistema como cativas a preços de energia normais. Para o setor energético, a vantagem seria o próprio sinergismo proporcionado no processo, reduzindo o consumo final de energia.

Para realizar a estimativa dos benefícios foram feitas as seguintes suposições:

1. Distribuição do consumo anual em GWh (Tabela 81), para os diversos níveis de Tensão (A1, A2, A3 e A4) conforme resultado obtido no Inventário EGTD e mostrado na Tabela 75 do inventário da EGTD (CODI, 1986).
2. Atendimento EGTD, para A1, A2 e A3 em contratos de 6.000 horas anuais. Enquanto para o nível de tensão A4, admitiu-se que 18% foi atendido por contratos de 3.000 horas anuais e 82% com contratos de 6.000 horas, conforme resultado obtido no Inventário EGTD (Tabela 64)(CODI,1986).
3. Tarifas médias para energia firme com fator de carga correspondente ao uso de 6.000 horas ano (68,5%) e para EGTD, correspondente ao uso de 6.000 horas e 3.000 horas ano, a preços de fevereiro de 1983, incluindo a taxa do dólar, conforme Tabelas 83 e 84.

Nota:

- a devolução do empréstimo compulsório embutia juros, estabelecidos por lei. Portanto, para cálculo dos benefícios seria necessário considerar apenas o deságio entre os juros embutidos no resgate do empréstimo e os juros de mercado para obtenção de um empréstimo equivalente, dada as dificuldades para elaboração desse cálculo, optou-se pela não incorporação do empréstimo compulsório.

TABELA 79 - Consumo de Energia - EGTD

ANO	GWh
1983	1376,0
1984	6521,0
1985	9743,9
1986	6978,9

Fonte: Plano Decenal 1991-2000, MME e Eletrobrás, 1991

TABELA 80 - Distribuição (%) da Carga Contratada por Nível de Tensão

Nível de Tensão	(%)
A 1 (230 kV ou mais)	3,0
A2 (138 a 88 kV)	45,0
A 3 (69 a 20 kV)	8,0
A 4 (13,8 a 2,3 kV)	44,0

Fonte: CODI, Inventário EGTD, 1986

TABELA 81 - Distribuição do Consumo por Nível de Tensão (GWh)

ANO	A 1	A 2	A 3	A 4
1983	41	620	110	605
1984	196	2934	522	2869
1985	292	4385	779	4287
1986	209	3140	558	3071

Fonte: Plano Decenal 1991-2000, MME, Eletrobrás, 1986

TABELA 82 - Distribuição carga de EGTD em A4 por tipo de Contrato

ANO	3000horas/ano(GWh)	6000horas/ano(GWh)
1983	109	496
1984	516	2352
1985	772	3515
1986	553	2518

Fonte: Plano Decenal 1991-2000, MME, Eletrobrás, 1991 e CODI, Inventário EGTD, 1986

TABELA 83 - Tarifa Média - Mills / kWh (Fator de Carga = 68,5 %) sem Empréstimo Compulsório

Sub-Grupo	Tarifa Normal	Tarifa EGTD	Diferença
A 1	22,33	5,46	16,87
A 2	24,41	5,46	18,95
A 3	28,38	5,46	22,92
A 4	33,40	5,46	27,94

Fonte: DNAEE, Benefícios Tarifários , fevereiro, 1983

TABELA 84 - Tarifa Média - Sub-Grupo A4 (Fator de carga = 30 %) sem Empréstimo Compulsório

Tarifa Normal	44,50 mills/kVh
Tarifa EGTD	12,47 mills/kVh
Diferença	32,03 mills/kVh

Fonte: DNAEE, Benefícios Tarifários , fevereiro,1983

TABELA 85 - Benefícios Resultantes do Programa EGTD sem Empréstimo Compulsório em 1000 US\$

ANO	A 1	A 2	A 3	A 4	Total
1983	0,7	11.743,0	2.523,0	17.349,0	31.615,7
1984	3,7	55.570,0	11.975,0	82.242,0	149.790,7
1985	4,9	83.052,0	17.870,0	122.936,0	223.862,9
1986	3,5	59.472,0	12.800,0	88.065,0	160.340,5
Total	12,8	209837,0	45168,0	310.592,0	565.609,8

Fonte: Cálculos nossos a partir de dados do Inventário EGTD(CODI,1986) e 1 US\$ = 280,09 (preço de fevereiro/83),DNAEE,fevereiro,1983

TABELA 86 - Faturamento EGTD com Tarifas Normais em 1000 US\$ sem Empréstimo Compulsório

ANO	A 1	A 2	A 3	A 4	Total
1983	915,0	15.134,0	3.122,0	21.416,0	40.587,0
1984	4.377,0	71.619,0	14.814,0	101.519,0	192.329,0
1985	6.520,0	107.038,0	22.108,0	152.255,0	287.921,0
1986	4.667,0	76.647,0	15.836,0	108.709,0	205.859,0
Total	16.479,0	270.438,0	55.880,0	383.899,0	726.696,0

Fonte: Cálculos nossos a partir de informações do Inventário EGTD(CODI,1986) e 1US\$ = 280,09 (preço de fevereiro/83)-DNAEE,fevereiro, 83

4.5 Impactos das cargas de EGTD no Sistema Elétrico e no Preço Médio de Comercialização das Concessionárias

A ampliação do mercado de energia elétrica no início dos anos 80, mencionado no item 4.2, foi possibilitada pelas grandes sobras de energia verificadas no período. Esses excedentes de energia elétrica foram comercializados a preços até 5 vezes inferiores aos preços normais de energia, conforme cálculos elaborados nesta dissertação e citados no Plano 2010 (Eletrobrás).

O Programa Eletrotermia elaborado a partir da Portaria DNAEE nº140, de novembro de 1983, no auge do Programa EGTD, já analisava e comentava os seus resultados, destacando os impactos de ordem técnica no sistema de distribuição, como queda na qualidade de geração e afirmando que o fornecimento de EGTD, teria afetado toda a sociedade (DNAEE, Programa Eletrotermia, 1984). Para evitar problemas semelhantes no futuro, o Programa Eletrotermia, estabeleceu as diretrizes e políticas para venda da modalidade denominada Energia Temporária de Substituição - ETST que viria substituir a EGTD, estabelecendo critérios para avaliar a disponibilidade de energia para comercialização e desenvolvendo estudos para avaliar a sensibilidade econômica do mercado de substituição, conforme exposto no item 3.3.

Através dos estudos de sensibilidade econômica, concluiu-se que para uma tarifa A4 (de 13,8 a 2,3 kV), considerada a mais elevada da categoria industrial, sem nenhum benefício, a comercialização da ETST seria de 62% do total de disponibilidade prevista para o período 1985/1989. Para um percentual de benefício de 10%, em três anos, seriam comercializados 10,9% a mais de energia, para benefícios de 20%, quase 25% a mais (Programa Eletrotermia, Módulo 6, DNAEE, 1984).

Avaliando esses resultados, os autores do Programa Eletrotermia acabaram por concluir, que a comercialização de toda a energia a ser disponibilizada em ETST, poderia ser realizada apenas com a concessão de benefícios temporários(Programa Eletrotermia, Módulo 6, DNAEE, 1984).

Considerando que o mercado de substituição avaliado pelo Programa Eletrotermia em 1983/84, fazia parte do mercado que estava sendo atendido pelo Programa EGTD, as conclusões desse estudo, poderiam ser transpostas para o Programa EGTD.

Diante disso, pode-se afirmar que os enormes benefícios proporcionados pelo programa EGTD, calculados com base nos dados do Inventário EGTD (CODI,1986), poderiam ter sido menores ou concedidos por períodos mais curtos.

A energia elétrica comercializada a preços baixos, compatíveis com o risco de atendimento, no caso das interruptíveis, se, comercializadas a preços que cobrissem os custos incorridos no seu atendimento, há indicativos nas análises efetuadas, que viabilizariam as substituições que apresentavam altos indicadores de eficiência energética, através de alterações tecnológicas nos processos produtivos.

Contudo, devido os grandes benefícios da EGTD, como verifica-se no item 4.4, foi possível viabilizar inclusive, as substituições com que registravam baixos ganhos de eficiência energética, como por exemplo, as substituições de geradores de vapor, promovida por grandes consumidores atendidas em A1, A2 e A3. Essas cargas representaram 53% da carga contratada em EGTD e pesquisada pelo CODI em 1986.

O atendimento a essas grandes cargas em geral, acarretava grandes investimentos por parte das concessionárias, necessários inclusive, para

manter a qualidade de atendimento do sistema elétrico. Essa situação indicava que os excedentes de capacidade de geração elétrica verificados a partir dos anos 80, não guardava relação com a capacidade de atendimento do sistema de transmissão e distribuição.

No Estado de São Paulo, onde se localizaram 70% das cargas em EGTD (CODI,1986) eram conhecidos os problemas existentes no sistema de distribuição, de transmissão e de transformação de energia nas áreas de concessão das maiores distribuidoras de energia do estado, a ELETROPAULO e a CPFL.

“Até 1979, a LIGHT, detentora do Sub-Sistema São Paulo, manteve um nível de investimentos da ordem de US\$ 150 milhões, destinados à Transformação e Distribuição de energia, em conformidade com planos plurianuais que permitiam antecipar providências para sua efetiva realização, a exemplo da encomenda de grandes equipamentos e terrenos ... Com a aquisição da LIGHT pela Eletrobrás (1980) e, posteriormente, o desmembramento do Sub-Sistema Paulista pelo Governo do Estado de São Paulo (1981), o programa de investimentos foi drasticamente descontinuado ... função dos elevados encargos da dívida existente, aliado ao fato de se ter dado relativa prioridade aos investimentos no Sub-Sistema do Rio de Janeiro ... Durante o período de 1980/82, a queda no consumo real evitou, na prática, conseqüências mais sérias no atendimento da vital área de concessão da Empresa, cujo sistema se encontra, reconhecidamente, em precárias condições em numerosos setores e regiões... esforço da empresa em atender, prioritariamente, a área de Distribuição, mantendo, forçosamente, um baixo nível de inversões no Sistema de Transformação e Transmissão, agravando o desempenho deste, já substancialmente sobrecarregado” (Relatório Administração Unificada CESP/CPFL/ELETROPAULO, 1983)

Em relação à área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, a situação não era diferente conforme cita o referido relatório:

“A partir de 1979, os investimentos sob a responsabilidade da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, em termos reais vêm sendo reduzidos, de tal forma que os níveis atualmente permitidos representem o mínimo necessário para atender apenas a ligação de novos consumidores.

Dada essa baixa capacidade de investimentos, que mal superaram as quotas de reintegração - depreciação, do próprio ano, a confiabilidade e flexibilidade do sistema elétrico da CPFL passam a ficar seriamente comprometidos, além de que a utilização dos equipamentos e instalações em regime de sobrecarga causará uma diminuição da sua vida útil, antecipando os investimentos para a reposição.

Em decorrência dessa situação conjuntural a empresa passou a investir somente para atender quantitativamente o crescimento vegetativo de seu mercado consumidor. Deixou-se de investir na qualidade dos serviços reduzindo-se a confiabilidade e os níveis de tensão do suprimento. O efeito desses cortes de investimentos para manter os requisitos mínimos de qualidade se fará sentir com maior intensidade a médio prazo, a medida que se for exaurindo a reserva técnica do sistema. ...

A empresa não vem investindo na reposição dos equipamentos e instalações do seu sistema, sendo que em termos de linhas de transmissão ¼ do total, representando cerca de 1.280 km, tem 25 ou mais anos de operação e em termos de transformadores de subestações 35% dos equipamentos tem 25 ou mais anos de operação, ou seja, estão no fim de sua vida útil”(Relatório Administração Unificada CESP/CPFL/ELETROPAULO, 1983).

Na verdade essa situação de sub-investimento no setor de distribuição de energia elétrica, persistia desde os anos em que os recursos podiam ser obtidos com menos dificuldades: “O crescimento das aplicações em geração e transmissão foi sempre superior ao da distribuição. Os investimentos em geração e transmissão, em 1977, foram 4,1 vezes maiores que os de 1966, ao passo que os investimentos em distribuição cresceram, no mesmo período, apenas 2,3 vezes. Essa alocação desigual de recursos pode estar levando o setor elétrico a correr sérios riscos a curto e médio prazos. De um lado, a geração e transmissão, amparada por forte esquema financeiro, desenvolvem atividades de produção e transmissão a longa distância, em padrões internacionais, com utilização dos mais sofisticados processos tecnológicos conhecidos e visando a um melhor nível de eficiência e segurança nesta área; de outro lado, a subtransmissão e a distribuição têm pouco poder de expansão, inovação e modernização de instalações e equipamentos , o que pode estar levando a área de atendimento ao consumidor a um grande deterioramento com sensíveis prejuízos na segurança e qualidade dos serviços” (Eletrobrás, Sistemas de Geração, Transportes e Distribuição de Energia Elétrica, Diagnóstico das Principais Dificuldades Financeira, 1979).

Num primeiro momento o atendimento a carga de EGTD, levou a uma necessidade de antecipação dos investimentos em distribuição.

“Na CPFL, os consumidores de EGTD, particularmente na tensão de distribuição (até 15 kV) são atendidos utilizando a reserva de capacidade existente no sistema ... Isto, certamente, fará com que os investimentos previstos para médio e longo prazos, tenham que ser antecipados para curto prazo, ...” (Análise Econômico-Financeira - Relatório, 1983, Administração Unificada CESP/CPFL/ELETROPAULO).

Num segundo momento, esses novos consumidores e novos consumos incorporados via tarifas especiais, sem pagamento da componente demanda

permanente), provocariam uma antecipação dos investimentos na geração de energia elétrica, decorrentes principalmente, da necessidade de aumento de capacidade para atender a ponta de carga do sistema, como observa o CODI nas recomendações do Inventário da EGTD (CODI, 1986).

Dada a escassez de recursos próprios para investir em distribuição e transmissão para atender as cargas de EGTD, as empresas concessionárias, teriam tido que recorrer a terceiros, realizando empréstimos internos ou externos.

Devido a estrutura tarifária vigente na época, onde as tarifas eram fixadas sob o critério de serviço pelo custo e regulamentadas por legislação especial, um aumento de tarifas ou uma re-adequação tarifária, que em princípio, seria uma proposta de solução para obtenção dos recursos necessários em distribuição e transmissão, requeridos pelas novas cargas de EGTD, poderia significar uma transferência de recursos das concessionárias para a área Federal, dependendo da taxa de remuneração a ser obtida pela empresa. Para melhor entendimento, introduz-se parte da legislação inerente à essa questão.

Com a justificativa de manter o equilíbrio econômico-financeiro do setor, o governo fixou, através do decreto-lei 3.128, de 19/03/41, fixou em 10%, a taxa remuneração do investimento. Essa taxa sofreu algumas modificações via novos decretos-lei. O de número 5.655 de 20/05/71, dispôs que a taxa de remuneração legal dos investimentos seria de 10% a 12% a critério do Poder Concedente (DNAEE).

Em dezembro de 1974, através do decreto-lei 1.383, o Governo reformulou a estrutura tarifária vigente, implantando a equalização tarifária, com o objetivo de chegar a um único preço para todos os consumidores de energia elétrica atendidos nos mesmos grupos de tensão, em todo o território nacional.

Para compensar os ganhos ou as perdas das empresas com a equalização tarifária, criou-se através do artigo primeiro desse mesmo decreto, um mecanismo de transferência de recursos entre as empresas, que foi a Reserva Global de Garantia - RGG, sendo os repasses administrados pelo DNAEE. A partir desse mecanismo, a remuneração dos investimentos das concessionárias deveria alcançar 10% ao ano. A RGG foi a ferramenta utilizada pelo Governo para complementar a receita operacional das empresas menos rentáveis, visando garantir a remuneração mínima de 10%. Se uma empresa do setor não atingisse a taxa de remuneração legal do investimento, ela teria direito a receber uma complementação, correspondente à diferença entre a remuneração obtida e a remuneração legal, se por lado, ultrapassasse a referida taxa, ela seria obrigada a recolher essa diferença para o DNAEE. Esse resultado para efeito contábil era apropriado na Conta de Resultado a Compensar (CRC).

Goldemberg em 1983, assim se manifesta sobre essa questão:

“Esse ‘modelo’ tarifário funcionou bastante bem até 1977 apenas para as concessionárias distribuidoras de eletricidade, gerando recursos suficientes para o auto-financiamento do sistema elétrico, mas passou a apresentar sérias dificuldades nos anos recentes, como se pode apreciar na Tabela 1, que mostra, a título de exemplo, a taxa de remuneração da LIGHT e das empresas de energia do Estado de São Paulo”(GOLDEMBERG, J, 1983).

TABELA 1 - Taxas de Remuneração Real (%)

ANOS	LIGHT (1)	CESP	CPFL
1971	11,27	7,60	9,98
1972	14,51	9,10	15,71
1973	12,85	8,80	14,60
1974	9,14	11,80	11,85
1975	14,92	10,70	14,69
1976	12,59	12,80	10,42
1977	11,80	11,30	11,84
1978	7,90	8,30	8,64
1979	8,00	6,80	7,80
1980	7,80	6,20	11,90
1981	9,00	8,00	10,25
1982	7,8	6,55	7,2
1983(2)	3 a 3,5	3 a 3,5	3 a 3,5

(1) ELETROPAULO a partir de 1981

(2) Taxa considerada pelo DNAEE como média do setor

Esse modelo tarifário acrescenta: “nunca foi plenamente adequado, contudo, para cobrir os investimentos realizados em obras de geração que apresentam custos elevados e longo período de construção. Para financiar estas obras as empresas tiveram que recorrer a recursos do Tesouro, tal como se verificou com a CESP, no Estado de São Paulo, até 1977, ou a empréstimos externos. ...

Convém ressaltar que mesmo que as tarifas sejam elevadas para níveis que permitam atingir a taxa mínima legal de remuneração (10%), os recursos formados não serão suficientes para financiar a expansão do sistema gerador

porque os encargos das dívidas contraídas pelo setor absorverão grande parte desses recursos” (GOLDEMBERG, J, 1983).

A situação de insuficiência de remuneração tornou-se mais grave em 1981, quando através do decreto-lei 1.849 o Governo estabeleceu como taxa de remuneração do investimento a remuneração média do setor, revogando a legislação anterior que garantia a remuneração mínima de 10%.

Considerando toda a estrutura tarifária citada e vigente à época, um aumento de tarifas poderia elevar a remuneração das concessionárias acima da remuneração média do setor o resultaria em transferência de recursos, via RGG, para o Governo Federal.

Tomando a potência contratada em EGTD entre junho de 1982 a março de 1983 pela CESP, CPFL e ELETROPAULO¹ de aproximadamente 600 MW, dos quais 180 MW e admitindo que houvesse mercado para essa potência em energia firme no período considerado, as empresas concessionárias responsáveis por essa carga, teriam um adicional de receita em um ano, de aproximadamente 71,2 milhões de dólares, a preços de fevereiro de 1983, diferença entre o faturamento em energia firme e EGTD².

Considerando que as taxas de remuneração real das três empresas em 1983, foram de CESP 5,1%, CPFL 3,5% e ELETROPAULO 5,2% e a remuneração média do setor naquele ano, foi de 5,0%, portanto, apenas a CPFL ficou com remuneração abaixo da média do setor e, portanto, em condições de manter parte dos recursos provenientes da receita adicional, em seus cofres. A CESP e a ELETROPAULO que obtiveram taxas de

¹ Dados publicados pela Revista Eletrotermia, Coletânea de palestras apresentadas no II Seminário de Eletrotermia, São Paulo - 21,22 e 23 de junho de 1983.

² Cálculos realizados com base no preço médio da energia firme e de EGTD de fevereiro/83, conforme publicação do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica de fevereiro de 1983.

remuneração superiores a do setor, qualquer receita adicional significaria recolhimento à RGG.

Sendo assim, mesmo que a EGTD fosse viabilizada a preços de energia firme, o adicional de receita não se transformaria necessariamente em recursos para as concessionárias.

Se por um lado a proposta de solução para a escassez de recursos das empresas, não estava necessariamente no aumento de tarifas, por outro lado, o setor continuava em prejuízo com as vendas da EGTD com tarifas de energia interruptível ancoradas na energia firme.

Através de estudo realizado pela CESP - Companhia Energética de São Paulo, para o primeiro semestre de 1984 (CESP, 1984) verifica-se a ocorrência de queda real da tarifa média com a incorporação das vendas de EGTD, como mostra a Tabela 87.

TABELA 87 - FATURAMENTO DE EGTD SOBRE ENERGIA FIRME

MESES	kWh Faturado			US\$(1)		
	EGTD	Energia firme	%	EGTD	Energia Firme	%
JANEIRO	28.153	405.519	6,94	89.733	7.023.410	1,28
FEVEREIRO	52.194	402.834	12,96	212.184	8.477.902	2,51
MARÇO	53.363	429.621	12,42	221.145	10.070.762	2,20
ABRIL	55.019	394.679	13,94	228.631	8.814.636	2,59
MAIO	61.495	398.977	15,41	304.127	10.271.815	2,96
JUNHO	59.601	413.044	14,43	491.389	20.895.009	2,35

Fonte: Análise Comparativa do Fornecimento de EGTD, 1983/1984 - Departamento Comercial, Divisão de Relações Comerciais, Setor de Serviços ao Cliente da CESP.

(1) US\$ Comercial Médio - Taxa de Venda (1 US\$ = 1.645.200)

A partir dos dados de faturamento mostrados na Tabela 87, verifica-se que o preço médio do faturamento total do semestre, incluindo a EGTD, foi de US\$ 21,30/kWh, enquanto o faturamento em energia firme, excluindo a EGTD, seria de US\$ 23,45/kWh, o que representa uma redução de 9,2%.

Contudo, em termos absolutos o mercado de EGTD, possibilitou uma produção adicional de energia, que de outra forma seria vertida pelo sistema, gerando conseqüentemente um valor de receita adicional. Esse fato pode ser constatado pelos resultados do Inventário EGTD(CODI, 1986), apresentados na Tabela 70, mostrando os índices de crescimento do faturamento, relacionado ao fornecimento da EGTD. Em São Paulo, esse índice para as três empresas estatais CESP/ELETRIPAULO/CPFL, alcançou nos anos 1983, 1984 e 1985, 1,0%, 5,72% e 4,45% respectivamente.

Cabe ainda uma distinção entre as concessionárias de energia preponderantemente distribuidoras e as geradoras. Pela caracterização legal dada à EGTD como energia secundária, a tarifa de suprimento também tinha um tratamento especial, representando apenas um terço da tarifa básica de suprimento.

5. SÍNTESE, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 SÍNTESE

Os levantamentos de dados e análises processadas no decorrer deste estudo, com o objetivo de avaliar as origens e destino dos excedentes de energia elétrica comercializados na primeira metade da década de 80, permitiram uma reflexão abrangente sobre aspectos relevantes da política energética global, adotada a partir da década de 70.

As decisões de governo de 1974, formuladas no II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento no final da fase expansionista da economia brasileira iniciada em 1967, denominado o período do "milagre econômico brasileiro", partiu da identificação dos problemas que afetavam particularmente o desenvolvimento da economia nacional, como atraso no setor de bens de produção e alimentos, forte dependência externa do petróleo, etc.

O Governo pretendia solucionar esses problemas característicos do subdesenvolvimento e simultaneamente atingir metas econômicas consideradas muito ambiciosas, principalmente num momento em que a economia mundial procurava se ajustar à nova conjuntura econômica estabelecida após o primeiro choque externo do petróleo em 1973, enfrentando por essa razão, a pior recessão desde os anos 30.

As metas do II PND para o PIB era de crescimento a uma taxa de 10% ao ano e para o Produto Industrial, de 12% ao ano, no período de 1974 a 1979. Para as exportações esperava-se para o mesmo período que crescessem duas vezes e meia em volume.

Pretendia-se ainda aumentar significativamente a produção interna de petróleo e a capacidade de geração de energia hidrelétrica, desenvolver o transporte ferroviário e o sistema de telecomunicações, realizar um amplo programa de eletrificação rural, de irrigação, construir armazéns e centrais de abastecimento. Neste mesmo ambiente foi gestado o Programa Nuclear (Acordo Brasil-Alemanha) que além de se constituir numa alternativa energética, atendia ambições e aspirações militares de inserção hegemônica do País no cenário internacional.

A implementação de um programa de substituição de importações acelerada, no setor de bens de capital e insumos básicos (química pesada, siderurgia, metais não ferrosos e minerais não metálicos) e o desenvolvimento de grandes projetos de matérias-primas (celulose, ferro, alumínio e aço), etc. eram, também, metas integrantes do II PND.

As decisões de 1974, tinham como objetivo manter as taxas de crescimento do País verificadas nos anos anteriores entre 1967 e 1973, não provocando assim uma crise conjuntural cujo efeito na avaliação do governo, poderia ser dramático, tendo como consequência principal, o descrédito do capital nacional para atender a futuras chamadas de investimento (CASTRO e SOUZA, 1985).

A lógica econômica para as decisões de 1974, se prendiam ao fato de que parte preponderante dos investimentos do “período do milagre” estavam por realizar, uma contenção do crescimento naquele momento, poderia culminar numa fantástica capacidade ociosa. Associado a isso, sobravam petrodólares

no mundo. Optou-se portanto, pela política de grandes obras, entre as quais as hidrelétricas de longo prazo de maturação, com possibilidade de refletir na capacidade instalada de geração, apenas na década 80.

Os requisitos de energia elétrica estabelecidos nos planos a partir da CANAMBRA (Canambra,1967) até o Plano 95 (Eletrobrás, 1979) último analisado neste trabalho, se ressentiam de dois problemas, as próprias falhas na elaboração das previsões e as decisões de investimentos de Governo sem grande embasamento técnico. Quanto ao primeiro tipo de problema pode se observar uma evolução na metodologia para desenvolvimento dos estudos de mercado que além de se basearem nas tendências históricas de consumo, passou a incorporar a evolução previstas, de algumas variáveis macroeconômicas como o PIB, o Produto Industrial e o crescimento demográfico.

A utilização de séries históricas de consumo de energia elétrica e de dados históricos de variáveis macroeconômicas, tornavam os estudos de mercado pouco permeáveis às mudanças de rumo da economia. Os requisitos de potência (capacidade em máquinas) estabelecidos pelos planos analisados, ficaram abaixo da capacidade instalada nominal, indicando que muitas obras hidrelétricas foram fruto das altas taxas da "safra do milagre"(CASTRO e SOUZA,1985), ou talvez tenham sido executadas para atender a interesses de empreiteiras e fabricantes de equipamentos com capacidade ociosa.

Desde o estudo elaborado pela CANAMBRA (Canambra, 1967) de 1963 a 1966, até o Plano 95 realizado pelo Eletrobrás em 1979, por dúvidas em relação a base de dados utilizada, histórico de consumo, variáveis econômicas muitas vezes superestimadas, os planejadores recomendavam revisões periódicas. Contudo, nem sempre, essas revisões eram incorporadas aos planos de obras em andamento, por não serem processadas em tempo hábil ou ainda, pela inviabilidade econômica, pois muitas vezes o custo de

paralisação de uma grande obra hidrelétrica, pode ser maior que o da decisão pela sua continuidade.

Concomitantemente, ao II PND, em 1974, a Eletrobrás, elaborava o Plano 90, que ratificou as suas metas para o PIB e o Produto Industrial, para o período 1974 a 1979, sendo que algumas obras hidrelétricas consideradas no II PND, não foram, contudo, incluídas no Plano de Obras do Plano 90, por falta de projetos específicos.

Os reflexos da opção de governo em 1974, já se faziam sentir em 1976, quando o II PND começou a apresentar sinais de desaceleração em função principalmente, da adoção de políticas antinflacionárias de natureza contencionista. Essa situação foi agravada pela significativa elevação da relação capital-produto e dos prazos de maturação dos grandes projetos em geração de energia elétrica, na siderurgia e outros (SERRA, J., 1982).

Ao final de 1978, a economia se apresentava bastante vulnerável a novos choques externos. No biênio seguinte, apesar de se constatar um aumento da capacidade produtiva brasileira, resultante da política de grandes obras, constatava-se também, que parte dos grandes projetos não estavam ainda concluídos e necessitavam grandes fluxos de recursos (SERRA, J., 1982).

Neste contexto, a inflação e o desequilíbrio externo se agravaram notavelmente. Parcela desse agravamento coube ao novo choque externo do petróleo em 1979, quando o barril de petróleo passou de US\$ 12 em 1978 para US\$ 17 em 1979 e as despesas com a sua importação passaram a representar 50% das despesas globais com importação do país. Associado a isso, as taxas de juros internacionais passaram de 5% para 21% ao ano no mesmo período (SERRA J., 1982).

Em 1979, a Eletrobrás procedeu a revisão do Plano 90 (Eletrobrás, 1974), através do denominado Plano 95 (Eletrobrás, 1979), reduzindo as previsões de mercado do primeiro, a patamares mais adequados ao novo contexto econômico. Ainda assim, a partir de 1980, observou-se desvios entre os requisitos de energia e a carga própria de energia como vimos no item 2.6, do Capítulo 2, indicando que não foram incorporados nos estudos de mercado, os efeitos da crise econômica já anunciada em 1979.

No início da década de 80 portanto, o cenário era de recessão tanto no plano interno como internacional e para agravar a situação da economia brasileira, o barril de petróleo alcançara os US\$ 29.

Por outro lado, em decorrência da opção de investimento do Governo em 1974, associada à retração de mercado de energia elétrica, resultante da recessão econômica do início dos anos 80 e as condições hidrológicas favoráveis, constatava-se um grande excedente de energia elétrica.

A situação de desequilíbrio externo, decorrente em grande medida, da elevação dos preços do petróleo e das taxas de juros internacionais, apontava para restrições de suprimento do petróleo. Diante desse cenário as medidas para redução da dependência externa do petróleo, eram imprescindíveis e inadiáveis.

Essas medidas, contudo, foram possibilitadas pela capacidade excedente de potência elétrica. De 1970 a 1981, a capacidade instalada brasileira, evoluiu em três vezes e meia passando de 8.990 MW 29.879 MW (SIESE, 1986). A CESP - Companhia Energética de São Paulo, que respondia por 26% desta capacidade em 1981, registrou no período entre 1974 e 1981, um incremento na sua capacidade instalada de 4.367 MW, atingindo 8.128 MW, representando um acréscimo de 116%, sendo que em dezembro de 1968, sua

capacidade era de apenas 595 MW, conforme Estudo de Mercado da Companhia Geral de Eletricidade, CESP de 1972.

Contudo, substituir um energético de grande versatilidade de aplicação como o petróleo, seria necessário além de várias fontes energéticas uma política de longo prazo.

Em 1981, o Modelo Energético Brasileiro (MME, MEB, Versão II, 1981), além de realizar uma análise sobre a situação energética do País depois das crises externas do petróleo, de 1973 e de 1979, formulou as diretrizes para uma política de energia e preços para o País, visando reduzir a dependência externa do petróleo, intensificando o uso de energéticos nacionais de preferência de fonte renovável e com tecnologia nacional, estabeleceu as estratégias e metas para a substituição de cada um dos derivados de petróleo.

A gasolina deveria ser substituída por álcool e metanol no transporte individual e pela energia elétrica, no transporte coletivo através do incentivo ao uso de metrô, pré-metrô e ônibus elétrico. O óleo combustível consumido preponderantemente pela indústria, seria substituído por carvão mineral, vegetal em menor escala e pela energia elétrica. A substituição do óleo diesel utilizado no transporte de carga dependia de resultado dos estudos em desenvolvimento e, portanto, a solução viria a longo prazo. A parcela de diesel utilizada na geração de energia elétrica, contudo, seria substituída por energia de origem hidráulica. O MEB ambicionava substituir até 1985, 40.000 barris equivalentes de petróleo por dia somente na indústria.

Entre as fontes alternativas consideradas pelo MEB, algumas encontravam-se em estágio de desenvolvimento técnico. Outras, embora com tecnologia conhecida, mostravam-se economicamente inviáveis, sendo necessários subsídios para viabilizar sua comercialização. Como medida de curto prazo

recomendava-se a conservação de energia como uma das formas menos dispendiosas para enfrentar a crise energética.

Com o objetivo de implementar as diretrizes do MEB, o Governo através do MME regulamentou a criação de quatro novas modalidades de comercialização da energia elétrica excedente destinadas à substituição de energéticos importados, a EGTD, a ESNG, a EPEX e a ESBT, a preços incentivados.

A modalidade EPEX foi destinada aos consumidores industriais exportadores, a ESBT aos consumidores atendidos em baixa tensão até 600 Volts. Enquanto, a ESNG e a EGTD, comercializadas como interruptíveis, foram destinadas a consumidores industriais. No caso da ESNG, os consumidores eram obrigados a manter em reserva os equipamentos movidos pelo combustível objeto da substituição.

A ESNG de acordo com definição de Portaria, seria ofertada em períodos de hidrologia extremamente favoráveis, geralmente, entre os meses de novembro de um ano a abril do ano seguinte. A EGTD seria ofertada em períodos de hidrologia favorável. Essa diferença conceitual entre ambas se traduzia em uma significativa diferença de preços. O preço médio da EGTD em fevereiro de 1983, era de US\$ 0,00880/ kWh, enquanto da ESNG era de US\$ 0,00584/kWh (DNAEE, Benefícios Tarifários, 1983).

Do ponto de vista do planejamento da expansão do sistema elétrico, a oferta de EGTD e ESNG, dependia da oferta de uma única energia, a secundária, passível de ser produzida em sistemas hidrelétricos em quantidades e períodos variáveis, em função de afluências favoráveis ao sistema, o que evidencia que a EGTD foi ofertada como energia interruptível apenas para justificar o seu baixo preço, porém com todas as características de energia firme, com garantia de atendimento de 6.000 ou 3.000 horas ano e

com prazo de fornecimento que se estendeu de 1982 a 1986. O preço da EGTD era compatível com o risco de atendimento das energias secundárias.

A garantia de oferta de energia elétrica, tanto no planejamento da expansão quanto no planejamento da operação do sistema, era estabelecida pelo critério “determinístico”, segundo o qual, a capacidade de produção do parque gerador era determinada de modo a garantir o atendimento aos requisitos do mercado consumidor de energia elétrica sem risco de déficit.

Considerando que a disponibilidade de geração de um sistema hidrelétrico depende da disponibilidade de água que é função das vazões dos rios ligados a esse sistema e da capacidade de armazenamento de seus reservatórios, a garantia de oferta de energia elétrica somente poderia ser estabelecida de forma probabilística.

O critério determinístico estabelecia a garantia de oferta a partir de uma única seqüência de vazões naturais que era a série histórica disponível. Estudos levaram o setor elétrico a admitir a possibilidade de ocorrência de outras séries de vazões diferentes da histórica, inclusive, mais desfavorável que a pior seqüência hidrológica conhecida, acontecendo tal suposição, a oferta de energia firme, deixaria de ser totalmente garantida, passando a incorporar um risco de déficit.

Este critério além de não permitir a quantificação do risco de déficit desconsiderava, também, a possibilidade de operação conjunta dos sistemas hidráulico e térmico, o que poderia eventualmente resultar numa utilização não otimizada dos recursos.

As deficiências do critério determinístico levaram à formulação de um novo critério, o probabilístico, adotado a partir de 1986. Com a sua aplicação a garantia de suprimento de energia passou a ser dada a um determinado risco

de déficit e o conceito de energia firme para o planejamento, passa a ser de energia garantida. Essas questões, contudo, foram colocadas no Programa Eletrotermia elaborado a partir da Portaria DNAEE 140, de 28/11/83, que visava a criação de uma política adequada para substituição de derivados de petróleo a partir da eletricidade e a adoção de critérios mais justos para determinação dos preços.

A ESNG que se distinguiu da EGTD por ser sazonal e não garantida, era a modalidade mais próxima da definição de energia secundária, por não estabelecer quantidades nem tempo de fornecimento e exigir a manutenção pelo consumidor, de um sistema bi-energético.

A EGTD foi fornecida ao longo dos anos 82, 83 e 84, sem interrupção. Somente a partir de 1985, houve restrição de oferta no horário de ponta, nos meses de março, maio e agosto e sistematicamente a partir de setembro (GCOI, 1985).

Por outro lado, não há registro de algum estudo de sensibilidade econômica realizado quando da definição dos preços e benefícios para comercialização das modalidades de comercialização das energias excedentes e interruptíveis, o que impede uma avaliação do comportamento do mercado de substituição, mediante a uma suposta variação de preços e benefícios da EGTD. Contudo, a análise custo-benefício apresentada no Capítulo 4, permite afirmar que os benefícios concedidos pela EGTD viabilizaram inclusive as substituições que visavam apenas a troca de energético, consideradas de baixa eficiência energética, com indicadores de eficiência entre 900 a 1300 kcal/kwh (CESP/CNEC, 1986).

Outro indicador da economicidade proporcionada pela substituição de energéticos importados por eletricidade, foi a grande adesão ao programa EGTD, foram assinados 2.005 contratos ~~para~~ fornecimento de EGTD,

correspondendo a aproximadamente 2.200 MW de potência (CODI, Inventário EGTD, 1986).

Dessa potência, grande parte correspondente a aproximadamente 920 MW, foram realizadas apenas para troca de combustível (substituições energéticas), na maioria, para alimentar caldeiras elétricas.

As substituições tecnológicas-energéticas, alcançaram aproximadamente 800 MW da potência contratada em EGTD e pesquisada pelo CODI. Essas substituições incorporavam avanços tecnológicos nos processos produtivos e permitiam maiores ganhos de eficiência energética, apresentando indicadores de eficiência de até 6.000 kcal/kWh (CESP/CNEC, 1986).

As substituições realizadas com o fornecimento da EGTD, permitiram uma redução ou evitação do consumo de derivados de petróleo da ordem de 20.000 barris equivalentes por dia (CODI, Inventário EGTD, 1986). Admitindo o preço do barril de petróleo a US\$ 30 (Programa Eletrotermia, DNAEE, 1984) a economia de divisas diária, decorrente da redução de importação de petróleo, seria da ordem de US\$ 600 mil.

Para atender as cargas de EGTD, resultantes de circunstâncias não previstas pelo setor elétrico, as empresas concessionárias de energia elétrica, tiveram que antecipar seus investimentos em distribuição e transmissão, não apenas para atender determinadas cargas de EGTD, como também, para evitar uma queda na qualidade do atendimento do consumidor final.

No Estado de São Paulo, onde se localizaram 70% das cargas de EGTD (CODI, Inventário EGTD, 1986) eram conhecidos os problemas existentes no sistema de distribuição, transmissão de energia nas áreas de concessão das maiores distribuidoras de energia do Estado, a ELETROPAULO e a CPFL.

“Na CPFL, os consumidores de EGTD, particularmente na tensão de distribuição (até 15 kV) são atendidos utilizando a reserva de capacidade existente no sistema Isto, certamente, fará com que os investimentos previstos para médio e longo prazos, tenham que ser antecipados para curto prazo”(CESP/ELETRIPAULO/CPFL/COMGÁS, Administração Unificada, 1983).

Dada a grave situação econômico-financeira das concessionárias de energia elétrica no início dos anos 80, os recursos para os investimentos necessários em distribuição e transmissão, eram muito escassos, sendo que o para obtenção desses recursos as empresas teriam que recorrer a terceiros, realizando empréstimos internos e externos. No entanto, devido ao seu elevado grau de endividamento seria necessário buscar outras formas de financiamento, o aumento das tarifas ou a re-equalização tarifária foram consideradas.

Contudo, as tarifas elétricas e conseqüentemente a remuneração das empresas concessionárias eram fixadas pelo Governo e estavam regulamentadas em legislação especial. De acordo com essa legislação as tarifas eram fixadas sob a forma de serviço pelo custo.

A taxa de remuneração legal, sofreu algumas modificações ao longo dos anos, via decretos-lei. O de número 5.655 de 20/05/71, dispôs que a taxa seria de 10% a 12% ao ano a critério do Poder Concedente (DNAEE), revogando a anterior que era de 10%.

Se a remuneração da concessionária ultrapassasse a remuneração legal, esse excesso seria repassado ao poder concedente (DNAEE), na forma de RGG - Reserva Global de Garantia. A RGG foi a ferramenta utilizada pelo Governo para complementar a receita operacional das empresas menos rentáveis, visando que todas alcançassem no mínimo, a remuneração legal

fixada pelo Governo. Esse resultado, positivo ou negativo, para efeito contábil, era apropriado na Conta de Resultado a Compensar (CRC).

Em 1981, através do Decreto-Lei 1.849, a remuneração legal das concessionárias de energia passou a ser a taxa média verificada no setor elétrico.

Diante da política tarifária vigente e do mecanismo de transferência de recursos das empresas rentáveis para as menos rentáveis, via RGG, nem sempre, aumentar tarifas significava necessariamente, em recursos para as concessionárias.

Por outro lado, os benefícios proporcionados pelo Programa de Substituição EGTD de acordo com nossa estimativa para o período de 1983 a 1986, US\$ 565,6 milhões. Não se observou, contudo, a existência de algum mecanismo de transferência dos setores beneficiados com o Programa para o setor elétrico.

5.2 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A origem dos excedentes de potência elétrica, verificados na primeira metade dos anos 80, decorreram muito mais das decisões de investimento do governo expressas no II Plano Nacional de Desenvolvimento (1974), que de falhas nas previsões dos requisitos de potência.

Os excedentes de energia elétrica, contudo, foram verificados a partir da retração do mercado tradicional de energia elétrica (recessão dos anos 80), observados através dos desvios entre os requisitos de energia projetados para o período e a carga própria de energia do sistema, que representa o que se produziu efetivamente para atender o mercado. Associadas a essa retração do mercado de energia, as condições hidrológicas eram extremamente favoráveis. Produzir mais energia portanto, era uma questão de mercado.

Portanto, parte dos excedentes de potência que representavam a capacidade instalada em máquinas, foi consequência da opção pela política das grandes obras, do II PND (1974). Embora essa política de grandes obras tenha sido muito criticada, é difícil estabelecer sua parcela de responsabilidade na formação dos excedentes de energia.

O fato é que as empresas estatais envolvidas nesse processo, chegaram ao final da década de 70, com um enorme endividamento interno e externo e com um enorme excedente de energia elétrica. Diante desse contexto, a ampliação do mercado de energia elétrica, via tarifas especiais, representava uma possibilidade concreta de receita adicional.

Conjugado a isso, a situação de desequilíbrio externo decorrente em grande medida, da elevação dos preços do petróleo e das taxas de juros internacionais, apontava para restrições de suprimento de petróleo.

Os aumentos substanciais do preço da gasolina mantendo baixos os preços dos óleos diesel e combustível, conhecida como política de subsídios cruzados, praticada na década de 70, não se mostraram eficazes para diminuir o consumo interno de petróleo.

Assim, através do Modelo Energético Brasileiro (MEB, Versão II, 1981) o Ministério das Minas e Energia formulou as diretrizes e estratégias para substituição dos energéticos importados, com ênfase aos derivados de petróleo.

Para implementação dessa nova política energética, o Governo numa ação combinada, acabou com a política de subsídios cruzados para os derivados de petróleo, aumentando substancialmente os preços do óleo diesel e do óleo combustível e flexibilizou a comercialização da energia elétrica criando as modalidades de energia excedentes e interruptíveis, vendidas através de siglas e preços diferenciados e destinada praticamente, a uma única categoria, ou seja, o consumidor industrial, usuário de energéticos importados.

A curto prazo, a decisão de Governo de 1981, de substituir os energéticos importados por eletricidade, utilizando os recursos elétricos que de outra maneira ficariam ociosos, foi oportuna e correta.

Com essa política, o Governo reduzia o consumo de petróleo, reduzindo conseqüentemente, o dispêndio de divisas para cobrir as suas importações. O consumidor de energéticos importados, conseguia na energia elétrica uma alternativa de substituição a preço baixo e com outras vantagens, de uso não poluente, facilidade de operação, segura e versatilidade de aplicação. Para as empresas concessionárias de energia elétrica, representava em princípio, uma possibilidade de garantia de mercado e de uma receita adicional.

Contudo, a distribuição dos benefícios decorrentes do uso dos recursos ociosos no setor elétrico, não foi equitativa.

A energia elétrica fornecida pela modalidade EGTD, foi comercializada como interruptível, para justificava o seu baixo preço de venda. Porém, foi fornecida sem interrupção durante 3 anos, 1982, 1983 e 1984, os cortes foram verificados apenas em 1985, no horário de ponta do sistema, o que confirma sua característica de energia firme, mostrando o equívoco na fixação dos preços. Talvez o mercado de substituição pudesse absorver-la a preços suficientes para cobrir os custos incorridos no seu fornecimento.

Além de fornecerem energia garantida a preços de interruptível, as concessionárias de energia foram obrigadas a antecipar os investimentos nos sistemas de distribuição e transmissão, para atender as cargas de EGTD e evitar queda na qualidade de atendimento ao consumidor.

Dada a política tarifária vigente e os mecanismos de transferência de recursos dentro do setor elétrico, via RGG, seria difícil que uma proposta para obtenção dos recursos necessários em distribuição ou transmissão, viesse de um aumento de tarifas. Como não havia, também, nenhum mecanismo de transferência de recursos dos setores beneficiados para o setor elétrico, é possível afirmar que os prejuízos incorridos pelas concessionárias de energia elétrica, para atendimento das cargas de EGTD, tenham aumentado a CRC - Conta de Resultados a Compensar com o aumento da insuficiência tarifária. Contudo, para emitir uma opinião mais técnica sobre a distribuição de benefícios resultantes de todos esses mecanismos, seria necessário uma avaliação específica da forma em que se realizou o acerto de dívidas entre a União, Estados Federativos e Concessionárias em 1994.

Com o aproveitamento dos excedentes de energia elétrica para atender apenas as substituições estruturais, ou seja, aquelas que incorporavam

mudanças tecnológicas nos processos produtivos e comprovadamente eficientes, os prejuízos das concessionárias seriam menores pela exclusão do atendimento das cargas destinadas à alimentar geradores de vapor. No entanto é preciso ressaltar que essa diminuição do prejuízo da concessionária, redundaria segundo nossos cálculos, na continuidade da importação de 10.600 barris equivalentes de petróleo por dia, correspondendo a 318.000 dólares por dia a preços de U\$S 30 o barril (DNAEE, 1984).

Os consumidores industriais foram os maiores beneficiados do Programa EGTD, não apenas por viabilizar economicamente as substituições dentro do prazo de vigência do programa, como também, por serem os que reuniam melhores condições para serem atingidos por um programa de substituição de energética.

As análises desenvolvidas neste trabalho, mostram a importância das seguintes recomendações:

- Que os estudos de mercado evoluam de forma a incorporar as pesquisas de uso final de energia para possibilitar um aprimoramento no planejamento.
- Que os planos de atendimento aos requisitos de mercado de energia sejam elaborados para atender toda a sociedade reduzindo a interferência de interesses isolados.
- Que haja critérios mais justos na fixação de tarifas de comercialização dos excedentes que eventualmente ocorram, visto que os custos são suportados pela sociedade.

A N E X O I - TERMINOLOGIA BÁSICA

- **SISTEMA ELÉTRICO** - Circuito ou conjunto de circuitos elétricos inter-relacionados, constituído para atingir um determinado objetivo (DNAEE, 1983).
- **SISTEMA INTERLIGADO** - Sistema elétrico que resulta da interligação dos sistemas elétricos de dois ou mais concessionários (DNAEE, 1983).
- **FATOR DE CARGA** - Razão da demanda média para a demanda máxima ocorrida no mesmo intervalo de tempo especificado (DNAEE, 1983).
- **DEMANDA MÁXIMA** - Maior demanda verificada durante um intervalo de tempo especificado (DNAEE, 1983).
- **DEMANDA MÉDIA** - Razão da quantidade de energia elétrica consumida durante num intervalo de tempo especificado para esse intervalo (DNAEE, 1983).
- **DEMANDA** - Média das potências elétricas instantâneas solicitadas por consumidor ou concessionário, durante um período especificado (DNAEE, 1983).
- **PONTA DE CARGA** - Maior carga ocorrida em um intervalo de tempo especificado (DNAEE, 1983).
- **ENERGIA TURBINÁVEL** - Parcela excedente de água, com relação ao necessário para geração de energia elétrica para atendimento do mercado atual, que poderá ser aproveitada caso haja incremento no consumo independente da necessidade de investimento de geração (DNAEE, 1983).
- **ENERGIA ATIVA** - Quantidade de energia durante qualquer intervalo de tempo expressa em um múltiplo de quilowatt - hora (DNAEE, 1983).

- **CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA** - Energia gerada mais energia comprada menos vendas de energia em bruto (suprimento). Nas empresas distribuidoras que não geram energia, a carga própria equivale aos seus requisitos de energia.

- **MW médio** - Expressa o montante de energia consumida com uma potência fixa (média) em 8.760 dias por ano.

- **Consumidor do Grupo A** - Consumidor que recebe energia elétrica em tensão igual ou superior a 2.300 Volts. Sendo:
 - A1 - de 230 kV ou mais

 - A2 - de 138 a 88 kV

 - A3 - de 69 a 20 kV

 - A4 - de 13,8 a 2,3 kV

- **Consumidor do Grupo B** - Consumidor que recebe energia elétrica em tensão inferior a 2.300 Volts.

ANEXO II - ABREVIATURAS E SIMBOLOS

1. Abreviaturas

MME - Ministério das Minas e Energia

CODI - Comitê de Distribuição

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

GCOI - Grupo Coordenador para a Operação Interligada

Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S/A

Petrobrás - Petróleo Brasileiro S/A

PIB - Produto Interno Bruto

PI - Produto Industrial

II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento

EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado

ETST - Energia Temporária para Substituição

ESNG - Energia Sazonal não Garantida

EFST - Energia Firme de Substituição

EPEX - Energia Elétrica Excedente para a Produção de Bens Exportáveis

ESBT - Energia Elétrica Excedente para Substituição de Derivados de Petróleo

EC - Empréstimo Compulsório

BPF - Óleo combustível com baixo ponto de fluidez

2. Símbolos

kW - quilowatt

MW - megawatt

GW = gigawatt

GWh - gigawatt hora

Kcal - quilocaloria

**A N E X O III - LEGISLAÇÃO BÁSICA DO PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO
DE ENERGÉTICOS IMPORTADOS POR ENERGIA
ELÉTRICA (PORTARIAS DO MME DO DNAEE E
DECRETOS -LEI)**

1. Portaria 1.325 do MME, de 21 de setembro de 1981

◆ Considerando a possibilidade de ocorrerem, em várias regiões do país, períodos de condições hidrológicas favoráveis, que permitam a elevar a geração hidrelétrica a valores pré-definidos que não alterem significativamente o nível de risco de déficit de energia do sistema elétrico interligado;

◆ Considerando que a utilização, por consumidores industriais, da energia elétrica decorrente dessa geração adicional, pode proporcionar a substituição de combustíveis derivados de petróleo;

O Ministro das Minas e Energia resolve:

Art. Primeiro - Autorizar os concessionários de serviços públicos de energia elétrica a celebrarem contratos especiais com consumidores do Grupo A, enquadrados na classe Industrial, tendo por objeto o fornecimento de “Energia Garantida por Tempo Determinado”, destinado à substituição de combustíveis derivados de petróleo.

Parágrafo Único - Entende-se por “Energia Garantida por Tempo Determinado” a energia ativa, suplementar à energia firme do sistema elétrico interligado, posta à disposição de consumidores industriais do Grupo A, com garantia mínima de fornecimento por 6.000 (seis mil) horas anuais.

Art. Segundo - Caberá ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE definir requisitos, tarifas, disponibilidade de energia por região, prazos contratuais e tudo o mais que se refira aos fornecimentos de que trata o artigo anterior e aos respectivos suprimentos, ouvidos os Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI quanto à mencionada disponibilidade e às condições do sistema elétrico interligado.

Parágrafo Único - A determinação do montante de “Energia Garantida por Tempo Determinado” a ser oferecida em cada região, fica condicionada a um nível de risco de déficit de energia aceitável para o sistema elétrico interligado.

Art. Terceiro - Fica assegurada, pelo Conselho Nacional de Petróleo - CNP, aos consumidores que contratarem o fornecimento de "Energia Garantida por Tempo Determinado", a quota de combustível a que teriam direito, caso não fizessem uso do referido benefício.

2. Decreto-Lei 1.936, de 26 de abril de 1982

Art. primeiro - O empréstimo compulsório em favor das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, cobrado por kWh de energia elétrica de consumo industrial mensal superior a 2.000 kWh, equivalerá a 10% (dez por cento) da tarifa fiscal, definida em lei, nos casos de fornecimentos interruptíveis, oriundos de ocasional disponibilidade de potência e ou de energia.

Parágrafo Único - Para os efeitos do disposto neste artigo, fornecimentos interruptíveis, oriundos de ocasional disponibilidade de potência e ou de energia, serão os assim definidos para fins de aplicação de tarifas.

3. A Portaria número 044, de 30 de abril de 1982, do DNAEE, regulamentou o Decreto-Lei 1936, definindo as modalidades energéticas que teriam direito à redução do empréstimo compulsório, como segue:

- ◆ energia sazonal não garantida;
- ◆ energia garantida por tempo determinado;
- ◆ energia adicional temporária, para incremento de produção voltada à exportação.

4. Portaria 085, de 31 de agosto de 1982

Art. primeiro - O fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD, será feito mediante a celebração de contrato especial entre o consumidor do Grupo A e o respectivo concessionário de serviços públicos de energia elétrica.

Parágrafo Único - O fornecimento de EGTD só poderá ser feito a consumidor localizado em área atendida por meio do sistema elétrico interligado.

Art. segundo - A EGTD será utilizada pelo consumidor para substituição de combustíveis derivado do petróleo ou de outros energéticos importados.

Parágrafo Único - Quando da assinatura do contrato de fornecimento de EGTD, o consumidor deverá informar ao concessionário, por escrito, a quantidade, o tipo e as características dos derivados de petróleo, ou de outros energéticos importados, que deixará de consumir, face à desativação dos equipamentos ou fontes alternativas de geração de energia que utilizavam esses combustíveis, para que possa se beneficiar do previsto no art. terceiro da Portaria número 1.325, de 21 de setembro de 1981, do Ministério de Minas e Energia.

Art. terceiro - O Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAEE divulgará, periodicamente, as disponibilidades de EGTD por região do País, tendo por base estudos dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI.

Art. quarto - Os pedidos de fornecimento de EGTD serão atendidos até o esgotamento do montante estimado para a região, no ano.

Parágrafo primeiro - Esgotado o montante estimado, o atendimento a outros pedidos ficará condicionado à ocorrência de disponibilidade de EGTD em quantidade superior àquele.

Parágrafo segundo - Em qualquer hipótese, os atendimentos serão feitos com observância da ordem de homologação dos contratos pelo DNAEE.

Art. quinto - Caso, para os fornecimentos de que trata esta Portaria, haja necessidade de reforço da capacidade do sistema elétrico do concessionário, o atendimento ao respectivo pedido dependerá do recebimento, por aquele, de contribuição no valor correspondente ao custo do reforço.

Art. sexto - No contrato constará, em kW (quilowatt), o valor resultante da soma de potências nominais dos equipamentos a serem atendidos mediante o fornecimento de EGTD.

Art. sétimo - Os períodos de fornecimento serão estabelecidos no contrato, observado o mínimo de 3.000 (três mil) ou 6.000 (seis mil) horas anuais de atendimento assegurado.

Parágrafo primeiro - Para a definição dos períodos de fornecimento serão levados em conta as disponibilidades do sistema elétrico do concessionário por horários do dia, períodos da semana, do mês e/ou do ano.

Parágrafo segundo - Os períodos de fornecimento poderão ser alterados por acordo entre as partes, dentro dos limites permitidos pelos contratos padronizados.

Art. oitavo - O estabelecimento dos períodos de fornecimento de EGTD, será feito com observância de um dos seguintes critérios delimitadores;

I - EGTD - 3.000 horas:

Mediante garantia de disponibilidade de energia até o montante que resultar da multiplicação do valor a que se refere o art. sexto, pelos números de horas abaixo, definidos para cada trimestre do ano civil (conforme Modelo de Contrato número 1 - Anexo IV).

- primeiro trimestre: 1.000 horas;
- segundo trimestre: 775 horas;
- terceiro trimestre: 450 horas;
- quarto trimestre: 775 horas.

II - EGTD - 6.000 horas:

a) mediante garantia de disponibilidade de energia até o montante que resultar na multiplicação do valor a que se refere o art. sexto, pelos números de horas abaixo, definidos para cada trimestre do ano civil, (conforme modelo de Contrato número 2 - Anexo IV).

b) à opção do consumidor, mediante a aplicação das condições previstas no Modelo de Contrato número 3.

Parágrafo Único - Os contratos a serem firmados, relativos a fornecimento de EGTD, deverão observar, rigorosamente, as condições estabelecidas nos modelos padronizados, anexos à presente Portaria.

Art. nono - O montante de energia contratado será obrigatoriamente pago, salvo-se, estando comprometida toda a disponibilidade de EGTD no sistema do concessionário, o consumidor solicitar a redução daquele montante, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.

Art. décimo - o prazo de vigência do contrato será acordado entre as partes, ficando seu início condicionado à homologação do ajuste pelo DNAEE.

Art. décimo primeiro - O concessionário deverá providenciar a instalação de medidores, de consumo e demanda, específicos para o fornecimento de EGTD.

Art. décimo segundo - O fornecimento a consumidor e o suprimento entre concessionários de EGTD serão faturados mediante a aplicação das seguintes tarifas:

I - fornecimento: tarifa básica de Cr\$ 1.180,00/MWh (hum mil, cento e oitenta cruzeiros) por megawatt-hora.

II - suprimentos 1/3 (um terço) do valor nominal da tarifa básica de fornecimento

Parágrafo Único - A tarifa básica vigorará até 31 de dezembro de 1986, quanto aos contratos assinados até 31 de dezembro de 1984, podendo seu

valor nominal ser reajustado, acompanhando as alterações do preço de Óleo Combustível BPF, que ocorrerem a partir da data de entrada em vigor desta Portaria, observado como limite de reajuste daquela o percentual de acréscimo aplicado a este.

Art. décimo terceiro - O faturamento mensal dos fornecimentos de EGTD será efetuado mediante a aplicação da respectiva tarifa básica ao total dos kWh (quilowatts-horas) obtidos pela multiplicação do valor a que se refere o art. sexto, pelo número de horas anuais de fornecimento garantido - EGTD - 3.000 horas ou EGTD - 6.000 horas dividido por 12 (doze).

Art. décimo quarto - Os suprimentos entre concessionários, destinados ao fornecimento de EGTD, serão faturados apenas pelo consumo de energia, mediante a aplicação da tarifa de que trata o item II do art.12, à parcela de consumo medido de suprimento que corresponder ao somatório da energia faturada mensalmente, pelo concessionário suprido, de acordo com o previsto no art. décimo terceiro.

Parágrafo Único - Sempre que o fornecimento de EGTD produzir reflexos na demanda medida do suprimento, a parcela correspondente ao acréscimo deverá ser desconsiderada, para fins de faturamento.

Art. décimo quinto - Exceção feita aos fornecimentos regulados pelas condições previstas no Modelo de Contrato número 3, será cobrado um acréscimo equivalente a 1/1000 (um milésimo) do valor da tarifa fiscal em vigor (Cr\$/MWh), por kWh, (quilowatt-hora) medido que exceder, em mais de 3% (três por cento), os valores de EGTD contratados para o respectivo trimestre, salvo se o DNAEE autorizar previamente o excesso.

Art. décimo sexto - O concessionário poderá cobrar um acréscimo, equivalente a 1/1000 (um milésimo) do valor da tarifa fiscal em vigor (Cr\$/MWh), por kWh (quilowatt-hora) do consumo total medido, e ou suspender o fornecimento de EGTD, se:

I - a demanda verificada por medição for superior ao valor de que trata o art. sexto, e ou

II - não for observada restrição relativa à utilização de EGTD em horário de ponta, ou for descumprida determinação de interrupção de consumo, conforme previsto no Modelo de Contrato número 3 (Anexo IV).

Art. décimo sétimo - O concessionário que fornecer EGTD deverá manter registros estatísticos à parte, relativos a esse fornecimento, e enviar ao DNAEE, até 31 de janeiro de cada ano, relatório das vendas efetuadas a esse título no ano anterior.

Art. décimo oitavo - Esta Portaria entrará em vigor na data de sua publicação, revogados as Portarias 0073, de 21 de setembro de 1981, número 101, de 27 de novembro de 1981, número 074, de 30 de julho de 1982, e demais disposições em contrário.

5. Portaria número 1.549, de 03 de novembro de 1982

Art. primeiro - Determinar ao Departamento de Águas e Energia Elétrica - DNAEE o estabelecimento de condições, requisitos e tarifas especiais para fornecimento de energia elétrica interruptível para consumidores do Grupo A que se enquadrem em um dos seguintes casos:

I. que após primeiro de novembro de 1979, substituíram equipamentos que usavam combustíveis derivados de petróleo, ou outros energéticos importados, por equipamentos que utilizam energia elétrica;

II. que após primeiro de novembro de 1979 optaram, ou venham a optar, por equipamentos que utilizam energia elétrica, ao invés de equipamentos convencionais que usariam combustíveis derivados de petróleo, ou outros energéticos importados, desde que a alternativa elétrica não fosse, ou venha a ser, utilizada por indústrias congêneres, por ser inviável economicamente, com tarifas normais.

Parágrafo único - Em qualquer dos casos previstos neste artigo, o concessionário deverá ser compensado pelo consumidor pelos investimentos que eventualmente tenha feito, com base em receita prevista, calculada com tarifas normais.

Art. segundo - As normas a serem estabelecidas pelo DNAEE, de acordo com o estipulado no artigo primeiro, não terão efeito retroativo, aplicando-se aos faturamentos que se lhes seguirem.

6. Decreto Lei número 2.013, de 25 de janeiro de 1983

Art. primeiro - O imposto único sobre energia elétrica, devido por kWh de energia consumida a medidor ou a "forfait", equivalerá a 10% (dez por cento) da tarifa fiscal, definida na lei, nos casos de fornecimentos interruptíveis, oriundos de ocasional disponibilidade de potência e ou energia.

Parágrafo Único - Para os efeitos do disposto neste artigo, fornecimentos interruptíveis, oriundos de ocasional disponibilidade de potência e ou de energia, serão os assim definidos para fins de aplicação de tarifas.

7. Portaria DNAEE número 102, de 27 de novembro de 1981

Os montantes mínimos estimados para cada ano do triênio 1982 a 1984 e o período compreendido entre a data de publicação da Portaria 102 e 31/12/81, foi assim distribuído:

I. Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste - 5.000 GWh/ano

II. Área de atuação da CHESF - 1.750 GWh/ano

Final de 1981:

I. Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste - 1.080 GWh

II. Área de atuação da CHESF - 216 GWh

8. Portaria DNAEE número 051, de 20 de maio de 1982

Ficou estabelecido para cada ano do biênio 1985/1986 os montantes seguintes:

- I. Região Sul, Sudeste e Centro Oeste - 3.540 GWh/ano
- II. Área de atuação da CHESF - 876 GWh/ano

9. Portaria DNAEE número 128, de 22/12/82

Ficou estabelecido para cada ano do quadriênio 1983/1986 os montantes seguintes:

- I - Região Sul, Sudeste e Centro-Oeste - 14.892 GWh/ano;
- II - Área de atuação da Companhia Hidro Elétrica de São Francisco - CHESF
 - a) biênio 1983/1984 - 1750 GWh/ano;
 - b) biênio 1985/1986 - 876 GWh/ano.

ANEXO IV - MODELOS DE CONTRATOS DE EGTD

1. Modelo 1 - 3.000 horas/ano

2. Modelo 2 - 6.000 horas e consumo trimestral

3. Modelo 3 - 6.000 horas/ano



ANEXO I A PORTARIA DNABE Nº

Modelo de Contrato para fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD - 3.000 horas/ano. (Modelo 1)

Contrato que entre si fazem _____

e _____ tendo por objeto o fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD - 3.000 horas.

Pelo presente instrumento particular que entre si fazem, de um lado a _____ concessionária de serviços públicos de energia elétrica, inscrita no Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda sob o nº _____ com sede à _____ Município de _____, Estado de _____, doravante simplesmente denominado CONCESSIONÁRIO, e de outro lado _____, CGC/NF nº _____, com sede à _____, Município de _____, Estado de _____, doravante denominado CONSUMIDOR, têm entre si justo e acordado o que se segue, tudo mediante as seguintes cláusulas e condições:

- 1ª - O presente contrato tem por objeto regular o fornecimento, pelo CONCESSIONÁRIO ao CONSUMIDOR, de EGTD para fim de substituição de combustível derivado do petróleo ou outros energéticos importados.
- 2ª - O CONSUMIDOR receberá energia em suas instalações localizadas _____, Município de _____, Estado de _____.
- 3ª - A energia elétrica será fornecida em corrente alternada, trifásica, frequência de 60 Hz, na tensão nominal de _____ kV (ou na tensão fixada no ponto de entrega em _____ kV) e medida na tensão de _____ kV.
- 4ª - O CONCESSIONÁRIO colocará à disposição do CONSUMIDOR para cada kW, resultante da soma das potências nominais dos equipamentos a serem atendidos com EGTD, as seguintes quantidades de kWh por trimestre do ano civil:

- 1º Trimestre: 1.000 kWh/kW
- 2º Trimestre: 775 kWh/kW
- 3º Trimestre: 450 kWh/kW
- 4º Trimestre: 775 kWh/kW

(Total dos Trimestres: 3.000 kWh/kW)

- 5ª - A potência, para efeito da determinação da quantidade de EGTD a ser assegurada por este contrato, é de _____ kW, que corresponde aos equipamentos a serem ligados, conforme relação constante no DOCUMENTO I, anexo ao presente, resultando as seguintes quantidades por trimestre:

- 1º Trimestre: _____ MWh.
- 2º Trimestre: _____ MWh.
- 3º Trimestre: _____ MWh.
- 4º Trimestre: _____ MWh.

PARÁGRAFO ÚNICO - O CONSUMIDOR se obriga a, diariamente, no período de _____ a _____ horas, reduzir para _____ kW sua demanda relativa ao uso de EGTD ou interromper totalmente sua utilização.

- 6º - Havendo disponibilidade de EGTD, os limites estabelecidos na cláusula 4ª poderão ser ultrapassados, de acordo com o que for definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.
- 7º - Mediante aditamento a este Contrato, as partes poderão ajustar a prerrogativa do fornecimento de EGTD e ou o aumento da potência estabelecida na cláusula 5ª, desde que haja disponibilidade de EGTD para tanto.
- 8º - Estando toda a disponibilidade de EGTD no sistema do CONCESSIONÁRIO comprometida para outros fornecimentos, as quantidades estabelecidas na cláusula 5ª poderão ser reduzidas, desde que haja solicitação do CONSUMIDOR, nesse sentido, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.
- 9º - As instalações elétricas do CONSUMIDOR que receber EGTD nas condições deste contrato, constituir-se-ão em unidade consumidora independente daquelas atendidas em condições normais, devendo o fornecimento ser medido e faturado também de forma independente.
- 10º - Caso a demanda máxima do fornecimento da EGTD, objeto deste contrato, ultrapasse a potência estabelecida na cláusula 5ª, o CONCESSIONÁRIO se reserva o direito de suspender o fornecimento.
- PARÁGRAFO ÚNICO - O CONCESSIONÁRIO também poderá suspender o fornecimento se não for observada a restrição para o uso de EGTD, no horário de ponta de carga, de que trata o parágrafo único da cláusula 5ª.
- 11º - O fator de potência indutivo médio mensal, para efeito de eventual ajuste de faturamento, será de 85%, cabendo ao CONSUMIDOR instalar por sua conta os equipamentos corretivos de que necessitar para melhorar esse fator.
- 12º - São de responsabilidade exclusiva do CONSUMIDOR os conseqüentes encargos financeiros, necessários à adaptação de suas instalações às condições operacionais do fornecimento elétrico objeto deste contrato.
- 13º - Ao CONCESSIONÁRIO cabe fornecer e instalar todos os equipamentos e aparelhos de medição necessários ao faturamento e ao controle do que preceitua este instrumento contratual, comprometendo-se o CONSUMIDOR a oferecer facilidades para o uso, se necessário, de transformadores de medição, quadros, postes, etc.
- 14º - Fica assegurado ao CONCESSIONÁRIO, a qualquer tempo, o acesso às instalações elétricas de propriedade do CONSUMIDOR, através de seus representantes devidamente credenciados, para proceder inspeções, coletas de dados e ou informações sobre assuntos pertinentes ao funcionamento dos aparelhos e ou das instalações diretamente ligadas ao sistema do CONCESSIONÁRIO.
- 15º - O valor líquido da fatura mensal será obtido pela aplicação da tarifa estabelecida pelo DNAEE aos kWh resultantes do valor da demanda (kW), definido na cláusula 5ª, multiplicado por 1.000 horas e dividido por 12 (doze), ou seja.....kWh/mês.
- 16º - A quantidade de energia para faturamento mensal não será alterada se, havendo disponibilidade, a utilização for superior a 3.000 h/ano ou se o CONSUMIDOR não consumir toda energia que lhe está assegurada no presente contrato.
- 17º - Por kWh medido que exceder, no trimestre, a quantidade estabelecida na cláusula 5ª em mais de 3%, será cobrado um acréscimo equivalente a um milésimo do valor da tarifa fiscal em vigor, ressalvada a hipótese prevista na cláusula 6ª.

PARÁGRAFO ÚNICO - Igual acréscimo será cobrado por kWh do consumo total medido se a demanda verificada por medição for superior à potência estabelecida na cláusula 5ª, ou se constatada a inobservância do disposto no parágrafo único da cláusula 5ª.

18ª - O CONSUMIDOR tem conhecimento de que durante as interrupções ou limitações no fornecimento de EGTB, deverá suspender ou reduzir suas atividades, a não ser que mantenha, em condições de operação, os equipamentos substituídos em razão do fornecimento contratado.

19ª - Qualquer das partes poderá, a qualquer tempo, denunciar o presente contrato, ficando isenta de qualquer penalidade, responsabilidade ou indenização pelos prejuízos acaso advindos, se, em sua vigência, a outra parte deixar de cumprir quaisquer dos com promissos assumidos.

20ª - O CONSUMIDOR, mediante comunicação prévia de 60 dias, poderá rescindir o contrato, em qualquer tempo, desde que ocorra a hipótese prevista na cláusula 8ª.

21ª - Os direitos e obrigações decorrentes deste contrato se transmitem aos sucessores e cessionários das partes contratantes, ficando estabelecido que nenhuma cessão ou transferência feita pelo CONSUMIDOR terá validade, se antes não for formalmente aceita pelo CONCESSIONÁRIO.

22ª - Para atendimento do que dispõe o artigo 1º da Lei nº 5.729, de 08/11/71, as partes apresentam neste ato, os respectivos certificados de Regularidade de Situação junto ao Instituto Nacional de Previdência Social nº _____ e nº _____ emitidos em ___/___/___ e ___/___/___.

23ª - Para os casos omissos no presente e relativos às condições de fornecimento de energia elétrica, prevalecerão as disposições regulamentares em vigor, cabendo recurso ao DNAEE.

24ª - A abstenção eventual das partes no uso de quaisquer das faculdades às mesmas concedidas, não importará em renúncia relativa a novas oportunidades de uso das mesmas faculdades.

25ª - Qualquer modificação, por parte do Poder Concedente, nas normas que regem o fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado, aplicar-se-á automaticamente ao atendimento regido pelo presente contrato.

26ª - Este contrato vigorará da data de sua homologação pelo DNAEE até o dia ___/___/___, devendo o fornecimento de EGTB ser efetuado a partir do dia ___/___/___.

Fica eleito o foro de _____, para a solução de quaisquer ações decorrentes deste instrumento, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E, por estarem de acordo com as condições ora estabelecidas, assinam as partes este contrato, na presença das testemunhas abaixo, a tudo presentes.

_____, de _____ de _____.

PELO CONCESSIONÁRIO

PELO CONSUMIDOR

TESTEMUNHAS

S

ANEXO II À PORTARIA DNAAE Nº

Modelo de Contrato para fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado ECTD - 6.000 horas e consumo trimestral. (Modelo 2)

Contrato que entre si fazem _____

e _____

tendo por objeto o fornecimento de Energia Garantida por Tempo Determinado - ECTD - 6.000 horas.

Pelo presente instrumento particular que entre si fazem, de um lado a _____ concessionário de serviços públicos de energia elétrica, inscrita no Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda sob o nº _____ com sede à _____ Município de _____, Estado de _____, doravante simplesmente denominado CONCESSIONÁRIO, e de outro lado _____

CGC/MF nº _____,

com sede à _____, Município de _____, Estado de _____, doravante denominado CONSUMIDOR, têm entre si justo e acordado o que se segue, tudo mediante as seguintes cláusulas e condições:

- 1ª - O presente contrato tem por objeto regular o fornecimento, pelo CONCESSIONÁRIO ao CONSUMIDOR, de ECTD para fim de substituição de combustível derivado do petróleo ou outros energéticos importados.
- 2ª - O CONSUMIDOR receberá energia em suas instalações localizadas _____, Município de _____, Estado de _____.
- 3ª - A energia elétrica será fornecida em corrente alternada, trifásica, frequência de 60 Hz, na tensão nominal de _____ kV (ou na tensão fixada no ponto de entrega em _____ kV) e medida na tensão de _____ kV.
- 4ª - O CONCESSIONÁRIO colocará à disposição do CONSUMIDOR para cada kW, resultante da soma das potências nominais dos equipamentos a serem atendidos com ECTD, as seguintes quantidades de kWh por trimestre do ano civil:

1º Trimestre: 2.000 kWh/kW

2º Trimestre: 1.550 kWh/kW

3º Trimestre: 900 kWh/kW

4º Trimestre: 1.550 kWh/kW

(Total dos Trimestres: 6.000 kWh/kW)

- 5ª - A potência, para efeito da determinação da quantidade de ECTD a ser assegurada por este contrato, é de _____ kW, que corresponde aos equipamentos a serem ligados, conforme relação constante no DOCUMENTO I, anexo ao presente instrumento, resultando as seguintes quantidades por trimestre:

1º Trimestre: _____ MWh.

2º Trimestre: _____ MWh.

3º Trimestre: _____ MWh.

4º Trimestre: _____ MWh.

6ª - PAPÍGRAFICO ÚNICO - O CONSUMIDOR se obriga a, diariamente, no período de _____ a _____ horas, reduzir para _____ kW sua demanda relativa ao uso de ECTD ou interromper totalmente sua utilização.

- 6º - Havendo disponibilidade de ECTD os limites estabelecidos na cláusula 4ª poderão ser ultrapassados, de acordo com o que for definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.
- 7º - Mediante aditamento a este Contrato, as partes poderão ajustar a prorrogação do fornecimento de ECTD e ou o aumento da potência estabelecida na cláusula 5ª, desde que haja disponibilidade de ECTD para tanto.
- 8º - Estando toda a disponibilidade de ECTD no sistema do CONCESSIONÁRIO comprometida para outros fornecimentos, as quantidades estabelecidas na cláusula 5ª poderão ser reduzidas, desde que haja solicitação do CONSUMIDOR, nesse sentido, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.
- 9º - As instalações elétricas do CONSUMIDOR que receber ECTD, nas condições deste contrato, constituir-se-ão em unidade consumidora independente daquelas atendidas em condições normais, devendo o fornecimento ser medido e faturado também de forma independente.
- 10º - Caso a demanda máxima do fornecimento da ECTD, objeto deste contrato, ultrapasse a potência estabelecida na cláusula 5ª, o CONCESSIONÁRIO se reserva o direito de suspender o fornecimento.
- PARÁGRAFO ÚNICO - O CONCESSIONÁRIO também poderá suspender o fornecimento se não for observada a restrição para o uso de ECTD, no horário de ponta de carga, de que trata o parágrafo único da cláusula 5ª.
- 11º - O fator de potência indutivo médio mensal, para efeito de eventual ajuste de faturamento, será de 85%, cabendo ao CONSUMIDOR instalar por sua conta os equipamentos corretivos de que necessitar para melhorar esse fator.
- 12º - São de responsabilidade exclusiva do CONSUMIDOR os conseqüentes encargos financeiros, necessários à adaptação de suas instalações às condições operacionais do fornecimento elétrico objeto deste contrato.
- 13º - Ao CONCESSIONÁRIO cabe fornecer e instalar todos os equipamentos e aparelhos de medição necessários ao faturamento e ao controle do que preceitua este instrumento contratual, comprometendo-se o CONSUMIDOR a oferecer facilidades para o uso, se necessário, de transformadores de medição, quadros, postes, etc.
- 14º - Fica assegurado ao CONCESSIONÁRIO, a qualquer tempo, o acesso às instalações elétricas de propriedade do CONSUMIDOR, através de seus representantes devidamente credenciados, para proceder inspeções, coletar de dados e ou informações sobre assuntos pertinentes ao funcionamento dos aparelhos e ou das instalações diretamente ligadas ao sistema do CONCESSIONÁRIO.
- 15º - O valor líquido da fatura mensal será obtido pela aplicação da tarifa estabelecida pelo DNAEE nos kWh resultantes do valor da demanda (kW), definido na cláusula 5ª, multiplicado por 6.000 horas e dividido por 12 ou seja.....kWh/mês.
- 16º - A quantidade de energia para faturamento mensal não será alterada se, havendo disponibilidade, a utilização for superior a 6.000 h/ano ou se o CONSUMIDOR não consumir toda energia que lhe está assegurada no presente contrato.
- 17º - Por kWh medido que exceder, no trimestre, a quantidade estabelecida na cláusula 5ª em mais de 3%, será cobrado um acréscimo equivalente a 1/1000 (um milésimo) do valor da tarifa fiscal em vigor, ressalvada a hipótese prevista na cláusula 6ª.

PARÁGRAFO ÚNICO - Igual acréscimo será cobrado por kWh do consumo total medido, se a demanda verificada por medição for superior à potência estabelecida na cláusula 5ª, ou se constatada a inobservância do disposto no parágrafo único da cláusula 5ª.

- 18º - O CONSUMIDOR tem conhecimento de que durante as interrupções ou limitações no fornecimento de EGTD, deverá suspender ou reduzir suas atividades, a não ser que mantenha, em condições de operação, os equipamentos substituídos em razão do fornecimento contratado.
- 19º - Qualquer das partes poderá, a qualquer tempo, denunciar o presente contrato, ficando isenta de qualquer penalidade, responsabilidade ou indenização pelos prejuízos acaso advindos, se, em sua vigência, a outra parte deixar de cumprir quaisquer dos compromissos assumidos.
- 20º - O CONSUMIDOR, mediante comunicação prévia de 60 dias, poderá rescindir o contrato, em qualquer tempo, desde que ocorra a hipótese prevista na cláusula 8ª.
- 21º - Os direitos e obrigações decorrentes deste contrato se transmitem aos sucessores e cessionários das partes contratantes, ficando estabelecido que nenhuma cessão ou transferência feita pelo CONSUMIDOR terá validade, se antes não for formalmente aceita pelo CONCESSIONÁRIO.
- 22º - Para atendimento do que dispõe o artigo 1º da Lei nº 5.729, de 08/11/71, as partes apresentam neste ato, os respectivos certificados de Regularidade de Situação junto ao Instituto Nacional de Previdência Social nº _____ e nº _____ emitidos em ___/___/___ e ___/___/___.
- 23º - Para os casos omissos no presente e relativos às condições de fornecimento de energia elétrica, prevalecerão as disposições regulamentares em vigor, cabendo recurso ao DNAEE.
- 24º - A abstenção eventual das partes no uso de quaisquer das facultades às mesmas concedidas, não importará em renúncia relativa a novas oportunidades de uso das mesmas facultades.
- 25º - Qualquer modificação, por parte do Poder Concedente, nas normas que regem o fornecimento de EGTD, aplicar-se-á automaticamente ao atendimento regido pelo presente contrato.
- 26º - Este contrato vigorará da data de sua homologação pelo DNAEE até o dia ___/___/___, devendo o fornecimento de EGTD ser efetuado a partir de ___/___/___.
- Fica eleito o foro de _____, para a solução de quaisquer ações decorrentes deste instrumento, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.
- E, por estarem de acordo com as condições ora estabelecidas, assinam as partes este contrato, na presença das testemunhas abaixo, a tudo presentes.

_____, de _____ de _____

PELO CONCESSIONÁRIO

PELO CONSUMIDOR

TESTEMUNHAS _____



ANEXO III.À PORTARIA DNAGE Nº

MODELO DE CONTRATO PARA FORNECIMENTO
DE ENERGIA GARANTIDA POR TEMPO DETER-
MINADO - EGTD - 6.000 horas (Modu-
lo 3).

CONTRATO que entre si fazem _____

e _____

tendo por objeto o fornecimento de Energia
Garantida por Tempo Determinado - EGTD -
6.000 horas.

Pelo presente instrumento particular que entre si fazem, de um lado a
_____ concessionário de serviços pú-
blicos de energia elétrica, inscrita no Cadastro Geral de Contribuin-
tes do Ministério da Fazenda sob o nº _____, com sede
à _____ Município de _____,
Estado de _____, doravante simplesmente denominado CON-
CESSIONÁRIO, e de outro lado _____
CGC/MF nº _____, com sede à _____
_____, doravante denominado CONSUMIDOR, têm entre si
justo e acordado o que se segue, tudo mediante as seguintes cláusulas
e condições:

- 1ª - O presente contrato tem por objeto regular o fornecimento, pelo
CONCESSIONÁRIO ao CONSUMIDOR, de EGTD para fim de substituição
de combustível derivado de petróleo ou outros energéticos impor-
tados.
- 2ª - O CONSUMIDOR receberá energia em suas instalações localizadas
_____ Município de _____,
Estado de _____.
- 3ª - A energia elétrica será fornecida em corrente alternada, trifá-
sica, frequência de 60 Hz, na tensão nominal de _____ kV
(ou na tensão fixada no ponto de entrega em _____ kV) e me-
dida na tensão de _____ kV.
- 4ª - O CONCESSIONÁRIO colocará à disposição do CONSUMIDOR, para cada
kW, resultante da soma das potências nominais dos equipamentos
a serem atendidos com EGTD, até 730 kWh (setecentos e trinta
quillowatts-hora) por período médio de 30 (trinta) dias.
- 5 1ª - A potência, para efeito da determinação da quantidade de EGTD,
assegurada por este contrato, é de _____ kW, correspondente
aos equipamentos a serem ligados, conforme relação constante no
DOCUMENTO I, anexo ao presente instrumento.
- 5 2ª - O CONSUMIDOR fica obrigado a desligar a totalidade ou parte de
sua carga sempre que o CONCESSIONÁRIO o determinar, com 30
(trinta) dias, no mínimo, de antecedência.
- 5 3ª - O CONSUMIDOR se obriga a, diariamente, no período de _____
a _____ horas, reduzir para _____ kW, sua demanda
relativa ao uso de EGTD ou interromper totalmente sua utiliza-
ção.
- 5 4ª - O CONCESSIONÁRIO assegurará, por ano, para cada kW definido no
5 1ª da cláusula anterior, 6.000 (seis mil) horas de utilização
o que corresponde a uma energia total assegurada de _____
MWh/ano (total dos kW vezes 6.000 horas).

PARÁGRAFO ÚNICO - Executados os períodos objeto das restrições de que tratam os §§ 2º e 3º da cláusula 4ª, as demais horas serão consideradas disponíveis para efeito da garantia de 6.000 (seis mil) horas.

- 6ª - Mediante aditamento a este Contrato, as partes poderão ajustar a prorrogação dos fornecimentos de EGTD e/ou o aumento da potência estabelecida no § 1º da cláusula 4ª, desde que haja disponibilidade de EGTD para tanto.
- 7ª - Estando toda a disponibilidade de EGTD no sistema do CONCESSIONÁRIO comprometida para outros fornecimentos, a quantidade estabelecida na cláusula 5ª poderá ser reduzida, desde que haja solicitação do consumidor, nesse sentido, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.
- 8ª - As instalações elétricas do consumidor que receber EGTD, nas condições deste contrato, constituirão unidade consumidora independente daquela atendida em condições normais, devendo o fornecimento ser medido e faturado também de forma independente.
- 9ª - Caso a demanda máxima do fornecimento da EGTD, objeto deste contrato, ultrapasse a potência estabelecida no § 1º da cláusula 4ª o CONCESSIONÁRIO se reserva o direito de suspender o fornecimento.

PARÁGRAFO ÚNICO - O CONCESSIONÁRIO também poderá suspender o fornecimento se não for observada a restrição para o uso de EGTD no horário de ponta de carga, de que tratam os §§ 2º e 3º da cláusula 4ª.

- 10ª - O fator de potência indutivo médio mensal, para efeito de eventual ajuste de faturamento, será de 85%, cabendo ao CONSUMIDOR instalar por sua conta os equipamentos corretivos de que necessitar para melhorar este fator.
- 11ª - São de responsabilidade exclusiva do CONSUMIDOR os conseqüentes encargos financeiros, necessários à adaptação de suas instalações às condições operacionais do fornecimento elétrico objeto deste contrato.
- 12ª - Ao CONCESSIONÁRIO cabe fornecer e instalar todos os equipamentos e aparelhos de medição necessários ao faturamento e ao controle do que preceitua este instrumento contratual, comprometendo-se o CONSUMIDOR a oferecer facilidades para o uso, se necessário, de transformadores de medição, quadros, postes, etc.
- 13ª - Fica assegurado ao CONCESSIONÁRIO, a qualquer tempo, o acesso às instalações elétricas de propriedade do CONSUMIDOR, através de seus representantes devidamente credenciados, para proceder inspeções, coletas de dados e/ou informações sobre assuntos pertinentes ao funcionamento dos aparelhos e/ou das instalações diretamente ligadas ao sistema do CONCESSIONÁRIO.
- 14ª - O valor líquido da fatura mensal será obtido pela aplicação da tarifa estabelecida pelo DPAEE aos _____ kWh/ano assegurados, nos termos da cláusula 5ª, divididos por 12 (doze) ou seja _____ kWh/mês.
- 15ª - A quantidade de energia para faturamento mensal não será alterada se, havendo disponibilidade, a utilização for superior a 6.000 kWh/ano, ou se o CONSUMIDOR não consumir toda energia que lhe está assegurada no presente contrato.
- 16ª - Será cobrado um acréscimo equivalente a 1/1.000 (um milésimo) do valor da tarifa fiscal em vigor, por kWh do consumo total medido, se a demanda verificada por medição for superior à potência estabelecida no § 1º da cláusula 4ª, ou se constatada a inobservância do disposto nos §§ 2º e 3º da mesma cláusula.

178 - O CONSUMIDOR tem conhecimento de que durante as interrupções ou limitações no fornecimento de ECTD, deverá suspender ou reduzir suas atividades, a não ser que mantenha, em condições de operação, os equipamentos substituídos em razão do fornecimento contratado.

184 - Qualquer das partes poderá, a qualquer tempo, denunciar o presente contrato, ficando isenta de qualquer penalidade, responsabilidade ou indenização pelos prejuízos acaso advindos, se, em sua vigência, a outra parte deixar de cumprir quaisquer dos compromissos assumidos.

194 - O CONSUMIDOR, mediante comunicação prévia de 60 dias, poderá rescindir o contrato, em qualquer tempo, desde que ocorra a hipótese prevista na cláusula 7ª.

204 - Os direitos e obrigações decorrentes deste contrato se transmitem aos sucessores e cessionários das partes contratantes, ficando estabelecido que nenhuma cessão ou transferência feita pelo CONSUMIDOR terá validade, se antes não for formalmente aceita pelo CONCESSIONÁRIO.

214 - Para atendimento do que dispõe o artigo 19, da Lei 5.729, de 08.11.71, as partes apresentam neste ato, os respectivos certificados de Regularidade de Situação junto ao Instituto Nacional de Previdência Social nº _____ e nº _____ emitidos em ___/___/___ e ___/___/___.

224 - Para os casos omissos no presente e relativos às condições de fornecimento de energia elétrica, prevalecerão as disposições regulamentares em vigor, cabendo recurso ao DNAME.

234 - A abstenção eventual das partes no uso de quaisquer das faculdades às mesmas concedidas, não importará em renúncia relativa a novas oportunidades de uso das mesmas faculdades.

244 - Qualquer modificação, por parte do Poder Concedente, nas normas que regem o fornecimento de ECTD, aplicar-se-á automaticamente ao atendimento regido pelo presente contrato.

254 - Este contrato vigorará da data de sua homologação pelo DNAME até o dia ___/___/___, devendo o fornecimento de ECTD ser efetuado a partir de ___/___/___.

Fica eleito o foro de _____, para a solução de quaisquer ações decorrentes deste instrumento, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E, por estarem de acordo com as condições ora estabelecidas, assinam as partes este contrato, na presença das testemunhas abaixo, a tudo presentes.

_____, de _____ de _____

PELO CONCESSIONÁRIO

PELO CONSUMIDOR

TESTEMUNHAS _____

**ANEXO V - MERCADO ECONOMICAMENTE VIÁVEL DE SUBSTITUIÇÃO -
BRASIL POTENCIALIDADE DE SUBSTITUIÇÃO -
ELETROTERMIA - DNAEE PORTARIA DNAEE 140 de 28/11/83**

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, M. W. Estado e Energia Elétrica em São Paulo: CESP, Um Estudo de Caso. Dissertação de Mestrado apresentada ao Departamento de Economia e Planejamento Econômico do Instituto de Filosofia e Ciências Humanas da Universidade Estadual de Campinas. S. Paulo, 1980.
- BITU, R. S., BOA NOVA, A .C., COSTA JR., C.A .Tarifa de Energia Elétrica e Compromisso Social no Brasil. IV Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tarifas de Energia Elétrica. Lima, Peru, 1986.
- BOA NOVA, A .C. Energia e Classes Sociais no Brasil. Ed. Loyola, S. Paulo, 1985.
- CANAMBRA - Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil, Sumário. Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Centro Sul do Brasil. Fevereiro, 1967.
- CASTRO, A .B.; SOUZA, F.E.P. A Economia Brasileira em Marcha Forçada. Ed. Paz e Terra. Rio de Janeiro, R. J., 1985.
- CESP - Centrais Elétricas de São Paulo. Análise Comparativa das Projeções de Mercado e Balanço Energético das Empresas da Região Sudeste e Sul, período 72/80. Setor de Estudos de Mercado, Departamento de Economia, Dir. Financeira. S. Paulo, dezembro de 1972.
- CESP - Centrais Elétricas de São Paulo. Estudo de Mercado da CESP e do Estado de São Paulo visando os Futuros Suprimentos de Itaipú, período 73/90. Setor de Estudos de Mercado, Departamento de Economia, Dir. Financeira. S. Paulo, julho de 1973.
- CESP - Centrais Elétricas de São Paulo. Estudo de Mercado da Companhia Geral de Eletricidade. Setor de Estudos de Mercado, Departamento de Economia, Dir. Financeira. S. Paulo, 1972.
- CESP - Centrais Elétricas de São Paulo. Modelo de Simulação para Análise Econômica de Programas de Obras de Geração, Órgão de Planejamento, Dir. de Engenharia. S. Paulo, setembro de 1973.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo - CNEC Técnicas Eletrotérmicas. Levantamento de Casos. Relatório Preliminar. Resumo dos Estudos de Casos da Agência para Aplicação de Energia. Documento sem data. S. Paulo.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo - FDTE - Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia. Crise de Energia : Impactos e Políticas. S. Paulo, 1980.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Análise Comparativa do Fornecimento de EGTD, 83/84. Setor de Serviços ao Cliente, Div. de Relações Comerciais, Departamento Comercial, Dir. de Distribuição . S. Paulo, 1984.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Programa EGTD, Políticas, Diretrizes e Resultados da Comercialização na Regional de Rio Claro. Gerência Regional de Rio Claro, Dir. de Distribuição . S. Paulo, 1986.

- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Relatório Anual e Relatório Econômico-Financeiro, S. Paulo, 1985.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Relatório Anual e Relatório Econômico-Financeiro. CESP 20 anos. S. Paulo, 1986.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Relatório Anual, Relatório Econômico-Financeiro, Relatório aos Acionistas. S. Paulo, 1982.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Relatório Anual. S. Paulo, 1981.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Relatório Econômico-Financeiro, S. Paulo, 1984.
- CESP - Companhia Energética de S. Paulo. Substituição de Óleo Combustível por Eletricidade, Incentivos Tarifários. Departamento Comercial, Dir. de Distribuição. S. Paulo, abril de 1982.
- CESP - Companhia Energética de São Paulo. Programa de Substituição de Energético Importado por Eletricidade. Vice-Presidência Divisional de Distribuição de Energia Elétrica, S. Paulo, 1983.
- CESP - Companhia Energética de São Paulo. Relatório Anual, S. Paulo, 1983.
- CESP- Companhia Energética de São Paulo. Substituição de Óleo Combustível por Eletricidade - Incentivos Tarifários. Departamento Comercial, Dir. de Distribuição. S. Paulo, abril de 1982.
- CESP/CPFL/ELETROPAULO/COMGÁS. Arquivos da Coordenadoria de Planejamento Técnico da Presidência Unificada - A Ampliação do Uso da Eletricidade, 11 pg, dez/83. Anexos: 1. Ampliação do Uso da Eletricidade, no Estado de São Paulo, 5 pg, 10/11/83. 2. Eletrotermia/ EGTD/ Maior Eletrificação, 3 pg, S. Paulo, 1983.
- CESP/CPFL/ELETROPAULO/COMGÁS. Manual de EFST - Energia Firme para Substituição. S. Paulo, 1983.
- CESP/CPFL/ELETROPAULO/COMGÁS. Manual de EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado. Agência para Aplicação de Energia. S. Paulo, 1983.
- CETE - Centro de Estudos de Tecnologia e Engenharia. Política Energética e Modelo de Desenvolvimento. Trabalho apresentado no Seminário de Política Energética e Modelo de Desenvolvimento. São Paulo, dez.79.
- CODI - Comitê de Distribuição. Inventário do Programa de EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado. Projeto SCSC 35.01 de julho de 86. R.J.1986.
- CODI - Comitê de Distribuição. Medidas e Material de Orientação ao Mercado Consumidor de THS - Tarifa Horo-Sazonal, EFST - Energia Firme de Substituição e ETST - Energia Temporária de Substituição. Projeto SCSC 35.03 de 27/11/86. R.J.1986.
- CODI - Comitê de Distribuição. Tendências do Mercado de EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado e Diretrizes para o Atendimento. Projeto SCSC 35.02 de 25/9/86. R.J.1986.

- CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz. Análise Econômico-Financeira (1980-1984) - Concessionárias de Energia Elétrica. Departamento de Planejamento Econômico-Financeiro - FE. Campinas, S. Paulo, dez. 1986.
- CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz. Análise Econômico-Financeira (1981-1985) - Concessionárias de Energia Elétrica. Departamento de Planejamento Econômico-Financeiro - FE. Campinas, S. Paulo, dez. 1986.
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade. Brasília, 1984.
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, MME, Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade, Eletrotermia, Port. DNAEE nº 140 de 28/11/83. Módulos 1 a 8 e Sumário. Rio de Janeiro, R. J., 1983.
- ELETRICIDADE MODERNA - CNBE - Comitê Nacional Brasileiro de Eletrotermia. Coletânea de palestras apresentadas no II Seminário de Eletrotermia. S. Paulo, 21,22e 23 de junho de 1983.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Anuário de Tarifas de Energia Elétrica . Rio de Janeiro, R. J. 1993.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Anuário de Tarifas de Energia Elétrica . Rio de Janeiro, R. J. 1993.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano de Atendimento dos Requisitos de Energia Elétrica até 1990. R. J., 1990.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano de Atendimento dos Requisitos de Energia Elétrica até 1990. R. J., 1990.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Projetos Especiais para Apoio ao Planejamento. Considerações Básicas. R. J., 1979.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Relatório Anual dos anos de 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87 . Rio de Janeiro, R. J..
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A .Plano Decenal de Expansão 1996/2005. GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. R. J., dezembro de 1995.
- ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. Dir. de Planejamento e Engenharia R. J., outubro de 1978.
- FOLHA DE SÃO PAULO -. Eletropaulo busca dinheiro do BIRD para Rede de Distribuição. Caderno de Economia, pg 9, S.Paulo2/11/83.
- FORTUNATO, L. A . et alii. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Eletrobrás/Universidade Federal Fluminense. Niterói, R J., 1990.
- GARCEZ, L.N. Considerações sobre Tarifação de Energia Elétrica no Brasil. Ciclo de Palestras Comemorativo do 15º Aniversário de Constituição da CESP. S.Paulo,2/12/81.

- GAZETA MERCANTIL. . Goldemberg diz que São Paulo corre o risco de black-out. São Paulo, 30/5/83.
- GCOI - Grupo Coordenador para a Operação Interligada. Eletrobrás. Relatório Anual da Operação do Sistema Interligado dos anos de 78, 79, 80, 81, 82, 88, 89, . Rio de Janeiro, R. J..
- GOLDEMBERG, J. A Questão Energética no Estado de São Paulo. Edição Preliminar. CESP/CPFL/ELETROPAULO. S. Paulo, dez de 83.
- GOLDEMBERG, J. Distorções do Modelo Econômico-Financeiro do Setor Elétrico. Conferência pronunciada na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. CESP/CPFL/ELETROPAULO. S. Paulo, 1983.
- GOLDEMBERG, J. Energy for a Sustainable World. Wiley Eastern Limited, 1988.
- GOLDEMBERG, J. O Problema Energético Brasileiro. Pronunciamento na 11ª Reunião da Comissão Regional de Energia da SUDENE. Recife, 25/10/83.
- MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA / ELETROBRÁS. Plano Decenal 1991/2000. GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro, maio de 91.
- MME - Ministério das Minas e Energia - DNAEE, ELETROBRÁS, Boletim Trimestral do SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica, Síntese dos anos de 1990,1991,1985, 1986, 1987, 1988, 1989. Rio de Janeiro, R. J.
- MME - Ministério das Minas e Energia - DNAEE, ELETROBRÁS, Boletim Trimestral do SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica, abril, maio, junho de 1984 e julho/ setembro de 1988. Rio de Janeiro, R. J.
- MME - Ministério das Minas e Energia - DNAEE, ELETROBRÁS, Relatório Estatístico do Setor de Energia Elétrica, 1970/84, Rio de Janeiro, R. J.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano de Atendimento dos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 - Sumário. Anexo I - Mercado. Regiões Sudeste e Sul do Brasil. Rio de Janeiro, R. J. Dezembro de1974.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano de Atendimento dos Requisitos de Energia Elétrica até 1995. Rio de Janeiro, R. J. Setembro de1979.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano de Suprimento de Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000 .MME Rio de Janeiro, R. J. 1982.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano 2010. Rio de Janeiro, dezembro de1987.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano 2010 - Relatório Geral - Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010. R. J., 1990.
- MME - Ministério das Minas e Energia - ELETROBRÁS- Centrais Elétricas Brasileiras S. A . Plano 2015. Rio de Janeiro. outubro de1992.

MME - Ministério das Minas e Energia - Grupo de Trabalho DNAEE- ELETROBRÁS.
Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica .Brasília, Agosto de 81.

MME - Ministério das Minas e Energia .Auto-suficiência Energética. Um Cenário de
Extensão do Modelo Energético Brasileiro. Rio de Janeiro, R. J. Julho de 1984.

MME - Ministério das Minas e Energia. Modelo Energético Brasileiro. Versão II Revista
e Atualizada. Rio de Janeiro, R. J. maio de 1981.

NARUC - National Association of Regulatory Utility Commissioners. Least-Coast Utility
Planning. The Demand Side: Conceptual and Methodological Issues. Vol.2.
USA.,December,1988.

REVISTA SÃO PAULO ENERGIA, Ano I nº 3, abril de 84.

REVISTA SÃO PAULO ENERGIA, Ano I nº 10, novembro de 84.

REVISTA SÃO PAULO ENERGIA, Ano I nº 13, março de 85.

REVISTA SÃO PAULO ENERGIA, Ano II nº 14, abril de 85.

REVISTA SÃO PAULO ENERGIA, Ano IV nº 55, agosto de 89.

SAYAD, J. Avaliação da Estrutura de Financiamento do Setor Elétrico e Propostas de
Alteração. FIPE, S. Paulo, setembro de 82.

SERRA, J. Ciclo e Mudanças Estruturais na Economia Brasileira de Após-Guerra: A
Crise Recente. Revista de Economia Política, Volume 2/3, julho/setembro,82.

SCHILLING, M. T., LIMA J.W.M., RAMOS, D.S. Quantificação Econômica das
Interrupções de Fornecimento e sua Utilização como Elemento de Balizamento
de Decisões no Planejamento da Expansão. Subcomitê de Planejamento e
Engenharia de Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro. R. J. Documento sem data.

