Acervo ISA

SUBSÍDIO FORNECIDO
PELO INESC

CEDI - P. I. B.
DATA
COD 093 00005

# Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000

1982
20 anos
Eletrobrás

Eletrobrás
Centrais Elétricas Brasileiras S/A

Acervo ISA

# Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2.000

FRANK T ÁVILA
ELETRONORTE

1. INTRODUÇÃO ..... 3

2. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES ..... 5
   2.1. Conclusões
   2.2. Recomendações

3. OFERTA POTENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA ..... 13
   3.1. Potencial hidrelétrico
   3.2. Recursos de urânio e capacidade instalável em usinas nucleares
   3.3. Reservas de carvão mineral e potencial termelétrico a carvão
   3.4. Outras fontes de energia

4. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA ..... 22

5. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS SISTEMAS INTERLIGADOS ..... 28
   5.1. Atendimento até 1984
   5.2. Alcance do atendimento com as obras em andamento e considerações sobre o programa termelétrico
   5.3. Programa Recomendado de expansão da geração
   5.4. Programa de Referência de geração dos Sistemas Interligados até 1995
   5.5. Estudos de longo prazo
   5.6. Critérios para determinação da potência instalada em aproveitamentos hidrelétricos

6. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS SISTEMAS ISOLADOS ..... 37
   6.1. Programa Recomendado de Expansão da Geraçao

Acervo ISA

7. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO ..... 39
7.1. Interligações regionais
7.2. Regiões Norte e Nordeste
7.3. Regiões Sudeste e Centro-Oeste
7.4. Região Sul
7.5. Aspectos considerados com respeito à localização de nucleares
7.6. Suprimento à Itataia

8. CAPACITAÇÃO DA INDÚSTRIA E DA ENGENHARIA NACIONAL ..... 47
8.1. Capacidade de fabricação
8.2. Evolução tecnológica
8.3. Evolução dos índices de nacionalização — substituição das importações
8.4. Ocupação da indústria nacional
8.5. Demanda de Serviços de engenharia consultiva, de construção e de montagem

9. INVESTIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO ..... 58
9.1. Período 1982 a 1984
9.2. Período 1985 a 2000

10. FONTES DE FINANCIAMENTO DO PROGRAMA DE INVESTIMENTOS ..... 62
10.1. Limitações do estudo
10.2. Período 1982-1986

Acervo AISA

# 1. INTRODUÇÃO

Desde a divulgação em 1979 do Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995, conhecido como Plano 95, elaborado pela ELETROBRÁS, novos e importantes fatos ocorreram, ainda em 1979 e no decorrer de 1980/81, que por si só justificariam a necessidade de uma atualização do mesmo, entre os quais se pode citar:

- as definições governamentais com relação ao aproveitamento do carvão mineral brasileiro, na substituição do óleo combustível;
- a definição do Governo de que deverá haver um programa de expansão termelétrico a carvão, visando à aquisição de tecnologia e o desenvolvimento de uma indústria de equipamentos nacionais nesse setor;
- o alongamento do cronograma de construção de algumas obras, em função de novos níveis de mercado e tetos de investimento;
- os estudos realizados posteriormente sobre o atendimento dos sistemas isolados de Manaus, Boa Vista, Porto Velho e Rio Branco.

Assim sendo, foi muito oportuna a determinação de Sua Excia. o Ministro das Minas e Energia de que a ELETROBRÁS procedesse à revisão do referido trabalho, a fim de ajustá-lo à nova realidade, pois nessa revisão seria possível levar em conta os citados fatos novos e os aspectos financeiros do problema, bem como estender a análise a um horizonte mais distante, qual seja o do ano 2000, de modo a poder levantar aspectos que servirão de orientação às decisões de mais curto prazo.

O presente Relatório (Plano 2000), contendo o programa de obras recomendado e o resumo dos trabalhos técnicos realizados, procura atender, entre outros, aos seguintes objetivos principais:

a) definir o programa de obras que entrarão em operação de 1982 a 1985, bem como os correspondentes investimentos em geração, transmissão, distribuição e instalações gerais, levando em conta as condições de suprimento ao mercado e a necessidade de recursos financeiros ao longo desse período;

b) definir o programa de obras que, embora visem o atendimento após 1985, já estarão em construção ou serão iniciadas no período 1982/85, bem como os respectivos cronogramas físico-financeiros, levando em conta limites de investimento compatíveis com a política econômico-financeira do Governo Federal;

c) estabelecer um programa de referência, analisando alternativas de geração e transmissão para o suprimento do mercado de energia elétrica até o ano 2000 que incorporem o programa nuclear e o das usinas térmicas a carvão; propor o programa de estudos prioritários indispensável à implementação desse programa de referência;

d) propor critérios gerais para o estabelecimento da motorização inicial e final dos projetos hidrelétricos a serem construídos até o ano 2000;

e) indicar, a nível regional, fontes alternativas de energia que mereçam ser consideradas para complementar o atendimento dos requisitos de energia elétrica em sistemas interligados, ou atendê-los totalmente, quando em sistemas isolados.

Tendo em vista a amplitude dos objetivos preconizados para o Plano 2000, foi elaborado um conjunto de estudos cuja metodologia geral baseou-se numa abordagem sob prisma técnico, econômico, financeiro, administrativo e empresarial.

Desde os primeiros Planos do Setor Elétrico, elaborados sob forma organizada, com o apoio do Fundo Especial das Nações Unidas, como os das regiões Sudeste e Sul realizados pela CANAMBRA, consórcio de firmas canadenses, americanas e brasileiras, os estudos de planejamento têm-se baseado nos princípios seguintes:

a) crescimento livre do mercado de energia elétrica de acordo com a quantidade e a forma requeridas pelas classes de consumidores;

b) elaboração dos projetos de engenharia e orçamentação referentes aos recursos disponíveis para geração de energia elétrica, segundo critérios uniformes e sistemáticos de modo a possibilitar comparações técnicas e econômicas mais precisas;

c) capacidade geradora associada ao Programa de Obras em condições de suprir as projeções do mercado, mesmo na ocorrência de hidraulicidade idêntica às mais severas já verificadas no passado;

d) custo mínimo da seqüência de projetos integrantes do Programa de Obras, respeitados alguns condicionantes externos.

A esse elenco de princípios, veio recentemente se juntar outro, que dispõe sobre os mecanismos de captação de recursos para investimento através da adoção de um conjunto de critérios fixados pela SEPLAN, princípio este que consiste no seguinte:

e) compatibilização do montante de investimentos necessários à expansão do Setor Elétrico à política econômico-financeira do Governo Federal.

Ainda quanto aos princípios, vale ressaltar os estudos que vêm sendo realizados no âmbito da ELETROBRÁS com vista à redefinição dos princípios a) e c).

Nesse sentido vale reportar os trabalhos já realizados na área de administração da carga dos consumidores, visando o uso racional da energia elétrica, e por outro lado a adoção de um índice de risco padrão de suprimento, estabelecendo um tratamento probabilístico para as condições de atendimento do Sistema.

Os trabalhos de elaboração do Plano foram realizados por uma equipe bastante numerosa e interdisciplinar que, seguindo a orientação do Ministério das Minas e Energia, procurou compatibilizar o planejamento setorial com as diretrizes do planejamento nacional.

Os órgãos engajados na elaboração do Plano estão a seguir relacionados:

— *Orientação Geral* — Ministério das Minas e Energia

— *Supervisão dos Estudos* — Diretoria de Planejamento e Engenharia — ELETROBRÁS

— *Coordenação* — Assessoria do Diretor de Planejamento e Engenharia — ELETROBRÁS

— *Execução dos Trabalhos* — ELETROBRÁS.

- Diretoria de Planejamento e Engenharia — DPE
  Departamento de Estudos de Mercado — DEME
  Departamento de Geração — DEGE
  Departamento de Programação e Acompanhamento de Empreendimentos — DEPE
  Departamento de Transmissão — DEST

Acervo ISA

Departamento de Recursos Energéticos – DEEN
Departamento de Planejamento e Engenharia da Distribuição – DEDI
- Diretoria de Operação de Sistemas – DOS
Departamento de Operação Energética – DEOP
Departamento de Coordenação de Sistemas – DECS
- Diretoria de Coordenação – DCO
Departamento de Relações com a Indústria – DERI
Assessoria de Fontes Alternativas – ASFA
Assessoria de Energia Nuclear – ASEN
- Diretoria Econômico-Financeira – DEF
Departamento de Estudos e Planejamento Econômico-Financeiro – DEPF
- Diretoria de Gestão Empresarial – DGE
Departamento de Tarifas – DETA

*– Contatos para Intercâmbio de Informações e Compatibilização com o Planejamento Nacional*

Procurando fazer com que este Plano não ficasse limitado à visão única do setor elétrico, mas o condicionasse ao contexto da economia nacional, os órgãos e/ou entidades abaixo foram convidados a trazerem sua colaboração ao trabalho:

1. Secretaria de Planejamento da Presidência da República – SEPLAN
2. Ministério da Fazenda
3. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE
4. Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN
5. Empresas Nucleares Brasileiras S.A. – NUCLEBRÁS
6. Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras – CAEEB

Todas as entidades mencionadas indicaram seus representantes para contatos com a ELETROBRÁS e esta empresa, na oportunidade, agradece o esforço e boa vontade desses representantes que muito contribuiram para tornar este trabalho possível.

O presente relatório apresenta, de forma sucinta, um apanhado geral dos trabalhos realizados, incorporando as contribuições das diversas entidades participantes e em concordância com as orientações emanadas do Ministério das Minas e Energia.

Acervo ISA

# 2. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

## 2.1. Conclusões

• O mercado de energia elétrica projetado pela ELETROBRÁS no "Plano de Atendimento dos Requisitos de Energia Elétrica até 1990" – Plano 90 e, posteriormente, no Plano 95, que vinha se confirmando aproximadamente nos últimos seis anos, apresentou, a partir de março de 1981, sensível redução à vista de projeções realizadas, fato esse decorrente das medidas tomadas pelo Governo visando o controle da inflação e o equilíbrio do balanço de pagamentos, com influência mais significativa no nível de utilização do parque industrial do País.

• As perspectivas atuais são de que haverá uma diminuição do ritmo de crescimento do mercado de energia elétrica para uma taxa de 7,7% a.a. até 1984. A partir daí, espera-se um crescimento mais acelerado a níveis semelhantes aos verificados no passado, com taxa de 10,8% até 1990, em decorrência dos seguintes fatores:

a) recuperação da economia nacional, que já terá superado a fase crítica;

b) uso mais intenso de eletricidade na substituição a derivados de petróleo (eletrotermia, transportes e irrigação), estimulado, em parte, pelos incentivos tarifários que vêm sendo concedidos nesse sentido.

• A eventual antecipação da retomada do crescimento econômico e/ou a intensificação do processo de substituição de derivados de petróleo poderão provocar um crescimento do mercado de energia elétrica mais elevado do que o previsto neste Plano. Nesse caso, medidas de curto prazo deverão ser adotadas, de modo a evitar racionamentos em períodos de hidrologia desfavorável.

• A diminuição do ritmo de crescimento do mercado de energia elétrica observada em 1981, aliada à ocorrência de um ano hidrológico favorável, procovou uma mudança substancial nas condições do balanço energético para o período 1982/84, uma vez que parte da água não utilizada em 1981 ficou estocada nos reservatórios, aumentando a capacidade de atendimento do mercado nesses anos. Assim é que, tanto para o sistema interligado Sudeste – Centro-Oeste – Sul como para o Norte – Nordeste, as perspectivas de racionamento ou de uso intenso de geração térmica, previstas anteriormente para o período 1982/84, caso ocorresse uma situação hidrológica crítica, ficaram praticamente afastadas, a menos que seja verificado um crescimento do mercado bastante superior ao previsto neste Plano, a partir de 1982.

• Mantidos os respectivos cronogramas de construção, as obras em andamento e programadas para entrada em operação até 1984, permitem atender satisfatoriamente o mercado de energia elétrica dos sistemas interligados das regiões Norte – Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste – Sul até 1985 e 1987, respectivamente, sem necessidade de utilização das termelétricas a óleo existentes. Entretanto, como o balanço energético do sistema Sudeste – Centro-Oeste – Sul apresenta saldos superiores às reservas necessárias em 1985 e 1986, foi possível reprogramar a entrada em operação das unidades de Itaipu a partir da 5ª máquina, cujo cronograma de comissionamento para efeitos de balanço energético passa a ser o apresentado neste Plano.

• Em decorrência ainda da redução do ritmo de crescimento do mercado, ocorrida em 1981 e face à atual perspectiva de evolução do mesmo até 1990, foram reprogramadas as datas de entrada em operação das seguintes obras de geração já em construção:

| | Data de Início de Operação | |
|---|---|---|
| | *Anterior* | *Atual* |
| Porto Primavera | 1986 | 1987 |
| Rosana | 1985 | 1987 |
| Taquaruçu | 1984 | 1987 |
| Itaparica | 1984 | 1986 |
| Angra II | 1986 | 1987 |
| Angra III | 1987 | 1989 |
| Barragem Três Irmãos e Canal | 1982 | 1985 |

• O exame do balanço energético para os anos posteriores a 1985 e 1987 nos sistemas interligados Norte – Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste – Sul, respectivamente, mostra a necessidade de complementar o programa de obras com as seguintes usinas, cuja construção deverá ser iniciada ainda no período 1982-1985:

| *Usina* | *Potência* | *Ano de Início de Operação* |
|---|---|---|
| UHE Pedra do Cavalo | 2 x 150 MW | 1987 |
| UHE Xingó | 5 x 500 MW | 1989 |
| UHE Santa Isabel | 11 x 160 MW | 1992 |
| UHE Manso | 4 x 55 MW | 1988 |
| UHE Santa Branca | 2 x 30 MW | 1988 |
| UHE Nova Ponte | 3 x 168 MW | 1988 |
| UHE Segredo | 3 x 315 MW | 1988 |
| UHE Corumbá | 4 x 125 MW | 1989 |
| UHE Ilha Grande | 20 x 100 MW | 1989 |
| UHE Dona Francisca | 2 x 62 MW | 1989 |
| UHE Miranda | 2 x 211 MW | 1990 |
| UHE São Félix | 5 x 266 MW | 1990 |
| UHE Machadinho | 3 x 350 MW | 1990 |
| UTE Carvão (SC e RS) | 2 x 335 MW | 1988 |
| UTE Nuclear (IV e V) | 2 x 1245 MW | 1991/92 |

Acervo ISA

• As figs. 2.I e 2.II mostram os balanços energéticos para os sistemas interligados Norte — Nordeste e Sudeste — Centro-Oeste — Sul, respectivamente, somente para o período 1982-1990.

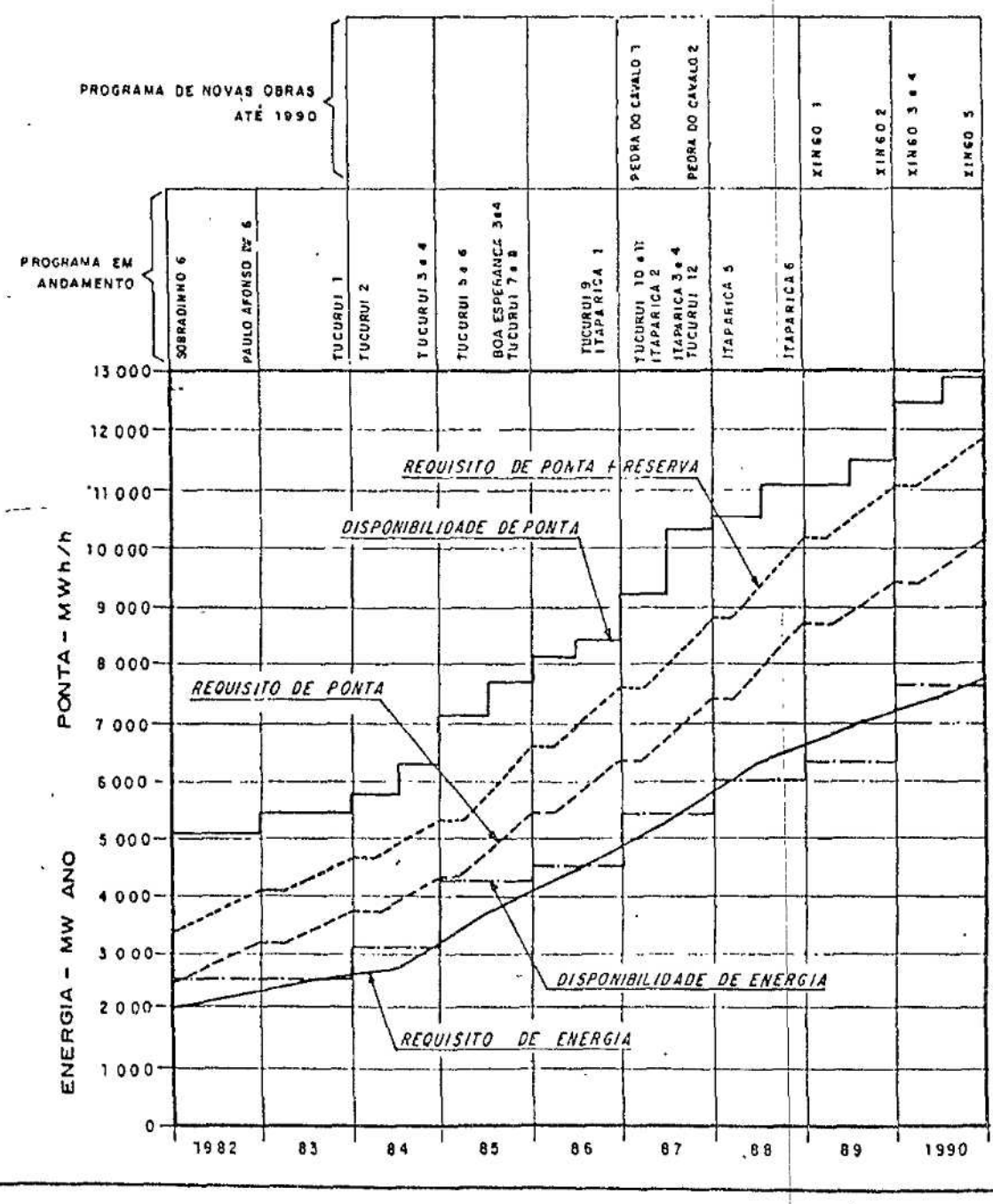
• Quanto aos sistemas isolados da região Norte, eles são atendidos, atualmente, por unidades termelétricas, consumindo derivados de petróleo, com exceção das cidades de Macapá, capital do Território Federal do Amapá, e Santarém, município do Estado do Pará, que dispõem das hidrelétricas de Coaracy Nunes (Paredão) e Curuá-Una, respectivamente. No período 1982-1985 novas usinas deverão ter suas construções iniciadas, conforme exposto a seguir.

• Os centros de carga de Manaus e do pólo de alumina do rio Trombetas (Oriximiná) ficarão atendidos até o ano 2000 com a construção, até 1986, da usina

## REGIÕES NORTE (BAIXO TOCANTINS-ARAGUAIA) E NORDESTE

Figura 2.I

• BALANÇO ENERGÉTICO ESTÁTICO

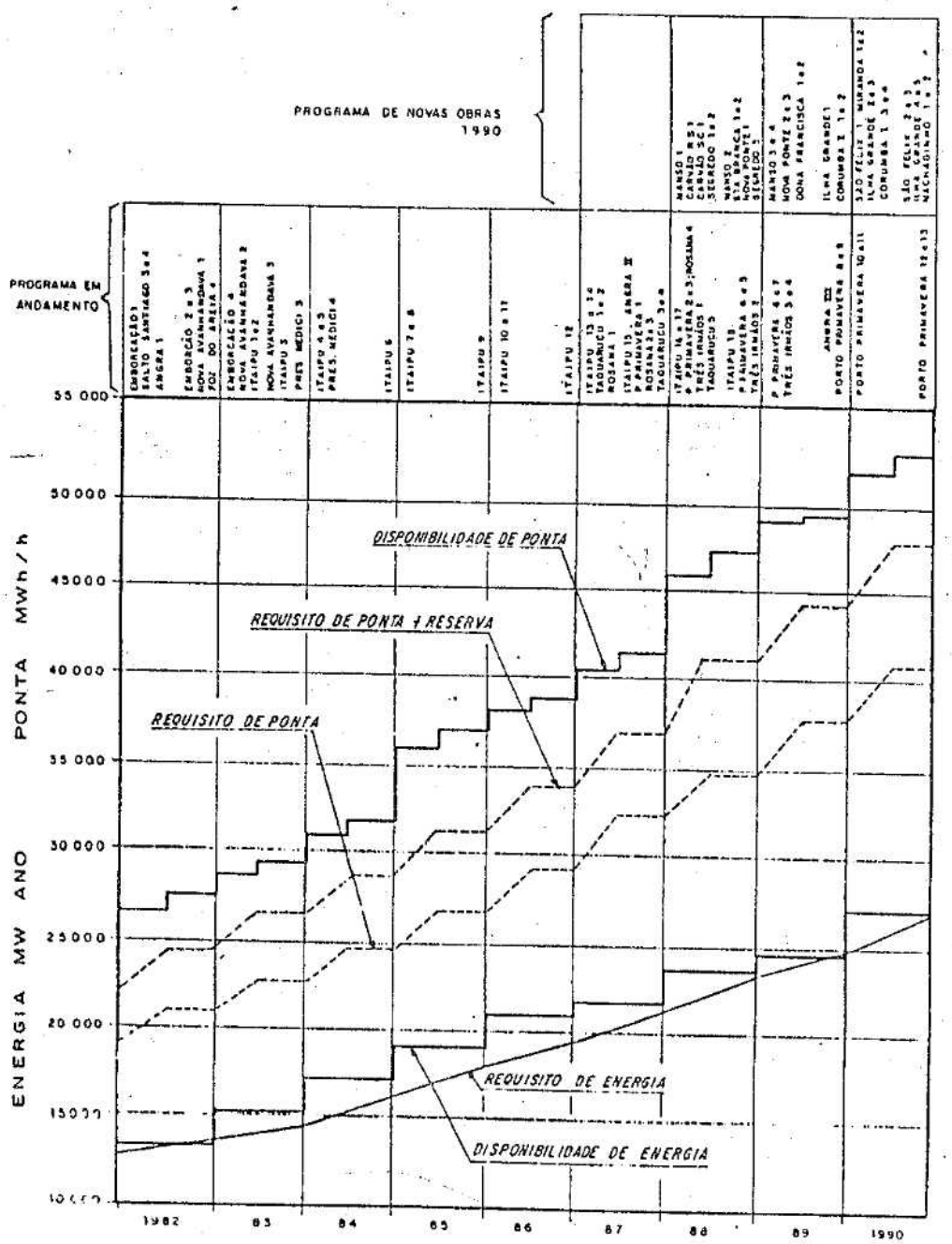


hidrelétrica de Balbina com 5 x 50 MW e, até 1991, de Cachoeira Porteira com 6 x 142 MW interligada ao sistema de Balbina, ambas complementadas por termelétricas a lenha utilizando a madeira a ser retirada dos reservatórios, permitindo eliminar a utilização de derivados de petróleo nesses centros. A implantação da UHE Cachoeira Porteira está estreitamente vinculada às cargas de alumina, uma vez que para o atendimento exclusivo a Manaus haveria outras soluções de porte mais adequado que, entretanto, deveriam também ter sua construção iniciada até 1985 para atingirem o seu objetivo. Para efeitos deste Plano, está prevista a construção de Cachoeira Porteira que somente seria substituída por outra usina no caso de não se confirmar a carga de alumina.

• A operação da primeira etapa da UHE Cotingo I

## REGIÕES SUDESTE, CENTRO-OESTE E SUL
### BALANÇO ENERGÉTICO ESTÁTICO

Figura 2.11



com 4 x 15 MW, a partir de 1987, garantirá o suprimento ao território de Roraima até um horizonte próximo ao ano 2000.

• O atendimento aos principais centros de Rondônia e Acre será assegurado até 1991 com a construção, até 1987, da UHE Samuel com 5 x 43,4 MW. Para o período posterior, deverá ser estudado um novo aproveitamento no rio Madeira, no trecho nacional.

• A ampliação da UHE Curuá-Una, até 1983/85, com 2 x 10 MW, permitirá o atendimento do mercado de Santarém até 1988. A partir dessa data, há necessidade de prover mais energia, a qual poderá ser obtida através da construção de um reservatório a montante desse aproveitamento, como está sendo atualmente estudado pelas Centrais Elétricas do Pará — CELPA, ou da instalação de nova fonte de geração. Escolhida a melhor solução, deverá ser tomada a decisão quanto ao início de construção de uma dessas alternativas, a qual poderá ocorrer ainda antes de 1985. A longo prazo, a área poderá ser atendida por energia proveniente dos aproveitamentos do rio Xingu.

• A construção de um reservatório a montante da UHE Coaracy Nunes ou de uma termelétrica, de preferência utilizando combustíveis não derivados de petróleo, associada à completação dessa usina com a instalação de uma unidade de 30 MW, permitem atender o mercado da área de Macapá até o ano 2000. A construção dessa instalação complementar (reservatório ou termelétrica) não foi incluída neste Plano mas o seu início poderá ocorrer até 1985.

• Assim sendo, no Quadro 2.I está apresentado o *"Programa Recomendado de Expansão da Capacidade Geradora"* dos sistemas interligados e principais sistemas isolados. Desse programa constam as usinas que entrarão em operação até 1985 e as que já estão em construção ou serão iniciadas até aquele ano, segundo a recomendação deste Plano.

• O Programa Recomendado permite agregar, a partir de 1982, ao sistema gerador hoje existente, uma capacidade de 38.098 MW em 31 usinas hidrelétricas, 1.040 MW em 4 usinas termelétricas convencionais e 5.606 MW em 5 usinas termonucleares, totalizando 44.744 MW. Nesse valor está incluída a potência a ser instalada em Itaipu (12.600 MW), parte substancial da qual, durante muitos anos, será destinada ao mercado brasileiro.

• Com relação a esse programa, além do que foi mencionado sobre Cachoeira Porteira, e sobre instalações adicionais para atender a Santarém e Macapá, merecem consideração as seguintes observações:

— o início de construção da UHE Santa Isabel, previsto para 1985, poderá ser alterado em função da evolução das cargas industriais da região Norte;

— o suprimento ao pólo metalúrgico e cimenteiro de Corumbá (MS) deverá ser equacionado em futuro próximo, assim que for disponível o estudo de viabilidade que está sendo realizado, o qual comparará uma solução que prevê a implantação de uma termelétrica, utilizando combustível não derivado de petróleo, inclusive gás natural, com outra prevendo a expansão do sistema de transmissão até aquele ponto. Se a melhor solução for a usina termelétrica, a sua construção deverá ser iniciada até 1985.

— não estão incluídas as usinas de pequeno porte dos sistemas isolados, quer sejam hidrelétricas ou termelétricas.

• Associada ao Programa Recomendado de Expansão da Geração, há a necessidade de expandir os sistemas de transmissão no período 1982-1985 com obras diversas, entre as quais podem ser destacadas as seguintes:

— implantação da interligação Sudeste-Sul e ampliação da interligação Norte-Nordeste;

— sistema de corrente contínua em ± 600 KV de Itaipu;

— sistema de corrente alternada em 750 KV de Itaipu;

— LT 500 kV Foz do Areia — Campos Novos — Gravataí;

— LT 230 KV Itumbiara — Rio Verde — Rondonópolis — Coxipó (Cuiabá);

— sistema em 500 KV para suprimento a São Luís;

— LT 230 KV para suprimento ao norte de Goiás e ao sudoeste do Maranhão.

• Analogamente, haverá necessidade de expandir, convenientemente, os sistemas de distribuição, de modo a permitir que a energia gerada chegue aos novos consumidores.

• No Quadro 2.II é apresentada a relação das usinas que constituem o *"Programa de Referência de Geração dos Sistemas Interligados até 1995"* que servirá de base para o planejamento das empresas concessionárias de energia elétrica, em particular para a programação das atividades relativas a estudos de projeto básico e de viabilidade das obras de geração e de transmissão. Além disso, esse programa é útil ao planejamento das indústrias de equipamentos eletromecânicos e das empresas de engenharia de construção e consultiva.

• Esse Programa de Referência foi concebido de modo que, no período 1991-1995, o crescimento da carga do sistema interligado das regiões Sudeste — Centro-Oeste — Sul seja atendido com o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos regionais ainda disponíveis, complementado por mais uma usina nuclear (Nuclear VI), cuja construção deverá estar concluída no final de 1994, para integração ao sistema elétrico a partir de 1995 e cinco unidades termelétricas a carvão (unidades 2 a 3 de SC e unidades 2, 3 e 4 do RS). No mesmo período o sistema interligado Norte-Nordeste será atendido com a construção da usina de Pão de Açúcar, no rio São Francisco, e com a ampliação da usina de Tucuruí.

• O atendimento de cargas adicionais ligadas ao complexo nuclear de Itataia, não incluídas na projeção de mercado, pode ser equacionado pela antecipação de usinas hidrelétricas da região Norte-Nordeste até 1995, ou pela instalação de usinas nucleares. No caso de suprimento por unidade nuclear do tamanho adotado na região Sudeste, da ordem de 1.300 MW, para se ter o mesmo nível de atendimento haverá necessidade de reforçar o sistema de transmissão e aumentar o nível de reserva de potência de geração.

• Durante o período de 1996 a 2000, considera-se que o atendimento dos requisitos de energia das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, poderá ser com-

plementado com o suprimento de energia, da ordem de 3.150 MWano, proveniente da região Norte, em particular das bacias do alto Tocantins/Araguaia e do rio Xingu, através de interligações elétricas entre essas bacias e os centros de carga da região Sudeste.

• Os potenciais hidrelétricos das regiões Sudeste e Sul, embora suficientes para atendimento ao mercado dessas regiões até um horizonte posterior a 2000, deverão ter seu aproveitamento entre 1996 e 2000 condicionado a uma comparação econômica mais apurada com os fornecimentos a partir da região Norte do Brasil.

• O atendimento da região Nordeste, no período 1996-2000, poderá ser feito com a construção das usinas hidrelétricas ainda disponíveis na região e com a ampliação de 1.540 MWano, aproximadamente, do suprimento proveniente do Baixo Tocantins.

• As usinas nucleares VII, VIII e IX, constantes do Acordo Nuclear, deverão entrar em operação no período 1996 a 2000 e, para efeito dos estudos do programa de referência, foram todas consideradas no Sudeste. As 4 usinas a carvão, restantes do programa atual e que se localizarão no sul do País, deverão também entrar em operação até o ano 2000.

• O Programa de Referência de Geração dos Sistemas Interligados de 1996 a 2000 pode então ser resumido como mostrado a seguir:

QUADRO 2.III

*Cenário da Expansão da Geração de 1996 a 2000*

*Valores em MWano (energia firme)*

| *ITEM* | *Carvão* | *Nuclear* | *Hidro* | *Soma* |
|---|---|---|---|---|
| Norte – Nordeste | – | – | 6.856 | 6.856 |
| Sudeste – Centro-Oeste – Sul | 900 | 2.615 | 4.795 | 8.310 |
| TOTAL | 900 | 2.615 | 11.651 | 15.166 |

• Quanto à utilização de outras fontes de energia para a geração de energia elétrica, existem possibilidades concretas de utilização de lenha, carvão vegetal, bagaço de cana e resíduos diversos, como combustível para usinas termelétricas atendendo a sistemas isolados. Embora, até o ano 2000, essa geração não deva constituir uma parcela significativa da produção de energia elétrica do País, poderá ser importante para a redução do consumo de derivados de petróleo em sistemas isolados.

Em grandes centros urbanos, o aproveitamento de lixo para geração termelétrica pode tornar-se economicamente viável para as empresas concessionárias, mediante o rateio dos custos entre as entidades estaduais e municipais interessadas.

• Observados os conhecimentos atuais em termos quantitativos dos recursos energéticos primários disponíveis no território nacional para geração de energia elétrica, sem levar em conta as fontes não convencionais, ou seja, tomando por base somente os recursos hídricos, o urânio e a parcela correspondente a 2/3 das reservas de carvão vapor útil, estes permitem uma geração anual firme de 165.500 MWano, conforme discriminado no quadro abaixo:

| *Recursos* | *Energia Firme MWano* |
|---|---|
| Hídricos | 106.500 |
| Carvão Vapor | 28.500 |
| Urânio | 30.500 |
| TOTAL | 165.500 |

• Os requisitos de energia elétrica do mercado, estimados em 66 200 MWano no ano 2000, representam apenas 40% dos recursos energéticos totais, o que significa que não há perspectiva de escassez de energia primária convencional para geração de energia elétrica até o horizonte deste Plano.

• A indústria nacional está capacitada a fornecer praticamente a totalidade dos equipamentos, componentes e materiais, necessários à implementação das usinas hidrelétricas incluídas no Programa Recomendado, das respectivas linhas de transmissão, bem como das redes de distribuição. Os índices de nacionalização para os equipamentos destinados a hidrelétricas, sistemas de transmissão (inclusive subestações) e redes de distribuição poderão chegar às vizinhanças dos 100% entre 1985 e 1990. Quanto às termelétricas convencionais, será necessário um maior desenvolvimento em estrutura industrial e em absorção de tecnologia para que sejam alcançados os índices equivalentes.

• A capacidade, já instalada, de fabricação de turbinas e hidrogenadores é de 9.700 MWano e 8.900 MVAano, respectivamente, sendo suficiente para atender a demanda desses equipamentos nos quatro quinqüênios até o ano 2000. Tendo em vista essa capacitação, a importação de equipamentos para usinas hidrelétricas deverá ser sempre condicionada a parâmetros envolvendo a economia nacional e a necessidade de manter o índice de ocupação da indústria em nível adequado.

• No que respeita aos serviços de engenharia de construção, bem como os necessários à realização dos estudos e projetos, as empresas de consultoria existentes no país estão devidamente preparadas, quantitativa e qualitativamente, ao mesmo tempo que as concessionárias dispõem, nos seus quadros, de pessoal capacitado para gerenciamento desses serviços

# BRASIL - PROGRAMA RECOMENDADO DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERADORA

| REGIÃO | | PROJETO | LOCALIZAÇÃO (RIO) | Nº UNID x MW | POTENCIA NOMINAL (MW) | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | OBSERVAÇÕES |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NORTE — NORDESTE | ● | CURUÁ-UNA | CURUÁ-UNA | 4 x 10 | 40 | | ▽ 3 | | ▽ 4 | | | | | | |
| | ● | UHE BALBINA | UATUMÃ | 5 x 50 | 250 | | ▽ | | | | 1,2 | 3 4 5 | | | |
| | ○ | UTE BALBINA | — | 2 x 25 | 50 | | ▽ | | | 1 | 2 | | | | |
| | ○ | SAMUEL | JAMARI | 5 x 43,4 | 217 | ▽ | | | | | | 1 2 3 | 4 5 | | |
| | ○ | COTINGO (ETAPA I) | COTINGO | 4 x 15 | 60 | | ▽ | | | | | 1 2 3 | | | 4 1992 |
| | ○ | CACHOEIRA PORTEIRA | TROMBETAS | *10 x 142 | * 1420 | | | | ▽ | | | | | | 1 a 6 1991/1992 |
| | ○ | SANTA ISABEL | ARAGUAIA | *11 x 160 | * 1760 | | | | ▽ | | | | | | 1 a 11 1992/1995 |
| | ● | PAULO AFONSO IV | S FRANCISCO | 6 x 410 | 2460 | | 6 | | | | | | | | |
| | ● | SOBRADINHO | S FRANCISCO | 6 x 175 | 1050 | 6 | | | | | | | | | |
| | ● | TUCURUI | TOCANTINS | 12 x 330 | 3960 | | A,1 | 2 3 4 | 5 6 7 8 | | 9 | 10 11 12 | | | |
| | ● | BOA ESPERANCA | PARNAIBA | 2 x 34<br>2 x 63 | 234 | | ▽ | | 3 4 | | | | | | |
| | ○ | ITAPARICA | S FRANCISCO | 10 x 250 | 2500 | | | | | R | 1 | 2 3 4 | 5 6 | | |
| | ○ | PEDRA DO CAVALO | PARAGUAÇU | 4 x 150 | 600 | | | | | | | 1 2 | | | |
| | ○ | XINGÓ | S FRANCISCO | *10 x 500 | * 5000 | | ▽ | | | | | | A 1 | 2 3 4 5 | |
| | ○ | | | | | | | | | | | | | | |
| SUDESTE — CENTRO OESTE | ● | EMBORCAÇÃO | PARANAIBA | 4 x 250 | 1000 | 1 2 3 4 | | | | | | | | | |
| | ● | ANGRA I, II, III | | 1 x 626<br>2 x 1245 | 3116 | 1 | | | | | | 1 | | 1 | |
| | ● | N AVANHANDAVA | TIETÊ | 3 x 100 | 300 | R 1 | 2 | 3 | | | | | | | |
| | ● | ITAIPU | PARANÁ | 18 x 700 | 12600 | R 1 2 | 3 4 5 | 6 7 8 | 9 10 11 | | 12 13 14 | 15 16 17 | 18 | | |
| | ● | TRÊS IRMÃOS | TIETÊ | 4 x 160 | 640 | | | R | | | | 1 | 2 3 4 | | |
| | ● | P PRIMAVERA | PARANÁ | 18 x 100 | 1800 | | | | | | R | 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 | | | 14 a 18 1991/1992 |
| | ● | TAQUARUÇU | PARANAPANEMA | 5 x 100 | 500 | | | | | | R | 1 2 3 4 5 | | | |
| | ● | ROSANA | PARANAPANEMA | 4 x 80 | 320 | | | | | | R | 1 2 3 4 | | | |
| | ○ | MANSO | MANSO | *4 x 55 | * 220 | | ▽ | | | | | | 1 2 3 4 | | |
| | ○ | STA BRANCA | PARAIBA | 2 x 30 | 60 | | | | ▽ | | | 1,2 | | | |
| | ○ | NOVA PONTE | ARAGUARI | *3 x 168 | * 504 | | ▽ | | | | R | 1 2 3 | | | |
| | ○ | CORUMBÁ I | CORUMBA | 4 x 125 | 500 | | | ▽ | | | | | R 1 2 3 4 | | |
| | ○ | MIRANDA | ARAGUARI | *2 x 211 | * 422 | | | | ▽ | | | | R 1 2 | | |
| | ○ | SÃO FELIX | TOCANTINS | *5 x 266 | * 1330 | | | ▽ | | | | | R | 1 2 3 | 4 e 5 1991 |
| | ○ | NUCLEAR IV, V (ISPI) | — | 2 x 1245 | 2490 | | | ▽ | | | | | | | IV 1991 e V 1992 |
| | ○ | | | | | | | | | | | | | | |
| SUL | ○ | FOZ DO AREIA | IGUAÇU | 6 x 417 | 2502 | 4 | | | | | | | | | |
| | ○ | SALTO SANTIAGO | IGUAÇU | 6 x 333 | 1998 | 3 4 | | | | | | | | | |
| | ○ | PRES MEDICI | — | 2 x 63<br>2 x 160 | 446 | | 3 | 4 | | | | | | | |
| | ○ | SEGREDO | IGUAÇU | 4 x 315 | 1260 | | ▽ | | | | | | | | |
| | ○ | ILHA GRANDE | PARANÁ | 20 x 100 | 2000 | | ▽ | | | | | | R 1 2 3 4 5 | | 6 a 20 1991/1994 |
| | ○ | DONA FRANCISCA | JACUI | 2 x 62 | 124 | | | ▽ | | | | | A 1 2 | | |
| | ○ | MACHADINHO | URUGUAI | *4 x 350 | * 1400 | | | | ▽ | | | | | R 1 2 | 3 1991 |
| | ○ | CARVÃO RS 1 | — | 1 x 335 | 335 | | ▽ | | | | 1 | | | | |
| | ○ | CARVÃO SC 1 | — | 1 x 335 | 335 | | ▽ | | | | 1 | | | | |

LEGENDA

- ● USINA EM CONSTRUÇÃO
- ○ USINAS EM CONSTRUÇÃO ATÉ 1985
- ▽ INÍCIO DE OBRAS CIVIS
- R RESERVATÓRIO
- 2 NÚMERO DA UNIDADE
- * POTÊNCIA NOMINAL EM FASE DE DEFINIÇÃO

PLANO 2000

BRASIL – PROGRAMA RECOMENDADO DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERADORA — USINAS EM ANDAMENTO E A SEREM INICIADAS ATÉ 1985

Quadro 2.1

BRASIL - PROGRAMA DE REFERÊNCIA DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERADORA

| REGIÃO | PROJETO | LOCALIZAÇÃO (RIO) | Nº UNID. x (MW) | POTÊNCIA PROGRAMADA (MW) | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | OBSERVAÇÕES |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NORTE NORDESTE | TUCURUI II | TOCANTINS | 8 x 330 | 2640 | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | | | PROGRAMADA APENAS 4 UNIDADES |
| | PÃO DE AÇÚCAR | SÃO FRANCISCO | 5 x 140 | 700 | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CENTRO OESTE — SUDESTE | SANTA CRUZ * | — | 2 x 72<br>2 x 218 | 580 | | | | | ▽ | | | ▽ | | | | | | | CONVERSÃO PARA CARVÃO |
| | NILO PEÇANHA | PARAIBA | 2 x 250 | 500 | | | | | ▽ | | | ▽ | | | | | | | |
| | IGARAPAVA | GRANDE | 4 x 50 | 200 | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | | | |
| | CAPIM BRANCO | ARAGUARI | 3 x 208. | 624 | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | | | |
| | CANOAS | PARANAPANEMA | 3 x 100 | 300 | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | | | |
| | AMORÉS | DOCE | 4 x 100 | 400 | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | | |
| | FUNIL | GRANDE | 2 x 82 | 164 | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | | |
| | FORMOSO | SÃO FRANCISCO | 3 x 100 | 300 | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | |
| | INFERNO | DOCE | 1 x 50 | 50 | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | | |
| | RESPLENDOR | DOCE | 4 x 66 | 264 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | |
| | BAGUARI | DOCE | 2 x 78,5 | 157 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | |
| | CANDONGA | DOCE | 1 x 70 | 70 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | |
| | SOBRAGI | PARAIBUNA | 1 x 77 | 77 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | |
| | GALILEIA | DOCE | 2 x 81 | 162 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | | |
| | BICA GRANDE | SÃO FRANCISCO | 3 x 86 | 258 | | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | |
| | PAULISTAS | SÃO MARCOS | 1 x 125 | 125 | | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼ | |
| | PORTO NACIONAL | TOCANTINS | 4 x 220 | 880 | | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | |
| | NUCLEAR XI | — | 1 x 1245 | 245 | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | | | ▼ | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SUL | SALTO CAXIAS | IGUAÇU | 4 x 250 | 1000 | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | | | |
| | ITÁ | URUGUAI | 5 x 263 | 1315 | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | | |
| | CAMPOS NOVOS | CANOAS | 3 x 187 | 561 | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | |
| | ITAPIRANGA | URUGUAI | 6 x 156 | 936 | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | | |
| | BARRA GRANDE | PELOTAS | 3 x 203 | 609 | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | |
| | IRAÍ | URUGUAI | 5 x 186 | 930 | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | ▼ | | |
| | CAPANEMA | IGUAÇU | 5 x 150 | 750 | | | | | | ▽ | | ▽ | | | | | | ▼ | |
| | SÃO ROQUE | CANOAS | 2 x 128 | 256 | | | | | | | | ▽ | | ▼ | | | | ▼ | |
| | CARVÃO SC (2 e 3) | — | 2 x 335 | 670 | | | | ▽ | | ▽ | | | | ▼(2) | | | | ▼(3) | |
| | CARVÃO RS (2 e 4) | — | 3 x 335 | 1005 | | | | ▽ | ▽ | | | | ▽(2) | | ▽(3) | | ▽(4) | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

LEGENDA

▽ PROJETO BÁSICO

▼ INÍCIO DE OBRAS CIVIS

▼ INÍCIO DE OPERAÇÃO DA 1ª UNIDADE

* ESTUDOS MAIS RECENTES MOSTRAM QUE O ASSUNTO DEVERÁ SER REEXAMINADO

PLANO 2000

BRASIL - PROGRAMA DE REFERÊNCIA DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERADORA - PERÍODO 1991 / 1995

Quadro 2.11

Acervo CAISA

e, mesmo, para a execução de parte deles.

• Quanto à construção propriamente dita, o País dispõe hoje de um número adequado de firmas construtoras perfeitamente aptas à execução de empreendimentos de qualquer porte, tanto na área de hidrelétricas quanto na de termelétricas; as firmas montadoras existentes são igualmente aptas tanto em número quanto em qualidade.

• O investimento global das empresas de energia elétrica, relativo ao período 1982-1985, para a implementação das obras constantes do "Programa Recomendado de Expansão da Geração", bem como das instalações de transmissão, distribuição e gerais, acrescido dos dispêndios correspondentes a estudos e projetos das obras de geração indicadas no "Programa de Referência", totalizam, em moeda de junho de 1981, Cr$ 2.572 bilhões, assim distribuídos no tempo:

| Ano | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | Soma |
|---|---|---|---|---|---|
| Montante | 607 | 589 | 649 | 727 | 2.572 |

Nesse montante estão incluídos Cr$ 39,8 bilhões, a preços de 1981, destinados a estudos de viabilidade e de inventário, que embora representem apenas 1,5% do investimento global, são de primordial importância para as decisões futuras do Setor Elétrico.

• O programa de investimentos propostos para o período 1982-1985 terá viabilidade financeira desde que sejam mantidas as políticas vigentes de contratação de empréstimos internos e externos, bem como seja efetivado, nos exercícios de 1982 e 1983, o reembolso previsto no Artigo 5º do Decreto nº 86.250, que prevê o pagamento à ELETROBRÁS dos dispêndios executados por FURNAS em Angra II e III.

Será também necessário que o setor elétrico seja dotado de maiores recursos sob a forma de capital, mediante a reaplicação integral dos recursos nele gerados, ou seja, os dividendos distribuídos pela ELETROBRÁS, pelas suas controladas e pelas empresas estaduais, bem como o IUEE, este a partir do exercício de 1983.

A continuidade do Empréstimo Compulsório revela-se também indispensável, uma vez que corresponde a 11,4% do programa de investimentos no período 1982-1985.

## 2.2. Recomendações

À vista das conclusões referidas em 2.1. e uma vez aprovado o presente Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000, recomenda-se:

1) que seja executado o "Programa Recomendado de Expansão da Capacidade Geradora", resumido no Quadro I, com a operação das unidades geradoras nas datas previstas;

2) que seja mantido atualizado pela ELETROBRÁS, de forma sistemática, o programa detalhado de obras do sistema de transmissão e de distribuição, a ser executado de acordo com a evolução do mercado elétrico e da construção das usinas constantes do Programa Recomendado de Expansão da Geração, seguindo as diretrizes fixadas neste Plano;

3) que seja a ELETROBRÁS encarregada de acompanhar a implantação das obras constantes dos programas de expansão acima mencionados;

4) que sejam tomadas as providências necessárias para a realização, em tempo hábil, dos estudos de viabilidade e de projeto básico correspondentes às obras relacionadas no "Programa de Referência de Geração dos Sistemas Interligados",

5) que sejam desenvolvidos até 1985 os estudos de inventário a seguir relacionados:

— estudos de inventário do Alto Purus (Ituxi e Endimari), Madeira (trecho brasileiro), Tapajós, Jari e Araguari;

— complementação dos estudos de inventário do Tocantins, São Francisco, Paraíba do Sul, São Marcos, Jequitinhonha, Doce, Tibagi, Ribeira e outros trechos de rios de menor porte;

6) que sejam desenvolvidos, até 1985, estudos elétricos e energéticos com vista a equacionar o aproveitamento futuro da energia hidrelétrica da Amazônia, para suprimento na 2ª metade da década de 1990, à região Sudeste;

7) que sejam tomadas medidas no sentido de promover a redução de uso de derivados de petróleo para geração de eletricidade, substituindo-os, de preferência, por recursos renováveis, tais como bagaço de cana, lenha, carvão vegetal, resíduos agrícolas, industriais e urbanos;

8) que sejam tomadas as medidas necessárias para facilitar a implantação de pequenas centrais hidrelétricas, tanto pelas empresas concessionárias como por autoprodutores, especialmente em áreas ainda não supridas pelas redes existentes;

9) que sejam continuados os estudos sobre:

a) a localização das unidades nucleares de VI a IX constantes do Programa de Referência e do Cenário da Expansão de 1996 a 2000;

b) o suprimento a Itataia;

c) o suprimento ao pólo metalúrgico e cimenteiro de Corumbá.

10) que sejam asseguradas:

a) a reaplicação dos recursos gerados no Setor Elétrico (dividendos e IUEE),

b) a continuidade do Empréstimo Compulsório,

c) a necessária fluidez dos recursos financeiros gerados no Setor Elétrico, de modo que possam ser adequadamente alocados entre os diversos projetos,

d) a efetivação do reembolso previsto no Artigo 5º do Decreto 86.250,

e) a adoção de aumentos tarifários de pelo menos 3% acima do INPC em 1982 e de 5% acima do INPC no período 1983-1986.

11) Da mesma forma, considerando a necessidade de resguardar o capital técnico já absorvido na área nuclear e do carvão mineral, assim como a evolução das respectivas indústrias de equipamentos, deve ser assegurada a continuidade dos programas de usinas nucleares e de carvão, com o que o país consolidará o pleno domínio das respectivas tecnologias.

Acervo ISA

# 3. OFERTA POTENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA

## 3.1. Potencial Hidrelétrico

O conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro tem evoluído gradativamente, tornando-se cada vez mais preciso, à medida que informações sobre as características físicas das bacias hidrográficas brasileiras vão se tornando disponíveis e à medida que se têm desenvolvido estudos de escritório e de campo sobre as possibilidades de construção de usinas ao longo de seus rios.

Até meados da década de 50, o conhecimento desse potencial era muito precário, mesmo em relação à região Sudeste, sabidamente a mais desenvolvida.

Por volta de 1959/1961, época em que já eram melhor conhecidas as potencialidades de alguns aproveitamentos de grande porte, como Paulo Afonso, Xingó, Itaparica, Urubupungá, Furnas, Estreito e outros, totalizando cerca de 33.000 MW, foi feita nova avaliação do potencial brasileiro – desta vez já incluindo, embora de forma muito precária, a bacia Amazônica – da qual resultou a estimativa global de 100.000 MW.

De 1963 a 1965, o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da região Centro-Sul realizou um inventário das principais bacias da região Sudeste, que constituiu o primeiro levantamento global de potencial regional realizado em termos homogêneos. Os números então obtidos representaram o potencial considerado, na época, competitivo, em termos de custos, com a geração a óleo. Como resultado, chegou-se à estimativa global para o País de uma energia firme de 75.000 MWano, que, referida a um fator de capacidade anual de 50%, permitiria uma instalação de 150 000 MW.

Posteriormente, esses estudos foram estendidos à região Sul, enquanto se iniciava, sob a orientação do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Amazônia – ENERAM, o levantamento dos potenciais convenientemente próximos aos principais pólos de desenvolvimento da região, realizado por diversos consultores nacionais. Pouco depois foi feito também o inventário da bacia do rio São Francisco, sob a orientação do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da região Nordeste – ENENORDE, que ainda coligiu estudos preliminares, previamente realizados, para as demais bacias da região.

Esses levantamentos do potencial permitiram aumentar progressivamente a parcela de recursos hídricos inventariados, porém foi mantido como válido, até 1978, o valor global de 75.000 MWano, que fora estimado em 1966.

O inventário do potencial da bacia Tocantins – Araguaia e de alguns afluentes da margem esquerda do rio Amazonas, bem como a inclusão de uma avaliação de escritório das partes ainda não inventariadas no País, feita pela ELETROBRÁS, em 1978, permitiram definir a estimativa global do potencial em 104.500 MWano. Essa estimativa não considerava a possibilidade de aproveitamento no curso principal do rio Amazonas, nem nas áreas sedimentares de sua bacia.

Em 1980, a inclusão dos resultados dos inventários efetuados na bacia do rio Xingu e na parte nacional da bacia do rio Paraguai, além da revisão dos estudos da bacia do rio Uruguai, também na sua parte nacional, conduziram à atualização mais recente do valor global do potencial hidrelétrico brasileiro. A distribuição desse potencial por região, expressa em termos de energia firme, é indicada no Quadro 3.I, onde se destaca o potencial já inventariado, o qual inclui os aproveitamentos hidrelétricos em operação e em construção, além do estimado. Estes valores indicam que o potencial brasileiro está atualmente avaliado em 106.570 MWano, ou seja, poderá garantir uma produção de 932,9 TWh/ano, mesmo na ocorrência de uma seqüência hidrológica tão desfavorável quanto a pior registrada no passado (66 meses consecutivos de maio de 1951 a novembro de 1956). Essa energia é equivalente a 5,6 milhões de barris de petróleo por dia (270 milhões de toneladas equivalentes de petróleo por ano). Dita avaliação se acha em um processo permanente de refinamento, através de inventários detalhados que se acham em curso em algumas bacias hidrográficas.

Em termos de potência instalada, essa energia firme corresponde, aproximadamente, a um total de 213.000 MW instalados com fator de capacidade de 50%.

A figura 3.I indica, em percentagem de energia firme, por região, a parcela "inventariada" e a "estimada", esta última subdividida em "individualizada" e "remanescente". Considera-se como "individualizada" a estimativa feita com divisão de quedas, e "remanescente" a estimativa sem divisão de quedas que abrange, principalmente, os pequenos cursos d'água.

Verifica-se que 62,4% do potencial hidrelétrico brasileiro já foi levantado, sendo este correspondente às usinas em operação, em construção e aos aproveitamentos estudados em níveis de projeto básico, viabilidade e inventário. Na região Norte-Centro-Oeste, onde se encontra um potencial de 49,4% GWano, ainda cerca de 53,6% é estimado. Nas outras regiões do país, o potencial estimado corresponde a 4,8% na região Nordeste, 25,0% no Sudeste-Centro-Oeste, 28,4% no Sul, valores estes que correspondem a 37,6% para todo o país.

As características físicas desse potencial em termos de capacidade instalada, altura de queda bruta e energia firme produzível estão resumidas no Quadro 3.II.

Verifica-se que a maior parcela do potencial está concentrada em 90 projetos de potência superior a 400 MW e que o número de pequenos projetos de potência inferior a 40 MW ultrapassa a 3.000.

A combinação, em proporções adequadas, de pequenos e grandes projetos possibilitará um desenvolvimento equilibrado do aproveitamento desse potencial de forma a conciliar o ritmo de crescimento da oferta de energia elétrica, ditado pelo comportamento do mercado, com a capacidade executiva das empresas de engenharia, de fabricação de equipamentos e de construção de obras hidrelétricas.

É importante destacar que, conforme a experiência anterior, a estimativa do potencial total de 106.570 MWano adotada atualmente, tende a aumentar, no futuro, à medida que a parcela preliminarmente estimada com base em estudos de escritório, vai sendo substituída por valores mais precisos, resultantes de trabalhos de campo e estudos de inventário, uma vez

Acervo ANISA

## QUADRO 3.I

*POTENCIAL HIDRELÉTRICO DO BRASIL – 1980*

*Energia Firme em MWano*

| Região | Bacia | Inventariado | Estimado | | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Individualizado | Remanescente | |
| Norte-Centro-Oeste | Amazonas | 12143 | 19481 | 4539 | 36163 |
| | – Margem esquerda | 2573 | 3199 | 1998 | 7770 |
| | – Margem direita | 9570 | 16282 | 2541 | 28393 |
| | • Xingu | 9500 | 66 | 888 | 10454 |
| | • Tapajós | – | 8582 | 1028 | 9610 |
| | • Madeira | 60 | 7495 | 615 | 8170 |
| | •• Demais | 10 | 139 | 10 | 159 |
| | Tocantins | 10768 | 1295 | 597 | 12660 |
| | Atlântico Norte | 10 | 350 | 125 | 485 |
| | Atlântico Nordeste | | 55 | 6 | 61 |
| | Total | 22921 | 21181 | 5267 | 49369 |
| Nordeste | Atlântico Nordeste | 217 | 164 | – | 381 |
| | São Francisco | 6420 | 132 | – | 6552 |
| | Atlântico Leste | 318 | 62 | – | 370 |
| | Total | 6955 | 348 | – | 7303 |
| Sudeste Centro-Oeste | São Francisco | 1227 | 810 | 561 | 2598 |
| | Atlântico Leste | 4237 | 1378 | 671 | 6286 |
| | Paraná | 13044 | 1699 | 1087 | 15830 |
| | Atlântico Sudeste | 601 | 100 | 69 | 770 |
| | Total | 19109 | 3987 | 2388 | 25484 |
| Sul | Paraná | 10713 | 1222 | 1265 | 13200 |
| | Uruguai | 5908 | 1219 | 149 | 7276 |
| | Atlântico Sudeste | 864 | 2107 | 967 | 3938 |
| | Total | 17485 | 4548 | 2381 | 24414 |
| Total do Brasil | | 66470 | 30064 | 10036 | 106570 |

## QUADRO 3.II

| QUEDA BRUTA (m) | ITEM | CAPACIDADE INSTALADA – MW | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 0 a 40 | 41 a 400 | > 400 | TOTAL |
| 0 a 10 | Nº de aprov. | 240 | 6 | – | 246 |
| 11 a 30 | Nº de aprov. | 1.601 | 105 | 17 | 1.723 |
| 31 a 50 | Nº de aprov. | 652 | 99 | 16 | 767 |
| 51 a 100 | Nº de aprov. | 424 | 145 | 41 | 610 |
| > 100 | Nº de aprov. | 97 | 54 | 16 | 167 |
| TOTAL | Nº de aprov. | 3.014 | 409 | 90 | 3.513 |
| | MWano | 12.951 | 24.807 | 68.812 | 106.570 |

Acervo ISA

que os critérios adotados nas estimativas têm sido bastante conservadores.

O potencial representado pelos rios contidos na área sedimentar da Amazônia não está incluído naquele número, nem outros pequenos rios das demais regiões. De fato, foram desprezados, mesmo em áreas de boa geologia, quase todos os rios que tivessem bacias hidrográficas menores que 3.000 $Km^2$ na Amazônia e 1.000 $Km^2$ nas demais regiões, rios esses cujo inventário deverá mostrar uma disponibilidade adicional de energia.

Além das causas citadas acima, os números do potencial hidrelétrico, expressos em termos de energia firme, tendem a alterar-se com o desenvolvimento dos sistemas elétricos, em função, principalmente, de dois fatores: o aumento do grau de regularização das diversas bacias hidrológicas, que cresce na medida de implantação dos reservatórios, e a integração dessas bacias através de interligação elétrica entre seus sistemas; ambos os fatores concorrem para aumentar a energia firme disponível, aproximando-a da energia disponível em ano de hidraulicidade média. Neste caso, será possível não mais considerar como referência o período hidrológico seco mais crítico, mas sim a hidrologia média do longo termo (MLT).

Um item adicional a ser considerado na avaliação das possibilidades de expansão da geração hidrelétrica é o representado pela potência instalável em usinas reversíveis de ciclo diário, semanal, sazonal e plurianual.

É importante, todavia, levar em conta que essa potência adicional não significa acréscimo ao potencial hidrelétrico, em termos de energia primária, uma vez que as usinas reversíveis não constituem uma fonte de energia propriamente dita e sim um meio de acumulação de energia, que permite transferir para os horários de maior demanda energia excedente produzida nas horas de menor consumo, por centrais de base hidrelétricas ou termelétricas.

As possibilidades efetivas de construção de usinas hidrelétricas reversíveis ainda não foram devidamente avaliadas, em termos globais, para nenhuma das regiões do Brasil.

O único levantamento sistemático dos locais existentes, com quantificação das potências a serem instaladas e estimativa preliminar dos custos de construção feito até agora, foi o realizado, recentemente, pela CESP para as áreas do Estado de São Paulo correspondentes à Serra do Mar, Serra da Mantiqueira e Serra Geral, cobrindo uma área total de 106.000 $Km^2$.

Esse levantamento preliminar, cobrindo 341 sítios, permitiu a seleção de 59 projetos, aparentemente mais promissores, totalizando 193.000 MW, os quais deverão ser objeto de estudos e investigações adicionais visando determinar, de forma mais precisa, as características e custos de cada aproveitamento e, consequentemente, estabelecer prioridades para sua construção futura.

O estudo do abastecimento de águas à Grande São Paulo também está examinando uma solução que prevê a construção de usinas reversíveis em alguns dos locais de bombeamento.

No que concerne aos outros estados da federação, pode-se prever que a realização de levantamentos semelhantes ao feito pela CESP no Estado de São Paulo, poderá indicar possibilidades igualmente amplas de construção de usinas reversíveis, especialmente ao longo da Serra do Mar, desde o Espírito Santo até o Rio Grande do Sul, uma vez que as características topográficas e geológicas são bastante semelhantes às existentes em São Paulo.

### 3.2. Recursos de Urânio e Capacidade Instalável em Usinas Nucleares

No início da década de 70, as reservas brasileiras conhecidas de urânio começaram a sofrer significativo incremento, devido à intensificação do programa de pesquisa e prospecção do minério. Com isto, no final da década de 70, o país passou a assumir posição de destaque entre os demais países possuidores de urânio. Atualmente, há reservas medidas nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, sendo que a pesquisa e prospecção continuam em todo o país.

Normalmente é baixa a concentração do minério de urânio em cada jazida (1.500 a 2.000 p.p.m.), impossibilitando economicamente o seu beneficiamento (obtenção de $U_3O_8$ com alto grau de pureza) em locais distantes da ocorrência, uma vez que a quantidade de material a ser transportado seria muito grande.

O elemento urânio sempre vem associado a outro elemento, que pode ou não ter valor econômico; no caso brasileiro, por exemplo, em Poços de Caldas, o urânio está associado ao molibdênio e ao zircônio, em Itataia ao fosfato, e em Figueira ao carvão e ao molibdênio. Cada tipo de associação condiciona o processo de beneficiamento que, portanto, pode variar de reserva para reserva.

As estimativas da NUCLEBRÁS (ao final de 1981) indicam reservas num total de 266.300 toneladas de $U_3O_8$, compreendendo:

*Reservas de Urânio*

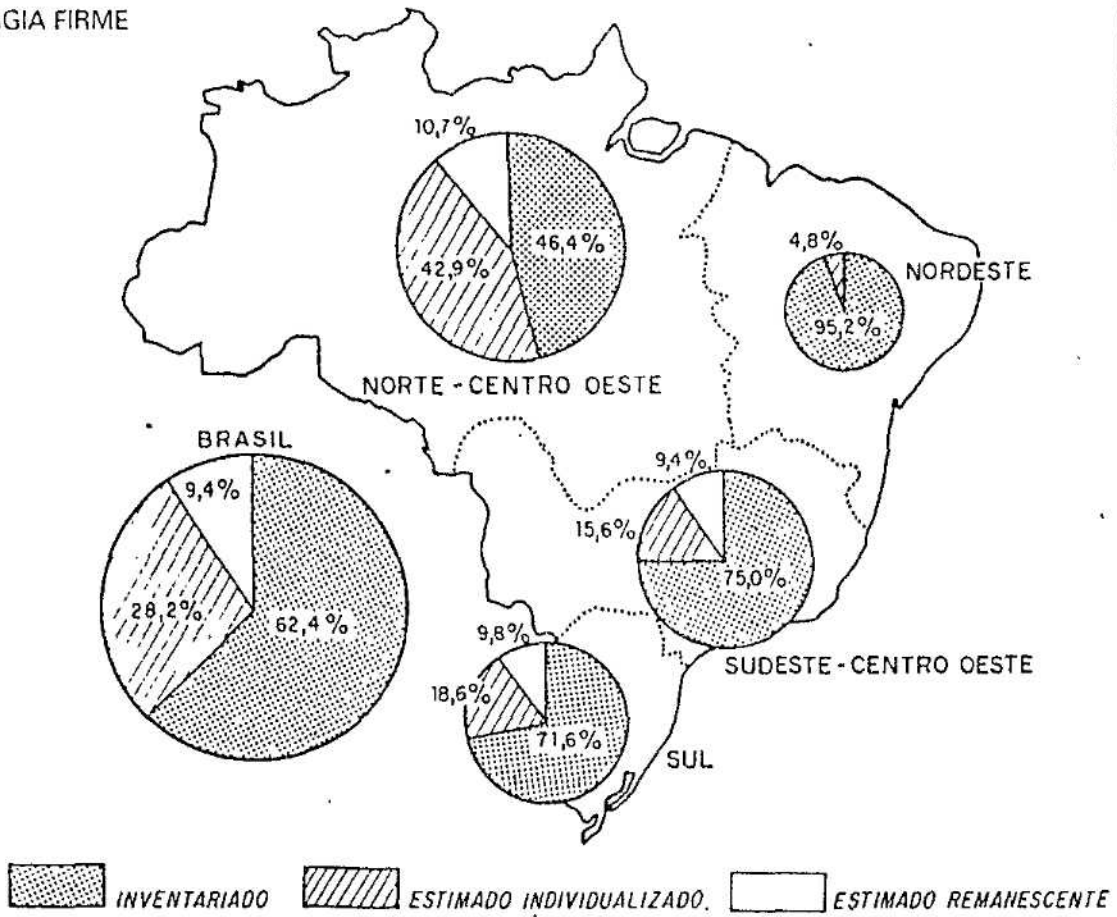
| *Especificação* | *Toneladas de $U_3O_8$* |
|---|---|
| Medidas e Indicadas | 140.500 |
| Inferidas | 125 800 |
| TOTAL | 266.300 |

A localização geográfica das principais ocorrências, bem como as quantidades a nível de jazidas, podem ser vistas no Quadro 3.III e na figura 3.II a seguir:

## ESTÁGIO DE CONHECIMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO

Figura 3.I

ENERGIA FIRME




## BRASIL - URÂNIO NATURAL

Figura 3.II

RESERVAS E LOCALIZAÇÃO

Acervo ISA

QUADRO 3. III

| JAZIDAS | RESERVAS EM t DE $U_3O_8$ | | |
|---|---|---|---|
| | Medidas Indicadas | Inferidas | Total |
| Planalto de Poços de Caldas/MG | 20.000 | 6.800 | 26.800 |
| Figueira/PR | 7.000 | 1.000 | 8.000 |
| Quadrilátero Ferrífero/MG | 5.000 | 10.000 | 15.000 |
| Amorinópolis/GO | 2.000 | 3.000 | 5.000 |
| Campos Belos/GO | 500 | 500 | 1.000 |
| Itataia/CE | 83.000 | 54.500 | 137.500 |
| Lagoa Real/BA | 18.000 | 45.000 | 63.000 |
| SUB-TOTAL | 135.500 | 120.800 | 256.300 |
| Espinharas/PB | 5.000 | 5.000 | 10.000 |
| SUB-TOTAL | 5.000 | 5.000 | 10.000 |
| TOTAL GERAL (NUCLEBRÁS E NUCLAM) | 140.500 | 125.800 | 266.300 |

*Fonte:* NUCLEBRÁS 1981

Na estimativa da capacidade instalável correspondente ao total das reservas de urânio (266.300 t de $U_3O_8$) deve-se considerar os parâmetros de gerência externa do ciclo de combustível e as características operacionais de uma usina PWR de 1300 MW, compreendendo:

a) *Parâmetros de Gerência Externa do ciclo do combustível:*

- Fator de recuperação das jazidas: 65%
- Perdas na conversão: 0,5%
- Perdas na fabricação: 1,0%
- Rejeito do processo de enriquecimento: 0,25% de U235

b) *Características Operacionais:*

- Potência: 1300 MW
- Vida útil: 30 anos
- Fator capacidade: 70%
- Combustível:

| | *Enriquecimento* | *Massa* |
|---|---|---|
| 1ª Carga | 1,9%, 2,5% e 3,2% de U235 | 103,06 t de $UO_2$ |
| Recargas | 3,2% de U235 | 34,35 t de $UO_2$ |

- Ciclos Operacionais:
  1º ciclo: 15 meses
  Demais ciclos: 12 meses
  Duração recarga: 2 meses

Respeitados esses parâmetros e características, o consumo de uma usina PWR de 1300 MW, durante sua vida útil, é de cerca de 5.400 t de urânio natural, ou seja, de 6.350 t de $U_3O_8$. Isto corresponde a um consumo específico de $2{,}65 \times 10^{-5}$ t de $U_3O_8$ por MWh de energia elétrica produzida.

Com este consumo por usina, as reservas atuais permitem a instalação de 27 unidades PWR de 1300 MW, totalizando 35.100 MW instaláveis, conforme indicado a seguir:

$$\frac{266.300 \text{ t de } U_3O_8 \times 0{,}65}{6.350 \text{ t de } U_3O_8} \cong 27 \text{ unidades}$$

$$27 \times 1.300 \text{ MW} = 35.100 \text{ MW}$$

Entretanto, admitindo-se o reprocessamento do combustível irradiado, permitindo a recuperação do urânio e plutônio residuais e sua reciclagem nos reatores PWR, seria possível uma economia de cerca de 25% na utilização das reservas de urânio. Com esta hipótese, as reservas brasileiras medidas e indicadas permitiriam atender a 33 reatores PWR de 1.300 MW na sua atual configuração, mais um reator de 626 MW (Angra 1), durante toda a vida útil, possibilitando a instalação, portanto, de até cerca de 43.526 MW.

Resumindo, pode-se apresentar o potencial e a capacidade instalável em usinas PWR de 1.300 MW (na sua atual configuração), a partir das reservas brasileiras de urânio hoje conhecidas, na hipótese de que todas essas reservas sejam exploradas e de que seja feito o reprocessamento do combustível.

Acervo ISA

QUADRO 3.IV

*Potencial Termelétrico Nuclear*

| Reserva | Ton $U_3O_8$ | Energia Firme MWano | Capacidade Instalável MW | Número de Usinas |
|---|---|---|---|---|
| Medida | 140.500 | 15.908 | 22.726 | 18* |
| Indicada | 125.800 | 14.560 | 20.800 | 16 |
| TOTAL | 266.300 | 30.468 | 43.526 | 34* |

* Já inclui a unidade de Angra I com 626 MW. Todas as demais são de 1.300 MW.

É bom lembrar que esses valores deverão aumentar, à medida que a NUCLEBRÁS for concluindo o levantamento das novas jazidas de urânio no País.

### 3.3. Reservas de Carvão Mineral e Potencial Termelétrico a Carvão

Os principais recursos carboníferos economicamente exploráveis e conhecidos no Brasil se localizam na região Sul, numa faixa de sedimentos que se estendem pelos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Tendo em vista os diversos trabalhos executados por entidades particulares e estatais, principalmente pelo DNPM/CPRM, verificou-se um aumento substancial no conhecimento das reservas de carvão da região Sul nos últimos anos, passando de 2,7 bilhões de toneladas, em 1970, para cerca de 23 bilhões de toneladas atualmente. A figura 3.III e respectivo quadro apresentam os dados disponíveis mais recentes das reservas de carvão para os estados da região Sul, incluindo a pequena parcela de São Paulo.

— *Paraná*

No Paraná as reservas de carvão são hoje de 64 x $10^6$ t, podendo ser consideradas modestas se pensarmos em programas intensos de utilização de carvão. A produção de carvão paranaense se destina à termelétrica de Figueira de 30 MW e às indústrias Klabin. O carvão é do tipo vapor com alto teor de enxofre, não tendo aplicação em siderurgia a coque.

— *Santa Catarina*

Em Santa Catarina as reservas são de 1,9 x $10^9$ t. A produção de carvão neste estado se apresenta com características particulares devido ao fato de ser a única reserva de carvão do país de onde se extrai carvão metalúrgico. O carvão bruto extraído das minas sofre um pré-beneficiamento onde se produz o chamado carvão pré-lavado. Este segue por estrada de ferro até um lavador central em Capivari, onde são separadas as frações metalúrgica e vapor. A fração metalúrgica segue por estrada de ferro até o porto de Imbituba de onde continua a ser transportado por navios até as siderúrgicas CSN, USIMINAS e COSIPA. O carvão vapor é consumido em parte na termelétrica de Jorge Lacerda ao lado do lavador de Capivari; a parte não consumida na termelétrica se destina à substituição de óleo combustível, no setor industrial.

— *Rio Grande do Sul*

No Rio Grande do Sul se encontram as maiores reservas de carvão conhecidas, totalizando cerca de 21 x $10^9$ t. A maior jazida do estado é a de Candiota com cerca de 8 x $10^9$ t de carvão.

A quase totalidade dessas reservas se constitui de carvão vapor cuja utilização basicamente se destina à geração de energia elétrica, a processos de queima direta para aquecimento, e à indústria de cimento em substituição ao óleo combustível e mesmo à gaseificação. Cabe destacar que o carvão da mina de Charqueadas é utilizado em processo de redução direta do minério de ferro. Recentemente, foi detectada, em Gravataí, a presença de carvão com características coqueificantes a uma profundidade de 300/600 m.

— *Reservas Totais do Sul do País*

As reservas de carvão medidas, indicadas e inferidas totalizam cerca de 23 bilhões de toneladas. De modo a se ter uma avaliação global do potencial do carvão mineral em termos de capacidade instalável para termeletricidade, serão adotadas as seguintes hipóteses:

a) excluir a fração metalúrgica da reserva de Santa Catarina;

b) recuperação média das jazidas em 50% devido a perdas de lavra e de beneficiamento;

c) consumo específico médio para geração elétrica: 1,0 t/MWh;

d) fator de capacidade médio de 75%;

e) vida útil da usina, igual a 30 anos.

A partir dessas hipóteses chega-se a um total de 11,2 bilhões de toneladas de carvão útil, permitindo uma capacidade instalável da ordem de 57.000 MW como referência para o potencial total das reservas conhecidas.

Em termos de utilização, entretanto, o carvão nacional tem grandes possibilidades na substituição do óleo combustível, para fins de aquecimento através de queima direta ou gaseificação. A parcela a ser destinada à geração de energia elétrica dependerá desses novos usos do carvão, podendo se dar inclusive através de programas integrados de utilização conjunta de carvão vapor.

O consumo atual de óleo combustível no País é da ordem de 18 milhões de toneladas/ano. Para substituir totalmente esse óleo por carvão, seriam necessá-

rios 45 milhões t/ano de carvão vapor com um poder calorífico médio de 4.000 kcal/kg, o que permite concluir que a terça parte das reservas calculadas de carvão vapor útil ($3,7 \times 10^9$ t) permitiria a substituição do atual nível de consumo de óleo combustível por mais de 80 anos.

Dessa forma, para os dois terços restantes, que poderiam ser destinados à termeletricidade, considerado o atual nível de conhecimento das novas disponibilidades, resultaria uma potência termelétrica instalável de 38.000 MW, que poderia produzir 28.500 MWano de energia firme durante 30 anos, como mostrado no Quadro 3.V a seguir:

QUADRO 3.V

*Potencial Termelétrico a Carvão*

| Reserva | Milhões de Toneladas | Energia Firme MWano | Capacidade Instalável MW | Número de Usinas |
|---|---|---|---|---|
| Medida | 1.351 | 1.690 | 2.270 | 7* |
| Indicada + + Inferida | 21.422 | 26.810 | 35.730 | 108 |
| TOTAL | 22.773 | 28.500 | 38.000 | 115 |

* Já inclui as 3 usinas existentes em SC, RS e PR. Todas as demais são de 330 MW instalados.

O potencial aqui apresentado é apenas indicativo, uma vez que dependerá de outras destinações que venham a ser dadas às reservas de carvão do sul do País.

### 3.4. Outras Fontes de Energia

Dentre as várias fontes alternativas, têm sido estudadas, em maior detalhe, as que apresentam maiores potencialidades no Brasil, a saber: a biomassa, a energia solar e a energia eólica.

Com este propósito, a ELETROBRÁS vem fomentando programas de pesquisa, desenvolvimento e demonstração de tecnologias de aproveitamento das citadas fontes.

O tempo disponível para a elaboração deste Plano, não permitiu a quantificação mais precisa destas fontes e sua compatibilização com os requisitos de mercado. Entretanto, não há dúvida de que existem reais possibilidades de utilização de lenha, carvão vegetal, bagaço de cana e resíduos diversos, para queima e geração de energia elétrica que seria destinada, principalmente, para atender ou complementar o atendimento de pequenos sistemas isolados ou de autoprodutores

BIOMASSA

- Floresta Energética

O Brasil possui uma das maiores áreas florestais do mundo, na qual, devido às condições climáticas e de solo, o crescimento das diversas espécies é muito rápido, o que não acontece com as reservas florestais das zonas frias (Canadá, Alasca, Sibéria, etc.).

A extensa área de cerca de $4 \times 10^6$ km² de florestas brasileiras oferece um importante potencial energético. Uma das formas de utilização do potencial das florestas, a mais simples e usada em maior escala desde o mais remoto passado, é pela combustão de lenha; outra é mediante a fabricação e combustão do carvão vegetal, ou sua gaseificação, para finalmente queimar o gás resultante. Outras utilizações, envolvendo complexos tratamentos químicos, como por exemplo para produzir metanol ou etanol, ou mediante a hidrogenação para obter petróleo sintético são objeto de pesquisas nos mais adiantados países, as quais já se iniciam também no Brasil.

Quaisquer que sejam as formas de utilização do potencial energético das florestas, estas deverão subordinar-se às imposições de ordem ecológica e às peculiaridades das diversas espécies, bem como do solo das diversas regiões, de tal forma que as derrubadas sejam controladas no tempo e no espaço, a fim de não prejudicar as condições do clima e não afetar desfavoravelmente a própria conservação das florestas. Ainda há a considerar as utilizações mais nobres de muitas espécies, tais como em indústrias madeireira, de papel e celulose, só se podendo computar para fins energéticos as de menor valor.

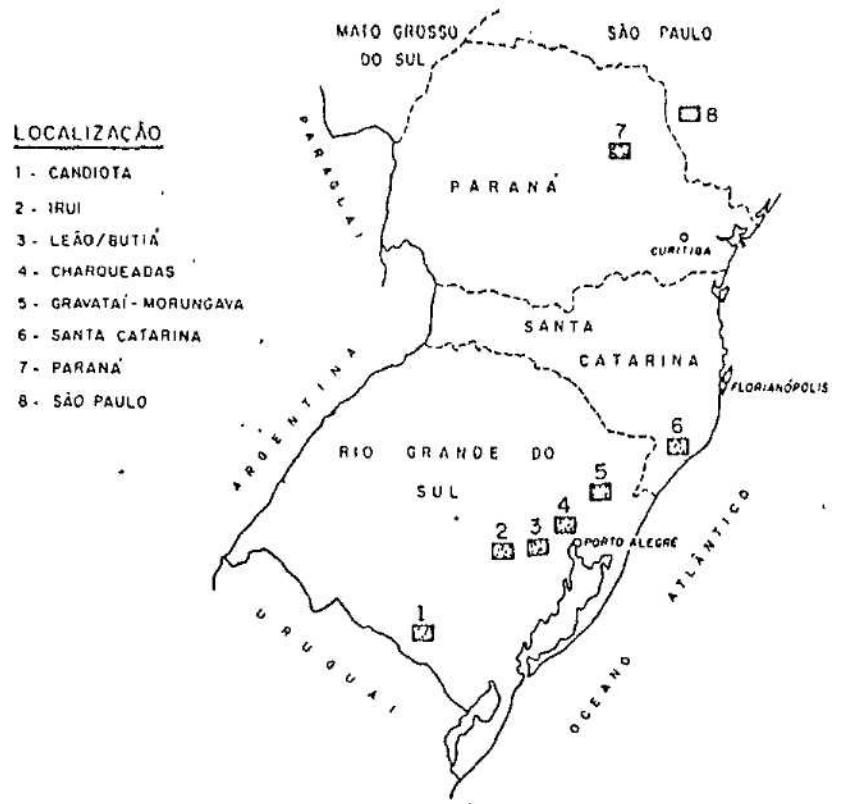
Assim, admite-se a exploração limitada e racional das florestas com fins energéticos, para o acionamento de pequenas centrais térmicas, e mesmo de médio porte, estas associadas a reflorestamentos ou ao aproveitamento da limpeza das áreas destinadas aos grandes reservatórios de centrais hidroelétricas (Balbina, Samuel, Cachoeira da Porteira e outros) na região Norte. Exemplificando, pode-se citar o fato de que já se acha em estudo bastante adiantado o uso da vegetação da área a ser inundada em Balbina, para instalação de uma usina de 50 MW para uma vida útil de 25 anos.

Também, a adaptação de unidades diesel-elétricas, para alimentação através de gasogênio, apresenta se como alternativa viável, pois essas centrais consomem,

## BRASIL - REGIÃO SUL CARVÃO MINERAL

RESERVAS E LOCALIZAÇÃO

Figura 3.III




RESERVAS DE CARVÃO MINERAL - $10^6$ t

| ESTADO | MEDIDA | IND + INF | TOTAL |
|---|---|---|---|
| RS | 948 | 19810 | 20758 |
| SC | 369 | 1572 | 1941 |
| PR | 32 | 32 | 64 |
| SP | 2 | 8 | 10 |
| TOTAL | 1351 | 21422 | 22773 |

FONTE: DNPM-1979

hoje em dia, cerca de 2000 BEP/dia, que poderiam ser, em parte, substituídos.

- Bagaço de Cana-de-açúcar

Além da produção de açúcar e de álcool é possível aproveitar-se considerável quantidade de energia excedente, contida no bagaço de cana. Esta disponibilidade será tanto maior quanto mais aperfeiçoado for o processo empregado nas usinas de açúcar e nas destilarias de álcool. Basicamente, a utilização de caldeiras na pressão de 60 kg/cm² e temperatura de 450°C, ou mesmo superiores, bem como a extração do caldo da cana por meio de difusores, são os aspectos principais que possibilitam significativa obtenção de sobras de energia no bagaço de cana. Tais sobras, no caso do álcool, podem ser otimizadas atingindo 1 kWh por litro de álcool produzido. Esta energia poderá ser aproveitada diretamente para geração elétrica na própria destilaria, que poderá repassá-la à concessionária local na forma prevista na legislação.

Outra opção para o aproveitamento energético do excedente de bagaço de cana é briquetá-lo ou reduzi-lo a pelotas e, numa destas formas, usá-lo como combustível em aplicações industriais adequadas.

Para 1985 está prevista a produção de 250 milhões de toneladas de cana, o que corresponde ao total de aproximadamente 50 milhões de toneladas de bagaço de cana.

Supondo que sejam adotadas modernas tecnologias na produção do álcool, o excedente de energia disponível dentro desta previsão para 1985 seria equivalente a cerca de 75.000 BEP/dia.

A previsão relativa ao ano 2000, depende da respectiva produção de cana-de-açúcar que ainda não foi definida. Todavia, considerando a previsão de 1985 e tendo em vista que aperfeiçoamentos tecnológicos agrícolas permitirão considerável aumento na produção da cana, pode ser admitido para o horizonte deste Plano um total de duas a três vezes a marca relativa a 1985.

Acervo ISA

- Biodigestores

Reconhecendo ser a tecnologia dos biodigestores uma opção para acelerar o suprimento de energia e a eletrificação rural, e também por ter sido classificada por organizações internacionais como uma das tecnologias do tipo emergente, respaldada por vasta experiência em outros países (China e Índia), a ELETROBRÁS contribuiu para a divulgação desta tecnologia através de convênios realizados com algumas universidades e instituições ligadas ao meio rural.

Considerando as projeções da evolução do número de propriedades rurais obtidas dos censos agropecuários efetuados pelo IBGE, admite-se que o mesmo alcance aproximadamente 8.500.000 propriedades até o ano 2000, para todo o País.

Os requisitos de energia de grande parte dessas propriedades poderão ser atendidos, total ou parcialmente, com a implantação de biodigestores, quer como um complemento, quer como uma alternativa para a extensão de linhas de eletrificação rural, o que indica a potencialidade de utilização dessas instalações.

- Lixo Urbano

Um dos rejeitos da sociedade industrial, que tem encontrado aplicação na produção da energia elétrica, é o lixo urbano.

Em cidades de grande porte, os problemas de degradação do meio ambiente, do armazenamento e da disposição final do lixo, podem tornar-se bastante onerosos, mormente com a valorização das terras e consequente afastamento dos locais de depósito. Este custo, muitas vezes, viabiliza outras aplicações como a fabricação de fertilizantes ou a queima para a geração de energia elétrica. A ELETROBRÁS vem estimulando as concessionárias de âmbito estadual a desenvolverem estudos no sentido de se conhecer a viabilidade dessa queima para a geração de energia elétrica, nas Capitais e cidades de maior porte.

- Maremotriz

O potencial proveniente da energia das marés em todo o território brasileiro não é conhecido. Nas áreas costeiras mais promissoras, a ELETROBRÁS patrocinou um estudo de pré-inventário das possibilidades de geração maremotriz, compreendendo a costa dos Estados do Maranhão e Pará e a do Território Federal do Amapá.

Foram selecionados 42 sítios com potencial superior a 60 MW e área do reservatório acima de 15 $km^2$. Os resultados, mediante estimativa conservadora, acusaram a potência total instalável de 27.000 MW, e produção anual de energia de 8.200 MWano (72 x $10^6$ MWh) equivalente a um consumo de 432.000 barris de petróleo por dia. Os resultados maregráficos acusaram amplitudes médias de maré em torno de 5 m no Maranhão e Pará, e de 8 m no Amapá, sendo que as amplitudes máximas acusadas foram no Varadouro de Maracá (Amapá) onde alcançam 13,5 m.

Para cada um destes sítios selecionados foram efetuados estudos de restituição dos mosaicos aerofotogramétricos existentes; levantamento do regime de marés; avaliação da possibilidade energética do aproveitamento através de estimativa da curva cota-volume e de programação matemática; estudos preliminares geológicos através das informações existentes para a região em que se insere o aproveitamento.

Destes 42 sítios foram escolhidos 12 para estudos mais aprofundados de campo e de escritório, devido às limitações de prazo e montante estabelecido para o projeto. Para estes sítios a potência total instalável será de 16.900 MW, com uma produção anual de energia de 5.250 MWano (46 x $10^6$ MWh).

Foram executados ainda levantamentos e estudos complementares, compreendendo uma seção batimétrica transversal do aproveitamento em ponto de possível implantação de barramento e de usina: concepção preliminar das obras de barramento e usina, com itemização de custos para cada aproveitamento; indicação das áreas de materiais de construção assinalando as alternativas de acesso e apoio à obra.

- Eólica/Solar

Dentro do horizonte do ano 2000, a perspectiva de utilização de energia eólica e energia solar especificamente para geração de eletricidade, se dará através de equipamentos especiais de pequena potência, isolados dos sistemas de alimentação elétrica, tais como centrais remotas de comunicação, estações repetidoras de microondas, equipamentos de meteorologia e telemetria, sinais de navegação, energização de ilhas e pequenos povoados, bem como bombeamento d'água e outros usos rurais. O acompanhamento da evolução tecnológica dessas duas fontes energéticas vem sendo feito, com interesse, pela ELETROBRÁS e outras empresas do Setor Elétrico, inclusive mediante convênios com universidades e institutos de pesquisas.

Acervo ANSA

# 4. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Historicamente, o comportamento do mercado de Energia Elétrica pode ser caracterizado pelas elevadas taxas médias anuais de crescimento do consumo, acima de 10%, verificadas no último decênio. Este crescimento foi viabilizado por grandes investimentos do Setor Elétrico, que manteve o atendimento satisfatório dos requisitos desse mercado ao longo daquele período, apesar das elevações dos preços de seus serviços terem sido inferiores às da maioria dos energéticos colocados à disposição dos consumidores, conforme indica a figura 4.I.

A figura 4.II representa simultaneamente as taxas de crescimento anual do consumo de Energia Elétrica, do consumo de Energia Primária e do Produto Interno Bruto. Observa-se que, até 1974, a evolução dos requisitos de Energia Global e de Energia Elétrica acompanhou o crescimento do PIB. A partir de então, em virtude da contenção do uso de derivados de petróleo, de alterações na estrutura do Produto Industrial com aumento da participação de indústrias de uso intensivo da Energia Elétrica e, em menor grau, de substituições de combustíveis por essa energia, o crescimento dos requisitos de Energia Global diminuiu, acompanhando a evolução do PIB, enquanto, até 1980, o crescimento do mercado de Energia Elétrica manteve o nível apresentado no início da década anterior.

A figura 4.III apresenta os valores verificados dos requisitos de energia até 1980 para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Apresenta também a comparação entre as previsões do Plano 90 e a evolução provável considerada no presente Plano. Verifica-se que a projeção atualmente considerada no Plano 2000 situa-se próxima e abaixo da projeção Baixa do Plano 90 e que o mercado para o período 1981-1984 é bem atípico com relação às tendências anteriores.

Esse comportamento, que se admite ser transitório, manifestou se claramente no ano de 1981, quando um conjunto de medidas visando basicamente o controle da inflação e o alívio do balanço de pagamentos se refletiu no consumo de energia elétrica do País, o qual teve sua taxa de crescimento bastante diminuida em relação à média dos últimos 10 anos.

Por ser difícil avaliar por quanto tempo será necessário manter a aplicação de tais medidas e quais serão seus reflexos em cada setor da economia, alterando, pelo menos temporariamente, o processo de desenvolvimento que se vinha observando na década passada, ficou mais difícil avaliar a evolução da economia, a curto e a longo prazo. Consequentemente, também aumentou o nível de incerteza que envolve as previsões do mercado de energia elétrica.

O crescimento do mercado de energia elétrica considerado neste Plano reflete as perspectivas de evolução da economia e da população, indicadas pelos principais órgãos oficiais de planejamento global e setorial. Essas previsões de demanda, elaboradas conjuntamente pela ELETROBRÁS e concessionárias, por classe de consumo, também levam em conta, especificamente, os programas de instalação e ampliação das maiores indústrias (cerca de 300), bem como programas de expansão do atendimento em cada área de concessão de serviços de energia elétrica.

Ainda no tocante à evolução da economia, foram considerados três diferentes cenários para o longo prazo. A estes correspondem diversos crescimentos do mercado de energia elétrica, tanto nas taxas médias quanto na estrutura. O mercado alto corresponde a uma inserção bastante favorável do Brasil no mercado internacional, com uma ampliação do mercado de produtos industriais e melhoria geral das relações de troca. O mercado baixo reflete uma conjuntura internacional difícil e um grande esforço para reduzir a dependência externa do país, tanto em termos energéticos quanto em relação ao balanço de pagamentos. A evolução provável, que constitui, aproximadamente, a média dessas, se situa entre as duas precedentes e reflete, a médio e longo prazo, um cenário que se aproxima daquele observado nas últimas décadas, tendo em conta, porém, as alterações havidas no quadro internacional, principalmente quanto à oferta de combustíveis e de recursos financeiros. Considera-se que, superado um período inicial de ajustes, a economia poderá apresentar um ritmo de desenvolvimento mais acelerado, embora inferior ao da última década. Haveria ênfase na autonomia energética e no aproveitamento de oportunidades, oferecidas pelo mercado internacional, para desenvolver alguns setores de modo a reforçar a posição comercial e financeira do país.

Foi também feita uma avaliação global do setor energético, tendo em vista as possíveis substituições de combustíveis por energia elétrica nos principais se-

QUADRO 4.I

Brasil e Regiões
Consumo Total de Energia Elétrica (*)
Previsão Média
TWh

| *Regiões de Planejamento* | *1980* | *1984* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte mais Maranhão | 2,4 | 4,3 | 23,7 | 32,7 | 43,4 |
| Nordeste menos Maranhão | 13,5 | 19,8 | 40,5 | 56,3 | 75,0 |
| Sudeste mais Centro-Oeste menos Mato Grosso do Sul | 82,4 | 105,9 | 172,7 | 240,8 | 326,3 |
| Sul mais Mato Grosso do Sul | 14,7 | 21,8 | 44,6 | 66,3 | 92,1 |
| Brasil | 113,0 | 151,8 | 281,5 | 396,1 | 536,8 |

(*) Exclusive autoprodutores

tores industriais, com base nos custos de adaptação e de operação. Estima-se, no cenário provável, que em meados desta década a substituição possa representar um acréscimo da ordem de 10% do mercado médio, o que, pelo menos parcialmente, compensaria um comportamento da economia menos favorável.

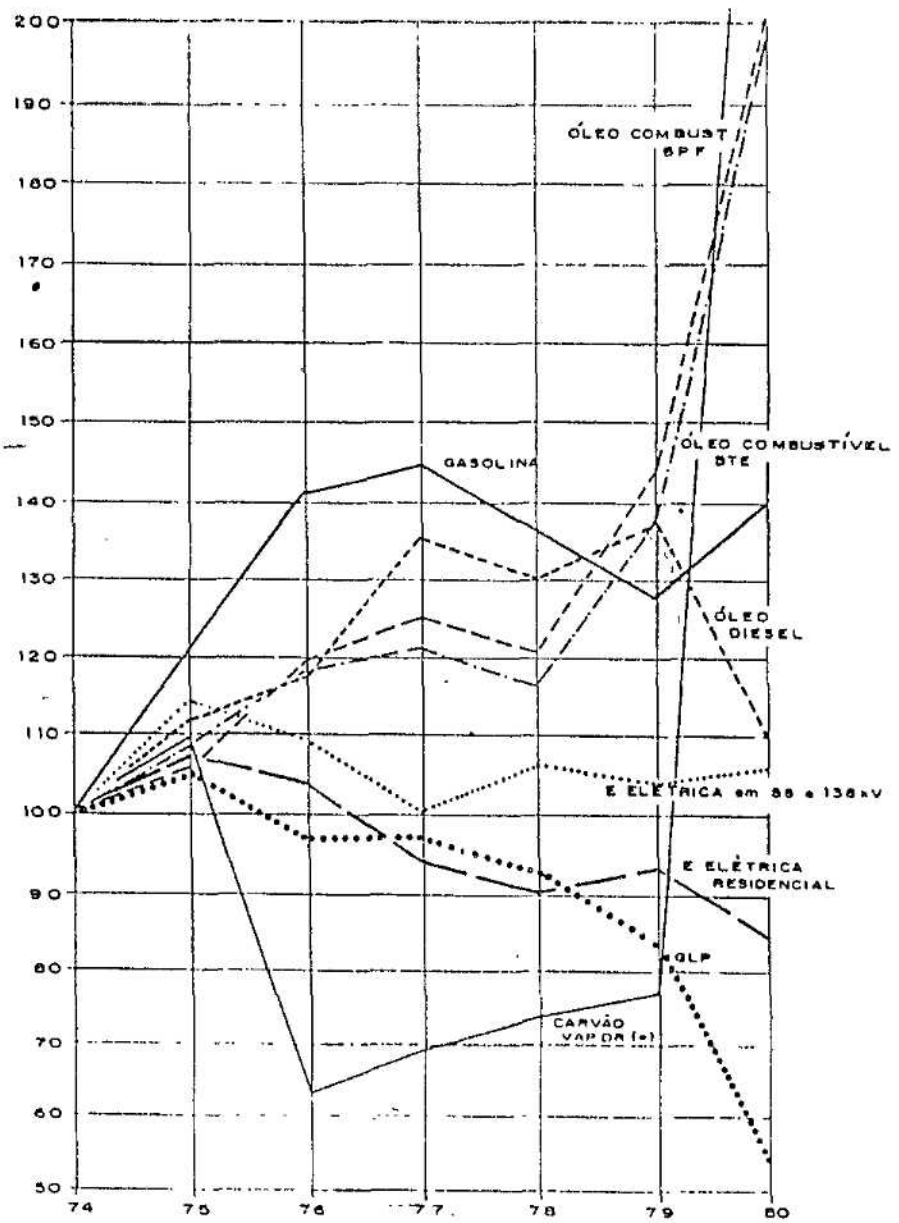
As três projeções de crescimento do consumo de energia elétrica correspondentes a estes cenários, denominadas alta, média e baixa, e as respectivas taxas médias de crescimento são apresentadas na figura 4.IV a seguir.

O Quadro 4.I resume a evolução prevista no período 1980/2000, do consumo total de energia elétrica do Brasil e das regiões consideradas para efeito de planejamento.

## BRASIL - ÍNDICE DE PREÇOS MÉDIOS DOS PRINCIPAIS TIPOS DE ENERGIA

Figura 4.I

VALORES CONSTANTES DEFLACIONADOS PELOS ÍNDICES GERAIS DE PREÇOS DA F.G.V.




(*) Eliminação do Subsídio a partir de 1979

Nota: Energia Elétrica sem IUEE e Empréstimo Compulsório

Acervo ISA

QUADRO 4.II

Brasil e Regiões
Consumo Total de Energia Elétrica (•)
Previsão Média
Taxas Médias
% a.a.

| *Regiões de Planejamento* | *80/84* | *84/90* | *90/95* | *95/00* | *80/00* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte mais Maranhão | 15,7 | 32,9 | 6,6 | 5,8 | 15,6 |
| Nordeste menos Maranhão | 10,0 | 12,7 | 6,8 | 5,9 | 9,0 |
| Sudeste mais Centro-Oeste menos Mato Grosso do Sul | 6,5 | 8,5 | 6,9 | 6,3 | 7,3 |
| Sul mais Mato Grosso do Sul | 10,4 | 12,7 | 8,3 | 6,8 | 9,7 |
| Brasil | 7,7 | 10,8 | 7,1 | 6,3 | 8,2 |

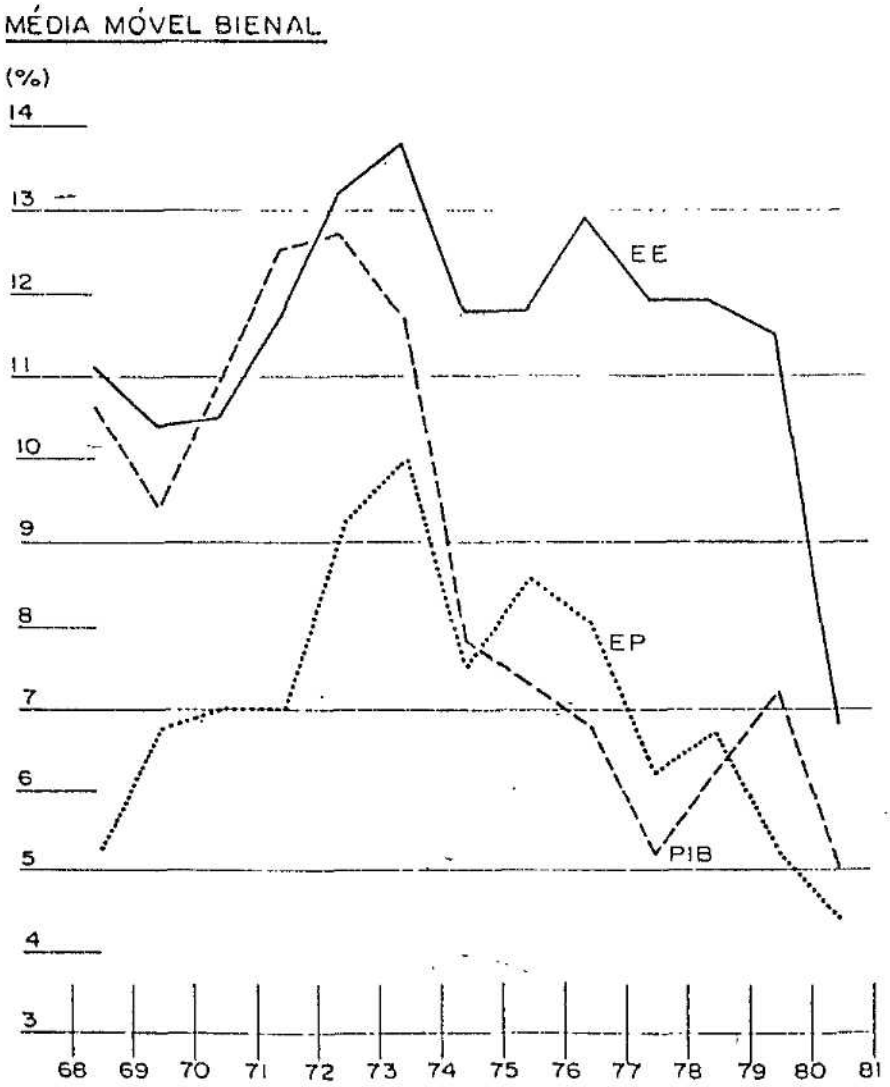
(•) Exclusive autoprodutores

O Quadro 4.II mostra essa evolução, em termos de taxa média para os períodos considerados.

Os quadros 4.III e 4.IV seguintes apresentam, respectivamente, os requisitos de energia no período, referentes ao Brasil e às regiões de planejamento, e suas taxas de crescimento médio. Entende-se por "requisito de energia" a soma do consumo com as perdas na distribuição, na subtransmissão e na transmissão até a tensão de 230 kV inclusive. A unidade utilizada para a apresentação dos requisitos é o GW ano que resulta de divisão da energia expressa em GWh/ano pelo número médio de horas por ano.

BRASIL - EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO "PIB" E DOS CONSUMOS DE ENERGIA PRIMÁRIA "EP" E ENERGIA ELÉTRICA "EE"

Figura 4.II



Acervo ISA

QUADRO 4.III

Brasil e Regiões
Requisitos de Energia (•)
Previsão Média
GW ano

| *Regiões de Planejamento* | *1980* | *1984* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte mais Maranhão | 0,3 | 0,6 | 2,8 | 3,9 | 5,2 |
| Nordeste menos Maranhão | 1,7 | 2,4 | 4,9 | 6,9 | 9,2 |
| Sudeste mais Centro-Oeste menos Mato Grosso do Sul | 10,3 | 13,3 | 21,4 | 29,8 | 40,4 |
| Sul mais Mato Grosso do Sul | 1,9 | 2,8 | 5,7 | 8,3 | 11,4 |
| Brasil | 14,2 | 19,1 | 34,8 | 48,9 | 66,2 |

(•) Exclusive autoprodutores

QUADRO 4.IV

Brasil e Regiões
Requisitos de Energia (•)
Previsão Média
% a.a.

| *Regiões de Planejamento* | *80/84* | *84/90* | *90/95* | *95/00* | *80/00* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte mais Maranhão | 18,9 | 29,3 | 6,9 | 5,9 | 15,3 |
| Nordeste menos Maranhão | 9,0 | 12,6 | 7,1 | 5,9 | 8,8 |
| Sudeste mais Centro-Oeste menos Mato Grosso do Sul | 6,6 | 8,2 | 6,8 | 6,3 | 7,1 |
| Sul mais Mato Grosso do Sul | 10,1 | 12,6 | 7,8 | 6,6 | 9,4 |
| Brasil | 7,7 | 10,5 | 7,0 | 6,2 | 8,0 |

(•) Exclusive autoprodutores

Após esses, o Quadro 4.V mostra os requisitos de ponta no mesmo período e para as mesmas unidades geográficas.

QUADRO 4.V

Brasil e Regiões
Ponta (•)
Previsão Média
GW

| *Regiões de Planejamento* | *1980* | *1984* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte mais Maranhão | 0,6 | 1,0 | 3,6 | 5,1 | 6,8 |
| Nordeste menos Maranhão | 2,8 | 4,2 | 7,7 | 10,8 | 14,1 |
| Sudeste mais Centro-Oeste menos Mato Grosso do Sul | 16,0 | 20,6 | 32,6 | 45,3 | 61,3 |
| Sul mais Mato Grosso do Sul | 3,1 | 4,6 | 8,9 | 13,0 | 17,8 |
| Brasil | 22,5 | 30,4 | 52,8 | 74,2 | 100,0 |

(•) Exclusive autoprodutores

QUADRO 4.VI

Brasil
Consumo Total de Energia Elétrica (•)
Estrutura Percentual
%

| | *1980* | *1984* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|---|
| Residencial | 21,1 | 20,9 | 17,8 | 17,1 | 16,6 |
| Industrial | 54,1 | 52,6 | 59,7 | 61,4 | 62,9 |
| Comercial | 12,0 | 11,8 | 10,2 | 9,8 | 9,4 |
| Outras Classes de Consumo | 12,8 | 14,7 | 12,3 | 11,7 | 11,1 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

(•) Exclusive autoprodutores

O Quadro 4.VI mostra a evolução da estrutura do mercado, segundo as principais classes de consumo conforme a previsão média. Verifica-se o aumento da participação do consumo industrial, coerente com as características do cenário ao qual corresponde, descrito anteriormente.

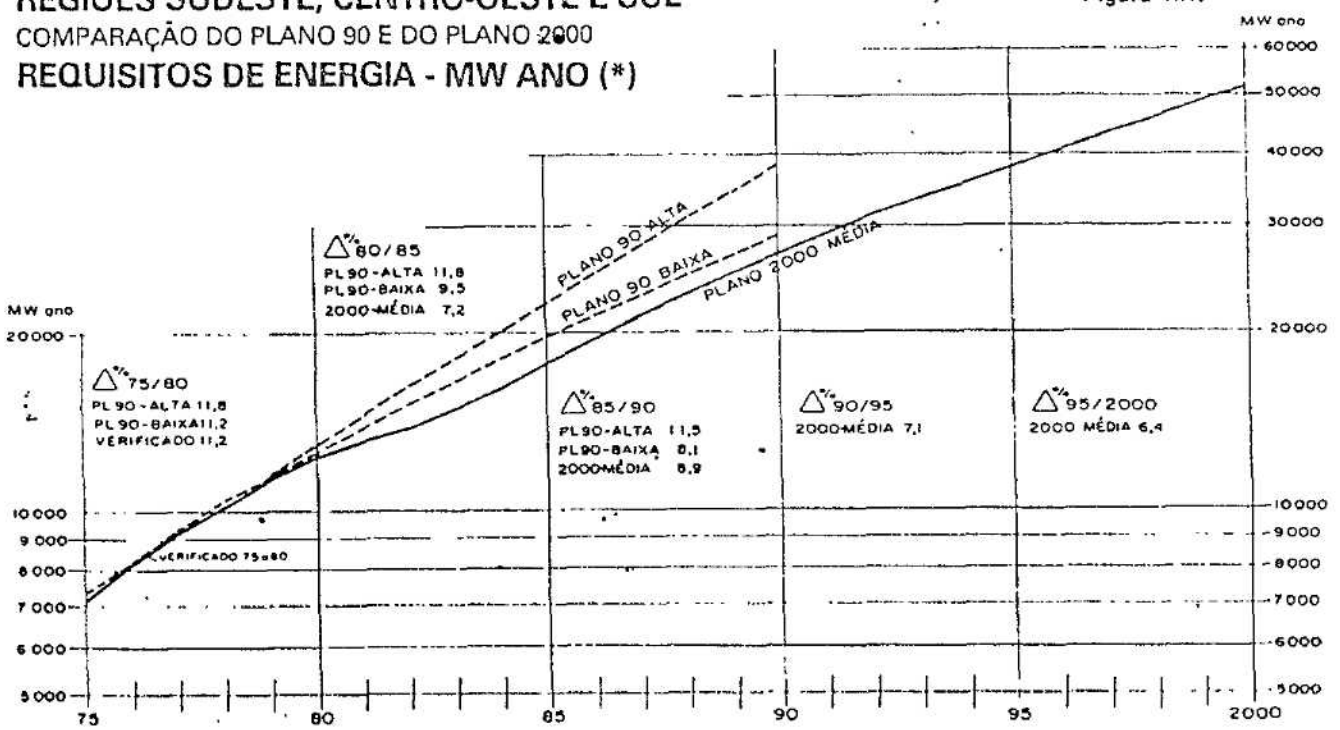
Acervo LAMISA

## REGIÕES SUDESTE, CENTRO-OESTE E SUL

COMPARAÇÃO DO PLANO 90 E DO PLANO 2000

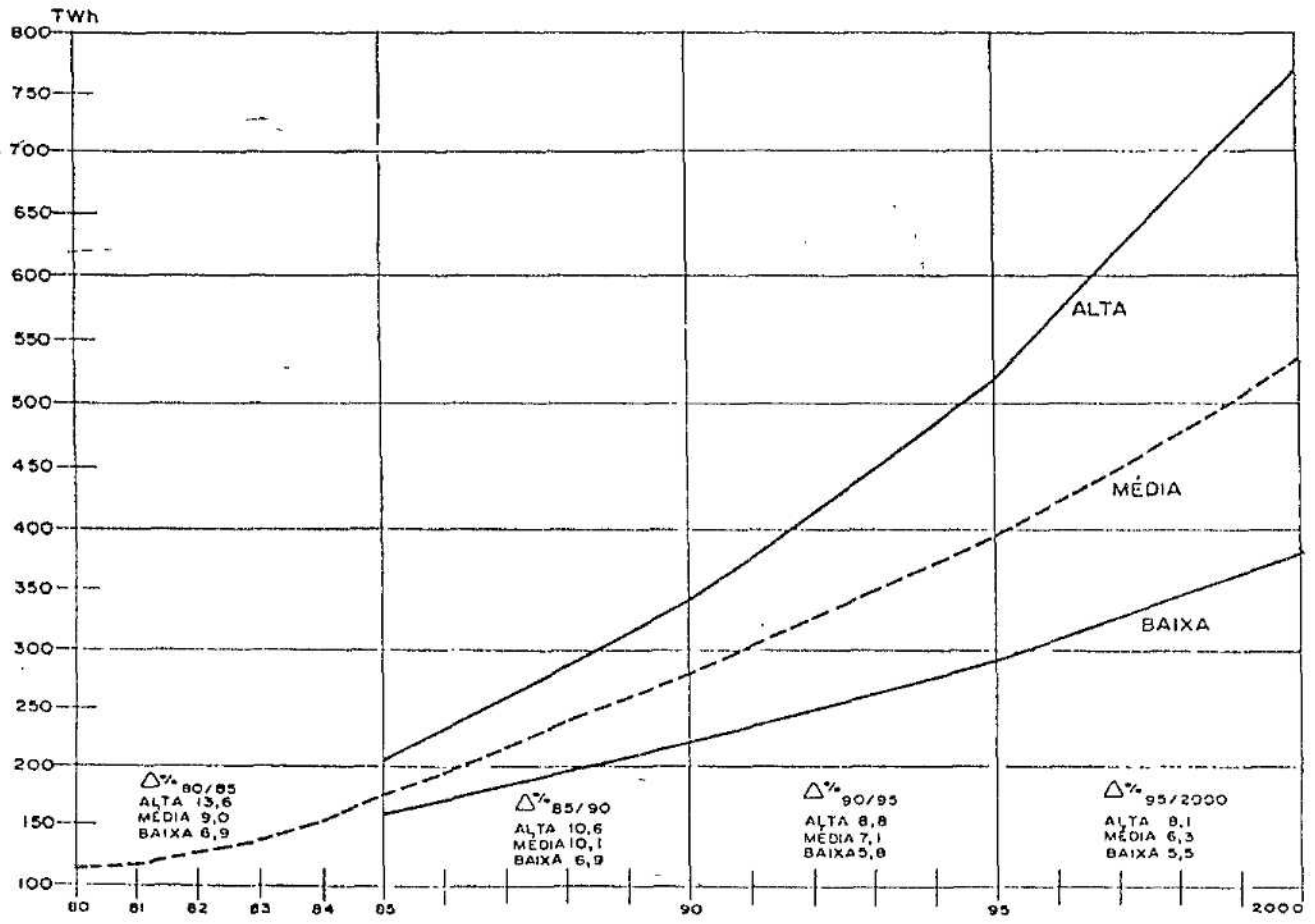
## REQUISITOS DE ENERGIA - MW ANO (*)

Figura 4.III




## BRASIL - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 1980/2000

Figura 4.IV




NOTA: EXCLUSIVE AUTOPRODUTORES
PROJEÇÃO MÉDIA - GCPS - DEZ 81
PROJEÇÃO ALTA e BAIXA - DEME - ELETROBRÁS - AGO. 81

Cabe ressaltar que a projeção referente à região Norte inclui as cargas do Programa Grande Carajás relacionadas no Quadro 4.VII, para as quais já existe uma definição relativamente precisa das datas de entrada em operação. A projeção referente à região Nordeste, entretanto, não inclui a provável carga de enriquecimento de urânio a se localizar em Itataia (CE).

QUADRO 4.VII

Programa Grande Carajás
Principais Cargas Consideradas na Previsão Média
Ponta
MW

| *Cargas* | *1985* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|
| ALCOA – Alumínio | 186 | 558 | 558 | 558 |
| ALCOA – Alumina | 20 | 60 | 120 | 120 |
| CAEMI | 80 | 160 | 160 | 160 |
| SIDERMA | – | 330 | 330 | 330 |
| PROMETAL | – | 66 | 66 | 66 |
| ALBRÁS | 210 | 596 | 596 | 596 |
| ALUNORTE | 24 | 48 | 48 | 48 |
| VULCAN | 170 | 170 | 170 | 170 |
| FERRO CARAJÁS | | | | |
| • Mina | 20 | 37 | 37 | 37 |
| • Ferrovia | – | – | 107 | 107 |
| PROJETO (A) – Alumínio | – | – | 489 | 489 |
| PROJETO (B) – Alumínio | – | – | – | 489 |
| PROJETO (C) – Alumínio | – | – | – | 163 |
| PROJETO (A) – Alumina | – | – | 24 | 48 |
| PROJETO (B) – Alumina | – | – | – | 24 |
| TOTAL | 710 | 2.025 | 2.705 | 3.405 |

Além da previsão de consumo das concessionárias elaborou-se a previsão da geração líquida dos autoprodutores industriais, conforme o Quadro 4.VIII a seguir:

QUADRO 4.VIII

Brasil e Regiões
Previsão da Geração Líquida dos
Autoprodutores Industriais
GWh

| | *1980* | *1984* | *1990* | *1995* | *2000* |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte | 549 | 567 | 570 | 538 | 532 |
| Nordeste | 1.676 | 1.865 | 2.069 | 2.144 | 2.223 |
| Sudeste | 4.923 | 5.587 | 5.960 | 6.088 | 6.235 |
| Centro-Oeste | 194 | 264 | 303 | 305 | 305 |
| Sul | 1.134 | 1.272 | 1.355 | 1.388 | 1.423 |
| Brasil | 8.476 | 9.555 | 10.247 | 10.463 | 10.718 |

Prevê-se que a participação da autoprodução no atendimento dos requisitos do mercado industrial venha a diminuir. A relação da autoprodução para as vendas das concessionárias às indústrias deverá passar de 14% em 1980 para cerca de 3% em 2000. Observa-se, portanto, que se estima que na maioria das indústrias a expansão do suprimento possa ser feito a custos menores pelas concessionárias do que por instalações próprias, bem como a melhoria e expansão dos serviços dispensará parcelas ainda necessárias da autoprodução atual.

Acervo AMSA

# 5. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS SISTEMAS INTERLIGADOS

## 5.1. Atendimento até 1984

O Programa de Expansão das Instalações que deverão iniciar a operação antes de 1984 referente aos Sistemas Interligados Norte-Nordeste e Sudeste-Centro-Oeste e Sul, compreende um conjunto de obras de geração, de transmissão e de distribuição, em especial de interligações regionais, obras essas próximas de seu término, entre as quais pode-se destacar:

— Sistema Interligado Norte-Nordeste

- Projetos para suprimento de energia firme e ponta
  Tucuruí — 1ª etapa: 8 unidades de 330 MW iniciando operação em fins de 1983
- Projetos para suprimento de ponta
  Sobradinho: completação — 5ª e 6ª unidades de 175 MW em 1981/82
  Paulo Afonso IV: completação — 4ª, 5ª e 6ª unidades de 410 MW em 1981/82
- Implantação de interligações inter-regionais
  Sistema em 500 kV: Tucuruí — Sobradinho em 1981
  (Operação iniciada em 1981 no sentido de suprir a carga de Belém, reduzindo geração térmica a óleo).

— Sistema Sudeste — Centro-Oeste e Sul

- Projetos para suprimento de energia firme e ponta
  Emborcação: 4 unidades de 250 MW, iniciando a operação em 1982;
  Nova Avanhandava: 3 unidades de 100 MW, iniciando em 1982;
  Itaipu: 18 unidades de 700 MW, iniciando em 1983;
  Angra I: unidade de 626 MW, em operação comercial em 1982;
  Salto Santiago: 2ª e 3ª unidades de 333 MW em 1981 e 4ª em 1982;
  Presidente Médici: 3ª e 4ª unidades de 160 MW em 1983/84.
- Projetos para Suprimento de ponta
  Itumbiara: completação — 5ª e 6ª unidades de 350 MW em 1981
  Salto Osório: completação — 6ª unidade de 175 MW em 1981
  Foz do Areia: 3ª e 4ª unidades de 417 MW em 1981
- Implantação de interligações inter-regionais
  Em 1982 entra em operação a linha de transmissão de 750 kV
  Ivaiporã — Tijuco Preto, correspondente à antecipação de parte do tronco de Itaipu. Esta linha compõe a interligação Sul-Sudeste juntamente com o sistema de 500 kV da ELETROSUL conectado à SE Ivaiporã.
- Sistema de Transmissão
  Em 1983, com a primeira unidade de Itaipu, é colocado em operação o primeiro bipolo do sistema de corrente contínua, ± 600 kV, ligando esta usina com o centro consumidor da Grande São Paulo através do Terminal de São Roque.

  Em 1982 entra em operação a linha de transmissão de 500 kV
  Foz do Areia — Campos Novos — Gravataí, estabelecendo o primeiro elo de extra-alta tensão entre o parque gerador do Iguaçu e o centro consumidor de Porto Alegre.
  Em 1984 estará completado o esquema de suprimento a Cuiabá em 230 kV desde a usina de Itumbiara com a operação da linha de transmissão Itumbiara — Rio Verde — Rondonópolis — Coxipó.

A capacidade geradora desse programa em andamento assegura condições satisfatórias de suprimento de energia e ponta aos sistemas interligados no período 1982-1984.

As condições de suprimento aos sistemas interligados até 1984 foram analisadas através de balanços energéticos de ponta e energia, incluindo uma avaliação do risco de déficits para as regiões Sudeste-Centro-Oeste, Sul e Nordeste-Norte.

Os resultados dessa análise, realizada com base em Modelos de Simulação da Operação do Sistema, indicam níveis de risco de suprimento no período inferiores a 1% para as mencionadas regiões, com exceção do ano de 1983, cujo índice de risco atinge 1,3% no Sul e 1,7% no Nordeste-Norte, considerando nesses casos as usinas a óleo em reserva fria.

Foi ainda analisado o desempenho do sistema básico de transmissão, verificando-se haver condições satisfatórias de suprimento de energia elétrica aos diversos sub-sistemas estaduais em função das ampliações programadas de capacidade das interconexões regionais e dos sub-sistemas componentes.

## 5.2. Alcance do atendimento com as obras em Andamento e considerações sobre o Programa Termelétrico

Em seguida à análise da situação de suprimento de curto prazo, os estudos se desenvolveram no sentido de analisar possíveis programas alternativos da expansão da geração e da transmissão, a fim de identificar as instalações necessárias a essa expansão, particularmente as que deverão ter sua construção iniciada até 1985.

Em primeiro lugar, examinou-se a capacidade de atendimento do sistema existente acrescido das usinas cujas primeiras unidades geradoras começarão a operar até 1984. Constatou-se que o mercado pode ser atendido em condições satisfatórias até 1985, no caso do sistema interligado das regiões Norte-Nordeste, e até 1987, no caso do Sudeste — Centro-Oeste — Sul, sem utilização de termelétricas a óleo.

Entretanto, verificou-se que havia uma sobra substancial de energia nos anos de 1985 e 1986 no sistema interligado Sul — Sudeste — Centro-Oeste.

Diante disso, para fins de balanço energético foi considerado um cronograma de entrada em operação das unidades da usina de Itaipu, que é a única usina prevista nesse sistema para essa época, ligeiramente modificado. A modificação consistiu em retardar a entrada em operação a partir da 5ª máquina, de modo a se ter três unidades por ano a partir de 1983, terminando essa motorização em 1988.

Em segundo lugar, levou-se em conta que já há, atualmente, um programa de obras em andamento, constituído de barragens e usinas que, embora este-

jam em construção, só entrarão em operação após 1984.

Através da realização de balanço energético, determinaram-se as datas mais próximas em que essas instalações seriam necessárias, procurando, na medida do possível, manter essas obras em andamento para não haver grandes desmobilizações de pessoal nas empreiteiras e fabricantes encarregados de sua execução. As datas resultantes dessa análise são:

Regiões Sudeste – Sul – Centro-Oeste
- Angra II/III – dez. 87/dez. 89
- Barragem Três Irmãos e Canal Pereira Barreto – mar. 85
- Taquaruçu – fev. 87
- Rosana - mai. 87
- Porto Primavera – out. 87
- Motorização Três Irmãos – jun. 88

Região Norte-Nordeste
- Boa Esperança (unidades 3 e 4) – jul. 85
- Itaparica – dez. 86

As usinas de Taquaruçu, Rosana e P. Primavera previstas para operarem em 1984, 1985 e 1986, respectivamente, estão sendo consideradas deslocadas no tempo, em função do menor crescimento do mercado e, nesse sentido, já foi expedida nova Portaria do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, fixando o ano de 1987 como data limite para início de operação dessas instalações.

Além dessas usinas hidrelétricas, outro ponto de partida dos estudos foi a consideração do programa termelétrico a carvão e do programa nuclear.

O programa da expansão termelétrica até o ano 2000 aprovado pelo MME, consta de 11 usinas termelétricas a carvão de 335 MW instalados cada uma, localizadas no sul do País, e de 8 usinas nucleoelétricas de 1.300 MW cada uma, além da usina de Angra I (626 MW).

A fim de adquirir tecnologia concernente às usinas termelétricas a carvão, há necessidade de um número de anos maior do que o normalmente necessário para a construção da primeira dessas usinas de 335 MW, tanto em Santa Catarina como no Rio Grande do Sul. Avaliou-se que esse prazo deveria conduzir à operação dessas duas primeiras unidades para 1988. Assim sendo, somente essas duas precisariam ser iniciadas até 1985, ficando o início das demais para após 1985.

No caso das nucleoelétricas, o programa definido pelo MME para o período até 1985, só prevê o início de construção de mais duas usinas, além de Angra II e III, que são as de Peruibe (unidades IV e V) e deverão entrar em operação em 1991/1992.

### 5.3. Programa Recomendado de Expansão da Geração

Pelas razões mencionadas no fim do item 5.2 anterior, somente fazem parte do programa de expansão recomendado, no que concerne a termelétricas, a primeira unidade a carvão de 335 MW do Rio Grande do Sul, a primeira de Santa Catarina de igual potência e as nucleoelétricas IV e V localizadas em Peruibe. O início de construção dessas instalações ocorrerá no período 1982-1985 e sua operação está prevista para:

| *Usina* | *Ano* |
|---|---|
| Carvão I – RS | 1988 |
| Carvão II – SC4 | 1988 |
| Nuclear IV – SP1 | 1991 |
| Nuclear V – SP2 | 1992 |

Fixado o programa de expansão da geração termoelétrica, o programa hidrelétrico foi desenvolvido, tendo em vista o atendimento do mercado previsto até, aproximadamente, o horizonte de 1990; os projetos foram selecionados, basicamente, em função da economicidade e do estágio avançado de desenvolvimento dos projetos de engenharia e das definições a nível de Governo.

Além da usinas já em construção, outras usinas hidrelétricas encontravam-se prontas para início de construção com seus estudos de engenharia bastante desenvolvidos, algumas inclusive com seus projetos básicos e documentos de concorrência para obra civis e compras de equipamentos praticamente prontos, uma vez que sua execução já havia sido autorizada às empresas concessionárias e programadas, anteriormente, no chamado Plano 90 ou no Plano 95.

Neste caso, encontram-se: Xingó, no rio São Francisco; Pedra do Cavalo, no rio Paraguaçu, cuja barragem está em construção e estará pronta em 1983; Santa Branca e Nilo Peçanha, na bacia do Paraíba do Sul; Corumbá, no rio Corumbá; São Félix, no rio Tocantins; Segredo, no Rio Iguaçu; Ilha Grande, no rio Paraná; Dona Francisca, no rio Jacuí; Nova Ponte, no rio Araguari; e a conversão de Santa Cruz para utilização de carvão ao invés de óleo combustível.

Essas usinas foram consideradas como parte do conjunto dentro do qual se escolheriam as próximas instalações a serem construídas e, à margem de aspectos puramente econômicos, tinham a vantagem do estágio avançado de desenvolvimento de seus projetos de engenharia e as definições a nível de Governo com relação à concessão de serviços de eletricidade.

Assim, com base no balanço energético, no sistema interligado Norte-Nordeste, foram programadas as seguintes obras:

- Completação da 1ª etapa da UHE Tucuruí a partir de 1986 (4 x 330 MW), em seqüência às 8 unidades programadas, devido à necessidade do balanço de ponta no sistema interligado e, em particular, na região Norte, e ao ganho de energia firme ao sistema proporcionado por essas máquinas;
- UHE Xingó, em 1989, com 5 unidades de 500 MW, por ser a usina mais econômica dentre as disponíveis, nessas regiões.
- motorização de 2 unidades de 150 MW na barragem de Pedra do Cavalo, em 1987, cujo custo para a economia nacional é muito baixo, pois a barragem já está praticamente concluída faltando somente os investimentos relativos às obras de geração de energia elétrica.
- UHE Santa Isabel, em 1992, com 11 unidades de 160 MW, por ser a próxima usina mais econômica. Esta obra, apesar de só operar após 1990, foi incluída no Programa Recomendado devido ao prazo necessário à sua construção, um pouco maior do que de ou-

tras usinas de seu porte, por estar situada na região Amazônica. Esta obra poderá ser postergada ou adiantada em função da evolução da implantação dos empreendimentos industriais do Norte-Nordeste.

No sistema interligado Sudeste-Centro-Oeste-Sul, a programação das obras foi estabelecida também com base no balanço energético e buscando as melhores soluções dentro de cada região, visando manter a atual capacidade prevista de intercâmbio entre as regiões Sudeste e Sul. Com isso, foram definidas as seguintes obras:

• motorização de 4 unidades de 55 MW na barragem de Manso, a partir de 1988 tendo em vista o suprimento a Mato Grosso, na área polarizada pela cidade de Cuiabá, aliado aos interesses do Minter/DNOS sobre a construção da barragem visando à contenção de enchentes e abrindo expectativa de melhoria a tirantes de navegação no rio Cuiabá, bem como à irrigação de projetos agrícolas.

• motorização de 2 x 30 MW na barragem existente de Santa Branca, em 1988, por necessitar de investimentos somente em equipamentos.

• UHE Nova Ponte (3 x 168 MW), em 1988; UHE Corumbá (4 x 125 MW), em 1989 e UHE Miranda (2 x 211 MW), em 1989, obedecendo a seqüência econômica dos aproveitamentos.

• UHE São Félix (5 x 266 MW), em 1990, por se situar próximo à região Sudeste e proporcionar um grande benefício de regularização na UHE Tucuruí.

• UHE Segredo (3 x 315 MW), em 1988 e UHE Machadinho (3 x 350 MW), em 1990 obedecendo critério econômico.

• UHE Dona Francisca (2 x 62 MW), em 1989, devido ao seu custo unitário baixo e a regularização diária e semanal do rio Jacuí.

• UHE Ilha Grande (20 x 100 MW), em 1989, em decorrência das medidas já tomadas quanto à construção de obra civil.

QUADRO 5.I.

*PROGRAMA RECOMENDADO DE EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERADORA DOS SISTEMAS INTERLIGADOS*

| *USINAS* | *POTÊNCIA - MW* | *TIPO* | *INÍCIO DE GERAÇÃO* |
|---|---|---|---|
| *SISTEMA NORTE-NORDESTE* | | | |
| Paulo Afonso IV (compl.) | 1 x 410 = 410 | UHE | 1982 |
| Sobradinho (compl.) | 1 x 175 = 175 | UHE | 1982 |
| Tucuruí - 1ª etapa | 12 x 330 = 3960 | UHE | 1983 |
| Boa Esperança (compl.) | 2 x 63 = 126 | UHE | 1985 |
| Itaparica | 6 x 250 = 1500 | UHE | 1986 |
| Pedra do Cavalo | 2 x 150 = 300 | UHE | 1987 |
| Xingó | 5 x 500 = 2500 | UHE | 1989 |
| Santa Isabel | 11 x 160 = 1760 | UHE | 1992 |
| *SISTEMA SUDESTE-CENTRO-OESTE-SUL* | | | |
| Santo Santiago (compl.) | 1 x 333 = 333 | UHE | 1982 |
| Emborcação | 4 x 250 = 1000 | UHE | 1982 |
| Nova Avanhandava | 3 x 100 = 300 | UHE | 1982 |
| Angra I | 1 x 626 = 626 | UTN | 1982 |
| Itaipu | 18 x 700 = 12600 | UHE | 1983 |
| Pres. Médici | 2 x 160 = 320 | UTC | 1983/84 |
| Porto Primavera | 18 x 100 = 1800 | UHE | 1987 |
| Taquaruçu | 5 x 100 = 500 | UHE | 1987 |
| Rosana | 4 x 80 = 320 | UHE | 1987 |
| Angra II | 1 x 1245 = 1245 | UTN | 1987 |
| Manso | 4 x 55 = 220 | UHE | 1988 |
| Santa Branca | 2 x 30 = 60 | UHE | 1988 |
| Nova Ponte | 3 x 168 = 504 | UHE | 1988 |
| Segredo | 3 x 315 = 945 | UHE | 1988 |
| Carvão RS e SC | 2 x 335 = 670 | UTC | 1988 |
| Três Irmãos | 4 x 160 = 640 | UHE | 1988 |
| Corumbá | 4 x 125 = 500 | UHE | 1989 |
| Ilha Grande | 20 x 100 = 2000 | UHE | 1989 |
| Dona Francisca | 2 x 62 = 124 | UHE | 1989 |
| Angra III | 1 x 1245 = 1245 | UTN | 1989 |
| Miranda | 2 x 211 = 422 | UHE | 1990 |
| São Félix | 5 x 266 = 1330 | UHE | 1990 |
| Machadinho | 3 x 350 = 1050 | UHE | 1990 |
| Nuclear IV e V | 2 x 1245 = 2490 | UTN | 1991/92 |

Acervo ISA

Associado a essas adições de capacidade geradora ao Programa de Geração em andamento, foi determinada a correspondente ampliação do Sistema de Transmissão, cuja configuração resultante para 1990 será apresentada adiante, no Capítulo 7.

Para o suprimento de energia elétrica ao pólo metalúrgico e cimenteiro de Corumbá (MS) existem duas possibilidades: ampliação do sistema de transmissão ou implantação de uma usina termoelétrica. Essas alternativas de suprimento estão sendo examinadas, inclusive quanto ao tipo do combustível a ser utilizado (carvão, gás natural e bagaço de cana) e, uma vez concluída a análise, deverão ser tomadas as medidas necessárias para a sua implantação. Se a melhor solução for a termelétrica ela deverá ter sua construção iniciada até 1985 e ser acrescentada ao programa atrás recomendado.

As datas de início de operação das usinas constantes do Programa Recomendado de Expansão da Geração nos sistemas interligados Sudeste-Centro-Oeste-Sul e Norte-Nordeste estão apresentadas no Quadro 5.1 a seguir, onde estão também mostradas as unidades programadas.

### 5.4. Programa de Referência de Geração dos Sistemas Interligados até 1995

No que concerne à termoeletricidade, segundo a orientação emanada do Ministério das Minas e Energia, quanto à expansão termelétrica, mencionada no item 5.2 anterior, foi adotada como referência a programação mostrada a seguir, em adição ao programa recomendado no item 5.3 anterior:

REGIÕES SUDESTE, CENTRO-OESTE E SUL

*Programa de Referência da Expansão da Geração Termelétrica*

| *Ano* | *Sudeste/C.-Oeste* | *Sul* |
|---|---|---|
| 1990 | | Carvão III – RS |
| 1991 | | Carvão IV – SC5 |
| 1992 | | Carvão V – RS |
| 1994 | | Carvão VI – RS |
| 1995 | Nuclear VI | Carvão VII – SC6 |

Com relação às hidrelétricas, para o período após 1990 foi estabelecido um Programa de Referência de Geração, tendo em vista os seguintes objetivos:

- estabelecer prioridade para o desenvolvimento de estudos de aproveitamento hidrelétricos e avaliar a necessidade de recursos humanos e financeiros.
- fornecer, às empresas concessionárias de energia elétrica, informações básicas para a programação de suas atividades.
- fornecer, à indústria e outros setores da economia, informações essenciais para a sua programação a médio e longo prazos.

Cabe ressaltar o caráter indicativo do programa de obras resultante, face ao grau de incerteza quanto às tendências de crescimento do mercado de energia elétrica a longo prazo. Na próxima revisão deste Plano, prevista em 1986, poderão ser alterados tanto o programa das termelétricas a carvão ou nuclear como os projetos hidrelétricos selecionados em função da completação dos estudos de aproveitamento energético das bacias hidrográficas.

Para a elaboração desse programa de referência, foi necessária a análise das perspectivas de expansão do sistema de energia elétrica a mais longo prazo, isto é, além do ano 2000, propiciando avaliar a economicidade das diversas opções de fontes primárias para geração de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de interligações regionais de grande porte, levando em conta a complementação da geração, mediante a continuidade de implantação dos programas Nuclear e do Carvão Mineral.

Para a formulação das Alternativas de Geração, foi adotada uma metodologia específica que consiste na aplicação de Modelos Energéticos apropriados, em particular os modelos DESELP (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo) e ORDENAÇÃO (Modelo de Ordenação de Projetos Hidro e Termelétricos) e de modelos de simulação de operação de sistemas tradicionalmente utilizados pelas empresas do Setor Elétrico.

Resumidamente, o processo se inicia com a aplicação do DESELP que possibilita estabelecer a evolução ótima do sistema para estágios qüinqüenais de seu desenvolvimento de 1990 a 2015, obedecendo a um conjunto de critérios pré-estabelecidos. Ou seja, a partir das configurações de geração e transmissão definidas para o horizonte aproximado de 1990 é determinada a expansão mais econômica, para os qüinqüenios seguintes.

Paralelamente, dentro de cada qüinqüênio, os projetos hidro e termelétricos são ordenados segundo um índice de custo/benefício para o sistema integrado através da aplicação do Modelo de ORDENAÇÃO.

Os resultados obtidos anteriormente permitem formular Alternativas do Programa de Expansão do Sistema de Geração, considerados os condicionamentos do Programa Nuclear e do Carvão, como também as restrições de prazos mínimos de construção vinculados ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da região Norte para suprimento à região Sudeste.

Os modelos de Simulação permitem ajustar, em detalhamento mensal, as alternativas de geração formuladas às projeções dos requisitos de ponta de energia do mercado de energia elétrica.

Essas Alternativas de Expansão do Sistema de Geração, que consiste em diferentes seqüências de projetos, são também analisadas sob o enfoque dos estudos elétricos, possibilitando estabelecer o sistema de transmissão associado e, dessa forma, assegurar o desempenho do sistema de geração-transmissão como um todo.

Os estudos de transmissão, desenvolvidos iterativamente com os de geração, determinam, para cada região, as obras necessárias para atendimento de seus principais centros de carga e para integração das novas usinas ao sistema existente. Complementando esses estudos, foi também analisado, em maior detalhe, o desenvolvimento das grandes interligações regionais.

O Programa de Referência de Obras de Geração em adição ao Programa Recomendado, resultante da metodologia acima exposta para o atendimento da proje-

Acervo ISA

QUADRO 5.II

REGIÃO SUDESTE E CENTRO-OESTE

*Programa de Referência da Geração — Período até 1995*

| Usina | Potência Programada (MW) | Tipo | Ano de Início de Operação |
|---|---|---|---|
| Santa Cruz (Conversão) | 680 | UTC | 1989 (•) |
| Nilo Peçanha | 2 x 250 = 500 | UHE | 1989 |
| Igarapava | 4 x 50 = 200 | UHE | 1991 |
| Capim Branco | 3 x 208 = 624 | UHE | 1991 |
| Canoas | 3 x 100 = 300 | UHE | 1991 |
| Aimorés | 4 x 100 = 400 | UHE | 1992 |
| Funil | 2 x 82 = 164 | UHE | 1992 |
| Formoso | 3 x 100 = 300 | UHE | 1993 |
| Inferno | 1 x 50 = 50 | UHE | 1993 |
| Resplendor | 4 x 66 = 264 | UHE | 1994 |
| Baguari | 2 x 78,5 = 167 | UHE | 1994 |
| Candonga | 1 x 70 = 70 | UHE | 1994 |
| Sobragi | 1 x 77 = 77 | UHE | 1994 |
| Galiléia | 2 x 81 = 162 | UHE | 1994 |
| Nuclear — VI | 1 x 1245 = 1245 | UTN | 1995 |
| Bica Grande | 3 x 86 = 258 | UHE | 1995 |
| Paulistas | 1 x 125 = 125 | UHE | 1995 |
| P. Nacional | 4 x 220 = 880 | UHE | 1995 |

(•) Estudos mais recentes mostram que o assunto deverá ser reexaminado.

ção média do mercado das regiões Sudeste e Centro-Oeste compreende as usinas apresentadas no Quadro 5.II.

Com relação à região Sul, o Programa de Referência apresentado no Quadro 5.III seguinte não inclui nenhuma hidrelétrica do rio Uruguai internacional, embora essa alternativa não deva ser descartada. Em realidade, a hidrelétrica de Garabi, com 1.800 MW instalados, está sendo estudada a nível de projeto básico, o qual estará concluído em 1983. Nessas condições a data mais otimista para início das obras desse empreendimento é o ano de 1985, o que permitiria a sua entrada em operação a partir de 1991. Nesse caso, essa usina deslocaria as datas dos aproveitamentos programados a partir de 1991 ajustando-as novamente às necessidades do mercado.

QUADRO 5.III

REGIÃO SUL

*Programa de Referência da Geração — Período até 1995*

| Usina | Potência Programada (MW) | Tipo | Ano de Início de Operação |
|---|---|---|---|
| Carvão III — RS | 1 x 335 = 335 | UTC | 1990 |
| Carvão IV — SC | 1 x 335 = 335 | UTC | 1991 |
| Salto Caxias | 4 x 250 = 1000 | UHE | 1991 |
| Carvão V — RS | 1 x 335 = 335 | UTC | 1992 |
| Itá | 5 x 263 = 1315 | UHE | 1992 |
| Campos Novos | 3 x 187 = 561 | UHE | 1993 |
| Itapiranga | 6 x 156 = 936 | UHE | 1993 |
| Carvão VI — RS | 1 x 335 = 335 | UTC | 1994 |
| Barra Grande | 3 x 203 = 609 | UHE | 1994 |
| Iraí | 5 x 186 = 930 | UHE | 1994 |
| Carvão VII — SC | 1 x 335 = 335 | UTC | 1995 |
| Capanema | 5 x 150 = 750 | UHE | 1995 |
| São Roque | 2 x 128 = 256 | UHE | 1995 |

Acervo ISA

QUADRO 5.IV
REGIÕES NORDESTE E NORTE
*Programa de Referência da Geração — Período até 1995*

| *Usina* | *Potência Programada (MW)* | *Tipo* | *Ano de Início de Operação* |
|---|---|---|---|
| Tucuruí — 2ª etapa (parte) | 4 x 330 = 1320 | UHE | 1991 |
| Pão de Açúcar | 5 x 140 = 700 | UHE | 1992 |

O Programa de Referência da geração para as regiões Norte e Nordeste é apresentado no Quadro 5.IV.

Esse programa de referência atende a projeção média do mercado até 1995. Entretanto, há a possibilidade de surgimento de novas cargas industriais no sistema Norte-Nordeste associadas a projetos de mineração, não incluídas na projeção média de mercado, merecendo destaque a correspondente ao complexo nuclear de Itataia no Ceará, com 1.060 MW de demanda e 800 MW ano de consumo anual.

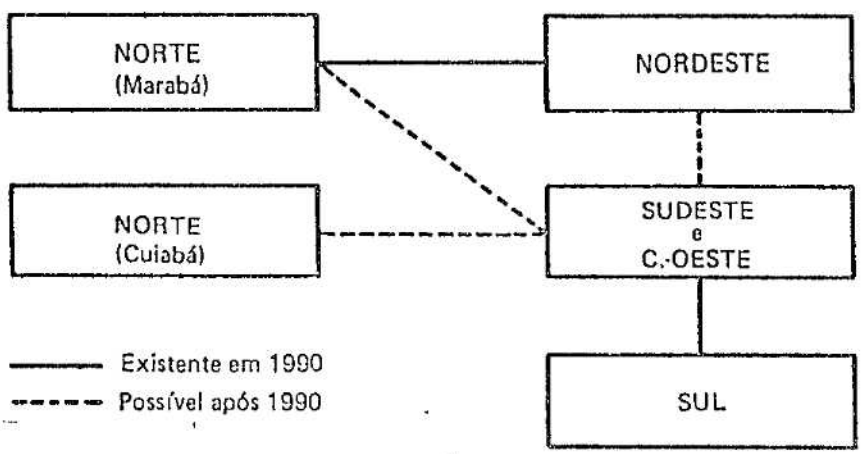
Caso isso se concretize haverá necessidade de antecipar a entrada em operação das usinas programadas e/ou incluir novas usinas previstas após 1995.

### 5.5. Estudos de Longo Prazo

O objetivo desses estudos é a programação dos projetos de geração, bem como das interligações de forma a atender os requisitos do mercado elétrico pelo mínimo custo total atualizado da energia entregue ao consumidor.

No desenvolvimento dos estudos, foram adotados 5 subsistemas ou regiões elétricas, mantendo-se para a região Norte a concepção de dois grandes coletores, sendo um em Marabá e um outro ao norte de Cuiabá. A Figura 5.I apresenta, de forma esquemática, essas regiões e as possibilidades de transferência energética entre elas:

FIGURA 5.I




Para cada região e para cada estágio do horizonte de estudo foram considerados: o mercado de energia e ponta, os projetos de geração hidrelétricos e termelétricos e as possíveis interligações entre essas regiões.

No mercado foram considerados os requisitos de energia e de ponta por região calculados no nível de 230 kV.

Para os projetos de geração foram computados os custos anuais de investimento, acrescidos dos custos de operação, de manutenção e de gastos com combustíveis, durante toda a vida útil das instalações.

Para os projetos de transmissão foram considerados os custos de manutenção e de operação, durante toda a vida útil. As perdas em transmissão foram levadas em conta para as interligações e para a extra-alta tensão dentro das regiões.

Foram considerados cinco estágios de 5 anos, a partir de 1990, na evolução dos sistemas interligados Norte-Nordeste e Sudeste-Centro-Oeste e Sul, estendendo-se, portanto, o horizonte do estudo até o ano 2015.

As fontes primárias para geração de energia elétrica consideradas nos estudos de longo prazo são as apresentadas no Capítulo 3, consistindo de recursos hidrelétricos, de carvão mineral e de urânio.

Para fins deste estudo a opção nuclear foi considerada, em princípio, na região Sudeste e a ampliação do parque termelétrico a carvão restrita à região Sul. Foram admitidas, também, usinas hidrelétricas reversíveis em todas as regiões, para eventual complementação dos requisitos de ponta.

Foram analisadas várias alternativas que permiti-

ram visualizar aspectos econômicos e energéticos relacionados ao suprimento dos sistemas interligados Norte-Nordeste e Sudeste-Centro-Oeste-Sul, no decurso das décadas após 1990.

### 5.5.1. Cenário da Expansão da Geração de 1996 a 2000

Como já exposto anteriormente, a alternativa resultante da consideração do Acordo Brasil-Alemanha e das 11 unidades a carvão na região Sul até o ano 2000, para o mercado médio, foi aquela considerada para o Programa de Referência de Obras de Geração, dentro da política traçada pelo Ministério das Minas e Energia. Assim sendo, de 1996 a 2000 deverão entrar em operação as unidades VII, VIII e IX do programa nuclear, o mesmo acontecendo com mais quatro termelétricas a carvão de 335 MW, a serem localizadas no sul do País.

Para essa alternativa de referência as adições de energia para os sistemas interligados no período 1996-2000, resultantes dos estudos de longo prazo atrás descritos, mostradas de forma agregada seriam as seguintes:

- Projetos Termelétricos previstos para os sistemas Sudeste-Centro-Oeste e Sul:

| | |
|---|---|
| Carvão | 900 MWano |
| Nuclear | 2.614,5 MWano |

- Projetos Hidrelétricos:

| | |
|---|---|
| Sistemas Norte-Nordeste | |
| Região Norte | 5.978 MWano |
| Região Nordeste | 878 MWano |
| Total | 6.856 MWano |
| Sistemas Sudeste-Centro-Oeste e Sul | |
| Regiões Sudeste – Centro-Oeste | 2.856 MWano |
| Região Sul | 1.939 MWano |
| Total | 4.795 MWano |

O potencial hidrelétrico contemplado para essa Alternativa até o ano 2000 representa cerca de 36% do potencial hidrelétrico brasileiro disponível para o sistema interligado (ao sul do rio Amazonas), após 1990. Computando-se o potencial hidrelétrico aproveitado até 1990, no ano 2000 ter-se-á uma utilização de pouco mais da metade (58%) desse potencial.

Do carvão estariam sendo explorados apenas 12% do potencial abordado no Capítulo 3 e, quanto à nucleoeletricidade, a exploração atingiria 24% do potencial atualmente conhecido.

Em termos de estrutura de produção de energia elétrica, no ano 2000 a geração hidrelétrica será responsável por 84% da produção total, cabendo 5% ao carvão e os 11% restantes à geração de origem nuclear.

As figuras 5.II e 5.III ilustram os Balanços Energéticos Regionais com indicação das estimativas de transferência inter-regional de blocos de energia firme para os Sistemas Interligados, relativamente aos anos 1995 e 2000.

Vale ressaltar que a transferência de energia da região Norte para a Sudeste se mostra competitiva, por ser menos dispendiosa a construção de alguns aproveitamentos hidrelétricos na região Norte e do seu elo de interligação entre as duas regiões, do que a utilização de aproveitamentos hidrelétricos no próprio sistema interligado da região Sudeste, ainda não aproveitados entre 1996 e 2000. Desse modo, a transferência de energia entre as regiões apenas deslocaria para períodos futuros o aproveitamento do potencial hidrelétrico ainda disponível naquela época na região Sudeste-Centro-Oeste-Sul.

Na realidade, a decisão quanto à melhor forma de atendimento ao sistema interligado Sudeste – Centro-Oeste – Sul, entre 1996 e 2000, deverá ser tomada realizando, na ocasião oportuna, um estudo econômico pormenorizado, levando em conta de um lado os grandes aproveitamentos do Norte, sem dúvida mais baratos pelo seu grande porte, e de outro as hidrelétricas regionais de menor porte, maior número e de custo unitário mais elevado mas, em compensação, financeiramente mais viáveis pelo seu curto prazo de maturação e pelo maior número de empresas envolvidas em sua execução.

Cabe observar, finalmente, que não foram considerados os aproveitamentos binacionais, em especial do rio Uruguai. Estes aproveitamentos, caso venham a ser programados até 2000, poderão compensar a redução da parcela de Itaipu a ser adquirida ao Paraguai, ou postergar a construção de outras usinas na região Sul – Sudeste – Centro-Oeste, ou ainda, diminuir a transferência de energia da região Norte na direção do Sudeste.

## 5.6. Critérios para Determinação da Potência Instalada em Aproveitamentos Hidrelétricos

A determinação da potência a ser instalada nas usinas hidrelétricas componentes de um sistema interligado é, do ponto de vista técnico, um problema que comporta um grande número de soluções.

A rigor, respeitados certos limites quanto ao fator de capacidade de cada projeto, qualquer conjunto de valores individuais de potência instalada cuja soma seja igual ou superior aos requisitos de ponta e reserva do sistema, constitui uma solução satisfatória no que concerne ao atendimento do mercado. Quanto aos custos, entretanto, cada alternativa apresenta valor diferente, com reflexos sensíveis sobre os investimentos imediatos e futuros do sistema de geração e de transmissão.

Os estudos realizados para determinação do "Programa de Referência de Obras de Geração" indicam que economias substanciais de investimentos em geração e transmissão podem ser obtidas aumentando-se a potência instalada dos projetos de baixo custo incremental por kW instalado e reduzindo-se, na devida proporção, a motorização dos projetos de custo incremental mais elevado, incluindo-se, nesses custos, os investimentos em transmissão associados a cada projeto.

O critério tradicional para análise da potência a ser instalada em uma usina hidrelétrica considera apenas a produção de energia e da potência máxima, sem analisar a possibilidade de sua alocação na curva de carga do sistema, isto é, sem olhar o mercado. Este enfoque pressupõe uma suficiente flexibilidade operativa de usinas para que, atendidos os dois extremos, toda área da curva de carga seja coberta.

Reconhece-se, em princípio, que este critério tradicional é tecnicamente satisfatório do ponto de vista

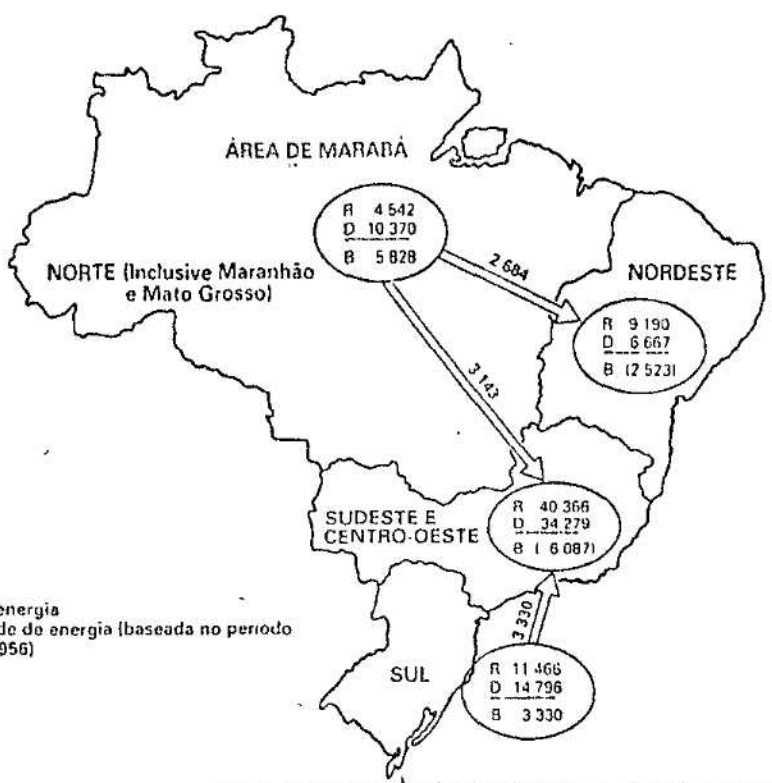
## BRASIL - SISTEMAS ELÉTRICOS INTERLIGADOS ESTIMATIVA DE TRANSFERÊNCIA INTER-REGIONAL DE BLOCOS DE ENERGIA FIRME (MW ANO) PARA O ANO 1995

Figura 5.II

NOTA: R = Requisito de energia
D = Disponibilidade de energia (baseada no período crítico 1952-1955)
B = Balanço

## BRASIL - SISTEMAS ELÉTRICOS INTERLIGADOS ESTIMATIVA DE TRANSFERÊNCIA INTER-REGIONAL DE BLOCOS DE ENERGIA FIRME (MW ANO) PARA O ANO 2000

Figura 5.III




NOTA: R - Requisito de energia
D - Disponibilidade de energia (baseada no período crítico 1951-1956)
B - Balanço

de obtenção de balanços de energia e de ponta equilibrados, na medida em que se adotem fatores de capacidade aproximadamente uniformes para todos os projetos. Contudo, a solução mais econômica para o sistema é obtida com a introdução do conceito de usinas especializadas, ou seja, a utilização de usinas de ponta, convencionais ou reversíveis, complementando a potência de usinas programadas para fornecimento de energia de base, compreendendo hidrelétricas de quedas média e baixa, longe dos centros de carga, usinas nucleares e termelétricas a carvão.

O estabelecimento de critérios básicos, que permitam compatibilizar o dimensionamento de usinas pertencentes a empresas diferentes com as potências instaladas correspondentes à alternativa mais econômica para expansão do sistema interligado, constitui, hoje, um dos objetivos prioritários da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS.

A seleção dos projetos que deverão ser supermotorizados para atendimento de ponta, bem como dos que deverão ter sua potência instalada dimensionada para fornecimento de energia de base, deve ser feita de forma coordenada através de trabalho conjunto da ELETROBRÁS e das empresas responsáveis por cada projeto, levando em conta as características da curva de carga de cada empresa em particular e do sistema interligado como um todo.

A definição do nível de motorização decorre de uma análise de competitividade econômica, considerando a produção da usina ajustada à curva de duração de carga, através da geração na própria usina complementada por geração do restante do sistema.

O investimento total na usina depende de sua potência instalada, podendo ser definido seu custo de geração em função da potência. Os blocos de energia de complementação necessários para o ajuste à curva de duração de carga, podem ser valorizados pelos respectivos custos de referência do sistema, à época prevista para integração da usina.

Assim sendo, o custo total da energia alocada na curva de carga do sistema pode ser expresso em função da potência instalada na usina, devendo-se buscar o valor de potência que minimize este custo.

Na aplicação dessa nova metodologia, visando garantir a coerência entre os resultados obtidos por cada empresas e o planejamento global do sistema, realizado pela ELETROBRÁS, deverão ser observados os seguintes princípios básicos:

a) os valores máximos e mínimos a serem considerados, tanto para a potência inicial, como para a final, bem como a época provável de entrada em operação da usina serão definidos pela ELETROBRÁS, com base no programa de expansão a longo prazo do sistema interligado;

b) a metodologia utilizada na análise comparativa das diferentes alternativas de motorização deverá demonstrar que a motorização proposta para o projeto em estudo é compatível com o programa de expansão da capacidade geradora da empresa, levando em conta as características de sua curva de carga, a motorização prevista para outros projetos e os valores de intercâmbio de energia e ponta com o sistema interligado;

c) os parâmetros econômicos utilizados na análise econômica, tais como os custos de referência da energia de complementação, deverão ser os estabelecidos pela ELETROBRÁS, com base nos estudos de planejamento da expansão do sistema interligado.

# 6. SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS SISTEMAS ISOLADOS

Com a definição de prioridades para a substituição de derivados de petróleo por fontes primárias nacionais, a ELETROBRÁS vem procurando eliminar no menor prazo possível a utilização desses combustíveis para gerar energia elétrica.

Uma das suas linhas de atuação se desenvolve no sentido de equacionar o problema dos centros isolados, alguns dos quais pelas suas potencialidades naturais vêm assumindo importância crescente no contexto econômico nacional e que, entretanto, ainda permanecem sendo atendidos exclusivamente por usinas termelétricas a óleo combustível e, principalmente, diesel.

Estes centros, isolados do sistema elétrico interligado, concentram-se na região Norte do país. No seu restante, apenas as regiões Nordeste — Estados da Bahia e Maranhão — e Centro-Oeste — Estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul — apresentam pequenos centros isolados supridos, na sua maioria, por grupos diesel.

O atendimento aos sistemas isolados da região Norte é feito basicamente por unidades termelétricas, predominantemente grupos diesel, consumindo derivados de petróleo. Excetuam-se as cidades de Macapá, capital do Território Federal do Amapá, e Santarém, município do Estado do Pará, que dispõem das hidrelétricas de Coaracy Nunes (Paredão) e Curuá-Una, respectivamente.

As características predominantes no passado recente destes centros, com baixo nível de atividades econômica, pouco integrada ao resto do País, e pequena capacidade de poupança, acrescida da ausência de um planejamento de longo prazo, onde somente após a ocorrência de déficits de energia buscavam-se soluções rápidas, possíveis apenas com a utilização de unidades de linha (turbinas a gás ou grupos diesel), levaram à configuração atual dos seus parques geradores.

As dificuldades de acesso, as restrições à importação de componentes, a falta de pessoal qualificado e a escassez de recursos financeiros, além da permanência em operação de unidades que já ultrapassaram sua vida útil, fazem com que a potência efetivamente disponível em algumas das localidades seja bastante inferior à soma das capacidades nominais das unidades instaladas.

Tais restrições dificultam a formulação de uma política de manutenção, comprometendo o suprimento de energia elétrica no curto prazo. Atualmente vem sendo implementado um esforço por parte da ELETRONORTE e concessionárias estaduais, no sentido de recuperar as unidades avariadas e implantar um programa de manutenção, de forma que estas atinjam sua plena capacidade, principalmente nos centros de maior demanda.

Os recursos próprios, ou seja, aqueles oriundos da venda de energia e de repasses, dos governos estaduais e dos territórios, do imposto único sobre energia elétrica, são insuficientes para cobrirem os gastos com combustível. Além das verbas oriundas da Reserva Global de Garantia, que complementam o orçamento de custeio, as empresas concessionárias vêm recorrendo a fundos perdidos (Poloamazonia, Proterra, PME) para cobrirem um programa mínimo de investimentos na geração e distribuição de energia elétrica.

Para os centros maiores situados na região Norte, como Manaus, Boa Vista, Porto Velho e Rio Branco, a ELETROBRÁS, em estudos recentes, concluiu que a solução mais adequada é a implantação de usinas hidrelétricas.

A definição das usinas hidrelétricas para atendimento a esses centros teve como ponto de partida os estudos elaborados pelo Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia, ENERAM.

Com base nas recomendações do ENERAM, a ELETROBRÁS iniciou, delegando posteriormente à ELETRONORTE, a conclusão dos trabalhos de inventário das bacias dos rios Cotingo, em Roraima, Uatumã (e seu afluente Jatapu), no Amazonas e Trombetas (e seu afluente Erepecuru) no Pará, todos situados à margem esquerda do rio Amazonas.

Desses estudos resultaram vários aproveitamentos, avaliados em nível de inventário e alguns em nível de viabilidade, os quais permitiram definir a sequência de alternativas a serem desenvolvidas para atendimento de Manaus, Boa Vista e os projetos de alumina no Trombetas, tendo sido programados em primeira adição respectivamente, as usinas hidrelétricas de Balbina, Cotingo I e Cachoeira Porteira.

A UHE de Balbina não substituirá completamente o parque termelétrico de Manaus, o qual deverá continuar operando em regime de complementação, até a interligação de sistemas com a UHE Cachoeira Porteira.

A UHE Cachoeira Porteira tem uma energia firme de 400 MWano, os quais não deverão ser imediatamente absorvidos pelo projeto de produção de alumina, permitindo-se desta forma complementar o atendimento a Manaus, distante 400 km em linha reta. Ocorre que, como essa usina é excessiva para o atendimento exclusivo de Manaus, se o projeto de alumina não se viabilizar, será necessário optar por outro aproveitamento para o atendimento àquela cidade. Para tanto, é imprescindível prosseguir nos estudos da UHE Catuema no rio Uatumã que é de porte adequado ao mercado de Manaus e fica mais próxima à UHE Balbina.

A UHE de Cotingo I será desenvolvida em etapas, com as unidades programadas de acordo com a evolução dos requisitos de mercado de Boa Vista, sendo suficiente para suprir esse centro até o horizonte deste estudo.

Para atendimento de Porto Velho e Rio Branco o ENERAM selecionou a UHE Samuel, tendo a ELETRONORTE prosseguido os estudos contratando o projeto básico e final de engenharia desse aproveitamento. Conforme está definido, a UHE Samuel deverá estar absorvida pelo mercado a que se destina, nos primeiros anos da década de 90, devendo-se desta forma iniciar estudos de inventário naquela área de forma a se poder programar um segundo aproveitamento.

Para Santarém, hoje em dia já atendida por Curuá-Una, a completação dessa usina permitirá o atendimento de seu mercado até 1988, sendo necessário prever uma nova fonte de energia para operar a partir de 1989. A Centrais Elétricas do Pará — CELPA está estudando a possibilidade da construção de um reser-

Acervo ISA

vatório a montante de Curuá-Una, para regularizar as vazões afluentes à usina e aumentar a sua energia firme. Se essa solução se apresentar viável suas obras deverão ser iniciadas até 1985.

Com relação a Macapá a usina de Coaracy Nunes permite seu atendimento até 1986. A completação da mesma com uma unidade de 30 MW, associada à construção de regularização a montante, ou unidades térmicas operando em complementação, permite ampliar o horizonte de atendimento até o ano 2000.

Para os pequenos centros onde não se apresenta viável a extensão de linhas de transmissão oriundas das unidades hidrelétricas já programadas, vem-se buscando soluções locais que não impliquem em consumo adicional de derivados de petróleo e que possibilitem um maior escalonamento, no tempo, dos investimentos.

Em termos de pequenas hidrelétricas, que ainda vem apresentando custos muito elevados, a ELETROBRÁS vem envidando esforços no sentido de normalizar a metodologia de estudos de inventário e projetos e difundi-la pelas diversas empresas de energia elétrica do país e para tanto, está ultimando o preparo de um Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Este Manual possibilitará elevar o nível de padronização de equipamentos e a simplificação de estudos, projetos e construção de obras civis, baixando seu custo e com isso criando condições para a obtenção de economias de escala com o aumento da quantidade produzida.

Ao mesmo tempo, a ELETROBRÁS efetuou o levantamento das pequenas usinas hidrelétricas desativadas nas diversas regiões do país cujos equipamentos se encontram em condições de serem reaproveitados em futuros projetos da região Norte e outras.

Além disso tem prosseguimento a implementação das recomendações do "Programa de Aproveitamento de Potenciais Hidrelétricos de Baixa Queda", elaborado no âmbito da ELETROBRÁS, resultando na seleção de dois projetos no Amazonas, Humaitá e Eirunepé, destinados ao atendimento das localidades de mesmo nome.

Além de pequenas hidrelétricas, estão sendo previstas usinas a vapor, movidas a lenha, bagaço de cana e outros resíduos, bem como o uso de gasogênio e outros combustíveis alternativos em unidades Diesel, de acordo com as características naturais e a vocação energética de cada região.

Para as usinas a lenha e gasogênio, estão sendo examinados diversos aspectos de modo a identificar as implicações de cada empreendimento e sua adequação às condições naturais dos centros onde serão aplicados.

Um dos esquemas em implantação prevê a utilização das florestas situadas nas áreas que serão futuramente alagadas pelos reservatórios das usinas hidrelétricas previstas.

A primeira termelétrica deste tipo se agregará ao parque gerador da cidade de Manaus, complementando o seu atendimento através da utilização da lenha extraída do lago da hidrelétrica de Balbina, uma vez que esta última, conforme salientado, não é suficiente para substituir toda a geração térmica desse centro. Esse modelo poderá ser aplicado também em Cachoeira Porteira entre outros aproveitamentos da Amazônia.

Outras usinas a lenha de menor porte vêm sendo estudadas para o atendimento de pequenas localidades e deverão utilizar resíduos de valor não comercial, resultantes de desmatamentos realizados quando do preparo da terra para plantio, em áreas de influência dos projetos amazônicos de colonização.

As outras alternativas de fontes primárias para geração de energia elétrica em centros isolados da região Norte, das quais a turfa, o linhito e o gás natural já têm ocorrências identificadas, não estão devidamente avaliadas, tanto em termos de volume disponível e custo de extração, como em relação a se ter definido a melhor forma de utilização e a existência de tecnologia associada.

### 6.1. Programa Recomendado de Expansão da Geração

O programa de expansão da geração, recomendado para atendimento aos sistemas isolados, compreende a adição das seguintes unidades geradoras:

- UHE Balbina: 5 unidades de 50 MW cada, para atendimento a Manaus, iniciando a operação em 1986;
- UHE Samuel: 5 unidades de 43,4 MW cada, para atendimento a Porto Velho e Rio Branco, iniciando a operação em 1987;
- UHE Cotingo I (1ª etapa): 4 unidades de 15 MW cada, para atendimento a Boa Vista, iniciando a operação em 1987;
- UHE Cachoeira Porteira (1ª etapa): 6 unidades de 142 MW cada, para atendimento a projeto de alumínio no rio Tombetas, iniciando a operação em 1991. O início de construção desta usina fica condicionado à confirmação da entrada das cargas de alumínio. Se estas não se confirmarem, ela deverá ser substituída por Catuema, no rio Uatumã;
- UTE Balbina (lenha): com 50 MW, para atendimento a Manaus utilizando madeira do reservatório da UHE de Balbina, com previsão para 1985;
- UHE Curuá-Una (Ampliação): 2 unidades de 10 MW cada, para atendimento a Santarém, previstas para 1983 e 1985, respectivamente.

Embora não constantes formalmente da relação de usinas recomendadas, há outras instalações, como os reservatórios a montante de Curuá-Una e de Coaracy Nunes que poderão, eventualmente, ter sua construção iniciada até 1985, devendo ser incorporados a este rol, assim que seus estudos estejam terminados e tenham se mostrado viáveis.

Outras instalações de menor porte não foram explicitadas no programa recomendado por ser impraticável listá-las todas, mas os investimentos necessários à sua execução foram incorporadas a este Plano. Como exemplo, pode-se citar as diversas unidades termelétricas necessárias à expansão de pequenas localidades e pequenas hidrelétricas como Humaitá. Esta última com 6 unidades de 440 kW cada, para atendimento à localidade de mesmo nome, tem seu início de operação dependente da viabilização de recursos financeiros.

Além desse, existem em fase adiantada de estudos os seguintes projetos hidrelétricos de pequeno porte:

- UHE Eirunepé: 6 unidades de 558 kW cada, para atendimento à localidade de mesmo nome, ainda sem previsão de início de operação;
- pequenas hidrelétricas nas circunvizinhanças das cidades de Pimenta Bueno e Vilhena, no Estado de Rondônia para atendimento a estes centros;
- hidrelétricos de Apiacas e de Salto dos Galibis, no Estado de Mato Grosso;
- pequenas hidrelétricas na área da ENERSUL.

# 7. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

No que concerne ao Programa de Transmissão associado ao Programa de Geração de Referência até o ano 2000, os resultados dos estudos realizados permitiram definir três estágios de desenvolvimento do sistema básico de transmissão levando em conta:

- a análise do suprimento aos principais centros de carga dentro de cada sistema interligado;
- a integração das novas usinas hidrelétricas e termelétricas ao sistema existente;
- a evolução de capacidade das grandes interligações inter-regionais.

Com isso, são definidas as diretrizes básicas da expansão dos sistemas de transmissão. A determinação do programa detalhado de obras de transmissão, pelas próprias características dessa parte do sistema elétrico, deverá ser objeto de estudos específicos e sistemáticos a serem conduzidos pela ELETROBRÁS.

### 7.1. Interligações Regionais

Na figura 7.I estão mostradas de forma esquemática as interligações Regionais. A interligação Norte-Nordeste até 1982 é composta por 1 circuito em 500 kV, devendo até o ano 2000 ser ampliada em 2 circuitos adicionais de 500 kV.

A interligação Norte-Sudeste está com sua implantação prevista no período 1995-2000, sendo admitidos no ano 2000 intercâmbios da ordem de 3.700 MW da área de geração do Xingu para o Sudeste, com possível chegada em Belo Horizonte. Os elos da interligação deverão ter extensão da ordem de 2.400 km, com perspectivas de transmitir potências da ordem de 6.000 MW por elo, após o ano 2000, devendo para isso serem utilizados níveis de tensão em ultra-alta tensão, seja em corrente contínua ou(e) alternada.

O sistema interligado Sul-Sudeste dispõe em 1982 de uma ligação em 750 kV em corrente alternada, que posteriormente fará parte do tronco da transmissão de escoamento de Itaipu. Até 2000 está previsto um reforço adicional em 500 kV correspondente à ligação Ivaiporã-Londrina-Assis.

### 7.2. Regiões Norte e Nordeste

Na figura 7.II está mostrado, de forma esquemática, o sistema interligado Norte – Nordeste em 500 kV.

No período 1983 a 1990 está prevista a expansão da transmissão em direção aos centros de carga de Belém, São Luís, Salvador e Recife, bem como reforço na ligação desde Tucuruí até P. Dutra em função do crescimento das cargas industriais em São Luís.

Após 1990, são previstos reforços adicionais em 500 kV para suprimento de Belém, Salvador, Recife, Fortaleza e Teresina, sendo até 2000 prevista uma nova rota de linha em 500 kV, de modo a realizar o atendimento das cargas da Paraíba e Rio Grande do Norte, que adquirem porte não mais condizente com o atendimento em 230 kV.

### 7.3. Regiões Sudeste e Centro-Oeste

Na figura 7.III é apresentado, de forma simplificada, o diagrama do Sistema de Transmissão das regiões Sudeste e Centro-Oeste, estando mostradas apenas as linhas de tensão em 345 kV e acima.

No período 1983 a 1990, um dos eventos de maior destaque é a entrada em operação de Itaipu, com transferências de potência para a região Sul, a partir do seccionamento das linhas de 750 kV em Ivaiporã, e entrega na região Sudeste, em São Paulo, nas subestações de corrente contínua e corrente alternada de São Roque e Tijuco Preto, respectivamente. O sistema de transmissão de Itaipu é então composto de dois bipólos de corrente contínua, ± 600 kV e 3 circuitos de corrente alternada em 750 kV. Na região Sudeste pode-se observar o estabelecimento dos elos em 500 kV da bacia do Paranaíba, a partir de Emborcação, em direção a Belo Horizonte, bem como a implantação da transmissão em 440 kV das usinas do Pontal do Paranapanema. Na região Centro-Oeste está prevista a implantação da transmissão associada à usina de São Félix em direção a Brasília por linhas de 500 kV.

No período 1991-2000 pode-se ressaltar a implantação da interligação Norte-Sudeste, a partir das áreas de geração da bacia do Xingu em direção a Belo Horizonte, sendo esta chegada prevista no período 1996-2000, injetando, inicialmente, potência da ordem de 3.700 MW. Neste período, está sendo também previsto o desenvolvimento das bacias do Jequitinhonha e Doce, destinadas ao atendimento aos centros de carga de Vitória e Ipatinga. Com a implantação de nucleares destinadas basicamente ao atendimento dos grandes centros de carga de São Paulo e Rio, a expansão da transmissão a partir de usinas mais distantes é minimizada. Nesta época está sendo também considerada a implantação de usinas situadas no Alto Tocantins, que estarão basicamente voltadas para o atendimento dos grandes centros de carga de Brasília e Goiás, com alguns excedentes sendo transferidos para a região Sudeste.

### 7.4. Região Sul

Na figura 7.IV está mostrado, de forma esquemática, o sistema de transmissão da região Sul, contendo apenas as linhas em tensão de 500 kV e acima.

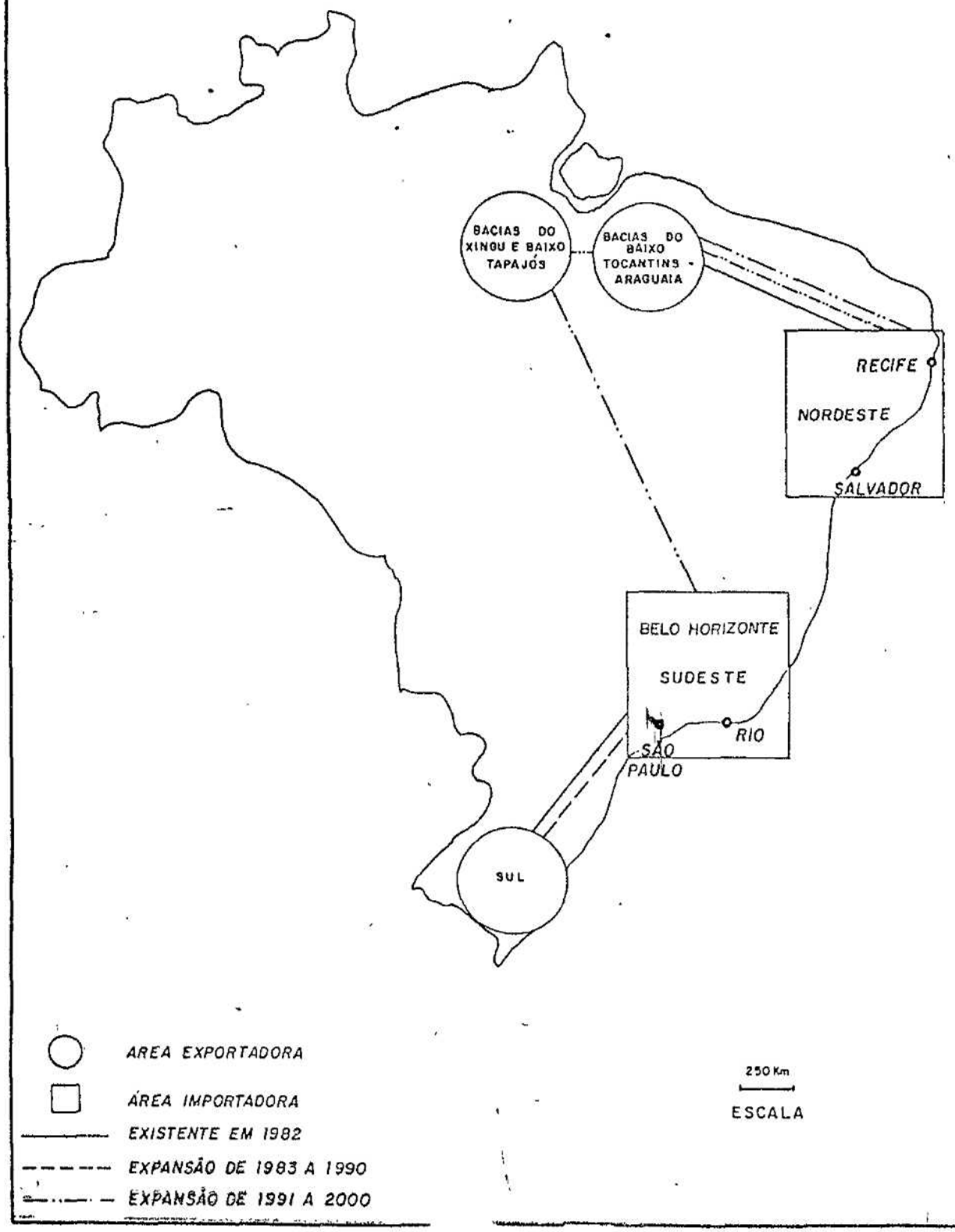
No período 1983-1990, com o desenvolvimento das usinas situadas, na sua grande maioria, na bacia do Iguaçu, são previstos reforços de transmissão em direção a Porto Alegre e Curitiba. A usina de Ilha Grande, apenas para fins de apresentação, foi considerada integrada à rede de 750 kV de Itaipu. Estudos específicos estão sendo desenvolvidos para a determinação da tensão do sistema de transmissão dessa usina. Ilha Grande deverá também suprir as necessidades adicionais do mercado da ENERSUL inicialmente em 230 kV. Antes de 1990 está sendo considerado um reforço em 500 kV ao Norte do Paraná, proveniente da Ivaiporã. Neste período está previsto início do desenvolvimento de um programa de usinas térmicas a carvão nas proximidades de Candiota, no Rio Grande do Sul, e J. Lacerda, em Santa Catarina, consideradas integradas, inicialmente, à rede de 230 kV local.

No período 1991-2000, além dos reforços das bacias do Iguaçu e Uruguai em direção aos centros de carga de Porto Alegre e Curitiba – Blumenau – Joinville, estão sendo implantadas linhas de 500 kV a partir das usinas térmicas até os centros de carga mais próximos.

Acervo LANISA

## BRASIL - DESENVOLVIMENTO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS DE GRANDE PORTE

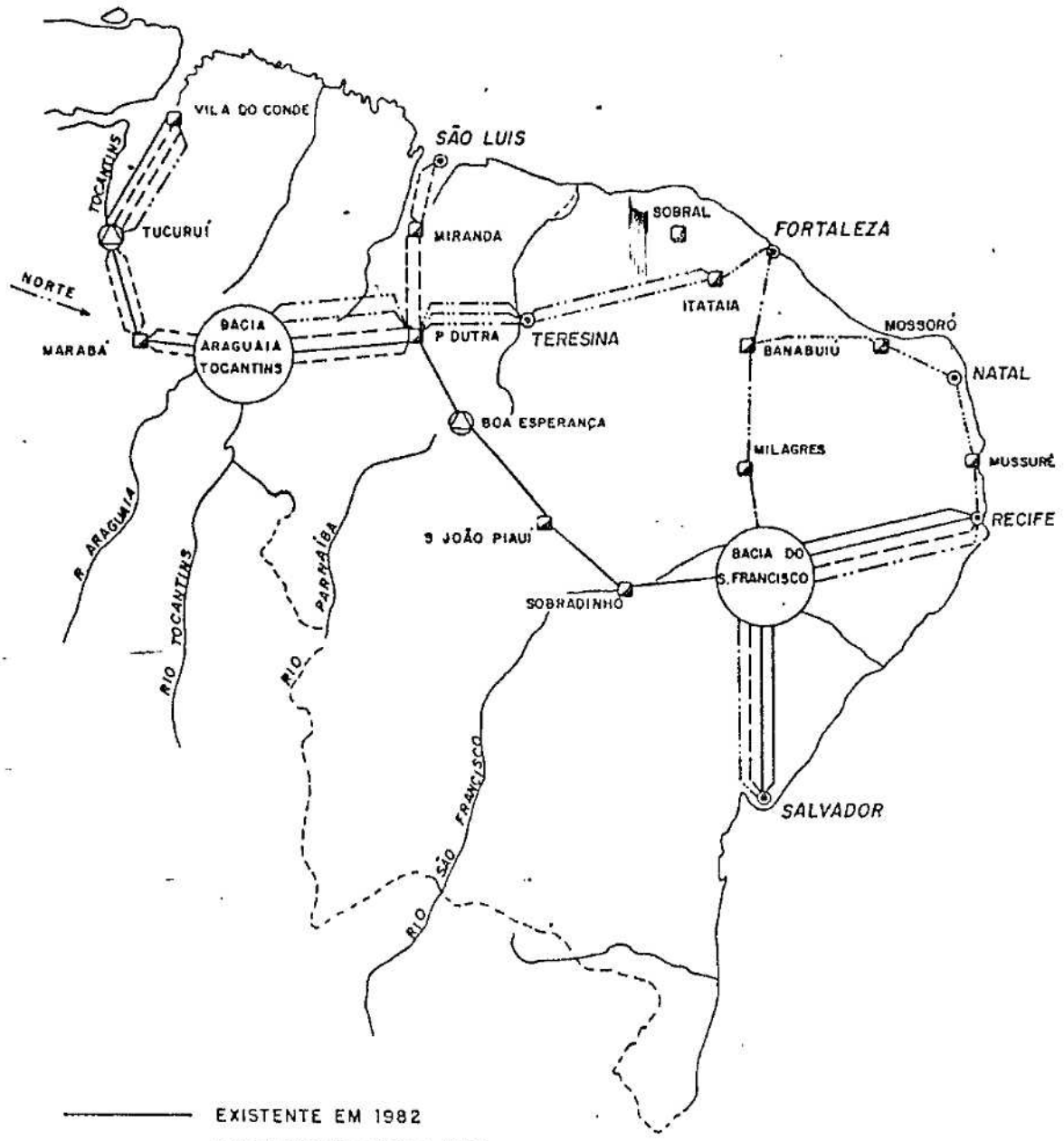
Figura 7.I



Acervo ISA

## REGIÕES NORTE E NORDESTE
## SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 500kV
CARGA DE ITATAIA CONSIDERADA

Figura 7.II



Acervo ISA

### 7.5. Aspectos Considerados com Respeito à Localização de Nucleares

As nucleares 4 e 5 constantes do "Programa Recomendado" correspondem às 2 unidades já previstas para o atendimento de São Paulo em Peruíbe, estando, portanto, com sua localização completamente definida no que concerne ao sistema elétrico.

As demais unidades, para efeito destes estudos relativos ao "Plano de Expansão de Referência", foram também destinadas ao atendimento da região Sudeste, procurando-se minimizar os custos de transmissão. A decisão definitiva sobre a sua localização, entretanto, deverá ser tomada oportunamente, em estudo mais detalhado, que leve em conta vários aspectos, entre os quais os apontados a seguir.

A figura 7.V mostra um diagrama simplificado do sistema da região Sudeste, indicando a capacidade instalada e a concentração de carga nos centros de carga e geração no ano 2000.

A área do centro de carga de São Paulo responde por cerca de 47% no mercado da região Sudeste, enquanto que a área Rio por 17% totalizando, nestes pontos, cerca de 64% da carga da região.

A área de São Paulo e o eixo Rio – São Paulo, pela sua importância, despontam logo de início como áreas em que se pode pensar na localização de nucleares, não havendo, em princípio, nenhuma contra-indicação no que concerne ao sistema elétrico.

A área de Belo Horizonte, embora represente 18% da carga da região, já não é tão evidente, uma vez que está prevista a chegada de cerca de 3.700 MW provenientes da interligação com a região Norte no período 1996/2000, por ser o ponto de maior proximidade com a região Norte, além de haver dificuldades quanto à instalação de nucleares em sua vizinhança, pela distância até as fábricas dos equipamentos e problemas de refrigeração das centrais.

O centro de carga de Vitória e Campos dispõe da geração das usinas do rio Doce em suas proximidades, além da orientação de parte do Jequitinhonha para seu atendimento, não sendo também evidente a vantagem de localizar nucleares em suas proximidades.

Assim sendo, justifica-se a adoção preliminar, dentro da região Sudeste, da área de São Paulo e eixo Rio – São Paulo como localização das nucleares para efeitos de estudo da transmissão relacionada ao "Programa de Expansão de Referência", não se constituindo isto, entretanto, numa recomendação definitiva.

Na figura 7.III, apresentada a seguir, está mostrada, de forma esquemática, a expansão do sistema de transmissão das regiões Sudeste e Centro-Oeste até 2000. Deve ser observada a expansão em direção a Belo Horizonte e São Paulo. Em direção a Belo Horizonte esta é interrompida com a chegada neste ponto da interligação com a região Norte, enquanto que, em direção a São Paulo, a consideração das nucleares limita a expansão do sistema de transmissão. A transmissão prevista para o atendimento dos centros de carga do Rio e São Paulo é capaz de fazer frente às várias possibilidades de contingências e recargas das unidades nucleares, tendo em vista o porte do mercado e o atendimento a feito até o ano 2000, por um total de 10 circuitos de 440 kV, 4 circuitos de 750 kV, 2 bipólos de CC, 6 linhas de 345 kV e 3 linhas de 500 kV.

### 7.6. Suprimento a Itataia (Ceará)

Após 1991 poderá ser adicionada uma carga de 1.060 MW na área de Itataia correspondente a instalações envolvendo o processamento de urânio.

Caso seja implantada esta carga, partindo da premissa que deve ser suprida com confiabilidade elevada, existem duas alternativas de suprimento:

– *Alternativa de Suprimento a partir de Hidroelétricas.*

Admitindo que o suprimento seja realizado a partir de usinas mais distantes, uma das possíveis alternativas corresponde à chegada de 2 linhas de 500 kV neste ponto, correspondendo uma delas ao direcionamento adequado da linha de interligação correspondente ao 2º circuito, que, em vez de seguir a rota por Boa Esperança-Milagres-C. Grande-Mussuré, conforme se mostrou na figura 7.II, para a situação do ano 2000, passaria por Presidente Dutra-Teresina-Fortaleza, substituindo um dos circuitos em 500 kV de atendimento a Fortaleza. Este circuito estaria comprometido com a interligação Norte-Nordeste, devendo ser previsto um outro circuito para suprir a carga de Itataia, partindo de Presidente Dutra. Na figura 7.VI para situação no ano 2000 está mostrada esta possibilidade. Com relação ao tronco de transmissão até Presidente Dutra, tem-se como uma das possibilidades mais um circuito de 500 kV desde Presidente Dutra até a geração situada na bacia do Tocantins-Araguaia. Neste caso a distância envolvida na transmissão é da ordem de 1.000 km. Caso a geração se situe em pontos mais afastados, como a bacia do Xingu, a distância geração-carga pode atingir 1.400 km.

– *Alternativa de Suprimento Local por Nucleares*

No caso de suprimento por nucleares, na consideração de uma unidade de grande porte, da ordem de 1.300 MW, o suprimento a esta carga fica vulnerável quando esta nuclear estiver em recarga, ou manutenção, pois, perdendo-se a linha de transmissão, se recai no caso anterior onde se considerava suprimento por hidrelétricas distantes, havendo necessidade de se superdimensionar o sistema de transmissão.

Além disso, isso implicaria na supressão de uma usina nuclear das consideradas na região Sudeste, o que não representaria problema para o atendimento do mercado dos sistemas Sudeste-Centro-Oeste e Sul, o qual poderia ser compensado de duas maneiras: antecipação do aproveitamento de potenciais inventariados da própria região, ou acréscimo de suprimento proveniente da região Norte (Marabá), a partir de 1996.

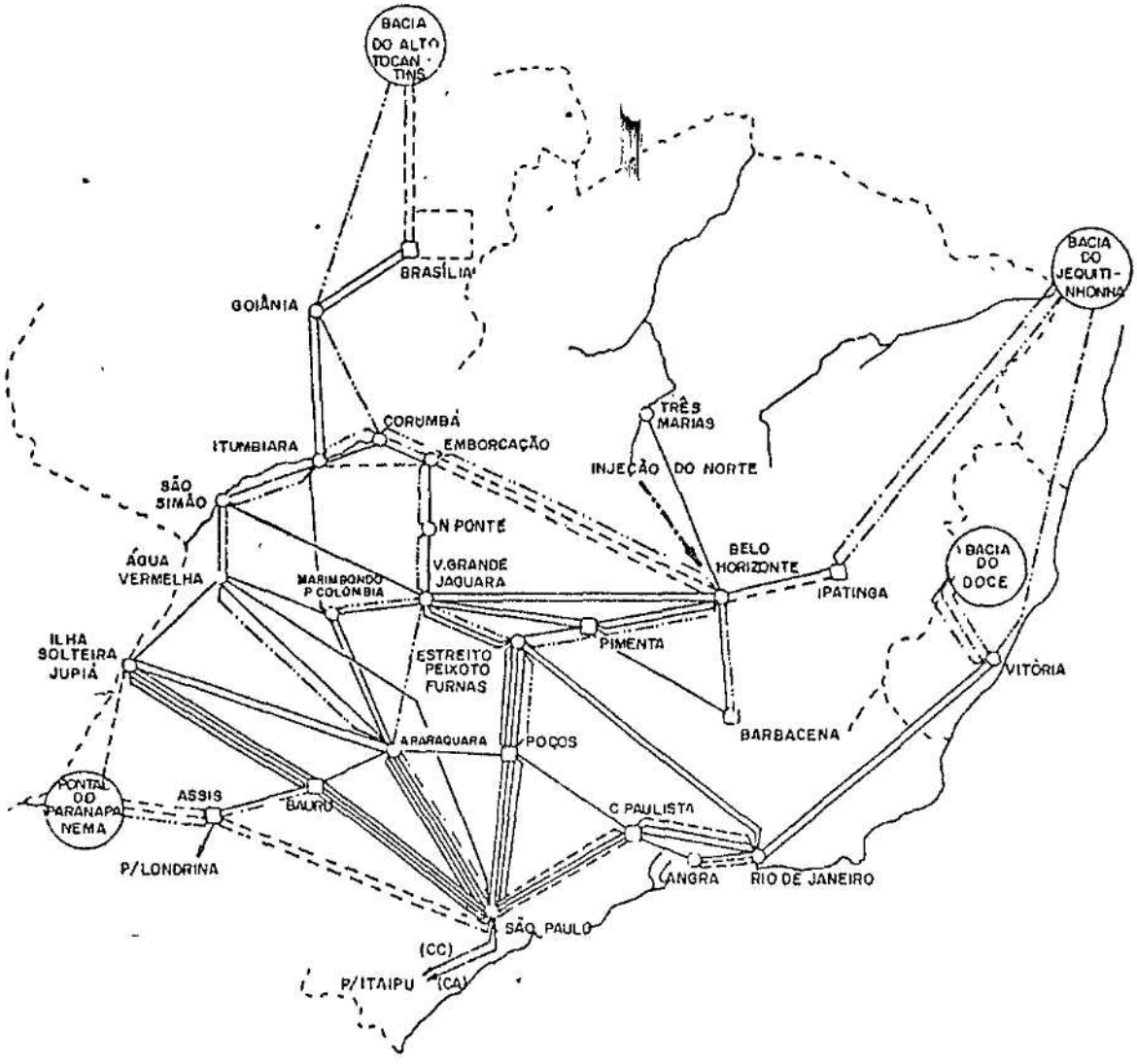
Para evitar o problema do superdimensionamento da transmissão, quando se considera suprimento local da carga de Itataia, será interessante promover um estudo sobre a possibilidade dessas unidades virem a ser de menor capacidade, mas em número suficiente para fazer face às saídas para troca de combustível, manutenção e saídas forçadas.

O estudo técnico e econômico de todas essas alternativas permitirá a adoção da mais confiável e de menor custo para o suprimento desse pólo.

Acervo ISA

## REGIÕES SUDESTE E CENTRO-OESTE
## SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM 345kV E ACIMA

Figura 7.III




——— SISTEMA EXISTENTE EM 1982

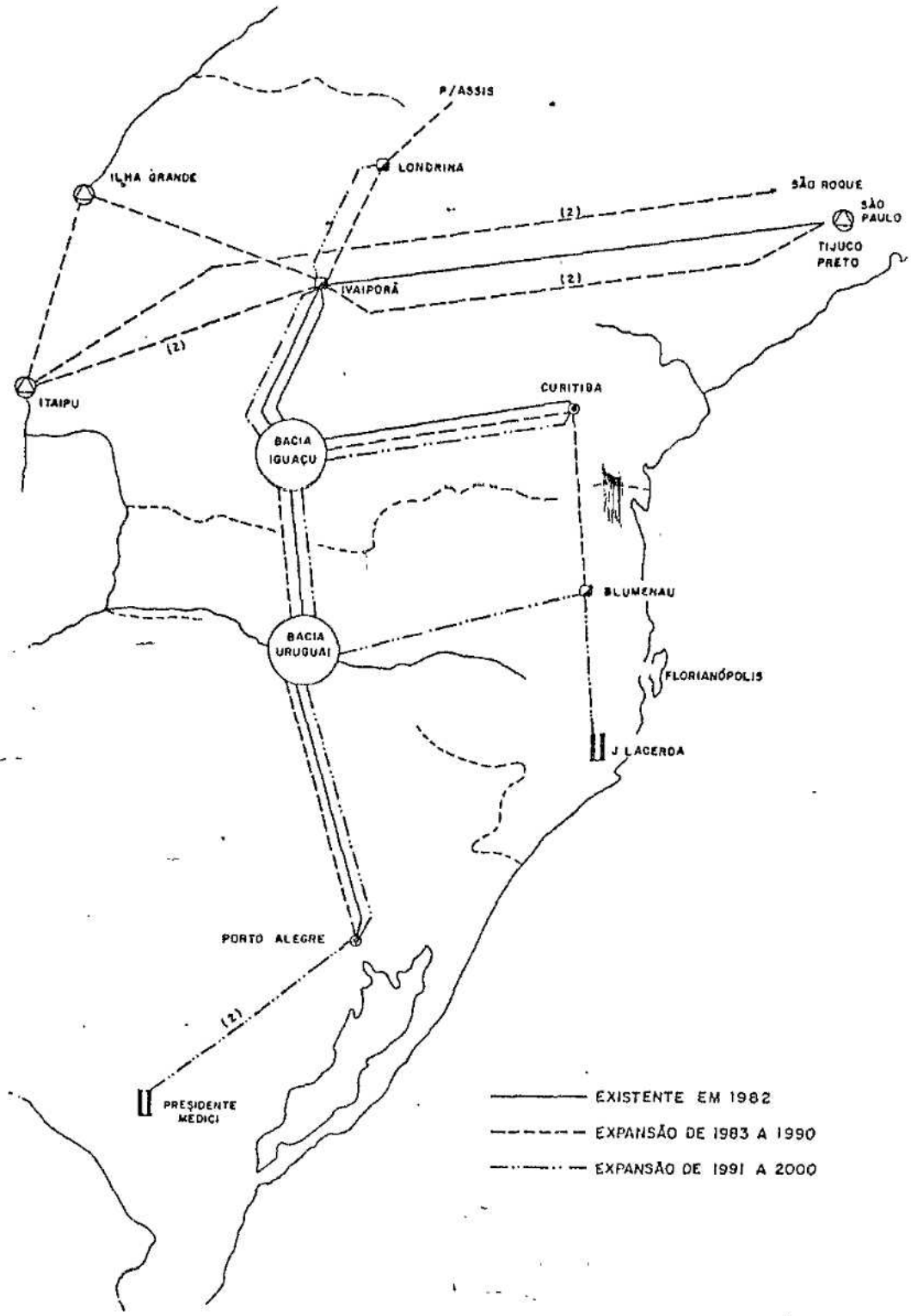
– – – – EXPANSÃO DE 1983 A 1990

–·— — EXPANSÃO DE 1991 A 2000

Acervo ELETROBRAS

## REGIÃO SUL
## SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 500kV E ACIMA

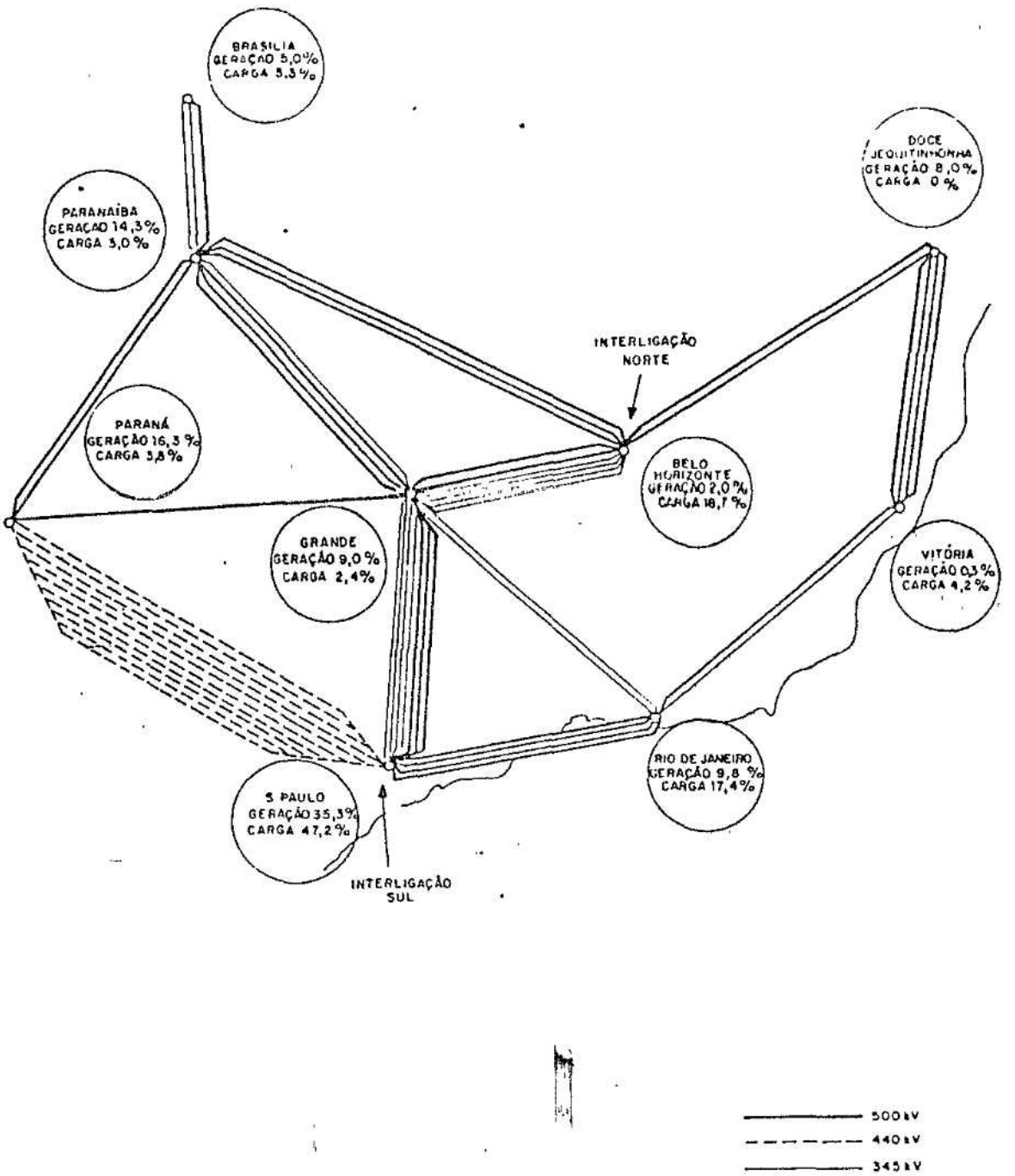
Figura 7.IV



Acervo CESA

## REGIÃO SUDESTE
## DISTRIBUIÇÃO DE GERAÇÃO E CARGA NOS PRINCIPAIS PONTOS
## ANO 2000

Figura 7.V

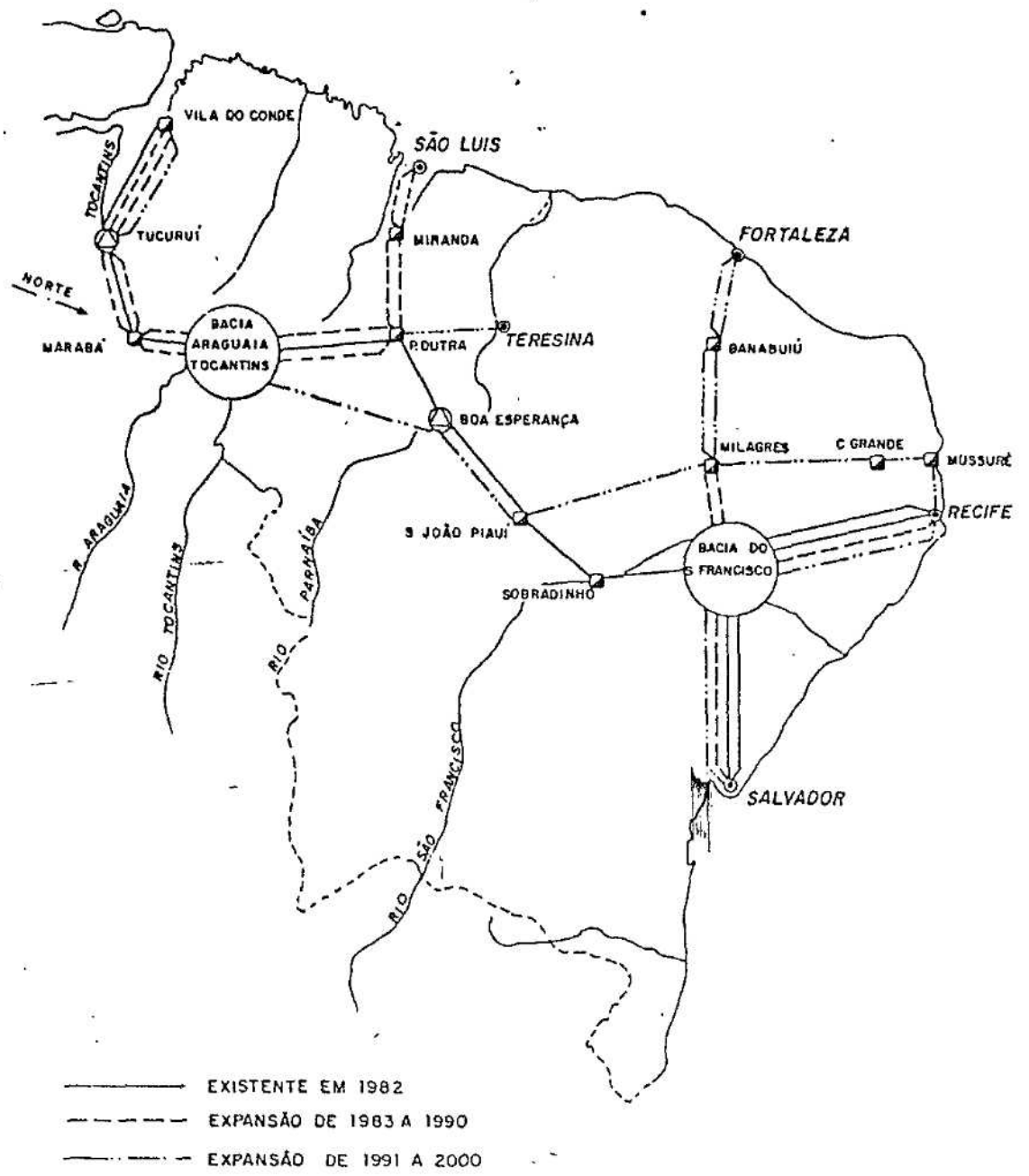


Acervo ISA

## REGIÕES NORTE E NORDESTE
## SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 500kV

Figura 7.VI

CARGA DE ITATAIA NÃO CONSIDERADA



# 8. CAPACITAÇÃO DA INDÚSTRIA E DA ENGENHARIA NACIONAL

A análise, a seguir desenvolvida, abrange os bens e serviços destinados a usinas geradoras, hidrelétricas e termelétricas convencionais, bem como aos sistemas de transmissão e redes de distribuição, instalações estas a serem construídas sob a gerência das empresas de eletricidade.

Quanto às usinas termelétricas nucleares, elas serão implantadas pela Empresas Nucleares Brasileiras S.A. – NUCLEBRÁS, responsável pela materialização de um complexo programa, abrangendo desde o ciclo completo do combustível até a fabricação, instalação e comissionamento dos equipamentos, e seus problemas de capacitação industrial ou de serviços que não são analisados neste documento.

Os seguintes tópicos serão considerados, relativamente ao atendimento dos requisitos industriais e de serviços de engenharia resultantes do programa das obras do Plano 2000.

- Capacidade de Fabricação
- Evolução Tecnológica
- Evolução dos Índices de Nacionalização – Substituição de Importações
- Ocupação da Indústria Nacional
- Demanda de Serviços de Engenharia, de Construção e de Montagem.

## 8.1. Capacidade de Fabricação

Mercê do mercado que se abriu, em função da dinâmica posta em prática pelo Setor Elétrico, demandando bens de capital de elevado conteúdo tecnológico, diversas fábricas foram instaladas no País, com aporte de capitais nacionais, privados e governamentais, complementado por investimentos estrangeiros.

A indústria nacional encontra-se estruturada segundo diferentes estágios, podendo ser considerada, em sua média, como bastante moderna. Suas fábricas são bem montadas e, em geral, equipadas com maquinarias de modelos recentes.

Além disso, um conjunto de fábricas de máquinas-ferramentas, capazes de gerar a produção de novas máquinas, completa o ciclo de reequipamento da indústria nacional.

Num total de 670 principais fornecedores qualificados, destaca-se um elenco superior a 319 empresas participando da fabricação em uma ou diversas linhas de produto, através de suas subsidiárias ou departamentos, dos equipamentos, conjuntos, sistemas, componentes e materiais destinados ao Setor Elétrico.

Torna-se oportuno registrar que existe ainda uma razoável dependência externa quanto a alguns importantes componentes, matérias-primas e insumos. Porém, muitos desses itens estão em vias de serem nacionalizados, com a implantação de novas indústrias, ou de linhas especiais nas atuais instalações fabris.

Das matérias-primas e insumos, pode-se citar como passíveis de atendimento integral pela nossa indústria, a curto prazo, os seguintes: alumínio, chapas de aço ao silício e porcelanas elétricas. A médio prazo, este atendimento abrangerá o cobre, o zinco e o níquel.

Por outro lado, certos materiais como vernizes, esmaltes, resinas, etc., com escala reduzida de consumo são produzidos internacionalmente por fabricantes tradicionais, capazes de atender à demanda mundial, e continuarão a constar da pauta de importações por algum tempo.

Na figura 8.I, pode-se observar a evolução das potências dos hidrogeradores, com as dimensões de seus rotores (diâmetros e pesos), já fabricados ou em fabricação pela indústria nacional, desde 1957 até os dias atuais.

Como verificado para os geradores, foram dados significativos passos relativamente aos demais equipamentos envolvidos nos nossos programas, sendo de destacar aqueles indicados no Quadro 8.I.

Como exemplo da capacidade da indústria nacional vale mencionar a fabricação dos equipamentos para a hidrelétrica de Itaipu, para o que foram mobilizados os principais fabricantes locais, tendo sido possível o fornecimento, com o elevado índice de nacionalização de 85%, das maiores turbinas hidráulicas e dos mais potentes hidrogeradores já fabricados no mundo.

No que diz respeito às usinas termelétricas, cujo programa de implantação em maior escala está se iniciando, a estrutura industrial ainda se apresenta carente sob diversos aspectos. A sua maior ou menor dinamização dependerá da consolidação do mercado. Em última análise, trata-se de capacitar a indústria nacional para a fabricação dos diferentes sistemas, principalmente, no que concerne: ao manuseio e tratamento do carvão e outros combustíveis, tais como a madeira, o bagaço de cana e a turfa; à geração de vapor e ao acionamento; e à fabricação de turbo-geradores de porte superior a 150 MW.

Seria exaustivo indicar, para cada item dos múltiplos materiais, componentes e equipamentos necessários ao Setor Elétrico, qual a capacidade de produção da indústria nacional. A título de exemplo, são destacados no Quadro 8.II os três tipos de equipamentos de maior porte – turbinas, geradores e transformadores – segundo a capacidade das principais fábricas. Com os transformadores, foram incluídos os reatores, dada a identidade da técnica construtiva.

## 8.2. Evolução Tecnológica

Tendo em vista acelerar o desenvolvimento industrial e tecnológico do País e com o objetivo de colocá-lo, em prazo não muito longo, no mesmo patamar em que se encontram as nações industrialmente desenvolvidas, o Governo Brasileiro tem procurado incentivar, sob variadas modalidades, não só o estabelecimento de novas fábricas, mas também a expansão e modernização das empresas já instaladas no Brasil.

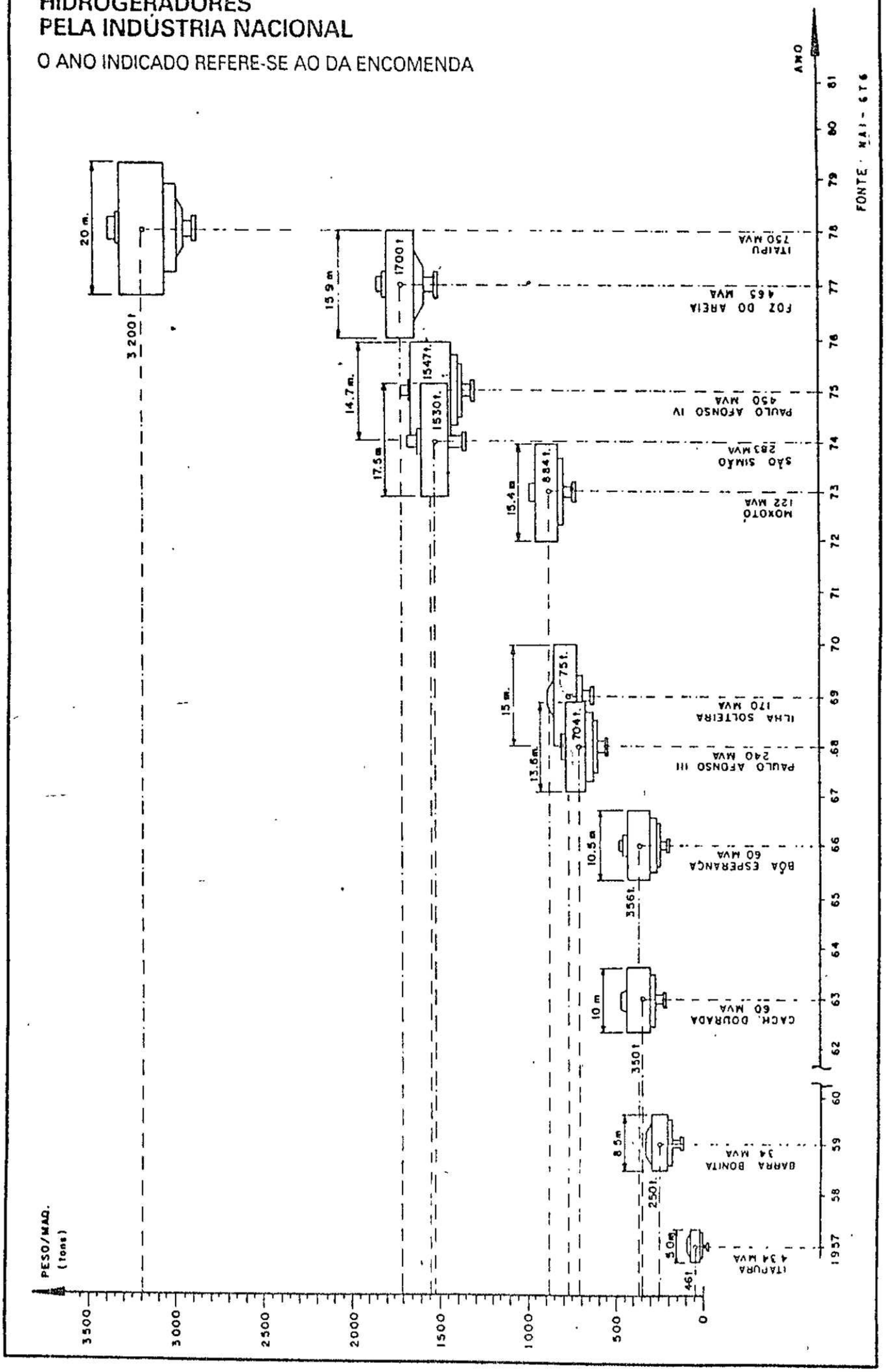
Pode-se dizer que, de modo geral, tais estímulos têm contribuído para adequar a estrutura econômica e industrial do País à fabricação de equipamentos e materiais de boa qualidade e tecnologicamente comparáveis aos produzidos no estrangeiro. Por outro lado, considerando a sofisticação envolvida na produção destes bens, tornou-se imperativa a importação da tecnologia estrangeira. Tal fato, todavia não impede a progressiva absorção destes conhecimentos e o desenvolvimento de uma tecnologia própria.

Aceitando-se, em princípio, que o desenvolvimento tecnológico de uma indústria pesada se processa nas seis fases adiante citadas, trata-se de analisar o es-

# EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE FABRICAÇÃO DE HIDROGERADORES PELA INDÚSTRIA NACIONAL

Figura 8.I

O ANO INDICADO REFERE-SE AO DA ENCOMENDA



Acervo ISA

QUADRO 8.I

*EQUIPAMENTOS FABRICADOS OU EM FABRICAÇÃO NO BRASIL*

*CARACTERÍSTICAS E CAPACIDADES MÁXIMAS*

| | FABRICANTES | DESTINAÇÕES |
|---|---|---|
| *Turbinas* | | |
| 410 MW | VOITH | Paulo Afonso IV |
| 419 MW | COEMSA | Foz do Areia |
| 700 MW | MEP/VOITH | Itaipu |
| *Transformadores* | | |
| 350 MVA 3 $\phi$ 13,8 – 500 KV | ASEA/IEBB | Tucuruí |
| 256 MVA 1 $\phi$ 18-525/$\sqrt{3}$ kV | ASEA | FURNAS – Sist. de Transm. de Itaipu |
| *Autotransformadores* | | |
| 500 MVA 1 $\phi$ 750 – 500 kV e 750 – 345 KV | IEBB | FURNAS |
| *Reatores* | | |
| 120 MVAr 750 kV | ASEA | FURNAS – Sist. de Transm. de Itaipu |
| *Disjuntores* | | |
| 500 kV 50 kA | IEBB | FURNAS E CHESF |
| *Pára-Raios* | | |
| 230 kV | SPRECHER & SCHUH E ASEA | Diversas |
| *Chaves Seccionadoras* | | |
| 345 kV | BARRETO KELLER | |
| | SPIG | |
| | HITACHI | |
| | DASA | Diversas |
| 500 kV | ALCACE | |
| | LORENZETTI | Diversas |
| 750 kV | LORENZETTI | FURNAS |
| *Compensadores Síncronos* | | |
| 300 MVAr | ASEA/IEBB | FURNAS – Sist. de Transm. de Itaipu |

tágio alcançado pela indústria de bens de capital do Brasil.

- Tecnologia da Produção
  - Fase A – Fabricação
  - Fase B – Qualidade
- Tecnologia do Projeto
  - Fase C – Detalhamento do Projeto
  - Fase D – Anteprojeto
  - Fase E – Desenvolvimento
- Tecnologia da Pesquisa e Desenvolvimento – Fase F.

Basicamente, a indústria brasileira já domina a Fase A e está implantando a Fase B relativamente à Produção.

Quanto ao Projeto, verifica-se a implantação da Fase C na maioria das empresas.

Já as Fases D e E vêm sendo dinamizadas segundo graus bastante diferenciados nas várias indústrias.

A Agência Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, bem como a Agência Especial de Financiamento Industrial – FINAME, procuram estabelecer condições adequadas, através de estímulos, que vão desde o financiamento de equipes de projetos e anteprojetos, até a redução de encargos nos empréstimos concedidos para financiar a fabricação local.

Esses estímulos permitiram que, em relativamente pouco tempo, se iniciasse um processo acelerado de nacionalização da produção de bens de capital e, paralelamente, de absorção de sua tecnologia. Necessária se tornava, porém, para assegurar a continuidade e consolidação desse processo, a criação no País de uma infra-estrutura que permitisse ao setor produtivo local passar da fase de absorção à de adaptação, e desta à de criação de tecnologia, até situar o País no mesmo nível alcançado pelos industrialmente mais desenvolvidos.(Fase F)

Em 1974, por orientação do Ministério das Minas e Energia, a ELETROBRÁS consubstanciou seu apoio ao desenvolvimento tecnológico do setor e criou o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

Dotado de recursos humanos altamente qualificados e de instalações de ensaios e testes comparáveis às das mais conceituadas entidades congêneres internacionais, o CEPEL apresenta-se, hoje, como o instru-

mento mais adequado de apoio tecnológico ao setor. Suas instalações, distribuídas entre o Laboratório de Sistemas Elétricos – LSE e o Laboratório de Equipamentos Elétricos – LEE, permitem a realização de praticamente todos os estudos, ensaios experimentais e testes, necessários ao desenvolvimento da tecnologia aplicável ao setor em futuro previsível.

### 8.3. Evolução dos Índices de Nacionalização – Substituição das Importações

Os grandes investimentos do Setor Elétrico, que já superam o montante equivalente a US$ . . . 4.000.000.000,00 anuais, incluem uma parcela da ordem de 30% em equipamentos, componentes e materiais. A importação da totalidade destes bens seria inviável, tendo em vista o seu reflexo em nossa balança comercial.

Desde o término da segunda guerra mundial, o Brasil vem adotando uma política voltada para a substituição das importações.

Em 1952, com a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE, caracterizou-se uma nova fase de nossa economia, voltada para o desenvolvimento industrial.

A legislação brasileira em relação ao assunto passou a evoluir de forma gradual e coerente, sendo de destacar, como marcos principais, aqueles indicados no Quadro 8.III.

**QUADRO 8.II**

*Capacidade de Produção*

| *Turbinas Hidráulicas* | *MW/ANO* | *T/ANO* |
|---|---|---|
| VOITH-BARDELLA | 3.500 | 13.000 |
| MECÂNICA PESADA | 2.500 | 9.200 |
| VIGESA | 2.100 | 7.800 |
| COEMSA | 1.600 | 5.900 |
| TOTAL | 9.700 | 35.900 |
| *Hidrogeradores* | | |
| BROWN BOVERI | 2.500 | 11.000 |
| SIEMENS | 2.000 | 8.000 |
| VIGESA | 2.800 | 11.200 |
| COEMSA | 1.600 | 4.000 |
| TOTAL | 8.900 | 34.200 |
| *Transformadores e Reatores* | *MW/ANO* | (média de 10 anos) |
| BROWN BOVERI | 9.000 | |
| ASEA | 9.500 | |
| TUSA | 6.700 | |
| COEMSA | 4.500 | |
| TRAFO | 1.800 | |
| ITEL | 1.500 | |
| TOSHIBA | 2.000 | |
| TOTAL | 35.000 | |

**QUADRO 8.III**

*Política Governamental de Substituição de Importações*

| | |
|---|---|
| Em 20-06-52 – | LEI Nº 1.628 – CRIAÇÃO DO BNDE<br>Estímulo ao Desenvolvimento Industrial |
| Em 09-10-53 – | INSTRUÇÃO Nº 70 DA SUMOC<br>Desestímulo às Importações |
| Em 29-12-53 – | LEI Nº 2.145 – CRIAÇÃO DA CACEX E EXTINÇÃO DA CEXIM<br>Controle das Importações |
| Em 02-09-66 – | DECRETO-LEI Nº 59.170 – CRIAÇÃO DA FINAME<br>Financiamento para Compra de Equipamentos Fabricados no País |
| Em 18-11-66 – | CRIAÇÃO DO DECRETO-LEI Nº 37 – LEI DO SIMILAR NACIONAL<br>Bloqueio às Importações |
| Em 24-07-67 – | DECRETO-LEI Nº 61.056 – CRIAÇÃO DA FINEP<br>Promoção do Desenvolvimento Tecnológico |
| Em 18-08-69 – | DECRETO Nº 65.016 – CRIAÇÃO DO CDI<br>Implementação da Política de Industrialização |
| Em 1974 – | CRIAÇÃO DA EMBRAMEC<br>Órgão de Apoio à Indústria Brasileira |
| Em 09-10-75 – | DECRETO Nº 76.409 – INSTITUIÇÃO DO NAI<br>Substituição de Importações |
| Em 15-12-76 – | DECRETO Nº 78.945<br>Reforço à Lei do Similar Nacional |
| Em 30-03-77 – | RESOLUÇÃO Nº 9 DO CDE<br>Apoio à Empresa Nacional |
| Em 18-05-78 – | RESOLUÇÃO Nº 35 DA FINAME<br>Prioridade para a Empresa Nacional |
| Em 07-12-79 – | PUBLICAÇÃO DO DECRETO Nº 1.726<br>Eliminação de Isenções Fiscais que Beneficiavam as Importações |
| Em 13-02-81 – | RESOLUÇÃO Nº 555 DO BNDE<br>Normas e Critérios de Apoio Financeiro do BNDE/FINAME ao Setor de Energia Elétrica |

Acervo ISA

QUADRO 8.IV

*Índices de Nacionalização (%)*

| *Discriminação* | *FINAME* | Produto Brasileiro *1978* | *1981* | *1985* |
|---|---|---|---|---|
| • Transformadores 3ϕ, 138 kV, com comutador | 95 | 45 | 50 | 80 |
| • Transformadores 1ϕ, 500 kV, sem comutador | 95 | 32 | 34 | 65 |
| • Reatores SHUNT 1ϕ, 500 kV | 90 | 29 | 32 | 64 |
| • Turbinas FRANCIS | 85 | 70 | 82 | 83 |
| • Turbinas KAPLAN | 85 | 55 | 82 | 83 |
| • Equipamentos Hidromecânicos | 100 | 98 | 98 | 98 |
| • Pontes Rolantes e Pórticos | 95 | 91 | 93 | 94 |
| • Hidrogeradores | 95 | 70 | 80 | 90 |
| • Geradores Acionados por Turbinas a Vapor, até 400 MVA | 85 | 55 | 70 | 80 |
| • Compensadores Síncronos, até 350 MVAr | 80 | 70 | 70 | 80 |
| • Compensadores Estáticos | 80 | 70 | 70 | 80 |
| • Chaves Seccionadoras, até 750 kV | 100 | 86 | 100 | 100 |
| • Transformadores de Corrente, até 230 kV | 99 | 91 | 91 | 95 |
| • Transformadores de Corrente, 345 e 500 kV | 85 | (•) | 75 | 85 |
| • Transformadores de Potencial, até 138 kV | 99 | 82 | 90 | 95 |
| • Disjuntores até 138 kV (PVO) | 90 | 75 | 87 | 92 |
| • Disjuntores de 230 até 750 kV | 50 | 40 | 40 | 80 |
| • Pára-raios até 230 kV | 90 | 78 | 82 | 100 |

(•) Em 1978, ainda não havia fabricação nacional.

Criou-se um banco — BNDE — e uma agência financeira — FINAME, que permitiram o suporte financeiro para a fabricação local dos bens a serem nacionalizados.

Sob o ponto de vista legal, foram gradualmente bloqueadas as importações com a Instrução 70 da SUMOC e a Lei do Similar Nacional, reforçada pelo Decreto nº 78.945.

A CACEX foi incumbida de fiscalizar a aplicação do controle das importações.

Ao CDI foi atribuída a formulação da política e a implementação de uma sistemática de industrialização.

A FINEP passou a suportar o desenvolvimento de uma tecnologia nacional.

Com a instituição dos Núcleos de Articulação com a Indústria — NAI, as empresas estatais foram incumbidas de promover a substituição de suas próprias importações, dando preferência ao produto nacional.

A ELETROBRÁS mantém em atividade 19 Grupos de Trabalho, que tratam da nacionalização de materiais, componentes e equipamentos, visando contemplar com fabricação local todas as suas necessidades. É esperada a substituição do equivalente a US$ 1 bilhão nas importações previstas até 1985.

A EMBRAMEC veio apoiar as empresas brasileiras, proporcionando, inclusive, aporte de capital, com o fito de viabilizá-las financeiramente.

Mais recentemente, foram retirados, com o Decreto-Lei nº 1726, a maioria das isenções e benefícios fiscais às importações.

O empresariado brasileiro respondeu, corajosamente, procurando colocar seu talento, sua iniciativa, seus recursos industriais e financeiros, a favor da causa da nacionalização da fabricação de equipamentos.

Vários empreendimentos foram efetivados, absorvendo a tecnologia disponível, procurando-se preservar o controle acionário brasileiro, nos casos em que se configura uma associação com sócio(s) estrangeiro(s).

Outros empresários ampliaram suas linhas de fabricação, criando tecnologia própria ou adquirindo-a, através de licença, junto a tradicionais fabricantes do exterior.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, através da FINAME, dá suporte à fabricação local, desde que seja assumido o compromisso de um mínimo de nacionalização.

Considerando que alguns materiais e componentes não podem ser imediatamente nacionalizados, aquela Agência os inclui dentro do percentual nacional, desde que a eles sejam agregadas operações industriais, resultando um índice de nacionalização denominado índice "FINAME".

Esse é o caso, por exemplo, de chapas de aço ao silício de grão orientado, que, até recentemente, eram importadas, na sua totalidade, para fabricação de transformadores, reatores e geradores.

A fim de se permitir uma correta avaliação do que efetivamente se agrega no País, é considerado, na ELETROBRÁS, um outro índice, denominado "Produto Brasileiro", que exclui todos os materiais e componentes importados. A evolução, no tempo, de tal índice é permanentemente comparada com os valores fixados pela FINAME, constituindo-se num excelente indicativo do progresso conseguido pela Indústria Nacional.

O Quadro 8.IV apresenta uma relação dos equipamentos principais, com os respectivos índices "FINAME" e do "Produto Brasileiro", destacando, para estes últimos, a evolução alcançada desde 1978 até 1981 e sua projeção para 1985.

Observa-se que poderá ser conseguida uma quase que auto-suficiência dentro de um horizonte próximo (1985) e, certamente, dentro do horizonte mais longínquo objetivado no Plano 2000.

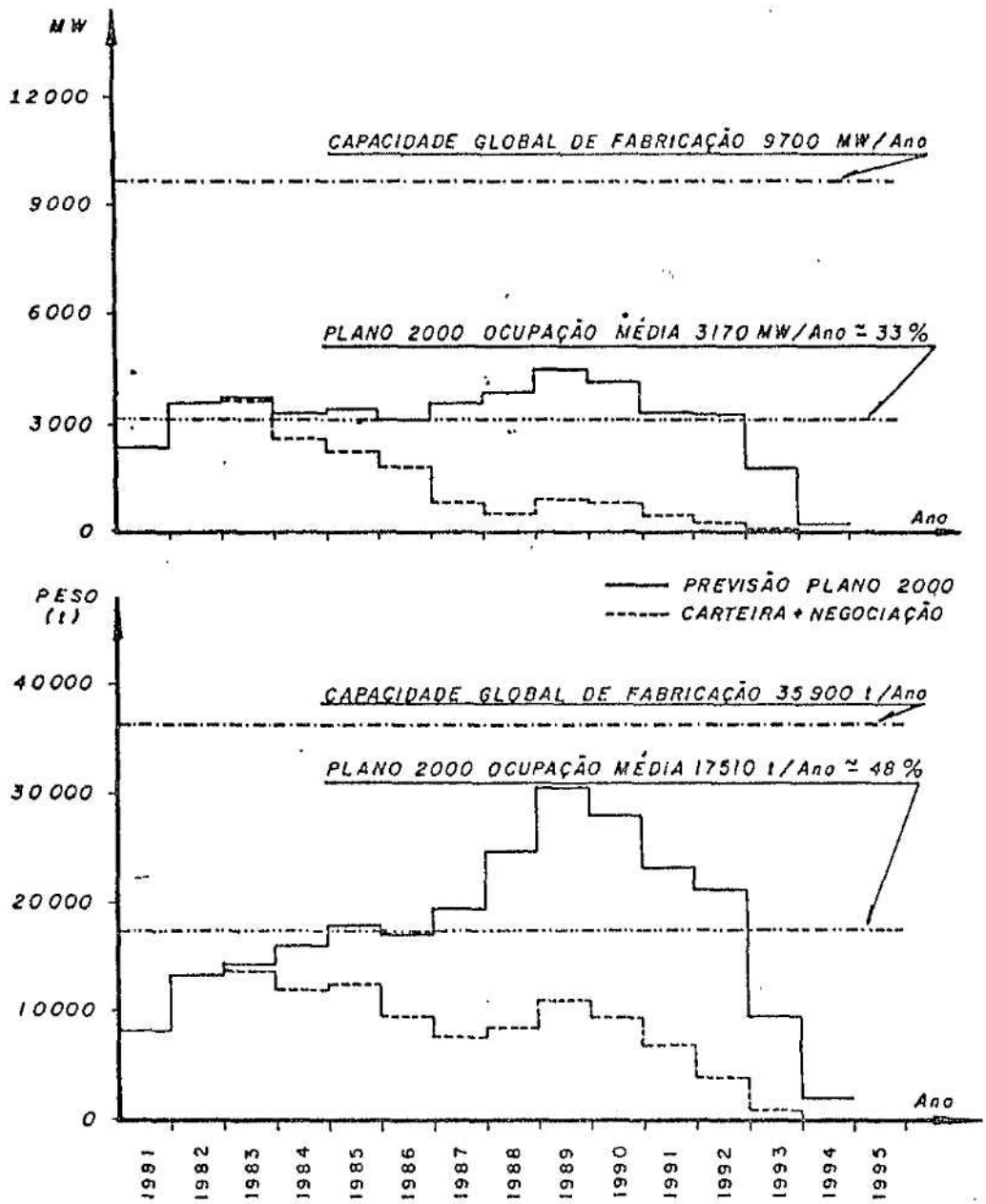
### 8.4. Ocupação da Indústria Nacional

A indústria brasileira está, qualitativa e quantitativamente, em condições de fornecer toda a gama de

Acervo ISA

## OCUPAÇÃO GLOBAL DA INDÚSTRIA EM TURBINAS HIDRÁULICAS

Figura 8.II




equipamentos, componentes e materiais necessários às instalações programadas pelo Setor Elétrico, sendo registradas exceções no que tange às usinas termelétricas.

Tendo em vista o atendimento dos requisitos do Setor Elétrico até o ano 2000, é importante avaliar-se a capacidade fabril instalada e o seu grau de ocupação. Numa primeira avaliação desse problema são examinados a seguir os aspectos referentes aos principais equipamentos envolvidos: turbinas hidráulicas, hidrogeradores e transformadores.

Considera-se que as encomendas serão colocadas segundo o cronograma correspondente à entrada em operação dos equipamentos, admitindo-se um prazo de fabricação de 36 meses para turbinas e geradores e de 12 meses para transformadores e reatores.

Na figura 8.II está apresentado o balanço da demanda esperada, relativa às usinas que entrarão em operação até 1995, em presença da capacidade de fabricação de turbinas hidráulicas. Em tracejado estão indicados os valores globais, em MW e em toneladas, dos equipamentos já encomendados, juntamente com os que estão sendo objeto de novas encomendas. Embora os contratos envolvam fornecimento de várias unidades, é apresentado no gráfico o escalonamento das entregas parciais das máquinas ou conjuntos de máquinas, tudo compatibilizado com as datas programadas para as respectivas entradas em operação. Em linha cheia são indicados os valores que deverão corresponder às entregas, de sorte a que sejam atendidos os requisitos do Plano 2000.

Acervo ISA

Verifica-se nos gráficos que a ocupação média das fábricas se situará bem abaixo da capacidade global, seja em MW seja em toneladas.

Vale dizer que restará ainda uma razoável margem para exportação de turbinas, como complementação às encomendas colocadas junto à indústrja brasileira pelo Setor Elétrico.

Em nenhuma oportunidade ocorrerá o risco de ser necessário recorrer-se à importação, como resultado de um eventual comprometimento de capacidade produtiva da indústria nacional.

Na figura 8.III, que espelha a situação relativa a hidrogeradores, verifica-se que a situação é bastante similar àquela caracterizada para as turbinas.

Para as projeções relativas às instalações que entrarão em operação além de 1995 não foi feita a avaliação do peso dos equipamentos a serem instalados, mas somente dos montantes em MW para turbinas e em MVA para geradores, como indicado nas figuras 8.IV e 8.V, nas quais são destacados os próximos 4 qüinqüênios até o ano 2000.

A ocupação média da indústria, em cada qüinqüênio, variará entre 34% e 54% da capacidade global com respeito a turbinas e entre 39% e 55% em relação a geradores.

Embora ocorram anos com maior concentração de produção, não haverá, como acima destacado, qualquer risco de necessidade de importação, sendo aconselhável o recurso à exportação, a fim de dar melhor ocupação à estrutura industrial já existente. Outra medida a ser encaminhada, desde que técnica e economicamente viável, seria a readaptação dessa indústria para atendimento parcial ou integral da demanda de outros bens de capital, de mesma natureza e complexidade.

Quanto a transformadores e reatores, a análise foi limitada a um horizonte mais próximo, conforme registrado na figura 8.VI, porque o planejamento dos sistemas de transmissão e distribuição de energia se completa e se define, com mais precisão, em datas mais próximas às respectivas entradas em serviço. Foram consideradas, tão somente, as encomendas em carteira na elaboração do gráfico apresentado.

O carregamento médio global até 1983 é da ordem de 71%, havendo até àquela data uma razoável margem para novas encomendas. Em 1985 e 1986 a capacidade global de fabricação será aumentada, tendo em vista os planos de expansão de diversas fábricas. É de se supor que o nível das novas encomendas assegure razoável lotação às indústrias existentes.

A partir da aprovação do Plano 2000, previsões mais detalhadas serão liberadas quanto aos requisitos em transformadores, reatores e demais equipamentos de menor porte, principalmente àqueles destinados aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Tal desdobramento ensejará à indústria nacional um melhor conhecimento das necessidades do Setor Elétrico, o que permitirá à mesma preparar-se para atender às encomendas das diferentes empresas.

### 8.5. Demanda de Serviços de Engenharia Consultiva, de Construção e de Montagem

No presente Plano, o "Programa Recomendado de Expansão" foi baseado, exclusivamente, em usinas que estavam num nível adequado de conhecimento de suas características e custos para serem firmemente programadas.

Entretanto, mesmo para algumas dessas hidrelétricas ainda haverá que dispender tempo e dinheiro na execução de seus projetos básicos, a fim de serem as mesmas colocadas em concorrência de construção e de montagem.

Além disso, para uma próxima revisão deste Plano, no fim do período 1982-1985, quando se procurará decidir quais as usinas cuja construção deverá ser iniciada até 1990, não haverá um número suficiente de projetos convenientemente estudados, particularmente para as que serão iniciadas próximo àquele ano, se providências não forem tomadas desde agora nesse sentido.

Assim sendo, além do programa de obras, é indispensável que seja desenvolvido um programa de estudos que permita realizar projetos básicos e complementar e/ou atualizar os estudos de inventário e de viabilidade existentes, a fim de que os órgãos de Planejamento da ELETROBRÁS e das Concessionárias, bem como as áreas de construção dessas últimas possam dispor, de forma sistemática, de dados sempre atualizados de engenharia e de custos.

Quanto ao projeto básico, pode ele ser concluído pouco antes do início da construção, deixando-se um intervalo de cerca de 6 meses para a realização da concorrência; essa é a época mais tarde para se dispor do projeto básico, sem riscos de dissabores durante a construção, que ocorreriam se a concorrência fosse feita sem o mesmo estar completamente concluído.

Desse modo, além de algumas usinas constantes do "Programa Recomendado de Expansão" que ainda não dispõem de projeto básico, as mais promissoras entre as constantes do "Programa de Expansão de Referência", que são as programadas para operar próximo a 1990, deverão ter seus projetos básicos também elaborados até 1985.

No que respeita aos estudos de viabilidade, no entanto, a antecedência deve ser maior do que do projeto básico, em razão dos estudos de planejamento, cujo horizonte de programação de obras, de 10/11 anos em relação à entrada em operação das unidades geradoras, obriga a que seja recomendável dispor-se desse estudo cerca de 5 a 6 anos antes do início da construção, supondo-se que esta se realize em cerca de 5 anos.

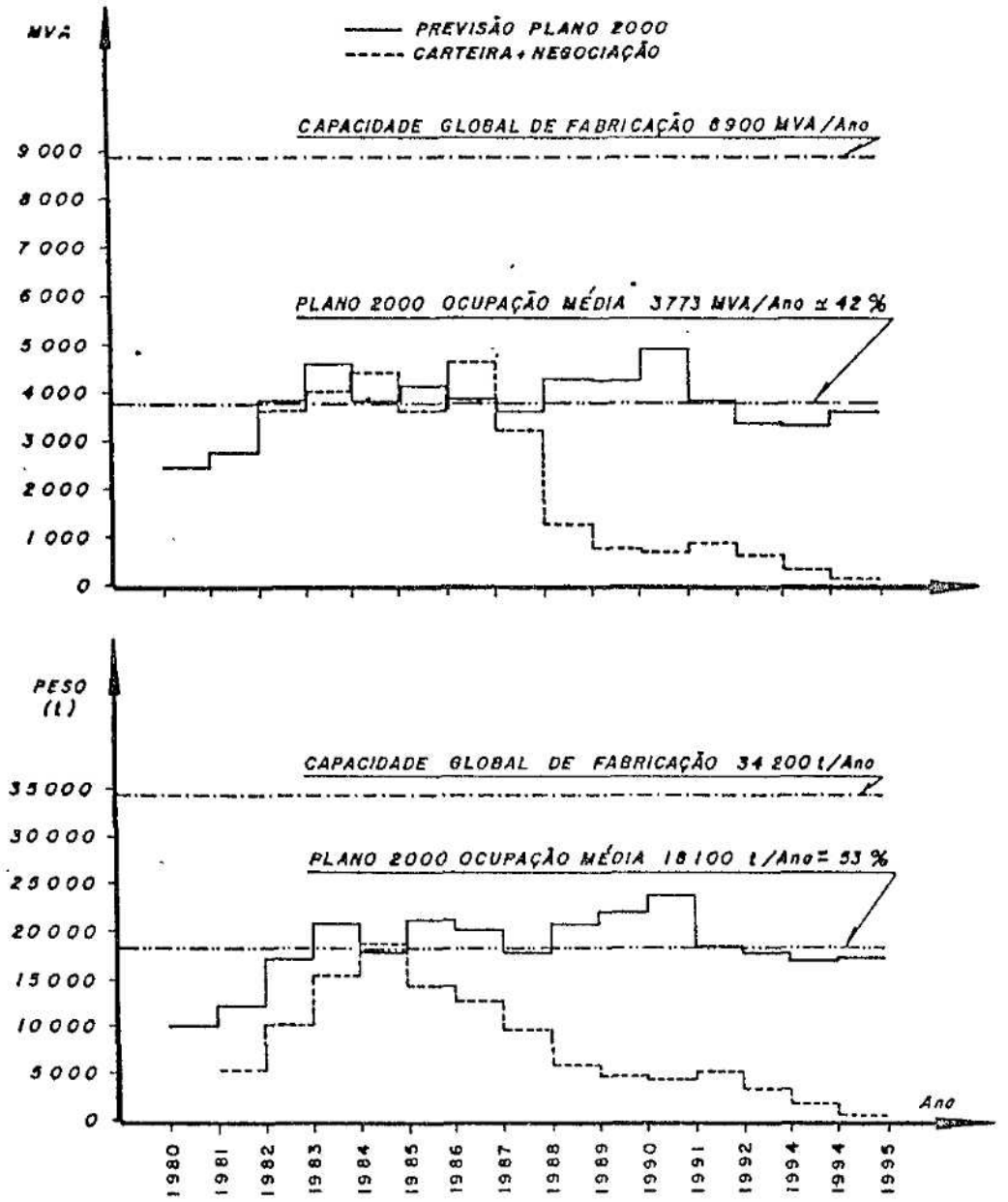
Como conseqüência, as demais usinas constantes do "Programa de Expansão de Referência" deverão estar conhecidas em nível de viabilidade até 1985, para poderem estar em condições de ter sua operação programada para ser iniciada até 1995.

Com relação aos estudos de inventário das bacias hidrográficas, nos quais os estudos de viabilidade se baseiam, o ideal é que estejam concluídos de 8 a 9 anos antes do início das obras, vale dizer, devem ser iniciados 11 a 12 anos antes dessa data, admitindo-se

Acervo ISA

## OCUPAÇÃO GLOBAL DA INDÚSTRIA EM HIDROGERADORES

Figura 8.III




que tenham 3 anos de duração.

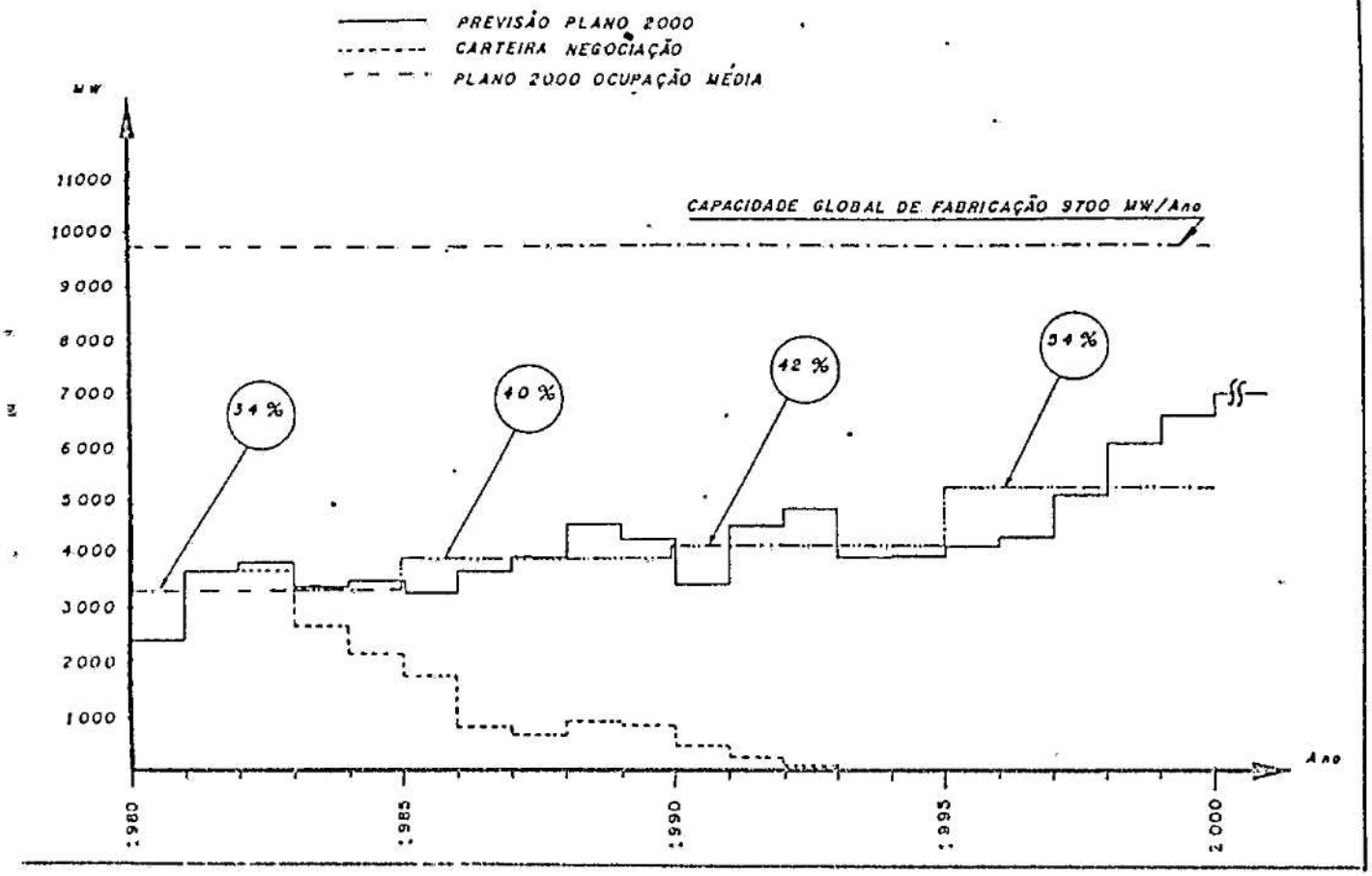
Dessa maneira, no período 1982/85, já deverão estar em andamento, ou serem iniciados, os seguintes estudos:

- Complementação dos estudos de inventário do Tocantins.
- Estudos de inventário do Alto Purus (Ituxi e Endimari), Madeira (trecho brasileiro), Tapajós, Jari e Araguari.
- Complementação de estudos de inventário de trechos dos rios:
  - São Francisco
  - Paraíba do Sul
  - São Marcos
  - outros remanescentes
- Complementação de estudos de inventário de bacias hidrográficas:
  - Jequitinhonha
  - Doce
  - Tibagi
  - Ribeira

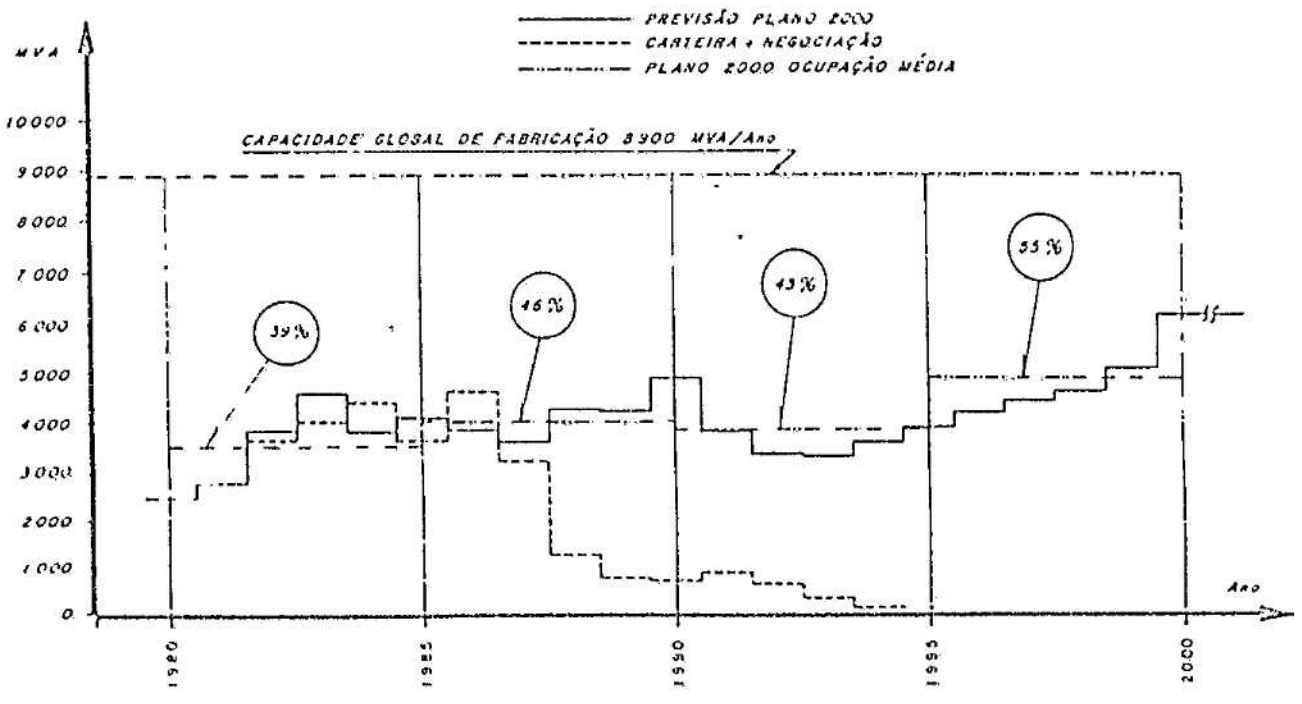
Esses estudos permitirão redefinir o aproveitamento de algumas bacias, bem como conhecer, em nível de inventário, o chamado "Potencial Hidrelétrico Estimado Individualizado", o qual poderá ser colocado de forma mais clara como mais uma opção programável para operar após 1997.

Acervo ISA

## OCUPAÇÃO GLOBAL DA INDÚSTRIA EM TURBINAS HIDRÁULICAS Figura 8.IV

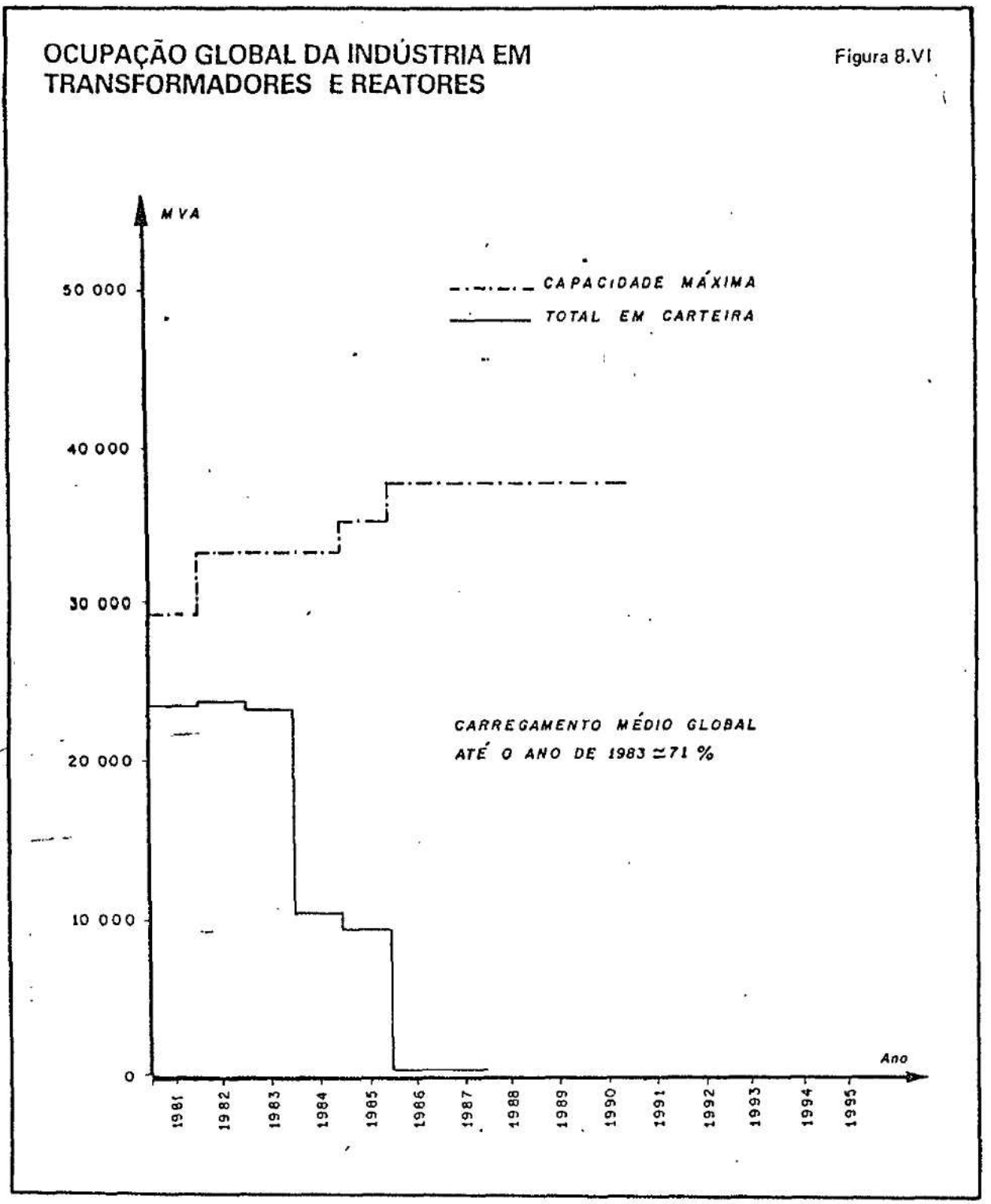



## OCUPAÇÃO GLOBAL DA INDÚSTRIA EM HIDROGERADORES Figura 8.V



## OCUPAÇÃO GLOBAL DA INDÚSTRIA EM TRANSFORMADORES E REATORES

Figura 8.VI



Acervo ISA

No Quadro 8.V a seguir, está indicado o número de estudos de inventário e de viabilidade, bem como os de projeto básico e executivo, que devem estar em andamento, em cada ano, no período 1982/85, relativos não apenas às obras em execução nesse período como também e, principalmente, àquelas previstas para após 1985. Indica-se, também, o valor total anual dos gastos necessários respectivos, referidos a Jun./81, bem como o número estimado de técnicos que serão necessários:

QUADRO 8.V

*Demanda de Serviços de Engenharia Consultiva*

| *ITENS* | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* |
|---|---|---|---|---|
| Estudos de Inventário — Número | 15 | 21 | 13 | 3 |
| Estudos de Viabilidade — Número | 15 | 13 | 24 | 66 |
| Projetos Básicos — Número | 9 | 12 | 10 | 8 |
| Projetos Executivos — Número | 22 | 25 | 26 | 33 |
| Número Total de Estudos | 61 | 71 | 73 | 110 |
| Nº de Técnicos Necessários | 3.400 | 3.800 | 4.100 | 5.100 |
| Recursos Necessários | Em Cr$ bilhões de junho de 1981 | | | |
| • Estudos de Inventário | 3,8 | 6,4 | 2,9 | 1,0 |
| • Estudos de Viabilidade | 5,7 | 3,2 | 5,8 | 11,0 |
| • Projeto Básico + Executivo | 25,6 | 30,1 | 33,7 | 40,6 |
| Totais | 35,1 | 39,7 | 42,4 | 52,6 |

A análise do quadro mostra que esses serviços, pelo seu montante, tanto em número de estudos e projetos necessários, quanto em cruzeiros e em número de técnicos, representarão significativa parcela de demanda de serviços das principais empresas de consultoria do País, que, por sua vez, estão capacitadas, quer empresarialmente quer tecnicamente, a realizar tais serviços.

No que tange à execução das obras, elaborou-se o Quadro 8.VI a seguir, que mostra, para cada ano, o número de obras de geração em andamento e os gastos estimados para elas na parcela correspondente à mão-de-obra de construção e montagem.

QUADRO 8.VI

*Demanda de Serviços de Construção e de Montagem*

| *ITENS/ANOS* | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* |
|---|---|---|---|---|
| Nº de Obras em andamento | 18 | 22 | 26 | 30 |
| Parcela de Mão-de-Obra de Construção e Montagem, dos Gastos Previstos (Cr$ 109 — Jun./81) | 55 | 49 | 57 | 58 |
| Número Estimado de Pessoas Empregadas Diretamente | 105.000 | 93.600 | 108.800 | 110.800 |

Esses valores quantificam a demanda de serviços das Construtoras e das Montadoras, constando do quadro uma estimativa do número de pessoas que seriam necessárias, ano a ano, representando uma expectativa de número de empregos diretos na construção e montagem dessas obras de geração.

Também, no que respeita às Construtoras e às Montadoras, estão elas plenamente capacitadas a atender à execução dos serviços em causa.

# 9. INVESTIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO

## 9.1. Período 1982-1984

Logo no início dos trabalhos do Plano 2000 a ELETROBRÁS solicitou que as empresas mais importantes do Setor Elétrico preparassem uma estimativa dos investimentos necessários à expansão do sistema elétrico compatível com o atendimento do mercado brasileiro, crescendo à taxa de 11,4% a.a. no período 1980-1984 e a 10,4% a.a. no período 1980-1990.

O programa de investimentos recebido das empresas Controladas pela ELETROBRÁS (FURNAS, LIGHT, ELETROSUL, ELETRONORTE, CHESF e ESCELSA), das Coligadas (demais concessionárias com exceção de Itaipu-Binacional) e da ITAIPU-BINACIONAL está apresentado no Quadro 9.I a seguir.

QUADRO 9.I

Valores em Cr$ bilhões de 1981

| EMPRESAS | 1982 | 1983 | 1984 | SOMA |
|---|---|---|---|---|
| Controladas | 454 | 334 | 341 | 1.129 |
| Coligadas | 300 | 356 | 361 | 1.017 |
| Itaipu-Binacional | 150 | 58 | 48 | 256 |
| TOTAL | 904 | 748 | 750 | 2.402 |

Esses investimentos eram bem superiores aos recursos julgados disponíveis, dentro de premissas consideradas válidas àquela época, entre as quais se destacavam a de que a remuneração dos investimentos seria de acordo com o mínimo legal, ou seja de 10% a.a., e a de manutenção do crescimento do mercado elétrico às taxas citadas.

A queda das taxas de crescimento do mercado de energia elétrica ocorrida em 1981 e as previsões pouco otimistas para o ano de 1982, levaram a que as projeções desse mercado, para a totalidade do País, fossem revistas para níveis bem inferiores aos do início dos estudos, quais sejam 7,7% a.a. de 1980 a 1984 e 9,5% a.a. de 1980 a 1990. Esse fato teve repercussões importantes, entre as quais pode-se destacar:

– necessidade de aumentos tarifários muito altos (acima de 21% reais em 1982) se se quisesse manter a remuneração dos investimentos em 10%;

– menor necessidade de investimentos devido à postergação da data de operação de diversas instalações, cujo início de construção anteriormente se previa a partir de 1982;

– diminuição no montante de recursos considerados disponíveis, como conseqüência da redução nos recursos operacionais provocada pela diminuição do ritmo de crescimento do mercado.

Tendo isso em vista, a ELETROBRÁS, com a ajuda das empresas do Setor, ou com base nas suas informações, fez uma criteriosa avaliação dos investimentos mínimos necessários para possibilitar a execução de um programa de expansão compatível com o atendimento desse novo mercado elétrico, chegando aos valores apresentados no Quadro 9.II a seguir:

QUADRO 9.II

*Investimentos Mínimos Necessários*

*(Valores em Cr$ bilhões de 1981)*

| EMPRESAS | 1982 | 1983 | 1984 | SOMA |
|---|---|---|---|---|
| ELETROBRÁS | 1 | 2 | 3 | 6 |
| ELETRONORTE | 110 | 117 | 122 | 349 |
| FURNAS | 86 | 79 | 67 | 232 |
| ELETROSUL | 15 | 19 | 36 | 70 |
| CHESF | 37 | 68 | 76 | 181 |
| ESCELSA | 2 | 2 | 3 | 7 |
| LIGHT | 9 | 22 | 32 | 63 |
| SOMA GRUPO ELETROBRÁS | 260 | 309 | 339 | 908 |
| ITAIPU BINACIONAL | 139 | 68 | 48 | 245 |
| CEMIG | 26 | 28 | 27 | 81 |
| GRUPO CESP | 77 | 83 | 121 | 281 |
| COPEL | 18 | 22 | 28 | 68 |
| CEEE | 33 | 31 | 27 | 91 |
| Demais Coligadas | 46 | 46 | 56 | 148 |
| SOMA COLIGADAS | 200 | 210 | 259 | 669 |
| SUB-TOTAL | 599 | 577 | 646 | 1 822 |
| ESTUDOS ADICIONAIS NECESSÁRIOS | 8 | 12 | 3 | 23 |
| TOTAL | 607 | 589 | 649 | 1.845 |

Acervo ISA

Cumpre esclarecer que os dispêndios mostrados com a rubrica "Estudos Adicionais Necessários" são resultantes dos montantes globais de gastos anuais com estudos de inventário, de viabilidade e de projetos básicos e executivos, mostrados no Quadro 8.V do item 8.5 anterior, dos quais foram subtraídos os montantes já previstos nos investimentos de cada empresa.

Os investimentos mostrados no Quadro 9.II são suficientes para garantir a expansão do sistema elétrico brasileiro, sem utilização das termelétricas a óleo combustível nos sistemas interligados, mesmo em condições de hidrologia crítica. Foram equacionados dentro de hipóteses que procuraram atender aos seguintes princípios gerais:

- garantir a execução das obras de geração, de transmissão e de distribuição que entrarão em operação no período considerado;
- garantir a execução dos estudos de engenharia, mesmo que relacionados com instalações que entrarão em operação após 1984;
- garantir o prosseguimento das instalações já em construção e que operação após 1984 procurando, na medida do possível, não prejudicar a data prevista para sua operação;
- somente iniciar a construção de novas instalações, à medida que os recursos se tornarem disponíveis.

Uma vez que esses níveis de investimento foram fortemente influenciados pela necessidade de se chegar a valores os mais próximos possíveis dos recursos considerados como disponíveis, eles sofreram certas restrições que terão repercussões nas empresas. Entre essas repercussões podem-se mencionar as seguintes:

a) necessidade de replanejar a construção, já em andamento, de algumas instalações, que não poderão contar em 1982 e 1983 com os recursos planejados anteriormente para sua execução, de modo a garantir a sua operação na data prevista, a despeito dessa restrição. Como exemplo, pode-se citar os casos de Tucuruí, Balbina, Samuel, Itaparica, Porto Primavera, Taquaruçu, Rosana e o sistema de transmissão de Itaipu.

b) necessidade de postergar o início de construção das usinas a seguir mencionadas com consequentes dificuldades no cumprimento de seus cronogramas de execução:

- casa de força da UHE Pedra do Cavalo, com início de construção adiado para 1984;
- UHE de Manso, com início de construção postergado para 1984;

c) necessidade de postergar a data de operação de linhas de transmissão e de subestações diversas.

d) necessidade de retardar a implantação de sistemas de comunicação e controle em andamento nas diversas empresas, bem como de restringir dispêndios com instalações gerais das empresas.

e) necessidade de controlar, dentro de limites variáveis de empresa a empresa, o número de novas ligações solicitadas por novos consumidores e de ampliações dos consumidores existentes.

Estão apresentados de forma resumida no Quadro 9.III a seguir os investimentos relativos à expansão do sistema elétrico brasileiro, estando também mencionadas as diversas entidades envolvidas.

QUADRO 9.III

*Investimentos na Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro*

*(Valores em Cr$ bilhões de 1981)*

| *ENTIDADE* | *1982* | *1983* | *1984* | *SOMA* |
|---|---|---|---|---|
| GRUPO ELETROBRÁS(1) | 260 | 309 | 339 | 908 |
| EMPRESAS COLIGADAS(1) | 200 | 210 | 259 | 669 |
| ESTUDOS ADICIONAIS | 8 | 12 | 3 | 23 |
| ITAIPU-BINACIONAL | 139 | 58 | 48 | 245 |
| SUB-TOTAL | 607 | 589 | 649 | 1.845 |
| Participação (%) | 91,7 | 87,8 | 87,6 | 89 |
| Nuclebrás(2) | 55 | 82 | 92 | 229 |
| Participação (%) | 8,3 | 12,2 | 12,4 | 11 |
| TOTAL | 662 | 671 | 741 | 2.074 |

(1) Estão incluídos investimentos em instalações gerais, distribuição, linhas de transmissão, subestações, usinas hidrelétricas, usinas termelétricas convencionais (a carvão e outras) e nucleoelétricas (Angra I e parte relativa aos investimentos de Furnas nesse período com Angra II e III).

(2) Estão incluídos somente os investimentos nas usinas de Angra II/III (1982-1984) e na primeira unidade de Paruíba (iniciando construção em 1984), não tendo sido considerado nenhum corte nestes investimentos.

Os mesmos investimentos itemizados segundo suas finalidades estão apresentados no Quadro 9.IV a seguir:

Acervo ISA

QUADRO 9.IV

*Valores em Cr$ bilhões de 1981*

| ITEM | 1982 | 1983 | 1984 | SOMA |
|---|---|---|---|---|
| GERAÇÃO(*) | 392 | 382 | 441 | 1.215 |
| TRANSMISSÃO | 184 | 179 | 183 | 546 |
| DISTRIBUIÇÃO | 64 | 74 | 85 | 223 |
| INSTALAÇÕES GERAIS | 22 | 36 | 32 | 90 |
| TOTAL | 662 | 671 | 741 | 2.074 |

(*) Incluídos todos os dispêndios com os estudos a serem realizados pelas empresas elétricas e os dispêndios da NUCLEBRÁS com a construção de usinas nucleoelétricas.

### 9.2. Período 1985-2000

Para este período foi adotada a hipótese de que os investimentos seriam os necessários para garantir a expansão do sistema elétrico de forma compatível com os critérios tradicionais de confiabilidade no atendimento do mercado. Nenhum condicionante devido aos recursos foi imposto ao programa de investimentos, após 1985, o qual está apresentado no Quadro 9.V a seguir.

O programa de expansão de 1986 em diante, relativo a esse cronograma de investimentos, é o "Programa de Referência" já mencionado. Assim sendo, os valores do Quadro 9.V, para os anos posteriores a 1985, poderão ser reformulados no futuro, em função de programas a serem recomendados, nas ocasiões de revisão deste Plano. Por enquanto, eles servem como referência e são mais precisos quando se referem a anos mais próximos de 1985.

QUADRO 9.V

CRONOGRAMA DE INVESTIMENTOS DO PROGRAMA DE EXPANSÃO NO PERÍODO 1985-2000

TODAS AS EMPRESAS

Cr$ bilhões de 1981 — 1 US$ = Cr$ 89,00

| ITEM / ANO | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1985 a 1990 | 1991 a 1995 | 1996 a 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Geração ** | 358* | 317 | 340 | 330 | 271 | 254 | 1.870 | 1.442 | 1.656 |
| Transmissão | 238 | 148 | 176 | 199 | 167 | 172 | 1.100 | 860 | 1.155 |
| Distribuição | 97 | 88 | 101 | 113 | 113 | 116 | 628 | 656 | 761 |
| Inst. Gerais | 34 | 28 | 35 | 38 | 34 | 34 | 203 | 152 | 216 |
| Total Geral | 727 | 581 | 652 | 680 | 585 | 576 | 3.801 | 3.110 | 3.788 |

(*) Inclui os Cr$ 53 bilhões necessários aos estudos mostrados no item 8.5.
(**) Não inclui o investimento em nucleoelétricas a cargo da Nuclebrás.

---

Naquele quadro estão incluídos os investimentos em instalações gerais, distribuição, linhas de transmissão, subestações, usinas hidrelétricas e usinas termelétricas convencionais (a carvão e outras) a serem construídas por todas as empresas prestadoras de serviços de eletricidade.

Com relação às usinas nucleares, inclui somente a parte dos investimentos que ficou a cargo de FURNAS no caso de Angra I/II/III, os investimentos a cargo das empresas de energia elétrica para a construção das demais nucleares (acompanhamento de projeto e construção, comissionamento, etc.) e os relativos aos sistemas de transmissão dessas usinas.

Já no Quadro 9.VI a seguir estão acrescidos aos investimentos anteriores os relativos à construção de usinas nucleoelétricas a cargo da NUCLEBRÁS, inclusive os de Angra II/III.

Em ambos os quadros, no período 1991-2000, está incluída uma estimativa preliminar dos investimentos em usinas que entrarão em operação após o ano 2000 mas que já têm desembolsos nesse período.

Acervo ISA

## QUADRO 9.VI
## INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS
## (VALORES EM CR$ BILHÕES DE 1981)

1 US$ = Cr$ 89,00

| ITEM / ANO | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1985 a 1990 | 1991 a 1995 | 1996 a 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Empresas Elétricas | 727 | 581 | 652 | 680 | 585 | 576 | 3.801 | 3.110 | 3.788 |
| Participação (%) | 91 | 91 | 90 | 89% | 86% | 88% | 89% | 86% | 76% |
| NUCLEBRÁS (1) | 73 | 60 | 69 | 85 | 91 | 75 | 453 | 508 | 1.176 |
| Participação (%) | 9 | 9 | 10 | 11% | 14% | 12% | 11% | 14% | 24% |
| Total | 800 | 641 | 721 | 765 | 676 | 651 | 4.254 | 3.618 | 4.964 |

(1) Não inclui investimentos em combustível

Acervo ISA

# 10. FONTES DE FINANCIAMENTO DO PROGRAMA DE INVESTIMENTOS

### 10.1. Limitações do Estudo

Desde o início dos trabalhos de elaboração do Plano 2000, a adequação do programa de investimentos aos recursos financeiros passíveis de viabilização foi considerada essencial.

Com este objetivo os trabalhos foram planejados de modo a que através de um processo iterativo fosse promovida a convergência desejada, solucionando-se o impasse da dependência dos recursos aos investimentos e vice-versa. Este processo passa necessariamente pelo detalhamento dos principais projetos a fim de se identificar os recursos vinculados e diagnosticar novas fontes de financiamento para os equipamentos ou obras civis.

Tal foi o procedimento adotado no início dos trabalhos. A reprogramação de obras em função da revisão do mercado e das restrições financeiras provocou, entretanto, uma dinâmica nos trabalhos que exigiu a simplificação do ciclo originalmente previsto, encurtando-se as sucessivas iterações e considerando-se o nível global dos investimentos, sem uma investigação dos recursos a nível de projeto. Uma revisão final junto às concessionárias será realizada após a aprovação do Plano 2000.

### 10.2. Período 1982-1986

#### 10.2.1. Metodologia Adotada

No ajuste entre o programa de investimentos e os recursos foram considerados os sub-conjuntos associados às controladas e às coligadas. Quanto à ITAIPU BINACIONAL foi considerada a previsão da própria empresa quanto ao aporte de recursos pela ELETROBRÁS.

Em cada um dos anos do período, os investimentos das controladas foram limitados em nível tal que permitisse à ELETROBRÁS transferir às coligadas os recursos necessários à execução de seus programas essenciais. Este procedimento foi estendido até o ano de 1986, quando se constatou não haver necessidade de corte no programa de investimentos.

Deste modo, conforme será visto a seguir, o programa do Grupo ELETROBRÁS, com exceção do ano de 1982, está limitado aos recursos financeiros passíveis de viabilização ainda que em 1983 e 1984 tenha sido necessária a hipótese de um "roll-over" de 90% do serviço da dívida em moeda estrangeira.

Para as coligadas manteve-se o critério de 80% de "roll-over" com o que se deixou registrado um volume de "recursos a definir", mantido, entretanto, em nível que torna possível sua viabilização.

#### 10.2.2. Critérios Gerais

a) Valores em moeda constante de 1981

b) Valores econômicos equivalentes aos financeiros

c) Elevação da tarifa média de 3% em 1982 e 5% a.a. no período 83-86

d) Remuneração real idêntica para controladas e coligadas

e) Quota Global de Reversão correspondente a 4%

f) Continuidade do Empréstimo Compulsório após 1983

g) Retorno à ELETROBRÁS de 36% do IUEE arrecadado

h) Reinversão dos dividendos distribuídos pela ELETROBRAS à União

i) Execução do programa de 1982, sem impactos em 1983 decorrentes de "Contas a pagar" ou empréstimos de curto prazo contraídos.

#### 10.2.3. Grupo ELETROBRÁS

No quadro 10.I são apresentados os recursos que irão financiar as aplicações do Grupo ELETROBRÁS.

Cabem as seguintes observações:

a) o ano de 1982 está compatível com a proposta apresentada pela ELETROBRÁS no PDG-82 (Total de Dispêndios – Cr$ 1.253 bilhões e Total de Investimentos – Cr$ 437,85 bilhões, em moeda de 82) exceto no que se refere aos investimentos das controladas. Como se considerou um investimento de Cr$ 260 bilhões a níveis de 1981, equivalentes a Cr$ 469,94 bilhões em moeda de 1982, valor este definido como mínimo necessário, e não os Cr$ 242 bilhões a níveis de 1981, equivalentes aos Cr$ 437,85 em moeda de 1982, da proposta, surgiram Cr$ 19 bilhões como "recursos a definir";

b) no período 83-86 considerou-se como hipótese de trabalho a captação de recursos para financiamento da aquisição de bens em montante equivalente a 10% dos investimentos;

c) quanto à contratação de empréstimos em moeda estrangeira foram consideradas as seguintes hipóteses para "roll-over":

| | |
|---|---|
| 83-84 | 90% |
| 85 | 80% |
| 86 | 67% |

d) os recursos operacionais líquidos já incluem os dividendos reinvestidos e indicam à necessidade de retorno do IUEE a fim de melhorar o índice de cobertura do Grupo;

e) a partir de 1985 as restrições financeiras deixam de ser o condicionante principal à expansão do Grupo que deverá retornar a uma estrutura de financiamento mais adequada.

Acervo ISA

QUADRO 10.I

*Fontes de Financiamento das Aplicações do Grupo ELETROBRÁS*

*Cr$ bilhões de 1981*

| | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* | *1986* | *Total* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TOTAL DAS APLICAÇÕES | 355 | 372 | 415 | 478 | 456 | 2076 |
| Investimentos | 260 | 309 | 339 | 336 | 245 | 1489 |
| Emp. à ITAIPU | 78 | 28 | 21 | 10 | 8 | 145 |
| Transf. às Coligadas | 17 | 35 | 55 | 132 | 203 | 442 |
| TOTAL DOS RECURSOS | 355 | 372 | 415 | 478 | 456 | 2076 |
| Rec. Oper. Líquidos | ( 69) | ( 47) | ( 64) | ( 76) | (100) | ( 356) |
| IUEE Estados e Munic. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 |
| Dotações e Auxílios | 4 | — | — | — | — | 4 |
| IUEE ELETROBRÁS | 6 | 33 | 37 | 43 | 49 | 168 |
| Verbas da União | 49 | — | — | — | — | 49 |
| Emp. Compulsório | 56 | 65 | 75 | 98 | 116 | 410 |
| Res. Global Reversão | 96 | 121 | 144 | 167 | 184 | 712 |
| Emp. Ext. Setoriais | 212 | 199 | 222 | 245 | 206 | 1084 |
| Contratados | 68 | 30 | 13 | 5 | 4 | 120 |
| A Contratar | 144 | 169 | 209 | 240 | 202 | 964 |
| Bens | 7 | 23 | 26 | 35 | 27 | 118 |
| ME (Moeda) | 118 | 146 | 183 | 205 | 175 | 827 |
| A Definir | 19 | — | — | — | — | 19 |

10.2.4 Coligadas

No quadro 10.II é apresentada a situação das coligadas.

Admitiu-se uma contratação adicional de empréstimos em moeda estrangeira em montante equivalente a 80% do Serviço da Dívida.

O montante de recursos a definir persiste até 1985, mas situa-se em nível tal que poderá em grande parte, senão na totalidade, ser coberto com financiamentos associados à aquisição de equipamentos. Parte desta necessidade refere-se ao financiamento de estudos.

QUADRO 10.II

*Fontes de Financiamento das Aplicações das Empresas Coligadas*

*Cr$ Bilhões de 1981*

| | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* | *1986* | *Total* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TOTAL DAS APLICAÇÕES | 208 | 222 | 262 | 358 | 314 | 1364 |
| Investimentos | 208 | 222 | 262 | 358 | 314 | 1364 |
| TOTAL DOS RECURSOS | 208 | 222 | 262 | 358 | 314 | 1364 |
| Rec. Oper. Líquidos | 2 | ( 17) | ( 27) | 12 | 7 | ( 23) |
| IUEE Estados e Munic. | 48 | 54 | 62 | 72 | 83 | 319 |
| Dotações e Auxílios | 21 | 21 | 23 | 23 | 20 | 108 |
| Transf. da ELETROBRÁS | 17 | 35 | 55 | 132 | 203 | 442 |
| Emp. Ext. Setoriais | 120 | 129 | 149 | 119 | 1 | 518 |
| Contratados | 39 | 29 | 16 | 5 | 1 | 90 |
| A Contratar | 81 | 100 | 133 | 114 | — | 428 |
| Bens | — | — | — | — | — | — |
| ME (Moeda) | 66 | 67 | 79 | 86 | — | 298 |
| A Definir | 15 | 33 | 54 | 28 | — | 130 |

Acervo ISA

### 10.2.5 ITAIPU

A situação da ITAIPU BINACIONAL está apresentada no Quadro 10.III a seguir.

QUADRO 10.III

FONTES DE FINANCIAMENTO

*Cr$ bilhões de 1981*

| | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* | *1986* |
|---|---|---|---|---|---|
| Investimentos | 139 | 58 | 48 | 33 | 22 |
| Recursos | 139 | 58 | 48 | 33 | 22 |
| Transf. da ELETROBRÁS | 78 | 28 | 21 | 10 | 8 |
| Outras Fontes | 61 | 30 | 27 | 23 | 14 |

### 10.2.6 Fontes de Financiamento das Aplicações Setoriais

O Quadro 10.IV apresenta a síntese das aplicações setoriais nas quais, com relação a ITAIPU, considera-se apenas as transferências da ELETROBRÁS.

QUADRO 10.IV

*Fontes de Financiamento das Aplicações Setoriais*

*Cr$ bilhões de 1981*

| | *1982* | *1983* | *1984* | *1985* | *1986* | *Total* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TOTAL DAS APLICAÇÕES | 546 | 559 | 622 | 704 | 567 | 2998 |
| Investimentos | 468 | 531 | 601 | 694 | 559 | 2853 |
| Emprést. à ITAIPU(a) | 78 | 28 | 21 | 10 | 8 | 145 |
| TOTAL DOS RECURSOS | 546 | 559 | 622 | 704 | 567 | 2998 |
| Rec. Oper. Líquidos | ( 67) | ( 64) | ( 91) | ( 64) | ( 93) | ( 379) |
| IUEE Estados e Munic. | 49 | 55 | 63 | 73 | 84 | 324 |
| Dotações e Auxílios | 25 | 21 | 23 | 23 | 20 | 112 |
| IUEE ELETROBRÁS | 6 | 33 | 37 | 43 | 49 | 168 |
| Verbas da União | 49 | — | — | — | — | 49 |
| Emp. Compulsório | 56 | 65 | 75 | 98 | 116 | 410 |
| Res. Global Reversão | 96 | 121 | 144 | 167 | 184 | 712 |
| Emp. Ext. Setoriais | 332 | 328 | 371 | 364 | 207 | 1602 |
| Contratados | 107 | 59 | 29 | 10 | 5 | 210 |
| A Contratar | 225 | 269 | 342 | 354 | 202 | 1392 |
| Bens | 7 | 23 | 26 | 35 | 27 | 118 |
| ME (Moeda) | 184 | 213 | 262 | 291 | 175 | 1125 |
| A Definir | 34 | 33 | 54 | 28 | — | 149 |

Observações: (a) Consideradas apenas as transferências da ELETROBRÁS à ITAIPU.