

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1987/2010**

**PLANO 2010**

**RELATÓRIO EXECUTIVO**

**MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME  
CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS  
Rio de Janeiro, dezembro de 1987**

# PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1987/2010

## PLANO 2010

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME

Ministro: Antonio Aureliano Chaves de Mendonça

COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA - CNE

Sub-Secretário Executivo: Lourival do Carmo Mônaco

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Diretor Geral: Getúlio Lamartine de Paula Fonseca

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS

Presidente: Mário Penna Bhering

Diretor de Planejamento e Engenharia: Antônio Carlos Tatit Holtz  
Diretor de Gestão Empresarial: Carlos Alberto Pádua Amarante  
Diretor de Operação de Sistemas: José Marcondes Brito de Carvalho  
Diretor de Coordenação: Marcos José Marques  
Diretor Econômico-Financeiro: Paulo Procopiak de Aguiar

COMPANHIA AUXILIAR DE EMPRESAS ELÉTRICAS BRASILEIRAS - CAEEB

Presidente: Luiz Gonzaga de Souza Fagundes

EMPRESAS NUCLEARES BRASILEIRAS S.A. - NUCLEBRÁS

Presidente: Licínio Marcelo Seabra

## COORDENAÇÃO DO PLANO 2010

Coordenador: Antônio Carlos Tatit Holtz  
Coordenador Adjunto: José Luiz Alquéres

Coordenadores dos trabalhos em cada área da ELETROBRÁS:

Arnaud Ismael Lafonte	- DCO
Carlos Alberto de Pádua Amarante	- DGE
Frederico Birchal Magalhães Gomes	- DPE
Izaltino Camozzato	- Secretário Executivo do GCPS
Leo Kameyama	- DOS
Luiz Eyer de Araújo	- DEF

Comitê Diretor do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS

Airton Farias Vargas	- ENERSUL
Antônio Carlos Tatit Holtz	- ELETROBRÁS
Antônio Fernando Malheiros	- ELETROACRE
Antônio João Dourado	- CELPE
Arlindo Gonçalves Araújo	- CPFL
Edmis Cordeiro de Mello	- CER
Fabiano Alves Cossich	- CEMIG
Fábio Ramos	- DNAEE
Fernando Antônio C. de Pinho	- CELPA
Fernando Franco de Sá Bonfim	- CEAM
Fernando Hugo da Silva	- COELCE
Filemon Tavares	- ESCELSA
Isamu Okada	- CEMAT
José Coriolano Beraldo	- CERJ
José da Silva Ribeiro Neto	- ENERGIPE
José Francisco das Neves	- CELG
José Milton F. de Almeida	- COELBA
José William T. Carvalho	- CEPISA
Laércio M. de Amorim Monteiro	- CEAL
Luiz de Moraes Guerra Filho	- CHESF
Luiz Teixeira Alves de Lima	- LIGHT
Manoel Firmino de Medeiros Jr.	- COSERN
Miguel Rodrigues Nunes	- ELETRONORTE
Oswaldo Baumgarten	- CEEE
Paulo Fernando V. do Amaral	- FURNAS
Paulo Melro	- ELETROSUL
Reynaldo Maffei	- ELETROPAULO
Romildo Onaldo Favalli	- CESP
Sebastião Hulse	- CELESC
Sérgio Cerqueira Barcellos	- CEA
Silas Rondeau C. Silva	- CEMAR
Sinildo Hermes Neidert	- COPEL
Sudenil Soares da Silva	- SAELPA
Vinicius F. de Sá e Benevides	- CEB
Walfredo Henrique M. Lessa	- CERON

# PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1987/2010

## PLANO 2010

### ÍNDICE

#### 1. INTRODUÇÃO

#### 2. DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Comportamento do mercado no período 1970/1985

2.2 Previsão do mercado de energia elétrica

2.2.1 Premissas básicas

2.2.2 Apresentação e análise das previsões

2.2.3 Conservação de energia elétrica

#### 3. FONTES PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Energia hidrelétrica

3.1.1 Perspectivas do aproveitamento da energia hidrelétrica

3.1.2 O aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia

3.2 Carvão mineral

3.2.1 Potencial de geração

3.2.2 Custos de geração

3.2.3 Política de desenvolvimento da utilização do carvão mineral

3.3 Energia Nuclear

3.3.1 Potencial de geração

3.3.2 Custos futuros da energia nuclear no Brasil

3.3.3 Ritmo do Programa Nuclear Brasileiro

#### 4. MEIO AMBIENTE E INSERÇÃO REGIONAL DOS EMPREENDIMENTOS

#### 5. EXPANSÃO AO LONGO PRAZO DO SISTEMA ELÉTRICO

5.1 Expansão do sistema de geração

5.1.1 Inundação de terras pelos reservatórios de hidrelétricas

5.1.2 A questão da complementação térmica

5.1.3 Alternativas ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia

5.2 Expansão do sistema de transmissão

#### 6. EXPANSÃO A MÉDIO PRAZO DO SISTEMA ELÉTRICO

6.1 Programa de expansão da geração

6.1.1 Sistema interligado Sudeste/Centro Oeste/Sul

6.1.2 Sistema interligado Norte/Nordeste

6.1.3 Sistemas eletricamente isolados

6.2 Programa de expansão do sistema de transmissão e distribuição

## **7. PERSECTIVAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS**

- 7.1 Alguns conceitos básicos
- 7.2 Evolução econômico-financeira do Setor Elétrico
- 7.3 O Plano de Recuperação Setorial (PRS)
- 7.4 Perspectivas para o período 1987/1996
  - 7.4.1 Programa de investimentos
  - 7.4.2 Evolução econômico-financeira
- 7.5 Conclusões

## **8. ESTUDOS INSTITUCIONAIS**

- 8.1 Condicionantes da revisão institucional
- 8.2 Metodologia de trabalho

## **9. A ENGENHARIA, A INDÚSTRIA E A PESQUISA TECNOLÓGICA**

- 9.1 A indústria de equipamentos utilizados pelo Setor Elétrico
  - 9.1.1 Caracterização da indústria nacional
  - 9.1.2 Centrais hidrelétricas
  - 9.1.3 Centrais termelétricas a carvão
  - 9.1.4 Centrais nucleares
  - 9.1.5 Outros tipos de centrais
  - 9.1.6 Subestações
  - 9.1.7 Linhas de transmissão
  - 9.1.8 Redes de distribuição
  - 9.1.9 Equipamentos de telecomunicação
  - 9.1.10 Instrumentação e informática industrial
  - 9.1.11 Algumas diretrizes de ação relativas ao setor industrial
- 9.2 Serviços de engenharia, construção e montagem
  - 9.2.1 Empresas de consultoria e engenharia
  - 9.2.2 Empresas de construção e montagem
- 9.3 Diretrizes para a área de pesquisa e desenvolvimento
  - 9.3.1 Planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos
  - 9.3.2 Automação e instrumentação para sistemas elétricos
  - 9.3.3 Transmissão de energia elétrica
  - 9.3.4 Geração de energia elétrica
  - 9.3.5 Conservação de energia elétrica
  - 9.3.6 Novas tecnologias
- 9.4 Normalização, controle da qualidade e certificação
  - 9.4.1 Normalização
  - 9.4.2 Controle de qualidade
  - 9.4.3 Certificação
- 9.5 Participação do Setor Elétrico no relacionamento internacional

## **10. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES**

- 10.1 Abordagem integrada dos estudos energéticos
- 10.2 Conservação de energia
- 10.3 Inserção regional dos empreendimentos
- 10.4 O programa hidrelétrico e a questão do meio ambiente
- 10.5 A transmissão a longa distância
- 10.6 O programa termelétrico
- 10.7 Capacitação industrial
- 10.8 Pesquisa e desenvolvimento
- 10.9 Expansão do atendimento social
- 10.10 Treinamento e capacitação de recursos humanos
- 10.11 Estudos institucionais
- 10.12 Viabilidade econômico-financeira
- 10.13 Programas de expansão

#### **ANEXOS**

- 1. Participantes da elaboração do Plano
- 2. Relação de tabelas e figuras
- 3. Relação de siglas

#### **MÁPAS**

- 1. Principais usinas existentes e programadas até 2001
- 2. Principais troncos de transmissão até 1996

## 1. INTRODUÇÃO

O Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010, denominado Plano 2010, é o instrumento de planejamento a longo prazo do Setor Elétrico, elaborado sob a coordenação da Eletrobrás.

O objetivo fundamental do planejamento a longo prazo consiste em, traçando trajetórias de referências para a evolução do Setor Elétrico, evidenciar as principais opções que se apresentam aos agentes envolvidos e motivar a oportuna tomada de decisões, com o necessário grau de reflexão e avaliação técnica.

A complexidade crescente do planejamento do Setor Elétrico, decorrente da sua expressão econômica e de seu envolvimento com outros setores da economia, implicam, ademais, que a elaboração do Plano 2010 contemple os seguintes objetivos principais:

- analisar o papel da energia elétrica em cenários alternativos da evolução da economia brasileira;
- prever as necessárias ações sobre a formação da demanda, ampliando o escopo do planejamento tradicional;
- formular programas e análises que permitam o estabelecimento do plano de expansão das instalações de suprimento, detalhando, em particular, o parque gerador e as grandes interligações, e balizando os investimentos em transmissão, distribuição, eletrificação rural e instalações gerais;
- estabelecer, através do entendimento com setores conexos, programas de referência para instalações de geração de origem nuclear, carvão, bagaço de cana, derivados de petróleo, biomassa florestal e outros energéticos;
- consolidar, na forma de um plano diretor, as ações relativas à preservação do meio ambiente e à inserção regional dos empreendimentos, definindo recursos e meios para sua efetivação;
- relacionar as providências necessárias - detalhando quando possível os recursos - para execução das pesquisas, estudos e projetos de natureza técnica, econômica ou social, necessários para promover um melhor conhecimento dos fatores que influenciarão as futuras revisões desse plano;
- analisar os aspectos econômicos e financeiros associados ao financiamento dos programas de expansão;
- identificar as principais condicionantes dos processos de revisão institucional e reformulação organizacional das estruturas do Setor (entidades governamentais, empresas concessionárias, legislação);
- determinar as medidas necessárias para promover a adequação do parque produtor de equipamentos para suprimento ou consumo de energia elétrica;
- diagnosticar a capacitação nacional na área de estudos, projetos de engenharia, fornecimento de serviços de construção e montagem;
- estabelecer diretrizes para a política de pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico;

- identificar as ações associadas ao relacionamento internacional da Eletrobrás e do Setor Elétrico.

O Setor Elétrico, tradicionalmente, realiza o seu planejamento em três horizontes temporais:

- Longo prazo (20 a 30 anos) - onde são abordadas as principais questões estratégicas do Setor, inclusive as ligadas ao seu relacionamento com outros setores energéticos, com o meio social e com o desenvolvimento tecnológico do País;

- Médio prazo (10 a 15 anos) - onde são definidos, com predominância do aspecto físico, os programas de obras das empresas estaduais e regionais no âmbito do GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, do qual participam as principais empresas federais e estaduais;

- Curto prazo - onde são detalhados os primeiros 10 anos dos programas de obra, definindo-se, para os primeiros 5 anos, os orçamentos plurianuais de investimento e o equacionamento das fontes de recursos financeiros.

Normalmente, o planejamento a curto prazo é revisto a cada ano. O de médio prazo tem sido objeto de revisões mais profundas a cada 2 ou 3 anos, embora seja também anualmente ajustado. O planejamento a longo prazo é revisto, em média, a cada 5 anos.

O planejamento a curto prazo, cujos resultados são apresentados no PRS - Plano de Recuperação do Setor Elétrico, não faz parte do Plano 2010, diante da dinâmica de sua atualização.

O Plano 2010 apresenta uma abordagem qualitativamente diferente do processo tradicional de planejamento. Assim, o Plano não é o somatório de uma série de estudos "ad hoc", mas parte do princípio de que a atividade de planejamento se efetua em caráter contínuo no âmbito da Eletrobrás e das empresas, e se propõe a apresentar a visão a longo prazo do Setor, segundo o melhor conhecimento disponível quando de sua elaboração.

Como instrumento de longo prazo, o Plano 2010 se volta à análise e investigação de possíveis cenários de desenvolvimento, procurando privilegiar, nas suas recomendações, aqueles aspectos conceituais e estratégicos, vitais para a correta orientação do desenvolvimento do Setor Elétrico.

Atualizações em programas de obra, previsão de mercado e projeções financeiras, e adequação de programas a recursos escassos são atividades que, anualmente, serão exigidas e executadas no escopo dos planos a médio ou curto prazos. Todavia, sem um correto direcionamento, os resultados dos ciclos anuais de planejamento ficariam comprometidos.

Ao traçar os balizamentos essenciais para a evolução do Setor, caracterizando suas formas de integração com o planejamento energético mais global; ao buscar a conciliação dos objetivos setoriais com aqueles mais amplos da sociedade; ao investigar os possíveis contornos do quadro de suprimento a longo prazo, evidenciando o papel das diferentes fontes de energia e contribuição das diferentes regiões; ao caracterizar o sentido social que deve presidir a expansão dos sistemas elétricos, ao lado de realçar o papel do Setor no



desenvolvimento científico, tecnológico, industrial e institucional; o Plano 2010 se assenta basicamente sobre dois princípios: respeito a critérios de planejamento aceitos por todas as empresas e proposições suficientemente flexíveis para se ajustarem às contingências de ordem econômica, financeira, empresarial, ambiental, etc., que fatalmente acontecerão no decorrer do tempo.

Na correta adoção desse rumo reside a causa primeira da eficiência do Setor, propiciando que as decisões sejam tomadas no momento necessário à luz de um conjunto de estudos que caracterizem, para os amplos segmentos hoje envolvidos na tomada de decisão, os fatores relevantes a serem considerados.

O Plano 2010 é também um documento que traduz a transparência do Setor Elétrico, para a análise de todos os agentes envolvidos direta ou indiretamente nos seus projetos e da sociedade como um todo. Seu acesso público contribuirá decisivamente para a melhoria do conteúdo do debate sobre as relações da energia elétrica com o desenvolvimento econômico e social, e de ambos com o meio ambiente.

Da elaboração do Plano 2010, participaram, sob orientação superior do Sr. Ministro das Minas e Energia e coordenação da Eletrobrás, todos os órgãos ministeriais da área energética, todas as empresas concessionárias de energia elétrica e inúmeras entidades públicas e privadas, nacionais e internacionais.

Procurando, ainda, atender aos objetivos de elaborar um Plano de forma aberta à participação mais ampla de várias entidades envolvidas com a problemática do Setor Elétrico, foram promovidos inúmeros seminários temáticos abordando temas importantes nas áreas econômica, energética, de mercado, de meio ambiente, de geração, de transmissão, de engenharia, de projeto, de construção, de gerenciamento, etc.

Com o mesmo objetivo, foi emitida uma primeira versão do Plano, amplamente divulgada e debatida entre as entidades envolvidas na sua elaboração. Desta forma, foi possível incorporar inúmeras críticas e sugestões à versão definitiva.

O Setor Elétrico está convocado para, através de esforço conjunto, viabilizar, por sua ação coordenada, a implantação das recomendações e programas aqui caracterizados ou delineados, de forma a permitir que a atual e as próximas gerações tenham assegurada a energia elétrica necessária a um futuro melhor. Mas é também imprescindível a adesão dos diversos órgãos do Governo para que as recomendações aqui apresentadas possam realmente ser implementadas.

Os resultados do Plano 2010 foram apresentados

no documento denominado Relatório Geral, que já se encontra publicado. Diante da sua abrangência, elaborou-se este documento sintético, denominado Relatório Executivo, contendo apenas os aspectos mais relevantes do Plano, prevendo-se sua ampla divulgação.

## 2. DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 Comportamento do mercado no período 1970/ 1985

No período 1970/85, o consumo total de energia elétrica no Brasil (inclusive a parcela referente aos autoprodutores) apresentou uma taxa geométrica média anual de crescimento de 10,6%. No mesmo período, estas taxas foram de 5,9% para o consumo total de energia e de 6,3% para o PIB, resultando em um grande crescimento da participação da eletricidade no consumo final energético, que passou de 19% em 1970 para 37% em 1985 (vide tabela 2.1-1).

Na mesma tabela, é mostrada a evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade no Brasil, de 1971 a 1985. Note-se que, até 1975, seu comportamento mostra-se estável, com valores pouco superiores à unidade. A partir desta data, a elasticidade passa a apresentar um comportamento errático, assumindo valores elevados quando o crescimento do PIB é positivo e se tornando negativa, quando este cai. Será necessário analisar este comportamento aparentemente anômalo, que muitas dificuldades têm trazido às projeções do mercado de energia elétrica.

Assinale-se, inicialmente, a tendência à intensificação do uso da eletricidade observada no passado recente das sociedades industriais, o que tem mantido a elasticidade-renda do consumo da eletricidade em níveis superiores à elasticidade-renda do consumo total de energia.

Na indústria, o progresso da eletrificação produziu-se não só pelo crescimento da produção de materiais altamente consumidores de eletricidade, como o alumínio e o cloro, mas também pela introdução de tecnologias intensivas em eletricidade nas indústrias em geral. Em especial, o uso da eletricidade está associado à crescente sofisticação industrial, pois ela é por essência o vetor energético quando se quer produtos e materiais de alta qualidade, como se observa, por exemplo, na eletro-metalurgia.

Nas residências e no setor de serviços, a tendência é igualmente favorável à eletricidade. Nos últimos anos, observou-se uma forte difusão dos eletro-domésticos e o crescimento do consumo de eletricidade a estes associado.

Se nos países desenvolvidos observa-se uma tendência à saturação dos fatores acima descritos, no Brasil, eles ainda estão presentes, pois é um País que ainda completa o seu processo de industrialização e onde se observou um rápido crescimento da urbanização nos últimos anos, associado à incorporação crescente de novos consumidores residenciais e comerciais, pela extensão das redes de distribuição.

Os fatores de ordem estrutural até agora examinados não são suficientes para explicar a brutal expansão do consumo de eletricidade observada nos últimos anos, no Brasil. A eles se somam razões conjunturais que serão analisadas a seguir.

No período em estudo, observou-se um violento aumento dos preços dos derivados de petróleo e um decréscimo nos preços da eletricidade, o que incentivou não só a substituição daqueles por esta, mas também o uso perdulário da eletricidade. Nos últimos anos, esta tendência foi extremamente reforçada pelo aparecimento das tarifas especiais. Estabelecidas com valores até cinco vezes menores que os níveis tari-

fários normais, elas visavam incentivar a substituição dos derivados de petróleo e as exportações, o que, mesmo sem outros fatores adicionais, seria um motivo para grande aumento no consumo de eletricidade. O consumo total destas tarifas foi de 0,7 TWh em 1982 e 12 TWh em 1985, o que representou 7% do consumo total deste ano. Se este consumo fosse retirado do mercado, a taxa anual de crescimento entre 1982 e 1985 cairia de 10,0% para 7,2%.

A maturação de grandes projetos de produção de insumos básicos intensivos em energia elétrica, como alumínio e aço, e sua participação crescente nas exportações brasileiras também contribuíram para manter a demanda aquecida, pois, de importador, o País passou a ser grande exportador destes produtos. A eletricidade direta e indiretamente utilizada nos bens exportados pelo Brasil cresceu de 5,8 TWh em 1975 para 24,1 TWh em 1984, que representam 8,6% e 15,3% do total de energia elétrica utilizada pelo País nestes anos. Se, em 1975, para exportar 1000 dólares eram necessários 675 kWh, em 1984, este número passou para 896 kWh.

TABELA 2.1-1  
BRASIL  
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA  
ENERGIA E PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)  
1970/85

ANO	CONSUMO DE		CONSUMO DE		PIB [10 <sup>9</sup> US\$ (85)]	CRESCIMENTO ANUAL [% a.a.]	ELASTICIDADE-RENDA		PARTICIPAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA NO CONSUMO ENERGÉTICO (%)
	ENERGIA ELÉTRICA (TWh) (*)	CRESCIMENTO ANUAL [% a.a.]	ENERGIA (10 <sup>9</sup> TEp) (*)	CRESCIMENTO ANUAL [% a.a.]			ENERGIA	ENERGIA ELÉTRICA	
1970	38,0	-	57,2	-	90,6	-	-	-	19,4
1971	42,8	12,6	62,6	9,4	100,8	11,3	0,83	1,11	20,0
1972	47,9	11,8	68,3	9,1	113,0	12,1	0,75	0,97	20,5
1973	54,8	14,5	75,3	10,3	128,9	14,0	0,73	1,03	21,2
1974	61,5	12,9	81,5	8,2	140,5	9,0	0,91	1,43	22,0
1975	67,9	10,5	86,5	6,1	147,8	5,2	1,17	2,02	22,9
1976	77,2	13,7	94,7	9,4	162,3	9,8	0,96	1,40	23,8
1977	86,9	12,5	99,8	5,5	169,8	4,6	1,19	2,72	25,4
1978	96,8	11,4	106,6	6,8	177,9	4,8	1,42	2,37	26,5
1979	109,2	12,8	113,6	6,6	190,7	7,2	0,92	1,78	28,1
1980	120,3	10,2	118,4	4,1	208,1	9,1	0,45	1,12	29,7
1981	123,7	2,8	114,6	-3,1	201,2	-3,3	0,94	-0,85	31,5
1982	131,5	6,3	118,4	3,3	203,0	0,9	3,67	7,00	32,4
1983	140,4	6,8	122,4	3,3	197,9	-2,5	-1,32	-2,72	33,5
1984	157,2	11,9	130,0	6,2	209,2	5,7	1,09	2,09	35,3
1985	172,3	9,6	135,9	4,6	226,6	8,3	0,55	1,16	37,0

(\*) Inclusive Autoprodutores.

## 2.2 Previsão do mercado de energia elétrica

As previsões do mercado de energia elétrica para o período 1986/2010 foram elaboradas pelas concessionárias participantes do GTPM, pertencentes ao GCPS. Até 1989, os valores são basicamente os aprovados pelo Comam do GCOI para o mercado de curto prazo.

### 2.2.1 Premissas básicas

A previsão do mercado é fortemente condicionada pelo desempenho global da economia e pela composição qualitativa dos indicadores demográficos e sociais, tornando-se, portanto, essencial dispor-se de variáveis que expressem estas condições.

Cabe ressaltar que o uso das variáveis macroeconômicas está condicionado ao horizonte de aplicação. A curto prazo, o impacto da entrada de novas cargas de grande porte e de programas de expansão nas redes de distribuição influencia decisivamente a evolução do mercado.

A longo prazo, a única referência disponível no atual estágio das aplicações metodológicas é o crescimento dos grandes agregados macroeconômicos e demográficos, embora se saiba que, a partir da implementação de políticas de conservação de energia, atualmente em desenvolvimento, os estudos de previsão deverão ser por elas influenciados.

O I PND-NR fixou como meta um crescimento do País a taxas de 6% ao ano, a partir de 1986. Depois o Plano de Metas alterou estas taxas, estabelecendo um crescimento médio anual de 6,8% entre 1986 e 1990, que corresponde aproximadamente à média histórica observada na economia brasileira desde o pós-guerra.

Partindo-se das premissas do Plano de Metas, estimou-se o crescimento do PIB a longo prazo, coerente com as modificações estruturais no período 1986/90, resultando nos valores mostrados na tabela 2.2.1-1.

Após a edição da versão preliminar do Plano 2010, o governo publicou, em julho de 1987, o Plano de Controle Macroeconômico, que ratifica os objetivos do I PND-NR, principalmente aqueles relacionados com a opção pela retomada do crescimento econômico, com ênfase no social via distribuição mais equilibrada da renda.

Este novo plano não altera fundamentalmente as taxas de crescimento anual do PIB do Plano de Metas, prevendo 5% em 1987, 6% em 1988 e 7% de 1989 a 1991. Desta forma, julgou-se desnecessário a alteração das premissas econômicas aqui adotadas.

### 2.2.2 Apresentação e análise das previsões

A tabela 2.2.2-1 apresenta a previsão, para o total do País, do mercado de energia elétrica atendido pelas concessionárias e pelos autoprodutores industriais. A desagregação da parcela do mercado atendida pelas concessionárias, por regiões e classes de consumo, é apresentada nas tabelas 2.2.2-2 e 2.2.2-3.

ANO	AUTO- PRODUTORES (TWh)	CONCESSIO- NÁRIAS (TWh)	TOTAL (TWh)	TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS (% a.a.)
1986	9,9	175,7	185,6	-
1987	10,1	185,7	195,8	5,5
1988	10,2	201,5	211,7	8,1
1989	10,3	217,6	227,9	7,6
1990	10,5	233,9	244,4	7,2
1995	10,7	321,0	331,7	6,3
2000	11,0	420,7	431,7	5,4
2005	11,3	539,1	550,4	5,0
2010	11,3	668,8	680,1	4,3

A natureza aleatória das variáveis que determinam o comportamento do mercado de energia elétrica torna sua previsão sujeita a grandes incertezas, que crescem com o aumento dos horizontes em estudo, e podem se tornar muito grandes, mesmo no curto prazo, se variáveis importantes conjuntamente apresentarem comportamento que dificulte a sua previsão, como acontece hoje diante das dificuldades atuais da economia brasileira. As observações que serão feitas a seguir não têm por objetivo apontar falhas nas projeções, e sim caracterizar o ambiente de grandes dificuldades em que foram realizadas, procurando determinar os fatores que poderiam

TABELA 2.2.1-1  
BRASIL  
PREMISSAS ECONÔMICAS E DEMOGRÁFICAS  
1985/2010

ANO	PIB [109 US\$(85)]	POPULAÇÃO TOTAL (103 hab.)	PIB PER CAPITA (US\$/hab.)
1985	226,6	135.564	1.672
1990	314,9	150.368	2.094
1995	423,4	165.083	2.565
2000	561,3	179.487	3.127
2005	730,1	193.603	3.771
2010	918,6	207.454	4.428

TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS  
(% a.a.)

PERÍODO	PIB	POPULAÇÃO TOTAL	PIB PER CAPITA
1985/90	6,8	2,1	4,6
1990/95	6,1	1,9	4,1
1995/00	5,8	1,7	4,0
2000/05	5,4	1,5	3,8
2005/10	4,7	1,4	3,3
1985/10	5,8	1,7	4,0

TABELA 2.2.2-2  
BRASIL  
PREVISÃO DO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA (\*)  
1986/2010  
(TWh)

REGIÃO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Norte + MA	9,2	19,4	28,4	36,7	52,4	65,0
Nordeste - MA	23,2	30,5	45,3	63,5	83,1	106,6
Sudeste + C.Oeste - MS	119,2	149,4	197,2	249,4	308,7	375,6
Sul + MS	24,1	34,6	50,1	71,1	94,9	121,6
Brasil	175,7	233,9	321,0	420,7	539,1	668,8

TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS  
(% a.a.)

REGIÃO	1990/ 1986	1995/ 1990	2000/ 1995	2005/ 2000	2010/ 2005
Norte + MA	20,5	7,9	5,3	7,4	4,4
Nordeste - MA	7,1	8,2	7,0	5,5	5,1
Sudeste + C.Oeste - MS	5,8	5,7	4,8	4,4	4,0
Sul + MS	9,5	7,7	7,2	5,9	4,6
Brasil	7,4	6,5	5,6	5,1	4,4

EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO  
(%)

REGIÃO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Norte + MA	5,3	8,3	8,9	8,7	9,7	9,7
Nordeste - MA	13,2	13,0	14,1	15,1	15,4	15,9
Sudeste + C.Oeste - MS	67,8	63,9	61,4	59,3	57,3	56,2
Sul + MS	13,7	14,8	15,6	16,9	17,6	18,2
Brasil	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(\*) Exclusive Autoprodutores.



TABELA 2.2.2-3  
BRASIL  
PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA  
POR CLASSE DE CONSUMO (\*)  
1986/2010  
(TWh)

CLASSE DE CONSUMO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Industrial	98,4	131,1	181,7	238,9	308,3	384,5
Residencial	35,1	45,6	62,7	82,3	105,1	129,9
Outros	42,2	57,2	76,6	99,5	125,7	154,4
Total	175,7	233,9	321,0	420,7	539,1	668,8

TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS  
(% a.a.)

CLASSE DE CONSUMO	1990/ 1986	1995/ 1990	2000/ 1995	2005/ 2000	2010/ 2005
Industrial	7,4	6,7	5,7	5,2	4,5
Residencial	6,8	6,5	5,7	5,0	4,3
Outros	7,9	6,0	5,4	4,8	4,2
Total	7,4	6,5	5,6	5,1	4,4

EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO  
(%)

CLASSE DE CONSUMO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Industrial	56,0	56,0	56,6	56,8	57,2	57,5
Residencial	20,0	19,5	19,5	19,6	19,5	19,4
Outros	24,0	24,5	23,9	23,6	23,3	23,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(\*) Exclusive Autoprodutores.

provocar desvios consideráveis nas atuais expectativas.

Na tabela 2.2.2-4, é apresentada a evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade, para o período histórico recente e para o projetado (1975/2010). Por ela, pode-se observar que, até 1990, os fatores que provocaram o grande aumento desta elasticidade no período de 1975 a 1985, desaparecerão, e ela passará a assumir valores pouco inferiores ao observado no início dos anos setenta. Esta queda pode ser atribuída a uma maior maturação da economia brasileira, a diminuições de consumo resultantes dos aumentos tarifários previstos e ao estabelecimento de políticas de conservação de energia, que serão analisadas no item 2.2.3.

TABELA 2.2.2-4  
BRASIL  
ELASTICIDADE-RENDA DO CONSUMO TOTAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA (\*)  
1970/2010

PERÍODO	TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS (% a.a.)		ELASTICIDADE
	ENERGIA ELÉTRICA	PIB	
1970/75	12,3	10,3	1,19
1975/80	12,1	7,1	1,70
1980/85	7,4	1,7	4,35
1985/90	7,3	6,8	1,07
1990/95	6,3	6,1	1,03
1995/00	5,4	5,8	0,93
2000/05	5,0	5,4	0,93
2005/10	4,3	4,7	0,91

(\*) Inclusive Autoprodutores.

Após 1990, estima-se que o progressivo declínio tanto nas taxas de crescimento do PIB como nos valores da elasticidade provocarão forte decréscimo na taxa de crescimento do mercado de energia elétrica, que passará de uma média anual de 7,3%, entre 1985 a 1990, para 4,3%, entre 2005 e 2010.

Prevê-se que as taxas de crescimento do PIB não mais atingirão a média observada desde o pós-guerra, de cerca de 7% ao ano, caindo de 6% para 4,7%, entre 1990 e 2010. Esta expectativa pode não se realizar na medida em que, uma vez superadas as atuais dificuldades por que passa, o País volte a crescer à taxa histórica. Esta é uma hipótese que muitos analistas consideram possível e mesmo provável.

Sobre a prevista queda da elasticidade, apesar de se considerar que esta é uma tendência natural, existem dúvidas quanto ao ritmo em que ela se dará. A hipótese adotada pressupõe a ocorrência simultânea de uma perda de peso relativo dos setores industriais intensivos em energia elétrica, uma tendência à saturação dos consumos residencial e do setor de serviços, e a efetiva implantação de políticas de conservação de energia.

Se, a longo prazo, os argumentos apresentados tendem a considerar as previsões como moderadas, a curto prazo, a situação pode eventualmente se inverter. A realização do crescimento médio anual do PIB de 6,8%

entre 1985 a 1990, apesar desta taxa ter sido de mais de 8%, em 1986, pressupõe a rápida superação dos problemas atuais da economia brasileira. Se este processo exigir um período de ajuste de vários anos, para os quais as taxas de crescimento da economia serão certamente mais baixas, o mercado de curto prazo se revelará certamente inferior às previsões, o que poderá ser compensado por um maior crescimento no início da próxima década.

A longo prazo, as incertezas, apesar de maiores, apresentam menor gravidade, pois haverá tempo de se proceder às necessárias correções nos planos de obras. Entretanto, se for caracterizada uma tendência a um aumento do mercado em relação ao previsto, dentro de um horizonte que se estende até meados da próxima década, diante da impossibilidade de se promover a antecipação das obras previstas, será necessária a implantação de políticas que apresentem resultados a curto prazo, como um incentivo maior à conservação e à auto-geração. Naturalmente, serão envidados todos os esforços para que o Setor Elétrico não se transforme em um obstáculo ao desenvolvimento do País.

As incertezas relacionadas às previsões de mercado provavelmente se constituem no principal fator que determina a natureza essencialmente dinâmica do planejamento energético. O Setor Elétrico está atento a quaisquer modificações consideráveis no comportamento do mercado de energia elétrica, a fim de realizar as modificações necessárias nos seus planos. Normalmente, os planos de longo prazo são revistos de cinco em cinco anos, a menos que fatores excepcionais exijam revisões em prazos mais curtos. Quase certamente, isto ocorrerá nos próximos anos, assim que se tornarem mais claros os rumos futuros da economia brasileira.

### 2.2.3 Conservação de energia elétrica

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel foi criado pela Portaria Interministerial nº 1877 de 30 de dezembro de 1985, assinada pelos Ministros de Estado das Minas e Energia e da Indústria e do Comércio, com o objetivo de "racionalizar o uso de energia elétrica e, como decorrência da maior eficiência, propiciar o mesmo produto ou serviço com menor consumo, eliminando desperdícios e assegurando redução global de custos e de investimentos em novas instalações no sistema elétrico".

Para a implementação do Procel, criou-se pela mesma Portaria Interministerial nº 1877/85, como órgão de coordenação, o Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica - GCCE.

Ficou igualmente estabelecido que o GCCE deveria determinar metas físicas de referência a médio e longo prazo do programa.

Transcorrido o primeiro ano de sua criação, e apesar da falta de informações adequadas e de metodologia adaptada ao caso brasileiro, o GCCE, por proposta da sua Secretaria

Executiva, criou e desenvolveu procedimentos que resultaram na fixação de metas físicas de conservação de energia elétrica, a serem consideradas nos trabalhos de planejamento do Setor de Energia Elétrica. A resolução GCCE 06/86, publicada no Diário Oficial da União de 19 de dezembro de 1986, consolidou estas metas, que estão resumidas na tabela 2.2.3-1.

TABELA 2.2.3-1  
BRASIL  
METAS DE CONSERVAÇÃO DO PROCEL

A N O	G W h
1990	4.484
1995	16.804
2000	41.397
2005	64.890
2010	88.114

É importante ressaltar que o GCCE, conforme disposto na supramencionada resolução, promoverá os necessários ajustes das metas à luz dos novos conhecimentos, considerando que parcela substancial da conservação de energia elétrica depende ainda dos resultados de estudos e avaliações em curso. Já estão sendo realizadas análises da economicidade dos programas de conservação, de tal modo que seus custos sejam comparados com os custos marginais de expansão do sistema.

### 3. FONTES PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A tabela 3-1 apresenta as características das principais fontes de geração disponíveis para o atendimento do crescimento do mercado de energia elétrica. Estas fontes são encontradas no país em diferentes quantidades e com custos extremamente variáveis, como pode ser observado na tabela 3-2, que foi elaborado de acordo com as seguintes hipóteses:

- para o carvão e a energia nuclear, os valores representam a energia passível de ser gerada anualmente durante 25 anos de vida útil das usinas; no caso da hidreletricidade, não há limite temporal para a geração de energia diante de seu caráter renovável;
- no cálculo do custo da energia gerada por petróleo e gás natural, foi considerado um preço de petróleo de US\$ 30/barril;
- para efeito de comparação com outras fontes, só foi incluída a parte do potencial hidrelétrico com custo inferior a US\$ 50/MWh;
- para o gás natural, derivados do petróleo e biomassa florestal, não foi estimado o potencial diante da dificuldade do estabelecimento de hipóteses que permitisse calculá-lo.

TABELA 3-2  
POTENCIAL E CUSTO DAS PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO

FONTE	POTENCIAL AVALIADO TWh/ano	FAIXA DE CUSTO US\$/MWh
HIDRELETRICIDADE	765	15/50
CARVÃO	246	38/48
NUCLEAR	137	50
GÁS NATURAL	não estimado	70
DER. PETRÓLEO	não estimado	70
BIOMASSA FLORESTAL	não estimado	79

Das fontes apresentadas, somente a hidreletricidade, a energia nuclear e o carvão apresentam, no estágio atual do conhecimento, possibilidades de contribuir de maneira significativa no atendimento da demanda de energia elétrica até 2010. Isto não significa, entretanto, que as outras fontes não apresentem interesse e não devam continuar a ser objetos de estudos e pesquisas, visando conhecer melhor as suas potencialidades e economicidade. Em particular, algumas destas fontes, mesmo que não venham a participar pesadamente no balanço energético nacional, poderão vir a se tornar importantes do ponto de vista local ou regional.

#### 3.1 Energia hidrelétrica

A tabela 3.1-1 apresenta o potencial hidrelétrico atualmente conhecido classificado por região, nível de conhecimento e faixa de custo, totalizando 106,7 GWano de energia firme, dos quais 24,5 GWano já se encontram em operação ou em construção. Da parcela disponível para a expansão do sistema (82,2 GWano) 59% encontram-se inventariados e 41%

estimados. Vale ressaltar que, em relação aos aproveitamentos binacionais, foi considerada apenas a parcela pertencente ao Brasil.

### 3.1.1 Perspectivas do aproveitamento da energia hidrelétrica

Das fontes energéticas disponíveis no País para a geração de energia elétrica, a hidreletricidade é a que apresenta melhores perspectivas de aproveitamento, devido ao grande potencial disponível a custos inferiores ao das outras opções.

Entretanto, o Setor Elétrico está consciente de que o grau do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro não dependerá exclusivamente das estimativas atuais dos custos das fontes energéticas que com ele competem. Qualquer fonte energética possui características socio-ambientais positivas e negativas, e as reações da sociedade diante delas determinarão em grande medida o seu desenvolvimento futuro.

No que se refere a hidreletricidade, pode-se citar os seguintes aspectos positivos:

- trata-se de uma fonte energética renovável, não sujeita, portanto, a nenhum aumento de preços ou interrupções de fornecimento de combustível no futuro;
- existe no País uma enorme experiência no projeto e construção de centrais hidrelétricas e dos sistemas de transmissão

TABELA 3-1  
CARACTERÍSTICAS DAS PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO

FONTE	CARACTERÍSTICAS NO HORIZONTE DO PLANO 2010
HIDRELETRICIDADE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior atratividade econômica</li> <li>- Necessidade de equacionamento de problemas ambientais, sociais e institucionais</li> <li>- Transmissão de energia a longa distância</li> <li>- Incremento do papel das médias e pequenas centrais no período</li> </ul>
CARVÃO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opção natural para o longo prazo na Região Sul</li> <li>- Necessidade de equacionamento dos problemas ambientais</li> <li>- Necessidade de promoção de uma capacitação industrial e tecnológica para projeto de centrais e fabricação de equipamentos</li> </ul>
NUCLEAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opção em reestudo diante das incertezas atualmente existentes no contexto internacional</li> <li>- Balisamento pelas conclusões da Comissão de Avaliação do Programa Nuclear Brasileiro</li> <li>- Necessidade de equacionamento dos problemas ambientais, sociais e políticos</li> </ul>
GÁS NATURAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso em sistemas isolados ou em situações específicas de proximidade aos campos de produção</li> <li>- Uso em unidades industriais em processo de cogeração, com aumento de eficiência energética</li> <li>- Contribuição pouco expressiva no balanço energético</li> </ul>
DERIVADOS ULTRAVISCOSOS DE PETRÓLEO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso nas proximidades de refinaria se justificável economicamente</li> <li>- Dificuldades do ponto de vista ambiental</li> <li>- Contribuição pouco expressiva no balanço energético</li> </ul>
BIOMASSA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso em sistemas isolados de pequeno porte</li> <li>- Cogeração em usinas a álcool</li> <li>- Contribuição pouco expressiva no balanço energético</li> </ul>

TABELA 3.1-1  
BRASIL  
POTENCIAL HIDRELÉTRICO - ENERGIA FIRME  
POTENCIAL E CUSTOS

LIMITE SUPERIOR DE CUSTO (US\$/MWh)	NORTE		NORDESTE		SUDESTE + C.OESTE		SUL		BRASIL		TOTAL (MWano)
	INVENT. (MWano)	ESTIMADO (MWano)	INVENT. (MWano)	ESTIMADO (MWano)	INVENT. (MWano)	ESTIMADO (MWano)	INVENT. (MWano)	ESTIMADO (MWano)	INVENT. (MWano)	ESTIMADO (MWano)	
(*)	2.571		3.556		15.619		2.745		24.491		24.491
15	9.182		3.556		15.650		2.745		31.133		31.133
20	9.182	882	5.745		15.926		6.012		36.865	882	37.747
25	15.619	6.190	5.758		19.474		9.045	63	49.896	6.253	56.149
30	18.592	7.684	6.443		20.750		9.961	392	55.746	8.076	63.822
35	21.513	12.863	7.560		21.920	117	10.809	1.091	61.802	14.071	75.873
40	21.513	13.747	7.633		23.679	181	11.077	1.612	63.902	15.540	79.442
45	22.564	15.031	7.694		24.510	320	11.397	1.996	66.165	17.347	83.512
50	23.977	15.872	7.898		25.018	824	11.411	2.384	68.304	19.080	87.384
60	24.370	16.824	7.936	40	25.753	2.295	11.484	2.896	69.543	22.055	91.598
75	25.015	17.904	7.968	181	26.777	2.846	11.534	3.275	71.294	24.206	95.500
100	25.466	18.185	7.977	224	27.206	3.692	11.552	3.832	72.201	25.933	98.134
150	25.681	19.776	7.977	229	27.409	4.914	11.552	5.296	72.619	30.215	102.834
Total	25.731	22.723	7.977	229	27.462	5.735	11.552	5.296	72.722	33.983	106.705

(\*) A primeira linha refere-se a usinas em operação ou em construção.

Preços: JUNHO/86

Taxa de Câmbio: 13,84 Cz\$/US\$.



a elas associados, o que permitiu o desenvolvimento de uma grande capacidade produtiva e de uma razoável autonomia tecnológica, possibilitando continuar a desenvolver o potencial hidrelétrico com baixos índices de importação;

- os reservatórios das hidrelétricas não se destinam exclusivamente à geração de energia elétrica, mas podem ser utilizados para outras finalidades, tais como: irrigação, controle de cheias, navegação, abastecimento d'água, etc.

Os aspectos negativos das hidrelétricas estão relacionados aos impactos causados pela inundação de terras e alterações nos regimes dos rios, que afetam não só as populações vizinhas aos aproveitamentos, como o meio físico e biológico. O Setor Elétrico está convencido de que existem formas de minimizar estes efeitos a níveis socialmente aceitáveis, de modo a permitir que a hidreletricidade continue a ser a fonte básica de energia elétrica dentro do horizonte do Plano 2010. Entretanto, tem-se hoje a consciência de que o tratamento correto da questão ambiental é uma pré-condição para que isto ocorra.

### 3.1.2 O aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia

Do potencial hidrelétrico hoje não aproveitado, a maior parte é representado por usinas localizadas na Amazônia. Mesmo que o mercado de energia elétrica desta região cresça a taxas significativamente superiores àquelas admitidas nas atuais previsões de mercado, haverá grandes disponibilidades de energia transportáveis a custos competitivos, para as regiões Nordeste e Sudeste.

Este fato determinou que os planos de expansão - descritos nos itens 5 e 6 - sejam, a partir do final da próxima década, constituídos basicamente de grandes centrais hidrelétricas na região Amazônica, associadas a hidrelétricas de pequeno e médio porte nas demais regiões do País.

Uma característica importante do potencial hidrelétrico da região Amazônica é que a maior parte da energia a ser aproveitada está concentrada em aproveitamentos localizados a pequena distância de núcleos urbanos como Marabá, Altamira, Itaituba e Porto Velho, servidos por rodovias, ou de fácil acesso por via fluvial, o que reduz, consideravelmente, os problemas de apoio logístico a serem resolvidos.

Embora a construção de usinas na região Amazônica e das linhas de transmissão de interligação com as regiões Sudeste e Nordeste apresentem alguns problemas especiais do ponto de vista técnico e de impactos sobre o meio ambiente, os estudos já realizados indicam que os mesmos não inviabilizam economicamente os aproveitamentos, e que o prazo disponível até a época de início de construção permite equacioná-los.

No que concerne aos aspectos da tecnologia de construção, a experiência adquirida na construção de Tucuruí, Balbina e Samuel indica que a engenharia nacional está plenamente capacitada para levar a termo, com êxito, qualquer dos aproveitamentos projetados.

Especial atenção deverá ser dedicada ao estudo dos problemas ambientais decorrentes da necessidade de inundar áreas relativamente grandes, cobertas pela floresta tropical característica da região. É importante salientar, porém, que até a época prevista para implantação

dos grandes reservatórios, já estarão disponíveis informações valiosas em relação a essa questão, obtidas através da observação do comportamento dos reservatórios de Tucuruí, Balbina e Samuel, que constituirão verdadeiros laboratórios, em escala natural, para estudo desses problemas. De posse dessas informações será possível, se necessário, redimensionar os reservatórios ou adotar medidas que minimizem os impactos ambientais.

### 3.2 Carvão mineral

#### 3.2.1 Potencial de geração

O potencial termelétrico a carvão mineral, mostrado na tabela 3.2.1-1 foi estimado com base no conhecimento atual das reservas e recursos nacionais de carvão mineral, e levando-se em consideração as seguintes hipóteses básicas:

- perdas de carvão no processo de lavra, devido a problemas geológicos como falhas, intrusão de diabásio, etc;
- perdas de carvão no processo de beneficiamento, devido ao carreamento no

processo de lavagem do minério;

- subtração do volume de carvão com vocação para ser empregado com outras finalidades, como gaseificação, siderurgia, substituição de óleo combustível, redução direta, etc;

- usina termelétrica de referência, com 350 MW de potência instalada e tecnologia convencional, operando em média com 60% de fator de capacidade e tendo vida útil de 25 anos;

- subtração do volume de carvão comprometido com as usinas existentes e previstas no Plano de Recuperação do Setor Elétrico - PRS.

### 3.2.2 Custos de geração

Na tabela 3.2.2-1, são apresentadas as estimativas para os custos da energia elétrica gerada a partir de centrais a carvão de diferentes origens, bem como os dados básicos utilizados para o seu cálculo.

Como se observa, a utilização do carvão a céu aberto na região de Candiota é a opção mais econômica. Desta forma, o programa de implantação de usinas térmicas a carvão deve ser concentrado inicialmente na região de Candiota, utilizando-se o carvão a céu aberto. No horizonte deste Plano, o potencial desta opção é suficiente para suprir os programas termelétricos previstos. A única exceção possível será o aproveitamento do carvão de Santa Catarina, subproduto de outros usos como, por exemplo, da produção de carvão metalúrgico.

### 3.2.3 Política de desenvolvimento da utilização do carvão mineral

O principal e mais recente documento que formula diretrizes e indica instrumentos de ação de uma política de desenvolvimento da utilização do carvão mineral brasileiro foi produzido através de um grupo de trabalho criado no âmbito do Ministério das Minas e Energia - MME e constituído de representantes da CAEEB, CRM, CNP, CVRD, Eletrosul, Eletrobrás, DNPM, Governo do Estado do Paraná, Governo do Estado de Santa Catarina, SNIIEC e DNAEE, tendo sido publicado em setembro de 1986.

A recomendação do grupo de trabalho é de aumentar, até o final do século, a participação relativa do carvão mineral no balanço energético do País, de forma compatível com o volume de suas reservas e com sua competitividade. Para a consecução dessa recomendação, foi proposta a adoção de um conjunto de diretrizes e de instrumentos de ação política, técnica e econômica.

Com relação especificamente ao Setor Elétrico, destacam-se as seguintes diretrizes:

- aumentar a participação relativa do carvão energético na geração de energia elétrica;

- articular o planejamento do setor carbonífero com o planejamento energético global, em especial com:

. setor metalúrgico;

. Setor Elétrico;

. setor petróleo e gás;

- fomentar o desenvolvimento de um modelo para a economia carbonífera nacional que estimule o consumo de frações pobres, resultantes do be-

neficamento do carvão, nas próprias regiões produtoras (preferencialmente em usinas termelétricas) e o consumo das frações nobres em localidades mais afastadas dos centros de produção;

- assegurar ao consumidor um preço de carvão mineral compatível com a estrutura geral de preços aos energéticos que com ele competem.

Como instrumento de ação, destaca-se a proposição de realização de um protocolo de intenções entre Eletrobras, CAEEB, SNIIEC e DNAEE, tendo em vista a importância do Setor Elétrico como consumidor de carvão e também considerando o papel estratégico das usinas termelétricas na economia do carvão mineral.

Os principais pontos a serem considerados nesse protocolo se referem a:

- estabelecimento de cotas para compra e venda de carvão para as usinas termelétricas, resguardando a economicidade dos setores elétrico e carbonífero, à luz do interesse nacional;

- expansão da capacidade termelétrica instalada - incluindo uma  
potência mínima de

TABELA 3.2.1-1  
BRASIL  
POTENCIAL TERMELÉTRICO A CARVÃO MINERAL  
(MW)

ESTADO	POTENCIAL TERMELÉTRICO		
	CÉU ABERTO	SUB-SOLO	TOTAL
Rio Grande do Sul			
. Candiota	8.000	22.600	30.600
. Baixo Jacuí/Iruí	-	12.800	12.800
Total	8.000	35.400	43.400
Santa Catarina			
. Barro Branco	-	600	600
. Bonito	-	2.800	2.800
Total	-	3.400	3.400
Total Geral	8.000	38.800	46.800

TABELA 3.2.2-1  
BRASIL  
CUSTOS DE REFERÊNCIA DE GERAÇÃO DE  
ELETRICIDADE EM CENTRAIS A CARVÃO MINERAL  
US\$ (86)

DISCRIMINAÇÃO	CANDIOTA CÉU ABERTO	CANDIOTA SUBSOLO	OUTRAS SUBSOLO
Custo de Investimento (US\$/MWh)	26,9	26,9	24,7
Operação e Manutenção (US\$/MWh)	3,3	3,3	3,3
Combustível (US\$/MWh)	8,0	12,0	12,0 a 20,0
Custo Final de Geração (US\$/MWh)	38,2	42,2	40,0 a 48,0

Dados Básicos Utilizados:

Custo de Construção (US\$/kW)	1.200	1.200	1.100
Juros Durante Construção (US\$/kW)	300	300	275
Custo de Investimento (US\$/kW)	1.500	1.500	1.375
Taxa de Atualização Anual	10%	10%	10%
Vida Útil	25 ANOS	25 ANOS	25 ANOS
Fator de Capacidade	70%	70%	70%
Central de Referência			
Potência Bruta	350 MW	350 MW	350 MW
Potência Líquida	315 MW	315 MW	315 MW

700 MW no período 1996/2000 - sendo que o Setor Elétrico deve orientar o seu programa considerando unidades de produção de pequeno e médio porte até 120 MW, ao lado das de maior porte (350 MW), de forma a viabilizar o desenvolvimento da capacitação tecnológica nacional em projeto, fabricação e construção de usinas termelétricas a carvão;

- localizar as novas usinas preferencialmente junto às minas, possibilitando o consumo direto de carvão bruto ou das frações pobres oriundas do beneficiamento.

### 3.3 Energia Nuclear

#### 3.3.1 Potencial de geração

Das várias ocorrências de urânio já registradas no solo brasileiro, algumas estão em fase de prospecção, enquanto outras já tiveram determinados seus potenciais produtores, constituindo reservas geológicas da ordem de 300.000 t de U308. Entretanto, para fins de estimativas econômicas relacionadas ao suprimento de combustível nuclear, deve-se considerar a reserva recuperável que, entre outros parâmetros, leva em conta perdas na lavra e no beneficiamento e os custos de extração. Tais reservas correspondem a 120.100 t, das quais 65.000 nas jazidas de Lagoa Real e Itataia.

A estimativa de potencial para geração elétrica nuclear - não se considerando a reciclagem do urânio e plutônio residuais - envolve a formulação de hipóteses e a adoção de parâmetros relativos à gerência externa do ciclo de combustível e de operação da usina nuclear. Foram adotados os seguintes parâmetros:

- vida útil da usina: 25 anos;
- reservas recuperáveis de urânio: 120.100 t U308;
- perda na conversão: 0,5%;
- perda na fabricação: 1,0%;
- rejeito do processo de enriquecimento: 0,30%;
- potência líquida da unidade de referência: 1245 MW;
- fator de capacidade médio anual: 60%;
- consumo total na vida útil: 5.666 t U308;
- duração das recargas: 2 meses;
- ciclos operacionais: 1º ciclo - 15 meses demais ciclos - 12 meses;
- enriquecimento: 1ª carga - 1,9%, 2,5%, 3,0% de U235 recargas - 3,2% de U235;
- massas: 1ª carga - 103,06 t de UO2 recargas - 34,35 t de UO2.

Utilizando-se os parâmetros acima foi calculada a capacidade instalável chegando-se a um valor em torno de 26000 MW, que corresponderia a 21 unidades de 1245 MW de potência líquida.

#### 3.3.2 Custos futuros da energia nuclear no

## Brasil

Apesar de existirem no País uma central nuclear em operação e duas em construção, torna-se extremamente difícil estimar-se os custos de futuras centrais diante dos grandes problemas encontrados na construção e operação destas três primeiras, que não devem se repetir com a mesma intensidade no futuro, especialmente numa visão de longo prazo. Por outro lado, apesar das grandes potências já possuírem hoje uma experiência de décadas no uso da energia nuclear, as estimativas de custos variam muito mesmo dentro de um mesmo país, o que mostra que a tecnologia nuclear ainda não atingiu um estágio que permita a definição de um projeto padrão e técnicas construtivas universalmente aceitas.

A comparação de custos originários de fontes de dados diferentes é difícil, diante da variabilidade dos critérios adotados. Não só os valores de parâmetros fundamentais, como a taxa de atualização e os fatores de capacidade variam de fonte para fonte, como também as formas de contabilização dos juros durante a construção e a consideração dos efeitos inflacionários. Para se evitar estes problemas, optou-se pela utilização de uma única fonte para os custos, adaptando-se apenas os resultados aos critérios adotados no Brasil, a fim de torná-los utilizáveis nas projeções dos custos de geração de centrais nucleares aqui construídas.

Nas tabelas 3.3.2-1 e 3.3.2-2, são apresentados os resultados das comparações dos custos de investimento e de geração de eletricidade para centrais PWR construídas nos Estados Unidos, França, Alemanha e Reino Unido. Sobre a forma como elas foram obtidas, cabem as seguintes observações:

- os custos de construção foram retirados da publicação: "La Planificacion e les Etudes de Faisabilité des Projets Nucleo-Electriques - Syntése des cõuts", por J.Baumier, Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986;

- os tempos de construção foram inferidos a partir dos valores dos juros durante a construção;

- foram mantidos os valores da vida útil, 25 anos, e do fator de capacidade, 70%;

- os juros durante a construção foram recalculados para uma taxa de atualização de 10% e utilizando-se os critérios propostos na publicação: "Expansion Planning for Electrical Generating Systems, a Guide Book", publicado pela Agência Internacional de Energia Atômica, 1984.

Os custos finais de geração, constantes da tabela 3.3.2-2, variam entre um valor máximo de 66,5 US\$/MWh, no oeste dos Estados Unidos e um mínimo de 28,3, na França. Excetuando-se estes valores extremos, os três outros resultados mostram uma convergência maior: 41,3 na Alemanha, 45,1 no Reino Unido e 47,8 no centro dos Estados Unidos.

Um primeiro aspecto que deve ser ressaltado na utilização destes números é quanto às taxas de câmbio. Desde a data de referência adotada, 01/01/84, observou-se sucessiva desvalorização do dólar em relação às moedas dos países europeus, o que certamente provocou aumentos nos custos nucleares destes países, quando medidos em dólares.

O baixo custo da energia nuclear na França é principalmente resultado das excepcionais condições de realização de seu programa nuclear, já analisadas anteriormente e que não encontram paralelo em nenhum outro local. J. Baumier, na referência já citada, estima um aumento de 50%, em relação as condições francesas, nos custos de construção de uma central nuclear em um país em desenvolvimento. É razoável supor-se também um aumento no tempo de construção, que passaria de 6 anos para pelo menos 8 anos, hipótese que pode ser considerada conservadora diante da experiência brasileira. Combinando-se estes dados com uma desvalorização do dólar de 20%, o custo de geração nuclear passaria para 44,6 US\$/MWh, sem considerar nenhum aumento nos custos de combustível, operação e manutenção, o que fatalmente também ocorreria.

Se for levada em conta a desvalorização do dólar, os custos previstos para o centro dos Estados Unidos, Alemanha e Reino Unido ficarão todos próximos de 50 US\$/MWh. Seguindo a mesma linha de raciocínio anterior, é possível argumentar que, no Brasil, os custos seriam maiores do que os destes países. Entretanto, é provável que a menor produtividade em nosso País seja compensada por menores salários, resultando em custo final da mesma ordem de grandeza.

Face ao exposto, será adotado um valor de referência de 50 US\$/MWh para o custo de geração nuclear no Brasil a longo prazo. Na tabela 3.3.2-3, encontram-se as hipóteses adotadas e os valores dos parâmetros que levariam a este custo final. Propositadamente, eles foram apresentados em números redondos, a fim de se evitar uma falsa impressão de precisão.

### 3.3.3 Ritmo do Programa Nuclear Brasileiro

A Comissão de Avaliação do Programa Nuclear Brasileiro (CAPNB) recomendou a manutenção de um programa mínimo de construção de centrais, com o objetivo de preservar o conhecimento tecnológico adquirido e continuar a desenvolvê-lo, a fim de preparar o País para quando a energia nuclear se tornar economicamente justificada. Além do término de Angra II e III, a Comissão propõe que, em 1989, seja estudada a decisão de se iniciar a construção de uma nova central.

Mesmo que seja decidida a construção de uma nova central em 1989, considerando-se que serão necessários de dois a três anos de estudos prévios e de oito a dez anos de tempo de construção, esta nova central muito provavelmente não estará pronta até o ano 2001. Desta forma, não será considerada nenhuma nova central dentro do horizonte de médio prazo (1987/2001). Já no longo prazo, considerou-se que entrarão em operação quatro



TABELA 3.3.2-1  
CUSTOS DE INVESTIMENTO DE CENTRAIS PWR  
PREÇOS DE 1/1/84

PAÍS	CENTRAL DE REFERÊNCIA (MW)	TEMPO DE CONSTRUÇÃO (ANO)	CUSTOS DE CONSTRUÇÃO (US\$/kW)	JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO (US\$/kW)	CUSTO TOTAL DE INVESTIMENTO (US\$/kW)
Alemanha	1 x 1.258	6	1.248	366	1.614
Estados Unidos .Centro	1 x 1.200	8	1.415	585	2.000
Estados Unidos .Oeste	1 x 1.200	10	1.967	1.074	3.041
França	2 x 1.390	6	731	214	945
Reino Unido	1 x 1.155	7,5	1.242	817	2.059

FONTE: La planification et les Etudes de Faisabilité des Projets Nucleo - Electriques - Baumier J. - Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986.

TABELA 3.3.2-2  
CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM CENTRAIS PWR  
PREÇOS DE 1/1/84  
(US\$/MWh)

PAÍS	INVESTIMENTO	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	CONBUSTÍVEL	CUSTO FINAL DE GERAÇÃO
Alemanha	29,0	5,0	7,3	41,3
Estados Unidos .Centro	36,0	4,8	7,1	47,9
Estados Unidos .Oeste	54,6	4,8	7,1	66,5
França	17,0	4,0	7,3	28,3
Reino Unido	30,8	5,5	8,8	45,1

FONTE: La Planification e les Etudes de Faisabilités des Projets Nucleo - Electriques - Baumier, J. - Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986.

TABELA 3.3.2-3  
BRASIL  
CUSTOS DE REFERÊNCIA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE  
EM CENTRAIS PWR

DISCRIMINAÇÃO	US\$ (86)
Custo de Investimento	36 US\$/MWh
Operação e Manutenção	6 US\$/MWh
Combustível	8 US\$/MWh
Custo Final de Geração	50 US\$/MWh
 Dados Básicos Utilizados:	
Custo de Construção	1400 US\$/KW
Juros Durante a Construção	600 US\$/KW
Custo de Investimento	2000 US\$/KW
Taxa de Atualização Anual	10 %
Vida Útil	25 anos
Fator de Capacidade	70 %
 Central de Referência:	
Potência Bruta	1300 MW
Potência Líquida	1245 MW

novas unidades de 1300 MW, sendo duas entre 2001 e 2005 e as outras, entre 2006 e 2010.

Diante das incertezas que pesam sobre o futuro da energia nuclear, esta proposta deve ser encarada como tendo um caráter provisório. É preciso lembrar que os próximos anos serão fundamentais para a definição do futuro da energia nuclear, tanto no exterior como no Brasil. Às incertezas dos custos somam-se as dúvidas sobre a forma como a sociedade brasileira reagirá às características desta fonte de energia. A combinação da manutenção dos custos nos níveis previstos com uma boa aceitabilidade social poderá levar a um desenvolvimento do programa de construção nos níveis propostos ou mesmo superiores. Entretanto, é possível que uma conjugação de fatores negativos venha a provocar novos atrasos.

Além das questões de segurança, a energia nuclear no Brasil sofre grande oposição por ser percebida como uma fonte energética extremamente cara, de baixo desempenho e cujas decisões foram tomadas sem a participação dos atores nela interessados. Para se preservar a energia nuclear como uma alternativa futura, é necessária a reversão deste quadro. Não se trata de realizar campanhas de esclarecimento, cujos efeitos no momento podem ser mais negativos que positivos. O que é necessário são medidas de longo prazo, capazes de gerar fatos concretos que contribuam para melhorar a imagem pública da energia nuclear. Um importante passo será dado nesse sentido com uma boa opera-

ção de Angra I e a conclusão de Angra II e III em prazos e custos compatíveis com as atuais estimativas.

#### 4. MEIO AMBIENTE E INSERÇÃO REGIONAL DOS EMPREENDIMIENTOS

Paralelamente às medidas ligadas à seleção e viabilização do programa de obras necessário ao atendimento dos requisitos de energia elétrica, o Plano 2010 apresenta a oportunidade de tratar o problema das relações do meio ambiente com o Setor Elétrico de uma forma integrada, que enseje o necessário suporte financeiro e institucional para as ações daí decorrentes.

Sendo o desenvolvimento uma aspiração do povo brasileiro e um objetivo de política nacional, cumpre assegurá-lo em consonância com o equacionamento ambiental, conforme ressaltado nos trechos seguintes da "Declaração sobre o Meio Ambiente", aprovada na conferência da ONU sobre meio ambiente, realizada em Estocolmo, em 1972:

- "Os recursos naturais da Terra, incluindo o ar, a água, o solo, a flora e a fauna e, em especial, amostras representativas dos ecossistemas naturais, devem ser salvaguardados no interesse das gerações presentes e futuras, mediante planejamento e gestão adequados".

- "O desenvolvimento econômico é indispensável, se se quiser assegurar um ambiente propício à vida e ao trabalho da pessoa humana e criar na Terra condições indispensáveis à melhoria da qualidade de vida".

- "No caso dos países em desenvolvimento, a estabilidade dos preços e a remuneração adequada dos produtos básicos e das matérias-primas são essenciais para a gestão do meio ambiente, devendo considerar-se, em pé de igualdade, os fatores econômicos e os processos ecológicos".

- "Com o fim de racionalizar a gestão de recursos e assim melhorar o meio ambiente, os Estados devem adotar uma concepção integrada e coordenada para seus planos de desenvolvimento, de modo que estes sejam compatíveis com a necessidade de proteger e de melhorar o meio ambiente, no interesse de sua população".

Revendo-se a história recente da atuação setorial, identifica-se que, desde meados da década de 70, é exigido que a construção de usinas hidrelétricas seja precedida de estudos de impacto ambiental. Inicialmente, esses estudos eram incluídos de modo a atender especificações determinadas pelo Banco Mundial. Mais tarde, o DNAEE incluiu os aspectos ambientais entre os requisitos para aprovação de estudos de viabilidade de aproveitamentos hidrelétricos.

A atuação do Setor Elétrico na área ambiental, não obstante ser significativamente maior do que a de outros setores da economia, vem sendo questionada pela opinião pública. Tal situação decorre do efeito conjugado do maior envolvimento de diversos segmentos da sociedade nos processos de tomada de decisão de entidades governamentais; do conhecimento incompleto e superficial, por parte do público, das medidas efetivamente adotadas pelo Setor Elétrico (em especial aquelas intensificadas nos últimos três anos); e de uma maior conscientização, nacional e internacional, da relevância da conservação e recuperação do meio ambiente para a sociedade.

A necessidade de uma ação abrangente na área ambiental conjugou-se com a oportunidade do Plano 2010, ensejando uma revisão do enfoque metodológico e uma consolidação de programas, de forma a produzir, em

caráter pioneiro, um Plano Diretor, passível de orientar doravante o processo de aperfeiçoamento das ações do Setor Elétrico.

O Plano Diretor vem sendo elaborado sob a coordenação da Eletrobrás. Uma segunda versão, já incorporando críticas e sugestões de órgãos como a Sema, Funai e IBDF, e observações efetuadas pelo Comitê Consultivo do Meio Ambiente, criado para alto aconselhamento da direção da Eletrobrás, encontra-se em via de ser editada e é peça complementar ao Plano 2010.

O objetivo fundamental do Plano Diretor é assegurar condições para a incorporação, de forma orgânica e sistemática, da dimensão ambiental no planejamento e execução das obras e serviços do Setor Elétrico.

Considerando a evolução da política para o meio ambiente e também a natureza e dimensão das obras e serviços previstos, um equilíbrio maior entre os interesses nacionais ou setoriais e interesses regionais ou locais poderá ser alcançado através de uma estratégia que contemple a inserção regional dos empreendimentos do Setor Elétrico. Por esta razão, o modelo de planejamento que começa a se delinear procura focalizar as obras e serviços do Setor Elétrico como integrantes do processo global de desenvolvimento das unidades geográficas em que se situam.

O Plano Diretor busca, com esta diretriz básica, a internalização, na área de influência do empreendimento, de um número tão expressivo quanto possível de benefícios associados à sua implantação. A exeqüibilidade da inserção regional dos empreendimentos depende, contudo, da observância concomitante a três outras diretrizes: viabilidade ambiental, articulação interinstitucional e eficácia gerencial.

Diretriz analítica, a viabilidade ambiental significa o exame e a comprovação de que é possível a inserção adequada de um empreendimento de engenharia na unidade geográfica onde estará localizado, tendo-se avaliado os múltiplos pontos de interação entre o empreendimento e sua área de influência. Pode ser entendida como o resultado da busca da maximização dos benefícios advindos dos empreendimentos e da minimização de seus efeitos adversos. A viabilidade ambiental, normalmente, é conseguida mediante custos econômico-financeiros menores se se contemplam ações de natureza preventiva e sua implementação no

tempo certo. Ações para corrigir efeitos negativos já manifestos no sistema ambiental frequentemente representam soluções tardias, com altos custos econômicos, sociais e políticos.

Para tornar operacional a diretriz de inserção regional, as ações devem convergir para os mecanismos de articulação interinstitucional necessários à identificação de objetivos e metas de desenvolvimento em diversos níveis da hierarquia político-administrativa do País, ao levantamento de planos, programas e projetos voltados para a sua consecução, à compatibilização de ações e ao rateio de custos entre os agentes setoriais envolvidos. Este processo poderá evitar impasses e alcançar soluções globais mais eficientes, reduzindo o tempo dispendido e economizando recursos financeiros, na medida em que os diversos agentes modificadores do espaço geoeconômico-social sejam levados a conjugar seus esforços num mesmo sentido.

Finalmente, para atingir o objetivo fundamental de incorporar a dimensão ambiental à sistemática de planejamento do Setor, é essencial que as empresas concessionárias, também na área de meio ambiente, aumentem sua eficácia gerencial, estruturando-se adequadamente e incorporando aos seus quadros gerentes especialistas capacitados para elaborar, implantar e avaliar planos, programas e projetos na área de meio ambiente.

## 5. EXPANSÃO A LONGO PRAZO DO SISTEMA ELÉTRICO

### 5.1 Expansão do sistema de geração

Dentre as várias alternativas estudadas para a expansão a longo prazo do sistema de geração, escolheu-se uma que se tomou como referência básica e cujas características principais são mostradas na tabela 5.1-1.

A observação da tabela 5.1-1 mostra que a fonte básica para a geração de eletricidade continuará a ser a hidreletricidade, até o ano 2010, quando ainda será responsável por 89% da potência instalada total do País, ligeiramente inferior ao percentual atual de 90%. A evolução do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro competitivo é mostrada na tabela 5.1-2. No ano 2010, prevê-se que, para o total do País, 85,8% deste potencial estará aproveitado. Regionalmente, este índice variará de um mínimo de 78% na região Norte a um máximo de 98,6% na região Nordeste.

As transferências de energia firme entre as regiões são visualizadas na figura 5.1-1, indicando-se também a participação do suprimento externo no atendimento a cada região. As regiões Sudeste e Nordeste serão grandes importadoras de energia da região Norte, permanecendo a região Sul como exportadora para a região Sudeste.

No estabelecimento do programa de expansão, considerou-se que a disponibilidade de recursos hidrelétricos superiores às necessidades do mercado não constitui razão suficiente para impedir o desenvolvimento, ainda que moderado, do parque termelétrico. Se forem considerados simplesmente os custos unitários de geração, a alternativa puramente hidrelétrica teria custo total atualizado cerca de 2,3% inferior à alternativa escolhida (83,8 contra 81,9 bilhões de dólares de custo atualizado a 1995). Além de ser pouco significativa, esta vantagem de custo deve ser relativizada em função de outros aspectos que serão analisados a seguir.

Não é razoável supor que o Brasil aproveite todo o seu potencial hidrelétrico competitivo e só então comece a construção de termelétricas, acionando bruscamente uma nova indústria que deveria se iniciar já com elevado ritmo de produção. Na década seguinte ao ano 2010, será necessário o desenvolvimento de um considerável parque termelétrico, diante do aproveitamento integral do potencial hidrelétrico competitivo. Na exploração desta questão, foram estudadas diferentes opções de desenvolvimento dos programas hidráulicos e térmicos além do horizonte 2010, efetuando-se a análise das escalas industriais decorrentes das opções efetuadas. Esta análise mostrou a conveniência de se colocar um limite de, em média, 5000 MW por ano na fabricação de equipamentos hidrelétricos na década de 2001 a 2010, garantindo, desta forma, uma transição mais harmônica de uma indústria preponderantemente hidrelétrica para outra preponderantemente termelétrica.

Considerou-se também a necessidade de o Setor Elétrico, por razões estratégicas, continuar acumulando experiência na construção e operação de centrais termelétricas, para desenvolver uma capacitação que, no futuro, lhe será essencial, e para melhorar o conhecimento dos dados técnicos e econômicos necessários à avaliação correta da competitividade do carvão e da energia nuclear em relação à energia hidrelétrica. A introdução de centrais a carvão de 50 e 125 MW justifica-se pela possibilidade que criam da instalação de unidades-



piloto, utilizando novas tecnologias como leito fluidizado, além de possibilitar que indústrias nacionais, que ainda não fabricam equipamentos para usinas de maior porte, prepararem-se para esta tarefa através do paulatino aumento da escala de seus fornecimentos.

Em decorrência dos fatores descritos, resultou a proposição do ritmo mínimo de expansão do parque termelétrico, apresentado na tabela 5.1-3, ademais respaldado pelo consenso entre os técnicos do Setor Elétrico envolvidos com a questão e os segmentos industriais afetados.

TABELA 5.1-3  
EXPANSÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO (\*)  
(MW)

TIPO	1996/2000	2001/2005	2006/2010
Nuclear	-	2 x 1.245	2 x 1.245
Carvão-RS	2 x 315	4 x 315	3 x 540
Carvão-SC	4 x 50 2 x 125	1 x 315	1 x 315

(\*) As potências apresentadas são líquidas, o que, no caso das centrais a carvão, significa uma diminuição de 10% em relação à potência bruta.

TABELA 5.1-1  
BRASIL  
EVOLUÇÃO DO PARQUE GERADOR  
POTÊNCIA INSTALADA  
1986/2010  
(GW)

TIPO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Hidro	38,5	53,4	73,9	93,3	116,9	141,8
Térmico	4,2	5,1	7,4	9,7	13,8	18,2
Carvão	0,7	1,3	1,9	3,0	4,6	6,5
Nuclear	0,6	0,6	1,9	3,1	5,6	8,1
Outros	2,9	3,2	3,6	3,6	3,6	3,6
Total	42,7	58,5	81,3	103,0	130,7	160,0

PARTICIPAÇÃO  
(%)

TIPO	1986	1990	1995	2000	2005	2010
Hidro	90,2	91,3	91,0	90,6	89,4	88,6
Térmico	9,8	8,7	9,0	9,4	10,6	11,4
Carvão	1,6	2,2	2,3	2,9	3,5	4,1
Nuclear	1,4	1,0	2,3	3,0	4,3	5,1
Outros	6,8	5,5	4,4	3,5	2,8	2,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Nota: Em função dos estudos a serem realizados em 1988, de acordo com o descrito no item 3.1.1.1, esta tabela poderá vir a ser alterada, pela introdução de novas termelétricas, como solução de emergência

TABELA 5.1-2  
BRASIL  
EVOLUÇÃO REGIONAL DO APROVEITAMENTO DO  
POTENCIAL HIDRELÉTRICO - ENERGIA FIRME  
1995/2010

REGIÃO	POTENCIAL TOTAL ECONÔMICO (GWano) (1)	1995		2000		2005		2010	
		(GWano)(2)	(%) (3)	(GWano)	(%)	(GWano)	(%)	(GWano)	(%)
Norte	36,2	2,9	8,0	6,1	16,9	17,1	47,2	28,2	78,0
Nordeste	7,8	6,0	76,9	7,3	93,6	7,4	94,9	7,7	98,6
Sudeste + C.Oeste (4)	30,9	21,9	70,9	25,6	82,8	26,7	86,4	28,1	90,9
Sul	14,9	6,8	45,6	9,6	64,4	11,5	77,2	13,1	87,7
Total	89,8	31,6	35,2	48,6	54,1	62,7	69,8	77,1	85,8

Notas: (1) Estes valores representam a energia firme total dos aproveitamentos hidrelétricos competitivos com a termelétricidade (custo inferior a 50 US\$/MWh).

(2) Potencial hidrelétrico aproveitado até o ano.

(3) Relação entre o potencial aproveitado até o ano e o potencial total econômico.

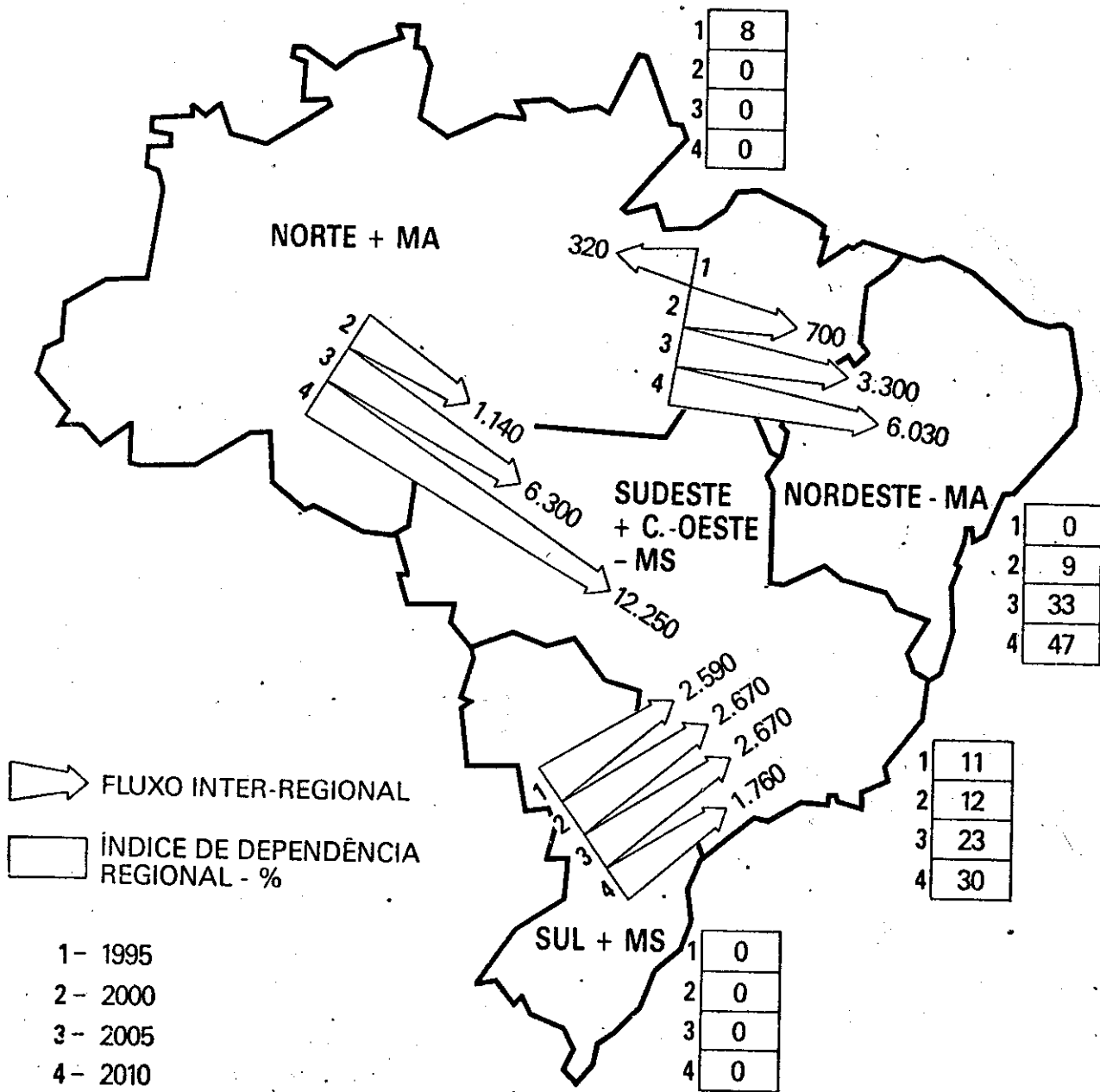
(4) Inclui a totalidade da disponibilidade de Itaipu, deduzido o fornecimento ao Paraguai.

Figura 5.1-1

# BRASIL

## FLUXOS ELÉTRICOS INTER-REGIONAIS

### ENERGIA FIRME – (MW ANO)



### 5.1.1 Inundação de terras pelos reservatórios de hidrelétricas

Na tabela 5.1.1-1 encontra-se uma estimativa da evolução das áreas inundadas pelos reservatórios das usinas hidrelétricas constantes dos planos de expansão. São apresentadas também as áreas que seriam inundadas se todo o potencial hidrelétrico brasileiro conhecido fosse aproveitado, valor teórico, que em termos práticos jamais será atingido, pois não se prevê que todo este potencial seja utilizado.

TABELA 5.1.1-1  
BRASIL  
ESTIMATIVA DE ÁREAS INUNDADAS POR  
RESERVATÓRIOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS

REGIÃO	ÁREA INUNDADA						
	ÁREA TOTAL	USINAS EM OPERAÇÃO E CONSTRUÇÃO		USINAS PREVISTAS ANO 2000		POTENCIAL HIDRELÉTRICO TOTAL	
		(106ha)	(106ha)	(%)	(106ha)	(%)	(106ha)
Amazônia	500	0,6	0,1	1,3	0,3	10,0	2,0
Outras Regiões	350	2,3	0,6	3,9	1,1	4,2	1,2
Total	850	2,9	0,3	5,2	0,6	14,2	1,7

Sobre os dados apresentados, cabem as seguintes observações:

- As vantagens relativas da hidreletricidade em relação às outras fontes de energia elétrica permitem afirmar que o total da área a ser utilizadas pelas hidrelétricas é perfeitamente compatível com os seus benefícios potenciais. Entretanto, existem sempre esquemas alternativos de divisão de queda, não cogitados no momento pelo Setor Elétrico, que, às custas de aumentos de custo e perdas de energia, podem proporcionar significativas diminuições nas áreas inundadas. Naturalmente, isto será realizado se a sociedade brasileira assim o determinar, cabendo ao Setor Elétrico a obrigação de analisar as implicações desta decisão, especialmente no que se refere aos aumentos de custo de geração de energia elétrica;

- A geração de energia hidrelétrica não é o único benefício associado à construção de reservatórios. A água armazenada servirá também para irrigação, abastecimento d'água, controle de cheias, navegação, piscicultura e lazer; sendo que somente a irrigação pode compensar com proveito a ocupação de terras férteis;

- O potencial da Amazônia utiliza terras em quantidades significativamente maiores do que o do resto do País. Embora, pelas estimativas atuais, os custos dessas inundações não sejam elevados, pois trata-se de região com escassíssima população, baixo nível de atividade econômica, ausência de infra-estrutura e solos relativamente pouco férteis, outros fatores, em particular os ligados à valorização dos eco-sistemas e à proteção das populações indígenas, devem ser analisados e devidamente equacionados.

- Fora da Amazônia, o problema é de natureza diferente, pois embora a ocupação de terras seja relativamente menor, nelas existe maior atividade econômica e densidade populacional. Entretanto a proximidade dos centros consumidores, limitando os custos de transmissão, melhora a competitividade das hidrelétricas, permitindo que elas, mesmo arcando com os custos das perturbações que introduzem, continuem a se justificar economicamente.

- O caso da bacia do rio Uruguai constitui um bom exemplo deste último aspecto. No seu inventário, são previstos 22 aproveitamentos hidrelétricos, que, no conjunto, terão uma energia firme de 3870 MW ano, correspondente a uma potência instalada entre 7000 e 8000 MW. Se todas estas usinas fossem construídas, seria inundada uma área de 161.000 ha, dos quais 124.000 são cultiváveis e, destes, 69.000 mecanizáveis, valores extremamente modestos diante de cerca de 52 milhões de hectares hoje cultivados no Brasil e do valor da energia que seria produzida. Em outras palavras, para se aumentar 16% na atual potência instalada brasileira, a inundação de terras seria equivalente a 0,3% da área hoje cultivada no País.

#### 5.1.2 A questão da complementação térmica

A participação da potência instalada em centrais térmicas, em relação à potência instalada total, nos planos de expansão aqui apresentados, é perfeitamente adequada ao critério de garantia de suprimento do mercado de energia elétrica.

Como já foi analisado, por este critério procura-se manter o risco anual de déficit do mercado de energia elétrica inferior a 5%. Nos planos de expansão, respeitada esta restrição, procura-se determinar o conjunto de usinas que minimiza o custo total atualizado, o que implica optar-se por configuração onde predominam centrais hidrelétricas, diante dos seus menores custos de geração. Naturalmente, se fossem adotados critérios de garantia de suprimento mais severos, seria necessário aumentar o número de usinas, mas não necessariamente a participação relativa da geração térmica, pois as hidrelétricas continuariam prioritárias, devido aos seus menores custos.

As condições de atendimento observadas nos últimos anos não foram consideradas satisfatórias. Isto, entretanto, não foi devido à falta de termelétricas, e sim ao sistemático corte observado nos investimentos caracterizados como necessários pelo Setor Elétrico.

A persistir tal situação, os racionamentos de energia elétrica, que recentemente atingiram as regiões Sul e Nordeste, continuarão a ocorrer e será ilusório atribuí-los à natureza aleatória das vazões, fenômeno com o qual o Setor Elétrico há várias décadas já encontrou formas de convivência.

Observe-se, finalmente, que, uma vez caracterizada uma situação de carência de oferta de energia a curto prazo, entre as poucas medidas que podem ser tomadas para minorar o problema inclui-se a instalação de turbinas a gás, diante de seus pequenos prazos de instalação. Esta solução, entretanto, só deve ser adotada em último caso, diante de seus altos custos e elevado consumo de óleo diesel (derivado crítico na estrutura de refino da Petrobrás) ou de gás natural (energético de pequena disponibilidade no País).

#### 5.1.3 Alternativas ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia

A imposição de restrições ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia implicará, necessariamente, no aumento do parque termelétrico na década de 2001 a 2010. Em particular, se não for permitida exportações para a região Sudeste e nem ampliações da ligação Norte-Nordeste já em construção, seria necessário a instalação de um parque nuclear composto por 17 unidades de 1245 MW até o ano 2010.

Diante das já analisadas dificuldades tecnológicas e econômicas da energia nuclear, associadas às dúvidas quanto à sua aceitabilidade social, seria extremamente difícil concluir a construção de um número tão grande de unidades até 2010. Para tanto, seria necessário o lançamento imediato de um grande programa de construção de centrais nucleares, em condições extremamente desfavoráveis, seja sob o ponto de vista financeiro, diante do maior custo destas centrais, seja sob o ponto de vista do apoio da sociedade.

## 5.2 Expansão do sistema de transmissão

A partir do final deste século, as interligações elétricas entre regiões se caracterizam pela necessidade crescente de transferência de energia da região Norte para o suprimento das regiões Nordeste e Sudeste-C. Oeste.

Uma visão do papel que as interligações regionais desempenharão no futuro é mostrada na tabela 5.2-1, que apresenta a comparação do porte das interligações em relação à carga dos sistemas receptores no instante da ponta.

Para a transmissão de grandes blocos de potência a longa distância, optou-se pela transmissão em corrente contínua,  $\pm 600$  kV, que é a tecnologia utilizada em Itaipu. Em relação a esta alternativa, as estimativas atuais mostram que a transmissão em corrente contínua,  $\pm 800$  kV, apresenta custo 4% inferior, e a transmissão em corrente alternada, 1000 kV, 4% superior. Diante da proximidade destes custos, não se pode prever com segurança quais as soluções tecnológicas que serão efetivamente adotadas no futuro.

Na tabela 5.2-2, tem-se um quadro-resumo das perspectivas de expansão dos principais troncos de interligação em CC, sendo indicadas suas características físicas e pontos de chegada.

TABELA 5.2-1  
BRASIL  
COMPARAÇÃO DO PORTE DAS INTERLIGAÇÕES  
EM RELAÇÃO AOS SISTEMAS RECEPTORES  
2000/2010

COMPARAÇÃO EM TERMOS ABSOLUTOS

REGIÃO RECEPTORA	2000			2005			2010		
	FLUXO (MW)	CARGA (MW)	FLUXO/CARGA (%)	FLUXO (MW)	CARGA (MW)	FLUXO/CARGA (%)	FLUXO (MW)	CARGA (MW)	FLUXO/CARGA (%)
Nordeste	871	11.061	8	4.284	14.397	30	7.841	18.072	43
Sudeste/C. Oeste	4.524	43.447	10	11.227	54.516	21	18.961	66.393	29

COMPARAÇÃO EM RELAÇÃO AO ANO 2000

REGIÃO RECEPTORA	2005			2010		
	ACRÉSCIMO DE FLUXO (MW) (A)	ACRÉSCIMO DE CARGA (MW) (B)	A/B (%)	ACRÉSCIMO DE FLUXO (MW) (A)	ACRÉSCIMO DE CARGA (MW) (B)	A/B (%)
Nordeste	3.336	3.336	100	6.970	7.011	99
Sudeste/C. Oeste	6.703	11.069	61	14.437	22.946	63

Notas: - Para as regiões Sudeste-C. Oeste estão sendo consideradas interligações com as regiões Norte e Sul do País.  
 - Na receptora está sendo descontada a perda na interligação.  
 - Os valores de fluxos correspondem à potência transmitida na hora da ponta nas interligações.  
 - Os valores de carga correspondem à demanda máxima da região receptora.  
 - Os acréscimos de fluxo e de carga são calculados em relação ao ano 2000.



Nas figuras 5.2-1 e 5.2-2, são apresentadas, de forma esquemática, as perspectivas de expansão dos principais troncos de transmissão em corrente alternada para o nível de tensão de 345 kV e acima, bem como os elos de interligação em CC para os anos 2000 e 2010 respectivamente.

TABELA 5.2-2  
BRASIL  
PRINCIPAIS TRONCOS DE TRANSMISSÃO DA AMAZÔNIA

ÁREA EXPORTADORA	ÁREA RECEPTORA	DISTÂNCIAS MÉDIAS (km)	ANO DO INÍCIO DE OPERAÇÃO	CAPACIDADE NOMINAL (MW)
Marabá	B. Horizonte	2.400	2000	4.200
	R. de Janeiro	2.600	2005	4.200
	São Paulo	2.300	2005	4.200
	Recife	2.200	2005	4.500
Cuiabá	São Paulo	2.800	2005	4.800

Notas: - Nesta fase de estudo foram admitidos elos em corrente contínua na tensão de  $\pm 600$  kV.

- A capacidade nominal indicada corresponde ao estágio final.

Figura 5.2-1

# BRASIL PRINCIPAIS TRONCOS DE TRANSMISSÃO IGUAL OU MAIOR QUE 345 kV ANO 2000

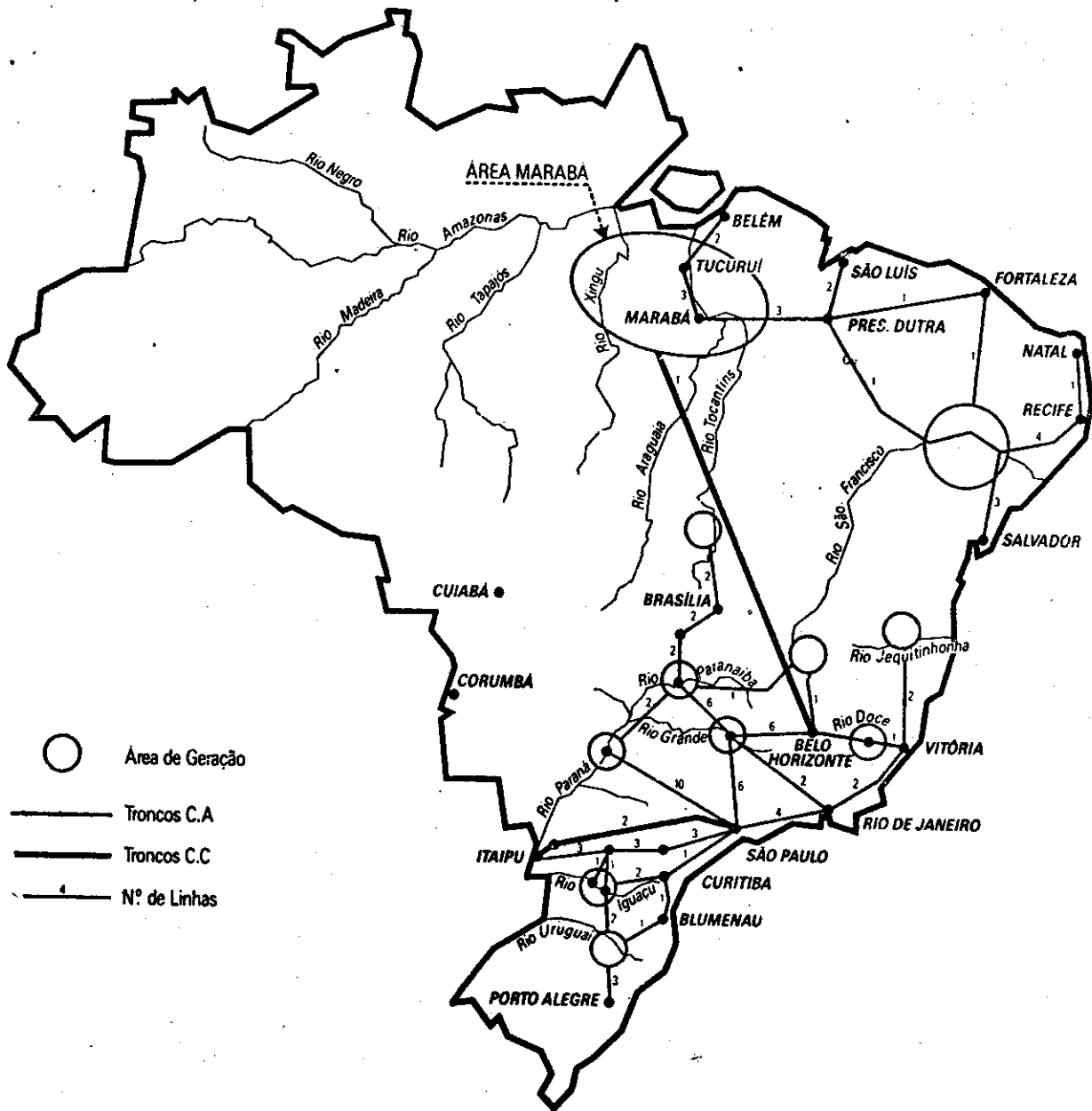
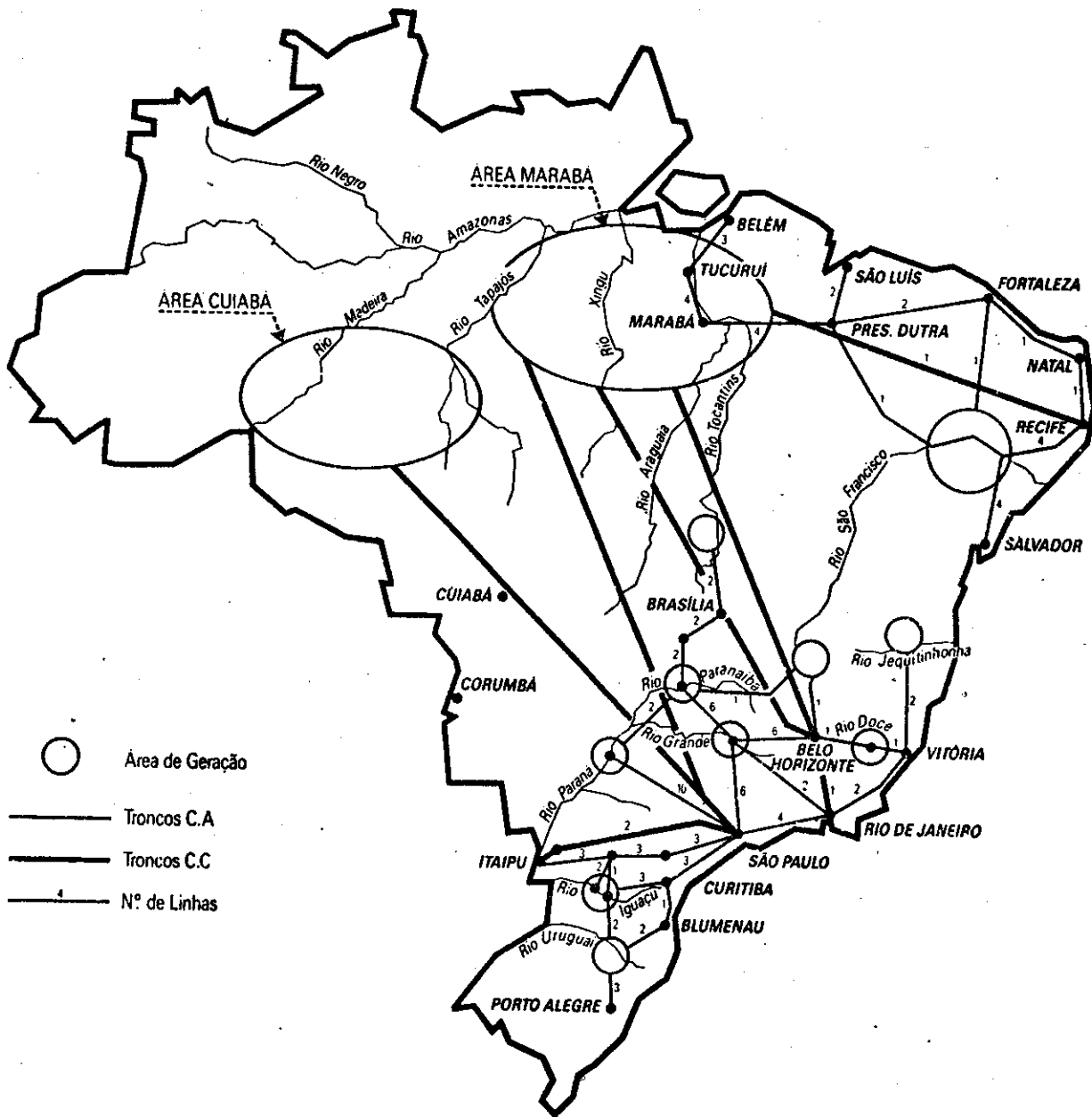


Figura 5.2-2

# BRASIL

## PRINCIPAIS TRONCOS DE TRANSMISSÃO IGUAL OU MAIOR QUE 345 kV ANO 2010



## 6. EXPANSÃO A MÉDIO PRAZO DO SISTEMA ELÉTRICO

### 6.1 Programa de Expansão da Geração

Existem no País dois grandes sistemas interligados (Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste/Sul). Fora destes dois, só existem cargas de algum porte em alguns sistemas isolados da região Norte.

A localização geográfica das principais usinas do parque gerador previsto para o ano 2001, para os grandes sistemas interligados e para os sistemas isolados, é apresentada em mapa anexo a este relatório.

#### 6.1.1 Sistema interligado Sudeste/Centro Oeste /Sul

As tabelas 6.1.1-1 e 6.1.1-2 apresentam, para o sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste/ Sul, o cronograma de entrada em operação e início de construção das usinas que compõem o programa de expansão da geração, no período 1987/2001.

O programa de obras apresentado permite o atendimento dos requisitos de energia do sistema interligado, porém com risco de déficit anual superior a 5% no biênio 1992/93.

A adequação da capacidade de atendimento, de forma a não exceder o risco anual de déficit de 5%, pode ser alcançada com um reforço de cerca de 500 MWano no período março/1992 a dezembro/1993.

Este reforço poderá ser obtido pelas seguintes alternativas, que isoladas ou parcialmente combinadas, atinjam o montante de geração necessário:

- antecipação e inclusão de usinas hidrelétricas de pequeno e médio porte, como Igarapava, Grão-Mogol e Santa Rita, na área da Cemig, e conjunto Pardo (UHE's Carrapato, Barreiro e S. José), conjunto Turvo (UHE's Talhado e Foz do Preto), conjunto Sapucaí (UHE's S. Rita, S. José, Anhanguera, Retiro, Monjolinho, S. Sebastião e S. Domingos), na área da Cesp;

- antecipação e uma maior contribuição na fase inicial de operação de Angra II;

- inclusão de unidades termelétricas utilizando derivados de petróleo, para as quais já existem estudos referentes à provável localização no Estado de São Paulo.

A seleção da alternativa mais adequada a ser adotada será efetuada, em 1988, no âmbito do GCPS, em função da nova projeção dos requisitos do mercado, prazos de execução dos projetos propostos e os respectivos custos.

A tabela 6.1.1-3 apresenta os riscos de déficit no período 1988/97 para o sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste/Sul, adotando-se o citado reforço. Como se observa o sistema apresenta-se atendido, dentro do critério de 5% para o risco de déficit anual.

TABELA 6.1.1-3  
SISTEMA INTERLIGADO SUDESTE/C. OESTE/SUL  
RISCO ANUAL DE DÉFICIT (%)  
1988/1997

ANO	SUL	SUDESTE/CENTRO-OESTE
1988	0	0
1989	0	1
1990	1	1
1991	3	3
1992	4	4
1993	4	5
1994	4	5
1995	4	4
1996	3	4
1997	3	4

### 6.1.2 Sistema interligado Norte/Nordeste

As tabelas 6.1.2-1 e 6.1.2-2 apresentam o cronograma de entrada em operação e início de construção das usinas que compõem o programa do sistema interligado Norte/Nordeste.

A irrigação pode ter uma significativa influência nas condições de atendimento do mercado, na medida em que contribui para a elevação da carga e simultaneamente provoca, em certos casos, uma redução na disponibilidade de geração das usinas hidrelétricas.

A energia elétrica consumida na irrigação é considerada nas projeções de mercado. Quanto à oferta de energia, a retirada de água para atender às necessidades da irrigação provoca

TABELA 6.1.1-1  
BRASIL  
PROGRAMA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1987/2001  
REGIÃO SUDESTE + C. OESTE

USINA		ESTADO	TIPO	POTÊNCIA PROGRAMADA (*) (MW)	No. UNID. PROG.	INÍCIO CONSTRUÇÃO	DATA PRIMEIRA MÁQUINA	DATA ÚLTIMA MÁQ. PROGRAMADA	DATA RESERVATÓRIO	INVEST. TOTAL A REALIZAR (10 <sup>6</sup> US\$)	ÁREA (km <sup>2</sup> )
NOME	BACIA										
C.Dourada-AMP	Paranaíba	GO	H	190	2	-	1987	1988	-	45,1	69,0
Rosana	Paranapanema	SP/PR	H	320	4	-	1987	1988	-	56,1	220,0
Três Irmãos	Tietê	SP	H	640	4	-	1989	1990	1988	557,5	710,0
Taquaruçu	Paranapanema	SP/PR	H	500	5 <sup>x</sup>	-	1989	1990	1989	227,5	105,3
Jaguara-AMP	Grande	MG	H	212	2	-	1990	1990	-	-	33,0
Santa Branca	Paraíba	SP	H	49	2	1987	1990	1990	-	24,8	27,1
Manso	Paraguai	MT	H	210	4	1987	1991	1992	1991	284,0	387,1
Porto Primavera	Paraná	SP/MS	H	1.800	18	-	1991	1994	1990	1593,7	2.139,0
Corumbá I	Paranaíba	GO	H	375	3	1988	1992	1993	1992	401,9	39,2
Nova Ponte	Paranaíba	MG	H	510	3	1987	1992	1992	1991	440,8	443,0
Angra II	-	RJ	T	1.245	1	-	1992	1992	-	-	-
Sapucaia	Paraíba	RJ/MG	H	300	3	1989	1992	1993	1992	272,3	4,2
Simplicio	Paraíba	RJ/MG	H	195	3	1989	1992	1993	-	195,7	5,3
Anta	Paraíba	RJ/MG	H	30	2	1988	1992	1993	1992	31,3	17,6
Serra da Mesa	Tocantins-SE	GO	H	1.200	3	1987	1993	1993	1991	820,1	1.782,7
Miranda	Paranaíba	MG	H	390	3	1987	1993	1993	1992	223,4	50,6
Itaocara	Paraíba	RJ	H	210	3	1989	1993	1993	1993	207,6	83,0
Serra do Facão	Paranaíba	GO	H	210	3	1989	1994	1994	1993	174,2	298,0
Cana Brava	Tocantins-SE	GO	H	480	4	1989	1994	1994	1993	332,5	100,5
Bocaina	Paranaíba	MG	H	200	2	1988	1994	1994	1993	143,6	332,0
Capim Branco	Paranaíba	MG	H	600	3	1989	1994	1994	1994	360,9	131,0
Igarapava	Grande	MG/SP	H	200	4	1989	1994	1995	1994	125,4	52,0
Foz Bezerra	Tocantins-SE	GO	H	360	2	1991	1995	1995	1994	257,8	714,6
Candonga	Doce	MG	H	70	1	1991	1995	1995	1995	77,3	1,2
Picada	Paraíba	MG	H	100	2	1991	1995	1995	1994	106,1	47,3
Formoso	S.Francisco-MG	MG	H	300	3	1990	1995	1995	1994	337,1	301,5
Sobragi	Paraíba	MG	H	110	2	1991	1995	1995	1995	94,7	2,3
Barra Peixe	Araguaia	MT/GO	H	280	4	1990	1995	1995	1994	163,2	674,0
Angra III	-	RJ	T	1.245	1	1987	1995	1995	-	1.140,0	-
Rosal	Paraíba	RJ/ES	H	58	2	1991	1995	1995	1995	52,5	5,7
Corumbá	Paranaíba	GO	H	235	2	1991	1996	1996	1996	293,4	110,0
Funil	Grande	MG	H	164	2	1991	1996	1996	1996	95,6	38,0
Buriti	Jequitinhonha	MG	H	69	1	1991	1996	1996	1995	69,2	1,3
Terra Branca	Jequitinhonha	MG	H	120	2	1991	1996	1996	1995	81,4	145,0
Franca Amaral	Paraíba	RJ/ES	H	32	2	1993	1996	1996	1996	28,8	0,8
Piraju	Paranapanema	SP	H	120	2	1992	1996	1996	1996	144,7	14,0
Peixe	Tocantins-SE	GO	H	1.112	4	1992	1997	1997	1996	709,0	940,0
Murta	Jequitinhonha	MG	H	90	1	1992	1997	1997	1996	117,6	27,0
Queimado	S.Francisco-MG	MG	H	113	1	1992	1997	1997	1996	83,6	35,0
Pilar	Doce	MG	H	89	1	1992	1997	1997	1996	123,9	14,3
Aimorés	Doce	MG	H	300	3	1992	1997	1997	1996	279,3	26,0
Baú	Doce	MG	H	43	1	1995	1998	1998	1997	69,2	4,2
Bananeiras II	S.Francisco-MG	MG	H	417	9	1994	1998	2000	1998	426,4	526,9
Pompeu	S.Francisco-MG	MG	H	55	2 <sup>x</sup>	1995	1998	1998	1998	61,9	20,0
Almenara	Jequitinhonha	MG	H	94	1	1994	1998	1998	1997	129,3	61,0
Descalvado	Ribeira	SP/PR	H	123	3	1994	1998	1999	1998	239,0	81,0
Mirador	Tocantins-SE	GO	H	106	2	1995	1999	1999	1998	121,8	28,0
Paulistas	Paranaíba	GO/MG	H	60	2	1995	1999	1999	1998	102,7	211,0
P.Estréla	Doce	MG	H	85	2	1995	1999	1999	1998	85,5	2,5
Mundo Novo	Paranaíba	GO/MG	H	67	2	1996	2000	2000	1999	96,6	144,0
São Miguel	Grande	MG	H	61	2	1996	2000	2000	1999	106,0	13,5
Turmalina	Jequitinhonha	MG	H	105	3	1996	2000	2000	2000	118,5	60,0
São Romão	S.Francisco-MG	MG	H	540	2	1997	2001	2001	2001	554,0	740,0
C.Magalhães	Araguaia	MT/GO	H	260	2	1997	2001	2001	2001	193,3	44,5

(\*) A potência programada representa o acréscimo de potência no período 1987/2001.

Nota: Em função dos estudos a serem realizados em 1988, de acordo com o descrito no item 3.1.1.1, esta tabela poderá vir a ser alterada, pela modificação dos cronogramas das hidrelétricas e pela eventual introdução de termelétrica de 700 MW, em São Paulo, a partir de 1992.

TABELA 6.1.1-2  
BRASIL  
PROGRAMA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1987/2001  
REGIÃO SUL

USINA		ESTADO	TIPO	POTÊNCIA PROGRAMADA (*) (MW)	No. UNID. PROG.	INÍCIO CONSTRUÇÃO	DATA PRIMEIRA MÁQUINA	DATA ÚLTIMA MÁQ. PROGRAMADA	DATA RESERVATÓRIO	INVEST. TOTAL A REALIZAR  (10 <sup>6</sup> US\$)	ÁREA  (km <sup>2</sup> )
NOME	BACIA										
Itaipu	Paraná	PR	H	8.400	12	-	1987	1991	-	2800,0	1.350,0
P.Médici B	-	RS	T	300	2	-	1987	1987	-	-	-
J.Lacerda IV	-	SC	T	315	1	-	1990	1990	-	300,6	-
Segredo	Iguaçu	FR	H	1.260	4	1987	1991	1992	1991	443,2	82,5
Jacuí	-	RS	T	315	1	-	1991	1991	-	13,3	-
Candiota III	-	RS	T	315	1	1988	1992	1992	-	-	-
D.Francisca	Jacuí	RS	H	125	2	1987	1992	1992	1992	359,8	-
Itá	Uruguai	RS/SC	H	1.620	6	1987	1992	1994	1992	136,2	20,0
Campos Novos	Uruguai	SC	H	726	3	1989	1993	1994	1992	961,6	138,5
Sto.Caxias	Iguaçu	PR	H	1.000	4	1989	1994	1995	1993	362,0	13,6
Machadinho	Uruguai	RS/SC	H	1.200	4	1988	1994	1994	1994	477,8	124,0
Mauá	Tibagi	PR	H	472	2	1991	1995	1995	1993	764,0	262,0
Monjolinho	Uruguai	RS	H	72	2	1990	1995	1995	1995	293,2	114,0
Carvão - 50MW	-	SC	T	200	4	1992	1995	1997	1994	63,5	5,9
Jataizinho	Tibagi	PR	H	192	3	1992	1996	1997	-	348,9	-
Cebolão	Tibagi	PR	H	194	2	1991	1996	1996	1996	132,1	31,7
Garabi - 50%	Uruguai	RS	H	900	6	1989	1996	1996	1995	124,8	25,7
Candiota IV	-	RS	T	315	1	1992	1996	1996	1995	502,0	800,0
Barra Grande	Uruguai	RS/SC	H	880	3	1990	1996	1996	-	518,9	-
Foz do Chopim	Iguaçu	PR	H	60	2	1993	1997	1997	1995	503,9	110,0
São Jerônimo	Tibagi	PR	H	444	2	1992	1997	1997	1996	49,0	0,5
Capanema	Iguaçu	PR	H	1.200	8	1993	1997	1998	1996	225,6	96,5
Pai Querê	Uruguai	RS/SC	H	288	2	1992	1997	1997	1996	484,6	87,0
Garibaldi	Uruguai	SC	H	430	2	1992	1997	1997	1997	210,1	61,0
Tel. Borba	Tibagi	PR	H	128	2	1993	1998	1998	1996	240,1	99,0
Fundão	Iguaçu	PR	H	154	2	1994	1998	1998	1997	113,5	16,3
Ilha Grande	Paraná	PR/MS	H	1.400	14	1990	1998	1998	1998	135,5	7,3
Candiota V	-	RS	T	315	1	1993	1998	1998	1997	1153,6	3.270,0
Carvão 1-125MW	-	SC	T	125	1	1993	1998	1998	-	518,9	-
São Roque	Uruguai	SC	H	360	2	1993	1998	1998	-	205,9	-
Ivatuva	Ivaí	PR	H	144	2	1994	1999	1999	1998	345,0	317,8
Foz do Alonzo	Ivaí	PR	H	138	2	1994	1999	1999	1998	139,3	31,9
Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	H	1.228	6	1994	1999	2000	1998	135,2	43,9
Carvão 2-125MW	-	SC	T	125	1	1994	1999	1999	1999	849,0	129,6
São João Ivaí	Ivaí	PR	H	98	2	1996	2000	2000	-	205,9	-
Candiota VI	-	RS	T	315	1	1996	2000	2000	1999	107,1	24,0
Xanxerê	Uruguai	SC	H	25	2	1997	2000	2000	-	518,9	-
Voltão Novo	Uruguai	SC	H	45	2	1997	2000	2000	2000	44,0	3,3
Ubaúna	Ivaí	PR	H	122	2	1997	2000	2000	1999	70,4	1,5
B. Vista Ivaí	Ivaí	PR	H	96	2	1997	2001	2001	2001	140,0	25,0
Candiota VII	-	RS	T	315	1	1997	2001	2001	2001	97,0	30,0
Itapiranga	Uruguai	RS/SC	H	1.160	8	1995	2001	2001	-	431,5	-
									2000	836,6	165,5

(\*) A potência programada representa o acréscimo de potência no período 1987/2001.

TABELA 6.1.2-1  
BRASIL  
PROGRAMA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1987/2001  
REGIÃO NORTE

USINA		ESTADO	TIPO	POTÊNCIA PROGRAMADA (*) (MW)	No. UNID. PROG.	INÍCIO CONSTRUÇÃO	DATA PRIMEIRA MÁQUINA	DATA ÚLTIMA MÁQ. PROGRAMADA	DATA RESERVATÓRIO	INVEST. TOTAL A REALIZAR  (10 <sup>9</sup> US\$)	ÁREA  (km <sup>2</sup> )
NOME	BACIA										
Tucuruí I	Tocantins-N	PA	H	1.980	6	-	1987	1989	-	268,5	2.430,0
Tucuruí II	Tocantins-N	PA	H	1.320	4	1989	1994	1995	-	780,7	2.430,0
Cararaó	Xingu	PA	H	6.300	12	1992	1999	2001	1998	3.316,5	1.225,0
Santa Isabel	Araguaia	PA	H	660	3	1995	2001	2001	2000	1.810,1	3.746,3

TABELA 6.1.2-2  
BRASIL  
PROGRAMA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1987/2001  
REGIÃO NORDESTE

USINA		ESTADO	TIPO	POTÊNCIA PROGRAMADA (*) (MW)	No. UNID. PROG.	INÍCIO CONSTRUÇÃO	DATA PRIMEIRA MÁQUINA	DATA ÚLTIMA MÁQ. PROGRAMADA	DATA RESERVATÓRIO	INVEST. TOTAL A REALIZAR  (10 <sup>9</sup> US\$)	ÁREA  (km <sup>2</sup> )
NOME	BACIA										
Itaparica	S.Francisco-NE	BA/PE	H	1.500	6	-	1988	1989	1987	597,5	835,0
B.Esperança-AMP	Parnaíba	PI	H	126	2	1988	1989	1989	-	31,1	363,0
P.Cavalo	Paraguaçu	BA	H	300	2	1987	1992	1992	-	204,3	163,3
Xingó	S.Francisco-NE	AL/SE	H	3.000	6	1987	1992	1994	1992	1.551,9	85,0
Itapebi	Jequitinhonha-NE	BA	H	617	3	1991	1995	1996	1995	458,2	65,0
Belém	S.Francisco-NE	BA/PE	H	672	6	1992	1997	1998	1997	717,6	338,0
Pedra Branca	S.Francisco-NE	BA/PE	H	1.088	7	1992	1998	1999	1997	1.290,3	1.352,5
Turbina a Gás	-	AL	T	120	6	1988	1988	1988	-	60,0	-
Turbina a Gás	-	-	T	200	10	1991	1991	1992	-	100,0	-

(\*) A potência programada representa o acréscimo de potência no período 1987/2001.



uma redução na sua disponibilidade. A quantificação desta influência deve levar em conta a localização dos projetos de irrigação, a tecnologia utilizada com o consequente consumo de água e hipóteses de eventual retorno de parcela desta água para o rio.

As avaliações efetuadas até agora evidenciaram que a influência da irrigação na disponibilidade de geração só é significativa na bacia do São Francisco. Desta forma, a influência da irrigação na disponibilidade de geração foi considerada apenas para o sistema interligado Norte/Nordeste.

O Programa de Irrigação do Nordeste - Proine estabeleceu como meta, a ser alcançada em 1991, a irrigação de uma área de cerca de 1.000.000 ha na região Nordeste, dos quais cerca de 530.000 ha localizam-se na bacia do rio São Francisco, a montante da barragem de Sobradinho, produzindo uma perda de energia que influi decididamente nas condições de atendimento do sistema.

A hipótese adotada, para a quantificação da influência da irrigação ao sistema Norte/Nordeste foi de um desenvolvimento mais moderado do programa a montante de Sobradinho, de forma a se alcançar os 530.000 ha em 1995, partindo-se de um valor estimado de 53.000 ha em 1988.

As vazões retiradas foram calculadas a partir de um índice médio de 0,35 m<sup>3</sup>/s/1000 ha, o que implica num valor de 19 m<sup>3</sup>/s em 1988, atingindo 186 m<sup>3</sup>/s em 1995, o que resulta numa redução de geração de cerca de 500 MWano neste último ano.

Para compensar os efeitos da perda de capacidade de geração devido à irrigação, foram adotadas as seguintes modificações no cronograma de obras, em relação à versão preliminar do Plano 2010:

- antecipação de junho de 1993 para outubro de 1992 da UHE Xingó;
- antecipação de 1996 para 1995 da UHE Itapebi
- operação no nível 74 m da UHE Tucuruí, a partir de 1992;
- atualização dos cronogramas físicos das hidrelétricas de Boa Esperança e Pedra do Cavalo;
- inclusão de uma usina termelétrica a gás de 120 MW em junho de 1988.

Estas alterações na programação de obras fazem com que as condições de atendimento do sistema Norte/Nordeste, avaliadas através do risco de déficit anual, fiquem pouco acima do critério de 5% nos anos de 1992/93 e 1997.

A adequação do sistema ao nível de 5% de risco, nestes anos, pode ser obtido através de uma das duas alternativas abaixo:

- antecipação do aumento da capacidade de interligação Norte/Nordeste, em cerca de 400 MW, no início de 1992, e elevação do nível de geração do parque térmico existente através da modificação das regras de operação;
- inclusão de unidades térmicas consumindo gás natural ou derivados de petróleo, na faixa de 200 MW, a partir de 1991, e elevação do nível de geração do parque térmico através da modificação das regras de operação.

A escolha da melhor alternativa deverá ser realizada, em 1988, no âmbito do GCPS, inclusive com a consideração da atualização das projeções de mercado.

As condições de atendimento ao mercado podem ser avaliadas através da tabela 6.1.2-3, onde estão apresentados os riscos de déficit, no período 1988/97, para a primeira alternativa. Como se observa, o sistema apresenta-se atendido dentro do critério de 5% para o risco de déficit anual, a menos de 1988.

TABELA 6.1.2-3  
SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE  
RISCO ANUAL DE DÉFICIT (%)  
1988/1997

ANO	NORTE	NORDESTE
1988	0	9
1989	0	2
1990	1	1
1991	2	2
1992	5	5
1993	3	4
1994	2	3
1995	3	4
1996	2	3
1997	3	4

### 6.1.3 Sistemas eletricamente isolados

Em 1985, os sistemas isolados, concentrados principalmente nas regiões Norte e Centro-Oeste, foram responsáveis por 1,1% do mercado total de energia elétrica, consumindo 1,8 TWh. Alimentados fundamentalmente por unidades geradoras a derivados de petróleo, utilizaram ao longo do ano 295.000t de óleo combustível e 328 milhões de litros de óleo diesel, representando, respectivamente, 3% e 1,7% do consumo nacional destes dois energéticos.

O conjunto de localidades hoje supridas por geração local, em função das características e das soluções alternativas de atendimento, podem ser divididas em três grandes grupos:

- sistemas elétricos de capitais de Estados e Territórios localizados exclusivamente na região Norte;
- sistemas envolvendo uma ou mais localidades, sedes municipais, distritos, vilas e povoados;
- grandes complexos industriais (agro-indústrias e minerações), geralmente autoprodutores, que não serão aqui tratados.

Os sistemas isolados do primeiro grupo totalizaram, ao final de 1986, uma potência instalada de 545 MW, com uma geração bruta associada, naquele ano, de 1.708 GWh.

A tabela 6.1.3-1, a seguir, apresenta o programa de obras de geração no período 1987-1996 para os sistemas isolados do primeiro grupo, e algumas hidrelétricas de médio porte, previstas para sistemas do segundo grupo.

A partir deste programa, todas as capitais de Estados e Territórios da região Norte passarão a ser supridas por usinas hidrelétricas, complementadas ou não por unidades termelétricas.

O segundo grupo é constituído por 229 sistemas

isolados, que, hoje, possuem uma capacidade instalada de 361,5 MW, dos quais 16% são constituídas por hidrelétricas e 84% por termelétricas.

A dimensão de mercado e o nível de incerteza quanto à sua evolução não permitem que seja formulado um programa de obras para estes sistemas num horizonte maior do que 5 anos, cabendo o estabelecimento de uma política de acompanhamento, de modo que o desenvolvimento das comunidades por eles atendidas não venha a ser prejudicado por insuficiência de oferta de energia. Até 1991, é previsto que o número de sistemas isolados diminua para 194, com um mercado total de cerca de 432,4 MWh por ano. A tabela 6.1.3-2 mostra o número de unidades e a potência das principais usinas de pequeno porte programadas para o período 1987/1991.

### 6.2 Programa de expansão do sistema de

## transmissão e distribuição

A configuração do sistema de transmissão, prevista para 1996, para os grandes sistemas interligados (Norde/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste Sul), e os principais sistemas isolados da região Norte, é apresentada, de forma simplificada, em mapa anexo a este relatório.

Como comentário geral relativo à transmissão, pode-se afirmar que o sistema planejado até 1996 apresenta reduzidas margens de tolerância com relação às datas previstas para implantação das instalações correspondentes. Assim sendo, eventuais atrasos nos programas de obras podem submeter o sistema a inadequadas condições de operação e, até mesmo, a indesejadas medidas de racionamento e cortes de carga.

No que concerne à distribuição (urbana e rural), o detalhamento de metas físicas foi estabelecido para um horizonte mais próximo, até 1991, embora se tenha avaliado os investimentos a mais longo prazo. As tabelas 6.2-1 e 6.2-2 apresentam as metas previstas para o período 1987/1991.

TABELA 6.1.3-1  
BRASIL  
PROGRAMA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO - 1987/1996  
PRINCIPAIS SISTEMAS ISOLADOS

USINA		ESTADO	TIPO	POTÊNCIA PROGRAMADA (MW)	No. UNID. PROG.	INÍCIO CONSTRUÇÃO	DATA PRIMEIRA MÁQUINA	DATA ÚLTIMA MÁQ. PROGRAMADA	DATA RESERVATÓRIO	INVEST. TOTAL A REALIZAR (10 <sup>6</sup> US\$)	ÁREA (km <sup>2</sup> )
NOME	BACIA										
Rio Branco-GAS	-	AC	T	30	3	1988	1988	1989	-	27,9	-
Manaus-GAS	-	AM	T	104	4	-	1988	1988	-	15,8	-
Balbina	Uatumã	AM	H	250	5	-	1988	1989	1987	155,1	2.346,0
Santana(Macapá)	-	AP	T	30	3	1987	1988	1989	-	35,4	-
Porto Velho-GAS	-	RO	T	60	3	1987	1988	1988	-	5,4	-
Samuel	Madeira	RO	H	217	5	-	1989	1990	1988	220,8	647,8
Manaus II	-	AM	T	50	2	1988	1990	1990	-	28,0	-
Caiabis	Teles Pires	MT	H	30	3	1987	1990	1991	-	50,8	-
Apiacás	Apiacás	MT	H	19	4	1987	1990	1991	1989	21,5	2,9
Curúá-Una-AMPL	Curúá-Una	PA	H	10	1	1988	1990	1990	-	16,0	78,0
Aparai	Maicuru	PA	H	35	4	1987	1990	1991	1990	80,5	42,1
Avila	Avila	RO	H	28	4	1988	1990	1991	1990	81,8	9,5
Paredão	Camaquã	RR	H	27	3	1988	1990	1991	1990	73,0	5,6
Rondônia(Tapanã)	-	RO	T	50	2	1988	1991	1991	-	100,0	-
Coar.Nunes-AMPL	Araguari	AP	H	30	1	1989	1992	1992	-	26,9	23,3
Cach.Porteira I	Trombetas	PA	H	700	4	1990	1995	1996	1995	672,0	911,0
Jiparaná I	Jiparaná	RO	H	512	4	1991	1996	1997	1995	442,9	1.000,0

TABELA 6.1.3-2  
BRASIL  
NÚMERO DE UNIDADES E POTÊNCIA A INSTALAR  
SISTEMAS ELETRICAMENTE ISOLADOS DE PEQUENO PORTE  
1987/1991

ESTADO	USINA								TOTAL (kW)
	UHE		PCH		PCT-L		GD		
	Nº DE UNIDADES	POT. (kW)	Nº DE UNIDADES	POT. (kW)	Nº DE UNIDADES	POT. (kW)	Nº DE UNIDADES	POT. (kW)	
Amazonas	-	-	2	2.600	4	33.500	Diversos	11.200	47.300
Pará	5	45.000	-	-	-	-	Diversos	30.825	75.825
Rondônia	1	7.000	4	9.500	-	-	Diversos	68.332	84.832
Roraima	-	-	3	3.800	-	-	Diversos	5.216	9.016
Acre	-	-	-	-	-	-	Diversos	9.800	9.800
Amapá	-	-	2	10.000	-	-	Diversos	2.428	12.428
Goiás	1	3.000	-	-	-	-	-	-	3.000
Mato Grosso	5	65.440	-	-	-	-	Diversos	81.400	146.840
Mato G. do Sul	1	4.000	-	-	1	1.500	-	-	5.500
Total	13	124.440	11	25.900	5	35.000	Diversos	209.201	394.541

UHE - Usina hidrelétrica;  
PCH - Pequena central hidrelétrica;  
PCT-L - Pequena central térmica a lenha;  
GD - Grupo diesel motor/gerador.

TABELA 6.2-1  
BRASIL  
METAS DA DISTRIBUIÇÃO URBANA  
1987/1991

ITEM	EXTENSÃO km	TRANSFORMAÇÃO	
		UNIDADES	MVA
Rede aérea	304.750	254.400	10.630
Rede subt.	920	1.300	570

TABELA 6.2-2  
BRASIL  
METAS DO PLANO DE ELETRIFICAÇÃO RURAL  
1987/1991

REGIÃO	Nº DE PROPRIEDADES A ELETRIFICAR	EXTENSÃO DAS REDES km
Sul	183.000	75.200
Sudeste	226.000	106.900
C. Oeste	26.000	34.200
Nordeste	114.000	79.100
Norte	7.000	7.300
Total	556.000	302.700

## 7. PERSPECTIVAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS

### 7.1 Alguns conceitos básicos

Diante da predominância da geração hidrelétrica no País, o Setor Elétrico é extremamente capital-intensivo. Desta forma, suas despesas operacionais - gastos com pessoal, materiais e combustíveis - representaram, nos últimos anos, cerca de 30% da arrecadação tarifária paga pelos consumidores, que é composta pela receita tarifária, pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE) e pelo Empréstimo Compulsório (EC).

O investimento remunerável é constituído pelo valor dos bens e instalações em serviço, inclusive juros durante a construção e deduzida a reserva de depreciação, pelo capital de giro e "conta de resultados a compensar" (CRC). Seu valor contábil é corrigido mensalmente pela variação da OTN (anteriormente, da ORTN).

O regime da concessão prevê a cobertura pela receita do "custo do serviço" da concessionária. Este custo, aprovado anualmente pelo poder concedente (DNAEE), compreende, além das despesas operacionais, das quotas de reintegração e da quota de reversão, 10 a 12% do valor do investimento remunerável, a título de remuneração do investimento. Quando a remuneração do investimento é inferior ao mínimo legal, a perda da concessionária é acrescida à conta de resultados a compensar (CRC). Desde 1977 a taxa de remuneração é inferior ao mínimo legal (10%). Em consequência, as concessionárias vêm registrando perdas que se acumulam na CRC, cujo valor, em 1987, é de cerca de US\$ 7.5 bilhões.

Com base nestes conceitos, são definidos os seguintes índices, utilizados para uma análise global de desempenho econômico-financeiro do Setor Elétrico:

- Taxa líquida de retorno - razão entre a arrecadação tarifária, subtraída as despesas operacionais e as quotas de reintegração, e o investimento remunerável, subtraída a CRC.
- Taxa de remuneração do investimento - razão entre a remuneração do investimento e o investimento remunerável, subtraída a CRC.
- Taxa de investimento - razão entre o investimento anual e o investimento remunerável, subtraída a CRC.
- Taxa de autofinanciamento - razão entre os recursos disponíveis para investimento (arrecadação tarifária, subtraída do serviço da dívida e das despesas operacionais) e o investimento remunerável, subtraída a CRC.

- Taxa de juros de referência - corresponde à multiplicação da "Libor", somada ao valor do "spread", pela razão entre as variações, durante o ano, da taxa de câmbio e da OTN (anteriormente, da ORTN).

- Arrecadação tarifária média - razão entre a arrecadação tarifária e a venda total de energia elétrica.

## 7.2 Evolução econômico-financeira do setor elétrico

O Setor Elétrico é um dos maiores investidores do País. A tabela 7.2-1 mostra que o seu investimento cresceu praticamente sem interrupção entre 1970 e 1982, passando de 1,7 a 4,6 bilhões de dólares, representando em média cerca de 2% do PIB (Produto Interno Bruto) e 9% da FBCF. A partir deste ano, o investimento diminuiu fortemente, por razões que serão analisadas adiante.

A tabela 7.2-2 mostra a evolução dos principais indicadores econômico-financeiros do Setor Elétrico, entre 1968 e 1986, em três períodos, que corresponderam, aproximadamente, aos ciclos da economia brasileira. Por ela, pode-se notar a progressiva deterioração da situação econômico-financeira do setor.

TABELA 7.2-1  
BRASIL  
INVESTIMENTOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA  
1970/1986  
[10<sup>9</sup> US\$(85)]

ANO	PIB		FBCF		INVESTIMENTOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA		FBCF/ PIB	INVESTIMENTOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA/ PIB		INVESTIMENTOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA/ FBCF		CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA(1)	
	VARIACÃO		VARIACÃO		VARIACÃO			%	%	%	TWh	VARIACÃO % a.a.	
	10 <sup>9</sup> US\$	% a.a.	10 <sup>9</sup> US\$	% a.a.	10 <sup>9</sup> US\$	% a.a.							
1970	90,6	-	18,6	-	1,7	-	20,5	1,9	9,1	38,0	-		
1971	100,8	11,3	21,3	14,5	1,9	11,8	21,1	1,9	8,9	42,8	12,6		
1972	113,0	12,1	23,8	11,7	2,2	15,8	21,1	1,9	9,2	47,9	11,9		
1973	128,9	14,0	29,9	25,6	2,3	4,5	23,2	1,8	7,7	54,8	14,5		
1974	140,5	9,0	35,7	19,4	2,6	13,0	25,4	1,9	7,3	61,5	12,9		
1975	147,8	5,2	39,6	10,9	3,0	15,4	26,8	2,0	7,6	67,9	10,5		
1976	162,3	9,8	37,5	-5,3	3,3	10,0	23,1	2,0	8,8	77,2	13,7		
1977	169,8	4,6	37,4	0,0	3,6	9,1	22,0	2,1	9,6	86,9	12,5		
1978	177,9	4,8	40,2	2,5	4,1	13,9	22,6	2,3	10,2	96,8	11,4		
1979	190,7	7,2	42,9	6,7	4,0	-2,4	22,5	2,1	9,3	109,2	12,8		
1980	208,1	9,1	46,6	8,6	3,9	-2,5	22,4	1,9	8,4	120,3	10,2		
1981	201,2	-3,3	44,9	-3,6	4,3	10,3	22,3	2,1	9,6	123,7	2,8		
1982	203,0	0,9	41,0	-8,7	4,6	7,0	20,2	2,3	11,2	131,5	6,3		
1983	197,9	-2,5	31,1	-24,1	3,6	-21,7	15,7	1,8	11,6	140,4	6,8		
1984	209,2	5,7	34,5	10,9	3,3	-8,3	16,5	1,6	9,6	157,2	11,9		
1985	226,6	8,3	40,8	18,3	3,6	9,1	18,0	1,6	8,8	172,3	9,6		
1986(2)	245,2	8,2	50,3	23,4	3,4	-5,6	20,5	1,4	6,8	185,6	7,7		

(1) Inclui Autoprodutores;

(2) Valores preliminares.



TABELA 7.2-2  
BRASIL  
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA  
EVOLUÇÃO DOS PRINCIPAIS INDICADORES  
ECONÔMICO-FINANCEIROS  
1968/1986

INDICADORES	PERÍODOS		
	1968/1975	1976/1978	1979/1986
Taxas Médias de Crescimento (% a.a.)			
Demanda	11,8	11,9	7,0
Investimento	18,4	11,8	-2,7
Tarifa	6,9	-5,3	-4,3
Taxa Líquida de Retorno (%)	16,6	18,9	13,1
Remuneração	9,5	8,5	5,9
RGR, IUUE, EC	7,1	10,4	7,2
Taxa de Juros de Referência (%)	4,5	7,4	19,6
Taxa de Investimento (%)	24,9	34,5	23,6
Taxa de Autofinanciamento (%)	14,3	15,3	-2,8

### 7.3 O Plano de Recuperação Setorial (PRS)

A gravidade da situação em que se encontrava em 1985 levou o Setor Elétrico a elaborar o Plano de Recuperação Setorial (PRS), aprovado pelo Governo Federal em novembro deste mesmo ano, com os seguintes objetivos:

- adequar o Setor Elétrico ao cumprimento das metas e objetivos expressos no I PND da Nova República, assegurando o fornecimento de energia elétrica essencial ao desenvolvimento;
- promover de imediato, com precedência a outros objetivos, a recuperação econômica e financeira do Setor;
- dotar as entidades envolvidas na problemática do Setor Elétrico a nível setorial (MME, Eletrobrás, DNAEE, empresas concessionárias) e a nível governamental (Seplan, Ministério da Fazenda), além de órgãos de financiamento (BIRD, BID) e fornecedores (empreiteiros, fabricantes de equipamentos), de referencial confiável que permita um ordenamento de ações consequente e passível de acompanhamento ao longo do tempo, ações essas que contemplem, na medida do possível, os legítimos interesses desses vários grupos de agentes.

Dentre as medidas propostas destacam-se as seguintes:

- aumento das tarifas, visando a melhorar as taxas de retorno e promover a racionalização e conservação no uso da energia elétrica;
- capitalização do Setor Elétrico em complementação ao insuficiente autofinanciamento;
- ressarcimento pelo Governo Federal dos investimentos realizados nas usinas nucleares de Angra I, II e III, excedentes aos custos da alternativa hidrelétrica deslocada;

- programação dos investimentos em ritmo compatível com a recuperação econômico-financeira do Setor.

- aumento da eficiência e produtividade das concessionárias.

O PRS foi revisto em 1986 e hoje se constitui no instrumento de planejamento a curto prazo do Setor Elétrico, e como tal deverá ser atualizado anualmente.

#### 7.4 Perspectivas para o período 1987/1996

##### 7.4.1 Programa de investimentos

A realização do programa de obras previsto no Plano 2010 implica o investimento médio anual, incluindo Itaipu, em dólares de 1986, de US\$ 6,4 bilhões/ano no período 1987/1991 e de US\$ 7,5 bilhões/ano período 1992/1996, de acordo com a tabela 7.4.1-1. Observe-se que os investimentos em geração referem-se apenas à construção de novas usinas, não estando incluídos os gastos em manutenção e recuperação das usinas existentes.

Do primeiro quinquênio para o segundo, o programa de investimentos cresce cerca de 17% enquanto a demanda cresce 39,3%. Conseqüentemente, desde que a receita tarifária média seja, em termos reais, constante ou crescente, a taxa de autofinanciamento tende a crescer. Ao mesmo tempo, observa-se sensível declínio na taxa de investimento, que se reduz de 18,0% no quinquênio 87/91 para 12,9% em 92/96.

TABELA 7.4.1-1  
BRASIL  
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE INVESTIMENTOS  
1987/1996

[109 US\$(86)]

ESPECIFICAÇÃO	MÉDIA ANUAL DE INVESTIMENTOS			
	1987/1991		1992/1996	
	(US\$)	(%)	(US\$)	(%)
Geração	3,4	53,1	3,6	48,0
Transmissão	1,7	26,6	2,1	28,0
Distribuição	0,9	14,1	1,3	17,3
Instalações Gerais	0,4	6,2	0,5	6,7
Total	6,4	100,0	7,5	100,0

Este quadro define um programa de expansão que apresenta características bastante favoráveis a um equacionamento econômico-financeiro adequado uma vez que, proporcionalmente ao porte do Setor Elétrico, a necessidade de recursos tarifários para financiar a expansão se reduz ao longo do tempo.

##### 7.4.2 Evolução econômico-financeira

O Plano de Recuperação Setorial contém as medidas indispensáveis para que o Setor Elétrico ultrapasse a crise em que está mergulhado.

Estas medidas visam a restabelecer as condições para uma expansão econômico-financeira equilibrada e têm como objetivo essencial corrigir a distorção atual, onde a taxa líquida de retorno é inferior à taxa média ponderada dos juros dos recursos captados, correção indispensável para reforçar a capacidade de investimento do Setor Elétrico, cujo programa de expansão vem sendo mantido em níveis inferiores aos necessários.

Sob o ângulo financeiro, é necessário a curto prazo, o reescalonamento da dívida setorial, bem como a transformação em dívida de longo prazo dos recursos obtidos através dos Avisos 9 e 10 do Ministério da Fazenda. Qualquer alternativa financeira deverá, entretanto, ter um custo inferior ao retorno dos ativos, sem o que só se estará adiando os problemas atuais.

Em paralelo ao processo de recuperação das tarifas, é essencial garantir ao Setor os recursos comprometidos pelo Governo Federal, seja sob a forma de aporte de capital, seja sob a forma de ressarcimento dos investimentos com as usinas nucleares excedentes ao custo das hidrelétricas deslocadas.

Com as medidas preconizadas no PRS e com a redução relativa do volume de investimentos e, conseqüentemente, da taxa de investimento, o Setor Elétrico, no período 1992/1996, deverá recuperar sua capacidade de autofinanciamento e de mobilização dos recursos complementares necessários ao financiamento do seu programa de investimentos.

A partir de 1991, admite-se que, cessada a fase de recuperação, o Setor passará a pagar dividendos aos Governos Estaduais e ao Governo Federal, deixando de contar com a reinversão automática. Esta condição propicia a ampliação do quadro de acionistas, permitindo a "abertura" efetiva do capital das empresas.

A garantia de uma taxa de retorno satisfatória permite ainda prever-se um padrão de financiamento baseado na associação voluntária dos capitais disponíveis, que, através das agências de financiamento ou mesmo sob novas formas de participação, estarão dispostos a associar-se aos projetos apresentados pelo Setor.

A arrecadação tarifária assume papel fundamental na garantia de uma taxa de retorno satisfatória. Por outro lado, é indispensável que a tarifa brasileira seja competitiva em relação aos padrões internacionais. Face às características do sistema elétrico brasileiro, o principal componente dos custos decorre do ativo imobilizado. Deste modo, é necessário um permanente esforço de racionalização e redução nos custos dos empreendimentos, hoje fortemente afetados por aumentos nos custos financeiros, decorrentes de dilatações nos prazos de execução das obras. A recuperação da capacidade financeira do Setor constitui uma etapa fundamental do processo de diminuição de seus custos, pois, com uma programação financeira adequada, haverá de imediato uma redução das despesas financeiras e mesmo dos custos diretos, uma vez que os riscos incorporados aos preços contratuais podem ser reduzidos.

Nas simulações realizadas foram adotadas duas restrições básicas:

- índice de equilíbrio econômico (IEE) igual ou superior à unidade.

Este índice é a razão entre a taxa média do retorno do ativo e da taxa de juros de referência, onde a taxa média do retorno do ativo é o resultado da média ponderada dos seguintes componentes:

- . taxa de retorno dos investimentos em operação;
- . taxa de retorno dos investimentos em construção;
- . taxa de dividendos do capital aplicado em Itaipu;
- . taxa de juros dos empréstimos a Itaipu.

- índice de recursos extra-setoriais inferior a 60%.

Este índice é a razão entre empréstimos extra-setoriais para investimento e o investimento total. No cálculo deste indicador, admite-se que a parcela de amortização do principal da dívida que ultrapassa o valor das quotas de reintegração do ativo imobilizado é refinanciada. Em consequência, este valor é abatido dos empréstimos extra-setoriais, permitindo calcular-se o montante que efetivamente é captado para financiar o programa de investimentos. É prática usual adotar-se o limite máximo de 70% para este índice. A fim de deixar alguma margem para cobertura de incertezas, dentre as quais uma possível aceleração da demanda e consequente aceleração dos investimentos na próxima década, foi adotado o limite de 60%.

Uma condicionante de extrema importância é a taxa de juros. Nas simulações adotou-se como hipótese básica uma taxa média de juros de 11,5%, que representa um valor bastante elevado em se tratando de taxa real, mas reflete a realidade dos custos financeiros debitados ao Setor, que compreendem, além da taxa básica, "spread" e outras taxas adicionais, a parcela do imposto de renda das remessas de juros que, por tradição de mercado, são arcadas pelo tomador. Cabe lembrar que, na fixação da taxa de câmbio, a inflação externa não tem sido considerada, transformando as taxas nominais de juros do mercado internacional em taxas reais para o Setor Elétrico.

Alternativamente, supôs-se uma redução da taxa de juros de 11,5% para 9%, que corresponde à eliminação da parcela do imposto de renda das remessas de juros para o exterior.

A tabela 7.4.2-1 mostra a evolução dos indicadores econômico-financeiros para as seguintes alternativas:

- Alternativa I: taxa de juros de referência 11,5%;
- Alternativa II: taxa de juros de referência 9,0%.

TABELA 7.4.2-1  
BRASIL  
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA  
EVOLUÇÃO DOS PRINCIPAIS INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS  
1987/1996

ESPECIFICAÇÃO	ALTERNATIVA I		ALTERNATIVA II	
	1987/91	1992/96	1987/91	1992/96

Taxa Líquida de Retorno(Z)	14,2	14,4	12,9	12,9
Taxa de Juros (Z)	11,5	11,5	9,0	9,0
Taxa de Investimento (Z)	18,0	12,9	18,0	12,9
Taxa de Autofinanciamento (Z)	4,0	6,4	4,2	6,3
Arrecadação Tarifária				
Média (US\$(Dez/86)/MWh)	52,6	62,3	50,3	59,2
Índice de Recursos				
Extra-setoriais (Z)	56,7	54,1	55,7	55,9

---

A análise desta tabela mostra a necessidade do rápido aumento do nível tarifário médio, que, em 1987 foi de US\$ 41,2/MWh, a fim de que possa ser atingido o valor médio previsto para o período 1987/91, que deverá ser de US\$ 52,6/ kWh na alternativa I.

Uma vez feita a recuperação tarifária, as perspectivas do quinquênio 1992/96 são satisfatórias, permitindo, com pequena elevação de tarifa, a realização do investimento médio anual de US\$ 7,5 bilhões, havendo mesmo espaço para um eventual aumento deste nível como consequência de taxas de crescimento maiores da economia, desde que mantida a elasticidade-renda do consumo de eletricidade. Naturalmente, um aumento nos custos unitários dos empreendimentos poderia vir a comprometer este quadro satisfatório.

### 7.5 Conclusões

- O programa de obras previsto no Plano 2010 que corresponde a investimentos médios anuais, em dólar de 1986, de US\$ 6,4 bilhões/ano, no período 1987/91, e de US\$ 7,5 bilhões/ano, no período 1992/96, é economicamente viável com uma arrecadação tarifária média competitiva em termos internacionais. Em contrapartida, é necessário que os custos dos investimentos sejam igualmente competitivos, mantendo-se nos níveis previstos no Plano.
- O quadro econômico-financeiro, cuja análise foi feita considerando o Setor Elétrico de modo consolidado, pressupõe implicitamente a existência de mecanismos institucionais que viabilizem a alocação dos recursos setoriais, de modo a garantir o atendimento da demanda através das alternativas de menor custo, minimizando desta forma o preço a ser pago pelo consumidor.
- A garantia de uma taxa de retorno satisfatória para os investimentos frente à taxa de juros é condição indispensável não só ao equilíbrio econômico-financeiro do Setor, como também para que os preços dos serviços de energia elétrica sejam um sinal eficaz na alocação de recursos dentro da economia nacional.
- A recuperação econômico-financeira do Setor e o restabelecimento de níveis satisfatórios de rentabilidade permitem prever a mobilização voluntária da poupança.

disponível no financiamento dos projetos por ele apresentados.

- A garantia de uma taxa de retorno satisfatória permite ainda considerar a abertura efetiva do capital das empresas e o desenvolvimento de novas formas de participação do setor privado no financiamento dos projetos do Setor.

- A situação econômico-financeira no início da projeção exige a continuidade do Plano de Recuperação Setorial-PRS, cujas principais medidas podem ser sintetizadas em:

- . recuperação tarifária visando melhorar as taxas de retorno e promover a racionalização no uso da energia elétrica;

- . capitalização do Setor Elétrico em complementação ao insuficiente autofinanciamento;

- . ressarcimento pelo Governo Federal dos investimentos realizados nas usinas nucleares, excedentes aos custos da alternativa hidrelétrica deslocada;

- . programação dos investimentos em ritmo compatível com a recuperação econômico financeira do Setor;

- . aumento da eficiência e produtividade das concessionárias.

- Sob o ângulo financeiro, é necessário o refinanciamento parcial da dívida setorial através dos mecanismos de "roll over", bem como a transformação em dívida de longo prazo dos débitos correspondentes aos Avisos 9 e 10 do Ministério da Fazenda.

## 8. ESTUDOS INSTITUCIONAIS

### 8.1 Condicionantes da revisão institucional

A revisão institucional do Setor Elétrico foi motivada por uma série de problemas que refletem as inadequações, quer dos seus regulamentos, quer da sua organização. Essas disfunções, ampliadas pelas circunstâncias políticas e econômicas que o País atravessa, evidenciaram a necessidade de adequar à atualidade, bem como ao cenário que se afigura para os próximos anos, os métodos e mecanismos que deverão reger e viabilizar o desempenho do Setor, em benefício da sociedade.

Essa revisão está sujeita a condicionantes de três ordens diferentes, às vezes conflitantes, na maioria delas complementares, a saber: o interesse dos consumidores, a natureza do Setor e os interesses de grupos específicos.

A orientação dessa revisão reside no equacionamento das diferentes opções quanto à ponderação daqueles condicionantes. Embora difícil, pela subjetividade envolvida, será necessário identificar, em cada um desses grupos condicionantes, seus elementos mais relevantes e permanentes para que as soluções propostas encontrem apoio amplo e aceitação duradoura.

O interesse dos consumidores é o acesso ao serviço de energia elétrica de padrão compatível com suas necessidades. O critério previsto na legislação vigente, de "serviço pelo custo", e a recomendação de que tal custo deva ser o mínimo compatível com a qualidade do serviço prestado visam a esse interesse.

Pela multiplicidade de aplicações que a eletricidade encontra cada vez mais, os consumidores dependem dessa modalidade de energia para produzir eficientemente os bens e serviços de que necessitam e para atender seus requisitos básicos de conforto, lazer e segurança. Conseqüentemente, o acesso à energia elétrica adquiriu caráter essencial, realçado pela dificuldade ou mesmo impossibilidade de substituí-la por outra forma de energia. Esta característica confere ao serviço de energia elétrica uma conotação de interesse social prioritário que tem de estar presente em qualquer legislação que embase a atuação do Setor Elétrico.

Por outro lado, sua natureza capital-intensiva e o fato de que, na etapa de geração, há um processo de transformação de alguma forma de energia em eletricidade, conferem ao Setor Elétrico a característica de indústria básica. Tal como outros setores que demandam pesados investimentos, este oferece significativas oportunidades de economia, quer pelos aumentos de escala obtidos pela integração de seus sistemas superiores, quer pela racionalização decorrente de sua gestão coordenada e emprego de critérios e técnicas apropriados.

A interligação dos sistemas, percebida como vantajosa e gradualmente implantada desde os primórdios das atividades do Setor, impõe a seus diversos componentes, notadamente às empresas detentoras de tais sistemas, uma coresponsabilidade na sua gestão e, conseqüentemente, nos resultados alcançados pelo Setor como um todo, em níveis que não são comuns em outras áreas da economia.

Assim, os serviços de energia elétrica, que de início eram isolados e independentes, circunscrevendo-se ao âmbito municipal, foram evoluindo, ampliando sua área de influência, em virtude da oportunidade e da viabilidade econômica das interligações, motivadas pelo interesse

de alcançar as economias de escala mencionadas e de compensar a distribuição heterogênea dos recursos naturais mais favoráveis à obtenção dessa energia, a cujos benefícios toda a população do País tem, por princípio, direito. Dessa forma, passaram a assumir uma feição regional e, mais recentemente, nacional. Daí a presença natural do poder federal no Setor Elétrico, como responsável, em última instância, por sua atuação.

Essa presença se dá de diversas formas, sendo a definição da política de gestão, a regulamentação dos serviços e sua fiscalização exercidas pela administração direta, enquanto a coordenação, promoção e orientação das atividades setoriais é realizada pela Eletrobrás, cabendo a outros organismos a gestão dos sistemas de suprimento. A criação e o desempenho alcançado por órgãos como o GCOI, o CCON e o GCPS, que agregam concessionárias e Eletrobrás em torno de problemas de natureza específica, com a operação dos sistemas e o seu planejamento da expansão, indicam a aceitação geral desses conceitos.

No momento, cabe considerar - além dos fatores que naturalmente contribuem para a economicidade dos serviços prestados, como a escala, a diversidade das demandas e a coordenação - a perspectiva de se aproveitar o grande potencial hidrelétrico ainda disponível, pois a maior parte desse potencial apresenta custos significativamente menores do que as demais alternativas para produção de energia elétrica na escala que será requerida nas duas próximas décadas, com a vantagem de virem a constituir obras muito mais duradouras, gerando benefícios por muito mais tempo do que usinas termelétricas.

Os problemas financeiros e ambientais envolvidos no desenvolvimento do Setor, baseados no aproveitamento do potencial hidrelétrico, são, todavia, de tal monta, que somente uma ação coordenada e que conte com a colaboração adequada e pertinente de todas as forças do País e, em particular, do Setor, poderá viabilizar, de forma econômica, essa linha de evolução.

Dessa forma, e sendo essa direção a mais desejável, por ser a mais econômica e independente do exterior, esse aspecto do planejamento do Setor, consubstanciado no Plano 2010, torna-se agora uma de suas características que qualquer legislação e qualquer organização que venham a ser propostas deverão contemplar. Essa relação entre as características do plano de expansão do Setor, com todas as suas exigências específicas, e sua conformação institucional é um ponto que convém enfatizar, particularmente em alguns aspectos.

A multiplicidade de obras a serem realizadas no período considerado pelo Plano 2010, particularmente o grande número de usinas dos mais diversos portes, o início de programas termelétricos importantes, o volume de investimentos necessários e os problemas ambientais que se afiguram na implementação desse Plano vão requerer uma participação da sociedade bem maior do que a que houve, até hoje, no desenvolvimento do Setor. Essa participação não prescindirá da ação de empresas estaduais e municipais que, por sua origem e administração, propiciam o relacionamento com as comunidades atendidas e a conseqüente consideração de suas prioridades. A participação dos Estados e municípios na prestação de serviços de energia elétrica é uma conseqüência das características dessa atividade pelo interesse geral que os mesmos apresentam para o bem estar e progresso das populações locais. Conseqüentemente, é natural que as empresas formadas por esses poderes tenham participação não somente na distribuição, que é a participação mais óbvia e, possivelmente, prioritária, mas também na



geração, na medida do interesse local, e em função dos recursos que tais comunidades se disponham a alocar a tais atividades.

Tampouco a iniciativa privada deverá estar alheia às atividades do Setor, seja na prestação de serviços públicos, seja na autoprodução ou na cogeração, aportando assim recursos adicionais e necessários. A participação privada, inclusive nos serviços públicos, afinada com os princípios pelos quais esses são regidos, poderá ser ampliada de várias formas, na medida em que seus capitais venham a ser direcionados para o Setor.

De um modo geral, a presença da sociedade, representada por elementos que veiculem os interesses específicos das comunidades, das diversas categorias de consumidores, dos prestadores de serviços, do segmento representativo do trabalho nas suas empresas, enfim, por todos os que são afetados pela atuação do Setor, será benéfica para seu desempenho, desde que devidamente coordenada.

Nesse sentido, cabe ressaltar a vinculação entre a ação da Eletrobrás com a inerente e pertinente presença federal no Setor Elétrico. Essa presença da Eletrobrás é particularmente necessária quando o interesse de diversos Estados está em jogo, necessitando de solução que deva ser implementada ou coordenada, conforme o caso, pela entidade federal. Logo, por mais que se venha a modificar o quadro organizacional do Setor, a existência de uma entidade coordenadora, federal, se mostra imprescindível.

Certamente, há diferenças, senão conflitos, de interesses entre as várias áreas geográficas e de poder, e é necessário que o Setor esteja capacitado a administrá-los, no intuito de alcançar maior eficiência na prestação dos serviços, encontrando, por livre negociação ou, ainda que assim seja, por administração de conflitos, a adequada participação dos diferentes segmentos, o que variará segundo a região e a época.

Ao destacar a necessidade de se relacionar as propostas de revisão institucional do Setor com os meios e possibilidades reais de cada agente responsável pela sua implementação o projeto de revisão institucional se balizará pelo conteúdo específico do Plano 2010, que se constitui referência essencial.

## 8.2 Metodologia do trabalho

Segundo os Termos de Referência da Revisão Institucional do Setor Elétrico, aprovado em 09.07.87, o estudo está sendo conduzido sob a administração de uma comissão composta por Presidentes de empresas do Setor Elétrico, pelo Diretor do DNAEE, por representantes da Seplan e da Sest, comissão esta que terá a responsabilidade pela aprovação final e submissão das propostas e recomendações às autoridades competentes.

Para organizar os grupos de trabalho, coordenar e conduzir as atividades executivas, a comissão criou um comitê executivo formado por profissionais indicados pelas empresas e entidades participantes.

Foi ainda criada a Secretaria Executiva como núcleo de apoio para todas as atividades do estudo, cujo desempenho ficou a cargo da Eletrobrás, sob a coordenação da Diretoria de Gestão Empresarial.

Os estudos serão apoiados pela assessoria de um Conselho formado por pessoas de grande reputação e com prévia experiência ou

conhecimento do Setor Elétrico.

Os membros do Conselho são escolhidos pela Comissão e estão se reunindo periodicamente, fazendo comentários e sugestões sobre estudos, propostas, recomendações e outros procedimentos que julguem necessários e apropriados para ajudar a Comissão a cumprir suas obrigações.

Todas as empresas do Setor Elétrico foram convidadas a indicar um representante para o estudo. O representante é responsável em canalizar informações e contatos entre sua empresa e o estudo.

O processo decisório, em todo o estudo e em todos os níveis, está baseado na busca do consenso total, com o máximo esforço de todos os

interessados em atingir o consenso. Porém, se for impossível, a decisão será baseada em grande consenso, com a devida atenção e consideração às opiniões divergentes.

As datas limites para a implantação e conclusão dos eventos principais são as seguintes:

- Instalação da Comissão, do grupo de consultores e dos grupos iniciais de trabalho : 31 julho 87
- Relatório Final : 31 dezembro 88.

No momento da emissão deste Plano 2010, os trabalhos prosseguem conforme planejado.

## 9. A ENGENHARIA, A INDÚSTRIA E A PESQUISA TECNOLÓGICA

### 9.1 A indústria de equipamentos utilizados pelo Setor Elétrico

#### 9.1.1 Caracterização da indústria nacional

A indústria nacional de equipamentos tem acompanhado satisfatoriamente a dinâmica imposta pelo Setor Elétrico, resultante da implantação de suas instalações geradoras, sistemas de transmissão e redes de distribuição.

A formação do parque supridor do Setor Elétrico pode ser considerada como apresentando duas fase distintas. A primeira iniciou-se com a produção dos primeiros equipamentos elétricos e hidro-mecânicos de grande porte, ocorrida no início da década de 60 e caracterizada por certo pioneirismo e ausência de um planejamento setorial que subsidiasse o processo.

A segunda fase ocorreu entre meados da década de 70 e início dos anos 80. Nessa fase, verificou-se a implantação de novas e modernas fábricas e a ampliação de muitas das já existentes, permitindo que a indústria do País alcançasse níveis tecnológicos, de produtividade e qualidade que hoje lhe possibilitam competir ativamente no mercado externo.

Fator preponderante dessa fase pode ser considerado o forte empenho do Governo em uma decidida política de industrialização e substituição de importações, com a criação de diversos mecanismos impulsionadores, instrumentos de incentivo financeiro, fiscal e creditício, operados em conjunto através de entidades e agências específicas, como o CDI, Finame, Finep, BNDESPAR e outros.

Nesse contexto, um dos fundamentos básicos, que permitiram ao empresariado industrial do Setor e autoridades governamentais avaliar a viabilidade e tomar a decisão pelos investimentos, foi, sem dúvida, a existência de um atraente e compensador mercado de equipamentos, cujas projeções somente puderam ser consolidadas de forma global a partir do primeiro plano setorial integrado de longo prazo, o Plano 90, elaborado pela Eletrobrás em 1975.

Na fase atual, o governo vem implementando uma série de mecanismos voltados à correção de certas distorções das etapas anteriores do processo, uma delas a forte dependência tecnológica externa, decorrência da própria rapidez de implantação do diversificado parque produtor. Tais mecanismos são dirigidos principalmente ao apoio, à absorção e desenvolvimento de tecnologia, à consolidação da indústria já implantada, ao surgimento e fortalecimento de uma competente matriz de subfornecedores.

Em decorrência dessas ações, tem sido possível fazer crescer significativamente os índices de nacionalização praticados e, ao mesmo tempo, assegurar uma redução da dependência externa para os itens de maior conteúdo tecnológico. Naturalmente, não se pretende produzir todos os insumos necessários para a fabricação dos equipamentos e materiais de que demanda o Setor, o que, em função da pequena demanda de alguns itens e do vulto dos recursos financeiros e tecnológicos exigidos para a produção de outros, não seria técnica e economicamente recomendável.

O segmento industrial do Setor Elétrico, considerando seus principais fabricantes, está constituído atualmente por 55% de empresas de capital nacional, ou de controle majoritariamente nacional, e 45% de empresas com controle de capital estrangeiro, segundo estudos da Seplan.

A atual capacidade da indústria existente no País é, em linhas gerais, perfeitamente compatível com a evolução prevista para a demanda de bens decorrentes do presente estudo de planejamento. Assim, considerando a evolução do mercado demandante nos próximos anos, em função dos níveis de crescimento previstos para a economia do País, não há riscos do parque industrial deixar de atender às necessidades do Setor, em termos de capacidade produtiva.

A importância do Setor como mercado de bens pode ser avaliada pela parcela do investimento global destinada a materiais e equipamentos: cerca de 30% do investimento total anual, que nos últimos anos tem sido da ordem de 4 bilhões de dólares. Em valor absoluto, isso equivale a um dispêndio médio anual da ordem de 1,2 bilhão de dólares, dos quais uma parcela de 70% a 80% tem sido direcionada à indústria nacional.

### 9.1.2 Centrais hidrelétricas

O programa de expansão da geração no médio prazo (1987/2001) contempla a instalação de 399 grupos hidro-geradores, representando cerca de 59.000 MW.

Quanto à capacidade de produção, esta parece bastante adequada às necessidades do Plano, face ao potencial produtivo dos fabricantes de turbinas e geradores, tomados em conjunto: 9000 MW/ano (turbinas) e 7600 MVA/ano (geradores), parâmetros referidos a um conjunto das potências mais usuais no sistema brasileiro.

No que tange aos equipamentos hidromecânicos (comportas, grades, "stop-logs", condutos forçados, pórticos etc.), também não oferece problemas a capacidade da indústria nacional, sendo de esperar-se um atendimento adequado à demanda resultante do Plano 2010.

No conjunto de uma unidade geradora há, entretanto, alguns materiais e componentes ainda importados (isolantes, certos aços especiais, proteção e instrumentação, etc.) constituindo um resíduo que, todavia, não ultrapassa 5% do total.

### 9.1.3 Centrais termelétricas a carvão

Entende-se que no programa de construção de termelétricas, tendo em vista a experiência vivida na área hidráulica, a questão de absorção plena de tecnologia, quer de fabricação, quer de projeto, terá que passar, necessariamente, pela fixação de patamares no porte das unidades a serem instaladas. Isto está de acordo com a diversidade de combustíveis com que terá que se lidar, adaptando o programa, às condições geográficas e às diferentes funções que as usinas deverão exercer.

Por exemplo, com relação ao suprimento a partir da autoprodução em usinas de álcool e açúcar, devem ser consideradas unidades de menor porte, a partir da utilização do bagaço de cana. A seguir, vem o patamar das máquinas da faixa de 50 a 150 MW, indiscutivelmente muito importante como ponto de partida para vários fabricantes, com possibilidade de encomendas repetidas, e, em consequência, abrindo novos horizontes à absorção de tecnologia, principalmente de projeto. Por fim, deve ser considerada a faixa de 350 a 600 MW como a mais provável num programa com maior densidade de termelétricas.

Pelas dimensões que o programa deverá assumir, a classe de 350 MW parece constituir um patamar compatível com o mercado até o ano 2000, sem serem descartadas as potências menores. Em seguida, deve-se considerar a passagem para potências maiores, que, aparentemente, não apresentariam barreiras tecnológicas mais sérias, existindo apenas uma questão de dimensionamento para fabricação.

Pelas conclusões do Encontro Técnico sobre Usinas Termelétricas, promovido pela Eletrobrás em julho de 1986, e informações complementares de fabricantes, é a seguinte a atual capacidade da indústria nacional para tais componentes:

- para a caldeira, a experiência nacional, em termos do já fornecido, encontra-se na faixa de 400 t/h;
- para a turbina a vapor, a capacidade declarada da indústria nacional está limitada a unidades de 150 MW, com tecnologia externa, sendo o rotor ainda importado;

- quanto ao gerador, já existe capacidade de produção de máquinas até 350 MW, com tecnologia externa.

#### 9.1.4 Centrais nucleares,

A expansão da geração até o ano 2001 considera 2 usinas nucleares: as centrais de Angra II e Angra III, de 1245 MW cada uma, previstas para entrada em operação, respectivamente, em 1993 e 1996.

Essas usinas, segundo informe da Nuclen, apresentam hoje um índice de nacionalização de componentes mecânicos de 35% em valor (globalmente, esse índice é de 65%, se considerados os serviços de engenharia civil, matéria-prima e mão-de-obra).

Considerando a hipótese de nacionalização crescente, estima a Nuclen que, para uma próxima usina a ser construída, já se atinja um nível, na área de componentes, da ordem de 60% e, globalmente, de 75%. Entre os componentes e os materiais não nacionalizados, prevê-se o grupo turbo-gerador (1.300 MW), o grupo diesel de partida rápida, parte da instrumentação e controle, aços e ligas especiais e forjados de grande porte.

É essencial que seja definida uma estratégia de utilização do potencial da Nuclep, fábrica construída para fornecer os componentes pesados das usinas nucleares (vasos de contenção, núcleo do reator, gerador de vapor etc.). O não aproveitamento racional da Nuclep colocará esse vultoso investimento sob risco de sucateamento precoce, levando o País à contingência de, no futuro, ter de importar os componentes para os quais se capacitou a produzir.

#### 9.1.5 Outras tipos de centrais

Embora não incluídos nos programas de referência de geração, alguns programas de caráter complementar poderão ter sua execução implementada no período, o que representará um importante mercado adicional para a indústria fornecedora.

Estão nesse caso os programas de ampliação ou repontecialização de usinas hidrelétricas, instalação de usinas reversíveis, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e pequenas centrais térmicas (PCT).

#### 9.1.6 Subestações

Como resultado do grande esforço de nacionalização desenvolvido nos últimos anos, a indústria brasileira já produz praticamente todos os equipamentos necessários a uma subestação do sistema elétrico, nas diversas classes de tensão até 750 kV, com índices variados de nacionalização.

Quanto a equipamentos para estações conversoras CA/CC, o esforço de nacionalização inicial encontrou como obstáculo a inexistência de mercado que justificasse uma escala de produção de componentes sensíveis, principalmente os tiristores de alta capacidade de corrente (3000 A).

Mesmo assim, a necessidade da implantação do sistema CCAT para o escoamento de parte da energia gerada em Itaipu, e a possibilidade de futuras interligações em CCAT entre as regiões produtoras do Norte do País e centros consumidores das regiões Sudeste e Nordeste, motivaram vários fabricantes a se capacitarem ao fornecimento de componentes específicos, alguns de alto conteúdo tecnológico (filtros,

capacitores, elementos de fibra óptica, seccionadores etc.), ao mesmo tempo em que os principais fabricantes de transformadores de potência dispõem de tecnologia de suas matrizes para os tipos especiais utilizados nas conversoras CA/CC.

Quanto a compensadores síncronos, a demanda é atendida pelos fabricantes de hidrogeradores, com potência limitada a 400 MVAR, refrigeração a hidrogênio, sendo que, para as conversoras CCAT do sistema Itaipu, a indústria nacional forneceu estatores e carcaças das unidades de 300 MVAR.

Há também perspectivas de utilização de pesados esquemas de compensação série, cuja implantação nos circuitos de 750 kV de Itaipu possibilitará a transmissão dos 6.300 MW gerados em 60 Hz naquela usina. A capacidade nacional de fornecimento desses conjuntos deverá ser objeto de avaliação, à luz das necessidades de médio e longo prazo.

#### 9.1.7 Linhas de transmissão

Esse segmento já é integralmente atendido pela indústria brasileira, que participa também, com êxito, do mercado externo.

Nas tensões de subtransmissão, até 69 kV, predominam as estruturas de concreto; em 138 kV predominam as de aço (90%), e, em 230 kV, já é mínima a parcela de estruturas em concreto; a partir dessa tensão, somente são empregadas estruturas metálicas.

O fornecimento de estruturas de concreto vem sendo perfeitamente atendido, através de diversas fábricas regionais, cuja capacidade atual deverá atender satisfatoriamente à demanda a curto e médio prazo.

As estruturas metálicas são fornecidas nas indústrias cuja capacidade total soma cerca de 120.000 t/ano, que é também satisfatória a curto e médio prazo, havendo, entretanto, necessidade de uma coordenação quanto à colocação das encomendas, para um adequado carregamento das fábricas.

Quanto a cabos condutores, praticamente na totalidade do tipo ACSR, a indústria nacional terá plenas condições de atender às necessidades do Setor. A capacidade total da indústria é de 150.000 a 180.000 t/ano.



### 9.1.8 Redes de distribuição

De uma forma geral, no que se refere a equipamentos e materiais para redes de distribuição, a indústria nacional detém quase completa capacitação e atende a cerca de 90% das necessidades do Setor, praticando índices de nacionalização superiores a 90%, principalmente no que tange a redes aéreas, cuja expansão poderá atender plenamente, tanto nos aspectos tecnológicos quanto em capacidade produtiva.

Embora já exista uma tradição e competência nacionais em fornecimento para redes subterrâneas, esse segmento deverá merecer uma atenção sobre a avaliação tecnológica e produtiva da indústria para o seu atendimento.

### 9.1.9 Equipamentos de telecomunicação

A indústria de material para telecomunicações tem nas concessionárias um grande mercado, somente superado pelo próprio setor de telecomunicações. Além disso, para certos tipos especiais de componentes, por exemplo, terminais de onda portadora de linhas de alta tensão, o Setor Elétrico constitui usuário exclusivo.

O incremento do emprego de sistemas automatizados de controle superviso (em usinas, subestações e redes de distribuição), cuja tendência já se verifica em várias concessionárias, certamente aumentará a importância do Setor, como mercado para a indústria de aparelhagem de telecomunicações, tendo em vista a grande aplicação de componentes específicos em tais sistemas ("modems" de transmissão de dados, equipamentos "carrier", sistemas rádio etc.).

Outrossim, no que concerne a comunicações óticas - cuja utilização deverá crescer significativamente nos próximos anos, tendo em vista suas aplicações, não só na área de telecomunicações como também na de instrumentação e sistemas de controle e telemedicação - o Setor Elétrico tem efetuado aprofundados estudos no sentido do seu emprego, inclusive como uma forma de viabilizar sua produção e dos demais componentes opto-eletrônicos.

#### 9.1.10 Instrumentação e informática industrial

A utilização da tecnologia digital em controle de processos, em face dos seus recursos de programação e comutação de informações, representa, na atualidade, solução natural para os problemas operacionais de sistemas elétricos, seja a nível de despacho centralizado, seja no controle e supervisão local de usinas e subestações.

O emprego dessa tecnologia na supervisão de sistemas elétricos já está se consolidando no País, servindo como exemplo a implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Controle (SINSC), constituído de um sistema de supervisão hierárquico do qual participam 10 empresas de energia elétrica.

Na área de supervisão de redes de distribuição o quadro é semelhante, já sendo conhecidos 6 projetos, em diferentes empresas: 4 em fase de implantação; um em fase de licitação, e um em planejamento.

Sobre a supervisão e controle local de usinas e subestações, sua aplicação encontra-se ainda em fase embrionária no País, embora parcela significativa das empresas de energia elétrica tenha decidido

pelo seu emprego, estando os respectivos projetos em fase de estudos e especificações preliminares.

#### 9.1.11 Algumas diretrizes de ação relativas ao setor industrial

A ação da Eletrobrás, como impulsionadora do desenvolvimento dos segmentos industriais que dizem respeito ao Setor, naturalmente não se esgotou na implantação do parque produtor, enfatizada no parágrafo inicial deste capítulo.

Nas fases subseqüentes à implantação do parque produtor, a tarefa consiste em desenvolver esforços para consolidá-lo através do incentivo à permanente melhoria da qualidade do produto nacional, na permanente vigilância para o máximo direcionamento das compras setoriais ao mercado interno, no apoio de instituições governamentais à sua consolidação, enfim, em uma ação permanente de promoção e coordenação do relacionamento entre o Setor Elétrico e a Indústria Nacional, a fim de manter e assegurar o adequado atendimento às suas necessidades de equipamentos, materiais e tecnologia, de forma compatível e articulada com as políticas do País.

Encontrando-se o processo de substituição de importação em fase de esgotamento, a ação deverá voltar-se, nos próximos anos, principalmente ao aprimoramento tecnológico, à criação e desenvolvimento de tecnologias próprias e adequadas ao País, e ao acompanhamento do estado da arte e inovações tecnológicas de interesse do Setor.

Nesse contexto, é importante destacar as seguintes diretrizes de ação que assegurem, de parte do setor industrial, um atendimento produtivo e tecnológico nivelado aos requisitos determinados pela expansão do sistema elétrico nacional: implantação de procedimentos que assegurem a permanente adequação e execução de uma política de suprimento de materiais e equipamentos; implementação e manutenção do cadastro de fornecedores e de produtos para o Setor Elétrico; avaliação da capacitação tecnológica e de fornecimento do parque industrial; atualização periódica das previsões da demanda de equipamentos, materiais, componentes e matérias-primas; estímulo à nacionalização progressiva dos equipamentos, materiais, componentes e matérias-primas utilizados pelo Setor, com especial atenção para os processos de transferência de tecnologia de projeto e fabricação; incentivos à presença das pequenas e médias empresas nacionais, nos fornecimentos de materiais específicos ao Setor.

#### 9.2 Serviços de engenharia, construção e montagem

O segmento voltado a prestação dos serviços de engenharia, construção e montagem se caracteriza pela presença predominante e quase exclusiva de empresas nacionais. Essa situação é resultado basicamente da legislação protecionista implantada no Brasil, com apoio das associações de classe de engenheiros e de empresas, e da política de contratação de serviços posta em prática pelas grandes empresas estatais brasileiras.

O Setor Elétrico tem uma posição de destaque nesse campo. Estimativas correntes caracterizam como da ordem de 70% do total do faturamento das empresas de consultoria filiadas a ABCE a parcela oriunda do Setor Elétrico. No tocante aos serviços de construção e montagem pode-se dizer que as empresas de maior porte têm igualmente no Setor Elétrico o seu cliente mais importante, embora este mercado seja, pelas suas

características, mais distribuído inclusive com empresas de área de atuação regionalizada.

A análise das principais implicações da programação de obras do Plano 2010 sobre esse quadro de prestadores de serviço foi objeto do "Encontro sobre Demanda de Serviços de Engenharia e Projeto, Construção e Montagem" promovido pela Eletrobrás e que contou com a participação das seguintes entidades: ABCE, Sinicon e Abemi. As conclusões desse encontro foram editadas em outubro de 1987 pela Eletrobrás.

Preliminarmente à apresentação de algumas considerações referentes a esses segmentos, alguns pontos são importantes destacar:

- o programa de obras do Plano 2010 é qualitativamente diferente do passado. No tocante às obras de geração em vez de um pequeno número de grandes obras (6 no último quinquênio), o programa prevê 30 a 40 novas obras para cada um dos próximos quinquênios. Essas obras serão na sua grande maioria de médio porte, (vide tabela 9.2-1) portanto passíveis de uma maior distribuição entre executantes (seja para projeto, seja para construção). Assim, o número de frentes de trabalho será bem maior que no passado, exigindo um grande cuidado na obtenção sistematizada de economias no projeto e implantação tão grande número de obras;

TABELA 9.2-1  
BRASIL  
NÚMERO DE USINAS  
COM INÍCIO DE CONSTRUÇÃO PREVISTO ATÉ 1997

FAIXA DE POTÊNCIA DAS USINAS (MW)	NÚMERO DE USINAS
< 300	61
> 300 e < 1000	23
> 1000 e < 2000	11
> 2000	3
Total	98

- o papel do financiamento externo será mais importante do que no passado recente. A situação econômica do setor implicará num volume de participação externa no financiamento do programa de expansão mais elevada. Isso se traduz normalmente uma maior importação de equipamentos e serviços (por cláusulas comerciais ajustadas) ou na realização de concorrências internacionais (nos casos do financiamento de BID ou BIRD). Não tendo os segmentos de construção e montagem pesada uma tradição de disputa nesse plano, a situação poderá implicar numa desnacionalização temporária desse setor, a menos de medidas especiais sejam tomadas articuladamente pela Eletrobrás, entidades de classe e sindicatos patronais;

- o programa termelétrico conforme estabelecido no Plano 2010 pode se constituir em oportunidade para a promoção da capacitação nacional no projeto de construção e operação de usinas térmicas. Nas fases

iniciais desse processo deverá se perseguir a realização de trabalhos em conjunto com empresas estrangeiras, resguardada a observância de cláusulas que assegurem a transferência de tecnologia. A experiência da Canambra na década de 60 para o setor hidroelétrico possivelmente terá de ser repetida agora para o de termelétricas, embora a presença de alguns núcleos com capacitação em engenharia integrada, controle de qualidade, etc., como a Nuclen possam eventualmente suprir das carências do Setor Elétrico;

- os projetos de usinas adquirirão crescente complexidade na fase de estudos, não só por incluírem análises de usos múltiplos, mas também para atenderem as crescentes demandas sociais e ambientais;

- a universidade - nas áreas sociais, antropologia, arqueologia dentre outras - e os institutos de pesquisa poderão por outro lado aportar novos conhecimentos ou abordagens para problemas que transcendem os enfoques tradicionalmente oriundos das empresas de consultoria.

- a conservação de energia e outras ações sobre a demanda representam igualmente uma área onde uma maior capacitação deverá ser buscada, inclusive no exterior, face à dimensão dos nossos problemas e o curto prazo para implantação de soluções racionalizadoras;

- pelo fato do programa ser maior e mais distribuído regionalmente o número de contratantes se multiplicará pela inclusão de empresas até agora restritas a atividades de escopo mais limitado. A atividade de gerenciamento eficaz de projetos e obras deverá ganhar destaque e expressão, seja como recurso contratado, seja como capacitação a ser adquirida por essas empresas. A competição por recursos financeiros exigirá do Setor e desses novos contratantes uma crescente busca de economicidade, que se refletirá na obrigatoriedade de um elevado padrão de desempenho gerencial.

#### 9.2.1 Empresas de consultoria e engenharia

O perfil da demanda de serviços do Setor Elétrico deverá proporcionar uma reativação das empresas de consultoria e engenharia. Apenas no segmento de expressão, seja como recurso contratado, seja como capacitação a ser adquirida por essas empresas. A competição por recursos financeiros exigirá do Setor e desses novos contratantes uma crescente busca de economicidade, que se refletirá na obrigatoriedade de um elevado padrão de desempenho gerencial.

A Eletrobrás já desenvolve e intensificará seus entendimentos com ABCE no sentido de assegurar-se de uma resposta adequada às suas demandas do ponto de vista qualitativo e quantitativo.

#### 9.2.2 Empresas de construção e montagem

Conforme caracterizado no "Encontro" promovido pela Eletrobrás, a grande novidade neste segmento é a possibilidade prática de um maior número de empresas se habilitar a executar as obras do Setor, até hoje um mercado dominado por um número restrito de executantes de alta qualificação técnica e financeira. A redução no porte das obras, sua dispersão geográfica, e multiplicação dos contratantes levará inevitavelmente a uma maior competição nesse mercado.

Em alguns casos a agregação em um só contrato de execução de diferentes obras sequenciais numa mesma bacia poderá ser justificável, principalmente considerando-se as vantagens de uma inserção regional

mais econômica das infra-estruturas de apoio (rede de transporte, saúde, educação e saneamento estabelecida em função da obra).

As atividades de montagem poderão ganhar de expressão não só pela maior importância esperada das interligações regionais como também pelo já citado programa termelétrico.

Pelo porte das obras o risco de uma desnacionalização desse setor caso aberto para concorrências internacionais (o que é mandatório no caso de financiamentos de BID e BIRD) é grande. Entretanto, face à experiência adquirida por empresas brasileiras no exterior e desde que o Setor adote as medidas corretas nos editais de concorrência, serão criadas as condições para que as empresas brasileiras assegurem para si uma posição preponderante neste mercado.

### 9.3 Diretrizes para a área de pesquisa e desenvolvimento

A execução dos programas de expansão previstos no Plano 2010 certamente exigirá um grande desenvolvimento das atividades de pesquisa e desenvolvimento, de modo a assegurar que o Setor Elétrico continue a se manter tecnologicamente atualizado, promovendo, paralelamente, o gradativo aumento da autonomia tecnológica nacional na produção, transporte e utilização da energia elétrica.

Os seguintes aspectos do Plano 2010 podem ser citados como particularmente importantes para a formulação de uma política de pesquisa e desenvolvimento:

- nas próximas décadas, a hidreletricidade continuará a predominar na expansão da capacidade geradora, sendo, portanto, o Brasil um dos poucos países com grande interesse em desenvolvê-la tecnologicamente;

- os sistemas de transmissão associados ao aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia terão peso crescente nos investimentos do Setor, o que transforma a transmissão a longa distância em questão tecnológica de importância fundamental;

- a previsão de que o aproveitamento integral do potencial hidrelétrico competitivo ocorrerá próximo a 2015 implica a necessidade de se preparar o País para a construção em larga escala de termelétricas após esta data;

- as ambiciosas metas de conservação estabelecidas no Plano exigem um grande esforço de desenvolvimento tecnológico na área da utilização da energia elétrica.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica-Cepel constitui-se hoje no mais importante instrumento que possui o Setor Elétrico para a execução de sua política tecnológica. Em seus 13 anos de existência, o Cepel já deu expressiva contribuição ao Setor, quer pela prestação de serviços, quer pelo desenvolvimento de tecnologias transferidas a concessionárias de energia elétrica e indústrias privadas. Neste período, foram investidos cerca de US\$ 100 milhões em instalações fixas, o que permitiu ao Cepel dotar-se de razoável infra-estrutura.

Atualmente, o Setor dispense cerca de US\$ 20 milhões anuais com o Cepel, equivalente a cerca de 0,4% do seu investimento total. Naturalmente, este não é o total do investimento do País em pesquisas na área

de energia elétrica, pois várias concessionárias e mesmo empresas fora do Setor, como a Nuclebrás, desenvolvem atividades neste campo.

Apesar de não serem conhecidos com precisão, os dispêndios em pesquisa e desenvolvimento hoje realizados em energia elétrica, quando comparados ao total do investimento do Setor Elétrico, são considerados insuficientes para fazer face às novas exigências do Plano 2010. Neste sentido, espera-se atingir, nos próximos anos, os seguintes objetivos:

- segmentar nos orçamentos das diferentes entidades envolvidas com a energia elétrica as parcelas atribuíveis à pesquisa e desenvolvimento;
- elevar o total destes dispêndios a um valor da ordem de 3% do investimento global do Setor Elétrico.

A seguir serão descritas as principais áreas de pesquisa de interesse para o Setor Elétrico.

#### 9.3.1 Planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos

As características do sistema elétrico brasileiro (altas taxas de crescimento, grande extensão geográfica, predominância de geração hidrelétrica, transporte de grandes blocos de energia a longa distância) impedem a aplicação de técnicas de planejamento e operação tradicionalmente utilizadas em outras regiões do mundo. Esta situação levou a um grande esforço no desenvolvimento de métodos, critérios e modelos adequados a nossa situação, existindo hoje pessoal especializado numa ampla gama de conhecimentos, incluindo sistemas elétricos, otimização, computação, estatísticas e recursos hídricos.

Os resultados já alcançados permitiram melhorias significativas nas atividades de planejamento e operação do sistema brasileiro. Pode-se citar como exemplo o desenvolvimento pelo Cepel, Eletrobrás e empresas concessionárias, de modelos de operação ótima do sistema interligado, novos critérios de planejamento em bases probabilísticas, modelos de expansão otimizada de sistemas de geração/transmissão, sistemas computacionais integrados para análise e controle de redes elétricas em tempo real, modelos de cálculo de confiabilidade de atendimento de ponta etc.

Apesar dos grandes avanços observados nesta área, existe hoje a consciência dos problemas criados pela dispersão das atividades por várias empresas, e mesmo por diferentes órgãos dentro de cada empresa. De acordo com as conclusões do I Encontro de Modelagem da Geração, que contou com a participação das empresas do Setor envolvidas com a questão, foi recomendado o desenvolvimento de um sistema de informação único e de um conjunto de modelos a serem utilizados pelo planejamento da expansão e da operação, visando aos seguintes objetivos:

- unificação de métodos e critérios;
- facilidade na utilização, manutenção e transferência aos usuários;
- maior eficiência computacional;
- utilização de técnicas de programação estruturada;
- boa documentação.

Para a consecução desses objetivos, recomendase a criação de um programa de desenvolvimento tecnológico, conduzido por técnicos do Cepel, Eletrobrás, concessionárias, universidades e consultoras, e orientada pelo GCPS e GCOI.

As áreas prioritárias para desenvolvimento de novos métodos e modelos são:

- hidrologia;
- planejamento da expansão da geração;
- planejamento da expansão da transmissão;
- confiabilidade de sistemas elétricos;
- operação energética de sistemas hidro-térmicos;
- análise estática de sistemas elétricos;
- controle em tempo real;
- dinâmica de sistemas de potência e máquinas elétricas;
- transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência;
- planejamento de sistemas de distribuição;
- aplicação de tecnologia avançadas de computação a sistemas de potência.

#### 9.3.2 Automação e instrumentação para sistemas elétricos

A engenharia eletrônica vem se desenvolvendo rapidamente em função do advento de novos dispositivos, tais como: circuitos de larga integração (microprocessadores), fibras óticas, tiristores de potência e circuitos integrados dedicados, etc.

Um aspecto importante desta evolução é constituído pelo fato de que o custo de projeto de novos produtos está normalmente concentrado em desenvolvimento de software, o que viabiliza a criação de competência nacional e, conseqüentemente, a obtenção de produtos de alto grau de nacionalização da tecnologia.

O Setor Elétrico, em especial o Cepel, vem trabalhando há vários anos na aplicação destas novas tecnologias no desenvolvimento de equipamentos e sistemas. Pode-se citar, como resultado deste trabalho, a transferência de tecnologia a concessionárias e indústrias nacionais de diversos produtos, tais como: terminais de aquisição de dados, sistemas regionais de supervisão e controle, registradores de perturbação, modems digitais, relés de distância e de proteção de motores, e medidores e registradores de demanda.

As áreas de pesquisa consideradas mais importantes são:

- instrumentação de medição, controle e proteção de subestações;
- instrumentação de medição e controle para rede de distribuição;

- desenvolvimento de instrumentação de medição, controle e regulação para usinas.

### 9.3.3 Transmissão de energia elétrica

Constitui grande desafio para a engenharia e para a indústria nacional capacitarem-se tecnologicamente para atender de modo pleno às necessidades dos projetos das interligações Norte-Nordeste e Norte-Sudeste, vencendo distâncias de mais de 2000 km.

Este processo de capacitação tecnológica deverá envolver a participação de vários agentes, tais como: concessionárias, centros de pesquisas, universidades, consultoras, fabricantes de equipamentos e materiais, etc. Deverão ser montados projetos-piloto com vistas ao desenvolvimento e aperfeiçoamento de equipamentos, componentes e acessórios.

As duas técnicas de transmissão a longa distância, CA e CC, têm como um ponto comum o emprego de equipamentos baseados em tiristores. No caso da transmissão em CC, são de importância crucial as pontes conversoras e os compensadores estáticos nos terminais, para controle de tensão e fornecimento de potência reativa. No caso CA, destaca-se a aplicação de compensadores estáticos, pela sua capacidade e velocidade de controle de tensão. Diante de sua importância, as válvulas a tiristores e seus controles deverão ser objeto de projetos de pesquisas, abrangendo as etapas de estudos, testes em laboratórios e no campo, com o objetivo de gerar-se um produto em condições de ser industrializado. O projeto de compensador estático que o Cepel vem desenvolvendo é um primeiro passo nesta direção.

Outra área de estudos é a decorrente do pouco conhecimento das condições climáticas das regiões Norte e Centro-Oeste. Considerando o longo período necessário para a coleta de dados, é recomendável a instalação imediata de estações anemo-ceraunométricas, ao longo das rotas prioritárias, para melhor caracterizar a região em relação aos parâmetros mais relevantes para o dimensionamento de linhas de transmissão. Também é necessário investigar o comportamento elétrico de sistemas situados em regiões de umidade elevada, como a Amazônia.

Além do desempenho elétrico, também o desempenho mecânico de condutores agrupados em feixes múltiplos deverá ser cuidadosamente analisado.

Os isoladores representam por si só um desafio tecnológico. Para fazer face às cargas mecânicas de um sistema UAT, serão necessários isoladores com resistência eletro-mecânica superior aos atualmente disponíveis no País.

### 9.3.4 Geração de energia elétrica

Embora o País se encontre em estágio bastante desenvolvido na área de projeto e construção de hidrelétricas, existe ainda um potencial apreciável de aperfeiçoamento em áreas como: critérios de projeto de usinas (por exemplo, dimensionamento de vertedouros); desenvolvimento de novos métodos e ferramentas computacionais de cálculo aplicáveis, por exemplo, a estudos hidrodinâmicos e otimização de cálculo de estruturas; e emprego de novas técnicas construtivas.

Aparentemente, a área de termelétricidade poderia ser considerada de menor prioridade diante do fato de hoje se prever que o seu ritmo de desenvolvimento será bastante inferior ao da hidreletricidade até o



ano 2015. Isto, entretanto, é ilusório, diante da pequena experiência nacional na área - o que implica prazos bastante dilatados para um processo de capacitação tecnológica - e também diante da possibilidade de que as necessidades de termelétricidade sejam antecipadas por uma combinação de maiores taxas de crescimento de mercado e de eventuais dificuldades na utilização do potencial hidrelétrico nos níveis propostos.

Justifica-se, portanto, o desenvolvimento de um amplo programa de absorção de tecnologia e capacitação nacional para a fabricação de equipamentos e construção de centrais termelétricas, já parcialmente contemplado no Plano 2010 através do programa mínimo de construção de centrais nucleares e a carvão.

No momento, está sendo estudada a estrutura institucional que deverá ser criada para desenvolver este programa, pois, necessariamente, deverão ser envolvidas entidades externas ao Setor. Em particular, deverá ser aproveitada a experiência desenvolvida no grupo Nuclebrás, especialmente pela Nuclen, o que possibilitará uma melhor utilização de suas equipes de engenharia, disponíveis em função do menor ritmo do programa nuclear.

#### 9.3.5 Conservação de energia elétrica

Para se atingir as metas do Procel (vide item 2.2.3), o seu programa de desenvolvimento tecnológico incluirá atividades que, resumidamente, podem ser classificadas nas seguintes áreas de pesquisa:

- estudos sobre o uso racional de energia em edificações;
- desenvolvimento de sistemas de refrigeração e iluminação mais eficientes;
- desenvolvimento de sistemas de acionamento de alto rendimento, com o emprego de dispositivos eletrônicos de potência, para controle de velocidade de motores;
- otimização de projeto de motores, incluindo a utilização de novos materiais.

#### 9.3.6 Novas tecnologias

Além das grandes linhas de desenvolvimento tecnológico acima definidas, fatalmente novas linhas serão estabelecidas no futuro, em função do aparecimento de inovações tecnológicas promissoras. Em particular, deverão ser acompanhados os progressos obtidos pelas novas tecnologias que hoje estão sendo objeto de grande atenção no cenário mundial, como cerâmicas supercondutoras, polímeros condutores, polímeros isolantes e outros materiais estruturais.

### 9.4 Normalização, controle da qualidade e certificação

#### 9.4.1 Normalização

A atividade de normalização é característica de países desenvolvidos, que reconhecem sua essencialidade no estabelecimento de políticas de eficiência e qualidade. O atendimento à norma e sua realimentação, no caso de discordância, são conceitos a serem aceitos, difundidos e consolidados, através de medidas eficazes. A normalização, basicamente

voluntária, e o emprego sistemático da norma, posições não necessariamente antagônicas, decorrem do aprimoramento cultural, não só dos segmentos envolvidos e beneficiários diretos da normalização, mas da sociedade, como um todo homogêneo, que não poderá crescer sem a procura da eficiência, da produtividade e da qualidade.

Deverá ter continuidade o Programa de Intercâmbio e Participação do Setor Elétrico na Normalização - Pronorm, que visa adotar o Setor Elétrico de um acervo de normas técnicas compatível com o desenvolvimento do País, em geral, e do Setor Elétrico, em particular. Participam do programa 44 empresas de energia elétrica, dentre controladas, coligadas e empresas privadas. Tendo em vista a estimativa atual de que, através do programa, 85% dos materiais e equipamentos de distribuição e 40% dos equipamentos de subestações estejam normalizados, prevê-se, nas próximas décadas, o término da normalização dos equipamentos de distribuição e a normalização de cerca de 80% dos equipamentos relacionados à transmissão.

Às concessionárias será recomendado organizarem setores de normalização, proporcionais ao porte da empresa, que se responsabilizarão pela coordenação das atividades relacionadas à normalização, dentro e fora da empresa. À Eletrobrás caberá o trabalho de coordenação entre as concessionárias e a ABNT.

#### 9.4.2 Controle da qualidade

O controle da qualidade no Setor Elétrico deverá envolver, em ação integrada, concessionárias, fabricantes, laboratórios e associações vinculadas à qualidade. A implementação de programas da qualidade, que sistematizem as atividades de qualidade necessárias para uma ação eficaz e integrada da concessionária e do fabricante, deverá acarretar melhoria da qualidade dos produtos utilizados pelo Setor Elétrico, com conseqüente redução de custos e melhoria dos serviços prestados pela concessionária.

Deverão ser disseminados, sobretudo entre fabricantes de menor porte, os conceitos e técnicas de controle da qualidade, numa atividade de extensão tecnológica que, seguramente, ultrapassará a fronteira do Setor Elétrico, para beneficiar as exportações de equipamentos e componentes.

#### 9.4.3 Certificação

A certificação de materiais e equipamentos deverá ter significativo impulso nos próximos anos, em decorrência da necessidade, já ressaltada, de desenvolvimento, no País, de uma política global de qualidade. À semelhança do que ocorre nos países industrializados, as compras no âmbito interno e as transações internacionais deverão exigir cada vez mais as garantias advindas de um sistema de certificação. O próprio fabricante nacional deverá beneficiar-se da certificação nas vendas a outros países.

Deverá ter seguimento o Programa de Qualificação de Materiais e Equipamentos - Proquip, coordenado pela Eletrobrás, com incremento das duas atividades previstas pelo programa: qualificação e certificação. Através da qualificação, deverá ser sensivelmente aumentado o relacionamento concessionária-fabricante, numa atividade integrada, envolvendo o monitoramento dos equipamentos em operação e a realização e o desenvolvimento de ensaios, que crie subsídios para o aprimoramento da normalização técnica e beneficie, tanto o fabricante, pela melhoria do produto, quanto as concessionárias, pelo

aprimoramento do seu sistema de aquisição e controle de materiais e equipamentos.

Através da certificação, as concessionárias e os fabricantes se beneficiarão com a significativa redução dos custos de aquisição e controle de qualidade; bem como com o aumento de seu conceito a nível nacional e internacional. A normalização técnica se beneficiará de credibilidade e qualidade em seus documentos normativos.

Prevê-se a organização do catálogo de produtos certificados, com atualização constante, condicionada ao monitoramento pela certificação. Informações relativas a produtos certificados deverão ser reunidos em banco de dados acessados através de terminais nas concessionárias.

#### 9.5 Participação do Setor Elétrico no relacionamento internacional

As atividades de cooperação técnica internacional têm adquirido, nos últimos anos, uma crescente importância, fazendo parte de quase todas as pautas dos acordos celebrados entre países em desenvolvimento e entre estes e os industrializados.

O Setor de Energia Elétrica, pela sua importância no contexto econômico-social dos países em desenvolvimento, tem sido um dos mais visados para a formulação de projetos de cooperação técnica, e muitos países se reestruturam criando organizações específicas para coordenar e gerenciar projetos e programas nessa área.

O Brasil, por seu lado, dispõe hoje nessa área de um acervo de conhecimentos, de instalações físicas e de recursos humanos de grande expressão, mesmo se comparados aos existentes nos países industrializados, tendo se tornado gradativamente mais eficiente e detentor de um alto grau de conhecimentos, graças aos esforços e investimentos governamentais, através do Grupo Eletrobrás e empresas concessionárias. Foi criado um complexo de empresas brasileiras consultoras, construtores e fabricantes de equipamentos para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No que se refere à utilização desse potencial visando a sua promoção comercial, verifica-se, todavia, um quadro bastante incipiente. As atividades de promoção da tecnologia e engenharia nacionais são raras e poucos são os exemplos concretos de efetiva articulação interna, com vistas a um projeto comum brasileiro.

A Eletrobrás, exercendo a função coordenadora que lhe cabe e buscando formas de auxiliar na promoção de um arranjo nacional adequado para cada situação de cooperação que se configure, desenvolve esforços no sentido de propiciar a esta atividade uma crescente amplitude e organização, de forma a promover, assistir e orientar os interesses do Setor no intercâmbio internacional, seja criando um mercado utilizador do know-how acumulado, seja buscando, junto a órgãos do exterior, os conhecimentos especializados de que o Setor eventualmente necessite.

Já são vários os exemplos da ação da Eletrobrás e empresas do Setor na cooperação internacional, podendo-se citar, entre outros, os convênios de cooperação com a Eletroperu, com a Companhia Nacional de Eletricidade de Angola, com a Aguas y Energia Electrica (Argentina), e com o Inecel, no Equador.

Para uma maior eficácia na cooperação internacional é necessário, entretanto, uma

permanente ação conjugada com a de setores interessados, no sentido de: identificar, no devido prazo, projetos de interesse, por meio de um trabalho prospectivo; manter a necessária articulação com fontes informativas (embaixadas e serviços consulares, escritórios brasileiros no exterior etc.); manter relacionamento com organismos e instituições financeiras internacionais; colaborar no apoio à obtenção de financiamentos de instituições nacionais e internacionais; dar apoio à promoção de empresas brasileiras vinculadas ao Setor, em suas ações ou na formulação de propostas de fornecimento de bens ou serviços ao exterior.

## 10. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

O Plano 2010 não se esgota na sua edição, mas representa o início de um processo que orientará estrategicamente as ações do Setor Elétrico, de forma ao mesmo tempo segura, abrangente e flexível, mantendo sua validade diante das dificuldades executivas conjunturais. Assim, o programa de obras nele apresentado deverá ser sempre revisado e atualizado em função de alterações da tendência de mercado ou dos custos considerados, bem como de contingências financeiras, ambientais, políticas e institucionais.

As recomendações do Plano 2010, traduzidas em programas e projetos, orientará a elaboração de documentos de planejamento de curto e médio prazos (PRS e ciclo do GCPs). Paralelamente, o acompanhamento das recomendações do Plano exigirá, além do reforço das sistemáticas já consagradas, o início, na Eletrobrás, de uma atividade permanente de avaliação do planejamento a longo prazo, especialmente no que se refere aos cenários econômicos, sociais, energéticos, tecnológicos e ambientais.

A seguir serão apresentadas as recomendações de caráter geral do Plano. Observe-se que existem outras de caráter menos abrangente, que não serão aqui tratadas e que constam do texto do Plano.

### 10.1 Abordagem integrada dos estudos energéticos

A energia elétrica deve ser estudada em conjunto com outras fontes, de forma a maximizar os benefícios de um planejamento adequado ao quadro de recursos e às características sócio-econômicas do País.

A Comissão Nacional de Energia - da qual, sob a coordenação do Ministério das Minas e Energia, participam os setores produtores e consumidores de energia - é o fórum adequado à análise e formulação de diretrizes para os estudos a longo prazo e o planejamento do Setor Elétrico se orientará no sentido dessa integração. Ressalta-se a existência, já em execução, de projeto destinado à formulação destas diretrizes.

Pelos inúmeros aspectos econômicos, técnicos, políticos e ambientais da questão energética, o Setor se empenhará na implantação, em conjunto com a universidade e com outras estatais da área energética, do Instituto de Economia e Energia, entidade destinada a promover estudos sobre o interrelacionamento destes aspectos. Esse Instituto promoverá ademais um melhor conhecimento por parte da comunidade acadêmica e científica de aspectos da questão energética, hoje ainda restritos às entidades setoriais.

### 10.2 Conservação de energia

As projeções de mercado constantes do Plano pressupõem a ocorrência de uma forte conservação da energia, em grande parte resultado do Programa de Conservação de Energia Elétrica - Procel, do MME e MIC, que vem sendo executado com o concurso de várias entidades públicas e privadas.

É essencial, portanto, que, nos próximos anos, o Procel tenha o apoio necessário à efetivação das metas de conservação. Falhar nesta área significará comprometer o atendimento do mercado ou aumentar os investimentos do Setor Elétrico.

### 10.3 Inserção regional dos empreendimentos

De acordo com o estabelecido no Plano Diretor de Meio Ambiente, instrumento associado ao Plano 2010 e balizador da atuação do Setor nesse campo, os empreendimentos do Setor Elétrico buscarão a melhor forma de sua inserção regional, atendendo não só a prioridade de geração de energia elétrica, como também a de ensejar melhorias na área econômica e social a nível local, sempre que conveniente, com o uso múltiplo de recursos. Essa abordagem contribuirá para a melhor compatibilização entre os objetivos do Setor e da sociedade. Sua efetividade depende, entretanto, de um progresso nas articulações intersetoriais e no planejamento regional.

Nesse sentido é importante a criação, dentro do Setor Elétrico, a curtíssimo prazo, de um comitê de meio ambiente, que sirva de fórum de debates e de troca de experiências sobre as questões de inserção regional e ambientais, facilitando o planejamento e a coordenação das ações das concessionárias neste campo.

### 10.4 O programa hidrelétrico e a questão do meio ambiente

No horizonte do Plano 2010 será desenvolvida a quase totalidade do potencial hidrelétrico competitivo de todas as regiões brasileiras, com exceção da região Norte, que poderá ainda contribuir apreciavelmente com novos empreendimentos por 5 a 8 anos.

O programa hidrelétrico, que permitirá que a hidreletricidade continue responsável por cerca de 90% da geração de energia elétrica até o ano 2010, se caracterizará pela grande quantidade de usinas de médio porte (até 300 MW), prevendo-se que cerca de 80 novas usinas estejam iniciando sua operação até o ano 2000. Esse programa justifica-se não só pelos menores custos das hidrelétricas, mas também pelos seus aspectos favoráveis do ponto de vista ambiental.

Essa quantidade de usinas, conjugada à utilização, antes do início da década de 2001 a 2010, de energia oriunda da região amazônica, criará necessidade de um aprofundamento de pesquisas e ações na área de meio ambiente, relacionamento com comunidades indígenas e ribeirinhas.

A opinião pública deverá ser esclarecida das vantagens e limitações da solução hidrelétrica vis-a-vis às demais opções. Os empreendimentos de maior porte serão analisados em processos que contemplarão audiências públicas.

Os projetos de novas hidrelétricas deverão passar por uma análise detida na Sema, Conama e órgãos ambientais estaduais. Os Rimas (Relatório sobre Impacto do Meio Ambiente) instruirão os processos de licenciamento.

### 10.5 A transmissão a longa distância

Constitui grande desafio para a engenharia e para a indústria nacional capacitarem-se tecnologicamente para atender de modo pleno as necessidades das interligações Norte-Nordeste e Norte-Sudeste, vencendo distâncias entre 2000 e 3000 km.

Este processo de capacitação tecnológica deverá envolver a participação de vários agentes, tais como: concessionárias, centros de pesquisas, universidades, consultoras, fabricantes de equipamentos e materiais, etc.

Entre outras atividades, prevê-se aprofundamentos nos estudos já iniciados sobre a avaliação das alternativas passíveis de serem utilizadas nesta interligação, e o estabelecimento de programas de pesquisa e desenvolvimento, incluindo a montagem de projetos-piloto com vista ao desenvolvimento e aperfeiçoamento de equipamentos, componentes e acessórios.

#### 10.6 O programa termelétrico

O esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo, previsto para a década 2011/2020, exigiu o estabelecimento de um programa térmico mínimo como meio de viabilizar o desenvolvimento da capacitação tecnológica nacional em projeto, fabricação e construção de usinas termelétricas, ao mesmo tempo que garante uma transição suave entre um programa predominantemente hidrelétrico e um predominantemente termelétrico.

O programa térmico a carvão do Plano 2010 prevê mais 4 usinas de potência 50 MW (2 possivelmente para combustão em leito fluidizado), 2 de 125 MW, 9 de 315 MW e 3 de 540 MW. No tocante ao programa nuclear, seu desenvolvimento se balizará pelos resultados da Comissão de Avaliação do Programa Nuclear. Estima-se que 4 novas usinas poderão estar disponíveis na década 2001/2010.

#### 10.7 Capacitação industrial

A indústria nacional já se mostra apta ao fornecimento da quase totalidade dos equipamentos necessários à expansão do Setor, não se visualizando maiores problemas no horizonte do Plano 2010.

O aumento dos índices de nacionalização deverá ser facilitado pela expansão do mercado para equipamentos e materiais, o que aumentará ainda a competitividade da indústria nacional no exterior. No tocante à parte termelétrica, deverá ser expandida a capacidade de fabricação de componentes de porte mais elevado (caldeiras, turbinas e geradores), bem como promovido o domínio tecnológico das fases de projetos, fabricação e montagem de usinas térmicas a carvão e nucleares.

Será importante um maior apoio por parte de financiadores como BNDES e Finame às empresas nacionais, para que possam competir com as internacionais, em geral amparadas por créditos beneficiados.

Pelo porte das obras, o risco de uma desnacionalização desse setor, caso aberto para concorrências internacionais (o que é mandatário no caso de financiamentos de BID e BIRD), é grande. Entretanto, face à experiência adquirida por empresas brasileiras no exterior e desde que o Setor adote as medidas corretas nos editais de concorrência, serão criadas as condições para que as empresas brasileiras assegurem para si uma posição preponderante nesse mercado.

#### 10.8 Pesquisa e desenvolvimento

Apesar de não serem conhecidos com precisão, os dispêndios em pesquisa e desenvolvimento hoje realizados em energia elétrica, quando comparados ao total do investimento do Setor Elétrico, são considerados insuficientes para fazer face às novas exigências do Plano. Neste sentido, espera-se atingir, nos próximos anos, os seguintes objetivos:

- segmentar nos orçamentos das diferentes entidades envolvidas com energia elétrica as parcelas atribuíveis à pesquisa e desenvolvimento;
- elevar o total desses dispêndios a um valor da ordem de 3% do investimento global do Setor Elétrico.

Estes novos recursos se destinarão não só a reforçar as áreas que já atingiram um razoável grau de desenvolvimento (planejamento e operação de sistemas elétricos, automação e instrumentação, hidreletricidade, etc.), como também áreas ainda incipientes e que deverão, em função das proposições do Plano 2010, expandir-se fortemente nos próximos anos, entre as quais pode-se citar:

- transmissão a longa distância;
- termeletricidade;
- conservação de energia elétrica;
- meio ambiente.

#### 10.9 Expansão do atendimento social

Os programas de expansão incluídos no horizonte do Plano 2010 promoverão investimentos mais equilibrados no tocante à geração/transmissão/distribuição. Além da melhoria da qualidade do serviço prestado, será expandido o atendimento urbano (periferias de grandes cidades e localidades isoladas) e rural, ambos de imperiosa prioridade.

Diagnósticos globais sobre a situação da eletrificação rural ou distribuição urbana foram, ou estão sendo, realizados com apoio de empréstimos do Banco Mundial.

Programa de financiamento, com eventual participação de organismos internacionais, serão dirigidos no sentido de viabilizar o acesso à energia elétrica dos contingentes populacionais ainda não atendidos, contribuindo para diminuir distorções entre regiões, embora a grande defasagem econômica entre as mesmas não permita ainda se esperar uma situação equalizada até o horizonte deste Plano.

#### 10.10 Treinamento e capacitação de recursos humanos

Independente das áreas já desenvolvidas de treinamento em planejamento e operação dos sistemas elétricos (sistemas de potência, distribuição e eletrificação rural) e gestão administrativa, as seguintes áreas serão objeto de programas de treinamento, em colaboração com universidades e centros de pesquisa:

- meio ambientes (aspectos físicos, sociais, antropológicos e culturais);
- economia e energia (investigação das relações entre economia, energia, energia elétrica e desenvolvimento);
- termeletricidade (análise de sistemas de geração isolados e interligados, equipamentos convencionais e nucleares, uso em complementação térmica, controle de emissões, etc.).



Um importante aspecto desse programa é a sua regionalização, cabendo mencionar o apoio a ser assegurado, na região Norte, aos programas de formação de pessoal de nível médio, superior e pós-graduado, promovidos pela Eletronorte.

#### 10.11 Estudos institucionais

O Setor estará realizando, de julho de 1987 a dezembro de 1988, um trabalho de revisão do

seu modelo institucional, objetivando:

- adequar o modelo setorial às necessidades decorrentes dos cenários de expansão caracterizados no Plano 2010;
- corrigir as atuais disfunções, em particular as referentes aos fluxos financeiros de recursos.

Este trabalho - que está sendo conduzido sob a coordenação da Eletrobrás, com a participação do DNAEE, concessionárias e outras entidades representativas, e que compreenderá também a revisão da legislação e do modelo de organização do Setor - é altamente oportuno, entre outras razões, pelo fato do programa de expansão previsto ser substancialmente diferente daquele que vigorou em períodos precedentes, e também porque fatores políticos gerais vêm impondo novos condicionamentos sobre a ação das empresas estatais (abertura de gestão, preocupação maior com o desempenho, etc.).

Entretanto, não há necessidade de aguardar o final desses estudos para se iniciar a implantação do programa de expansão e das demais recomendações contidas no Plano 2010, uma vez que os atuais critérios de decisão e o relacionamento entre as diversas entidades do Setor Elétrico, mesmo não sendo ideais, permitem a implementação de seus planos. Será necessário, entretanto, definir claramente os procedimentos que garantam a observância das orientações preconizada no Plano 2010.

Mesmo que os estudos referidos venham a alterar as instituições mencionadas, será preciso preservar os procedimentos que conduzam ao objetivo maior do Plano 2010, que é o de prever soluções de máximo benefício e mínimo custo para os consumidores e para o País.

#### 10.12 Viabilidade econômico-financeira

As simulações econômico-financeiras realizadas mostram que as perspectivas do quinquênio 1992/96 são satisfatórias, permitindo a realização do investimento médio anual previsto de US\$ 7,5 bilhões, quando no quinquênio anterior será de US\$ 6,4 bilhões, havendo mesmo espaço para um eventual aumento deste nível como consequência de taxas de crescimento maiores da economia, desde que mantida a elasticidade-renda do consumo de eletricidade.

Entretanto, para se atingir esta situação favorável, é absolutamente necessário que sejam seguidas nos próximos anos as recomendações do Plano de Recuperação Setorial, das quais destacam-se as seguintes:

- aumento das tarifas, visando a melhorar as taxas de retorno e promover a racionalização e conservação no uso da energia elétrica;
- capitalização do Setor Elétrico em complementação ao insuficiente autofinanciamento;
- ressarcimento, pelo Governo Federal, dos investimentos realizados nas usinas nucleares de Angra I, II e III, excedentes aos custos da alternativa hidrelétrica deslocada;
- programação dos investimentos em ritmo compatível com a recuperação econômico-financeira do Setor;
- aumento da eficiência e produtividade das concessionárias.

É objetivo fundamental do Setor Elétrico manter as tarifas elétricas brasileiras em níveis internacionalmente competitivos. Face às características do sistema elétrico brasileiro, o principal componente dos custos decorre do ativo imobilizado. Deste modo, é necessário um permanente esforço de racionalização e redução nos custos dos empreendimentos, hoje fortemente afetados por aumentos nos custos financeiros decorrentes de dilatações nos prazos de execução das obras.

A recuperação da capacidade financeira do Setor constitui uma etapa fundamental do processo da diminuição de seus custos, pois, com uma programação financeira adequada, haverá de imediato uma redução das despesas financeiras e, mesmo, dos custos diretos uma vez que os riscos incorporados aos preços contratuais podem ser reduzidos.

### 10.13 Programas de expansão

A implementação das orientações expressas no Plano 2010, no que se refere aos programas de expansão, requererá uma coordenação de ações baseadas em princípios definidos e coerentes que permitam a alocação de obras às empresas de acordo com os critérios expostos a seguir.

a) Na fase do estudo de viabilidade, serão considerados os seguintes aspectos:

- a finalidade do empreendimento e sua localização geográfica;
- a vocação histórica da empresa;
- a capacitação técnica, gerencial e financeira da empresa, de modo a permitir realizar os empreendimentos aos custos mínimos e nos prazos requeridos;
- a demonstração de existência de mercado para absorver a produção prevista e de garantia de ocupação racional do parque de geração existente.

b) Para o início da construção, após conclusão do projeto básico, serão considerados, adicionalmente:

- a definição de recursos financeiros para a completa execução do empreendimento nos prazos previstos;
- o comprometimento de todas as empresas envolvidas com o atendimento do mercado a que o empreendimento se destina, permitindo distribuir de forma equitativa não somente as vantagens visualizadas, como também os ônus decorrentes de uso de combustíveis ou de ociosidades transitórias no parque

gerador existente.

Providências deverão ser tomadas no sentido de garantir que a expansão dos sistemas se faça pelo custo mínimo, mediante o estabelecimento de requisitos e critérios básicos a serem adotados no processo decisório, desde os estudos iniciais até a execução dos novos empreendimentos.

É importante também que venham a ser adotados critérios claros de absorção parcial dos custos de expansão por outras finalidades a que os empreendimentos se destinem (navegação, controle de vazões, irrigação, absorção de tecnologia, desenvolvimento regional, etc.), de modo a não comprometer a expansão pelo custo mínimo. Portanto, a introdução de novas obras não previstas no Plano, ou eventuais antecipações, só poderá ser feita se os custos absorvidos pelo Setor Elétrico não forem maiores que os custos marginais dos seus planos de expansão. A observação deste princípio permitirá que se possa contemplar, nas futuras revisões dos programas de expansão, obras de múltiplas finalidades ou de interesse localizado em um determinado estado.

O acompanhamento integrado do programa de expansão, incluindo as diferentes fases de todos os projetos, será estruturado de forma a permitir manter o Governo informado da evolução dos programas que estão sendo realizados sob sua orientação, expressa neste Plano.