

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Eletrobrás 
Centrais Elétricas Brasileiras SA

PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

Volume II

ESTUDOS BÁSICOS

REL
621.31PL2015
E39
V.2/5
e.2

33868

PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
1993/2015

Rel
62131PL2015
E39
v. 2/5
e. 2

PLANO 2015

VOLUME II

ESTUDOS BÁSICOS

ELETOBRÁS
BIC. LOTE A
ROT. 33868
DATA 20/10/95

ELETOBRÁS
Abril de 1994

COORDENAÇÃO

Diretoria de Planejamento e Engenharia

**Av. Presidente Vargas, 642 - 10º
Centro - Rio de Janeiro - RJ
Cep.: 20079-900**

Secretaria Executiva do GCPS

**Av. Presidente Vargas, 409 - 9º
Centro - Rio de Janeiro - RJ
Cep.: 20071-003**

INFORMAÇÕES

**TELEFAX: (021) 507-2351
TELEFONE: (021) 232-7259 OU 296-3939 (Ramais 214 - 314)**

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
1993/2015**

PLANO 2015

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA

Ministro: Alexis Stepanenko

Secretário de Energia: Peter Greiner

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Diretor: José Said de Brito

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Diretor: Eugênio Miguel Mancine Scheleder

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A
ELETROBRÁS**

DIRETORIA

Presidente:	José Luiz Alquéres
Planejamento e Engenharia:	Mauro Fernando Orofino Campos
Administração:	Rudérico Ferraz Pimentel
Operação de Sistemas:	Mário Fernando de Melo Santos
Gestão Corporativa e Financeira:	Marcos José Marques

COORDENAÇÃO DO PLANO 2015

ELETROBRÁS

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA

COORDENADOR: MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS

COORDENADOR ADJUNTO: ALTINO VENTURA FILHO

DPA - Deptº de Meio Ambiente
DPD - Deptº de Desenv. Tecnol. e Industrial
DPE - Deptº de Estudos Energéticos
DPG - Deptº de Engenharia
DPS - Secretaria Executiva do GCPS
DPT - Deptº de Transmissão
DAH - Deptº de Recursos Humanos
DFE - Deptº de Estudos Econômicos e de Mercado
DOD - Deptº de Distribuição e Conservação de Energia
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Antonio Carlos do Amaral
Júlio Pedro Vaz Esmeraldo
João Carlos R. Albuquerque
Carlos Almir S. Morrissy
Luiz Pereira Barroso
Julio César Guimarães Praça
Carlos Pinheiro dos S.B. Neto
Carlos Alberto de C. Afonso
Mauro César da Rocha
Xisto Vieira Filho

SUPERVISÃO/EDITORÇÃO
DPS - Secretaria Executiva do GCPS

**GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS
ELÉTRICOS - GCPS
COMITÊ DIRETOR**

**COORDENADOR DO COMITÊ DIRETOR
SECRETARIO EXECUTIVO
REPRESENTANTE DO DNAEE**

**MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS
ALTINO VENTURA FILHO
DÁRIO JOSÉ GONÇALVES GOMES (In Memoriam)**

REGIÃO/EMPRESA

**REPRESENTANTE DAS EMPRESAS
NO COMITÊ DIRETOR**

REGIÃO NORTE

**CEA
CEAM
CELPA
CELTINS
CER
CERON
ELETROACRE
ELETRONORTE**

**Raimundo Nonato da S. Pires
Rosenberg Gomes de Andrade
Vilmos da Silva Grunvald
João Carlos Rela
Paulo Sergio Lemos Latgé
Jorge Ademir Mateus de Lima
Leandro Domingos Teixeira Pinto
Winter Andrade Coelho**

REGIÃO NORDESTE

**CELPE
CEPISA
CEMAR
CHESF
COELBA
COELCE
COSERN
ENERGIPE
SAELPA
CEAL**

**Rostand Batista dos S. Freire
Mauricio Costa Medeiros
Carlos Eduardo de Carvalho Gomes
Leonardo Lins de Albuquerque
André Augusto Teixeira
Roberto Garrido de Figueiredo
Rui Nunes Rego
Adaiberto José Moreira de Moura
Robson Barbosa
Gilson Barbosa Athayde**

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE

**CEB
CELG
CEMAT
CEMIG
CERJ
CESP
CPFL
ELETROPAULO
ESCELSA
FURNAS
LIGHT**

**Antonio de Padua Pereira
Ovidio Antonio de Angelis
Rubens Correa da Costa
Márcio de F. Teixeira Campos
Eduardo Pinto Esteves Areal
Dante Ronaldo Monaco Siani
Arlindo Gonçalves Araújo
Osvaldo Crespo de Abreu
Helvecio Antonio de Mattos
Aniello Puzzeillo
Jorge Orlando Barbosa**

REGIÃO SUL

**CEEE
CELESC
COPEL
ELETROSUL
ENERSUL**

**José Luiz Espanhol
Luiz Carlos de Freitas
Raul Munhoz Neto
Luiz Zapelini
Beverly dos Santos Martinez**

RELATÓRIOS DO PLANO 2015

VOLUME I - RELATÓRIO EXECUTIVO SÍNTESE

VOLUME II - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 1	METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO.
PROJETO 2	O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA BRASILEIRA
PROJETO 3	PERSPECTIVAS DO MERCADO E DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 4	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA · POTENCIAL HIDRELÉTRICO · DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

VOLUME III - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 4	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (Continuação) · CARVÃO MINERAL · ENERGIA NUCLEAR · RESÍDUOS DE CANA DE AÇÚCAR · BIOMASSA FLORESTAL · FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: Solar, Eólica, Xisto, Oceânica, Hidrogênio, Resíduos Orgânicos, Turfa e Lignite. · INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS
------------------	---

VOLUME IV - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 5	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 6	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROJETO 7	A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO · FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA · PROJETOS HIDRELÉTRICOS DO PLANO DE EXPANSÃO · SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
PROJETO 8	A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

VOLUME V - ESTUDOS BÁSICOS

PROJETO 9	A QUESTÃO INSTITUCIONAL E A PARTICIPAÇÃO PRIVADA NO SETOR ELÉTRICO
PROJETO 10	A POLÍTICA INDUSTRIAL E O SETOR ELÉTRICO
PROJETO 11	A POLÍTICA TECNOLÓGICA E O SETOR ELÉTRICO
PROJETO 12	ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO DO SISTEMA - OFERTA E DEMANDA
PROJETO 13	OS RECURSOS HUMANOS E O SETOR ELÉTRICO
PROJETO 14	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA GLOBAL



PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 1
Metodologia e Processo de Planejamento
da Expansão do Setor Elétrico

PLANO 2015

PROJETO 1

METODOLOGIA E PROCESSO DE
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO
SETOR ELÉTRICO

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos do Projeto	1
1.2 Objetivos do Planejamento do Setor Elétrico	2
2. O PROCESSO DE PLANEJAMENTO SETOR ELÉTRICO	3
2.1. Introdução	3
2.2. Planejamento da Expansão do Sistema	4
2.3. Planejamento da Operação do Sistema	4
2.4. Estudos Especiais de Apoio ao Planejamento	6
3. ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO	8
3.1. A Organização do Setor Elétrico Brasileiro	8
3.2. Os Principais Órgãos Colegiados	10
4. SISTEMATIZAÇÃO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - OS CICLOS E OS INSTRUMENTOS DE PLANEJAMENTO	12
5. PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	15
6. METODOLOGIA DE PREVISÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	18
6.1 Introdução	18
6.2 Principais Determinantes do Mercado de Energia Elétrica	18
6.3 Premissas Básicas para Estudos de Previsão de Mercado	20
6.4 Modelos Macroeconômicos	20
6.5 Metodologia de Previsão de Mercado	22
6.6 Aspectos Relevantes da Metodologia	24
7. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO	29
7.1 Introdução	29
7.2 Estudos de Longo Prazo	29
7.3 Estudos de Médio Prazo	32
7.4 Estudos de Curto Prazo	35
7.5 Resumo da Metodologia de Expansão da Geração	38
7.6 Critérios de Planejamento da Expansão da Geração	39
7.6.1 Introdução	39
7.6.2 Critérios de Garantia de Suprimento	40
7.6.2.1 Atendimento aos Requisitos de Energia	40
7.6.2.2 Atendimento aos Requisitos de Potência	43
7.6.3 Critérios de Operação do Sistema Gerador	44
7.7 Consideração de Incertezas no Planejamento da Expansão da Geração	45
7.8 Critérios de Dimensionamento das Usinas Hidrelétricas	46
7.8.1 Introdução	46
7.8.2 Valor Econômico dos Benefícios Energéticos	47
7.8.3 Dimensionamento a Nível de Inventário	47
7.8.3.1 Análise de Custo/Benefício e Comparação de Alternativas de Divisão de Quedas	48
7.8.4 Dimensionamento a Nível de Estudo de Viabilidade	48
7.8.4.1 Definição do Nível de Armazenamento Máximo Normal do Reservatório	49
N.A. máx. e da Máxima Depleção Operativa - N. A. min.	49
7.8.4.2 Dimensionamento da Potência Instalada	49
7.8.4.3 Dimensionamento das Quedas da Turbina	50
7.9 Modelos Computacionais utilizados para o Planejamento da Expansão da Geração	50
7.9.1 Modelos de Decisão de Investimento	51
7.9.1.1 Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termoelétricas - ORDENAÇÃO	51

7.9.1.2 Modelo de Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - DESELP	52
7.9.2 Modelos de Simulação da Operação do Sistema	52
7.9.2.1 Modelo de Simulação a Subistemas Equivalentes - MSSSE	53
7.9.2.2 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas - MSUI	53
7.9.2.3 Modelo Linear de Intercâmbio entre Sistemas - MISS	54
7.9.2.4 Modelo de Confiabilidade de Geração - CONFGER	55
7.10 Referências Bibliográficas	56
8. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	57
8.1 Introdução	57
8.2 Horizontes de Planejamento da Expansão da Transmissão	58
8.3 Os Programas Decenais de Transmissão	63
8.4 Os Estudos de Longo Prazo e a Transmissão da Amazônia	64
8.5 Engenharia da Transmissão e Custos	66
8.6 Metodologia e Critérios do Planejamento da Expansão da Transmissão	66
8.6.1 O Processo Atual	66
8.6.2 Critérios de Planejamento	67
8.6.2.1 Carregamento de Linhas Aéreas	67
8.6.2.2 Carregamento de Unidades Transformadoras	67
8.6.2.3 Níveis de Tensão	67
8.6.2.4 Estabilidade	68
8.6.2.5 Sobretensões	68
8.6.3 Novas Metodologias	68
8.7 Conclusões e Recomendações	69
8.8 Modelos Computacionais Utilizados no Planejamento da Expansão da Transmissão	70
8.8.1 Programa de Planejamento Automático	70
8.8.2 Programa de Determinação do Carregamento Admissível em Unidades Transformadoras	70
8.8.3 Programa de Avaliação de Suporte de Reativos e de Expansão Ótima de Compensação Reativa	70
8.8.4 Programa Para Priorização de Obras	71
8.8.5 Programa de Análise de Redes	71
8.8.6 Programas de Análise de Transitórios Eletromecânicos	72
8.8.7 Programas de Confiabilidade	72
8.9 Referências Bibliográficas	73
9 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO	74
9.1 Introdução	74
9.2 Estudos de Longo Prazo	74
9.3 Estudos de Médio e Curto Prazos	75
9.3.1 Metodologia Para o Planejamento Detalhado	75
9.3.2 Metodologia Para o Planejamento Agregado	77
9.4 Perspectivas da Evolução nas Metodologias e Modelos Computacionais Utilizados	78
9.5 Referências Bibliográficas	80
10 EQUIPE	81

1. INTRODUÇÃO

1.1. OBJETIVOS DO PROJETO

Os objetivos deste Projeto são:

- Descrever o Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro, seus aspectos normativos, instrumentos, principais agentes envolvidos e os ciclos de planejamento;
- Apresentar a metodologia e os critérios de planejamento adotados no Plano 2015 e mostrar como o tratamento explícito das incertezas na previsão do mercado de energia elétrica se consubstancia em alterações da forma de realizar os estudos de expansão do sistema;
- Caracterizar os procedimentos para formulação de cenários econômicos e energéticos e sua importância nas análises do mercado consumidor;
- Descrever os principais métodos e modelos computacionais empregados nas diversas fases do processo de planejamento da expansão;

Para atender a estes objetivos, o Projeto foi dividido em 9 ítema, quais sejam:

- Item 1 - Introdução, definindo seus objetivos e os do planejamento do Setor Elétrico Brasileiro;
- Item 2 - Processo de Planejamento do Setor Elétrico;
- Item 3 - Atribuições e as Responsabilidades no Processo de Planejamento, incluindo uma descrição da atual organização do Setor e seus principais órgãos colegiados;
- Item 4 - Sistematização do Processo de Planejamento da Expansão, abordando os ciclos e os instrumentos de planejamento;
- Item 5 - Processo de Planejamento da Expansão, que descreve a metodologia de planejamento da expansão do Setor Elétrico, abordando as interações entre as diversas áreas de estudo;
- Item 6 - Metodologia de Previsão do Mercado de Energia Elétrica;
- Item 7 - Metodologia de Planejamento da Expansão da Geração, que descreve a metodologia, os critérios e os modelos computacionais utilizados, destacando a importância da evolução metodológica com a introdução da abordagem das incertezas de forma endógena na formulação das alternativas de expansão;
- Item 8 - Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão, que aborda a metodologia, os critérios e os modelos computacionais utilizados.
- Item 9 - Metodologia de Planejamento da Expansão da Distribuição, que descreve a atual metodologia e os critérios utilizados, abordando também as perspectivas de evolução metodológica.

1.2 OBJETIVOS DO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

O planejamento do Setor Elétrico se insere no planejamento global da economia brasileira, em função da evidente essencialidade sócio-econômica da energia elétrica. A expansão dos sistemas elétricos, em função da característica de suas obras, muitas das quais de grande porte e de longa maturação, exige vultosos investimentos a curto prazo para prevenir prejuízos maiores a longo prazo e acarreta a necessidade de conciliação entre objetivos sócio-econômicos de curto e de longo prazos. O nível ao qual se deve efetuar esta compatibilização é fixado, de forma subjetiva, pela sociedade como um todo. Com isso, muitas das diretrizes do planejamento devem ser formuladas, dado que, pela desnecessidade dessas definições em outros setores da economia elas ainda não foram estabelecidas.

A complexidade crescente do planejamento do Setor Elétrico, tanto ao nível da expansão quanto ao nível da operação dos sistemas elétricos, impõe que sejam contemplados os seguintes objetivos principais:

- analisar o papel da energia elétrica em cenários alternativos da evolução da economia e da matriz energética brasileira;
- prever as necessárias ações sobre a formação da demanda, ampliando o escopo de atuação do planejamento, principalmente no que se refere às ações de conservação e racionalização, resultando numa elevação da eficiência no uso da energia elétrica;
- formular estratégias de expansão das instalações de suprimento, detalhando, em particular, as alternativas do parque gerador e das grandes interligações regionais, balizando os investimentos necessários em geração, transmissão, distribuição, eletrificação rural e instalações gerais;
- estabelecer as perspectivas de utilização de fontes primárias para geração de energia elétrica de origem nuclear, carvão mineral, bagaço de cana, derivados de petróleo, gás natural, biomassa florestal e outros energéticos, no sentido de propiciar uma transição adequada, a médio e longo prazos de um sistema gerador predominantemente hidrelétrico para um sistema misto, ou seja, hidrotérmico;
- incorporar as considerações sócio-ambientais associadas às alternativas de suprimento contempladas pelo planejamento da expansão;
- analisar os aspectos econômicos e financeiros associados ao financiamento das alternativas de expansão;
- identificar os principais condicionantes de ordem institucional para o desenvolvimento do Setor Elétrico;
- 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 realização 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 da ELETROBRÁS e do Setor Elétrico com a comunidade internacional;
- promover e participar da formação dos recursos humanos necessários às atividades do Setor Elétrico;
- implementar programas de elevação da qualidade e produtividade nas diversas atividades do Setor Elétrico.

2. O PROCESSO DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 INTRODUÇÃO

As características particulares dos sistemas elétricos brasileiros, com um parque gerador preponderadamente hidrelétrico de grande porte e envolvendo intercâmbios expressivos de energia entre as diversas regiões do País, conduzem o planejamento do Setor Elétrico Brasileiro a estudos com horizontes de longo prazo, já que a identificação de potenciais e aproveitamentos hidrelétricos em bacias hidrográficas não inventariadas, o desenvolvimento de tecnologias para transmissão de grandes blocos de energia a longa distância, além da maturação de novas tecnologias de produção, poderão exigir intervalos longos entre as primeiras decisões e o aumento efetivo da capacidade de atendimento do sistema, isto é, cerca de 20 a 30 anos.

As decisões referentes ao início da construção de obras de geração só aumentarão a capacidade geradora do sistema em um prazo de aproximadamente 8 anos, particularmente para as usinas de maior porte. Isto implica na necessidade de se analisar as condições de atendimento ao mercado consumidor num período de aproximadamente 15 anos, de modo que se possa tomar, com a antecedência necessária, as decisões para garantir este atendimento, (em particular o início da construção de uma nova usina, cerca de 8 anos antes de sua contribuição para o mercado consumidor, e o aprofundamento dos estudos relativos a esta usina, cerca de 10 anos antes de seu início de operação).

Pode-se considerar esta etapa do processo de planejamento como estratégica. Buscar-se-á o que fazer, isto é, ou quais as decisões a serem tomadas frente a um ou mais cenários possíveis de crescimento do mercado de energia elétrica, de tal forma que o consumidor final seja atendido, no futuro, ao mínimo custo e com um serviço prestado de qualidade adequada.

As decisões concernentes à operação do sistema elétrico concebido na fase do Planejamento da Expansão e aquelas relativas a reforços no sistema de transmissão, cujo prazo varia em cerca de 5 anos, assim como outras decorrentes da previsão de entrada em operação das obras em construção, implicam na necessidade de análises detalhadas do desempenho do sistema com uma antecedência média de 5 anos.

A programação detalhada da operação do sistema, como previsão de geração por usina, previsão da manutenção das unidades geradoras e do consumo de combustível nas usinas termelétricas, entre outras, deve ser realizada com a antecedência de um ano. Finalmente, as decisões de operação em tempo real devem ser visualizadas com uma antecedência mínima de cerca de uma semana.

Estas etapas do processo de planejamento podem ser entendidas como táticas, ou seja, "como fazer" para minimizar os custos operativos dos sistemas elétricos concebidos no Planejamento da Expansão dentro de uma adequada qualidade do serviço prestado ao consumidor final.

Portanto, regra geral, pode-se dividir o Processo de Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro em duas etapas sequenciais:

- I) Planejamento da Expansão do Sistema - Planejamento Estratégico; e
- II) Planejamento e Programação da Operação do Sistema - Planejamento Tático

2.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA

O planejamento da expansão do sistema, que é uma atividade ligada às decisões de aumento da capacidade de atendimento ao mercado consumidor, pode ser dividido em três etapas de estudos, função dos horizontes e decisões envolvidas:

- Estudos de Longo Prazo, que examinam um horizonte de 20 a 30 anos à frente e permitem identificar as linhas mestras de desenvolvimento do sistema, fixando as metas para o horizonte de médio prazo de acordo com a composição esperada do parque gerador, dos troncos de transmissão para as interligações regionais e da necessidade de desenvolvimento de processos tecnológicos e industriais;
- Estudos de Médio Prazo, que equacionam o atendimento ao mercado consumidor até 15 anos à frente, estabelecendo as alternativas de expansão do sistema elétrico condicionadas pelos resultados dos Estudos de Longo Prazo, de forma a atender aos requisitos de mercado a custos mínimos;
- Estudos de Curto Prazo, com um horizonte de até 10 anos à frente, que representam o ajuste nas decisões referentes ao programa de expansão do sistema elétrico frente a variações conjunturais como mudanças nas previsões de mercado, atrasos nos cronogramas das obras em andamento e restrições de recursos financeiros para investimentos.

Na evolução natural do horizonte de longo prazo para o de curto prazo, está implícita uma sequenciação nos estudos de Planejamento da Expansão, ou seja, os Estudos de Longo Prazo precedem os Estudos de Médio Prazo, que por sua vez precedem os Estudos de Curto Prazo.

Os Estudos de Longo Prazo são caracterizados pela grande quantidade de informações de pouca precisão, face ao natural nível de incertezas das variáveis básicas e são fundamentalmente influenciados por condicionantes estratégicos ligados à disponibilidade de recursos primários e tecnológicos; nos Estudos de Médio Prazo, satisfeitas as metas impostas pelo longo prazo, a condição de economicidade (custo mínimo) dos programas de expansão é determinante; no curto prazo, as restrições físico-financeiras e os fatores conjunturais preponderam.

2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

De forma geral, o Planejamento e a Programação da Operação do Sistema enfocam sua análise nos primeiros 3 anos do horizonte de planejamento, até a operação do sistema em tempo real.

No planejamento do Setor Elétrico Brasileiro, as atividades relativas aos Estudos da Operação do Sistema são agrupados nas seguintes etapas:

- Planejamento Quinquenal da Operação
- Programação da Operação
- Supervisão e Controle da Operação
- Análise Estatística da Operação
- Contabilização de Intercâmbios.

A distribuição de responsabilidade entre as etapas é definida de forma a se obter um desempenho satisfatório de toda a cadeia de procedimentos. Nela está implícita uma seqüência de estudos em que o Planejamento Quinquenal da Operação precede a Programação da Operação, que por sua vez precede a Supervisão e Controle da Operação, tendo-se, no final, a Análise Estatística e Contabilização dos Intercâmbios.

O Planejamento da Operação do Sistema tem como informações básicas a situação do sistema e a programação da entrada em operação das obras nos primeiros cinco anos da expansão, ambas provenientes dos Estudos de Curto Prazo do Planejamento da Expansão.

O Planejamento Quinquenal da Operação compreende a análise da operação do sistema em um horizonte de cinco anos, com detalhamento mensal, onde são estabelecidas as estratégias de operação a serem consideradas nos estudos do horizonte da Programação da Operação que, analisando o ano seguinte, (também com detalhamento mensal), permitirá a realização dos estudos das condições de operação do sistema em diversas situações possíveis.

Cabe à Programação da Operação o detalhamento de cada mês futuro, e para cada dia, estabelecendo a coordenação entre as programações das diferentes empresas envolvidas e os compromissos de cumprimento das metas definidas pelo Planejamento da Operação. Deste modo, cabe também à Programação da Operação o acompanhamento da operação do sistema, visando, face aos desvios que podem ocorrer nesta etapa, solicitar ao Planejamento Quinquenal da Operação a revisão das metas de programação a curtíssimo prazo.

A Supervisão e Controle da Operação abrange as atividades incluídas no dia da operação, estabelecendo, especialmente, a supervisão em tempo real dos sistemas de geração e transmissão e o controle dos parâmetros que influem na qualidade e continuidade do serviço.

As atividades de Análises Estatísticas da Operação e Contabilidade de Intercâmbios envolvem as tarefas associadas à obtenção, compilação e preparação de relatórios de operação, em bases diárias, semanais, mensais e anuais, que possibilitam a avaliação do desempenho dos critérios, procedimentos metodologias em uso, como a análise do intercâmbio verificado entre as empresas e posterior utilização dessa técnica nas transações comerciais entre si.

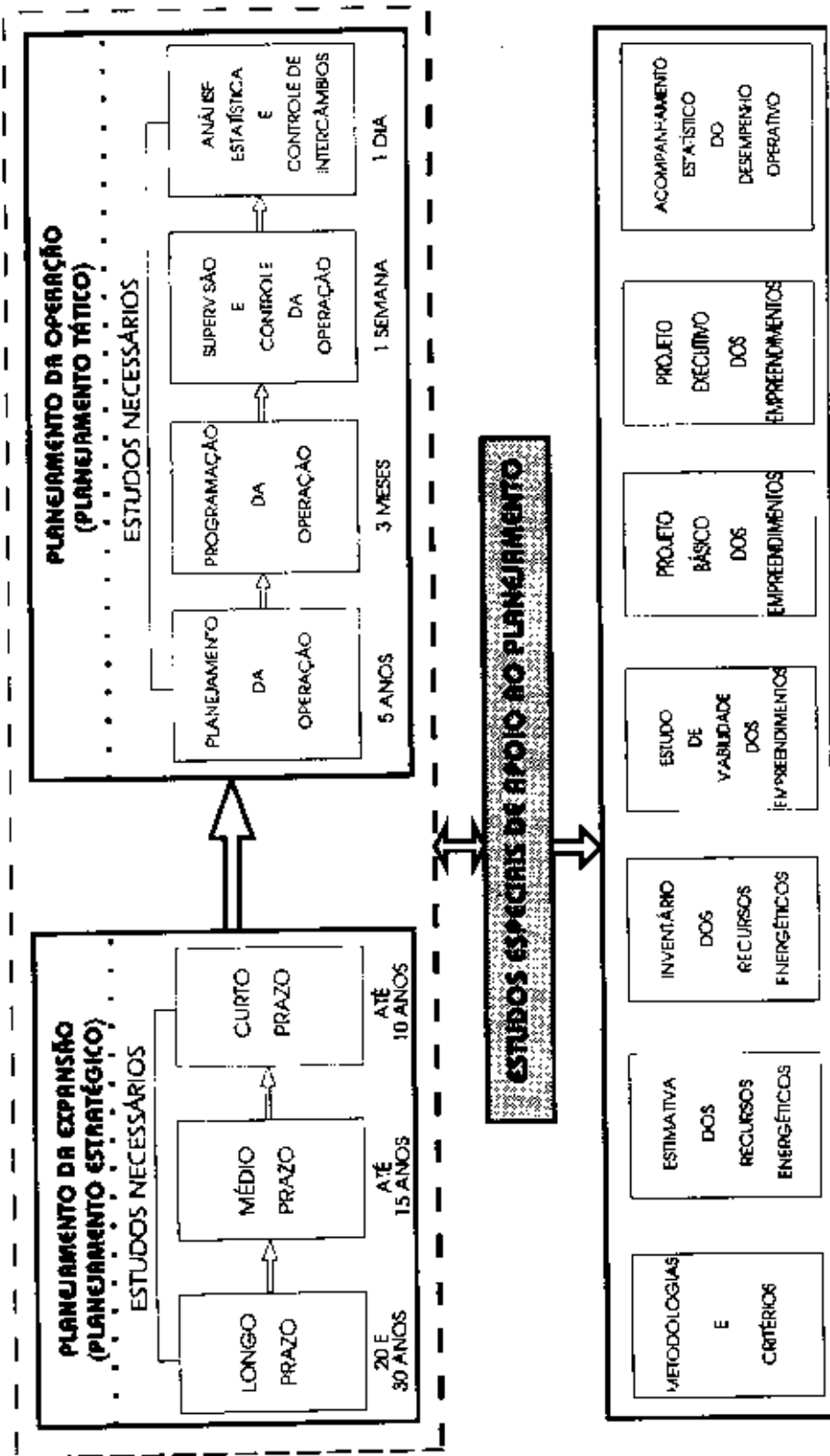
Os estudos de Planejamento da Expansão e de Planejamento da Operação do Setor Elétrico são, portanto, ligados à natureza das decisões necessárias em cada etapa do processo de planejamento, tendo sempre como meta o atendimento ao consumidor final com o mínimo custo e adequada qualidade do serviço. Os trabalhos em cada uma dessas etapas produzirão respostas específicas envolvendo a utilização de ferramentas adequadas, o estabelecimento e a consideração de critérios de garantia de atendimento, de expansão e de operação dos sistemas bem como análises econômicas, além da preparação e obtenção dos dados necessários.

2.4 ESTUDOS ESPECIAIS DE APOIO AO PLANEJAMENTO

Dessa maneira, o Planejamento do Setor Elétrico, a fim de realizar as análises requeridas nas diversas etapas de sua elaboração, necessita elaborar estudos especiais paralelos, entre outros, o estabelecimento de metodologias e critérios de planejamento, energéticos econômicos, bem como a avaliação e conhecimento dos recursos energéticos disponíveis, inclusive, Estudos de Estimativa de Recursos, Estudos de Inventário e de Viabilidade, Elaboração de Projetos Básicos e Executivos dos empreendimentos e Acompanhamento Estatístico do Desempenho Operativo dos Projetos de Geração e Transmissão.

A Figura 2.1, a seguir, sintetiza, esquematicamente, o Processo de Planejamento da Expansão e da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro.

FIGURA 2.1
PROCESSO DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



3. ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO

3.1 A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com a Constituição Federal de 1988, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidrenergéticos.

Tal competência é exercida através do Ministério das Minas e Energia - MME, que tem sob sua responsabilidade, dentre outras, o setor de energia elétrica.

Dentre os órgãos específicos subordinados ao Ministério das Minas e Energia destaca-se a Secretaria de Energia - SE, a quem compete formular a política energética nacional, acompanhar e coordenar sua execução, exercer atividades de supervisão e controle do aproveitamento de recursos hídricos e energéticos em geral, orientar e fiscalizar atividades relativas ao monopólio da União e atribuições correlatas.

Na estrutura da Secretaria de Energia, insere-se o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, ao qual compete, dentre outras atribuições, a outorga de concessão, permissão ou autorização dos serviços de energia elétrica, a fixação dos níveis e a estrutura tarifária, atendendo orientações do setor econômico do Governo, e a fiscalização e o controle das empresas concessionárias.

O Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE, também subordinado à Secretaria de Energia, é o órgão de execução responsável pelo planejamento energético como um todo, interagindo com os demais setores ligados ao MME no sentido de viabilizar o desenvolvimento energético nacional.

O Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, também diretamente subordinado à SE, constitui o órgão responsável pela execução da política tarifária do Setor Petróleo, Carvão Mineral e Alcool.

Subordinada ao MME/SE, a ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. constitui-se em uma empresa de economia mista com atuação em todo território nacional através de empresas controladas de âmbito regional, grandes geradoras de energia: ELETRONORTE, atuando na Região Norte mais o Estado do Maranhão, do Tocantins (até o sul do Estado) e do Mato Grosso; CHESF, atuando na Região Nordeste menos o Estado do Maranhão; FURNAS, atuando nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste acrescido do sul do Tocantins menos os Estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e ELETROSUL, na Região Sul mais o Estado do Mato Grosso do Sul. A ELETROBRÁS conta, ainda, com duas empresas basicamente distribuidoras, de âmbito estadual: LIGHT, no Estado do Rio de Janeiro e ESCELSA, no Estado do Espírito Santo. Participa também como associada das concessionárias estaduais de energia elétrica e detém 50% do capital da Itaipu Binacional. Compete à ELETROBRÁS a coordenação das atividades de planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos, bem

como o financiamento e repasse dos recursos financeiros para investimentos, elaborando, em consonância com a política energética governamental, as principais diretrizes na área de energia elétrica.

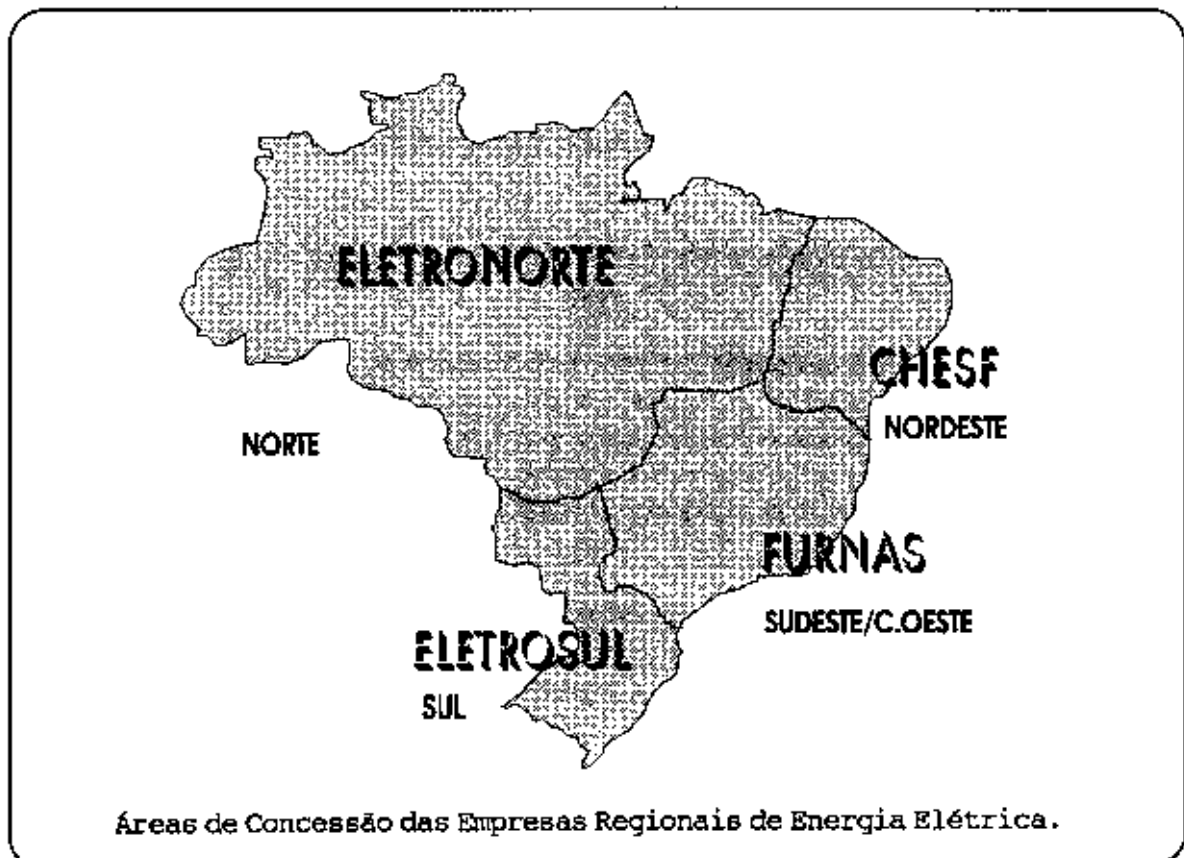
A ELETROBRÁS mantém, ainda, o controle acionário da NUCLEBRÁS Engenharia - NUCLEN e é a principal mantenedora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.

As empresas estaduais constituem um importante grupo de concessionárias, atuando especialmente na área de distribuição, embora os maiores Estados da Federação possuam significativos parques geradores, complementando, no entanto, o atendimento ao seu mercado através da compra de energia elétrica das empresas federais controladas da ELETROBRÁS. Estas empresas são estatais de economia mista, cujo controle é dos respectivos governos estaduais, exceto a Empresa do Estado do Tocantins-CELTINS, cujo controle acionário majoritário é privado.

Existem, ainda, empresas municipais de menor porte ou micro-regionais, essencialmente de distribuição, bem como empresas privadas com pequena participação no conjunto do Setor Elétrico, atuando especialmente como auto-produtoras e na co-geração.

A Figura 3.1, permite visualizar a divisão geo-elétrica do Brasil em função das áreas de atuação das empresas regionais.

FIGURA 3.1
DIVISÃO GEO-ELÉTRICA DO BRASIL



Deve-se observar que as empresas regionais, além de complementarem as necessidades do mercado de todas as concessionárias que atuam nas suas respectivas áreas, são também responsáveis pela interligação elétrica inter-regional, estabelecendo, assim, os chamados Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/C.Oeste. No futuro, quando se visualiza o aproveitamento dos recursos hidrelétricos existentes na Amazônia, em particular nas bacias dos rios Xingü, Tapajós e Madeira, o sistema elétrico nacional passará a se constituir de um único Sistema Interligado Brasileiro.

Há que se observar, no entanto, uma particularidade da Região Norte, que apresenta vários sistemas não interligados eletricamente, constituindo, assim, os chamados Sistemas Isolados da Região Norte, cujo atendimento ao mercado consumidor é essencialmente à base de geração térmica local, em razão da grande esparcidade destes mercados e do ainda reduzido aproveitamento dos potenciais hidrelétricos da Amazônia.

Do que foi exposto, percebe-se que a atual organização do Setor Elétrico conduz a diferenças de enfoque na atuação de cada empresa. Uma subsidiária da ELETROBRÁS, por exemplo, pelo seu próprio objetivo, interfere no planejamento do sistema elétrico nacional e vice-versa. Em outras palavras, a visão de planejamento de uma empresa regional é coerente com a visão da ELETROBRÁS, predominando os aspectos de inserção na política energética global, com conceituações macroeconômicas, ou seja, dentro de uma visão de economia global.

Já uma empresa de âmbito estadual, tem um enfoque um pouco diferente. Evidentemente que os aspectos de economia global devem ser levados em consideração, porém, as estratégias políticas, sociais e os interesses industriais ligados ao processo de desenvolvimento de cada Estado devem ser considerados no enfoque do planejamento. Não obstante, nessas empresas há, muitas vezes, a opção entre ampliar seu parque gerador ou adquirir a energia necessária ao atendimento de seu mercado, de uma supridora regional, cabendo a esta, como já mencionado, a garantia, em níveis adequados de qualidade e quantidade, a complementação das necessidades de consumo na região de atuação, executando, assim, a política de integração nacional emanada do Governo Federal.

3.2 OS PRINCIPAIS ORGÃOS COLEGIADOS

A coordenação do Planejamento da Expansão e da Operação dos Sistemas Elétricos Brasileiros é executada através de órgãos colegiados, dos quais participam representantes das empresas concessionárias do serviço de eletricidade. Esses órgãos atuam no sentido de conciliar os interesses locais e regionais das concessionárias com aqueles do País e do Setor Elétrico no seu conjunto, assegurando o atendimento ao mercado consumidor com padrões elevados de confiabilidade e baixo custo.

O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, criado através da Portaria MME nº 1617, de 23 de novembro de 1982, coordenado pela ELETROBRÁS, é responsável pela coordenação do planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica em todo o País.

O Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, criado através da Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973 e regulamentado pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, coordenado pela ELETROBRÁS, é o órgão responsável pela coordenação da operação do sistemas interligados das

regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Em função da interligação hidráulica entre os sistemas Sudeste e Nordeste, através do rio São Francisco, a CHESF passou, em 1979, a participar dos estudos do GCOI. Em 1981, com a interligação elétrica entre os sistemas elétricos das regiões Norte e Nordeste, a ELETRONORTE também passou a integrar este colegiado.

O Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON, regulamentado pelas Portarias MME nº 1008, de 16 de agosto de 1974, e nº 838, de 09 de junho de 1982, tem a responsabilidade da coordenação do relacionamento operacional entre as supridoras regionais e as concessionárias estaduais de distribuição nas regiões Norte e Nordeste. Suas atividades envolvem o planejamento da operação e os estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O Comitê de Distribuição - CODI, criado através da Portaria MME nº 425, de 8 de abril de 1975, tem a responsabilidade de fixar diretrizes e definir parâmetros básicos para a implantação, manutenção, operação e segurança dos sistemas elétricos de distribuição. Participam as empresas das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste e a COELBA.

A Comissão de Estudos de Critérios de Contabilização dos Suprimentos da Itaipu - CECOL do Comitê de Administração e Operação - CADOP, criada em 25/10/1985, integrada por ELETROBRÁS, ANDE, ITAIPU BINACIONAL, FURNAS e ELETROSUL, define as participações da ITAIPU BINACIONAL no suprimento energético dos sistemas interligados brasileiros das Regiões Sul e Sudeste/C.Oeste e ao Paraguai.

O Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, criado através da Portaria MINFRA nº 895, de 29 de setembro de 1990, coordenado pela ELETROBRÁS, é responsável pelo apoio às atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como da utilização e comercialização de energia dos Sistemas Isolados da Região Norte e de Regiões vizinhas.

As atividades de supervisão e coordenação da operação são conduzidas no âmbito do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada - SINSC, que, juntamente com o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), consolidará a execução de coordenações sistêmicas. Paralelamente, têm sido efetivados esforços em todos os COSs das Empresas integrantes do Projeto SINSC de modo a melhor capacitá-las para o trabalho articulado.

Finalmente, entre os principais órgãos colegiados de planejamento, se destaca o Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE, criado em 26.04.88, através da Portaria MME nº 511, com a atribuição de coordenar as atividades relativas ao meio ambiente que integram os planos de expansão dos sistemas elétricos, estabelecendo e aprimorando políticas, diretrizes gerais, metodologias, normas e procedimentos.

4. SISTEMATIZAÇÃO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - OS CICLOS E OS INSTRUMENTOS DE PLANEJAMENTO

O planejamento do Setor Elétrico se inscreve no âmbito da administração pública brasileira, entre os que contemplam horizontes temporais mais longos.

Esse fato, como já comentado, decorre do prazo de implantação das obras e instalações de suprimento e da sua expressão econômica no contexto do investimento global do País. Sendo uma necessidade indispensável do processo de viabilização de atuação do Setor Elétrico, o planejamento da expansão vem sendo efetuado ao longo dos anos com rigorosa continuidade e aperfeiçoamento metodológico.

A instituição do GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, reforçou o caráter participativo e a representatividade no processo de planejamento coordenado pela ELETROBRÁS, dando-lhe a conotação de um instrumento setorial, englobando, no seu bojo, uma compatibilização de objetivos de planejamento de agentes diversos como empresas estaduais, supridoras regionais e outros.

Esse progresso, no sentido da institucionalização de um processo de planejamento a longo prazo, não tem correspondência no planejamento econômico global do País.

Fora o Plano Decenal, iniciado em 1964 pelo então Ministério do Planejamento, os demais instrumentos de planejamento consideram prazos menores, caracterizando-se, na prática, o horizonte de 5 anos dos sucessivos Planos Nacionais de Desenvolvimento - PND's.

Assim, a vinculação do planejamento do Setor Elétrico com o planejamento governamental tem-se efetuado fundamentalmente no horizonte de curto prazo (5 anos), conforme caracterizado no ciclo atual, através do Plano Plurianual de Investimentos, elaborado a cada início de governo.

No âmbito das equipes envolvidas nos trabalhos de planejamento, vêm, todavia, sendo intensificados os contactos da ELETROBRÁS com o Iplan, Ipea, BNDES e Finep, órgãos com preocupação significativa na formulação de uma visão a longo prazo da economia e do processo de planejamento.

No tocante à área energética, a racionalização do processo de planejamento e decisão - através da sistematização de informações, da adoção de metodologias homogêneas e comparáveis e de critérios compatíveis para os diversos subsectores energéticos - vinha sendo perseguida, nos últimos anos, através de diferentes iniciativas do Ministério de Minas e Energia. Ultrapassada a visão de que a mera compatibilização entre os planos das diferentes agências asseguraria os resultados desejados, ficou patente a importância da articulação da política energética com outras políticas setoriais, o que exige o exame da demanda, bem como o seu ajustamento para obter a maximização dos impactos positivos desejados nas áreas econômico-social, tecnológica, ambiental, do desenvolvimento regional, da distribuição de renda e do emprego, limitando eventuais consequências negativas a mínimos administráveis. A otimização buscada propiciará a hierarquização da atuação do Estado em áreas como pesquisa e desenvolvimento, conservação de energia e substituição de fontes, entre outras.

Conforme descrito no Item 2, o processo de planejamento do Setor Elétrico pode ser dividido em: 1) - Planejamento da Expansão do Sistema, e 2) - Planejamento e a Programação da Operação do Sistema.

O objetivo fundamental do planejamento da expansão consiste em traçar trajetórias ou referências para o Setor Elétrico, evidenciando as principais opções que se apresentam para os agentes envolvidos e motivando a oportuna tomada de decisões, com o necessário grau de reflexão e avaliação técnica.

A divisão do Planejamento Estratégico em horizontes de longo, médio e curto prazos, como já justificado, se faz de forma natural, em função da antecedência das decisões pertinentes.

A revisão dos estudos de longo prazo se faz necessária quando existem mudanças significativas nos condicionantes estratégicos e nas variáveis macro-econômicas que afetam também o horizonte de longo prazo. Além disso, é natural, no processo político, que variações nas prioridades de ação, decorrentes de alterações na filosofia administrativa equipes de governo, também motivem, igualmente, uma periódica revisão do planejamento.

Por essa razão, os Planos de Longo Prazo do Setor Elétrico, como o Plano 2015, tem uma periodicidade de revisão de 5/6 anos. Assim, as orientações mais permanentes e de cunho estratégico deverão manter sua validade no horizonte 1993/97, quando a elaboração de um novo Plano poderá ser necessária, já que o planejamento é uma atividade contínua que, em face das incertezas, necessita de uma permanente revisão de curso.

Os Estudos de Médio Prazo (15 anos), onde são definidos, com predominância do aspecto físico, os programas de obras das empresas estaduais e regionais, no âmbito do GCPS, tem sido objeto de revisões a cada 2 ou 3 anos, embora seja ajustado a cada ano, à luz das revisões de mercado e das restrições físico-financeiros das obras de expansão.

Os Estudos de Curto Prazo, consubstanciados no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, são elaborados anualmente no âmbito do GCPS e coordenados pela ELETROBRÁS. De acordo com o Decreto nº 96.652, de 06 de setembro de 1988, que aprovou o Plano 2010, o GCPS está encarregado de revê-lo e atualizá-lo anualmente no horizonte de dez anos.

De forma a cumprir tal objetivo, o GCPS vem atuando em três grandes linhas:

- ciclo anual de planejamento;
- desenvolvimento metodológico; e
- estudos específicos de apoio ao ciclo anual de planejamento.

No ciclo anual de planejamento são revistas, de início, as previsões de mercado no horizonte decenal. Em seguida, o programa de obras de geração, transmissão e distribuição é ajustado ao mercado previsto. Caso haja restrições financeiras para a realização do programa de obras, estas são priorizadas e estudos mais detalhados avaliam os riscos de racionamento e interrupção do serviço de energia elétrica. Finalmente, é possível estabelecer o programa consolidado de investimentos. O conjunto de resultados obtidos que inclui, ainda, cálculo dos custos marginais de expansão e cálculo dos contratos de suprimento de energia e potência entre empresas, constitui o Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico.

O GCPS utiliza, para a função de desenvolvimento metodológico, a capacidade e a experiência técnica disponível nas empresas, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL e, quando necessário, em empresas de consultoria e Universidades. Nesta área, ocorreu grande desenvolvimento do Setor

Elétrico, havendo efetiva transferência de tecnologia entre empresas e um efetivo avanço nos métodos e procedimentos de planejamento, com amplo benefício para todos.

Os estudos desenvolvidos no âmbito dos Comitês Técnicos e Comissões permitem ao Comitê Diretor do GCPS deliberar sobre as propostas de expansão dos sistemas elétricos das concessionárias e atuar junto à ELETROBRÁS e órgãos do governo para a sua efetiva implantação.

As atividades técnicas são supervisionadas pela Secretaria Executiva do GCPS que, além disso, fornece o apoio administrativo a todos os órgãos que o compõem. Ela coordena, compatibiliza e acompanha a execução dos programas de trabalhos dos Comitês Técnicos e Comissões, providencia a emissão de relatórios técnicos, edita as resoluções do Comitê Diretor e monitora o cumprimento destas decisões.

Cabe ressaltar o esforço que vem sendo realizado pelo Setor visando a incorporação das variáveis sócio-ambientais no processo de planejamento. Este esforço que vem sendo empreendido pelo COMASE, através de seus grupos de trabalho, consubstancia-se na sistematização de conceitos, definição de instrumentos e desenvolvimento de metodologias visando subsidiar o processo decisório.

Esta sistematização do processo de planejamento está adaptada à organização do gasto público preconizada pela Constituição Federal. Segundo esta, três instrumentos regulam o gasto público anual no Brasil:

- Plano Plurianual de Investimentos - inclui os investimentos, para um período de cinco anos, da administração direta, autarquias, seguridade social e empresas estatais. Este plano é elaborado no primeiro ano de cada novo Governo e fixa as diretrizes básicas do gasto público. O Plano Plurianual estabelece metas físicas detalhadas por área a ser atingida. São levadas em consideração, na análise do plano de investimento, seus reflexos sobre o custeio;
- Lei de Diretrizes Orçamentárias - esta lei fixa, no primeiro semestre de cada ano, os parâmetros de natureza financeira e as prioridades do orçamento anual que será apresentado no segundo semestre. Assim, ela representa a ligação entre o Plano Plurianual e os Orçamentos Anuais.
- Orçamentos Anuais - compõem-se do Orçamento Fiscal, Orçamento da Seguridade Social e Orçamento de Investimento das Empresas Estatais.

A Lei de Diretrizes Orçamentárias fornece os condicionantes para a elaboração das atualizações anuais do Plano Decenal de Expansão, no âmbito do GCPS. Finalmente, este Plano Decenal de Expansão fornece os elementos para o estabelecimento dos respectivos Orçamentos de Investimento.

5. PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

No sentido de cumprir a missão básica de atender ao consumidor final de energia elétrica com um serviço de qualidade adequada com baixo custo, e fomentar o desenvolvimento econômico-social do País, o Setor Elétrico, em última análise, deve equacionar as seguintes questões básicas, no seu processo de planejamento da expansão:

- 1) - Quando haverá necessidade de expandir os sistemas elétricos?
- 2) - Como e onde deverá ser feita a expansão necessária?
- 3) - De quanto deverá ser a expansão dos sistemas elétricos?

A primeira questão - "quando" é fundamental, pois é o cenário de demanda que irá impor as ações necessárias de expansão da oferta, cuja materialização requer um longo horizonte de tempo.

A consequência de um cenário de demanda no processo decisório do Setor Elétrico tem importância fundamental, eis que se esta tendência não for identificada em tempo hábil, a realização de demandas futuras acima dos montantes previstos no planejamento podem acarretar medidas anti-econômicas, podendo no extremo ser necessário o racionamento ao consumidor final, face ao desequilíbrio oferta/demanda. Ao contrário, demandas futuras abaixo das previstas, dependendo do momento de percepção desta tendência, podem induzir decisões de expansão ineversíveis, com a indesejável antecipação de investimentos que, naturalmente, seriam mais úteis em outros segmentos do Setor Elétrico e/ou da própria economia do País.

Dessa forma, o planejamento da expansão tendo em conta a incerteza no mercado consumidor é, atualmente, o grande desafio metodológico e processual do Setor Elétrico no sentido de compatibilizar a qualidade e os custos do serviço de energia elétrica.

A segunda questão - "como e onde", tem o desafio de escolher prioritariamente os recursos energéticos mais econômicos, no sentido de garantir uma expansão da oferta ao mínimo custo. Como consequência evidente obtém-se a localização destes recursos e as demandas de viabilização da sua inserção sócio-econômica e da transmissão da energia associada.

A terceira questão - "quanto", terá resposta na definição dos critérios de qualidade e de garantia de atendimento ao consumidor final.

Evidentemente a natureza da missão básica do Setor Elétrico é conflitante, já que uma elevada qualidade de serviço exige pesados investimentos, que por sua vez têm que ser racionalizados para permitir baixos custos finais da produção, da transmissão e da distribuição da energia elétrica.

Cabe à sociedade arbitrar o nível de qualidade do serviço de energia elétrica pelo qual está disposta a pagar.

Portanto, o planejamento da expansão do Setor Elétrico exige metodologias de planejamento da demanda e da oferta, sendo que na oferta se incluem metodologias específicas para a expansão da geração, da transmissão e da distribuição de energia elétrica.

Cabe mencionar que, se por um lado as incertezas na demanda adquirem papel fundamental no planejamento da expansão, igualmente as incertezas na oferta, no que diz respeito ao aporte de recursos financeiros em montantes compatíveis com as necessidades de expansão, constituem também um grande desafio no aperfeiçoamento das metodologias de planejamento da expansão dessa oferta.

Os itens subsequentes irão descrever o atual estágio e as perspectivas de evolução das metodologias de planejamento da demanda, da expansão da geração, da expansão da transmissão e da expansão da distribuição.

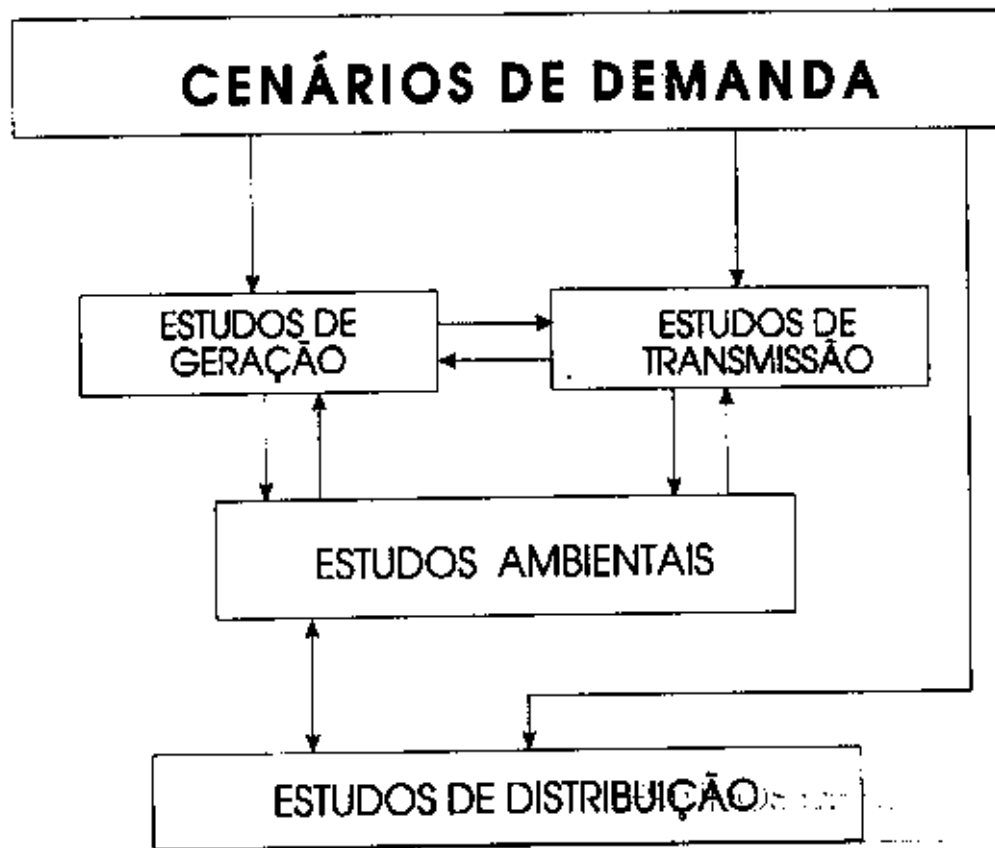
Ressalta-se que pela própria natureza do serviço de energia elétrica, a ampliação da capacidade de atendimento ao consumidor final exige um processo de planejamento iterativo entre as áreas da geração, transmissão e distribuição, quer seja na compatibilização física das obras quer no equacionamento do aporte de recursos financeiros.

A Figura 5.1, a seguir, ilustra como se dá esse processo iterativo.

A partir dos cenários de demanda são realizados os estudos de expansão da geração, em conjunto com os estudos de expansão da transmissão, na medida em que decisões de expansão da geração naturalmente condicionam decisões de expansão da transmissão. Eventualmente, em horizontes de mais curto prazo, os estudos de planejamento da expansão da transmissão podem induzir a decisões de expansão da geração assim como os estudos ambientais podem provocar revisões nos estudos de geração e transmissão.

Os estudos de planejamento da expansão da distribuição, ao contrário, não são influenciados pelos estudos de geração e transmissão, a menos, no horizonte de curto prazo, do equacionamento do aporte de recursos financeiros entre os três segmentos (geração, transmissão e distribuição).

FIGURA 5.1
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO



6. METODOLOGIA DE PREVISÃO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 INTRODUÇÃO

A constatação de que as previsões de mercado de energia elétrica geram, de imediato, decisões que envolvem desembolsos financeiros cujos efeitos só se materializam até mais de uma década depois, vem exigindo grandes mudanças metodológicas no planejamento da expansão do setor.

Na década de 70, os choques de petróleo mostraram a necessidade de se elaborar estudos de cenários macroeconômicos e energéticos, complementando as análises e extrapolação de tendências observadas no passado. Mais recentemente, ao final dos anos 80, a constatação de grandes desvios entre os valores realizados e previstos para variáveis de decisão importantes no setor energético, principalmente as previsões de mercado, conduziram ao desenvolvimento de novas metodologias de planejamento onde, ao incorporar as incertezas, o resultado final não é um plano mas sim uma estratégia de ação em que periodicamente se define o próximo passo, contemplando critérios de minimização do máximo arrependimento em substituição aos de mínimo custo.

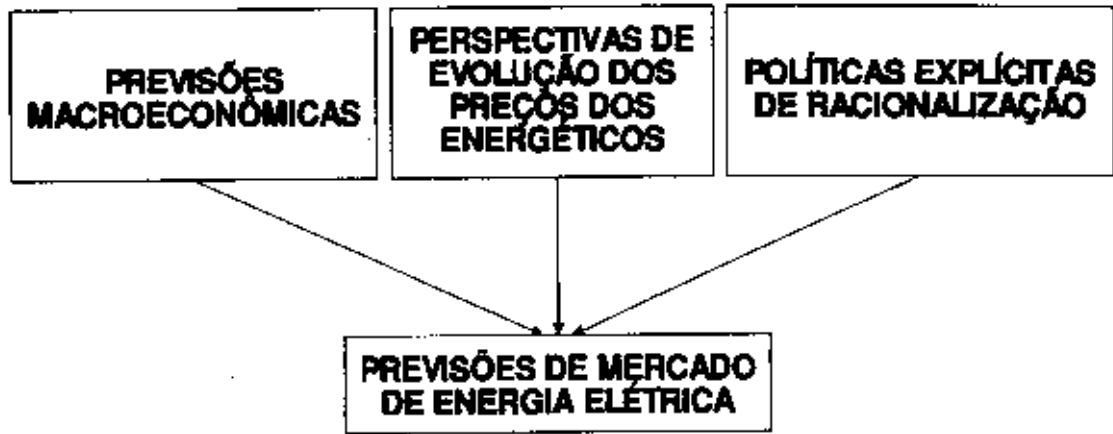
Entretanto é importante ressaltar que, quanto mais longínquo for o horizonte, menor é a participação do custo das alternativas na tomada de decisão. Mais ainda, na metodologia de incerteza, o que se busca é a definição de uma estratégia, onde algumas das ações são imediatas e outras poderão ser reformuladas nos próximos ciclos de planejamento, sem comprometer, todavia, o critério de otimização.

6.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Embora, em alguns casos, fatores conjunturais possam, no curto prazo, mascarar as suas relações, o mercado de energia elétrica é determinado principalmente pelo nível de atividade econômica, pela política de preços ao consumidor final dos energéticos em geral, pelas políticas explícitas de racionalização do uso da energia e, no horizonte de curto prazo, por uma variável de estoque, interpretada pelo nível de consumo já demandado pela economia atrelado a uma série de fatores, tais como estrutura produtiva, grau de urbanização, estoque e características técnicas de equipamentos e eletrodomésticos.

Assim, as previsões de mercado de energia elétrica no longo prazo, para as diversas classes de consumo, vão derivar de hipóteses assumidas para a trajetória da economia, para evolução das tarifas daquela classe, para os resultados de políticas explícitas de racionalização e, se for o caso, para os preços dos energéticos que possam competir com a eletricidade em alguns dos usos finais.

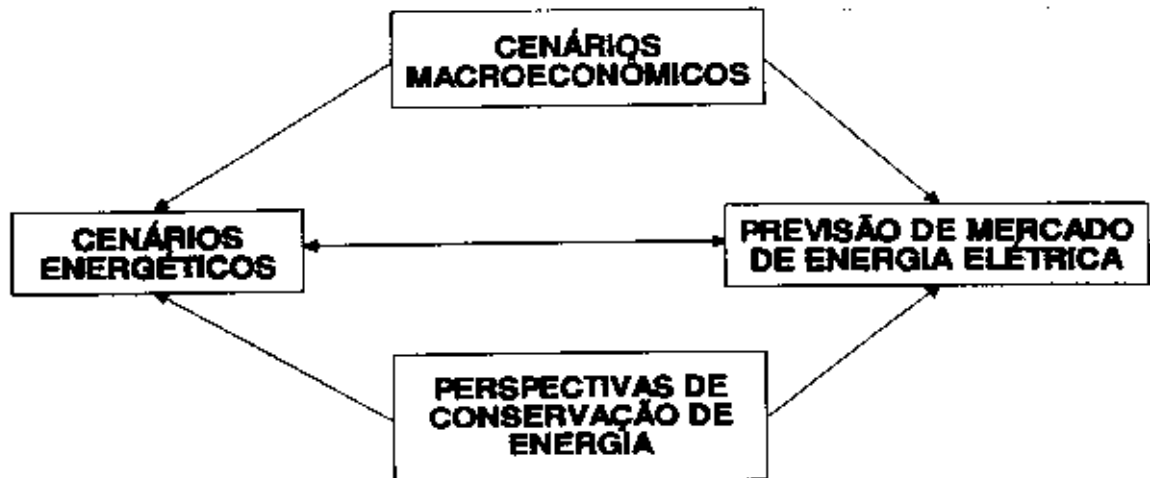
FIGURA 6.1
PREVISÃO DE MERCADO - VARIÁVEIS BÁSICAS



Cada conjunto de hipóteses e parâmetros, harmônicos do ponto de vista político e sócio-econômico, irá constituir um cenário alternativo ao qual estará associada uma trajetória de evolução do consumo de energia elétrica. A partir destes cenários, que incorporam níveis diferenciados de incertezas, são estabelecidas as possíveis trajetórias de demanda de energia elétrica e identificadas as tendências dominantes da matriz energética como um todo, avaliando a participação das diversas fontes primárias e secundárias no longo prazo.

Desta forma a metodologia de previsão de mercado compreende quatro grandes blocos de avaliação que interagem conforme o fluxograma abaixo.

FIGURA 6.2
METODOLOGIA DE PREVISÃO DE MERCADO - ESQUEMA BÁSICO



6.3 PREMISSAS BÁSICAS PARA ESTUDOS DE PREVISÃO DE MERCADO

Os trabalhos de previsão de mercado de energia elétrica se apoiam em estudos preliminares que avaliam as perspectivas de evolução das variáveis estruturais e conjunturais que mais interferem na trajetória do consumo de energia elétrica e que constituem o conjunto de premissas básicas permanentemente monitoradas, englobando as perspectivas de evolução da economia, as previsões demográficas e de domicílios, evolução dos preços dos diversos energéticos e as expectativas de racionalização de uso da energia elétrica, a partir de políticas explícitas, vinculadas a estratégias de aumento de produtividade e qualidade na economia.

6.4 MODELOS MACROECONÔMICOS

Embora o Setor Elétrico venha se aparelhando com instrumentos metodológicos que relacionam as principais variáveis internas e externas que interferem na dinâmica da economia, os estudos de cenários macroeconômicos englobam um conjunto de tarefas bem mais complexas. Além de um acompanhamento sistemático da conjuntura política e econômica, interna e externa, as premissas macroeconômicas resultam de análise crítica de trabalhos publicados na literatura nacional e internacional, da participação ativa em seminários e discussões globais e setoriais, de um estreito intercâmbio de informações intrasetorial e do contato permanente com entidades da área acadêmica, da classe empresarial dos principais segmentos da economia e do meio político das mais diferentes correntes de pensamento.

No exercício de simular o comportamento da economia, a partir de hipóteses assumidas para a evolução de variáveis de cenário selecionadas, o Setor Elétrico vem procurando reproduzir modelos alternativos que interpretem diversas linhas de política econômica e teorias de desenvolvimento, e identifiquem possíveis trajetórias de crescimento.

A experiência de uma década de inflação e fraco desempenho da economia estimulou as discussões sobre as possibilidades de retomada e a sustentação do crescimento. Com isto os pesquisadores voltaram-se para modelar as relações entre as variáveis macroeconômicas que se constituíam nas principais restrições a um crescimento estável, identificadas como o desajuste do setor público, colocados no centro das discussões no mesmo nível das políticas explícitas de desenvolvimento.

Entretanto, embora houvesse um consenso em termos de diagnóstico, as propostas de desenvolvimento não são comuns, dependendo fortemente das preferências em termos de política e modelo econômico preconizados pelos formuladores.

Basicamente, a nível mais geral, se coloca a questão da precedência entre a demanda e o investimento como indutores do crescimento e, em termos particulares, o papel das poupanças pública, privada e externa, a responsabilidade das inversões nos diversos setores da economia, inclusive infraestrutura, o grau de abertura, a forma de integração no mercado internacional, levando em conta acordos multilaterais, a organização de blocos econômicos e a tendência em termos de políticas protecionistas explícitas.

As incertezas quanto às diretrizes de política econômica que serão adotadas no País obrigam o Setor Elétrico a trabalhar com cenários bastante diferenciados, resultantes de modelos que tratem adequadamente as principais tendências em termos de formulação de estratégias de desenvolvimento. Conforme já salientado, tais questões são relevantes quando se estudam as trajetórias de longo prazo para economia, ou seja, ultrapassada a etapa inicial de ajuste do setor público, condição necessária, porém não suficiente, para a retomada do crescimento sustentado.

As perspectivas do setor público podem ser simuladas uma vez conhecidas as condições iniciais e estabelecidas hipóteses consistentes sobre o comportamento das principais variáveis, envolvendo arrecadação, gastos do governo e formas de financiamento do setor público.

Uma das correntes sustenta, com base em características estratégicas da economia brasileira, que é necessário gerar superávits não só para recompor a capacidade de investimento do governo e das empresas estatais, responsáveis pela infraestrutura básica, como também complementar a poupança privada, financiando alguns setores estratégicos através dos quais serão, inclusive executadas as políticas industrial e tecnológica do governo.

A suposição básica é que o investimento privado, no caso da economia brasileira, está fortemente atrelado ao investimento público, além de depender do nível de utilização de capacidade da economia. Assim, respeitada a condição de equilíbrio entre a poupança e o investimento totais, quanto maior o investimento do setor público maior o investimento privado.

As duas condições descritas indicam que o setor público tem dois papéis importantes na retomada do crescimento econômico, dentro das hipóteses assumidas pelos formuladores do modelo, e elas induzem uma forte necessidade desse setor ser superavitário. A existência de déficits implicaria em que estes seriam financiados pelos setores privado e/ou externo, que a experiência recente tem demonstrado tratar-se de hipótese pouco provável a menos que se faça de forma compulsória como é o caso do imposto inflacionário.

Uma outra condição importante para a retomada do crescimento, válida no período inicial de ajustamento do setor público, é que o nível de utilização de capacidade da economia não deve ser elevado para não criar expectativas de descontrole inflacionário.

Na segunda linha de modelos de variáveis, parte-se também da identidade entre poupança e investimento "ex-post" e admite-se que a restrição de oferta só é efetiva quando a economia está operando a sua plena capacidade, pois caso contrário haveria uma inibição à poupança na medida em que ela apenas acrescentaria mais investimento na economia. Assim surge a restrição de demanda, que em conjunto com a restrição de poupança e de balanço de pagamentos constituem a base de formulação do modelo.

6.5 METODOLOGIA DE PREVISÃO DE MERCADO

As previsões de mercado de energia elétrica para o Plano 2015 foram elaboradas de conformidade com cenários macroeconômicos; de população e domicílios; de tarifas; de grandes consumidores industriais de energia elétrica e de autoprodutores. Como base deste trabalho, utilizaram-se as variáveis de mercado da metodologia tradicional e a previsão do Plano Decenal correspondente ao Ciclo de Planejamento 1991/92.

Coerentemente com os quatro cenários macroeconômicos foram elaboradas quatro previsões de mercado, através de um processo iterativo, no qual hipóteses preliminares de variáveis de mercado, definidas a partir do mercado do Plano Decenal, geraram valores que foram posteriormente avaliados consistentemente com o comportamento da economia em cada cenário. Sempre que se observava alguma inconsistência, buscava-se então redefinir todos os parâmetros para preservar a coerência dos resultados. Além disso, procurou-se também compatibilizar o produto final das previsões a nível de País e regiões com os cenários macroeconômicos regionais.

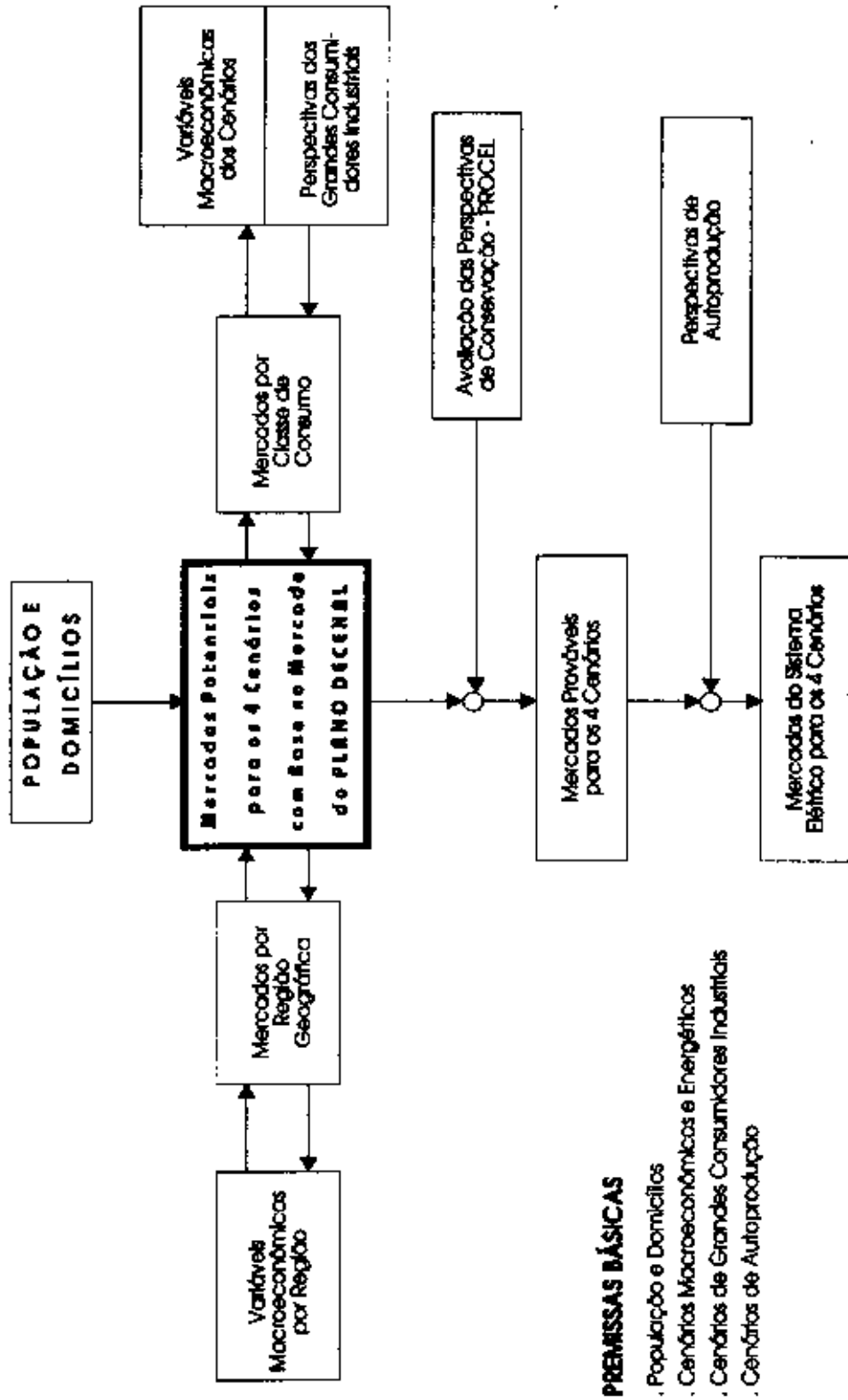
Também neste caso utilizou-se um processo iterativo, definindo-se os valores a nível regional a partir de variáveis macroeconômicas, que tiveram sua consistência testada com o resultado obtido para o País como já foi descrito anteriormente. A Figura 6.3 ilustra a sistemática adotada para a elaboração dessas previsões.

As alternativas de mercado assim resultantes passam a corresponder ao chamado potencial, pois estão associadas aos hábitos de consumo e ao padrão dos equipamentos elétricos atualmente existentes no País, o que equivale a dizer que não são conservativas.

Com base nestes mercados potenciais, a equipe do PROCEL estimou as quantidades de energia que poderão ser conservadas ao longo do período em análise. Subtraindo-se estes valores de conservação, obtém-se os mercados prováveis.

Destes mercados, dito prováveis, para se chegar ao que será demandado pelo sistema elétrico brasileiro, subtraiu-se a parcela de autoprodução, determinada nas premissas básicas.

FIGURA 6.3
SISTEMÁTICA DE ELABORAÇÃO DAS PREVISÕES DE MERCADO DO PLANO 2015
- PROCESSO INTERATIVO -



6.6 ASPECTOS RELEVANTES DA METODOLOGIA

A previsão do mercado de médio prazo do Plano Decenal, a nível de Brasil e regiões resulta de um processo no qual a ELETROBRÁS, que atua como coordenadora dos estudos, responsabiliza-se pela preparação das premissas macroeconômicas, a nível nacional e regional, que servem como elementos balizadores na análise dos resultados obtidos para o conjunto das concessionárias federais, estaduais, municipais e privadas. As dimensões do País, e a existência de regiões com estruturas sócio-econômicas e disponibilidades de recursos energéticos bastante diferenciados exigem que os estudos se façam de forma discretizada avaliando-se depois a consistência do somatório com as expectativas a nível nacional.

Conforme já salientado, os estudos de mercado de energia elétrica são elaborados com base em hipótese sobre a evolução dos preços dos energéticos e de um conjunto de variáveis macroeconômicas, demográficas e de domicílios, além de informações sobre as perspectivas de novos contratos de suprimento de porte significativo e sobre programas setoriais específicos, a nível federal e estadual. Além disso, leva-se em conta o comportamento do mercado no passado recente, considerando-se, porém, além da tendência, eventuais distorções das séries históricas, devido à inadequação do atendimento.

Complementando estas análises, realizam-se frequentemente estudos específicos sobre os principais setores industriais, e sobre as possibilidades de racionalização do emprego dos recursos energéticos disponíveis, mediante adoção de mecanismos para promover a conservação e substituição entre energéticos.

O horizonte e o detalhamento das previsões, por tipo e localização do consumo, variam com a finalidade a que se destinam, tal como o planejamento dos sistemas geradores, de transmissão e de distribuição, para os quais são distintos o escopo e o prazo de maturação das decisões.

As previsões são elaboradas segundo critérios que se caracterizam por:

- a) admitir, nas previsões referentes às regiões ou empresas, hipóteses comuns quanto ao crescimento global da economia e da população brasileiras;
- b) considerar também hipótese quanto à política tarifária e de conservação;
- c) considerar o efeito de cargas especiais relevantes, em cada área de concessão, e seus possíveis efeitos multiplicadores, bem como a evolução dos autoprodutores;
- d) considerar as possibilidades geoeconômicas de cada região e suas potencialidades em recursos naturais;
- e) considerar as consequências de uma melhor distribuição de renda e da introdução e difusão de novas tecnologias no País.

Assim, nos estudos de mercado não se levam em conta apenas as tendências verificadas no passado e, embora não se atribuam probabilidades distintas de ocorrência de cada cenário, os valores dos parâmetros utilizados são ponderados subjetivamente de modo a caracterizar uma previsão mais provável, a partir da qual se obtém as demais, com base nos desvios que possam ocorrer nas principais variáveis (evolução da economia, implantação de grandes projetos, políticas de preços públicos, etc.)

Previsões por Classe de Consumo

A classificação adotada divide o mercado em 9 classes de consumo, definidas por instrumento legal, porém, de cunho eminentemente comercial: Residencial; Industrial; Comércio e Serviços; Rural; Iluminação Pública; Poder Público; Serviços Públicos (subdivididos em Água, Esgoto e Saneamento e Tração Elétrica); Próprio (detalhado em Interno, Próprio e Canteiro de Obras). Dessas classes, destacam-se a Industrial e a Residencial, que em 1990 responderam por cerca de 3/4 do consumo de energia elétrica no País, para as quais será dada maior atenção.

Consumo Residencial

A previsão desta classe é obtida pelo produto das estimativas do número de consumidores residenciais com as do consumo por consumidor residencial.

A projeção do número de consumidores é elaborada com base na evolução prevista do número de domicílios, resultante do estudo demográfico, e na projeção da taxa de atendimento, definida como a relação entre o número de consumidores residenciais e o número total de domicílios.

O consumo por consumidor residencial, é obtido levando-se em consideração:

- a) a análise da tendência histórica;
- b) a correção do efeito da absorção de novos consumidores de baixa renda e, conseqüentemente, baixo consumo (programas especiais);
- c) a previsão de níveis crescentes de saturação do consumo por consumidor, em função do crescimento esperado da renda e da capacidade de utilização de aparelhos eletrodomésticos, que possuam um uso mais intensivo de energia elétrica (ex.: ar condicionado).

Informações sobre o estoque de aparelhos eletrodomésticos e características domiciliares são obtidas através dos Censos Demográficos do IBGE, pesquisas do PNAD (IBGE) e/ou através de pesquisa direta dos consumidores residenciais das respectivas áreas de concessão.

As previsões da evolução do consumo por consumidor residencial são comparadas a valores históricos ou projetados de outras empresas ou áreas com características semelhantes àquela que se está estudando. Recentemente tem-se dado bastante atenção à influência da economia informal sobre o consumo por consumidor, pois boa parcela dessa geração de bens e serviços "informais" se dá nas residências.

Consumo Industrial

Nas previsões do consumo desta classe, referentes ao curto e médio prazos, o valor é separado em dois segmentos: um denominado tendencial, projetado a partir de sua evolução histórica, e outro, composto de grandes cargas que são estudadas individualmente, sendo em seguida agregadas aos números da parcela tendencial, que também é chamada de tradicional.

A projeção do consumo dessas grandes cargas é feita através de pesquisa direta e análise dos programas governamentais, para os setores mais representativos, tais como siderurgia, metalurgia, química, etc. Já a parcela tendencial é tratada de forma agregada, utilizando-se na sua previsão, uma função ajustante que traduza a evolução histórica e a influência dessas cargas sobre a base econômica regional.

A longo prazo, a previsão do consumo industrial é realizada a nível regional, com base na correlação deste com a renda interna do setor secundário. O resultado desta correlação é tomado como balizador da evolução do consumo industrial total, definido como o consumo atendido, tanto por concessionárias, como por autoprodução. São, no entanto, realizados ajustes nesses resultados, em função das características da área em estudo e das informações específicas pertinentes ao efeito locacional das grandes cargas.

Em outros casos, é feita a separação do consumo por setores industriais, para os quais são elaboradas projeções, por tendência ou correlação, em função das hipóteses de crescimento da economia identificadas nos estudos de apoio.

Definindo-se a previsão do consumo industrial total por região, retira-se desse resultado a previsão da evolução do consumo dos autoprodutores, quando, então é obtida a previsão do consumo industrial das concessionárias da região. A seguir, é analisada a evolução histórica da participação percentual do industrial de cada Estado no total da energia elétrica industrial vendida pelas concessionárias da região. Com base nesta análise, é feita a projeção dessa participação nos anos seguintes. Processo semelhante é adotado para a desagregação do consumo industrial de cada Estado pelas concessionárias que nele atuam. Nestas análises são levados em consideração:

- a) os efeitos multiplicadores de investimentos das grandes cargas industriais.
- b) as políticas de desenvolvimento regional e estadual;
- c) as perspectivas de evolução da renda e da população;
- d) os recursos naturais, principalmente no que se refere aos minerais.

Em resumo, pode-se dizer que os critérios até aqui adotados pelo Setor Elétrico, implicam nos pressupostos de que, no curto e médio prazos, o comportamento do mercado industrial é explicado:

- a) por medidas de maior impacto no mercado, tais como a instalação de grandes cargas industriais, conhecidas porque exigem contrato prévio de fornecimento.
- b) também, pelo comportamento histórico do mercado, através dos ajustes que levem em conta eventuais distorções das séries, expectativas de alterações dos preços dos energéticos e resultados dos programas de racionalização previstos.

No longo prazo, as sensibilidades do consumo de energia elétrica à renda e a preços tornam-se os indicadores básicos utilizados nas previsões do mercado industrial para as principais concessionárias. Para as demais, o mercado é projetado utilizando-se estudos de regressão e correlação com o mercado total ou, através da análise individual de cargas de grande porte.

Consumo das Classes Comercial e Serviços, Poder Público, Iluminação Pública e Água, Esgoto e Saneamento.

As previsões de consumo destas quatro classes são usualmente obtidas por correlação com o consumo residencial. No caso da classe Comercial e Serviços, tratam-se, separadamente, cargas que, pelo seu porte, alterem esta correlação. Para a classe Poder Público é usada, como abordagem alternativa, a extrapolação da tendência histórica.

Na previsão do consumo de Iluminação Pública utilizam-se três tipos de abordagem: correlação com o consumo residencial, extrapolação da tendência histórica e informações sobre programas específicos de expansão dos serviços, da parte das concessionárias ou das prefeituras.

O consumo de Iluminação Pública também tem sido obtido a partir do produto das projeções do número de consumidores residenciais e do índice watts de iluminação pública por consumidor residencial, este último, quando possível, tratado como o produto dos índices watts/poste e poste/consumidor residencial.

Para projetar o consumo da subclasse Água, Esgoto e Saneamento deve-se avaliar as cargas dos sistemas de abastecimento de água e das instalações de recalque e tratamento de esgotos, considerando-se, em geral, nos primeiros anos, as cargas de projeto. Para os anos seguintes, utiliza-se uma correlação com o consumo residencial, ou com o número de consumidores residenciais ou até mesmo a extrapolação da tendência histórica de evolução deste segmento de consumo.

Demais classes: Consumo Rural, de Tração Elétrica, Próprio e Canteiro de Obras.

O consumo rural é projetado a partir da tendência histórica e dos programas de eletrificação rural das concessionárias, das cooperativas, dos órgãos municipais, regionais e federais e também pelo produto do consumo médio rural com o número de ligações no campo. Esse número de ligações é obtido através da projeção da taxa de atendimento rural. Por outro lado, o consumo em tração elétrica é projetado a partir da evolução verificada e dos programas de instalação e expansão desses serviços.

O consumo próprio nos escritórios e oficinas refere-se à energia consumida pela concessionária e mantém, em geral, uma participação percentual aproximadamente constante em seu mercado. Já o consumo de canteiro de obras é projetado a partir da programação de obras das concessionárias.

Consumo Total

O consumo total previsto é obtido somando-se as previsões de cada classe.

Requisitos de Energia

Os requisitos anuais de energia, expressos em geral em MWano ou em GWh, correspondem ao fluxo de energia fornecido pelo sistema supridor, durante o ano. Caso este suprimento seja referido à saída das usinas, tais requisitos incorporam, em sua definição, além das estimativas de consumo, uma projeção das perdas do sistema de suprimento. Estas, por sua vez, são constituídas de perdas técnicas e de diferenças de faturamento, que podem existir em decorrência de regimes de atendimento a " forfait " (sem medição direta), consumo mínimo faturado, defasagem de leitura, desvios etc.

No dimensionamento das perdas e diferenças do sistema, analisa-se a série histórica do índice de perdas, as distâncias médias de transmissão, os programas de reforma das redes, e ainda, a evolução verificada e prevista dos suprimentos em grosso e do fornecimento a " forfait ".

Requisitos de Ponta

Enquanto o consumo e a energia representam conceitos de fluxo, a ponta de carga indica a potência máxima requerida pelo sistema de suprimento no ano, em função da qual deverá ser feito o dimensionamento da capacidade dos sistemas elétricos, consideradas ainda as reservas necessárias ao adequado funcionamento do sistema.

A energia fornecida ou consumida num sistema elétrico a cada unidade de tempo, na realidade, distribui-se irregularmente ao longo de um dado período.

A este fornecimento de energia (MW ano) está associada uma demanda ou carga média (MW), isto é a potência que, se fosse utilizada uniformemente ao longo do mesmo período, forneceria montante de energia equivalente àquele descrito pela curva de carga referida.

Os requisitos de ponta resultam da divisão da demanda média, ao longo de um período (um ano, por exemplo) - MW, por um fator de carga, que expresse a relação entre a demanda média requerida e a ponta, ou demanda máxima verificada ou esperada no mesmo período.

O fator de carga é estudado em cada caso particular. Procura-se correlacioná-lo com a estrutura do mercado suprido e às características das cargas que compõem este mercado. Às vezes, emprega-se uma correlação linear múltipla, entre esta variável e a participação das três principais classes de consumo (residencial, comercial e industrial) no consumo global. O resultado dessa correlação dá indicações úteis quanto à tendência da evolução do fator de carga, particularmente nos anos recentes, após a entrada em vigor das tarifas horo-sazonais.

Para a análise da capacidade de um sistema interligado de suprimento elétrico, o que se procura efetivamente é um dimensionamento da demanda máxima coincidente ou ponta simultânea, que poderá ocorrer no sistema num dado período. Face às dificuldades de se estimar a configuração futura da curva de carga de um sistema interligado e, mesmo, devido aos problemas de diversidade de horário de ocorrência da demanda máxima entre seus integrantes, a definição dos requisitos de ponta apresenta uma dificuldade maior do que a dos de energia.

Para os sistemas isolados da Região Norte, os requisitos de ponta correspondem ao somatório simples das pontas dos sistemas integrantes, independente, portanto, do instante de sua ocorrência. Já para os sistemas regionais - Norte (interligado), Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste - estes dois últimos tratados de forma integrada, já que constituem um único sistema de suprimento - e para as empresas integrantes destes, introduz-se um fator de diversidade, através do qual se estima a ponta "simultânea" de cada um. Esta traduz a contribuição de cada empresa à formação da ponta do sistema regional.

A partir da introdução de tarifas horo-sazonais, os valores históricos de fator de carga e, de um modo geral, a forma das curvas de carga registradas dos sistemas em que essas tarifas sejam utilizadas, perderam, em parte, sua representatividade.

7. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

7.1 INTRODUÇÃO

Inserido no Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico, o planejamento da expansão da geração é, também, dividido em horizontes de planejamento, função da antecedência com que as decisões devem ser tomadas, fruto da característica de longa maturação e do porte das obras de geração de energia elétrica.

Assim, os estudos de planejamento da expansão da geração são divididos e sequenciados da seguinte forma:

- a) Estudos de Longo Prazo
- b) Estudos de Médio Prazo
- c) Estudos de Curto Prazo

7.2 ESTUDOS DE LONGO PRAZO

A análise de longo prazo visa identificar as principais linhas de desenvolvimento do sistema e em função da composição esperada do parque gerador, dos principais troncos de transmissão e das necessidades de desenvolvimento de processos tecnológicos-industriais, fixar as metas para o programa de expansão de médio prazo.

Neste horizonte, condicionantes associados à disponibilidade de recursos primários e tecnológicos para a geração de energia elétrica assumem papel fundamental. Os estudos são ainda delimitados pelas estratégias gerais do Setor Energético e do País, tais como, autosuficiência e autonomia tecnológica.

A análise de longo prazo deve abranger um horizonte suficientemente longo, de modo a explicitar os condicionantes já citados, em especial as perspectivas de esgotamento dos recursos energéticos disponíveis e a necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias.

Sua periodicidade é função direta de mudanças significativas nos condicionantes estratégicos e nas variáveis macroeconômicas que venham a afetar as suas conclusões.

Os estudos de longo prazo da expansão da geração constituem parte essencial dos Planos de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico, tal qual o Plano 2015.

A realização dos estudos de geração no horizonte de longo prazo demandam o conhecimento prévio das seguintes informações:

- Cenários de demanda de energia elétrica
- Recursos energéticos para geração de energia elétrica e seus custos
- Recursos tecnológicos
- Capacitação industrial
- Configuração do sistema elétrico já definida
- Características, custos, restrições e impactos sócio-ambientais dos projetos de geração e transmissão
- Impactos, restrições e custos sócio-ambientais das diversas alternativas de expansão.

Os principais resultados destes estudos são:

- Composição do parque gerador em termos regionais e por fonte de geração
- Definição dos grandes troncos de transmissão
- Programa de expansão para as diversas fontes de geração
- Política industrial e tecnológica
- Recomendações para estudos de inventário de recursos energéticos
- Custos marginais de referência de longo prazo

As informações básicas exigidas nos estudos de planejamento de longo prazo envolvem dados macroeconômicos, necessários para a definição das projeções de mercado de energia elétrica, e dados relativos à disponibilidade de recursos energéticos, seus montantes, localização geográfica, tecnologias e custos.

A disponibilidade dos recursos energéticos compreende o conhecimento dos recursos primários para produção de energia elétrica, tanto em termos de fontes convencionais, recursos hidrelétricos, reservas de urânio, petróleo e carvão mineral, com seus respectivos potenciais de geração associados a tecnologias em desenvolvimento (solar, eólica, biomassa).

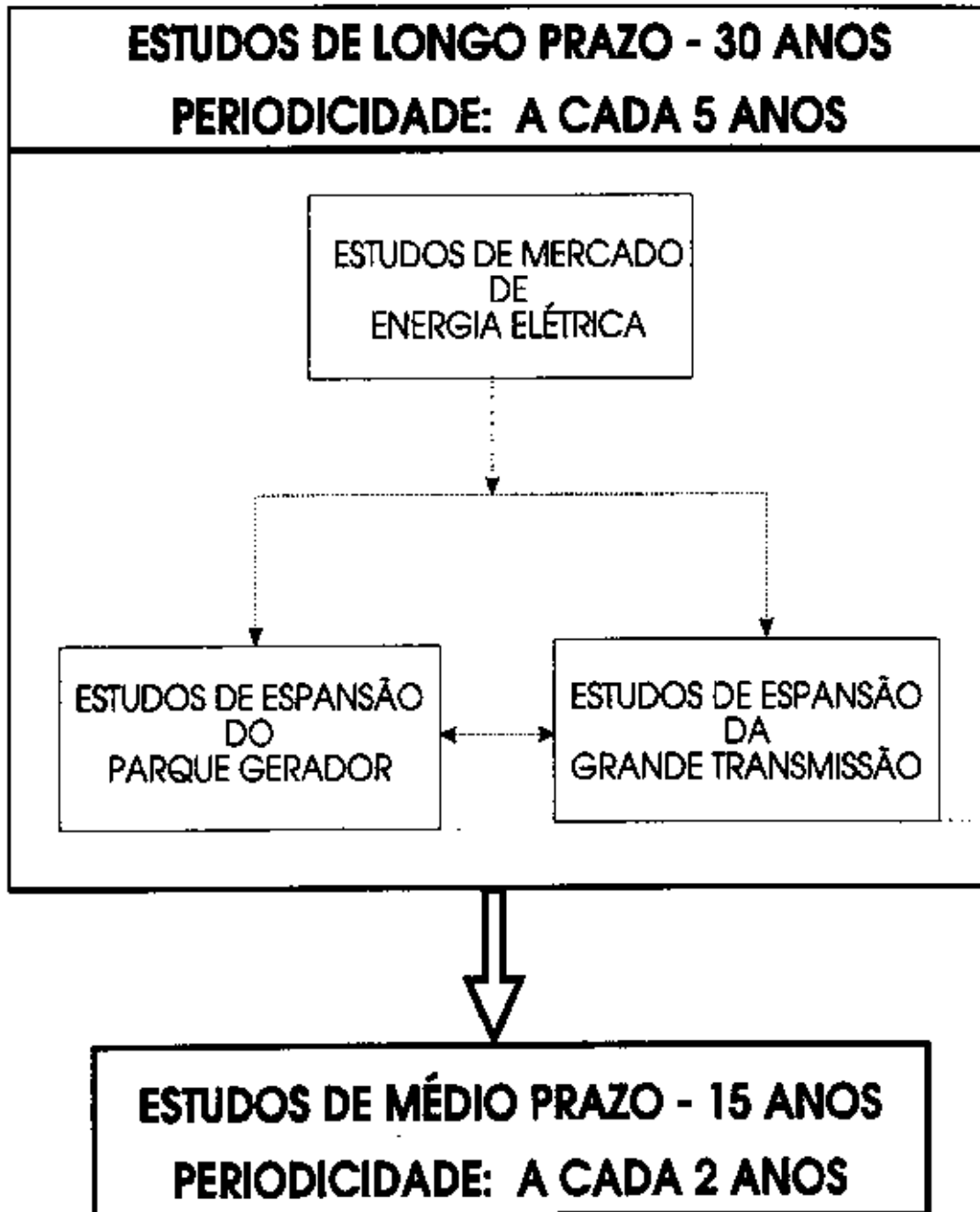
A viabilidade técnica e a economicidade da utilização dos recursos energéticos disponíveis envolvem uma análise dos recursos tecnológicos e industriais disponíveis para o seu aproveitamento para geração de energia elétrica, possibilitando a explicitação de estrangulamentos, delimitando horizontes para o início de sua utilização e orientando a execução de programas de desenvolvimento tecnológico e capacitação industrial, tanto na área de geração como de transmissão a longa distância.

Os recursos disponíveis, as projeções de mercado e a configuração do sistema elétrico já definida no Plano Decenal de Expansão são o ponto de partida para os estudos de expansão do parque gerador e dos troncos de transmissão na análise de longo prazo.

A definição da expansão de longo prazo resulta da análise da evolução do sistema, onde a composição esperada do parque gerador em cada estágio quinquenal, por região elétrica, proveniente dos estudos de expansão do parque gerador é a entrada para os estudos de expansão da grande transmissão. Por sua vez, a definição e os custos dos grandes troncos de transmissão visualizados nos estudos de transmissão, realimentam as análises de expansão da geração, estabelecendo-se um processo iterativo entre a expansão da transmissão e da geração, conforme visualizado na Figura 7.1, a seguir.

Os resultados dos estudos de longo prazo indicam, para cada estágio quinquenal, a composição do parque gerador por tipo de fonte: usinas hidrelétricas, termelétricas, fontes não convencionais etc., desagregadas a nível regional, assim como os principais troncos de transmissão associados.

FIGURA 7.1
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO



A evolução esperada do parque gerador e da grande transmissão, no horizonte de longo prazo, permite a definição de programas de expansão para cada fonte de geração de modo a, respeitando esses condicionantes, evitar transições bruscas de aproveitamento de determinada fonte por outra.

O conhecimento da composição do parque gerador no final do horizonte de longo prazo fornece ainda a indicação dos potenciais energéticos mais competitivos, em especial o potencial hidrelétrico, com a indicação das bacias hidrográficas e da época em que o inventário dos seus potenciais deve estar concluído.

A análise de longo prazo permite, também, o estabelecimento dos custos marginais de referência do sistema, que são determinados por uma análise de pós-otimização a partir da evolução econômica do parque gerador e da grande transmissão, fornecendo, para cada estágio do horizonte de longo prazo, a nível regional, os custos incorridos em se atender uma unidade adicional de energia.

Este parâmetro é utilizado em análises econômicas, como o dimensionamento de usinas a nível de viabilidade, e outras análises de competitividade econômica no âmbito do Setor Elétrico, representando o parâmetro de referência de custos no sistema elétrico.

7.3. ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO

Os estudos de médio prazo estabelecem o programa de obras de geração do sistema elétrico para os próximos 15 anos, fixando a data de entrada em operação dos diversos projetos de forma a atender os requisitos do mercado de energia elétrica previstos para cada região, dentro dos critérios estabelecidos de garantia de atendimento ao mercado consumidor.

Nos estudos de médio prazo, a condição de economicidade das alternativas de expansão e o seu ajuste a nível dinâmico ao mercado de energia elétrica previsto, são os fatores principais.

Evidentemente, nesta fase há também a necessidade da integração entre os estudos da geração e da transmissão, no sentido de definir a oportunidade de reforços ou expansão, especialmente nos troncos das interligações inter-regionais.

A realização dos estudos de geração no horizonte de médio prazo demandam o conhecimento prévio das seguintes informações:

- Cenários de demanda de energia elétrica
- Composição do parque gerador por região e por fonte de geração no décimo quinto ano da expansão, desagregada a nível de projeto
- Configuração da grande transmissão neste mesmo horizonte
- Programas mínimos de expansão das diversas fontes de geração
- Características e custos dos projetos de geração e de transmissão
- Características, custos, restrições e impactos sócio-ambientais dos projetos de geração e transmissão.

Os resultados obtidos com estes estudos são:

- Alternativas de expansão da geração com cronogramas das usinas
- Condições de atendimento dos sistemas, riscos de déficits de energia e de potência; déficits, gerações esperadas térmicas e hidrelétricas

- Demanda de serviços e equipamentos para a indústria
- Localização de usinas termelétricas
- Programa de estudos de viabilidade de projetos de geração

A composição do parque gerador no final desse horizonte, determinada pelos estudos de longo prazo, condiciona a formulação das alternativas de expansão de médio prazo. Em cada região elétrica são fornecidos, a nível individualizado, os projetos de geração que irão compor a configuração do sistema gerador no final do horizonte de médio prazo.

De forma semelhante, a configuração dos principais troncos de transmissão, em especial as interligações entre as regiões elétricas, condicionam a evolução dos troncos de transmissão nos estudos de médio prazo.

Os estudos de longo prazo fornecem indicação de quais programas mínimos de desenvolvimento de fontes de geração devem ser levados a efeito, de forma a possibilitar a transição entre o atual parque de geração e aquele compatível com as necessidades futuras. Estes programas mínimos funcionam como restrições impostas às alternativas de expansão formuladas nos estudos de médio prazo.

Nos estudos de médio prazo, as alternativas de expansão da geração inicialmente concebidas são dados de entrada para a formulação das alternativas de expansão da transmissão que, por sua vez, principalmente com relação as interligações entre regiões elétricas, realimentam as hipóteses de expansão da geração, estabelecendo-se um processo iterativo, visando a minimização dos custos de expansão como um todo e o atendimento, em termos dinâmicos, dos requisitos de mercado de energia elétrica.

As alternativas de expansão são formuladas de forma a minimizar os custos totais e impactos sócio-ambientais da expansão do sistema, incluindo custos de investimentos, operação, manutenção, ambientais e de combustíveis.

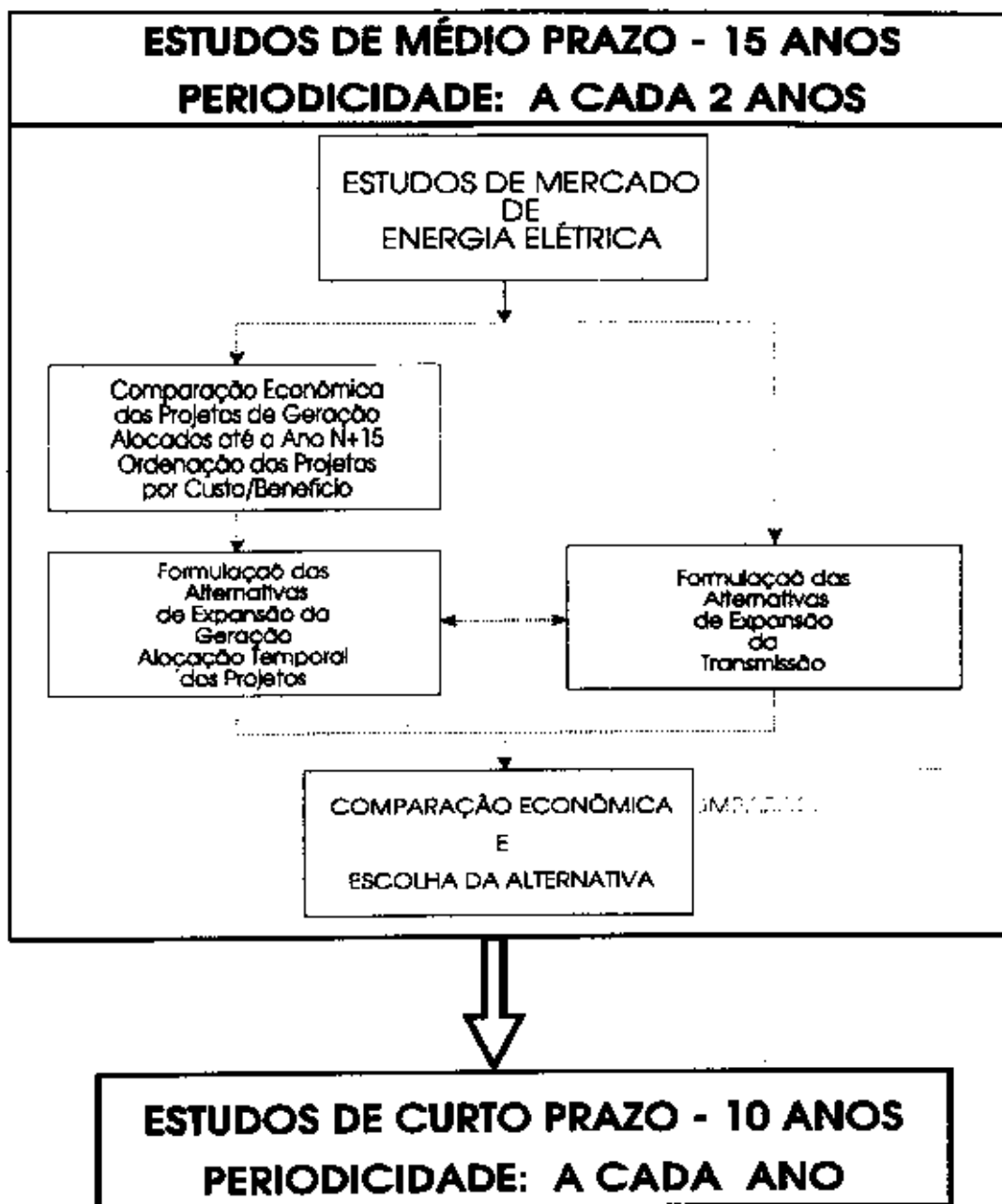
Os projetos de geração são ordenados segundo índices crescentes da relação custo/benefício e alocados no tempo e na seqüência econômica, a menos que restrições de programas mínimos para determinados tipos de usinas, provenientes dos estudos de longo prazo, o impeçam. A alocação temporal dos projetos de geração, dada uma seqüência, é obtida através do ajuste do nível de risco de déficit de energia de no máximo 5% em cada ano do horizonte de estudo.

De um modo geral, o processo de formulação da alternativa de expansão de médio prazo envolve a seqüenciamento econômica dos projetos de geração em cada região elétrica, seguida de sua alocação temporal e ajuste através de simulações dinâmicas da operação do sistema hidrotérmico. As limitações de fluxos energéticos entre regiões, necessárias às simulações energéticas do sistema hidrotérmico, são provenientes dos estudos de transmissão, que por sua vez realimentam as análises correspondentes dos estudos de expansão do sistema de transmissão.

A avaliação final das alternativas é feita através da comparação econômica e sócio-ambiental entre as mesmas. Como resultado dos estudos de médio prazo, tem-se as alternativas de expansão de geração e transmissão que representam os programas de expansão do sistema elétrico, para cada região, ajustados ao atendimento do mercado de energia elétrica previsto para os próximos 15 anos.

A Figura 7.2, visualiza as interações necessárias nos estudos de médio prazo.

FIGURA 7.2
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO



Os empreendimentos de geração e de transmissão são detalhadas a nível individual, com suas datas de entrada em operação.

Finalmente, os programas de expansão da geração e da transmissão permitem a quantificação do volume de obras e equipamentos associados, com a conseqüente previsão da demanda de serviços e de equipamentos para indústria de construção, de fabricação de equipamentos e de empresas de engenharia no horizonte de médio prazo.

Os projetos de geração que compõem a alternativa de expansão de médio prazo devem ser conhecidos pelo menos a nível de projeto inventariado. Em função da programação das obras do programa de expansão, é elaborada a programação dos estudos de viabilidade para os projetos que deverão entrar em operação no final do horizonte de médio prazo.

7.4. ESTUDOS DE CURTO PRAZO

Os Estudos de Curto Prazo estabelecem os Programas Decenais de Geração e envolvem o horizonte de decisões imediatas em termos de início de implantação dos empreendimentos. Estes estudos representam o ajuste das alternativas de expansão, estabelecidas nos estudos de médio prazo, às variações conjunturais das premissas adotadas, tais como: mercado de energia elétrica, atrasos nos cronogramas das obras em andamento e restrições financeiras, entre outras.

Compreendem, ainda, a elaboração da programação financeira do Setor Elétrico, na parte referente a geração, para o horizonte dos primeiros cinco anos, mediante a fixação dos programas de desembolsos, com os investimentos anuais correspondentes.

A realização dos estudos de geração no horizonte de curto prazo demandam o conhecimento prévio das seguintes informações:

- Previsão dos requisitos e levantamento das cargas de portes significativos;
- Alternativas de expansão da geração;
- Alternativas de expansão da transmissão;
- Orçamentos detalhados dos projetos de geração;
- Estimativa das disponibilidades de recursos financeiros; e
- Cronograma de obras em andamento;
- Programas e projetos sócio-ambientais para cada empreendimento, com custos e cronogramas.

Os resultados obtidos com esses estudos são:

- Programa Decenal de Geração;
- Condições de atendimento do sistema, riscos de déficit de energia e potência, gerações térmica, hidrelétrica e déficits esperados;
- Oferta esperada para suprimento de cargas interruptíveis;
- Programação financeira do Setor Elétrico, no que diz respeito a geração;
- Alocação de recursos por projeto;
- Recomendações para estudos de Projeto Básico.

Os principais condicionantes dos estudos de curto prazo são: o mercado de energia elétrica, as alternativas de expansão de médio prazo, os cronogramas atuais das obras e a disponibilidade de recursos financeiros.

As alternativas de expansão da geração e transmissão, determinadas nos estudos de médio prazo, juntamente com os cronogramas das obras em andamento, formam a referência básica para os estudos de atendimento ao mercado no curto prazo.

A disponibilidade de recursos financeiros é resultado e ao mesmo tempo restrição ao planejamento de curto prazo. Os recursos financeiros disponíveis são função das receitas esperadas e empréstimos de terceiros, devendo ser compatibilizados com os cronogramas de expansão/mercado de energia elétrica previstos, respeitados os limites de política financeira e tetos governamentais existentes.

O Programa Decenal de Geração é formulado a partir do exame das condições de atendimento da alternativa de expansão da geração, provenientes dos estudos de médio prazo, com emprego de modelos matemáticos de simulação dinâmica da operação dos sistemas hidrotérmicos.

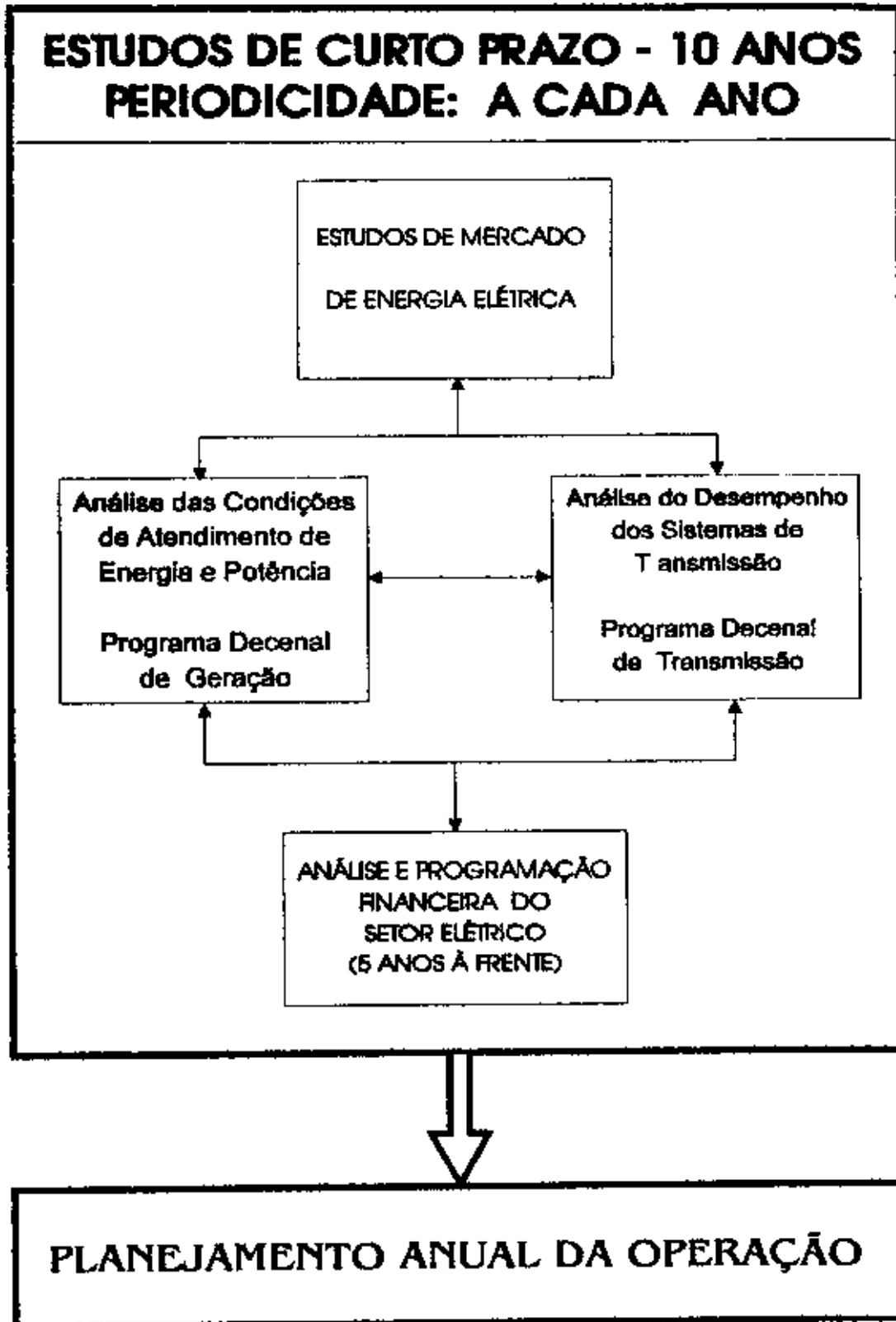
Procura-se ajustar as condições de atendimento do sistema, em suas diversas regiões elétricas, aos critérios de garantia de atendimento aos requisitos de energia e demanda máxima previstos, respeitando-se as restrições dos recursos financeiros disponíveis. Nesta etapa, a condição de economicidade é considerada na operação econômica do parque gerador. Faz-se necessária a interação com os estudos de transmissão, já que os limites em intercâmbios inter-regionais irão influenciar nas análises de desempenho do sistema gerador.

A Figura 7.3, visualiza as interações necessárias nos Estudos de Curto Prazo.

Como resultado dos estudos de curto prazo, tem-se os programas decenais de geração para cada Região, que são o instrumento básico para as tomadas de decisões de início de construção de novas obras, antecipações ou atrasos nos cronogramas das obras em andamento e Estudos de Viabilidade e Projeto Básico para obras previstas até o décimo ano.

Há que se destacar, ainda, que o Programa Decenal de Geração é formulado tomando como base todos os sistemas elétricos brasileiros. Em particular, para os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/C.Oeste, o Programa Decenal permite calcular os custos marginais de produção, que tem aplicações diversas no Setor Elétrico, quais sejam: análise de competitividade de fontes de produção de energia elétrica, sinal de referência para a política tarifária de fornecimento e de suprimento entre empresas, e parâmetro de negociação/referência para aquisição de excedentes de auto-produtores de energia elétrica.

FIGURA 7.3
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO



Adicionalmente os Programas Decenais de Geração dos sistemas interligados servem de base para a formulação dos contratos de suprimento entre empresas, atendendo os preceitos da Lei nº 8631/93, que visam estabelecer um mecanismo de garantia de suprimento às empresas supridas e garantia de remuneração dos investimentos das empresas supridoras.

A sistemática operacional para a determinação dos contratos de suprimento entre empresas está regulamentada no Decreto nº 774/93, e representa, hoje, um dos produtos mais importantes do Plano Decenal de Expansão, em razão dos compromissos financeiros estabelecidos entre as diversas empresas do Setor Elétrico.

7.5 RESUMO DA METODOLOGIA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O Quadro 7.1, resume a metodologia de planejamento da expansão da geração, destacando as principais etapas, informações e resultados dos estudos necessários para o seu desenvolvimento.

**QUADRO 7.1
METODOLOGIA DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO**

ETAPA	HORIZONTE/DISCRETIZAÇÃO	INFORMAÇÕES SOBRE O SISTEMA	RESULTADOS
Longo Prazo	30 anos, com discretização quinquenal (n+15,n+30) Periodicidade a cada 3 anos	-Previsões a longo prazo .Econômicas .Tecnológicas .Energéticas -Potencial Energético Total .Unidades em operação .Unidades em construção .Unidades a nível de Projeto Básico .Unidades a nível de Viabilidade .Recursos a nível de inventário .Recursos Estimados	-Linhas mestras de desenvolvimento do sistema .Capacidade instalada de cada tipo de fonte de geração. .Grandes Troncos de Transmissão. -Custos Marginais de Referência. -Política Industrial e Tecnológica. -Programa de Investimento de recursos
Médio Prazo	15 anos, com discretização anual (n+10,n+15) Periodicidade a cada 2 anos	-Previsão a médio prazo .Econômicas .Energéticas -Potencial Energético Inventariado .Unidades em operação .Unidades em construção .Unidades a nível de Projeto Básico .Unidades a nível de Viabilidade .Recursos a nível de inventário	-Determinação do Programa de Expansão de Referência .Projetos de geração e sua Programação. .Projetos de Transmissão e sua Programação. .Programa de Estudos de Viabilidade de projetos de Geração
Curto Prazo	10 anos, com discretização anual (n,n+10) Periodicidade anual	-Previsões a curto prazo .Financeiras .Energéticas -Potencial Energético a Nível de Viabilidade .Unidades em operação .Unidades em construção .Unidades a nível de Projeto Básico. .Unidades a nível de viabilidade	-Ajustamento do Programa de Expansão de Referência. -Programa Decenal de Geração. -Programa Decenal de Transmissão. -Programação Financeira do setor Elétrico -Programa de Estudos de Projetos Básico

7.6 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

7.6.1 Introdução

O sistema de geração de energia elétrica no Brasil se caracteriza por uma predominância hidrelétrica em termos de capacidade instalada. Esta predominância se amplia ainda mais quando referida em termos de produção de energia, devido à maior utilização do parque hidrelétrico mediante o aproveitamento de hidrologias favoráveis, resultando numa economia de combustível nas usinas termelétricas e num menor custo de operação para o sistema. Nesta forma de operação, as usinas termelétricas são utilizadas somente para complementar a geração dos sistemas interligados nos períodos hidrológicos secos, nas horas de maior demanda ou quando ocorrem situações de emergência nos sistemas de transmissão.

Quanto à evolução do parque gerador nos próximos anos, no horizonte de médio prazo (15 anos), e, em menor escala, no horizonte de longo prazo (30 anos), a participação hidrelétrica continuará predominante, em função da grande disponibilidade dos recursos hidrelétricos do País (em 1992 estavam aproveitados apenas 25% do potencial hidrelétrico) e da sua vantajosa competitividade com outras opções.

Esta participação deverá manter os valores de 1992 mesmo após o ano 2000. Num prazo mais longo, em função do aproveitamento dos potenciais hidrelétricos da Região Amazônica, no Norte do País, do desenvolvimento da geração a carvão e do programa nuclear, os estudos atuais contemplam participações hidrelétricas, em termos de produção de energia, da ordem de 80 a 90%.

A disponibilidade de geração do sistema brasileiro está, portanto, diretamente associada à quantidade de água disponível, e, conseqüentemente, é função das vazões naturais dos rios e do armazenamento dos reservatórios.

A análise do histórico disponível de vazões naturais desde 1931 mostra que de uma maneira geral as condições hidrológicas no sistema brasileiro são favoráveis, ocorrendo, com pequena frequência, anos isolados de baixa hidraulicidade e, com frequência ainda menor, períodos de anos secos consecutivos, com vazões significativamente inferiores aos valores médios. Dentro de um determinado ano, as vazões naturais apresentam uma sazonalidade bem marcante, havendo um período de vazões altas, que nas principais bacias se inicia no final do ano e estende até por volta do mês de maio do ano seguinte.

Estas características hidrológicas, associadas à disponibilidade de implantação de reservatórios com grandes volumes de armazenamento, a custos relativamente baixos, levaram o sistema gerador hidrelétrico a ser dimensionado com uma regularização plurianual.

Esta regularização permite armazenar parte dos excedentes de água disponível nos anos de vazões favoráveis e utilizá-los em anos secos, inclusive quando os mesmos ocorrem de uma forma consecutiva, alcançando um período de 4 a 5 anos. O volume útil total armazenável é capaz de manter as aflúncias médias por um período de aproximadamente 5 meses, sem considerar as vazões naturais afluentes.

A regularização plurianual do sistema, bem como as interligações elétricas existentes entre as diversas bacias, fazem com que a oferta de energia de origem hidrelétrica seja necessariamente dinâmica, visto estar condicionada pelo comportamento hidrológico do sistema nos anos anteriores e pela sua evolução nos anos seguintes.

A construção de usinas com reservatórios de regularização e a motorização das unidades responsáveis pela geração da sua energia, representam o grande volume de investimentos no sistema, visto que a decisão de construir uma nova usina é baseada no atendimento ao mercado de energia.

Outro fator que determina uma diferenciação fundamental entre sistemas hidrelétricos e termelétricos é a disponibilidade do combustível no térmico e de água no hidrelétrico. Enquanto nos sistemas termelétricos tem-se como variáveis aleatórias, do lado da produção, apenas as paradas forçadas das unidades geradoras, desde que há a disponibilidade de combustível, nos sistemas hidrelétricos soma-se outra variável, a disponibilidade de água, que apresenta uma aleatoriedade.

Em decorrência dessa característica, no Brasil, como de resto na maioria dos países onde há predominância de parque gerador hidrelétrico, o critério de suprimento de energia, ou critério de atendimento ao mercado de energia, está ligado diretamente ao aspecto probabilístico das vazões naturais e à capacidade de regularização dos reservatórios do sistema.

7.6.2 Critérios de Garantia de Suprimento

7.6.2.1 Atendimento aos Requisitos de Energia

Todo sistema elétrico, por razões essencialmente econômicas, é planejado e operado segundo critérios que pressupõem um certo risco do sistema não ser capaz de atender à totalidade do mercado previsto.

De uma forma geral, em termos de geração, os fatores aleatórios que determinam o risco de déficit estão associados, principalmente, à disponibilidade das máquinas, hidráulicas e térmicas, e à afluência de água às usinas hidrelétricas.

No entanto, os sistemas hidrelétricos caracterizam-se por uma grande confiabilidade das máquinas hidráulicas, tendo como fator aleatório mais importante as vazões afluentes. Os sistemas termelétricos, ao contrário, apresentam uma menor confiabilidade, sendo a parada forçada das máquinas térmicas o fator aleatório mais importante.

No sistema elétrico brasileiro, admitindo-se que esteja adequadamente dimensionado, há dois tipos de déficits, de natureza bastante distintas:

- déficit devido a indisponibilidade forçada no sistema de transmissão/distribuição e/ou em unidades geradoras, incluindo-se, neste último caso, o deplecionamento dos reservatórios, que reduz a potência efetiva nas hidrelétricas. Neste tipo de déficit, comumente denominado de déficit de potência, admite-se que o balanço de energia está atendido, havendo, portanto, disponibilidade de água e de combustível para atender o mercado consumidor. Déficits deste tipo não são previsíveis com antecedência, na medida em que aparecem em função da ocorrência de defeitos. O risco de

déficit desta natureza é avaliado através da probabilidade de perda de carga - LOLP (Loss of Load Probability). Seu montante global esperado, em termos de energia não suprida, é pequeno, quando comparado com o outro tipo de déficit, mencionado a seguir, e que é comumente denominado de déficit de energia;

- o déficit de energia é motivado pela ocorrência de uma seqüência hidrológica desfavorável, resultando em uma disponibilidade de água insuficiente para permitir que o parque gerador hidrelétrico supra sua parcela do mercado. Este tipo de déficit é previsível com antecedência, já que a probabilidade de sua futura ocorrência pode ser avaliada, em certas circunstâncias, com base nos valores de armazenamento do sistema e da tendência hidrológica. Um racionamento preventivo pode ser adotado, reduzindo-se eventuais déficits futuros de maior porte. O valor esperado deste tipo de déficit é muito maior do que o déficit de potência, representando quase a totalidade do déficit associado ao sistema brasileiro.

O estabelecimento da garantia de suprimento aos requisitos de energia do mercado torna-se fundamental no sistema brasileiro, já que esta garantia deve procurar um ponto de equilíbrio entre o montante de recursos alocado ao Setor Elétrico e a qualidade do serviço proporcionada aos consumidores.

De fato, a limitação de investimentos na expansão do sistema e/ou nas despesas em operação, pode comprometer sensivelmente a qualidade do suprimento ao mercado, cuja evolução é crescente. Por outro lado, a ampliação dos investimentos e/ou aumento das despesas em operação melhoram a qualidade do serviço, implicando em uma elevação no custo final da energia.

Este ponto de equilíbrio entre os recursos e a qualidade do serviço pode ser alcançado através de duas alternativas distintas:

- 1) pela fixação de um nível arbitrado de qualidade, considerado adequado para o serviço de energia elétrica do País;
- 2) mediante uma avaliação econômica entre os custos e os benefícios da energia elétrica para a sociedade.

Na década de 70, e início da década de 80, adotava-se, no Brasil, o chamado Critério de Energia Firme, ou Critério Determinístico, que estabelece que o sistema deve ser capaz de atender o mercado de energia elétrica para qualquer hipótese de repetição, no futuro, das vazões registradas no passado. Segundo este enfoque, que se enquadra na primeira alternativa para se obter o equilíbrio custo/qualidade, a maior carga contínua que o sistema consegue atender, sem déficit, com o histórico de vazões naturais, chama-se Energia Firme do Sistema.

Neste critério, definiu-se como Período Crítico do Sistema o pior período hidrológico contido na série histórica de vazões naturais, correspondente à seqüência de meses para o qual o sistema, se fosse submetido a uma carga igual a sua energia firme, começaria com seus reservatórios totalmente cheios e, sem reenchimentos totais intermediários, terminaria com os seus reservatórios vazios.

A energia firme associada a cada usina hidrelétrica é definida como sendo a produção média da usina ao longo do Período Crítico do Sistema.

O critério de energia firme foi substituído, no Setor Elétrico Brasileiro, pelo chamado Critério de Energia Garantida, ou Critério Probabilístico, que é um enfoque probabilístico, compatível com a natureza estocástica do suprimento ao mercado consumidor.

Considerando-se que o histórico de vazões naturais dos rios nada mais é, em termos estatísticos, do que uma amostra do processo estocástico de geração de vazões da natureza, é possível, a partir de modelos matemáticos adequados, a geração de séries sintéticas de vazões ou energias afluentes que preservem as características estatísticas das vazões naturais, permitindo assim uma análise probabilística ao atendimento do mercado de energia elétrica.

O Critério Determinístico - Energia Firme, apresenta diversas vantagens, entre as quais se destacam: 1)- a simplicidade de aplicação e de entendimento e 2)- certeza dos resultados para as premissas adotadas, tais como: ocorrência de déficit, gerações térmicas e hidrelétricas, energias afluentes aos aproveitamentos, baseadas exclusivamente no registro histórico disponível de vazões.

O Critério Probabilístico - Energia Garantida, está baseado no risco anual de déficit ou probabilidade anual de déficit, calculado a partir de modelos de simulação que utilizam séries sintéticas de energias afluentes (da ordem de 2000 séries), geradas a partir do histórico de vazões naturais, preservando as características estatísticas observadas. O risco anual de déficit é estimado, para cada ano, pela relação entre o número de seqüências com déficit e o número de seqüências simuladas. É importante destacar que este critério não faz nenhuma distinção quanto ao montante do déficit, sendo, portanto, usual calcular-se o risco de déficit superior a um certo percentual do mercado, para permitir uma melhor avaliação das condições de atendimento. Adicionalmente, considera-se o risco de déficit no período de alguns anos, representando a probabilidade de ocorrência de algum déficit em quaisquer dos anos do período. Fixado o valor do risco de déficit, o atendimento ao mercado é considerado adequado quando, nos anos do período analisado, a probabilidade anual de déficit for menor ou igual ao valor adotado. Assim, é possível obter a energia garantida a um determinado nível de risco, ou seja, qual o valor da carga que atenda o critério de garantia pré-fixada.

A partir da fixação do nível de risco, e supondo a expansão ótima do sistema, é possível calcular o "custo implícito de déficit", que representa o valor econômico da energia não suprida através da igualdade entre os custos marginais de expansão e de operação do sistema. Este custo implícito de déficit é utilizado nas simulações energéticas de avaliação das condições de atendimento ao mercado, permitindo a formulação da política de operação das térmicas e dos intercâmbios entre subsistemas.

O Critério Determinístico implica num risco anual de déficit de energia que oscila em torno de 3%, ou seja, para diversas configurações estáticas de geração, este é o valor da probabilidade anual do déficit quando cada configuração, isoladamente, é submetida a uma carga igual a sua energia firme e é simulada com séries sintéticas de energias afluentes.

O Critério Probabilístico, consensado a nível dos órgãos colegiados, GCPS e GCOI/CCON, adota o valor de 5% para a probabilidade anual de déficit de energia, o que representa uma aceitação de riscos maiores do que os adotados na década de 70, baseado no Critério Determinístico (em torno de 3%).

Com a consideração deste critério probabilístico, o universo de eventos possíveis de seqüências hidrológicas pode ser dividido, para cada ano, em dois conjuntos distintos. O primeiro conjunto compreende 95% dos eventos, nos quais não ocorre nenhum déficit de energia no ano. O segundo

conjunto compreende os restantes 5% dos eventos, que apresentam déficits de energia no ano e que podem variar desde valores extremamente reduzidos (que na prática não representam racionamento) até percentuais que podem alcançar valores de até 30% do mercado.

Conforme comentado anteriormente, o equilíbrio entre os recursos alocados ao Setor Elétrico e a qualidade do serviço proporcionado aos consumidores pode ser estabelecido de duas maneiras distintas.

A primeira, como visto, é do "Risco Explícito ou Pré-Fixado". A segunda maneira, procura minimizar o custo do atendimento (investimento na expansão, despesas de operação e custos dos déficits esperados), mediante avaliação econômica dos custos e benefícios da energia elétrica para a sociedade. Este enfoque requer a fixação de um custo explícito do déficit. Este custo de déficit depende do seu montante, sendo diferente para as diversas regiões ao longo do tempo, em função da importância da energia elétrica como insumo na economia.

A grande dificuldade em utilizar este enfoque reside na avaliação precisa dos valores do custo do déficit e de como eles deverão evoluir ao longo do tempo, na medida em que a sociedade, com seu crescimento econômico, tende a valorizar mais a energia elétrica, conseqüentemente atribuindo cifras mais elevadas para este parâmetro.

Adicionalmente, a consideração de valores diferenciados para o custo o déficit em diferentes regiões do País, em função do grau de importância da energia elétrica para cada uma delas, e a existência de índices de economicidade distintos para as opções de expansão do sistema de geração e transmissão, podem, como conseqüência, implicar em riscos de déficit diferentes para as diversas regiões do País. Ou seja, o critério do custo explícito do déficit, ou custo social do déficit, leva a uma alternativa de expansão cujo risco de déficit é uma conseqüência, e não um critério de garantia.

Estudos realizados no Setor Elétrico avaliaram os efeitos, no planejamento da expansão do sistema, decorrentes da adoção de uma função de custo explícito de déficit crescente com a profundidade do déficit, e calculada a partir das conseqüências para a economia do país, através da utilização da matriz "insumo x produto".

Os resultados mostraram que, apesar da função assumir valores significativamente superiores ao custo implícito, para valores de déficits elevados, seu valor esperado não se mostra significativamente distanciado do custo implícito do déficit de energia, mostrando a robustez da metodologia do risco pré-fixado, atualmente adotada pelo Setor Elétrico.

As análises relacionadas com a adoção do custo explícito do déficit prosseguem, esperando-se, a médio prazo, um diagnóstico mais preciso sobre o assunto.

7.6.2.2 Atendimento aos Requisitos de Potência

No caso do atendimento aos requisitos de potência, o critério é baseado na probabilidade de déficit de potência, medida pelo índice LOLP (Loss Of Load Probability), que representa a probabilidade da demanda não ser atendida em algum instante no intervalo de medição, que é tomado tipicamente como o mês. Este índice deve ser calculado a partir da consideração dos vários eventos que podem levar

ao não atendimento da demanda instantânea pelo parque gerador: quebra de máquinas, manutenção preventiva, perda de potência devido a deplecionamento e variação horária da demanda.

Ao se planejar a expansão ou a operação deve-se dispor de um excesso de capacidade geradora em relação à demanda máxima prevista do mercado consumidor, de maneira a se contar com um determinado nível de folga de potência. Esta reserva tem por objetivo manter, em níveis adequados, a qualidade do suprimento dos consumidores (frequência, tensão e continuidade de serviço), em face da possível ocorrência dos eventos supra citados.

O critério básico de suprimento é que o atendimento aos requisitos de potência deve ser assegurado com nível de risco, traduzido pelo índice LOLP, inferior a 5 horas/mês, descontadas as parcelas de manutenção programada e necessária à regulação primária e secundária do sistema.

7.6.3 Critérios de Operação do Sistema Gerador

Dada a predominância hidrelétrica no sistema gerador brasileiro e considerando em geral a existência de excedentes de energia, função da sazonalidade das vazões afluentes, a contribuição de geração térmica somente seria necessária nos períodos secos. Como as vazões futuras não são conhecidas, todo início de período seco pode vir a ser um período crítico. A incapacidade de se prever com exatidão o estado futuro do sistema origina a questão de quando operar as unidades térmicas.

Dois regras de operação térmica se encontram disponíveis dentro do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros:

- (I) Curvas Guia de Termelétricas;
- (II) Tabela de Decisão via Programação Dinâmica Estocástica.

O conceito de operação através de curvas guia é clássico, sendo a regra mais comum para a operação de um sistema hidrotérmico. Neste enfoque, as termelétricas do sistema são agrupadas em classes de acordo com suas características operativas e custos de combustível. Através de uma simulação inversa no tempo são construídas as curvas guia de cada classe de térmica, por ordem de economicidade, de forma a ser assegurado o atendimento, sem déficits aos requisitos de energia previstos, para a hipótese de repetição de qualquer seqüência de vazões existente no registro histórico.

As curvas-guia indicam, para cada classe de térmica do sistema, o nível de armazenamento - estado dos reservatórios das usinas hidrelétricas - abaixo do qual a respectiva classe de térmica deve ser operada.

A utilização de curvas-guia para a operação do sistema, embora forneça uma regra razoavelmente boa, não garante a otimalidade. Além disso, sua determinação pressupõe a utilização do histórico de vazões naturais de forma determinística, embora na operação do sistema, após sua obtenção, consideram-se desconhecidas as vazões futuras.

A utilização de tabelas de decisão obtidas por algoritmos de programação dinâmica estotástica é a regra de operação básica utilizada atualmente no planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos brasileiros. Da mesma forma que no caso anterior as termelétricas do sistema são grupadas em classes, com custos de combustível distintos, sendo também atribuído um custo ao déficit de energia no sistema. A programação dinâmica estotástica opera com variáveis de estado compreendendo o armazenamento equivalente do sistema hidrelétrico e as afluições ao sistema no mês anterior. As variáveis de decisão são as gerações das diversas classes de térmica no sistema. A política de operação das termelétricas é obtida através da minimização do custo esperado da geração térmica e déficit de energia.

7.7 A CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

As metodologias e critérios até aqui apresentados levam em conta o caráter aleatório das afluições e das paradas forçadas das máquinas. Existem, no entanto, outros tipos de incertezas que também podem influenciar significativamente o Planejamento da Expansão, e que até o presente momento têm sido consideradas apenas através de análises de sensibilidade.

Dentre estes tipos de incertezas, deve-se destacar:

- incertezas inerentes às projeções de demanda;
- evolução dos custos dos combustíveis;
- evolução da taxa de desconto;
- incertezas quanto aos prazos efetivos de construção dos projetos;
- incertezas quanto a custos, restrições e exigências sócio-ambientais.

Existem ainda outros tipos de incertezas que afetam apenas a expansão do sistema a mais longo prazo, tais como as perspectivas de evolução tecnológica.

A existência destas incertezas pode afetar significativamente a economicidade relativa dos diversos projetos e/ou fontes de geração. Experiências já realizadas mostram que a consideração explícita da incerteza correspondente às projeções de demanda tende a tornar mais competitivos os projetos com menores prazos de construção e/ou com menores custos de investimento. Estas alterações na competitividade relativa dos projetos explicam-se da seguinte forma:

- O menor prazo de construção permite, no momento da decisão de iniciar a construção de um projeto, avaliar melhor a projeção da demanda à época de sua entrada em operação, que não é muito distante. Isto reduz, por exemplo, o risco da existência de um excesso de oferta quando o empreendimento entrar em operação, ou, ao contrário, permite só iniciar a construção de um projeto que será plenamente necessário.
- O menor custo de investimento por unidade gerada correspondente a um menor compromisso em relação ao futuro. Na medida em que este futuro é incerto, isto pode tornar um projeto mais atraente.

As conclusões obtidas dos estudos já realizados, os quais, conforme mencionado, consideram apenas um tipo de incerteza, indicam a necessidade de uma revisão na metodologia e nos critérios utilizados para o Planejamento da Expansão da Geração. Sob este aspecto, a situação é muito semelhante à do final da década de 70, quando foi iniciado o processo de substituição dos conceitos de Energia Firme e de Período Crítico pelos de Energia Garantida e Probabilidade de Déficit. No momento, encontra-se em fase de discussão no Setor Elétrico propostas de metodologias e critérios para consideração explícita de incertezas no Planejamento da Expansão da Geração.

7.8 CRITÉRIOS DE DIMENSIONAMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

7.8.1 Introdução

Os estudos de definição das características físico-operativas de um aproveitamento hidrelétrico, no Brasil, são equacionados em diferentes graus de profundidade e são estruturados em cinco etapas principais:

ETAPA	OBJETIVO
ESTIMATIVA	Primeira avaliação do recurso energético. Representa uma análise preliminar das características das bacias hidrográficas, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidroclimáticos e geológicos e sócio-ambientais, a partir de avaliações em escritório, com uma primeira estimativa do potencial hidrelétrico, do número de locais barráveis, dos custos de desenvolvimento dos empreendimentos e definição dos custos de estudos de inventário das bacias envolvidas e seus prazos de execução.
INVENTÁRIO	Definição de reservas. Representa a definição do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, o estudo da divisão de quedas e a estimativa do custo de cada aproveitamento hidrelétrico a nível de orçamento-padrão, objetivando a escolha dos aproveitamentos que, no conjunto, propiciam o máximo de energia ao menor custo e com o mínimo de efeitos sobre o meio ambiente.
VIABILIDADE	Análise da viabilidade técnico-econômica para o aproveitamento do recurso. Consiste na definição da concepção global de um dado aproveitamento da alternativa de divisão de quedas escolhida na etapa de inventário, com sua otimização técnico-econômica que inclui os aspectos sócio-ambientais, ou seja, o seu dimensionamento final, que consiste na definição do melhor eixo de barramento, do arranjo geral, dos níveis de armazenamento operativos, das quedas, do volume do reservatório, da potência a ser instalada, do número e tipo de unidades, além do cálculo dos benefícios e custos associados.
PROJETO BÁSICO	Detalhamento do aproveitamento, de acordo com sua concepção na etapa de Viabilidade, com a elaboração do seu orçamento final e a definição das obras civis e dos equipamentos permanentes dos equipamentos permanentes e dos programas e projetos sócio-ambientais, visando as respectivas licitações, adjudicações e a construção da usina.
PROJETO EXECUTIVO	Detalhamento do Projeto a nível construtivo, com a elaboração dos desenhos, detalhamento das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos e dos programas e projetos sócio-ambientais, necessários à execução da obra e montagem dos equipamentos.

Os estudos de dimensionamento energético-econômico concentram-se nas etapas de Inventário e Viabilidade, em especial nesta última.

Entende-se por dimensionamento energético-econômico, a definição dos principais parâmetros de um aproveitamento hidrelétrico que tem influência direta no seu desempenho energético.

Os critérios de dimensionamento de usinas hidrelétricas são diferentes em função do nível de estudo que esteja sendo realizado, isto é, de Inventário ou de Viabilidade.

O Estudo a nível de Inventário se desenvolve com objetivo de avaliar o potencial energético de uma bacia hidrográfica, concluindo com uma alternativa de divisão da queda natural da bacia, com as características preliminares e estimativas de custos e benefícios de cada aproveitamento da alternativa selecionada.

O Estudo a nível de Viabilidade de projetos hidrelétricos é executado em profundidade, objetivando selecionar a melhor alternativa de localização do eixo da barragem, além de elaborar o dimensionamento energético e definir o arranjo físico para otimizar o índice custo/benefício, para comprovação da viabilidade técnico-econômica do empreendimento e que inclui a consideração dos aspectos sócio-ambientais.

7.8.2 Valor Econômico dos Benefícios Energéticos

A valorização econômica dos benefícios energéticos resultantes da agregação do aproveitamento hidrelétrico ao parque gerador é feita utilizando-se os Custos Marginais de Dimensionamento. Estes custos marginais são obtidos das alternativas de expansão do sistema de geração a longo prazo, através de modelos de decisão de investimento. Representam os custos marginais de substituição, para o sistema elétrico, dos benefícios considerados, sendo variáveis com o período em que se prevê a entrada em operação do aproveitamento analisado.

Os Custos Marginais de Dimensionamento, utilizados nos estudos de dimensionamento de uma usina que será programada para entrar em operação em uma determinada data, diferem do Custo Marginal de Expansão do Sistema na mesma data. Isto porque o benefício energético que advirá da nova usina ficará no sistema durante a sua vida útil econômica e, portanto, terá valores diferentes ao longo dessa vida útil, uma vez que os Custos Marginais de Expansão do Sistema são crescentes no tempo.

7.8.3 Dimensionamento a Nível de Inventário

Como já mencionado, os estudos de Inventário tem como finalidade básica a definição do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica e a escolha da melhor divisão da queda natural disponível nesta bacia.

Desta forma, embora visualize cada aproveitamento de per si, o enfoque principal é tornar as alternativas de divisão da queda natural da bacia, juntamente com os aproveitamentos que as compõem, homogêneos entre si, de modo a compará-los ambiental e economicamente. Os principais

parâmetros de cada aproveitamento hidrelétrico são dimensionados simplifcamente, como exposto a seguir:

Nível Máximo Normal do Reservatório - nesta etapa, este parâmetro é determinado fundamentalmente pelas condições topológicas dos locais de eixo de barramento escolhidos, de modo a aproveitar ao máximo a queda natural existente, respeitando-se os condicionantes ambientais.

Máxima Depleção Operativa e Volume Útil - são determinados buscando maximizar a energia firme de cada alternativa de divisão da queda.

Quedas de Projeto e de Referência - são tomadas, na etapa de inventário, como sendo iguais à queda líquida média de cada aproveitamento.

Potência instalada - a nível de inventário, a potência a ser instalada em cada aproveitamento hidrelétrico de uma divisão de quedas é obtida a partir da energia firme do aproveitamento, aplicando-se o fator de capacidade de referência, definido no início dos estudos. Como a energia firme da usina é função também da potência instalada, utilizam-se modelos de simulação a usinas individualizadas para, por método iterativo, se determinar o valor de potência que conduz ao fator de capacidade recomendado.

Impactos sócio-ambientais - a nível de inventário devem ser enfatizadas considerações de ordem sócio-ambiental que possam influir na escolha de uma dentre várias alternativas de localização e na definição da hierarquia dos empreendimentos.

7.8.3.1 Análise Custo/Benefício e Comparação de Alternativas de Divisão de Quedas

A comparação das diversas alternativas de divisão da queda natural da bacia é realizada considerando o somatório dos custos dos aproveitamentos que compõem a alternativa, anualizados através da aplicação do fator de recuperação do capital para a vida útil econômica dos aproveitamentos, acrescido dos custos de O & M estimados para o conjunto de todas as usinas da alternativa.

A diferença entre a energia firme da alternativa com maior energia e aquela da alternativa em análise é valorizada pelo custo marginal de dimensionamento do último período de longo prazo do sistema.

7.8.4 Dimensionamento a Nível de Estudo de Viabilidade

Na etapa de Estudo de Viabilidade de uma usina hidrelétrica, o estudo do seu dimensionamento energético objetiva estabelecer os parâmetros energéticos necessários a elaboração do Projeto Básico e quantificar os benefícios correspondentes analisando sua economicidade.

A viabilidade econômica do aproveitamento é analisada a partir da sua comparação com alternativas equivalentes disponíveis para expansão do parque gerador e indica a época em que o mesmo é competitivo para entrada em operação.

Nesta etapa deve se dispor de estudos sócio-ambientais a um nível de detalhamento adequado de forma a permitir a avaliação dos efeitos específicos do empreendimento sobre a região e a incorporação de seus resultados na definição de alternativas técnicas e econômicas de projeto.

As ações sócio-ambientais devem, necessariamente, ser definidas de forma a permitir a inclusão dos custos (e dos benefícios) correspondentes na análise do projeto. Os custos (e os benefícios) devem ser classificados, para fins de análise, entre aqueles atribuíveis ao projeto (concessionária) ou não (parcerias institucionais, recursos locais, por exemplo).

7.8.4.1 Definição do Nível de Armazenamento Máximo Normal do Reservatório - N.A. máx e da Máxima Depleção Operativa - N.A. min.

A elevação do Nível de Armazenamento Máximo Normal proporciona um aumento da queda líquida da usina, juntamente com um aumento do volume útil do reservatório e da vazão, implicando em ganhos de energia garantida, potência garantida e energia secundária. Em contrapartida elevam-se os custos correspondentes à barragem, vertedouro e estruturas principais.

Normalmente escolhe-se uma faixa de análise para o N.A. Máximo Normal, a partir das características do local do aproveitamento. Para cada N.A. máximo considerado nesta faixa, é inicialmente dimensionado o N.A. Mínimo Operativo do Reservatório, e conseqüente volume útil de acumulação.

A redução do N.A. Mínimo Operativo, com aumento da depleção máxima permitida, e do volume útil, proporciona um acréscimo de vazão regularizada na usina e um decréscimo da queda líquida na mesma, o que leva a ganhos de energia e perdas de potência garantida. Esta redução implica em elevação dos custos, devido a possível reforço das estruturas de adução. A redução do N.A. Mínimo Operativo deve ser considerada enquanto o valor econômico dos benefícios energéticos incrementais suplantam os custos incrementais correspondentes.

Cabe ressaltar que nem sempre um aumento do volume útil da usina é favorável ao sistema, uma vez que podem ocorrer perdas de energia na própria usina, devido a redução da queda líquida média, não compensáveis pela maior geração em outras usinas do sistema.

Definidos os N.A. Mínimos Operativos para cada N.A. Máximo Normal e quantificados os benefícios correspondentes, estes são comparados economicamente, escolhendo-se o N.A. Máximo Normal que maximiza a função benefício total líquido.

7.8.4.2 Dimensionamento da Potência Instalada

Ao se elevar o valor da potência instalada de um aproveitamento hidrelétrico, aumentam os benefícios de energia garantida, ponta garantida e energia secundária, através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Incorre-se também em um aumento de custos, relacionados com a casa de força, adução, turbinas, geradores, equipamentos auxiliares, transformação e transmissão.

Conceitualmente o dimensionamento da potência instalada é igual ao dos outros parâmetros já apresentados. Há, entretanto, a diferença que, de um modo geral, pode-se deixar provisão para a instalação futura de unidades adicionais, flexibilidade não existente nos outros parâmetros a dimensionar.

A realização de provisão para motorização futura implica em uma antecipação de investimentos, fazendo com que o custo anual incremental do acréscimo de potência instalada seja função do intervalo de tempo entre a data prevista para entrada em operação da usina e a época em que se analisa a inclusão de máquinas adicionais.

7.8.4.3 Dimensionamento das Quedas da Turbina

Esta análise envolve o dimensionamento das Quedas de Projeto e de Referência da Turbina.

Por Queda de Projeto entende-se a queda líquida para máxima eficiência da turbina. A Queda de Projeto é dimensionada:

- Para a queda mais frequente, ou seja, a moda da distribuição de quedas da usina, obtida da simulação da operação da usina: ou
- Pela queda média ponderada pela energia produzida pela usina na ocorrência de período crítico o que significa que é importante que a turbina seja projetada para ter a máxima eficiência nas condições críticas do sistema.

Por Queda de Referência entende-se a queda líquida para a qual a turbina, na sua abertura máxima, fornece a potência nominal do gerador. A Queda de Referência é dimensionada para uma permanência de 95% do tempo, na mesma curva de distribuição de quedas de usina, obtida da simulação da operação da usina.

7.9 MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O processo de planejamento da expansão do parque gerador compreende uma cadeia complexa de tomadas de decisão interdependentes com base em diferentes níveis de informação (quantidade e precisão).

Nos estudos de longo prazo são utilizadas grandes quantidades de informações, em decorrência do elevado número de alternativas possíveis (diferentes cenários de mercado, parâmetros macroeconômicos, tendências de preços e custos de combustíveis, custos dos projetos, restrições ambientais, etc). Estas informações, no entanto, são de pouca precisão, ao contrário do que ocorre nos estudos de curto prazo, onde são manipuladas menos quantidade de informações (número mais reduzido de alternativas), porém mais precisas.

Os modelos computacionais utilizados no planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro foram desenvolvidos a partir do início da década de 70, quando os sistemas de geração e transmissão cresciam em dimensão e complexidade, agregando uma experiência própria em sistemas hidrotérmicos de grande dimensão.

O conjunto de modelos computacionais disponíveis no Setor Elétrico Brasileiro acha-se atualmente disseminado pelas diversas empresas de energia elétrica, tendo, entretanto, se originado na ELETROBRÁS, onde se iniciou a formação das equipes de planejamento.

Os modelos a seguir apresentados representam o ferramental atualmente utilizado na ELETROBRÁS, não compreendendo o conjunto total de modelos disponíveis no Setor Elétrico Brasileiro, havendo, em outras empresas, modelos distintos e ainda versões ou adaptações dos modelos disponíveis na ELETROBRÁS.

Conceitualmente os modelos de planejamento da expansão podem ser divididos em dois tipos básicos, embora interajam entre si:

- Modelos de Decisão de Investimentos;
- Modelos de Simulação da Operação do Sistema.

7.9.1 Modelos de Decisão de Investimento

Os modelos de decisão de investimento são utilizados nos horizontes de longo e médio prazos para a definição das linhas mestras da expansão do sistema e formulação das respectivas alternativas.

7.9.1.1 - Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termelétricas - ORDENAÇÃO

Objetivo: Estabelecer uma sequência ótima de construção de usinas hidro e termelétricas, e formular a base de um programa de expansão de obras de geração necessário ao atendimento do mercado de energia elétrica.

Descrição: A ordenação é feita segundo um índice custo/benefício, onde se considera o incremento de custo anual decorrente da introdução no sistema existente de cada uma das usinas ou grupo de usinas candidatas e o incremento do benefício representado pela energia firme acrescentada a este sistema.

O incremento de energia firme e as gerações térmicas a serem consideradas para o cálculo da variação das despesas com combustíveis são determinados por diferenças de resultados de simulações da operação do sistema com e sem o projeto na configuração de referência - análise de próxima adição, através de um modelo simplificado, onde o conjunto de usinas hidrelétricas é representado por uma única usina e um único reservatório. O modelo determina o período crítico, a energia firme do sistema e a esperança de geração associada a cada classe de térmica (nuclear, carvão, óleo).

O incremento de custo anual do sistema, devido ao acréscimo de um projeto, é calculado pela adição de parcelas referentes a investimento em geração e transmissão, associada à complementação de ponta, operação e manutenção e diferença de consumo de combustíveis.

Escolhido o projeto ou grupo de projetos de menor índice, o mesmo é incorporado ao sistema (nova configuração de referência) e o processo repetido desde o início, procurando-se a nova adição mais favorável para o novo sistema, até que todos os projetos tenham sido incluídos. Determina-se, desta forma, uma seqüência de obras por um processo de sucessivas primeiras adições, onde a evolução da configuração hidrotérmica representa a seqüência de expansão do sistema. Esta seqüência é a de menor custo, em termos de valor atual, e portanto constitui a base para a formulação da primeira alternativa do programa de expansão.

Uma vez determinada a seqüência de obras, segundo o índice custo/benefício crescente, é possível, através de outros modelos, determinar as datas em que as usinas devem entrar em operação para atender o crescimento previsto do mercado de energia elétrica.

7.9.1.2 Modelo de Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo - DESELP

Objetivo: Determinar a evolução e a composição ótima econômica do parque gerador e dos troncos de interligação entre regiões elétricas no horizonte de longo prazo, mediante a minimização do valor presente dos custos de investimento, operação e manutenção e combustível dos projetos incorporados ao sistema.

Descrição: A otimização é realizada através da solução de um problema formulado em programação linear, incluindo restrições de atendimento ao mercado, fluxos de energia e ponta, e de características físicas, operacionais e econômicas de usinas hidro e termelétricas.

As usinas hidro e termelétricas são representadas, individualmente, pelos seguintes dados: energia garantida (firme ou segundo um critério de garantia pré-determinado), custo de instalação e incremental de ponta, custo anual de operação e manutenção, custo da transmissão associada para a ligação ao coletor da região, custo de combustível, etc.

A curva de carga é representada em três patamares: ponta, intermediária e carga leve.

O sistema é subdividido em regiões elétricas interligadas entre si por linhas de transmissão com custos unitários de expansão fornecidos como dado de entrada. Desse modo, a expansão do sistema de transmissão é automaticamente determinada pelo modelo.

7.9.2 Modelos de Simulação da Operação do Sistema

Os modelos de simulação da operação do sistema representam a ferramenta mais utilizada nos estudos de planejamento da expansão, em todos os seus horizontes. Os modelos de simulação dinâmica, que representam a simulação da operação de um sistema em expansão, com entrada em operação de usinas

ou unidades geradoras e variação do mercado de energia ao longo do tempo, são normalmente utilizados para a avaliação das condições de atendimento de alternativas de expansão e do seu ajuste mais preciso.

Os modelos de simulação estática, onde o parque gerador e o mercado de energia são invariantes no tempo, são utilizados na determinação das características energéticas de uma usina ou configuração de usinas do sistema, sendo ainda utilizados como modelos auxiliares nos estudos de dimensionamento de usinas e inventário de recursos hidrelétricos.

A utilização de modelos de simulação dinâmica dá-se principalmente nos horizontes de planejamento de médio e curto prazos, seja como ferramenta principal ou como modelo auxiliar.

A relação dos modelos descritos a seguir, contempla os modelos em uso no GCPS para a análise de expansão do sistema e determinação dos contratos de suprimento, não estando incluídos os modelos em uso no GCOI e outros utilizados pelas empresas do Setor Elétrico em seus próprios estudos.

7.9.2.1 Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - MSSSE

Objetivos: a) Analisar o comportamento de subsistemas elétricos que não são fortemente interligados mas que, em cada um deles, as usinas sejam fortemente interligadas eletricamente e/ou hidráulicamente; b) Avaliar os fluxos de energia entre os subsistemas para o dimensionamento da interligação elétrica interregional.

Descrição: Em cada um dos subsistemas as usinas hidrelétricas e os reservatórios são representados por uma única usina equivalente com capacidade de armazenamento e produção de energia igual ao conjunto de usinas do subsistema.

O princípio básico utilizado na operação dos sistemas interligados é o de minimizar o custo total de geração térmica. Para tanto, procura-se aproveitar a diversidade hidrológica existente entre os subsistemas e alocar as termelétricas numa seqüência de custos crescentes de geração.

A operação das usinas térmicas em cada um dos subsistemas é controlada por tabelas de decisão, oriundas da aplicação de algoritmos de programação dinâmica estocástica, calculadas para cada classe de térmica.

O modelo opera com séries estocásticas de energias afluentes, possibilitando a análise probabilística do desempenho do sistema.

7.9.2.2 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas - MSUI

Objetivos: Analisar o comportamento de usinas hidrelétricas, reservatórios, termelétricas convencionais e nucleares, e usinas reversíveis, através da simulação da operação do sistema gerador, para diferentes condições de carga e de hidráulicidade, sujeitas a um conjunto de parâmetros definidores da prioridade de operação. Além disso, analisar os efeitos das regras de operação e das limitações à integração de

sistemas; o enchimento de reservatórios; os benefícios energéticos incrementais necessários para o dimensionamento das máquinas, da potência instalada total, de linhas de transmissão e de volumes de reservatórios; e a operação de unidades de ponta, inclusive das usinas reversíveis.

Descrição: Cada reservatório e cada usina hidrelétrica são representados de acordo com suas características físicas e operados segundo regras que representam os níveis de armazenamento preferenciais relativos na distribuição da água entre os diferentes reservatórios do sistema.

Inicialmente os reservatórios são operados no sentido de atender aos requisitos de descarga ou de fator de capacidade mínimos, armazenando toda a vazão natural de acordo com as prioridades de enchimento; a seguir, os reservatórios são esvaziados, na ordem de prioridade de esvaziamento, até as respectivas curvas de controle superior ou frações desta, respeitando a restrição de alguma usina a jusante atingir sua capacidade máxima, ou até o atendimento da carga.

As usinas termelétricas operam de acordo com as tabelas de decisão, uma para cada classe de térmica, ou a) para produzir o mínimo obrigatório, ou b) para complementar o balanço de ponta, o que também ocorre com as usinas reversíveis. As tabelas de decisão do sistema para operação das termelétricas são determinadas pelo modelo MSSSE, descrito anteriormente.

7.9.2.3 Modelo Linear de Intercâmbio entre Sistemas - MISS

Objetivos: Analisar o comportamento de um sistema hidrotermico, constituído por usinas hidráulicas, reservatórios, termelétricas convencionais e nucleares, e usinas reversíveis. A operação mensal é otimizada através de programação linear. O modelo permite considerar as restrições de capacidade de transmissão entre os diferentes centros de carga e de geração e obter um despacho de geração de cada usina em três patamares da curva de carga: pesada, leve e intermediária.

Descrição: As usinas são representadas pelas suas características físicas e operativas, havendo restrições do tipo:

- equações de conservação da água;
- limitações físicas dos armazenamentos nos reservatórios;
- engolimento máximo nas usinas hidrelétricas;
- fluxos máximos de potência nas linhas de transmissão;
- gerações térmicas mínima e máxima;
- colocação de usinas térmicas na base, de acordo com suas curvas guias de início de mes;
- limitações físicas e operativas de usinas reversíveis;
- separação dos requisitos de energia e ponta.

A função objetivo representa fundamentalmente uma prioridade de operação de acordo com os seguintes critérios:

- o esvaziamento dos reservatórios deve preferencialmente ser feito de montante para jusante;
- as térmicas devem ser operadas em complementação às hidrelétricas;
- os reservatórios que estejam enchendo o volume morto devem ser operados em caso extremo;
- os reservatórios devem ficar preferencialmente entre as curvas de controle inferior e superior, a menos que sejam necessários para cobrir déficits ou excessos de energia.

7.9.2.4 Modelo de Confiabilidade de Geração - CONFGER

Objetivos: Determinar a probabilidade de não atendimento à carga, considerando as falhas de equipamentos e a perda da capacidade de ponta das usinas hidrelétricas quando os reservatórios são deplecionados para atendimento do mercado de energia.

Descrição: A confiabilidade de atendimento à demanda é avaliada através do índice "probabilidade de perda de carga" (Loss of Load Probability - LOLP), que representa a probabilidade de que, num dado instante, a demanda exceda a potência disponível no sistema.

Para o cálculo da LOLP, utiliza-se uma técnica mista de simulação e cálculo analítico. Através da simulação do sistema com os modelos MISS ou MSUI, descritos anteriormente, obtém-se a função distribuição da potência disponível. Conhecendo-se a distribuição de probabilidade da demanda calculase, por método analítico, o valor da LOLP.

7.10 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELETROBRAS. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010. PLANO 2010. Relatório Geral, Rio de Janeiro, dez. 1987.
- [2] FORTUNATO, Luiz Alberto; NETO, Tristão Araripe; ALBUQUERQUE, João Carlos Ribeiro; PEREIRA, Mário Veiga. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica.
- [3] MYAMOTO, Akio, VENTURA FILHO, Altino. Modelos Computacionais utilizados no planejamento da geração de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: ELETROBRAS, Diretoria de Planejamento e Engenharia, 1982.
- [4] GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS. Critérios de dimensionamento de usinas hidrelétricas. Relatório do Grupo de Trabalho para Estudos de Critérios de Planejamento Energéticos - GTPE/GCPS, 1982.
- [5] ALBUQUERQUE, João Carlos Ribeiro; CARVALHO, Marco Aurélio Palhas. Dimensionamento energético-econômico de usinas hidrelétricas no sistema brasileiro. In: JORNADA DE PAÍSES DE LÍNGUA OFICIAL PORTUGUESA, 2, Rio de Janeiro, 1987.
- [6] BOLETIM DE PLANEJAMENTO DA ELETROBRÁS. Rio de Janeiro: Diretoria de Planejamento e Engenharia, dez. 1985.
- [7] ELETROBRÁS. Manual de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. Rio de Janeiro: Diretoria de Planejamento e Engenharia, 1984.
- [8] ELETROBRÁS. Manual de instruções para estudos de viabilidade de aproveitamentos hidrelétricos. Rio de Janeiro: Diretoria de Planejamento e Engenharia, 1983.
- [9] CEPEL/ELETROBRÁS/FURNAS. Modelo de ordenação de usinas hidro e termoelétricas. In: SNPTTE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 3, Curitiba, 1975.
- [10] ELETROBRÁS. Modelo de simulação a usinas individualizadas: manual de utilização. Rio de Janeiro: Departamento de Estudos Energéticos -DNE/DPE, 1979.
- [11] CARVALHO, Marco Aurélio Palhas; ROSENBLATT, José. Modelo de simulação a subsistemas equivalentes. In: SNPTTE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 4, Rio de Janeiro, 1977.
- [12] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Confiabilidade de geração hidrotermoelétrica (CONFGER). Manual de Metodologia. Relatório Técnico CEPEL 2336/81. Versão atualizada. Rio de Janeiro, jun. 1987.
- [13] DAHER, Mario Jorge. Planejamento da Expansão Geração com Incertezas de Mercado. Universidade de Campinas, Tese de Mestrado. junho de 1989.
- [14] DAHER, Mario Jorge. Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica com Incertezas de Mercado. XXII Simpósio de Pesquisa Operacional - SOBRAPO, Fortaleza, 1989.
- [15] ROSENBLATT, José e TRINKENREICH, Jorge. Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face a Restrições Financeiras e Incertezas. IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica-SNPTEE - Rio de Janeiro - 1991.
- [16] ROSENBLATT, José e TRINKENREICH, Jorge. Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face as Restrições Financeiras e Incertezas. Seminário CIER-1991, Subcomitê de Planejamento e Engenharia de Sistemas Elétricos.
- [17] ELETROBRÁS, Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/93, Rio de Janeiro, 1990.
- [18] ELETROBRÁS, Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétrico, Rio de Janeiro, 1990.

8. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

8.1 INTRODUÇÃO

Como já comentado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro apresenta a particularidade de dispor de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, com grandes distâncias entre os pontos de geração e de consumo.

Numa retrospectiva histórica, o sistema de transmissão evoluiu de projetos simples, de linhas de transmissão dispostas em troncos radiais, partindo de usinas individualizadas, para configurações mais complexas, constituídas de vastas malhas regionais perfazendo a integração do parque gerador aos centros de consumo.

Esta evolução dos projetos de transmissão levou a uma maior preocupação em harmonizar o interesse energético com o meio ambiente e a efetuar apropriadamente a inserção dos empreendimentos nas regiões, afetadas.

Com o objetivo de tirar partido da diversidade hidrológica existente e auferir ganhos de natureza energética, foram implementadas as interligações regionais resultando no Sistema Interligado das Regiões Norte e Nordeste e no Sistema Interligado das Regiões Sul e Sudeste /Centro Oeste.

De uma maneira geral, no que diz respeito ao planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, os métodos de trabalho e o ferramental de modelos e programas computacionais têm se mostrado adequados, muito embora, diante das possibilidades que se descortinam para o futuro, o problema do planejamento aumente de complexidade, como, por exemplo, relativos aos desenvolvimentos metodológicos necessários à inclusão da variável sócio-ambiental.

A questão da implantação da transmissão a longa distância associada ao escoamento da energia da Região Norte para o atendimento ao mercado das Regiões Nordeste e Sudeste, a questão da avaliação de custos e benefícios, numa conceituação mais ampla com a consideração dos impactos ambientais e dos benefícios sociais, a visualização do "modus operandi" das futuras interligações vis-a-vis a capacidade dos sistemas e os requisitos em termos energéticos, a questão da tomada de decisão diante de restrições financeiras e ambientais, o tratamento das incertezas, são aspectos novos que avultam.

Os itens subsequentes descrevem mais detalhadamente essas questões, abordando a metodologia e o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro.

8.2 HORIZONTES DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Em termos gerais, os estudos de planejamento da expansão da transmissão desenvolvem-se em três áreas

distintas: a área de planejamento propriamente dita, a área de engenharia e a área de desenvolvimento tecnológico. No planejamento, observa-se grande interação entre os estudos de mercado e geração. Os estudos de engenharia atêm-se ao mérito dos elementos componentes do sistema. A área de desenvolvimento tecnológico, por sua vez, objetiva o aperfeiçoamento de todo o processo, notadamente nos campos da pesquisa e desenvolvimento. Subsidiando todas as áreas estão os estudos sócio-ambientais. A área de desenvolvimento tecnológico, por sua vez, objetiva o aperfeiçoamento de todo o processo, notadamente nos campos da pesquisa e desenvolvimento industrial. A Figura 10 esquematiza o interrelacionamento dessas áreas.

Considerando o seu horizonte, os estudos de planejamento da expansão da transmissão podem ser subdivididos em estudos de longo, médio e curto prazos.

Estudos de Longo Prazo

Os estudos de longo prazo estabelecem as diretrizes gerais de desenvolvimento dos sistemas de transmissão, calcadas em estratégias de desenvolvimento sócio-econômico previamente estabelecidas pelos planos governamentais e na evolução tecnológica industrial que se pretende adotar. Tais estudos alcançam um horizonte de até trinta anos e são realizados em estreita correlação com a área de planejamento da expansão da geração e com área de planejamento ambiental.

Estudos de Médio Prazo

Com base nas linhas mestras estabelecidas pelos estudos de longo prazo e considerando a atualização do contexto sócio-econômico do País, que subsidia as projeções do mercado a ser atendido e as novas diretrizes do programa de expansão da geração, os estudos de médio prazo respondem pela definição da expansão dos sistemas de transmissão, abrangendo um período de cinco a quinze anos. Tendo em vista o prazo médio de cinco anos para a construção das linhas de transmissão mais extensas, o horizonte de dez anos mostra-se suficiente para a definição de todos os parâmetros envolvidos na implantação da rede de transmissão. Nesta etapa são também determinados os investimentos globais previstos para a implantação do programa de expansão de referência.

Estudos de Curto Prazo

Os estudos de curto prazo analisam um período de aproximadamente cinco anos à frente, objetivando o ajuste do programa de expansão de referência, através da definição de um programa detalhado de obras de transmissão. Tal definição está subordinada às restrições econômico-financeiras do Setor Elétrico, principalmente para os dois anos subsequentes à realização dos estudos, à capacidade de gerenciamento das empresas e às limitações físicas de construção, como consequência das restrições gerais dos ciclos de planejamento anteriores. Faz-se necessário, nesta etapa, um envolvimento efetivo com os estudos de planejamento da operação, de modo a minimizar as restrições impostas ao desempenho dos sistemas de transmissão.

As Figuras 8.1, 8.2, 8.3 e 8.4 ilustram, na forma de fluxogramas, os processos de planejamento segundo as óticas de longo, médio e curto prazos, mostrando os aspectos mais pertinentes, em cada caso.

FIGURA 8.1
ÁREAS DE ESTUDO E SEU INTERRELACIONAMENTO

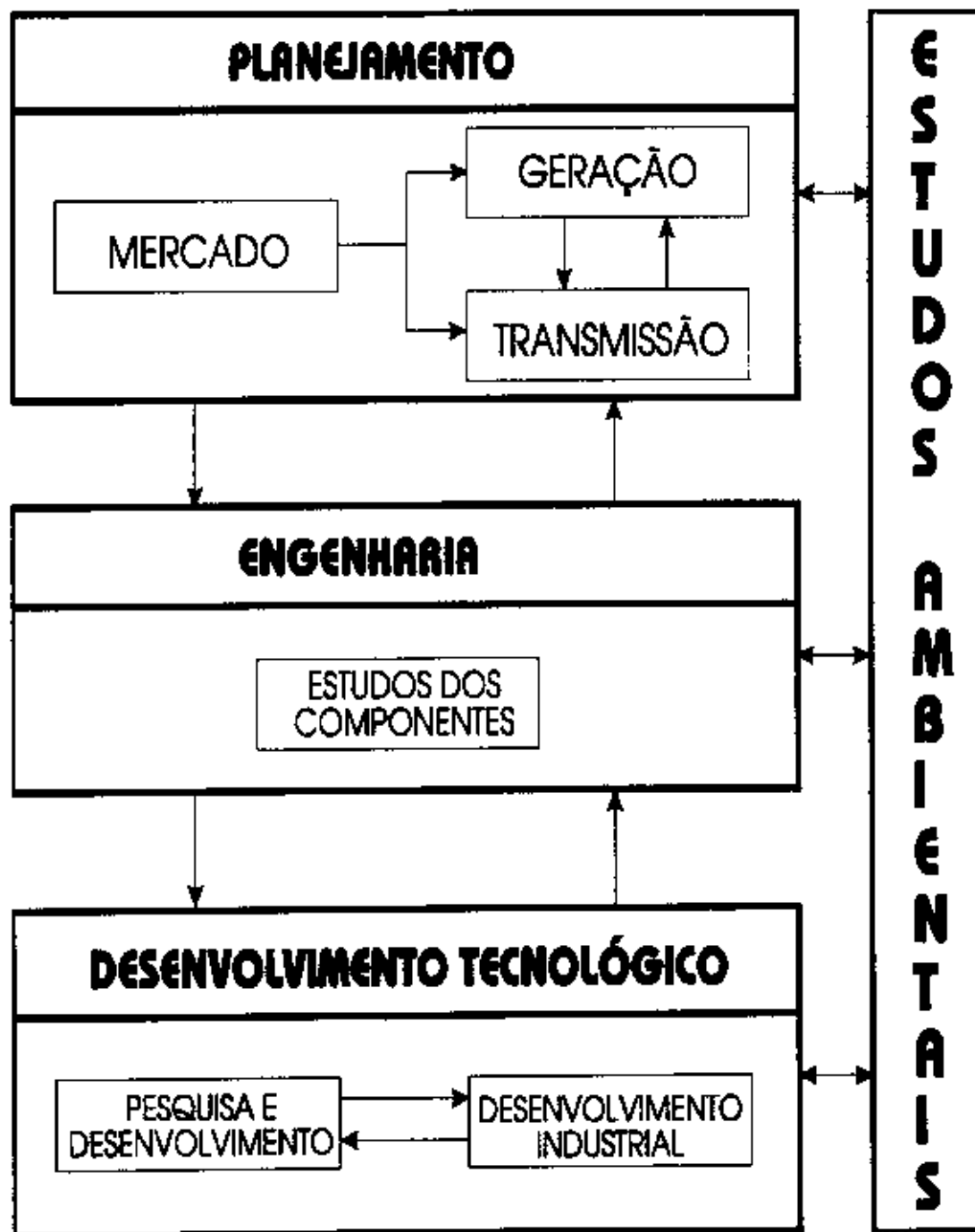


FIGURA 8.2
ÁREAS DE ESTUDO E SEU INTERRELACIONAMENTO

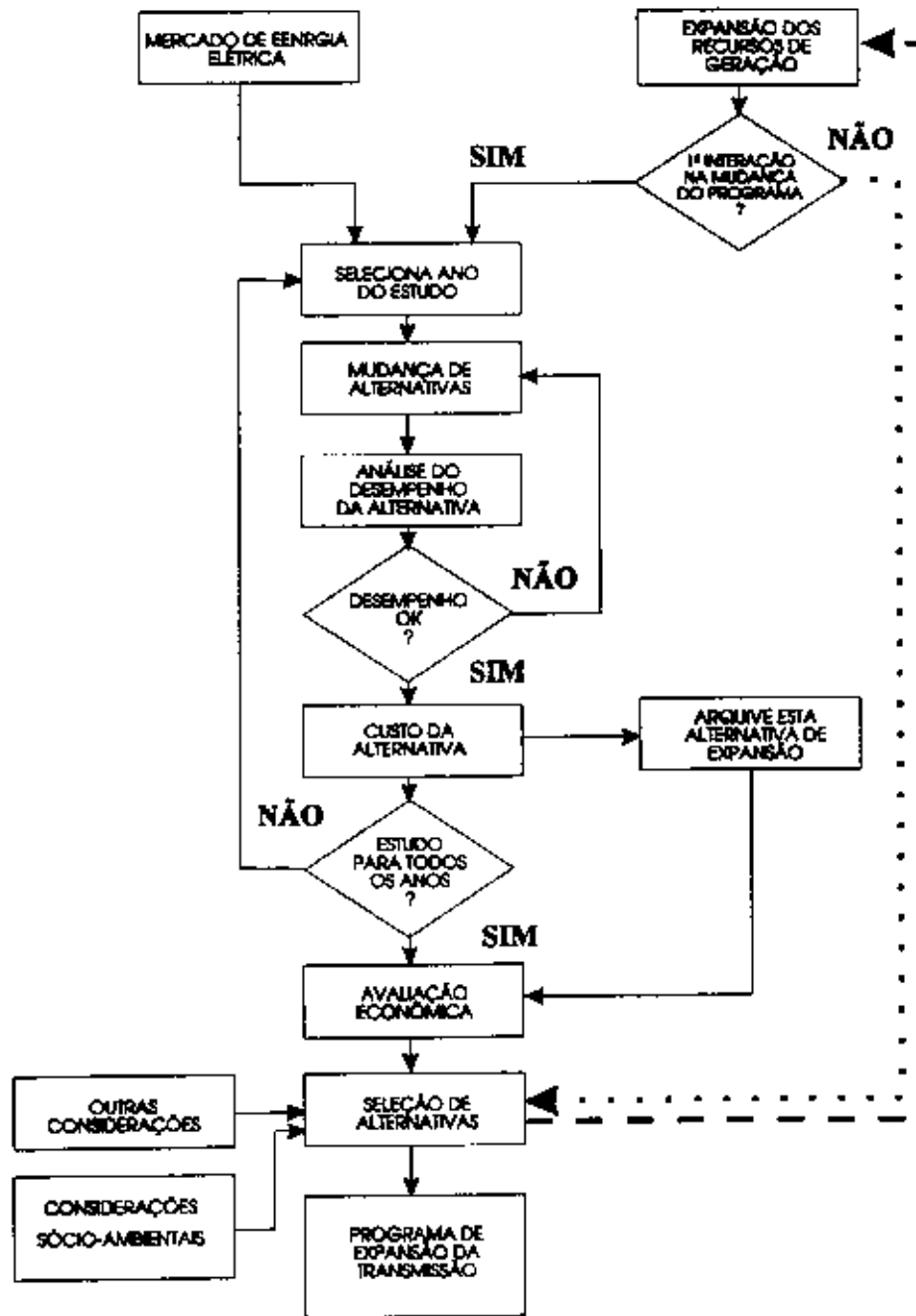


FIGURA 8.3
O PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO
- VISÃO DE MÉDIO PRAZO -

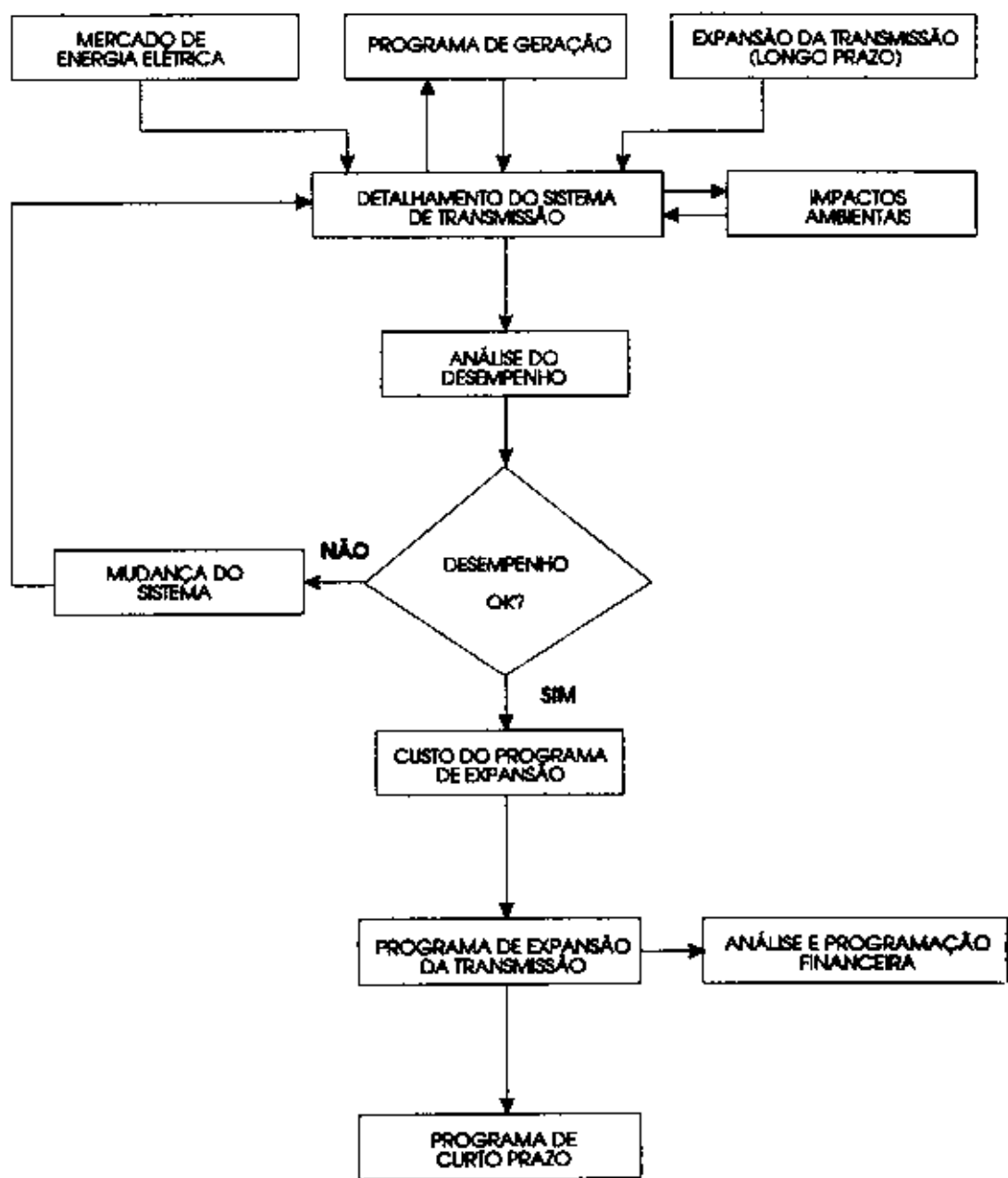
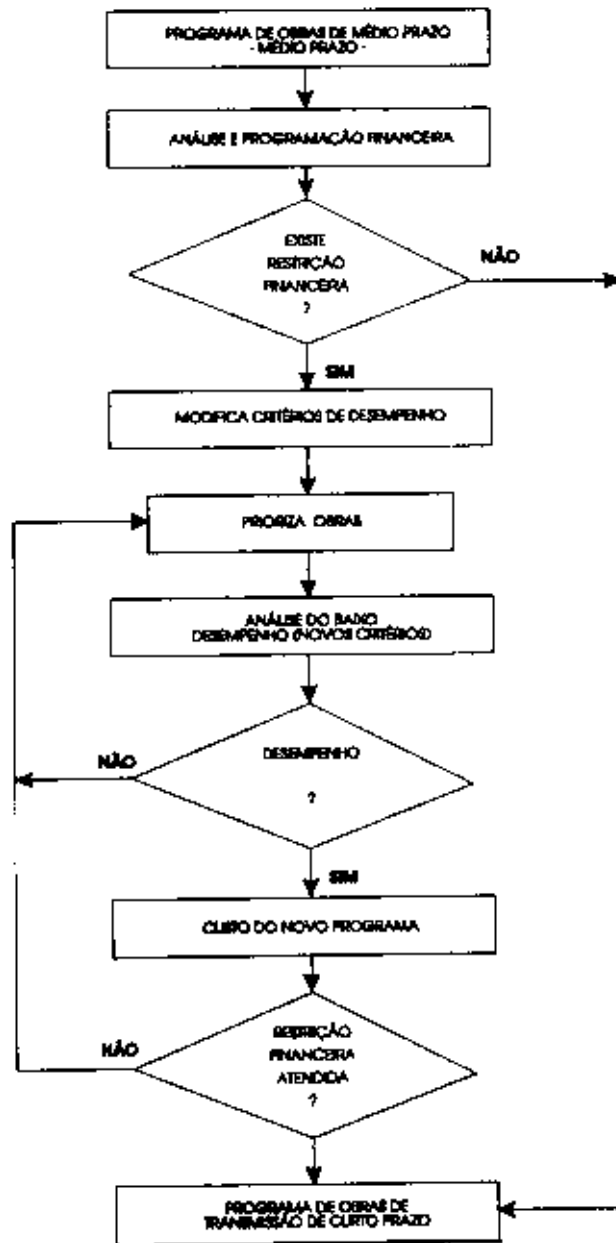


FIGURA 8.4
O PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO
- VISÃO DE CURTO PRAZO -



8.3 OS PROGRAMAS DECENAIS DE TRANSMISSÃO

Os estudos dos Programas Decenais de Transmissão são tarefas rotineiras realizadas por grupos de trabalho no âmbito do Comitê Técnico de Estudos de Transmissão - CTST, e se inserem no ciclo anual de planejamento do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS. Para facilidade de execução dos trabalhos, os Programas Decenais são subdivididos por regiões, vindo a constituir-se nos Programas da Região Sudeste e Centro-Oeste, da Região Sul, e das Regiões Norte e Nordeste.

Esses Programas Decenais de Transmissão são estabelecidos em conjunto com as concessionárias de energia elétrica do País e levam em conta as projeções de mercado, o Programa Decenal de Geração e os critérios de planejamento vigentes. Cabe, também, a esta atividade, a determinação dos correspondentes investimentos e desembolsos anuais.

Por outro lado, o ciclo anual de planejamento, no âmbito do GCPS, no qual se inserem os Programas Decenais de Transmissão, pode ser sintetizado da seguinte forma:

- . Os estudos de mercado estabelecem as projeções globais de energia e ponta por empresa no horizonte decenal;
- . Os estudos de geração estabelecem o Programa Decenal de Geração para os diversos sistemas elétricos do País;
- . Os estudos de transmissão analisam a viabilização da transferência de energia das usinas para os consumidores nos diversos pontos de suprimento utilizando o mercado desmembrado por centros de carga, de acordo com os critérios de planejamento da transmissão em vigor;
- . Especificamente, os estudos de planejamento da expansão da transmissão são inicialmente desenvolvidos no âmbito das próprias empresas. Posteriormente, dentro das atividades dos Programas Decenais, a nível dos grupos de Trabalho do CTST/GCPS, as empresas interagem no sentido de compatibilizar seus programas de obras. As análises são desenvolvidas com base em estudos de fluxo de potência. Procura-se, dessa forma, estabelecer originalmente um programa de expansão desejável que atenda ao mercado previsto sem violar os critérios de planejamento vigentes e também quantificando os investimentos globais em transmissão.

Outrossim, tendo em vista as restrições econômico-financeiras que afetam o Setor Elétrico, torna-se imprescindível reavaliar o programa de expansão da transmissão. As modificações são feitas em função dos tetos de investimentos adotados, principalmente para os primeiros anos do estudo. Vale ressaltar, para esta etapa dos estudos, a necessidade de utilização do programa de priorização de obras.

Como consequência da aplicação dos tetos de investimentos, deslocam-se no tempo as obras de transmissão ficando, assim, reduzidos os níveis de confiabilidade, restando, a curto prazo, a ação da operação para atenuar o efeito da degradação dos sistemas elétricos. Verifica-se, portanto, a importância dos estudos de confiabilidade para quantificar os níveis de degradação dos sistemas elétricos, quando da aplicação dos tetos de investimentos ao programa de expansão.

Dos estudos dos programas decenais de transmissão resultam também os custos marginais de transmissão necessários para o estabelecimento da tarifa de referência com base em custos marginais.

Vale salientar, como outra importante função dos programas decenais, a identificação de áreas críticas do sistema elétrico que mereçam avaliações mais detalhadas.

Estas avaliações constam basicamente de estudos de planejamento para áreas específicas, comportando análises de fluxos de potência e estabilidade. Os trabalhos são desenvolvidos em conjunto com as empresas envolvidas no problema, procurando-se definir alternativas a serem incorporadas aos programas decenais dos ciclos subsequentes. A metodologia adotada nesses estudos visa a definição de alternativas de mínimo custo, observados os investimentos correspondentes e a quantificação das perdas de energia. Aspectos relativos ao maior ou menor fluxo de desembolsos iniciais são também levados em consideração nas análises econômicas.

Destaca-se ainda a importância dos grupos de estudo das interligações regionais Sul-Sudeste/C. Oeste e Norte-Nordeste, cujos resultados representam importantes subsídios para os estudos de planejamento da expansão da geração.

Menção especial deve ser reservada aos estudos para a definição de critérios, metodologia e procedimentos para o planejamento da expansão da transmissão, bem como o desenvolvimento de programas computacionais específicos.

Finalmente, os Programas Decenais de Transmissão são incorporados ao Plano Decenal de Expansão do GCPS, atualizando, neste horizonte, o Plano Nacional de Energia Elétrica de Longo Prazo.

8.4 OS ESTUDOS DE LONGO PRAZO E A TRANSMISSÃO DA AMAZÔNIA

Os estudos de longo prazo são ligados aos aspectos estratégicos e tecnológicos associados à transmissão e servem de cenário para os estudos de médio prazo. Comportam também avaliações das perspectivas de evolução dos sistemas regionais, aspectos relativos à necessidade de novos pontos de suprimento de potência, instalação de termelétricas, novas interligações regionais, superação de equipamentos e quaisquer outros aspectos relativos à situação a longo prazo do sistema de transmissão.

Estes estudos visam também apoiar as avaliações econômicas associadas ao dimensionamento e à expansão da geração.

Em termos mais amplos, visam, com base na evolução do sistema de geração e das cargas regionais, bem como nos pressupostos energéticos, definir as possibilidades de transferência de energia, rotas preferenciais dos troncos de transmissão e a oportunidade de se considerar, como variáveis de planejamento, novos níveis de tensão e novas alternativas tecnológicas.

Os estudos de longo prazo são desenvolvidos no âmbito das principais empresas do Setor Elétrico e, de forma conjunta, sob a coordenação da ELETROBRÁS.

Estes estudos, sobretudo por envolverem aspectos de desenvolvimento tecnológico, requerem uma visão antecipada de dez a quinze anos, trabalhando-se com horizonte de planejamento dessa ordem.

Nesse escopo, o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia, dada a sua importância no atendimento futuro do mercado das Regiões Sudeste e Nordeste, tem-se revelado o principal objeto de estudo.

Por outro lado, o planejamento dos sistemas das Regiões Nordeste e Sudeste, tanto no que diz respeito à expansão das redes em extra alta tensão como daquelas associadas aos centros de carga, revela-se muito dependente do aporte de energia de outras áreas, notadamente da Região Norte. Face às incertezas, são considerados vários cenários e verificadas as diversas possibilidades que se apresentam, buscando-se o preenchimento do binômio economicidade - flexibilidade.

Para a realização dos estudos associados às interligações regionais com a Região Norte foi criada, em 1988, uma Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia - CPTA - coordenada pela ELETROBRÁS e com a participação das empresas interessadas, do CEPREL, de Universidades e com a possibilidade de apoio de empresas de consultoria.

Estando a primeira etapa de pré-seleção de tecnologias já concluída, encontra-se em andamento a etapa de seleção propriamente dita, consistindo na escolha de uma ou mais alternativas tecnológicas para estudo mais aprofundado. Dentre as alternativas aventadas encontram-se a transmissão em corrente alternada em 1000 kV, a transmissão em corrente contínua em +/- 600 e +/- 800 kV, a transmissão em meio comprimento de onda e a transmissão hexafásica.

Justifica-se o tratamento exaustivo e minucioso dado à questão da transmissão a longas distâncias em virtude dos pesados investimentos envolvidos e à complexidade do projeto, que apresenta características de ineditismo, havendo relativamente pouca experiência mundial no assunto.

No que concerne ao planejamento de longo prazo, é de grande importância a chamada interação geração - transmissão, face à interdependência dos assuntos. Revelam-se também muito importantes os estudos objetivando a minimização dos impactos ambientais decorrentes da implantação de projetos de vulto. São também relevantes as considerações pertinentes à capacitação industrial visando, particularmente, a participação da indústria nacional nos empreendimentos.

Objetivando a transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias, os trabalhos têm trazido benefícios para o planejamento da expansão da transmissão como um todo em virtude das pesquisas e desenvolvimento tecnológico que ensejam, notadamente no sentido de se obter um melhor grau de convênios com universidades e centros de pesquisa, permitindo a melhoria do grau de integração universidade - empresa.

Além da utilização de ferramentas computacionais convencionais utilizadas no planejamento de curto e médio prazos, como é o caso dos programas de análise de curto-circuito, fluxo de potência, estabilidade, análise de transitórios elétricos, etc., tem-se revelado também necessário o emprego de ferramentas computacionais específicas que permitam visualizações abrangentes das possibilidades de expansão da transmissão a longo prazo.

8.5 ENGENHARIA DA TRANSMISSÃO E CUSTOS

Essas atividades estão, em grande parte, voltadas para dar suporte ao planejamento quando estão envolvidos aspectos mais afetos à engenharia de subestações e linhas de transmissão, com ênfase para a questão dos custos de investimento destas instalações.

Os custos unitários de linhas de transmissão e os custos modulares de subestações têm aplicações múltiplas, sendo intensamente utilizados nos estudos de planejamento da transmissão.

A ELETROBRÁS mantém um grupo de trabalho na área de custos de transmissão denominado Grupo Consultivo de Custos - GCC, com participação das empresas. As informações obtidas são criticadas, analisadas e armazenadas no banco de dados SIPREB - Sistema de Preços Básicos - cujos relatórios relativos a preços de materiais, equipamentos, linhas de transmissão e subestações são divulgados e servem de elemento de consulta de preços praticados no Setor Elétrico. Trabalha-se com valores médios para o País, não incorporando peculiaridades regionais nem situações específicas. O SIPREB encontra-se em fase de aperfeiçoamento no sentido de automatizar-se todo o processo de entrada e consulta de

8.6 METODOLOGIA E CRITÉRIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

8.6.1 O Processo Atual

O processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão engloba, basicamente, as seguintes etapas: formulação de alternativas, estudos elétricos, estudos econômicos, avaliação final e seleção da alternativa de expansão.

A formulação de alternativas é realizada com base em premissas e diretrizes pré-fixadas. Nos estudos de longo prazo, onde o leque de alternativas é muito grande, é utilizado um modelo computacional de síntese de redes capaz de agilizar o processo de formulação e análise das alternativas.

Como ainda não estão disponíveis modelos matemáticos e computacionais que incorporem a variável sócio-ambiental no planejamento, utilizam-se análises qualitativas na avaliação das alternativas de expansão.

Obtidas as alternativas de expansão, são realizados os estudos elétricos utilizando como ferramental computacional o programa de fluxo de potência, estabilidade, curto-circuito e transitórios eletromagnéticos, de forma a adequar as alternativas aos critérios vigentes.

A evolução das alternativas até o ano horizonte é definida pela análise técnica de seu desempenho nos anos mais significativos, à exceção do planejamento de curto prazo, onde a análise se estende a todos os anos.

Na etapa seguinte, relativa a estudos econômicos, selecionam-se as alternativas que possuam os menores custos totais, incluindo-se nestes, os investimentos e os custos de perdas.

Nas decisões de curto prazo, o aspecto de desembolso é levado em consideração.

A avaliação final e seleção da alternativa de expansão é realizada a partir das alternativas de custos próximos definidas na etapa anterior, e baseia-se numa avaliação de custo-benefício. Os custos são relativos aos investimentos, operação e manutenção. Os benefícios estão associados à redução da geração térmica, redução de perdas ativas e redução do montante de energia interrompida devido a falhas na transmissão.

8.6.2 Critérios de Planejamento

A premissa básica utilizada para a elaboração dos critérios é que não haverá perda de carga em um sistema, provocada pela ocorrência de contingência simples.

O sistema planejado deverá satisfazer aos níveis de desempenho estabelecidos para a operação em regime permanente e também para o regime transitório, no que concerne aos estudos à frequência industrial.

Os estudos de fluxo de potência visam determinar níveis de tensão nos barramentos, fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

O sistema é testado para a condição de carga pesada e leve, devendo suportar, sem violação dos critérios, a saída de operação de qualquer um dos seus componentes.

8.6.2.1 Carregamento de Linhas Aéreas

Os limites de carregamento de cada linha de transmissão deverão ser calculados em função das condições ambientais características da região, da temperatura de projeto e da flecha máxima permitida nas catenárias dos condutores.

8.6.2.2 Carregamento de Unidades Transformadoras

Os limites de carregamento são obtidos assumindo-se que não há redução na vida útil do equipamento, e para as condições específicas de cada unidade transformadora, através do uso de programa computacional desenvolvido para este fim.

8.6.2.3 Níveis de Tensão

As variações de tensão permitidas, tomando a tensão nominal como referência, são de +/- 5%.

Em qualquer condição de carga, os níveis de tensão nos barramentos que não atenderem diretamente a consumidores e que não sejam pontos de interligação, poderão ser inferiores aos limites citados.

8.6.2.4 Estabilidade

No caso de regime transitório à frequência industrial, entendido como o período durante e imediatamente após a ocorrência de alterações nas configurações da rede, oriundas de variações súbitas de geração ou carga, faltas ou manobras, deverá ser verificado o desempenho do sistema elétrico.

Os estudos de estabilidade transitória e dinâmica adotam como impacto típico o curto-circuito monofásico, sem religamento, sem falha de abertura de disjuntor, considerando a perda de um dos elementos e em qualquer condição de carga. Nestas condições, o sistema elétrico deve se manter estável, significando isto que as máquinas síncronas devem manter-se em sincronismo durante a transição de uma condição em regime permanente para outra, causada por perturbação de qualquer natureza.

8.6.2.5 Sobretensões

O principal critério para a fixação de níveis aceitáveis das sobretensões é que não prejudiquem a integridade de qualquer equipamento do sistema.

Os valores limites das sobretensões são estabelecidos levando-se em conta a sua duração, que pode variar desde ciclos, dependendo da atuação da proteção, até alguns segundos, dependendo da atuação de equipamentos reguladores.

8.6.3 Novas Metodologias

O conjunto de critérios adotados no planejamento da expansão da rede elétrica brasileira está em permanente atualização e é definido pelo Grupo de Critérios de Planejamento - GTCP - subordinado ao Comitê Técnico de Sistemas de Transmissão do GCPS.

Quando necessário, são aperfeiçoadas ou desenvolvidas metodologias e ferramentas que permitam a utilização de novos critérios. Os aprimoramentos metodológicos têm sido realizados principalmente na otimização do dimensionamento da rede elétrica, na alocação de recursos e na adoção do enfoque probabilístico.

No dimensionamento da rede elétrica, destacam-se o programa PLANVAR, utilizado para a alocação ótima de compensação reativa, e a metodologia para cálculo de reserva de transformação em subestações, desenvolvida sob o enfoque probabilístico.

Com o propósito de adequar o programa de obras de transmissão ao teto de investimentos, desenvolveu-se uma metodologia de priorização de obras baseada no conceito dos custos e benefícios de cada obra. Nos custos estão contemplados os cronogramas de desembolso, multas contratuais e conservação e instalação de equipamentos. Os benefícios traduzem em valores monetários aspectos como redução do valor esperado da energia não suprida, redução de custos operacionais e parcela do mercado que pode ser atendida. A interdependência entre obras de diferentes empresas é verificada.

O enfoque probabilístico tem sido incorporado de maneira crescente no planejamento, na determinação de limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores, na definição da reserva de transformação, na seleção de arranjos de subestações e na própria seleção da alternativa de expansão da transmissão.

Neste último caso, os índices de risco de cada alternativa seriam obtidos através de programas para cálculo de confiabilidade, como o CONFTRA, GCS, e o NH2, conforme adiante descrito, e incorporados ao custo total de cada alternativa, após sua valoração pelo custo de energia não suprida.

8.7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

- Deve ser ressaltada a importância da utilização do programa de priorização de obras para subsidiar a reprogramação das instalações quando da aplicação dos tetos de investimento, tendo em vista as dificuldades crescentes quanto à obtenção de recursos para o setor elétrico. Da mesma forma, deve ser incentivada a utilização de programas de confiabilidade.
- Torna-se necessária uma interação mais estreita entre as áreas de geração e transmissão no sentido de compatibilizar o planejamento sob as duas óticas, tendo em vista a participação crescente da transmissão nos investimentos globais do Setor Elétrico, como no caso dos estudos da transmissão da Amazônia.
- Deve-se buscar o desenvolvimento de ferramentas computacionais mais ágeis para a realização dos estudos de transmissão, inclusive com a aplicação de métodos probabilísticos.
- Há necessidade de realizar análise de cenários, devendo, por outro lado, o planejamento ser avaliado não somente para a ponta de carga mas também para outras situações; há necessidade de considerar várias hidrologias no processo, devendo-se dar ênfase ao desenvolvimento de ferramental computacional específico voltado para a automatização do processo de planejamento.
- Procurar explorar recursos computacionais gráficos de forma a aumentar a eficiência e praticidade das análises; necessidade de maior apoio a bancos de dados e desenvolvimento de recursos computacionais que tornem mais integrados os programas disponíveis de fluxo de potência, estabilidade e curto-circuito.
- Deve-se buscar o desenvolvimento de metodologias, métodos de trabalho e procedimentos que possibilitem a comparação de alternativas considerando a questão ambiental e que incluam a participação do público no processo decisório, em todas as etapas do planejamento de curto, médio e longo prazos.
- Deve ser dado um maior apoio ao desenvolvimento de um banco de dados sócio-ambiental e de sistema geográfico de informações para embasar as escolhas tecnológicas e de alternativas.

8.8 MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

8.8.1 Programa de Planejamento Automático

Programa SINTRA (Síntese de Expansão da Transmissão)

Descrição: Dada uma rede existente, o programa planeja uma expansão da transmissão de forma que não ocorram sobrecargas nos circuitos. São dados de entrada os custos da transmissão e as possibilidades permitidas de expansão, bem como cargas e gerações para o período estudado. O programa apresenta como resultado as expansões consideradas mais econômicas, comportando a instalação de linhas e transformadores, e os custos associados de transmissão e perdas para cada ano em valores atualizados.

Funcionamento: O programa é conduzido pelo usuário de uma forma interativa com o computador. O usuário pode adicionar soluções próprias ou utilizar funções automáticas realizadas pelo computador. A sua capacidade é de 1500 barras em computador "mainframe" IBM e de 500 barras para micros versão PC-XT. O método de solução utiliza cálculo de fluxo de potência simplificado - "load-flow dc" - O planejamento pode ser realizado ano a ano do ano inicial até o último ano ou pode ser feito de trás para a frente, a partir do ano horizonte.

8.8.2 Programa de Determinação do Carregamento Admissível em Unidades Transformadoras

Descrição: O programa determina os limites de carregamento de transformadores com base em considerações referentes ao aquecimento e ao envelhecimento de suas partes internas.

Funcionamento: O envelhecimento do isolamento é quantificado em bases anuais dada a natureza cumulativa do fenômeno, permitindo a compensação entre dias de carregamentos elevados e reduzidos. Os carregamentos obtidos para a condição normal e para emergências de longa duração são ponderados pelas frequências esperadas de ocorrência, permitindo quantificar uma expectativa de vida que não deve ultrapassar a vida útil estipulada. São adotadas restrições de temperatura para o topo do óleo e para o ponto mais quente dos enrolamentos.

8.8.3 Programa de Avaliação de Suporte de Reativos e de Expansão Ótima de Compensação Reativa

Programa PLANVAR

Descrição: Destinam-se ao planejamento preliminar do suporte de reativos, permitindo efetuar uma avaliação de redes e obter alternativas econômicas para o planejamento da expansão de novas fontes de potência reativa.

Funcionamento: O programa, em sua primeira etapa, obtém o fluxo de potência ótimo da rede. Em seguida, verifica as áreas carentes de suporte reativo para atender aos critérios pré-estabelecidos. Verificada a necessidade de expansão, o programa fornece alternativas econômicas, tomando decisão acerca da localização e capacidade das novas fontes. É procurada uma solução de custo mínimo que atenda a necessidades de estado normal e contingências.

8.8.4 Programa Para Priorização de Obras

Descrição: O programa estabelece índices de mérito a partir de considerações acerca dos benefícios e custos vinculados à postergação de cada obra constante do plano de expansão. O programa permite adequar o plano de expansão ao total de recursos financeiros disponíveis.

Funcionamento: Baseia-se em três etapas principais: seleção do conjunto de obras a priorizar, ordenação das obras pelo índice de mérito - com a identificação de eventuais interdependências - e definição do conjunto a postergar. O cálculo do índice de mérito é determinado a partir da análise de desempenho do sistema, considerando a obra presente e a obra ausente, e de uma avaliação econômica que considera a variação de custo face ao adiamento da obra. Na etapa de análise de desempenho, quantifica-se o corte de carga em regime, em contingência, variação de perdas e de consumo de combustível. A interdependência das obras é verificada quando se observa alteração significativa do índice de mérito de uma obra com o adiamento de outra.

8.8.5 Programa de Análise de Redes

Programa ANAREDE

Descrição: Consiste de um conjunto de aplicações computacionais adequados à realização de estudos nas áreas de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência, composto dos seguintes programas: Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade da Tensão e Redespacho da Potência Ativa.

Funcionamento: Existem módulos independentes para cada um dos programas relacionados acima. O programa de fluxo de potência determina as tensões e as potências ativa e reativa circulantes no sistema em condições de regime permanente, para uma dada distribuição de carga e geração. O programa de equivalentes de redes determina um modelo de rede simplificado que substitua, para efeito de estudo de fluxo de potência, uma determinada região do sistema cujos detalhes não se deseja analisar. O programa de análise de contingências processa sequencialmente um conjunto de casos representando contingências no sistema com a finalidade de detetar dificuldades operativas severas. O programa de análise de sensibilidade calcula os fatores de sensibilidade de primeira ordem que traduzem a dependência de grandezas da rede elétrica em relação uma outra grandeza variável. O programa de redespacho, finalmente, tem por objetivo determinar um ponto de operação para a rede elétrica, em termos de um despacho de geração, que satisfaça restrições operacionais previamente definidas.

8.8.6 Programas de Análise de Transitórios Eletromecânicos

Programas TRANSDIR e ANATEM

Descrição: Permitem a realização dos estudos de estabilidade à frequência fundamental. Empregam no processo de solução equações diferenciais que traduzem o comportamento dinâmico das máquinas síncronas face às forças de sincronização e das forças inerciais, bem como de outros equipamentos que influem na dinâmica da rede tais como os reguladores de tensão e de velocidade, equipamentos de controle de tensão por injeção de potência reativa, e a própria rede.

Funcionamento: São modelados os diversos componentes do sistema, definida uma condição inicial de operação caracterizada por um caso de fluxo de potência e simulada a aplicação de um distúrbio. Como resultado obtém-se a excursão, ao longo do tempo, das principais variáveis envolvidas no problema, tais como os ângulos das tensões, os fluxos de potência das máquinas, módulos de determinadas tensões, variáveis elétricas associadas a reguladores ou outros equipamentos simulados.

8.8.7 Programas de Confiabilidade

Programas CGS e NH2

Descrição: Estes programas destinam-se a calcular índices de confiabilidade de sistemas de potência de grande porte com a consideração de falhas de equipamentos de geração e transmissão.

Funcionamento: O processo de cálculo é conduzido em três etapas. Inicialmente são selecionados os estados a serem analisados, e que se diferenciam pela disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, pelo nível de carga e pela condição hidrológica (no NH2). A seleção é feita por um processo de truncamento, em que se escolhem os estados mais prováveis, ou através da simulação de Monte Carlo (opção no NH2). A segunda etapa do processo refere-se à análise de desempenho do estado e é realizado por fluxo linearizado ou completo, identificando-se sobrecargas, sobretensões e isolamento de barras, que são eliminados através de redespacho de geração ou corte de carga. Finalmente, na terceira etapa, contabilizam-se os índices de confiabilidade.

Resultados: Os seguintes índices são obtidos: energia não suprida, probabilidade e frequência de falha.

8.9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GCPS/CTST - Programas Decenais de Transmissão das Regões Sudeste, Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste do Brasil - 1992.
- [2] GCPS/CTST - Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia-CPTA, Relatório Consolidado da Etapa de Pré-Seleção de Tecnologias - 1990.
- [3] GCPS/CTST - Comissão de Planejamento da Transmissão da Amazônia-CPTA, Relatório Parcial da Etapa de Seleção de Tecnologias - 1992.
- [4] GCPS/CTST - Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento - Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Transmissão - Documento Básico - Ref. 002/86 - 1986.
- [5] GCPS/CTST - Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento - Metodologia para Fixação de Prioridades de Obras do Sistema de Transmissão, NT-GTCP - 006/86.
- [6] VI SNPTEE - SINTRA - Programa Digital Interativo para Planejamento de Redes de Transmissão - M.V.F.Pereira, S.H.F.Cunha, G.C.Oliveira, J.C.G.Praça, B.J.Parker, A.Monticelli, A.Santos Jr. - 1981.
- [7] VII SNPTEE - Planejamento Interativo de Redes de transmissão Considerando Contingências - O Sistema SINTRA - A.Monticelli, A. Garcia, A. Santos Jr. - UNICAMP - 1984.
- [8] IX SNPTEE - Critérios e Procedimentos para Priorização de Obras do Sistema de Transmissão - Morozowski F^o., M. Esmeraldo, J.P.V. et alii - 1987.
- [9] III SEPOPE - Reliability Evaluation of Large Scale Composite Power Systems - Melo, J.C.O. Romero, S.P. Oliveira, G.C.Morozowski F^o., M.Pereira, M.V. Cunha, S.H.F. e Fontoura F^o., R.N. - 1992.
- [10] VERLAC - Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão: Metodologia e Aplicação do Programa NH2 - Mello, J.C.O. Melo, A.G.C, Romero, S.P. Oliveira, G.C.Morozowski F^o. Pereira, M.V. Cunha, S.H.F. e Fontoura F^o, R.N. - 1992.

9. METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO

9.1 INTRODUÇÃO

O objetivo do planejamento da expansão da distribuição é assegurar o atendimento ao crescimento vertical (densidade) e horizontal (novos consumidores) da carga, programando a adição de obras que sejam viáveis sob o ponto de vista técnico e econômico.

Considerando que o sistema de distribuição representa, na maioria dos casos, a interface com o consumidor final, as falhas e deficiências nele verificadas afetam a qualidade do serviço de uma forma mais direta do que, por exemplo, falhas ocorridas nos sistemas de geração e/ou de transmissão, falhas estas que, em geral, podem ser contornadas rapidamente com recursos operativos.

Para que todas as decisões de investimentos conduzam a um desenvolvimento coerente e harmônico do conjunto de elementos que compõem o sistema de distribuição, é essencial organizar uma hierarquia dos estudos de planejamento, permitindo ir dos aspectos mais gerais aos mais particulares, ou seja, dos Estudos de Longo Prazo para os Estudos de Curto Prazo, com metodologias compatíveis e coerentes.

A quantidade e a complexidade dos fatores que influenciam o planejamento da expansão da distribuição são muito grandes. A localização da carga no tempo e no espaço está vinculada ao crescimento sócio-econômico e a urbanização da região, que constituem-se em variáveis de difícil equacionamento num horizonte mais distante.

Assim sendo, as metodologias de planejamento da expansão utilizadas para os sistemas de distribuição dependem do horizonte estudado, da disponibilidade de dados sobre o sistema existente e a evolução futura da carga, e do nível de detalhe desejado.

O processo de planejamento da expansão da distribuição tem características cíclicas, e inclui o acompanhamento e a revisão periódica dos resultados, objetivando corrigir insuficiências de dados, incluir informações adicionais e considerar novas tecnologias e aperfeiçoamentos metodológicos. Este último aspecto se reveste de uma característica essencialmente dinâmica na atualidade, face à rapidez com que evoluem os recursos de informática, que oferecem possibilidades amplas para o desenvolvimento de metodologias e modelos computacionais cada vez mais elaborados e precisos.

9.2 ESTUDOS DE LONGO PRAZO

As metodologias empregadas nos estudos de longo prazo para a expansão da distribuição (10 a 20 anos) fazem, em geral, uma abstração da topologia detalhada da rede (ou muitas vezes utilizam uma simplificação da mesma), com o objetivo de estudar as linhas mestras da expansão do sistema, compreendendo as necessidades futuras de novas subestações e alimentadores primários. A definição das diretrizes de longo prazo incluem as escolhas técnicas básicas para a expansão do sistema (níveis de tensão, configuração, padrões, etc.) e devem considerar metas de redução nas perdas elétricas e aumento na eficiência energética da distribuição, projetando a evolução tecnológica de materiais e equipamentos (especificações, critérios de projetos, etc.) e revendo os critérios de planejamento envolvidos (níveis de carregamento máximo, etc.).

9.3 ESTUDOS DE MÉDIO E CURTO PRAZOS

Para o médio prazo, definido como um horizonte de 5 a 10 anos, são realizados estudos que consideram a evolução da configuração do sistema, denominados Estudos de Planejamento Detalhado, e incluem as subestações e as redes primárias urbana e rural. Estes estudos devem considerar as decisões de investimentos definidos para o longo prazo, e projetar as etapas evolutivas desde a rede atual até a rede futura, buscando uma expansão otimizada, sob o ponto de vista técnico e econômico. O produto compreende obras nominadas, distribuídas no tempo e localizadas fisicamente no sistema.

No caso das redes secundárias (incluindo os transformadores de média tensão (MT)/baixa tensão (BT), face à dispersão das variáveis envolvidas (localização e crescimento das cargas, carregamento dos transformadores, condições elétricas dos circuitos, etc.), o planejamento utiliza metodologias que dão um tratamento estatístico agregado, e o produto final é apresentado sob a forma de necessidades globais por área de estudo e tipo de obra (circuitos novos em áreas de expansão, divisões de circuitos existentes, recondutoramentos, substituições de transformadores, etc.).

O Planejamento Agregado das redes secundárias dá origem periodicamente a planos detalhados, elaborados, em geral, por órgãos descentralizados nas concessionárias, a partir do levantamento das deficiências específicas, com a incorporação de soluções derivadas de reclamações dos próprios consumidores.

Com base nos planos de expansão, usualmente decenais, é definido o programa de obras priorizado para o primeiro ano do horizonte, respeitando as disponibilidades previstas de recursos financeiros.

9.3.1 Metodologias para o Planejamento Detalhado

As metodologias utilizadas pelas concessionárias para o Planejamento Detalhado, com base na topologia das redes, tem sido amplamente discutidas nos Comitês Regionais (CODI, CCON, etc.) e obedecem, em linhas gerais, as etapas expostas no presente item.

O referido planejamento é feito para as subestações e redes primárias urbana e rural e considera a evolução da configuração física do sistema em uma "área de planejamento". Os insumos básicos necessários à sua elaboração são resumidamente os seguintes:

- Base Cartográfica, incluindo mapas urbanos e rurais em escalas apropriadas;
- Cadastro do Sistema Elétrico, envolvendo os dados relativos à topologia da rede, lançados sobre a base cartográfica. O cadastro abrange as informações sobre as subestações (transformadores e equipamentos instalados), e redes de distribuição (tensões, bitolas dos condutores, equipamentos de proteção e manobra, transformadores de distribuição, etc.);
- Critérios de Projeto, incluindo as escolhas técnicas pré-definidas (tensões, sistemas de aterramento, configurações operativas, proteção, sistemas aéreos ou subterrâneos, instalações de equipamentos de proteção, manobra ou compensação reativa, capacidades modulares, bitolas e tipo de condutores, etc.);

- Informações Externas sobre futuros consumidores de maior porte, projetos de infraestrutura (saneamento, água, telecomunicações, etc.), planos de urbanização, leis de zoneamento, sistemas viários, etc.;
- Dados sobre o desempenho do sistema elétrico existente na área de planejamento, com registros de interrupções e registro de medições (tensões, fluxos de potência, etc.);
- Metas de qualidade de serviço e critérios de planejamento e operação (limites de carregamentos nos elementos dos sistemas, níveis de qualidade do serviço admissíveis, níveis de continuidade, etc);
- Programas de obras existentes;
- Custos unitários de materiais e equipamentos.

A elaboração de um ciclo de planejamento detalhado para uma área em estudo envolve em geral as seguintes etapas:

a)- Diagnóstico do sistema atual

Nesta etapa, são avaliadas as condições físicas e elétricas do sistema de distribuição na área estudada, utilizando como referência os critérios de planejamento.

São verificados níveis de continuidade, de tensão, de carregamento, perdas e curto circuito, condições de fornecimento a consumidores especiais, adequação da proteção, operação em regime de contingência, e outros parâmetros.

b)- Previsão de carga

Compreende a análise da evolução histórica da carga e a sua projeção para o futuro. Esta previsão é feita agrupando-se nos transformadores de distribuição os consumidores de baixa tensão, e localizando, nos alimentadores primários, os consumidores de alta tensão. A previsão deve considerar o crescimento horizontal (novos consumidores) e vertical (densidade) das cargas e as possíveis alterações nas curvas de carga do sistema decorrentes de mudanças na estrutura de mercado consumidor e nos hábitos de consumo, novas tecnologias, etc..

c)- Simulações do Desempenho do Sistema e Formulação de Alternativas de Expansão

As simulações do desempenho do sistema de distribuição são feitas com o auxílio de programas computacionais que realizam o cálculo dos parâmetros da rede (fluxos de potência, níveis de tensão, perdas, etc.) para uma dada configuração.

Inicialmente é analisado o desempenho do sistema atual frente ao crescimento previsto para a carga. Em seguida, são formuladas e simuladas alternativas de expansão verificando o atendimento às metas de qualidade de serviço e aos critérios de planejamento. Nesta etapa, as alternativas propostas devem estar compatíveis com as linhas estabelecidas para a evolução do sistema em estudos de maior prazo, que podem ter definido "redes alvo" no ano final do horizonte para as quais as estratégias propostas devem convergir.

d)- Análise Técnico-Econômica das Alternativas

Definidas as alternativas fisicamente factíveis, é escolhida a melhor considerada do ponto de vista técnico- econômico. Para balizar esta escolha é calculada uma função de custos incluindo os investimentos anualizados e as despesas anuais de exploração (perdas, operação e manutenção e energia não distribuída).

e)- Obtenção do Plano de Expansão

Com base na alternativa selecionada é feita uma proposição de obras apresentando as necessidades de expansão e melhoria do sistema elétrico.

9.3.2 Metodologias para o Planejamento Agregado

A elaboração de planos plurianuais de investimentos em Distribuição, abrangendo toda a área de concessão, Programa Decenal de Distribuição, para o GCPS e programas para órgãos financeiros externos), é uma necessidade frequente das áreas de planejamento da distribuição das Empresas do Setor Elétrico.

A disponibilidade de planos de expansão atualizados, obtidos com a utilização das metodologias de Planejamento Detalhado, expostas no item anterior, para toda a área de concessão da Empresa, nem sempre é possível, notadamente nas de menor porte (com reduzida infra-estrutura para o planejamento da expansão distribuição). Os planos plurianuais incluem ainda os investimentos em redes secundárias e em outros itens usualmente não contemplados pelo Planejamento Detalhado.

As dificuldades observadas para o longo prazo, no tocante à obtenção de informações relacionadas a questões como urbanização, arruamento, localização das cargas, topologia da rede, etc, aliadas ao fato de que estudos detalhados, feitos de forma independente, não garantem necessariamente a economicidade global do sistema, indicam a importância da utilização de metodologias que permitam visualizar a expansão otimizada do sistema como um todo num horizonte mais amplo, e que mantenham, de alguma forma, a aderência à realidade dos sistemas de distribuição das empresas.

Estas metodologias são denominadas agregadas por não utilizarem a topologia detalhada para cada rede.

Os principais requisitos normalmente exigidos de tais metodologias compreendem:

- Modelagem simplificada aderente à realidade dos sistemas de distribuição;
- Possibilidade de elaboração de diagnóstico operativo do sistema existente (diagnóstico da situação atual);
- Vinculação direta, clara e objetiva dos níveis de qualidade de serviço às obras e investimentos programados para cada alternativa de expansão;

- Indicativa da alternativa de expansão de menor custo global, incluindo investimentos e custos de exploração;
- Flexibilidade para investigação dos reflexos de restrições financeiras sobre a qualidade do serviço projetada.

O produto dessas metodologias consiste de quantitativos físicos e investimentos por tipo de obra, os quais, além de permitirem a definição dos planos plurianuais de investimentos da Empresa, servem como referência para os Estudos de Planejamento Detalhado. Desta forma, é possível estabelecer uma coerência entre os Estudos de Longo Prazo (feitos em geral de forma agregada) e os de Curto/Médio Prazos (feitos de forma detalhada).

As metodologias de Planejamento Agregado utilizam, em sua maioria, modelos geométricos para representar a área atendida pelas subestações de distribuição e alimentadores, aliados à distribuição uniforme da carga e leis estatísticas que representam as principais grandezas físicas e elétricas das redes.

Para a projeção dos investimentos em transformadores de distribuição e redes secundárias, são calculados índices operativos médios, utilizando circuitos secundários representativos para cada área de planejamento e, fixando-se metas de qualidade de serviço a serem atingidas no ano final do horizonte, são definidas as necessidades globais de cada tipo de obra.

9.4 PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO NAS METODOLOGIAS E MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS

Os métodos e modelos utilizados para o planejamento dos sistemas de distribuição ainda não atingiram o desenvolvimento obtido em outros segmentos do sistema elétrico, porém, são alvo de estudos continuados, tanto no Brasil como no exterior.

No campo do Planejamento Detalhado, estão sendo desenvolvidos modelos que utilizam técnicas da Pesquisa Operacional para obter a melhor solução possível para a configuração do sistema de distribuição, sob o aspecto da minimização de investimentos e custos de exploração. A busca da melhor configuração é feita através de métodos heurísticos, face à quantidade de opções envolvidas em casos de sistemas reais. A otimização pode ser estática (para uma rede específica busca-se a configuração de mínimo custo que atenda a restrições exógenas de qualidade e continuidade do serviço) ou dinâmica (procura-se calcular a transição otimizada da rede atual para uma "rede alvo" no ano final do horizonte).

Algumas metodologias propostas combinam a otimização estática e a dinâmica, utilizando a primeira para a definição da "rede alvo" e a segunda para a evolução da rede atual até ela. Discute-se, inclusive, a validade de considerar-se uma única "rede alvo", já tendo sido proposta a definição de várias configurações alternativas para o ano final do horizonte e o estudo das trajetórias otimizadas até cada uma delas. O primeiro método tem a vantagem de convergir todas as alternativas estudadas para uma única "rede alvo" e o inconveniente de fixar as grandes escolhas técnicas, do ponto de vista estático, no ano final do horizonte. O segundo método leva melhor em conta os aspectos dinâmicos do problema, mas amplia consideravelmente o leque de alternativas estudadas.

Quanto ao enfoque probabilístico, tanto as metodologias detalhadas quanto as agregadas tendem a incorporar o valor esperado para a confiabilidade na função objetivo, deixando a mesma de ser uma simples restrição do problema. Esta passagem é feita agregando o valor esperado do custo da energia não distribuída (equivalente ao custo explícito do déficit, no planejamento da expansão da geração) aos custos de exploração. Desta forma, os modelos passam a buscar a qualidade de serviço otimizada sob o ponto de vista do consumidor (mínimo custo da energia não distribuída) e da concessionária (mínimo custo de investimento, perdas, operação e manutenção). A dificuldade, nesta abordagem, é a definição do valor unitário a ser utilizado para a energia não distribuída, que varia em função de diversos parâmetros (tipo de consumidor, tempo de interrupção, etc.).

Estão também sendo feitos estudos para a aplicação de metodologias de planejamento com incertezas. Neste caso são estabelecidas estratégias de expansão para vários cenários e busca-se, entre outros critérios, a estratégia que minimiza o máximo arrependimento.

No tocante às redes secundárias, está sendo desenvolvido na ELETROBRÁS um modelo que formula a expansão otimizada dos conjuntos de transformadores de distribuição mais os circuitos secundários. Inicialmente é feita uma divisão destes conjuntos em famílias homogêneas utilizando técnicas da estatística multivariada. Em seguida é realizado um diagnóstico operacional no âmbito de cada família e definidas alternativas de expansão vinculadas a metas de qualidade de serviço no ano final do horizonte. O cálculo da expansão em cada família/alternativa é feito pela resolução iterativa de um conjunto de equações não lineares a cada ano do horizonte. Estas equações fornecem como resultado os quantitativos físicos de transformadores e obras em circuitos secundários, permitindo a obtenção dos investimentos correspondentes. Computando-se o custo total de investimento mais perdas de cada alternativa, é verificada a alternativa que atende aos critérios de planejamento ao menor custo. Fica, desta forma, definida a expansão da rede secundária ao menor custo, e vinculados os investimentos a metas de qualidade de serviço, permitindo, se desejado, medir o impacto de restrições financeiras adicionais.

A projeção da quantidade de transformadores, obtida pelo modelo de expansão de rede secundária serve como entrada para os modelos de Planejamento Agregado para subestações e rede primária que estão sendo desenvolvidos no Brasil (ELETROBRÁS e Centro de Excelência da Distribuição - USP/CODI).

O modelo em desenvolvimento na ELETROBRÁS, tem como base o utilizado pela "Electricité de France - EDF", nos estudos financiados pelo empréstimo 2565 BR. Neste modelo, as subestações de distribuição são inicialmente divididas em classes homogêneas, em seguida, é feita uma modelização geométrica para cada classe, com a representação da área atendida pela subestação característica através de uma figura elíptica. É realizada uma validação de leis estatísticas para os principais parâmetros físicos e operacionais, que são utilizados na expansão do sistema. É então definida a criação de novas subestações e/ou novos alimentadores no horizonte de estudo e determinada a expansão otimizada do ponto de vista de uma função de custo total, incluindo investimento, perdas e energia não distribuída.

9.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CODI; "Processo de Planejamento Elétrico de Sistemas de Distribuição (Parte II)" - Relatório SCPE 35.02, Rio de Janeiro, 1990.
- [2] CCON; "Planejamento Elétrico de Sistema de Distribuição" - Relatório SCPL/SCDI, Recife, 1983.
- [3] Rocha, M.C.; Carmo, M.E.M.; "Planejamento Global de Investimentos em Distribuição no Médio/ Longo Prazo - Uma Colocação do Problema"; Informação Técnica 02/92 - DODP/ ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1992.
- [4] Carmo, M.E.M.; et alli; "Modelo Simplificado de Planejamento do Sistema Aéreo de Distribuição", Nota Técnica 02 DEDI/ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1983.
- [5] Carmo, M.E.M.; "Classificação de Áreas Atendidas por Sistemas de Distribuição Utilizando Análise Fatorial", X Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Rio de Janeiro, 1988.
- [6] Amendola, A.G.; Varjão, R.L.; "Modelização Geométrica da Área atendida por uma Subestação de Distribuição e seus Alimentadores", Nota Técnica 01/92 DODP / ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1992.
- [7] Amendola, A.; et alli; "Metodologia Global para Planejamento de Sistemas de Distribuição", XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Blumenau, 1992.
- [8] Gouveia, M.R.; Burani, G.F.; "Análise de Decisão e Risco no Planejamento de Redes de Distribuição", XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI, Blumenau, 1992.
- [9] Fiúza, V.M.; "Técnicas para a Elaboração do Estudo de Planejamento do Sistema Primário de Distribuição de uma Área"; Estudo CESP/DEP, São Paulo, 1979.
- [10] Silva, E.S.; et alli; "Planejamento de Redes Primárias de Distribuição"; X Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Rio de Janeiro, 1988.
- [11] Gonen, T.; "Electric Power Distribution System Engineering"; Mc Graw Hill, 1986.
- [12] Persoz, H.; et alli; "La Planification des Reseaux Electriques"; Editions Eyrolles, Paris, 1984.
- [13] Freund, H.; Klein L.; Wellbow W.H.; "Dynamic Planning Methods for the Expansion of Urban Medium - Voltage Networks"; 11th International Conference of Electricity Distribution - CIRED, 1991.
- [14] Hofstad, P.; Iorum, E.; Rolfseng L.; Eyolf, D.; "Distribution System Planning Including the Cost of Non Delivered Energy"; 11th International Conference of Electricity Distribution - CIRED, 1991.

10. EQUIPE

COORDENAÇÃO DA 1ª VERSÃO:

Marco Aurélio Palhas de Carvalho
Rudérico Ferraz Pimentel

COORDENAÇÃO DA 2ª VERSÃO:

Mario Jorge Daher (Coordenação Geral)
Sergio Nilo Gomes de Faria
Paulo Roberto Franco Félix

MERCADO:

Carlos Alberto Carvalho Afonso
James Bolívar Luna de Azevedo
Solange Fernandes Pinheiro
Carlos Alberto Pavão Neto

GERAÇÃO:

João Carlos Ribeiro de Albuquerque
Jorge Trinkenreich
José Rosenblat
Newton Parcionick

TRANSMISSÃO:

Júlio Cesar Guimarães Praça
José Guilherme Dantas Lucarini
Ronaldo Vivalves Souto
Roberto Nogueira Fontoura Filho
Dirceu Pacheco de Toledo
Pedro Martin

DISTRIBUIÇÃO:

Moacyr Eduardo May Carmo

EQUIPE ADMINISTRATIVA:

Laudelina Branca de Paula
Maria Helena Bernardo de Mello

EDITORAÇÃO:

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS



PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 2

O Setor Elétrico e a Economia Brasileira

PLANO 2015

PROJETO 2

O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA
BRASILEIRA

ÍNDICE

1. CENÁRIOS ECONÔMICOS	1
1.1 Introdução	1
1.2 O Brasil no Cenário Internacional	1
1.3 Cenários Nacionais em Função do Contexto Internacional	3
1.4 A Conjuntura Atual - Ajuste Fiscal e Mudanças Estruturais na Economia	4
1.5 Formação de Poupança - Perspectivas de Crescimento e Altas Taxas	6
1.6 Caracterização dos Cenários	10
1.7 Perspectivas Setoriais	12
1.8 Cenário Demográfico	15
1.9 Perspectivas Regionais	16
2. CENÁRIOS ENERGÉTICOS	20
2.1 Introdução	20
2.2 Preço Internacional do Petróleo	21
2.3 Cenários	23
2.3.1 Matriz Energética Nacional	23
2.3.2 Cenários Alternativos	25
3. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	35
4. EQUIPE	36

1. CENÁRIOS ECONÔMICOS

1.1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico não pode prescindir de visualizar o futuro num horizonte de longo prazo, o que implica em pesquisar cenários alternativos de evolução da economia. Além disso, pela sua dimensão e importância, tem um papel sinalizador da trajetória esperada de crescimento econômico.

Os cenários que serão aqui estabelecidos, enfocando apenas as variáveis de base sócio-econômica, estão condicionados a ações de natureza política. Assim, as hipóteses de retomada econômica pressupõem uma articulação dos agentes sociais, implicando renúncias em demandas de curto prazo em prol de ganhos sustentados a médio e longo prazos.

A recuperação da confiabilidade dos poderes públicos, a consolidação das instituições e o amadurecimento das relações entre os diversos agentes sociais se complementarão, em alguns cenários, com um ambiente internacional favorável, principalmente diante das perspectivas de se alcançar internamente a estabilidade.

A partir de um projeto de desenvolvimento para o país, para que uma estratégia de crescimento de longo prazo seja implementada com sucesso, é preciso que seja solucionado o problema de curto prazo relacionado ao ajuste do setor público e à questão da formação de poupança, de forma a permitir a expansão dos investimentos.

1.2 O BRASIL NO CENÁRIO INTERNACIONAL

Uma abordagem possível para se estimar o impacto do cenário mundial é avaliar-se a susceptibilidade do desempenho da economia brasileira à conjuntura internacional, procurando identificar as variáveis que têm maiores repercussões internas, dentro de hipóteses ditas pessimistas ou otimistas no setor externo. Certamente o preço do petróleo, as taxas de juros e o comportamento do comércio estariam no conjunto dessas variáveis com maior impacto na economia nacional, pelo menos no curto prazo. Entretanto, cabe lembrar que mesmo em condições desfavoráveis de desempenho destes parâmetros, nem sempre seus efeitos são extremamente negativos a médio prazo, uma vez que, a julgar pelas respostas às crises anteriores, principalmente no caso dos choques de petróleo, o país encontrou alternativas, como por exemplo, a intensificação do uso da hidreletricidade, o desenvolvimento do pro-álcool, e a captação de empréstimos oriundos de rearranjos de liquidez concentrada em petrodólares.

Os analistas admitem duas alternativas de cenário internacional e seus possíveis reflexos a nível nacional. A primeira hipótese é a de globalização, com forte hegemonia dos Estados Unidos e difusão ampla do liberalismo. A segunda, divide o mundo em blocos que se protegem e fazem suas políticas próprias. Neste caso, as idéias liberais ainda prevalecem, a nível de proposta, porém com o predomínio dos interesses internos.

Atualmente crescem as opiniões de que o liberalismo globalizante não predominará. Na alternativa de multipolaridade, a fachada é homogênea, mas apenas no discurso, uma vez que na prática sobreviverá a heterogeneidade. Note-se que estas duas hipóteses, na realidade, estão longe de serem diametralmente opostas.

A formação de blocos pode ter reflexos significativos para economias pequenas, mas para uma economia do porte da brasileira, o tema é de menor relevância, embora possa assumir uma importância maior a nível das regiões mais afetadas, como é o caso do Sul em relação ao Mercosul.

O temor de que a formação de blocos possa conduzir à exclusão do Brasil do comércio internacional parece infundado, bastando refletir sobre o fato de que, dado o tamanho de nosso produto, constituímos um mercado de interesse para o mundo e vice-versa, sendo pouco provável que sejamos dele alijados.

O fato de ser a economia brasileira extremamente fechada, a torna menos vulnerável às oscilações do mercado externo, exceto em casos catastróficos, de difícil previsão e baixa probabilidade, apesar das incertezas de natureza política e financeira no atual panorama mundial. Dessa forma, a conjuntura internacional deve impactar relativamente pouco o cenário interno.

Claro que uma divisão internacional do trabalho, na hipótese de vigorar o cenário de globalização, também trará conseqüências para o Brasil, porém, devido à sua base industrial diversificada e ao porte de sua economia já bastante especializada, mesmo que se implante uma abertura, dobrando as importações não petróleo, hoje em torno de 4% do PIB, ainda constituiríamos uma economia muito fechada.

Por outro lado, algumas grandes economias, inclusive Estados Unidos e Japão, são e tendem a permanecer muito especializadas a nível de consumo externo, e relativamente fechadas. A expectativa mais plausível para o Brasil é continuarmos a exportar produtos industrializados, uma vez que dificilmente regrediremos aos produtos primários. Esta questão é fundamental ao considerarmos o papel do Setor Elétrico neste contexto. Mesmo no caso do Japão, exemplo bastante citado, as importações não ultrapassam 8% do PIB, caracterizando uma economia também bastante fechada. Isto não resulta de políticas protecionistas, e sim do fato de que o comércio mundial ainda não tem uma dimensão suficientemente grande para que países do porte do Japão ou Estados Unidos importem 50% do seu PIB.

Por outro lado, o fato do Brasil ser uma economia relativamente fechada não o alija do cenário financeiro mundial, uma vez que as relações comerciais e financeiras estão cada vez mais desatreladas no âmbito internacional. Os fluxos de capitais se orientam muito mais pelas perspectivas de competitividade, baseando-se fundamentalmente na expectativa de obtenção de lucros.

De toda forma, os fluxos internacionais de capital não serão determinantes para o desenvolvimento nacional. Uma estimativa para o investimento direto a que teríamos acesso, seria algo em torno de 2,5% do PIB, o que não é significativo, em função das nossas necessidades de poupança. Assim, a menos de cenários catastróficos, a dinâmica da economia internacional não deve influenciar, de forma significativa, o desempenho da economia brasileira nas próximas duas décadas.

Na hipótese de um ambiente internacional suficientemente estável, a ausência de uma crise cambial é condição necessária para permitir um bem sucedido ajustamento da economia.

1.3 CENÁRIOS NACIONAIS EM FUNÇÃO DO CONTEXTO INTERNACIONAL

Serão aqui consideradas três alternativas de inserção do Brasil no contexto internacional, denominadas: integração global, economia protecionista (orientada para o mercado interno) e integração condicionada. Cabe ressaltar porém que a primeira e a segunda são descartáveis, devido à sua baixa probabilidade de ocorrência, dadas as características da economia brasileira, já ressaltadas. Assim, a integração condicionada foi a escolhida como base para os estudos subsequentes.

Integração Global

A alternativa de integração global, ou orientação para mercado mundial, fundamenta-se na aceitação incondicional pelo Brasil do liberalismo internacional, sem qualificá-lo ou adaptá-lo às especificidades nacionais. Baseado na crença inquestionável das "soluções de mercado", tal cenário se caracterizaria pela ausência de políticas industrial, tecnológica, social e de emprego. Em paralelo ocorreria uma total desregulamentação das atividades econômicas e, em particular, do comércio exterior, com amplo sucateamento em segmentos não competitivos da economia, e reduzida atuação do Estado nas atividades econômicas.

Economia Protecionista

Na hipótese de orientação protecionista, seria preponderante a existência de políticas industrial e tecnológica agressivas, privilegiando o mercado doméstico, e visando principalmente uma integração interna, mantendo o Estado como o principal agente do desenvolvimento, o que entretanto contrariaria as tendências mundiais de redução do seu intervencionismo.

Integração Condicionada

Finalmente o cenário de integração condicionada, considerado como mais provável no presente contexto, corresponde à adoção das novas regras liberais, mas limitadas pelas características locais, adaptando-as às peculiaridades do caso brasileiro, através da ação do setor público na

implantação de políticas industrial e tecnológica ativas, mas sem praticar, por exemplo, o protecionismo explícito. A desregulamentação da economia será parcial, com sucateamento seletivo em segmentos sem perspectivas de se manterem competitivos e com a formação de alguns nichos de competência.

A consolidação da tendência internacional de formação de blocos poderá ampliar a margem de manobra do País, permitindo-lhe tirar partido da multiplicidade de pólos e possibilitando um jogo estratégico capaz de abrir oportunidades de inserção no mercado internacional, inclusive na América Latina (Mercosul).

Neste cenário aumentam as chances de poder se desenvolver localmente alguma tecnologia, dado que, contrariamente a outros países subdesenvolvidos, o Brasil já apresenta um grau considerável e diversificado de capacidade de produção, embora ameaçada pela crise, e dependente de ações coordenadas na área de políticas industrial e tecnológica para sua preservação e ampliação.

Particularmente, na alternativa de integração condicionada, o país deverá direcionar esforços na identificação de setores onde são maiores as chances de construção de vantagens comparativas, resultando numa economia que, embora mais aberta ao mercado internacional, estará menos sujeita às suas flutuações.

1.4 A CONJUNTURA ATUAL - AJUSTE FISCAL E MUDANÇAS ESTRUTURAIS NA ECONOMIA

É importante uma análise de curto prazo buscando caracterizar o ambiente em que foram desenvolvidos os estudos de cenários para o Plano 2015.

Embora, em condições de equilíbrio, quanto mais afastado o horizonte, maiores as incertezas, a conjuntura atual e o comportamento recente da economia brasileira invertem esta sequência, tornando mais aberto o leque de trajetórias até a retomada do crescimento.

Ao início do ano de 1992, a discussão centrava-se em dois pontos fundamentais, associados à crise financeira do Estado e à inflação.

No que diz respeito à inflação, identificava-se uma diferença em relação ao passado recente, isto é, os últimos seis meses de 1991. Antes se considerava pouco provável o sucesso de uma política gradual de controle inflacionário, e a expectativa geral era sempre de um novo choque. Agora, ao contrário, as evidências técnicas, que apontavam para o choque, se reduziram consideravelmente, abrindo espaço para a aplicação de política do tipo gradualista, custosa e lenta, calcada em rígido controle monetário e fiscal, cuja manutenção se alimentará de seus próprios resultados.

Alguns condicionantes vêm evoluindo favoravelmente: não há crise cambial previsível, e os indicadores de nível de emprego ainda estão relativamente altos, apesar de sinais claros de deterioração.

A principal ameaça ao sucesso do gradualismo consiste na dificuldade de manter o superávit de caixa do Tesouro Nacional, visto que a ênfase é dada à política monetária, que se sustenta basicamente no equilíbrio das contas do governo.

Entretanto, tal equilíbrio não depende só do governo federal; o sucesso é função também da difusão, pelos governos estaduais e municipais, da consciência da necessidade de contenção de gastos, apesar de se tratar de ano eleitoral.

A questão da eliminação do déficit público, ou seja, a recuperação do equilíbrio das contas públicas, tornou-se hoje um pré-requisito para a retomada do crescimento econômico sustentado. Somente após uma etapa de estabilização, onde estariam dominadas as pressões inflacionárias, será possível criar-se um clima favorável à recuperação dos investimentos com retomada do crescimento econômico, não só via ampliação da poupança interna e seu redirecionamento para a produção, como também pelo aumento de recursos externos, após uma negociação bem sucedida da dívida e com alcance de longo prazo.

Cabe ressaltar que o mencionado ajustamento do setor público, assumido como pré-requisito para uma retomada de crescimento, não necessariamente precisa ser obtido através do aumento das alíquotas fiscais, mas pode decorrer da ampliação da base tributária, do corte no consumo do governo, do aumento de produtividade, de uma política de preços públicos realista, e da redução dos juros das dívidas interna e externa.

O sistema tributário vigente no país vem sendo diagnosticado como complexo e ineficiente. A receita do governo, incluindo as esferas federal, estadual e municipal, se encontra em patamares bastante inferiores aos dos países desenvolvidos, onde supera 30% do produto nacional. A expectativa da reforma fiscal que vem sendo proposta é de se elevar a arrecadação em 2 ou 3%, através da ampliação da base tributária, recuperando, então, os níveis da década de 70 (em torno de 25% do PIB). Atualmente as estimativas indicam, para os anos de 1991 e 1992, uma arrecadação próxima dos 21% do PIB.

Note-se que a importância de um superávit nas contas do governo também é reforçada pela necessidade do país manter um saldo positivo na balança comercial, devido, principalmente, à necessidade do setor público honrar os seus compromissos com o serviço da dívida externa. O Banco Central na sua função de depositário das reservas internacionais, capta as divisas estrangeiras provenientes das transações externas, entregando em troca, aos agentes internos envolvidos, moeda nacional. Assim, a ocorrência de elevados saldos, sem contrapartida fiscal, poderá pressionar a base monetária, alimentando a inflação.

Um aspecto importante é que a inflação brasileira é principalmente uma questão de negociação política. Não se identifica uma característica estrutural da economia brasileira que a condene a uma perene inflação. Há exemplo de países com problemas sociais tão graves quanto os do Brasil, e que conseguem manter baixos níveis inflacionários.

A discussão política se desenvolve fundamentalmente em torno da questão fiscal: equilíbrio das contas públicas e recuperação da capacidade de poupança pública. A grande qualidade da agenda do atual governo é a ênfase neste ponto: não se pode sustentar um estado grande, no que diz respeito às despesas, e mínimo em relação às receitas. A consciência da necessidade de um esforço fiscal, quer via aumento de arrecadação, quer através da diminuição do consumo do governo, tende a se difundir por estados e municípios.

Por outro lado, é difícil que se possa manter o consumo do governo federal em queda como ocorreu nos últimos anos. A reconstrução do serviço público, desestruturado até mesmo em suas áreas de elite, devido em parte aos baixos salários, será imprescindível no médio prazo e poderá tornar-se bastante custosa.

Quanto aos governos estaduais e municipais, seu consumo tem crescido, em parte, devido à criação de inúmeros novos municípios nos últimos cinco anos, e também pelo crescimento da folha de pagamentos de salários.

1.5 FORMAÇÃO DE POUPANÇA - PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO A ALTAS TAXAS

Uma das questões controversas no meio econômico, e que tem suscitado discussões, se refere à capacidade dos países sustentarem altas taxas de crescimento durante longo período.

Mesmo a nível internacional, entender as economias com altas taxas de crescimento é um problema complexo. Elas só eram admitidas na presença de grandes vantagens comparativas, até que se verificaram os fenômenos Alemanha e Japão, onde tais vantagens foram na realidade construídas.

Depois da segunda guerra, surgiram vários casos de crescimento rápido: Japão, Brasil, os "NIC's - New Industrialized Countries", etc. Taxas elevadas se tornaram freqüentes na última década, como as da China e Índia, economias do porte da brasileira. Muitos garantem que os países do leste asiático, referenciados muitas vezes como "tigres", têm grandes chances de continuar crescendo, embora sempre exista a possibilidade de reversão, não se identificando, entretanto, uma teoria sólida que aponte seu esgotamento.

A ocorrência de altas taxas de crescimento de países em desenvolvimento se fundamenta em três grandes princípios:

- os erros e os acertos nos países desenvolvidos podem servir de referência para as trajetórias dos países em desenvolvimento, o que não ocorre com os primeiros, que já se encontram na fronteira do conhecimento.
- rendimentos crescentes são mais fáceis de serem obtidos nos países em desenvolvimento do que nos países avançados.
- as rendas do trabalho e os aluguéis são mais baixos, o que assegura excedentes de capital que induzem um crescimento mais acelerado.

O Brasil soube bem aproveitar essas vantagens, até a crise dos anos 80. Entretanto, não há indicação de que tais condições não possam de novo voltar a vigorar.

Na realidade, o problema fundamental, associado à sustentação de altas taxas, reside na velocidade de recuperação da poupança, e conseqüentemente do investimento. Esta questão torna-se ainda mais crucial quando se observa que a formação bruta de capital fixo - FBKF caiu de 23% do PIB em 1980 para cerca de 16% em 1990. O Tabela é ainda mais alarmante ao se considerar que a FBKF é formada por duas componentes - construção civil e máquinas e equipamentos - e que esta última, primordial na alavancagem do crescimento do produto, teve sua participação na FBKF reduzida ao longo da década de 80.

O desejado aumento na FBKF poderá ocorrer através do incremento da poupança privada, do governo ou externa. Parece razoável admitir que o crescimento sustentado não poderá embasar-se apenas na poupança privada, em virtude de vários fatores: (1) necessidade de grandes investimentos em infraestrutura básica, hoje fortemente deteriorada, e que historicamente não se apresentaram atrativos ao capital privado; (2) insuficiência de investimentos em setores típicos de atuação do Estado, tais como educação, saúde, segurança, saneamento; e (3) importância de se implantar e manter política industrial e tecnológica através do financiamento ao setor privado, direcionando-o na busca de nichos de competência.

Atualmente a restrição que limita a retomada está associada à capacidade de poupança do governo, fundamental para financiar o investimento público e complementar o privado. No passado, nos períodos de crescimento sustentado, segmentos do setor privado que não tinham capacidade de auto-financiamento tinham seus recursos complementados pelo setor público.

O aumento na poupança pública, necessário à retomada dos investimentos, requer um ajuste fiscal, que, além de eliminar o déficit, produza um superávit suficiente inclusive, para o financiamento de uma parcela dos investimentos do setor privado. Assumir que a recuperação dos investimentos do país será, em grande parte, proporcionada pela elevação da poupança do setor público, não implica que haverá forçosamente um aumento expressivo dos investimentos diretos do governo; significa, sim, uma redefinição do papel do Estado, cuja ação deverá se dirigir para a sua função de planejar e garantir a infraestrutura básica, criando condições favoráveis aos investimentos privados. Isto ilustra uma distinção importante: ser privatista quando se fala de investimento não equivale a sê-lo na formação de poupança.

Numa conjuntura de desequilíbrio do setor público a poupança financeira é direcionada para financiar o seu déficit. Revertida esta situação, estabiliza-se a inflação e o sistema financeiro passa a canalizar esta poupança para investimento. Isto poderia reduzir a necessidade do ajuste fiscal, o que teria um efeito semelhante a um aumento de produtividade.

Possivelmente o Estado terá grandes responsabilidades de investimento, o que traz a discussão sobre as formas possíveis do seu financiamento.

Será necessário identificar novas soluções capazes de permitir um retorno aos históricos 21% da FBKF, dos quais 2% no setor elétrico, buscando alternativas ainda não muito difundidas no Brasil, tais como, por exemplo, securitização da dívida do Setor Elétrico, dando como garantia um fornecimento futuro de energia elétrica, ou lançamento de ações de empresas estatais produtivas que, com tarifas realinhadas, se constituem em forma atrativa de investimento. Além disso, a entrada do setor privado na atividade de produção de energia elétrica poderá atenuar a responsabilidade do setor no que concerne às previsões de mercado.

Por outro lado, a redistribuição e redefinição dos papéis dos investimentos público e privado não solucionam o problema de escassez de poupança do setor público, dada a limitação da poupança privada. Daí porque não se pode contar com uma privatização ampla como alternativa para resolver a questão dos investimentos.

No curto prazo esta restrição não é relevante, visto que a atual ociosidade da economia permite um patamar razoável de crescimento, apesar dos baixos níveis de investimento. Uma meta possível seria atingir uma participação da poupança pública em torno de um terço do total.

A composição dos investimentos influenciará de forma significativa as taxas de crescimento do PIB. Na área de infraestrutura, será necessário suprimir grandes disparidades, como por exemplo o fato de existirem cidades dispostas de serviços sofisticados de telefonia e carentes de saneamento básico. Entretanto, saneamento é o tipo de investimento que não aumenta o produto potencial, ao contrário do que ocorre com a instalação de uma planta industrial. Por outro lado, os setores que alavancam o PIB, inclusive o Setor Elétrico, estão ficando cada vez mais intensivos em capital, devido às restrições ambientais. Questiona-se se isto não significaria importar padrões de qualidade ambiental inadequados à realidade do País.

Uma questão, de fundamental importância para os setores capital-intensivos, foi o aumento significativo, ocorrido nos últimos anos, nos preços relativos dos bens de capital, refletido pelo descolamento dos deflatores da FBKF e do PIB. Cada cruzeiro poupado hoje gera apenas, em termos de investimento produtivo, cerca de metade do que se verificava há duas décadas atrás. Não fosse essa deterioração, a poupança de hoje seria suficiente para restaurar, em termos absolutos, os valores históricos da FBKF. Além disso, uma redução nos preços dos bens de investimento estaria em sintonia com o esforço de buscar-se produtividade associada à melhoria de qualidade.

Quanto à poupança externa, podem se manter favoráveis as condições para o repatriamento de capitais, que mesmo possuindo uma dimensão significativa, tem uma limitação, uma vez que representa estoque, e não fluxo. Desta forma seu efeito benéfico não constitui uma contribuição contínua.

A manutenção de um fluxo sustentado de recursos externos, atraídos pelas oportunidades de uma economia estabilizada, embora possa acontecer, não deverá representar uma parcela

significativa da poupança total, suficiente para mudar o padrão de crescimento. O que pode ocorrer é a lenta substituição de poupança pública por poupança externa, em alguns segmentos produtivos, liberando o Estado para atender maior parcela das demandas de natureza social.

A integração ao mercado internacional, com acesso à poupança externa, após a desregulamentação das atividades econômicas, com conseqüente redução do protecionismo, permitirá a prática de uma política cambial estável, criando condições ao aumento da participação do Brasil no comércio exterior. Tal desregulamentação também deverá provocar uma reversão no processo de substituição de importações, com sucateamento de alguns setores não competitivos da economia, motivado pela exposição à concorrência de produtos estrangeiros. A abrangência deste sucateamento dependerá do nível de desregulamentação adotado. Por outro lado, a implementação de uma política industrial e tecnológica restringirá tal desmobilização a setores selecionados no horizonte de curto e médio prazos.

Para quantificar o que seria razoável supor como grau de abertura às importações, observe-se que é pouco provável que se venha a importar altos percentuais do PIB a curto e médio prazos, parecendo mais realista algo em torno de 10% no horizonte de 2000. O sucateamento na indústria não deve ser generalizado, uma vez que há fortes interesses envolvidos, que têm grande capacidade de articulação e que a geração de empregos alternativos apresenta significativas dificuldades. No que concerne às exportações, o país possui uma pauta diversificada e uma participação pequena no comércio mundial, o que o torna relativamente imune a grandes crises de balanço de pagamentos, mesmo na presença de políticas de protecionismo.

Além de um aumento na capacidade de poupança, advinda em parte do ajuste fiscal, será imprescindível expor os diversos segmentos à concorrência internacional, em particular o setor de produção de equipamentos e serviços de engenharia, o que não significa, necessariamente, desalojá-lo do mercado, e sim estimular sua produtividade.

Assim, o processo de abertura da economia poderia iniciar-se priorizando importações de bens de capital a preços mais baixos, beneficiando indiretamente os preços dos bens de consumo.

Por outro lado, justifica-se o argumento em prol de uma exposição maior dos produtores nacionais de bens de capital, uma vez que valores em torno de 5 bilhões de dólares de importações, ao longo de 2 ou 3 anos, podem já ser suficientes para estimular a produtividade nesse segmento industrial, e representariam menos do que 1% do PIB por ano.

A justificativa de proteger uma indústria nascente não se aplica, uma vez que esse segmento já existe há quase três décadas, e apresenta competitividade quando opera no mercado internacional. O argumento é ainda mais significativo na hipótese de uma retomada, onde o aumento do grau de utilização da capacidade instalada absorveria mais facilmente os custos fixos, embora haja fatores de incerteza, tais como eventuais defasagens e oscilações na taxa de câmbio, que num processo de abertura poderiam penalizar os empresários nacionais, mas para os quais é sempre possível criar mecanismos compensatórios.

Qualificado o papel do setor externo, é importante salientar que a recuperação da poupança doméstica será o principal fator de retomada do crescimento sustentado.

A experiência internacional mostra que os países que vêm apresentando altas taxas de crescimento, têm feito um grande esforço de poupança (Tabela 1.1), liderado principalmente pelo setor público, praticando políticas industrial e tecnológica ativas, delineadas em planos de longo prazo, onde são definidas as responsabilidades de investimento dos setores público e privado.

Sustentar o crescimento custou ao governo destes países grande esforço em recursos humanos e em pesquisa e desenvolvimento, identificando os segmentos onde eram maiores as oportunidades de se tornarem competitivos, valendo-se, não só das disponibilidades de fatores, mas, principalmente, construindo uma competência em setores cuidadosamente selecionados. A preocupação com a qualidade e produtividade surgiu no processo de busca dessa competitividade.

TABELA 1.1
PAÍSES SELECIONADOS
TAXAS DE CRESCIMENTO DO PRODUTO E FORMAÇÃO BRUTA
DE CAPITAL FIXO

PAÍS	TAXAS CRESC.(%) PNB OU PIB		FBKF (% PIB)			PIB OU PNB (bil. US\$) (1989)	POP. (milh. hab.) (1989)	RENDIA P.C. (US\$/hab.) (1989)	
	1970-80	1980-90	1971-75	1976-80	1981-85				1986-90
CORÉIA DO SUL	8.2	9.3	26.2	30.9	29.4	31.8	166.4	42.32	3900
ÍNDIA (1)	3.0	5.7	20.2	21.9	23.9	23.7	203.7	811.82	250
JAPÃO	4.5	4.3	35.9	31.6	29.0	30.2	2775.0	123.12	22500
MALÁSIA (1)	8.0	5.5	24.2	26.5	34.3	26.2	36.1	17.35	2100
UBA	2.8	2.7	19.1	19.1	18.4	17.3	4568.3	247.35	18500
ALEMANHA (1)	2.7	2.1	23.9	22.0	20.1	20.0	1094.5	62.06	17600
ESPAÑHA	3.7	2.9	25.1	22.2	20.1	23.2	286.5	38.89	7400
ITÁLIA	3.9	2.2	26.0	25.5	23.1	21.1	672.4	57.52	11700
BRASIL	8.6	1.5	23.5	23.6	18.1	17.3	320.0	143.0	2200

OBS.: Valores de 1985

(1): Taxas de crescimento do PIB ou PNB calculadas para o período 80-89

FONTE: Estatísticas Financeiras Internacionais - FMI, Anuário 1991.

1.6. CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS

A hipótese básica é que a economia brasileira deverá recuperar sua trajetória de crescimento, com base em fatores que lhes propiciem a auto-sustentação, para que essa dinâmica se mantenha ao longo do período em estudo. As questões principais são relacionadas à quantificação dos prazos para a retomada e das taxas que poderão se efetivar após a etapa de estabilização.

As quatro alternativas de cenários de evolução da economia (Tabela 1.2) estão condicionadas, no curto prazo, ao ajuste fiscal e ao comportamento da inflação. Nos cenários III e IV, mais favoráveis, a inflação prosseguiria uma trajetória de queda gradual, sem a adoção de choques,

e com o engajamento dos diversos agentes sociais em torno de um projeto de desenvolvimento para o país. Estes cenários supõem um conjunto de hipóteses básicas otimistas, segundo as quais todos os condicionantes evoluíam de forma relativamente favorável, permitindo uma retomada ainda em 1992, favorecida, num primeiro momento, pelo nível de ociosidade da economia, sustentada em seguida pelo aumento da taxa de investimento, resultando num crescimento médio de 4,5% a.a. no período 1992-1995.

Com a reversão de expectativas inflacionárias, as preocupações de política econômica voltam-se para o retorno do crescimento a taxas relativamente elevadas. A recuperação sustentada da economia está portanto condicionada em parte à execução de uma política industrial, dentro de uma reorganização do mercado com visão de longo prazo, o que pressupõe um planejamento atuante e capacidade prospectiva. Para tanto é fundamental a existência de atores coletivos que coordenem este processo, papel algumas vezes desempenhado pelo Estado, condição não estritamente necessária, haja visto exemplos de outros países onde esta função foi em grande parte exercida pela iniciativa privada organizada.

TABELA 1.2
CENÁRIOS ALTERNATIVOS
TAXAS DE CRESCIMENTO DO PIB
(%)

	I	II	III	IV
1990	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0
1991	1.0	1.0	1.0	1.0
1992	-2.0	0.0	3.0	3.0
1993	4.0	2.0	5.0	5.0
1994	5.0	3.0	5.0	5.0
1995	0.0	4.0	5.0	5.0
1990-1995	1.6	2.0	3.8	3.8
1995-2000	2.0	5.0	6.0	7.0
2000-2005	5.0	5.0	6.0	6.0
2005-2015	4.0	4.0	5.0	6.0

A sustentação do crescimento no longo prazo demandará também uma política de preços, conjugada com escolhas tecnológicas, e a aplicação de uma dose crescente de política de estruturação intra e interempresariais, que propicie interação eficiente e produtiva dos diversos agentes.

É consensual hoje que, no Brasil, a correção dos desequilíbrios e a entrada na estabilidade trará logo em seguida a adoção generalizada de uma política de estruturação empresarial, cuja doutrina se estabelecerá e cuja prática se disseminará em grande escala, investindo-se no aprimoramento de métodos e no controle de qualidade.

A superposição de fatores extremamente favoráveis em termos de conjuntura nacional e internacional, a mais longo prazo, diferencia os dois cenários de recuperação a partir de 1995. A hipótese mais otimista (cenário IV) resultaria numa taxa média de 6,2% a.a. no período 1995-2015, contra 5,5% a.a. no cenário III.

Uma alternativa mais pessimista, cenário II, perfeitamente realizável, implicaria num período de ajustamento mais prolongado, com maior rigidez do processo inflacionário, e com medidas que reestruturam de forma mais profunda o setor produtivo, através de uma abertura mais ampla da economia, segundo uma linha de tendência liberal ortodoxa.

Entretanto a expectativa é de uma abertura seletiva e setorializada, suficiente para não suscitar maiores resistências de segmentos do setor industrial, que poderiam culminar numa instabilidade política crônica. Além disso, ao contrário do que ocorreu em outros países, inclusive na América Latina, seria pouco provável que o mercado internacional viesse a prover ao Brasil os recursos necessários para um amplo programa de importações.

Para este cenário II, estão sendo previstas as taxas médias de crescimento de 2,2% a.a. no período 1992-1995 e 4,5% a.a. entre 1995-2015.

O conjunto de alternativas de cenários se completaria com a hipótese I, mais pessimista, associada ao insucesso da política anti-inflacionária. Haveria sucessivos choques com mecanismos de controle de preços, na tentativa de evitar a hiperinflação, podendo alternar ciclos de expansão e retração, com reflexos na conjuntura política, podendo mesmo adiar a estabilização para o próximo quinquênio.

A dinâmica e a trajetória de evolução seriam semelhantes às da década de 80, onde o processo de retomada não se sustentaria na ausência de investimentos que permitissem um crescimento sem risco de inflações elevadas.

O fraco desempenho ainda se prolongaria por quase uma década. A taxa média de crescimento no período 1992-1995 seria 1,7% a.a., o que corresponde à estagnação do produto per-capita. No período 1995-2015 a economia evoluiria a uma taxa média de 3,7% a.a.

Conforme pode ser visualizado na Figura 1.1, os quatro cenários levam a valores de produtos inferiores àqueles projetados no Plano 2010. A Tabela 1.3 indica que os valores do PIB previstos para o ano 2010, nas diversas hipóteses do plano atual, estavam antecipados de um máximo de 13 e um mínimo de 4 anos nos prognósticos do Plano 2010.

TABELA 1.3
CENÁRIOS MACROECONÔMICOS DO PLANO 2015
(COMPARAÇÃO COM PLANO 2010)

ANO 2010	
HIPÓTESE	ATRASO EM ANOS
I	13
II	11
III	6
IV	4

1.7 PERSPECTIVAS SETORIAIS

Com base nas hipóteses adotadas para as principais variáveis, que definiram as diferentes trajetórias de evolução da economia, é possível inferir o comportamento de cada setor - agropecuário, industrial e serviços - para cada um dos quatro cenários macroeconômicos.(Tabela 1.4)

Nos cenários II, III e IV, que pressupõem o sucesso no processo de estabilização, o setor industrial é o que deve liderar, num primeiro momento, a retomada da economia, de forma tanto mais intensa quanto maiores forem as taxas de crescimento do produto. Após 2000, predomina o processo de terciarização fazendo com que o produto industrial diminua sua participação.

No cenário I, que corresponde à hipótese de prolongamento da crise, a dinâmica setorial até o horizonte de 2000 deve repetir o comportamento observado na década de 80, com queda de participação do setor industrial e ganho nas atividades de serviço, principalmente as vinculadas à intermediação financeira, cujos resultados estão associados a uma resistência maior ao controle do processo inflacionário.

Nos cenários mais favoráveis acredita-se que a agricultura apresente taxas inferiores às do crescimento do produto interno bruto. Sua queda de participação em relação aos demais setores deve ser tanto menor quanto menores forem as taxas de crescimento do PIB, para cada cenário. A participação do setor serviços deve ampliar-se no cenário I, de crise prolongada, e contrair-se em cenários de estabilização e crescimento sustentado da economia, em movimento complementar àquele da participação do setor industrial.

O Tabela 1.4 apresenta as taxas de crescimento setoriais para os quatro cenários.

FIGURA 1.1
CENÁRIOS MACROECONÔMICOS
PIB (bilhões de US\$ - 1988)

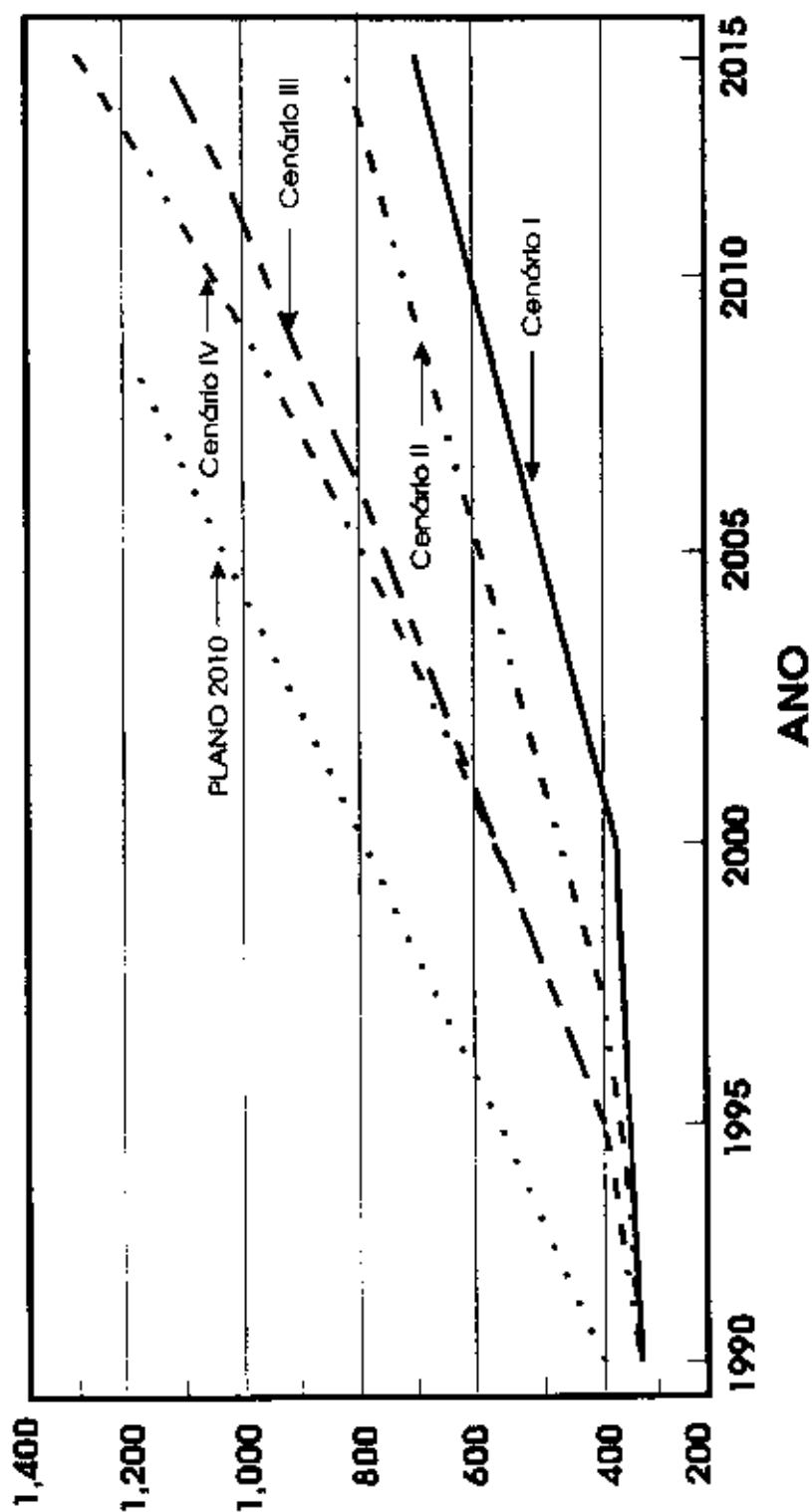


TABELA 1.4
CENÁRIOS ALTERNATIVOS
TAXAS DE CRESCIMENTO DOS PRODUTOS SETORIAIS (%)

	1990-95	1995-00	2000-05	2005-10	2010-15	Part. Setorial em 2015
CENÁRIO I						
PA	2.0	2.5	4.0	4.0	4.0	10.6
PI	0.8	1.3	6.0	3.5	3.5	33.8
PS	2.0	2.3	4.6	4.3	4.3	55.6
PIB	1.6	2.0	5.0	4.0	4.0	100.0
CENÁRIO II						
PA	2.5	4.0	4.0	4.0	4.0	9.9
PI	1.0	5.5	5.5	3.5	3.5	34.6
PS	2.5	4.9	4.9	4.3	4.3	55.5
PIB	2.0	5.0	5.0	4.0	4.0	100.0
CENÁRIO III						
PA	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	8.0
PI	3.6	6.5	5.5	4.7	4.7	35.0
PS	3.9	6.0	6.6	5.3	5.3	57.0
PIB	3.8	6.0	6.0	5.0	5.0	100.0
CENÁRIO IV						
PA	4.0	4.5	4.0	4.0	4.0	6.1
PI	3.6	7.5	5.0	5.0	5.0	30.2
PS	3.9	7.1	6.9	6.8	6.7	63.8
PIB	3.8	7.0	6.0	6.0	6.0	100.0

PA - Produto Agropecuário; PI - Produto Industrial; PS - Produto e Serviço e PIB - Produto Interno Bruto.

1.8 CENÁRIO DEMOGRÁFICO

Os resultados preliminares do censo de 1991 indicaram alterações importantes na dinâmica de crescimento populacional do Brasil, apresentando uma taxa de crescimento de 1,9% a.a. no período 1980 - 1991, bastante inferior aos 2,5% a.a. verificados na década precedente.

A indicação de uma menor taxa de crescimento da população é explicada pela queda significativa da taxa de natalidade da população brasileira, mais do que compensando a contínua redução da taxa de mortalidade, apesar da crise sócio-econômica da última década.

Entre 1950 e 1960, a taxa de natalidade média nacional era de 6,1 filhos por mulher em idade reprodutiva (15 a 50 anos), caindo para 5,8 entre 1960 e 1970, e para 4,1 na década seguinte. As estimativas para o período 1980 - 1991 são de menos de 3 filhos por mulher.

Considerando as dificuldades de previsão demográfica decorrente principalmente da questão migratória, foi considerado um único cenário demográfico a nível nacional e regional. Essa hipótese é aceitável na medida em que os cenários demográficos não estão estreitamente atrelados aos cenários econômicos, conforme opinião de especialistas que sustentam ser muito difícil estabelecer uma relação entre a evolução econômica e a demográfica, haja visto os resultados verificados no Brasil no passado recente.

Quanto à distribuição espacial, os dados do Censo de 91 indicam algumas tendências de migração com uma intensidade maior do que verificado nos últimos censos, alterando, desse modo, a distribuição da população dos estados da Região Norte e Centro-Oeste. Como algumas dessas unidades federativas ainda apresentam uma densidade demográfica reduzida, é possível que este fenômeno perdure nos próximos anos, embora os fluxos para as áreas de mineração se revertam com facilidade, principalmente levando em conta uma regulamentação mais rígida de exploração desses recursos.

Nas Tabelas 1.5 e 1.6 estão apresentadas as previsões demográficas para o horizonte até 2015, bem como as respectivas taxas de crescimento quinquenais.

TABELA 1.5
PROJEÇÕES DEMOGRÁFICAS REGIONAIS(*)
1991-2015
(MILHÕES DE HABITANTES)

REGIÃO	1980	1991	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE	5.9	10.1	11.7	13.8	16.1	18.4	20.7
NORDESTE	34.8	42.4	45.2	48.8	52.4	55.8	59.3
SUDESTE	51.7	62.3	66.2	70.0	74.6	78.6	82.3
SUL	19.0	23.1	23.2	24.1	26.3	27.7	28.9
C. OESTE	7.5	9.4	10.5	12.2	13.9	15.7	17.3
BRASIL	119.0	146.2	156.8	170.1	183.3	196.1	208.5

(*) Baseadas nos dados do censo preliminar de 1991.

TABELA 1.6
PROJEÇÕES DEMOGRÁFICAS REGIONAIS
TAXAS DE CRESCIMENTO (%)

REGIÃO	70-90	80-91	91-2000	2000-10	2010-15
NORTE	6.3	4.0	3.6	2.9	2.3
NORDESTE	2.2	1.8	1.6	1.3	1.2
SUDESTE	2.6	1.7	1.4	1.1	0.9
SUL	1.4	1.4	1.3	1.1	0.8
C. OESTE	2.9	3.0	3.0	2.5	2.0
BRASIL	2.5	1.9	1.7	1.4	1.2

1.9 PERSPECTIVAS REGIONAIS

Nos estudos de regionalização dos cenários macroeconômicos (Tabela 1.7) as premissas adotadas levaram em conta as potencialidades de cada região, ditadas pelas disponibilidades dos fatores, e suas perspectivas de exploração, condizentes com cada hipótese de cenário. Assim, consideramos que as Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentarão taxas superiores à média nacional, mesmo na hipótese do prolongamento da crise. Para a Região Sul também se espera o mesmo comportamento, exceto na hipótese I, de adiamento da retomada, quando se prevê uma dinâmica idêntica à do país.

A Região Sudeste, por seu porte e suas características, perde participação em montantes perfeitamente compatíveis com as expectativas populacionais, de forma que a sua renda per capita se mantém crescente. É bem verdade que, conforme já comentado, uma retomada da economia de forma mais acentuada só se viabiliza com a intensa recuperação das regiões que dispõem de um parque industrial diversificado, e uma disponibilidade de mão-de-obra mais qualificada, como é o caso do Sudeste.

Nas Tabelas 1.7, 1.8 e 1.9 estão consolidados os produtos regionais e "per capita", no período 1991-2015, para as quatro alternativas de cenários macroeconômicos.

TABELA 1.7
TAXAS DE CRESCIMENTO DO PRODUTO POR REGIÃO GEOGRÁFICA
(%)

	91	92	93	94	95	95/00	00/05	05/10	10/15
CENÁRIO I									
NORTE	1	1	5	5	3	2.5	5.5	4.5	4.5
NORDESTE	1.5	-1	5	6	1	2	5	4	4
SUDESTE	1.0	-2.9	3.6	4.8	-1.0	1.9	4.9	3.9	3.9
SUL	0.5	-1	4	5	1	2	5	4	4
CENTRO-OESTE	1	1	5	5	3	2.5	6	4.5	4.5
BRASIL	1	-2	4	5	0	2	5	4	4
CENÁRIO II									
NORTE	1	1.5	3.5	4	5	6.5	6.5	5.5	5.5
NORDESTE	1.5	1	3	4	4.5	5.5	5.5	5	5
SUDESTE	1.0	-0.8	1.2	2.6	3.7	4.5	4.5	3.3	3.3
SUL	0.5	1	3.3	4		5.5	5.5	4.5	4.5
CENTRO-OESTE	1	2	4	4.5	5	6.5	6	5	5
BRASIL	1	0	2	3	4	5	5	4	4
CENÁRIO III									
NORTE	1	4	6	6	6	7	7	6.5	6
NORDESTE	1.5	4	5.5	5.5	5.5	7	7	5.5	5.5
SUDESTE	1.0	2.3	4.5	4.5	4.5	5.5	5.4	4.4	4.5
SUL	0.5	4	5.5	5.5	5.5	6.5	6.5	5.5	5.5
CENTRO-OESTE	1	4	5	6.5	6.5	6.5	7	7	6.5
BRASIL	1	3	5	5	5	6	6	5	5
CENÁRIO IV									
NORTE	1	4	6	6	6	8	7	7	7
NORDESTE	1.5	4	5.5	5.5	5.5	7	7	7	7
SUDESTE	1.0	2.5	4.6	4.6	4.6	6.7	5.4	5.4	5.4
SUL	0.5	4	5.5	5.5	5.5	7.5	6.5	6.5	6.5
CENTRO-OESTE	1	3	6	6	6	8	7	7	7
BRASIL	1	3	5	5	5	7	6	6	6

TABELA 1.8
PROJEÇÕES MACROECONÔMICAS GLOBAIS

PIB (bilhões de US\$ de 1988)

	1991	1995	2000	2005	2010	2015
CENÁRIO I						
BRASIL	323,1	346,3	382,4	488,0	593,7	722,4
Região						
Norte	11,3	13,0	14,7	19,2	23,9	29,8
Nordeste	42,9	47,7	52,7	67,2	81,8	99,5
Sudeste	196,8	205,6	225,8	286,9	347,3	420,6
Sul	53,7	58,6	64,7	82,6	100,5	122,3
Centro-Oeste	18,5	21,5	24,5	32,1	40,2	50,2
CENÁRIO II						
BRASIL	323,1	353,2	450,8	575,3	700,0	851,6
Região						
Norte	11,3	13,0	17,8	24,4	31,8	41,6
Nordeste	42,9	48,5	63,3	82,8	105,6	138,1
Sudeste	196,8	210,2	261,9	326,4	383,9	451,6
Sul	53,7	59,8	78,2	102,2	127,4	158,7
Centro-Oeste	18,5	21,8	29,5	39,5	51,2	61,6
CENÁRIO III						
BRASIL	323,1	385,5	515,9	690,3	881,1	1124,5
Região						
Norte	11,3	14,0	19,6	27,6	37,8	50,5
Nordeste	42,9	52,3	73,4	103,0	134,6	175,9
Sudeste	196,8	229,7	300,2	390,5	484,3	603,6
Sul	53,7	65,6	89,8	123,1	160,9	210,2
Centro-Oeste	18,5	23,9	32,7	46,2	63,5	84,3
CENÁRIO IV						
BRASIL	323,1	385,5	540,7	723,5	968,2	1295,7
Região						
Norte	11,3	14,0	20,6	28,9	40,5	56,8
Nordeste	42,9	52,3	73,4	103,0	144,4	202,5
Sudeste	196,8	230,8	319,2	415,2	540,1	702,6
Sul	53,7	65,6	94,1	129,0	176,7	242,1
Centro-Oeste	18,5	22,7	33,3	47,5	66,5	91,7

TABELA 1.9
EVOLUÇÃO DA RENDA PER CAPITA POR REGIÃO (US\$ de 1988/hab)

	1991	1995	2000	2005	2010	2015
CENÁRIO I						
BRASIL	2.210	2.209	2.248	2.662	3.028	3.465
Região						
Norte	1.122	1.109	1.063	1.191	1.299	1.439
Nordeste	1.011	1.055	1.079	1.283	1.466	1.678
Sudeste	3.158	3.105	3.203	3.845	4.419	5.110
Sul	2.434	2.527	2.610	3.141	3.629	4.232
Centro-Oeste	1.976	2.044	2.004	2.311	2.577	2.903
CENÁRIO II						
BRASIL	2.210	2.253	2.650	3.139	3.569	4.084
Região						
Norte	1.122	1.109	1.288	1.513	1.730	2.009
Nordeste	1.011	1.072	1.298	1.580	1.893	2.328
Sudeste	3.158	3.175	3.715	4.375	4.885	5.487
Sul	2.434	2.579	3.153	3.886	4.598	5.492
Centro-Oeste	1.976	2.071	2.422	2.845	3.282	3.562
CENÁRIO III						
BRASIL	2.210	2.458	3.033	3.766	4.493	5.393
Região						
Norte	1.122	1.197	1.424	1.711	2.052	2.441
Nordeste	1.011	1.158	1.504	1.965	2.412	2.966
Sudeste	3.158	3.470	4.258	5.235	6.162	7.334
Sul	2.434	2.826	3.622	4.680	5.807	7.275
Centro-Oeste	1.976	2.272	2.684	3.325	4.074	4.872
CENÁRIO IV						
BRASIL	2.210	2.458	3.179	3.947	4.937	6.214
Região						
Norte	1.122	1.197	1.491	1.793	2.200	2.743
Nordeste	1.011	1.158	1.504	1.965	2.588	3.416
Sudeste	3.158	3.487	4.528	5.566	6.872	8.537
Sul	2.434	2.826	3.796	4.904	6.379	8.377
Centro-Oeste	1.976	2.166	2.730	3.416	4.263	5.301

2. CENÁRIOS ENERGÉTICOS

2.1 INTRODUÇÃO

A partir da década de setenta, ocorreram mudanças importantes no tratamento das questões energéticas, a nível mundial, motivadas pelas preocupações associadas, não somente às disponibilidades de fontes primárias não renováveis e à sua distribuição geográfica, como também às crescentes preocupações com o meio ambiente.

Independentemente do modelo político-econômico e da distribuição de responsabilidade pelo suprimento das diversas formas de energia entre os setores público e privado, há um consenso de que o planejamento do setor energético deve resultar de ações coordenadas, não só a nível nacional quanto internacional (motivação que criou a Agência Internacional de Energia - AIE e a Organização Latino-Americana de Energia - OLADE, por exemplo), sinalizando aos agentes sociais as perspectivas de atuação no setor, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta, englobando as diferentes formas de uso final e as diversas alternativas de suprimento.

Assim, mesmo na ausência de um planejamento centralizado, a existência de diferentes alternativas de suprimento e as múltiplas possibilidades de substituição entre as diversas formas de energia e a racionalização de seu emprego, obrigam uma visão integrada de longo prazo do sistema econômico como um todo.

Dentro desse enfoque, mais abrangente, tornou-se necessário, nos estudos de planejamento, a formalização de cenários alternativos de evolução da matriz energética que tenham como base o uso racional da energia e que atendam às restrições de natureza ambiental, tecnológica, financeira e àquelas vinculadas ao acesso às fontes.

No caso específico da eletricidade, que pode ser obtida a partir de diferentes fontes, algumas compartilhadas por outros setores da economia, a visão integrada se torna ainda mais relevante. Do ponto de vista da demanda, alguns dos seus usos finais são cativos, enquanto que em outros ela compete com outras formas de energia que assim devem ser obrigatoriamente consideradas nos exercícios de previsão de consumo de energia elétrica.

Para o balizamento dos estudos do Plano 2015 adotou-se como cenário central de referência aquele apresentado pelo relatório de "Reexame da Matriz Energética Nacional", preparado pela Comissão constituída pelo Decreto No. 99503 de 02.09.90 e encaminhado à Presidência da República pela EM. 102/91, de 04.07.91, e posteriormente complementado por análise da Secretaria Nacional de Energia (SNE), atualizando e detalhando as suas recomendações.

Entretanto, na elaboração do Plano 2015, ao se desenvolverem estudos de planejamento a longo prazo em um ambiente marcado pela incerteza, optou-se por um tratamento metodológico que se apóia na exploração de uma gama de cenários alternativos, apresentados no Capítulo I do presente documento.

Assim, diante dos diferentes cenários sócio-econômicos em exame neste trabalho, foi necessário traçar algumas variantes da Matriz Energética Nacional, de forma a estudar os possíveis impactos sobre o setor energético nacional em função das diversas hipóteses assumidas para a evolução da economia brasileira.

Cabe observar que a adoção de quatro cenários possibilitou a exploração de uma faixa ampla de alternativas. Entretanto, no caso particular do Setor Elétrico, as premissas adotadas para estabelecer a estrutura da oferta antecedeu alguns dos estudos específicos do Plano 2015, cujas conclusões poderão conduzir a alterações nos resultados gerais aqui apresentados, sem entretanto invalidá-los, uma vez que a maior preocupação foi identificar as grandes tendências de evolução do sistema.

2.2 PREÇO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

O preço internacional do petróleo é uma das principais variáveis que condicionam os cenários energéticos para o Brasil. Neste trabalho, considerando as dificuldades de se lidar com um grande número de cenários energéticos, utilizou-se uma única hipótese para a evolução dos preços do petróleo porque não se espera nenhuma grande descontinuidade no mercado mundial desse produto nas próximas décadas. O pensamento dominante na área energética internacional é que, de um lado, a descoberta de novas reservas e o aumento da capacidade de gestão da demanda, e, de outro, a evolução das tecnologias de produção de outras formas de energia, deverão manter em níveis relativamente baixos o poder de barganha dos grandes produtores.

Contudo, uma parcela importante das reservas deverá continuar concentrada em um pequeno número de países o que constitui uma fonte adicional de incertezas. Além disso os custos de exploração se encontram em patamar sensivelmente inferior aos das demais alternativas energéticas, dando margem a que o preço do petróleo possa variar em uma larga faixa.

Também a importância que o petróleo assume para a grande maioria dos países, seja como fonte de divisas, seja devido à sua elevada participação no atendimento às necessidades energéticas locais, tem motivado uma grande interferência de seus governos nos negócios relativos a este produto. De um modo ou de outro, as políticas governamentais tendem a interferir com o mercado mundial do petróleo, atingindo diretamente os mecanismos de formação de preço.

Observando-se a evolução recente do mercado mundial do petróleo, verifica-se que as décadas de setenta e oitenta foram marcadas por modificações significativas no mercado petrolífero com grandes impactos sobre os preços, que sofreram em poucos anos mudanças bruscas e de magnitudes muito superiores àquelas verificadas nas décadas anteriores.

Dois fenômenos principais ocorreram nos últimos 20 anos envolvendo simultaneamente a oferta e a demanda mundial de petróleo. Quanto à oferta, a participação de mercado da OPEP variou enormemente, a partir dos cortes voluntários de produção efetuados para levantar os preços internacionais, caindo de 53,5% em 1973 para um mínimo de 29,3% em 1985, quando voltou a subir.

Depois do segundo choque, teve-se uma efetiva redução na produção mundial como um todo e que se deu basicamente na OPEP. A partir de 1985 a tendência se inverteu, a OPEP voltou a ampliar seus níveis de produção resultando em uma queda real dos preços em 1986 e 1987.

Do ponto de vista da demanda, as mudanças no período foram também notáveis. Em particular, os países industrializados (grupo OCDE) alteraram fortemente seus padrões e níveis de consumo de petróleo, com uma forte redução na relação energia/produto e no consumo per capita de derivados e com uma maior penetração de outras fontes de energia. Apenas a partir de 1986, quando os preços do petróleo sofreram forte queda, este consumo voltou a apresentar algum crescimento, liderado pelos Estados Unidos e pelo Japão, ambos com taxas anuais acima de 2,5%.

Como resultado deste processo a OPEP tem hoje uma capacidade ociosa de produção (grande parte na Arábia Saudita) que afeta a estabilidade do processo de formação de preços. Esta capacidade ociosa deverá reduzir-se na década de noventa.

Por outro lado, apesar de prognósticos pessimistas de alguns especialistas, os programas de pesquisa continuam ampliando as reservas mundiais de petróleo, concentradas principalmente no Oriente Médio. Não se espera nenhuma alteração significativa desta tendência.

Segundo a maioria dos especialistas, espera-se que o consumo mundial de petróleo cresça na próxima década a uma taxa média anual entre 0,5% e 1,5%, com um crescimento acima de 2,0% para os países em desenvolvimento.

Passando então para os preços, pode-se dizer, inicialmente, que têm uma grande faixa de variação possível, limitada superiormente pela competição com outras alternativas, e inferiormente pelos custos de produção e eventualmente por taxações que venham a ser impostas em função de considerações ambientais, além daquelas já praticadas. Tomando como limite inferior os custos de produção off-shore, fora da OPEP, fica-se com uma faixa de variação entre aproximadamente 15 e 40 US\$/barril.

Os níveis em que os preços se estabilizarão dependem basicamente da forma com que a OPEP vai administrar sua produção. Ela tem oscilado entre a redução de preços para a recuperação de sua participação no mercado e o respeito a quotas limites de produção, visando à manutenção de preços mais elevados.

A posição da OPEP como um todo varia devido a dois tipos de contradições estruturais que a dividem. Um tipo separa países com alta razão Reservas/Produção (R/P), em torno dos 100 anos, dos países com baixa R/P, estando os primeiros mais interessados que os segundos na estabilidade do mercado a longo prazo.

O outro tipo diz respeito aos níveis de endividamento externo e à necessidade imediata de divisas. Este outro conflito de interesse opõe os países de alta renda "per capita" e exportadores líquidos de capital aos países de renda mais baixa e endividados, estes últimos pressionando pela elevação imediata de preços.

O comportamento recente da OPEP e a elevada importância da Arábia Saudita, relacionada em qualquer caso entre os países que desejam manter a estabilidade de preços, têm levado a grande maioria dos especialistas a prever o predomínio destes últimos e a trabalhar com cenários em que os preços crescem muito gradualmente nos próximos vinte anos.

Nesse contexto, estima-se que os preços (em dólares de 1990) evoluirão, para valores abaixo dos US\$ 25 por barril em 1995 tendo como limite inferior os valores da ordem de US\$ 18 por barril. Na segunda metade da década, com o aumento de participação da OPEP no mercado e com a redução dos níveis de produção do Alasca e do Mar do Norte, admite-se que estes valores voltarão a subir gradualmente.

Como referência numérica, optou-se por utilizar a faixa de valores proposta no estudo realizado pela "Energy Information Administration" do "U.S. Department of Energy", intitulado "International Energy Outlook 1991: A Post-War Review of Energy Markets", de junho de 1991, e que trabalha com cenários de preço (preços CIF, em US\$ de 1990) na faixa de US\$ 17 por barril a US \$ 32 por barril em 2000 e de US\$ 23 a US\$ 40 por barril em 2010.

Desse modo, como cenário básico de referência, à medida que se tem claramente um grande número de fatores políticos de incerteza no comportamento dos preços internacionais do petróleo e tendo em vista o peso das importações deste produto na balança comercial do país, optou-se por uma posição cautelosa, tomando-se por base preços mais próximos aos valores superiores da faixa, como indicado na tabela abaixo (US\$/barril).

	1995	2000	2010	2015
Limite Inferior	18	17	23	25
Cenário de Referência	22	28	35	40
Limite Superior	25	32	40	45

OBS.: Preços CIF em US\$ de 1990.

2.3 CENÁRIOS

2.3.1 Matriz Energética Nacional

O Governo Federal, através do Decreto No. 99.503 de 02/09/90, instituiu uma Comissão, coordenada pela Secretaria Nacional de Energia do antigo Ministério da Infra-Estrutura, visando reexaminar a matriz energética nacional, inclusive o papel do álcool combustível. Esta Comissão desenvolveu seus trabalhos entre setembro de 1990 e abril de 1991, resultando em relatório denominado "Reexame da Matriz Energética Nacional" aprovado pela Presidência da República, onde ficaram caracterizadas as principais diretrizes governamentais de política energética.

Como base para este relatório desenvolveram-se diversos estudos técnicos, onde foram levados em consideração dois cenários econômicos básicos, "alto" e "baixo", e dois tipos de respostas do setor energético, formando os cenários "tendencial", representando a manutenção do comportamento histórico, e "alternativo", marcado por uma política energética ativa, reforçando medidas de descentralização, apoiando uma maior utilização de recursos locais, com destaque para a biomassa, e com uma grande ênfase na conservação e na racionalização do uso final de energia.

No relatório da referida comissão, foram apresentados apenas os resultados obtidos para os cenários "tendencial" e "alternativo" associados às hipóteses de crescimento acelerado da economia, segundo às quais o crescimento médio do PIB, entre 1990 e 2010, seria de 5,25 % ao ano. A estruturação resultante da oferta bruta de energia primária pode ser vista na Tabela 2.1.

TABELA 2.1
MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL
CENÁRIOS TENDENCIAL E ALTERNATIVO
OFERTA BRUTA PRIMÁRIA
1990 -2010
(%)

	1990	2010	
		Tendencial	Alternativo
Petróleo	30,0	33,1	30,5
Gás Natural	2,0	4,6	6,0
Carvão Mineral	5,0	6,2	6,3
Nuclear	0,3	1,9	1,4
Outras não Renov.	0,0	0,2	0,2
TOTAL NÃO RENOV.	37,3	46,0	44,4
Hidráulica	36,9	36,0	32,8
Cana de Açúcar	9,9	7,7	10,0
Lenha	14,9	9,0	11,4
Outras Renov.	1,0	1,3	1,4
TOTAL RENOV.	62,7	54,0	55,6
TOTAL (M Tep)	183,6	473,9	386,6
1990/2010(%a.a.)		4,9	3,8
ELASTICIDADE - PIB		0,88	0,69

FONTE: "Reexame da Matriz Energética Nacional", SNE - Abril de 1991.

De uma maneira geral, as diretrizes aprovadas implicam em um esforço para reorientar o setor energético de sua trajetória "tendencial" para a do cenário "alternativo" proposto. Em relação a este último, vale ressaltar que o relatório enfatiza que o mais importante são as mudanças qualitativas previstas e que os resultados numéricos apresentados são meramente indicativos.

Deve-se ainda observar que a diferença mais marcante entre os dois cenários estudados, diz respeito à redução do requisito total de energia, a ser obtido através de medidas de racionalização de sua utilização, afetando principalmente os setores elétrico e petróleo. Em termos de investimentos no setor energético, o citado relatório estima que a implementação do cenário alternativo pode conduzir a uma redução de cerca de US\$ 85 bilhões no período 1991 a 2010, em relação ao que seria necessário no caso tendencial.

2.3.2 Cenários Alternativos

Antes de se examinar os cenários, é importante fazer algumas observações gerais de caráter metodológico, que condicionam a interpretação dos resultados aqui apresentados. Particularmente, é fundamental destacar que nestes ensaios aqui desenvolvidos, em contraste com as demais análises do Plano 2015, trabalhou-se com a oferta e demanda de energia elétrica como um todo, englobando indiscriminadamente as empresas do setor elétrico e os auto-produtores.

Este tratamento, assim como a caracterização geral do setor energético aqui adotada, segue, com pequenas alterações de caráter prático, o sistema adotado pelo Balanço Energético Nacional (BEN), editado pela SNE/MME.

De uma maneira geral, a metodologia adotada para projeção da matriz energética nacional trabalha de forma bastante simplificada, englobando todos os setores de oferta e demanda de energia. Ela corresponde a uma abordagem geral, que busca refletir sobre os principais aspectos de integração entre os diferentes setores energéticos.

Os cenários aqui apresentados foram elaborados com o auxílio do Modelo de Simulação de Cenários Energéticos (MSE), desenvolvido na Eletrobrás, que, a partir de premissas e parâmetros estabelecidos, traça a trajetória de evolução do consumo das diversas formas de energia, para os diversos setores da economia, e monta a estrutura da oferta, distribuída pelas fontes primárias disponíveis.

No que se segue, apresentam-se quatro alternativas possíveis de evolução da matriz energética brasileira, no período 1990-2015, compatíveis com os cenários macroeconômicos discutidos na parte anterior deste trabalho.

Resultados Gerais

Nas próximas décadas, o consumo de energia deverá evoluir a taxas ligeiramente inferiores a do crescimento do produto, resultando numa redução da intensidade energética global, ao contrário do que vinha acontecendo nas décadas anteriores. Entre 1973 e 1989 a elasticidade energia-PIB esteve próxima de 1,0 enquanto que para o horizonte deste plano a expectativa é que ela caia para valores em torno de 0,85 (vide resultados gerais na Tabela 2.2).

TABELA 2.2
ENERGIA, PRODUTO E POPULAÇÃO
BRASIL
1990 - 2015

UNIDADE		1990	2015			
			I	II	III	IV
PIB	(10 ⁹ US\$)	319,9	722,4	851,6	1124,5	1295,7
População	(10 ⁶ hab)	143,6	208,5	208,5	208,5	208,5
En. Primária	(10 ⁶ Tep)	181,4	386,3	433,6	516,8	571,0
PIB/Pop	(US\$/hab)	2200	3500	4100	5400	6200
E.Prim/PIB	(Tep/10 ³ US\$)	0,57	0,53	0,51	0,46	0,44
E.Prim/Pop	(Tep/hab)	1,26	1,85	2,08	2,48	2,74
1990/2015						
PIB	(%a.a.)		3,3	4,0	5,2	5,8
População	(%a.a.)		1,5	1,5	1,5	1,5
En. Primária	(%a.a.)		3,1	3,5	4,3	4,7
PIB/Pop	(%a.a.)		1,9	2,6	3,6	4,3
E.Prim/PIB	(%a.a.)		-0,3	-0,4	-0,9	-1,0
E.Prim/Pop	(%a.a.)		1,5	2,0	2,7	3,2
Elasticidade E.Prim/PIB	-		0,94	0,88	0,83	0,81

Esta redução reflete não apenas um esforço de conservação de energia, como também uma maior penetração no mercado de fontes mais eficientes, tais como a hidreletricidade, gás natural e petróleo, em detrimento principalmente da lenha.

Ao mesmo tempo que a intensidade energética diminui, crescem tanto o consumo global de energia quanto o consumo "per capita". Este aumento será tanto maior quanto mais acelerado o ritmo da atividade econômica. A taxa média de evolução do consumo "per-capita" deverá variar entre 1,5% e 3,2% ao ano, dependendo do cenário. O limite inferior corresponde à hipótese de crescimento

mais lento e nesse caso se alcançará no ano 2015 um valor de apenas 47% acima do atual. No outro extremo, na alternativa de um crescimento acelerado, o padrão de consumo de energia terá dobrado, no mesmo horizonte.

Em termos internacionais, entretanto, mesmo no caso mais otimista, o ganho não chega a ser muito significativo. Nesta hipótese se espera chegar em 2015 com um consumo em torno de 2,7 toneladas equivalentes de petróleo por habitante, pouco mais que um terço do patamar atual dos Estados Unidos, em torno de 7,6 tep/habitante.

Consumo Primário

Os resultados da simulação indicaram que a matriz energética brasileira deverá evoluir nas próximas décadas mantendo a tendência, iniciada em 1985, de aumento da participação do petróleo no consumo nacional de energia.

A importância do petróleo se deve, em grande parte, ao seu papel no setor de transportes. As principais soluções alternativas para os transportes de carga e coletivo de passageiros requerem modificações modais intensivas em capital e que, por isso mesmo, dificilmente serão implementadas nos próximos anos em uma escala suficiente para modificar sensivelmente este panorama.

Além do petróleo, prevê-se também a expansão do consumo de gás natural, cuja penetração no mercado depende diretamente do ritmo dos investimentos em sua produção e transporte, e também do encaminhamento das negociações internacionais para a importação da Argentina e da Bolívia e eventualmente de outros países.

Da mesma forma, em todos os cenários, a hidreletricidade continuará ampliando sua utilização, porém num ritmo bem menos intenso que o verificado no passado. Na hipótese de crescimento mais acelerado há maior penetração do carvão mineral e do gás natural na produção de energia elétrica.

A lenha, hoje ainda em grande parte oriunda de florestas naturais, reduz sua participação, substituída por energéticos mais eficientes, de mais fácil acesso, e com menores repercussões ambientais. Embora os resultados se apresentem bastante coerentes poderão ocorrer ajustes após o desenvolvimento dos estudos deste Plano 2015.

Consumo Final por Setores

A evolução esperada da estrutura do consumo final de energia por setor nos diferentes cenários, pode ser vista na Tabela 2.3.

De uma maneira geral, em todos os cenários, espera-se um crescimento da participação dos setores residencial e serviços, em detrimento do setor industrial, tendo em vista, respectivamente: uma melhoria geral de renda aliada a um deslocamento de parcelas da população rural da região Nordeste para as cidades; um processo de terciarização da economia, com a expansão de um setor de serviços moderno e mais intensivo em energia que o tradicional.

TABELA 2.3
ESTRUTURA DO CONSUMO FINAL POR SETOR
BRASIL
1990 - 2015
 (%)

	1990	2015			
		I	II	III	IV
Setor Energético	7,8	7,5	7,5	7,3	7,2
Residencial	16,4	20,7	18,8	17,5	17,6
Industrial	39,0	33,1	33,4	34,3	32,9
Transporte	19,4	18,0	19,0	19,8	21,6
Comerc/Público	7,7	10,1	10,0	10,5	10,1
Agropecuária	4,3	4,6	4,7	3,9	3,5
Usos não Energéticos	5,3	6,0	6,6	6,8	7,1
TOTAL (M Tep)	168,8	353,1	398,1	473,7	527,1

Principais Tendências Por Forma de Energia

As Tabelas 2.4 e 2.5 apresentam a evolução esperada do consumo por forma de energia, nos diferentes cenários em exame. A sua estrutura geral segue aproximadamente as mesmas tendências delineadas na análise da evolução do consumo primário. A seguir, são apresentados comentários sobre algumas das hipóteses de cenários e resultados obtidos por forma de energia.

Eletricidade

Estima-se que o consumo total de eletricidade (incluindo o devido à autoprodução) deverá crescer com elasticidade em torno de 1, ao longo do período em exame, portanto num ritmo inferior ao observado no histórico. Ao longo da trajetória há uma tendência de redução da elasticidade-renda, em função de diversos fatores, incluindo a racionalização do uso da energia e mudanças na composição do produto. Essa tendência se adia na hipótese do cenário mais pessimista, onde perduram as características gerais observadas na década passada.

Deve-se destacar que as pressões ambientais favorecem uma maior penetração da eletricidade em detrimento de outras formas de energia, uma vez que se trata de uma solução relativamente limpa, mesmo quando utiliza como fonte primária combustíveis de características poluentes, já que é mais viável controlar as emissões em usinas térmicas, adequadamente localizadas, do que na queima direta pelo consumidor final.

A disponibilidade de um potencial hidrelétrico competitivo com outras alternativas mantém a expansão da oferta de eletricidade predominantemente com base na exploração dos recursos hídricos. Essa hipótese se reforça na medida em que apenas cerca de 25% do potencial se encontra aproveitado ou em implantação. A termoeletricidade desempenha, de um modo geral, um papel complementar importante numa estratégia de planejamento com incertezas.

No cenário alto, onde a demanda de energia elétrica cresce num ritmo mais acelerado, a participação da geração térmica, ao final do horizonte, deverá se elevar de forma mais significativa, devido às perspectivas de esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo.

Petróleo, Gás Natural e Alcool

Devido à importância particular dos hidrocarbonetos na matriz energética nacional, é conveniente tecer algumas considerações sobre a evolução prevista destes produtos nos diferentes cenários.

Enquanto que os derivados de petróleo e álcool, em seu conjunto, crescerão a taxas inferiores às do PIB, espera-se uma grande expansão do gás natural, em qualquer cenário.

O álcool deverá se manter em níveis similares aos atuais, com algum crescimento nos cenários de maior desenvolvimento, apoiado em ganhos de produtividade. Possivelmente uma expansão maior da co-geração a bagaço tenderá a aumentar a rentabilidade do conjunto álcool-bagaço.

Oferta de Petróleo e Gás Natural

As perspectivas de produção de petróleo e gás natural, para as próximas décadas, são bastante otimistas, dependendo muito mais da disponibilidade de recursos para investimento do que da disponibilidade de recursos naturais. Como são mais favoráveis as condições de gerar dentro do próprio setor boa parte dos recursos necessários para a sua expansão, a questão se reduz mais a um problema de manutenção de preços adequados, ao lado de uma busca de aumento de eficiência e de redução de custos. Pesa particularmente, neste contexto, o quanto efetivamente irá custar a exploração em águas profundas, onde se localizam os maiores potenciais nacionais de hidrocarbonetos.

TABELA 2.4
CONSUMO FINAL POR FORMA DE ENERGIA
BRASIL
1990 - 2015
(Mtep)

	1990	2015			
		I	II	III	IV
Eletricidade	61,0(1)	163,3	183,1	212,1	239,7
Gás Natural	3,4	14,6	21,2	32,6	42,3
Petróleo e Alcool	61,5	128,2	143,3	168,7	182,0
Carvão Mineral	8,6	14,9	17,6	25,3	27,3
Lenha e Carvão Vegetal	21,7	19,2	19,7	21,0	22,1
Bagaçõ e Outras	10,7	12,9	13,2	13,7	13,7
TOTAL	166,9(1)	353,1	398,1	473,4	527,1

Taxas de Crescimento
1990/2015
(% a.a.)

	I	II	III	IV
Eletricidade	4,0	4,5	4,9	5,6
Gás Natural	6,0	7,6	9,5	10,6
Petróleo e Alcool	3,0	3,3	4,1	4,4
Carvão Mineral	2,2	3,8	4,4	4,7
Lenha e Carv.Vegetal	-0,5	-0,4	-0,1	0,0
Bagaçõ e Outras	0,8	0,8	1,0	1,0
TOTAL	3,0	3,5	4,3	4,7
Elasticidade Consumo/PIB	0,91	0,88	0,83	0,81

(1) Excluída a parcela referente aos fornecimentos interruptíveis.

TABELA 2.5
ESTRUTURA DO CONSUMO FINAL POR FORMA DE ENERGIA
BRASIL
1990 - 2015

		1990	2015			
			I	II	III	IV
Eletricidade	(%)	36,5(1)	46,2	46,0	44,8	45,5
Gás Natural	(%)	2,0	4,1	5,3	6,9	8,0
Petróleo e Álcool	(%)	36,8	36,4	36,0	35,6	34,5
Carvão Mineral	(%)	5,2	4,2	4,4	5,3	5,2
Lenha e Carv. Vegetal	(%)	13,0	5,4	4,9	4,4	4,2
Bagaço e Outras	(%)	6,4	3,7	3,3	2,9	2,6
TOTAL	(Mtep)	166,9(1)	353,1	398,1	473,7	527,1

(1) Excluída a parcela referente aos fornecimentos interruptíveis.

Demanda de Derivados, Álcool e Gás Natural

Quanto à demanda de derivados, espera-se uma tendência a um maior equilíbrio entre os produtos leves, médio e pesados, mantendo-se entretanto o predomínio do diesel. Para se poder entender melhor estas perspectivas, discutem-se, no que se segue, as tendências de consumo dos principais produtos, no horizonte do Plano 2015.

a) GLP

A perspectiva de um crescimento populacional mais lento, com uma taxa de urbanização elevada, cria, para o consumo do GLP, que é um produto fundamentalmente orientado para a cocção, uma perspectiva de arrefecimento da taxa de crescimento.

No que se refere à competição com outros energéticos, acredita-se que grande parte do processo de substituição de lenha por GLP já tenha se efetivado. O consumo de lenha para cocção nas cidades é hoje muito reduzido e apenas na região Nordeste, restam grandes contingentes populacionais em áreas rurais, passíveis de se desiocarem para centros urbanos e com isso substituírem seu consumo de lenha pelo de GLP. Por outro lado a penetração de gás natural nas regiões de maior densidade populacional, alcançadas pela rede de gasodutos, tende a influir no sentido oposto, deslocando parcela do consumo de GLP.

Vale ainda ressaltar que os níveis de importação de GLP tendem a diminuir à medida que o consumo deste produto se expanda mais lentamente que o dos demais derivados e que, por outro lado, sua produção se amplie com a expansão da contribuição adicional derivada da extração de líquidos do gás natural.

b) Nafta

Para a nafta, espera-se também um crescimento moderado do consumo, acompanhando a expansão das unidades petroquímicas existentes. As novas unidades deverão ter uma utilização maior do gás natural como matéria prima, como se espera que seja, por exemplo, o caso do Polo Petroquímico do Rio de Janeiro.

c) Gasolina e Álcool

Depois de uma enorme retração no mercado, face ao desenvolvimento do Proálcool, acredita-se que a gasolina voltou para ficar, no horizonte aqui considerado. Com a renovação da frota a gasolina, impulsionada pelo recente aumento que voltou a ocorrer na procura deste tipo de veículos, deteve-se a queda contínua anteriormente apresentada por este produto.

Hoje, grande parte dos veículos que estão sendo sucateados são a gasolina. O aumento global da frota que utiliza este combustível deverá ser inicialmente lento, acelerando-se à medida que o sucateamento comece a se concentrar nos carros à álcool.

Em termos de repartição do mercado é possível que a venda de carros a álcool mantenha uma participação de pelo menos 30% que, aliada a uma adição de álcool anidro na gasolina, atrativa em termos ambientais, pode estabilizar o mercado deste combustível, deixando o aumento de consumo em veículos de passeio a ser ocupado pelos carros a gasolina.

Mesmo com todo este quadro de retomada da gasolina, ainda assim, logo que este produto recupere sua participação original, seu consumo não deverá crescer a taxas muito elevadas.

O crescimento das vendas de automóveis não deverá ser muito superior a 3,0% ao ano e, além disso, espera-se que o consumo específico dos veículos se reduza de forma significativa.

d) Diesel

Não se esperam grandes mudanças modais no sistema de transporte de cargas ou coletivo de passageiros, pelo menos na década de noventa. Modificações mais expressivas só deverão ser iniciadas após 2000 e terão impactos relativamente lentos inicialmente. Assim sendo, ônibus e caminhões a diesel deverão continuar a ter um papel central no deslocamento de cargas no País no período em exame.

Neste sentido o crescimento (potencial) da demanda de diesel segue o do crescimento do PIB, com uma elasticidade de cerca de 1,0. Alguma substituição por gás natural nos grandes centros urbanos, nas frotas de transporte de carga e coletivo de passageiros e ainda algum deslocamento da carga interestadual, principalmente grãos e minérios, para ferrovias, deverá reduzir este consumo potencial de diesel.

e) Óleo Combustível

O óleo combustível deverá se manter como a principal fonte de calor industrial, no horizonte deste trabalho, provavelmente requerendo cada vez mais investimentos em controle de poluição para a sua queima. Acredita-se que seu crescimento será limitado, por um lado, devido à racionalização e conservação de energia, incluindo aproveitamento de resíduos e por outro lado, pela penetração do gás natural. O crescimento do consumo de óleo será ditado, basicamente, pelo ritmo de expansão da economia e da produção industrial, bem como pela oferta de gás natural.

f) Demanda de Gás Natural

O crescimento do consumo de gás natural, parece, no médio prazo, ter apenas como fator limitante a sua oferta, ou seja, a existência da rede de distribuição e o andamento dos investimentos em sua produção. As qualidades inerentes ao gás natural como combustível não poluente, de fácil manuseio e controle, e com custos de produção competitivos com os dos derivados de petróleo, fazem com que ele tenha uma grande aceitação pelo mercado. Entretanto, é importante ressaltar que o uso não energético, como matéria prima na indústria, ainda se apresenta como uma das melhores alternativas para o gás natural.

Visto que o gás tem sido amplamente utilizado em outros países, várias tecnologias de uso se encontram desenvolvidas, não havendo também nenhum entrave tecnológico à sua penetração no mercado nacional.

Extraídos seus componentes líquidos, de maior valor comercial, e excluídas as aplicações cativas da Petrobrás, o primeiro grande mercado de interesse desta empresa e para onde certamente está sendo canalizada grande parte da expansão inicial do gás, é o mercado industrial, principalmente para uso como combustível, em que, devido às inúmeras vantagens que apresenta para os consumidores neste tipo de aplicação, permite sua colocação a preços bastante compensadores.

O uso residencial, em substituição ao GLP importado, é bastante interessante em termos globais, mas requer uma densidade de consumo relativamente elevada que justifique a expansão do sistema capilar de distribuição. Excluídos os consumidores situados em locais próximos aos bolsões industriais a serem alcançados pelos gasodutos, o uso do gás residencial só deverá se desenvolver nos grandes centros urbanos. Sua expansão deverá ser relativamente mais lenta que a do uso industrial.

Outros usos do gás, como o automotivo, na forma de gás comprimido, tendem também a ocupar fatias do mercado. A substituição nos ônibus e frotas cativas metropolitanas do diesel pelo gás deverá acontecer no Rio de Janeiro, em S. Paulo, e em algumas cidades costeiras do Nordeste, um pouco dificultada apenas pelos baixos preços atualmente praticados para o diesel.

O uso do gás como combustível de taxis e veículos de passeio, poderia sofrer algumas restrições à medida que desloca combustíveis voltados para motores a ciclo Otto que hoje apresentam excedente em seu conjunto (gasolina e álcool). Entretanto, motivações ambientais e a possibilidade de grandes ganhos para usuários e distribuidores, estão viabilizando o seu uso nas regiões metropolitanas do Rio e de S. Paulo.

A medida que o uso do gás como combustível industrial, de maior interesse econômico e de mais fácil penetração no mercado, atingir o patamar de saturação, aumentará o interesse no atendimento aos demais segmentos de mercado que assim deverão receber tratamento mais favorecido, criando, no todo, um grande espaço para a penetração desse produto na matriz energética nacional.

Lenha, Carvão Vegetal e Carvão Mineral

Em todos os cenários analisados, observou-se uma perda significativa de participação da lenha na matriz energética. Em parte isto é causado pela maior dificuldade em seu suprimento, diante da progressiva destruição de parcelas da mata nativa, e do impacto de medidas ambientais mais restritivas capazes de limitar a devastação das florestas nacionais.

Em relação às florestas plantadas, faz-se necessário um exame mais pormenorizado, principalmente no que tange a produção de energia elétrica. Nos cenários aqui traçados, assumiu-se que estas florestas deverão ter aplicações não energéticas mais rentáveis, reduzindo-se portanto seu uso como fonte de energia.

Grande parte da queda da participação da lenha assumida nas simulações que deram suporte a este estudo, se deveu à hipótese de um abandono progressivo do carvão vegetal pela siderurgia, sendo substituído, nesta aplicação, pelo carvão mineral importado.

O crescimento do consumo do carvão mineral, por consequência, foi acentuado na maioria dos cenários, embora se esteja assumindo uma forte redução no seu uso como energético, também pressionado pelos condicionantes ambientais.

Para o carvão mineral nacional, supôs-se uma orientação prioritária para a produção de energia elétrica em usinas situadas em boca de mina. No cenário alto, esta geração é complementada também pela utilização de carvão importado.

Em todos os cenários, o uso energético do carvão mineral deverá se orientar gradualmente para fontes de suprimento a partir do exterior, devido às características fortemente agressivas ao meio ambiente da maior parte da produção carvoeira nacional.

3. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BANCO CENTRAL DO BRASIL, Deptº Económico, Relatórios 1990 e 1991.
- [2] CARNEIRO, Dionísio; WERNECK, Rogério. Brasil: Growth Exercises for the Nineties. Texto para Discussão nº 226. Rio de Janeiro: PUC, agosto de 1989.
- [3] Public Savings, Private Investment and Growth Resumption in Brasil. Texto para Discussão nº 237. Rio de Janeiro: PUC, maio de 1992.
- [4] CASTRO, Antônio Barros de. O Brasil e as Economias de Crescimento Rápido. Estratégia Industrial e Retomada do Desenvolvimento. Como Evitar uma Nova Década Perdida. Fórum Nacional. Rio de Janeiro. José Olympio 1992.
- [5] CEMIG/Governo do Estado de Minas Gerais. Anais do Seminário sobre os Cenários de Economia e do Consumo Final de Energia até 2005 para Minas - 2ª Sessão Técnica: Cenários Demográficos e Consumo no Setor Residencial. Minas Gerais, dez 89.
- [6] ELETROBRAS, Plano 2015. Projeto 3 - Versão Preliminar - Perspectivas do Mercado e de Conservação de Energia Elétrica, abril 1992.
- [7] ELETROBRAS/DODC/DOD/DO. Cenários de Conservação de Energia Elétrica e Investimento por Região Geográfica - Versão Preliminar. Rio de Janeiro, 1991.
- [8] FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Conjuntura Económica. (vários números).
- [9] FUNDAÇÃO IBGE / Diretoria de Pesquisas - DPE/Deptº de Indústrias-DEIND. Pesquisa Industrial Mensal - Indicadores Conjunturais da Indústria. Rio de Janeiro.
- [10] FUNDAÇÃO IBGE. Nota Técnica DEME nº 662. Brasil - População e Estoque Domiciliar - 1970/2020 - Por Região e Unidade de Federação. Rio de Janeiro, setembro de 1987.
- [11] FUNDAÇÃO IBGE. Anuário Estatístico 1991
- [12] FUNDAÇÃO INSTITUTO DE PESQUISAS ECONÔMICAS - FIPE. Informações FIPE. (vários números).
- [13] GCPS/ELETROBRAS/MINFRA. Plano Decenal 1992-2001. Rio de Janeiro, 1992.
- [14] OCDE, National Accounts. Paris, 1991.
- [15] SEPLAN/SEST. Relatórios (vários).
- [16] SUMA ECONÔMICA. Editora Tama (vários números).
- [17] SOARES, M. D.; AZZOLONI, R. N.. IPARDES, Análise Conjuntural, Nota sobre os Resultados Preliminares do Censo de 91. Curitiba, jan/fev de 92.

4. EQUIPE

COORDENAÇÃO:

Carlos Alberto Carvalho Afonso
Sérgio Nilo Gomes Faria

EQUIPE TÉCNICA:

Cenários Econômicos:


Sérgio Nilo Gomes Faria
Solange Fernandes Pinheiro
Lúcia Maria S.R. Navegantes Oliveira

Cenários Energéticos:

José Domingos Gonzales Miguez (Petrobrás)
Rudérico Ferraz Pimentel
Sérgio Nilo Gomes Faria
Solange Fernandes Pinheiro

EDITORACÃO:

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS



PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 3
Perspectivas do Mercado
e da Conservação de Energia Elétrica

PLANO 2015

PROJETO 3

PERSPECTIVAS DO MERCADO E
DA
CONSERVAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
2. RESUMO	2
3. COMPORTAMENTO DO MERCADO	5
3.1 A Evolução Histórica	5
3.2 Consumo dos Autoprodutores	9
3.3 O Mercado de Energia Elétrica e a Economia	10
3.4 O Consumo das Principais Classes	12
3.5 O Consumo Segundo as Regiões Geográficas	22
4. A PREVISÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	24
4.1 Premissas Básicas	24
4.1.1 População e Domicílio	24
4.1.2 Cenários Econômicos	26
4.1.3 Grandes Consumidores Industriais	27
4.1.4 Autoprodução de Energia Elétrica	29
4.1.5 Tarifa de Energia Elétrica	30
4.2 Resultado das Previsões	32
4.2.1 Metodologia de Elaboração das Previsões	32
4.2.2 Os Mercados Potenciais	34
4.2.3 As Perspectivas de Conservação	35
4.2.4 Os Mercados Prováveis e os Cenários Econômicos	37
4.2.5 Previsão por Classe de Consumo	39
4.2.6 Previsão por Região Geográfica	45
4.2.7 Previsão de Mercado do Sistema Elétrico	51
4.2.7.1 Regiões Geoelétricas	51
4.2.7.2 Regiões Elétricas	52
4.2.8 As Previsões Atuais e o Plano 2010	61
4.2.9 Comparações Internacionais	61
5. EQUIPE	67

1. INTRODUÇÃO

O Projeto J tem como primeiro objetivo analisar a evolução recente e o panorama atual do mercado de energia elétrica do País por classe de consumo e por região, bem como caracterizar os fatores determinantes para a evolução desta variável. O segundo objetivo é o de elaborar as previsões de mercado de energia elétrica até o ano 2015 para os cenários macro-econômicos definidos no Projeto 2 - "O Setor de Energia Elétrica e a Economia Brasileira-Inserção e Perspectivas", a partir de premissas estabelecidas como referência, inclusive as perspectivas de conservação de energia elétrica estabelecidas pelo "Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica" - PROCEL. O item 3, "Comportamento do mercado", cobre a primeira finalidade do projeto, onde se analisa o crescimento histórico, o relacionamento do mercado com a economia e o comportamento por classe de consumo e por regiões. O item 4, "A previsão do mercado de energia elétrica" apresenta, a partir dos cenários macroeconômicos de referência e das premissas básicas que as embasam, as previsões de mercado (sem conservação e com conservação) por classe de consumo, por região e por concessionária. São feitas ainda comparações com as previsões do Plano 2010 e com o comportamento do mercado hoje verificado em outros países.

2. RESUMO

Da análise das séries históricas da evolução do mercado brasileiro ao longo de quatro décadas - 1950 a 1990 - depreende-se que, inicialmente, grande parte da população do País não dispunha do serviço de eletricidade; em diversas regiões o atendimento era precário, a economia nacional se via prejudicada em seu potencial de crescimento por falta de serviço elétrico adequado.

Ao longo daquele período, o mercado atendido pelas concessionárias foi multiplicado por 34 chegando a 200 TWh; o crescimento do número de consumidores residenciais foi de 17 vezes, chegando a 26 milhões de ligações, correspondendo a uma taxa de atendimento domiciliar de 87%. Hoje praticamente todo o território urbano nacional e todos os setores de atividade dispõem do serviço de eletricidade e o atendimento é satisfatório, a menos dos sistemas isolados da região Norte, tendo havido ainda significativo ganho de participação das regiões economicamente menos favorecidas.

Essa penetração da eletricidade, fruto da procura dos consumidores e da disponibilidade de energia, fez com que o crescimento do consumo sempre ficasse acima do crescimento da economia, resultando em elasticidades maiores que a unidade e intensidades energéticas crescentes, no tocante à eletricidade em relação ao PIB.

As previsões de mercado, que consideram as estimativas de conservação, para o período de vinte e cinco anos - 1990 a 2015 - foram feitas com base em quatro alternativas de cenários econômicos para o País, indicados na Tabela 2.1, a seguir.

TABELA 2.1
PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DO PIB E DO
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

	1990	2015			
		CENÁRIOS			
		I	II	III	IV
PIB (10 ⁹ US\$)*	320,0	722,4	851,6	1.124,5	1.295,7
Taxa de crescimento 1990/2015 (% a.a.)	-	3,3	4,0	5,2	5,8
MERCADO (TWh)**	210,3	563,0	631,3	731,4	826,4
Taxa de crescimento (% a.a.)	-	4,0	4,5	5,1	5,6
ELASTICIDADES	-	1,21	1,13	0,98	0,97

(*) US\$ de 1988 (**) inclui autoprodução que representou 10,4 TWh em 1990, mas exclui fornecimentos interruptíveis.

Ressalte-se que, a depender do cenário macroeconômico, o mercado previsto para 2015 pode ficar entre 563,0 e 826,4 TWh. Para os cenários de crescimento econômico baixo prevalecem as características inerciais do mercado, cuja demanda por energia elétrica tende a apresentar crescimento maior que o da economia, resultando em elasticidades maiores que a unidade, mesmo havendo conservação de energia elétrica.

Na elaboração destes mercados, as hipóteses mais importantes são:

- crescimento real dos níveis tarifários, chegando à média de 67 US\$/MWh;
- resultados efetivos da política de conservação do PROCEL que economizaria em 2015, respectivamente 11, 12, 14 e 15% dos mercados I, II, III e IV;
- diminuição dos atuais níveis de exportação de grandes consumidores industriais, principalmente eletrointensivos que voltam-se mais para o mercado interno.

No que concerne ao atendimento domiciliar, espera-se que sejam feitas em média 1,06/1,18/1,34 e 1,36 milhão de novas ligações ao ano, respectivamente nos cenários I, II, III e IV. Com estes acréscimos de número de consumidores, todos os domicílios do País estarão atendidos no ano 2005 no cenário IV e no ano 2010 no cenário III. Nos cenários I e II o atendimento chega a, respectivamente, 90 e 96% em 2015.

Quanto ao papel dos autoprodutores industriais, espera-se que os mesmos aumentem suas participações dos 5% atuais para respectivamente 5,4 6,5 9,2 e 11,2% dos mercados I, II, III e IV em 2015. Assim sendo, o mercado a ser atendido pelas concessionárias pode ser visto na Tabela 2.2, a seguir:

**TABELA 2.2
PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DO MERCADO
DE ENERGIA ELÉTRICA DAS CONCESSIONÁRIAS**

	1990	2015			
		CENÁRIOS			
		I	II	III	IV
MERCADO (TWh)	199,9 (*)	534,1	593,0	661,9	743,3
TAXA DE CRESCIMENTO (% a.a.)	-	4,0	4,4	4,9	5,4

(*) Exclui autoprodução, fornecimento interruptível e bombeamento da Light.

Comparando-se estas previsões com aquela do último plano de longo prazo do setor elétrico - Plano 2010 - elaborado em 1987, são encontrados significativos atrasos de realizações. Os cenários I, II, III e IV prevêem valores de mercado, para o ano 2010, que pelo último plano realizar-se-iam respectivamente com 9, 8, 5 e 3 anos de antecedência.

Estes atrasos são, em parte, resultantes da crise econômica vivida nos últimos anos e das perspectivas macroeconômicas dos cenários I, II, III e IV, mais conservadoras do que aquelas formuladas no Plano 2010.

3. COMPORTAMENTO DO MERCADO

3.1 A EVOLUÇÃO HISTÓRICA

A introdução da energia elétrica no Brasil se deu a partir do final do século passado. Durante a primeira metade deste século o serviço de eletricidade foi sendo gradativamente implantado em cidades grandes e pequenas, tendo se desenvolvido uma legislação específica para o Setor, onde se destacam o Código de Águas, promulgado em 10 de julho de 1934, através do Decreto nº 26.234 e o Decreto nº 41.019, de fevereiro de 1957. Somente após as sucessivas regulamentações é que foi possível sistematizar e uniformizar um conjunto de dados estatísticos detalhados e confiáveis nas diversas empresas concessionárias do País.

No que se refere ao mercado de energia elétrica, apenas a partir do ano de 1950 é que foi possível a obtenção de estatísticas no nível de detalhe requerido, e isso graças a um esforço empreendido recentemente pelo SIESE - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica.

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam os dados de mercado de energia elétrica realizados nos anos de 1950, 60, 70, 80 e 90 para o total do País, regiões e principais classes de consumo. Durante a década de 50 e primeira metade dos anos 60, a demanda não pôde ser satisfatoriamente atendida devido principalmente à insuficiente capacidade de geração, mas também à precariedade dos sistemas de transmissão e distribuição, acarretando constantes interrupções de fornecimento e racionamentos.

Anteriormente à eclosão da 2ª Guerra Mundial, o mercado de energia elétrica do Brasil era atendido primordialmente por dois grandes grupos estrangeiros - LIGHT (Canadense) e AMFORP (Norte-americano) - que somados respondiam por mais de 85% do consumo de eletricidade do País. As principais cidades brasileiras formavam a área de concessão dessas empresas que, principalmente após a promulgação do Código de Águas, passaram a elevar parcimoniosamente a capacidade instalada de suas usinas e a investir da mesma forma em transmissão e distribuição. A maior parte dos grandes projetos industriais de então era viabilizada através da autoprodução. Apesar desse Tabela, nas localidades não servidas por esses grandes grupos - com algumas exceções - o serviço de eletricidade era ainda menos abrangente e ficava a cargo de empresas privadas nacionais e autarquias municipais e/ou estaduais, apresentando aquelas geralmente, melhores resultados do que estas.

No final dos anos 40 e começo dos 50, um processo de crescimento econômico, principalmente no setor industrial começa a ganhar vulto, especialmente no eixo Rio-São Paulo. Esse fenômeno que se traduziu pela elevação nos investimentos em bens de capital e no consumo crescente de bens duráveis para atender à demanda repressada do pós-guerra, encontra os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do País praticamente estagnados. A consequência foi uma enorme repressão da demanda, ainda mais agravada pelas condições hidrológicas desfavoráveis desse período.

TABELA 3.1
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA POR REGIÃO
CONSUMO, ESTRUTURA E TAXAS DE CRESCIMENTO (*)

CONSUMO (GWh)					
REGIÕES	1950	1960	1970	1980	1990
NORTE	16,1	80,3	365,6	1.893,7	8.804,0
NORDESTE	267,4	896,2	3.105,0	14.133,5	31.370,2
SUDESTE	5.112,1	13.855,5	28.379,1	80.745,1	123.951,4
SUL	397,0	1.249,8	3.626,6	14.062,4	28.199,2
C.OESTE	23,1	79,8	639,6	3.423,5	8.447,7
BRASIL	5.835,7	16.161,6	36.115,9	114.258,2	200.772,5

ESTRUTURA DO MERCADO (%)					
	1950	1960	1970	1980	1990
NORTE	0,3	0,5	1,0	1,7	4,4
NORDESTE	4,6	5,5	8,6	12,4	15,6
SUDESTE	87,9	85,7	78,6	70,7	61,7
SUL	6,8	7,7	10,0	12,3	14,0
C.OESTE	0,4	0,5	1,8	3,0	4,2
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

TAXAS MÉDIAS ANUAIS DE CRESCIMENTO (%)					
	1950/60	1970/60	1970/80	1980/90	1950/90
NORTE	17,4	16,4	17,9	16,6	17,1
NORDESTE	12,9	13,2	16,4	8,3	12,7
SUDESTE	10,4	7,4	11,0	4,4	8,3
SUL	13,2	11,2	18,3	9,5	11,2
C.OESTE	12,2	23,1	14,5	7,2	15,9
BRASIL	10,7	8,4	12,2	5,8	9,2

(*) Exclusivo autoprodutores e fornecimento interruptível. inclui bombeamento da Light.

TABELA 3.2
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSES DE CONSUMO
ESTRUTURA E TAXAS DE CRESCIMENTO (*)

CONSUMO (GWh)					
CLASSES	1950	1960	1970	1980	1990
RESIDENCIAL	1.249,2	3.444,9	8.407,0	23.230,8	48.050,3
COMERCIAL	794,9	2.303,5	5.174,7	13.734,3	23.818,1
INDUSTRIAL	2.417,6	7.047,4	16.152,0	61.534,0	99.873,0
OUTRAS	1.374,0	3.365,8	6.382,2	15.759,1	29.031,1
TOTAL	5.835,7	16.161,6	36.115,9	114.258,2	200.772,5
No. DE CONSUM. RESIDENCIAIS (10 ³)	1.540	3.580	6.823	14.617	26.401
ESTRUTURA DO MERCADO (%)					
	1950	1960	1970	1980	1990
RESIDENCIAL	21,4	21,3	23,3	20,3	23,9
COMERCIAL	13,6	14,3	14,3	12,0	11,9
INDUSTRIAL	41,4	43,6	44,7	53,9	49,7
OUTRAS	23,5	20,8	17,7	13,8	14,5
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TAXAS MÉDIAS ANUAIS DE CRESCIMENTO (%)					
	1950/60	1960/70	1970/80	1980/90	1950/90
RESIDENCIAL	10,7	9,3	10,7	7,5	9,6
COMERCIAL	11,2	8,4	10,3	5,7	8,9
INDUSTRIAL	11,3	8,6	14,3	5,0	9,7
OUTRAS	9,4	6,6	9,5	6,3	7,9
TOTAL	10,7	8,4	12,2	5,8	9,2
No. DE CONS. RES.	8,8	6,7	7,9	6,1	7,4

(*) Exclusive autoprodutores e fornecimento interruptível, inclui bombeamento da Light.

Todos esses fatos vieram a prejudicar o desenvolvimento da economia brasileira na 1ª metade dos anos 50 e motivaram a criação de instrumentos destinados a capitalização do Setor, como o Fundo Federal de Eletrificação - via Imposto Único Sobre Energia Elétrica (Lei 2308 de 31-08-54) - e a presença cada vez maior do Estado, mediante a construção de hidrelétricas de grande porte como as de Paulo Afonso, Três Marias e Furnas. Essa maior participação governamental, quer federal, quer estadual, foi singularmente marcada pela criação da ELETROBRAS e pela aquisição do controle acionário das empresas do Grupo AMFORP e da LIGHT (em 1979), que ensejou o atual arranjo institucional do Setor Elétrico brasileiro.

No período 1950/55, o consumo total de energia elétrica do Brasil cresceu a uma taxa média de 9,9% ao ano, com a região Sudeste (87,9% do País) registrando 9,7%. Já no quinquênio 1955/60, houve investimentos em usinas térmicas e a construção da UHE Furnas no Sudeste, a entrada em operação da usina de Paulo Afonso no Nordeste e de outras hidrelétricas, construídas por empresas estatais, além de outras medidas, que garantiriam o atendimento a um mercado reprimido que cresceu assim mesmo a uma taxa de 11,6% ao ano, reflexo dos anos de euforia do Governo Kubitschek. Nesse período destacam-se acréscimos de respectivamente 24,6% a.a. e 18,1% a.a. nas regiões Norte e Nordeste, também por atendimento da demanda até então reprimida.

Com o início de operação da usina de Paulo Afonso, o Nordeste que representava 4,2% do consumo do Brasil em 1955, aumenta sua participação para 5,5%, em 1960. No quinquênio 1960/65, a taxa de crescimento do consumo total do País foi de 6,8% a.a. - 5,7% no Sudeste - em função dos problemas políticos e econômicos dessa época, tendo como exceção uma expansão de 28,3% a.a. na região Centro-Oeste, em razão da construção e implantação de Brasília como nova Capital Federal.

Como pode ser visto na Tabela 3.2, entre 1950 e 1970 a penetração da energia elétrica se deu em todas as classes de consumo. A classe residencial ganhou participação, em razão, principalmente, do grande número de novas ligações que foram feitas no período, chegando em 1970 com 6,8 milhões de residências ligadas. Apesar do expressivo crescimento do número de consumidores, a taxa de atendimento nesse ano ainda apresentava-se modesta, da ordem de 37%, ou seja 11,6 milhões de domicílios não dispunham de serviços de eletricidade. O consumo médio por consumidor residencial, também cresceu, passando de 811 kWh/ano em 1950 para 1232 kWh/ano em 1970, resultando numa taxa de 2,1% a.a..

O consumo industrial por sua vez, foi o que mais aumentou sua participação em relação ao consumo total, passando de 41,4% em 1950, para 44,7% em 1970, correspondendo a um crescimento médio anual de 10%. Todavia, em 1955 esta classe de consumo atingiu sua participação mais baixa, ao representar apenas 38,9% do consumo total.

A classe industrial, no período em análise representava uma produção de bens voltada para o mercado interno, cujo objetivo era substituir as importações e por isso pouco contribuía com as exportações, à exceção da indústria extrativa mineral. Devido às restrições de oferta e ao racionamento existente, a atividade industrial, nessa época, contava com capacidade de geração própria, boa parte dela de derivados de petróleo, que complementava, e em muitos casos até supria completamente seus requisitos.

Observe-se que os valores das Tabelas 3.1 e 3.2 incorporam o consumo do sistema de bombeamento Vigário-Santa Cecília da LIGHT, que integra a operação dessa concessionária dentro da região Sudeste.

3.2 CONSUMO DOS AUTOPRODUTORES

As estatísticas de geração e consumo dos autoprodutores estão consolidadas para o período 1950/70, em razão do já citado trabalho da recuperação de dados efetivado pelo SIESE. Já para o período que vai de 1971 a 1990, os valores são ainda preliminares, embora tal fato não deva prejudicar as análises que aqui serão feitas, porque as alterações que venham a sofrer não modificarão as suas ordens de grandeza. O consumo mostrado a seguir se refere a todos os autoprodutores do País, tanto os que possuem geração hidráulica, como térmica.

TABELA 3.3
BRASIL
Consumo dos Autoprodutores

Ano	GWh	% de Mercado Total
1950	737,3	11,2
1960	1.644,5	9,2
1965	2.547,2	10,2
1970	3.429,8	8,7
1975	4.713,0	6,8
1980	8.023,0	6,6
1985	8.327,0	5,1
1990	10.448,0	5,0

A Tabela 3.3 mostra a energia elétrica consumida pelos autoprodutores, em anos selecionados. É possível verificar que esse segmento representava 11,2% do mercado total em 1950, caindo para 9,2% em 1960, quando a capacidade instalada das concessionárias foi sensivelmente aumentada. Em 1970, este percentual já é de 8,7%. Com o choque do petróleo em 1973, a autoprodução vai para 6,8% do mercado em 1975 e 6,6% em 1980. Na "década perdida", essa participação declina ainda mais até atingir 5%, em 1990.

TABELA 3.4
BRASIL
Taxas Anuais de Crescimento do
Consumo dos Autoprodutores

PERÍODO	% a.a
1950/60	8,4
1960/65	9,2
1965/70	6,1
1970/75	6,6
1975/80	11,2
1980/85	0,8
1985/90	4,6
1950/90	6,9

Pela Tabela 3.4, tem-se que entre 1950 e 1990 o consumo dos autoprodutores cresceu a uma taxa de 6,9% a.a., muito inferior aos 9,2% a.a. do consumo total das concessionárias. O maior crescimento ocorreu entre 1975 e 1980, com 11,2% a.a. onde se destaca a entrada de um grande produtor: a fábrica de celulose do Projeto Jari, em 1980. Ainda assim, esse percentual foi inferior aos 12,2% a.a. de acréscimo do consumo das empresas. A rigor a maior expansão da geração dos autoprodutores - apesar do encarecimento dos derivados de petróleo na década de 70 - foi de 1950 a 1980, com um crescimento anual de 8,3%. Para esse resultado, contribuíram alguns setores onde a autogeração vinha se destacando, como a indústria de alumínio em São Paulo, usinas de açúcar e álcool, refinarias da Petrobrás e a Copene na Bahia, dentre outros.

3.3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E A ECONOMIA

A partir da década de 70, quando a disponibilidade de energia elétrica já não se constituía mais em fator impeditivo ao desenvolvimento econômico e social do País, o comportamento do mercado de energia elétrica, vis-a-vis ao desempenho da economia e de outros setores energéticos, passa a ter uma relação possível de ser examinada estatisticamente.

A Tabela 3.5 apresenta os consumos de energia global e energia elétrica, o valor do PIB e os índices de crescimento, elasticidade-renda e participação, de 1970 a 1990.

A primeira constatação é o notável crescimento do consumo de energia elétrica em todo o período, tendo como resultado o aumento da intensidade energética, elasticidades-renda maiores do que a unidade e sensível elevação da participação da energia elétrica no consumo energético global.

Além destes fatores, a utilização de energia elétrica entre 1970 e 1990, foi feita com maior racionalidade, reflexo de que hoje existe uma conscientização maior por parte dos usuários. Por outro lado, apesar de ainda existir um potencial de conservação grande, os aparelhos eletrodomésticos e os equipamentos industriais existentes em 1990 apresentam consumos específicos menores do que aqueles de 1970. Desta forma, o crescimento do mercado de energia elétrica foi consequência dos seguintes fatos: aumento do estoque de equipamentos elétricos (industrial e domiciliar); penetração crescente da eletricidade na modernização de diversos setores da economia; crescimento populacional e expansão contínua da taxa de urbanização; e extensão e difusão da eletricidade nas áreas rurais.

Estes fatores têm mais do que compensado a tendência à redução do consumo devido à disponibilidade de tecnologias cada vez mais eficientes no uso da energia elétrica e explicam o comportamento da relação entre o crescimento do consumo e do PIB, que se aproxima da unidade nos ciclos mais dinâmicos da economia, e que tende a crescer, chegando mesmo a alcançar valores extremamente elevados nos períodos de estagnação ou recessão.

Como pode ser deduzido da Tabela 3.5, ao crescimento de 8,7% a.a. no consumo total (com autoprodutores) das duas últimas décadas correspondeu um acréscimo de 5% do PIB, resultando numa elasticidade-renda de 1,74. Pela Tabela 3.6, que seleciona períodos característicos da economia brasileira, observa-se que as classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural e governo, mostraram taxas de crescimento de, respectivamente, 9,1%, 9,5%, 7,9% e 6,8% a.a., todas elas registrando elasticidades em relação ao PIB, acima da unidade.

TABELA 11
 BRASIL
 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA
 ENERGIA E PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)

ANOS	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (TWh)	CRESCIMENTO ANUAL (% a.a.)	CONSUMO ENERGIA (10 ⁶ TEP)	CRESCIMENTO ANUAL (% a.a.)	PIB (10 ⁹ US\$1990)	CRESCIMENTO ANUAL (% a.a.)	ELASTICIDADE		PARTICIPAÇÃO DA ENERG. ELÉTRICA NO CONSUMO TOTAL ENERGÉTICO (%)
							ENERGIA	ENERGIA ELÉTRICA	
1970	39,3	...	67,6	...	120,6	16,9	0,33
1971	44,1	11,6	72,4	7,3	134,3	11,3	0,60	1,00	0,33
1972	49,1	11,3	77,2	6,9	150,3	11,9	0,55	0,95	0,33
1973	56,2	14,3	84,2	9,1	171,2	14,0	0,65	1,03	0,33
1974	62,7	11,6	89,5	6,4	182,2	8,2	0,78	1,41	0,31
1975	69,1	10,2	93,5	4,4	194,9	5,2	0,85	1,96	0,35
1976	78,4	13,5	100,0	6,9	215,0	10,3	0,87	1,31	0,36
1977	88,0	12,2	104,7	4,8	225,5	4,9	0,98	2,49	0,39
1978	96,1	11,5	110,7	5,7	236,8	5,0	1,14	2,30	0,41
1979	110,5	13,8	118,2	6,8	252,9	6,8	1,00	1,85	0,44
1980	122,3	10,7	122,2	3,4	276,3	9,2	0,37	1,16	0,41
1981	135,6	2,7	118,8	-2,3	284,1	-4,4	0,52	-0,02	0,47
1982	133,1	6,0	122,4	2,5	265,7	0,6	4,17	10,00	0,49
1983	140,1	5,3	125,8	2,8	256,7	-3,4	-0,82	-1,56	0,54
1984	150,6	7,5	134,6	4,5	270,3	3,3	1,23	1,43	0,57
1985	161,9	7,5	141,8	5,7	291,9	8,0	0,71	0,94	0,58
1986	179,2	10,7	149,7	5,7	313,8	7,5	0,76	1,43	0,59
1987	190,1	6,1	150,2	4,3	325,1	3,6	1,19	1,69	0,58
1988	198,4	4,4	159,7	2,2	324,8	-0,1	-23,00	-41,00	0,63
1989	207,5	4,6	163,6	2,1	335,2	3,2	0,86	1,44	0,63
1990	211,2	1,8	159,7	-2,0	370,0	-4,3	0,44	-1,92	0,66

(*) Inclui os Consumo dos Autoprodutores.

FONTE: DIFP/ELÉTRICORRÁS
 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 1991 - ANO BASE 1990 - PG.14
 IBGE

Além disto, mesmo em períodos recessivos, como de 1979 a 1983 e de 1986 a 1990, o crescimento do mercado de energia elétrica manteve-se significativamente elevado, com a ocorrência de elasticidades-renda muito altas, como pode ser visto na Tabela 3.7. Em 1990, por exemplo, houve a maior queda histórica do PIB, -4,26%, enquanto que o consumo total (sem autoprodutores) cresceu 2,8%. Nesses períodos de crise o consumo da classe industrial é sempre afetado, porém o seu crescimento não diminui proporcionalmente à queda do PIB. Estes dados indicam a existência de uma componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica que induz o seu crescimento, mesmo com a economia em crise.

Observe-se ainda que, após 1973, predominou para o setor elétrico uma política tarifária contracionista, que repercutiu sobre todas as classes de consumo. Embora outros fatores tenham ponderação mais representativa para explicar a dinâmica do mercado de energia elétrica no período, certamente a queda na tarifa média contribuiu para o aumento do consumo, deslocando outros energéticos, principalmente derivados de petróleo, na indústria, inibindo a racionalização do seu uso e incentivando a implantação de unidades produtoras mais intensivas em eletricidade.

3.4 CONSUMO DAS PRINCIPAIS CLASSES

RESIDENCIAL

Dentro da estrutura do mercado é a segunda classe em importância, correspondendo em 1990, a quase 24% do consumo total.

Nas Tabelas anteriores foi visto que este consumo apresentou um crescimento de 9,6% a.a., de 1950 a 1990, bastante superior ao da economia, que se situou em torno dos 5,9% a.a. Isto é resultado, por um lado, do grande número de ligações de consumidores efetuadas no período - cerca de 25 milhões - em razão da expansão das redes de distribuição de energia elétrica que acompanhou a crescente urbanização que vem se verificando no País. Hoje cerca de 31,4 milhões de domicílios são atendidos pelas empresas do Setor (segundo pesquisas do IBGE), o que significa quase 87% de taxa de atendimento como pode ser visto na Tabela 3.8. Mesmo assim mais de 3,4 milhões de residências ainda não dispõem de serviços de energia elétrica. Regionalmente a discrepância continua existindo, pois a taxa de atendimento domiciliar atinge os seguintes percentuais, nas diferentes regiões: Sudeste (97,3%), Sul (93,5%), Centro-Oeste (85,9%), Nordeste (71,0%) e Norte (57,5%).

Houve também um aumento do consumo médio por consumidor que, entre 1950 e 1990, cresceu a uma taxa média de 2% a.a., chegando em 1990 a 150 kWh/mês. O principal responsável por este aumento foi a crescente utilização de aparelhos eletrodomésticos nas residências. A indústria eletro-eletrônica contabiliza só nos últimos três anos a venda de 25 milhões de aparelhos, em média a cada ano, superando por larga margem os valores registrados anteriormente. Este consumo médio por consumidor ainda é baixo se for comparado com os valores relativos à classe média, de cerca de 350 kWh/mês, ou com o verificado em países desenvolvidos.

TABELA 3.6
BRASIL
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE (*)

ANOS	RESID.	COMERC.	TWh		RURAL GOVERNO	TOTAL
			INDUST.			
1970	8,4	5,2	16,2	0,3	6,0	36,1
1973	10,9	7,3	25,7	0,5	7,7	52,1
1979	21,1	12,7	55,4	1,6	12,5	103,3
1983	29,7	16,6	66,3	3,2	16,6	132,4
1986	35,8	19,5	90,3	5,0	19,3	169,9
1990	48,1	23,8	99,9	6,7	22,3	200,8

TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS (% a.a.)

1970 - 1973	9,1	12,0	16,6	18,6	8,7	13,0
1973 - 1979	11,6	9,8	13,7	20,3	8,3	12,1
1979 - 1983	8,9	7,0	4,6	19,0	7,4	6,4
1983 - 1986	6,3	5,3	10,9	15,8	5,2	8,6
1986 - 1990	6,9	4,8	4,4	8,4	4,2	5,1
1970 - 1990	9,1	7,9	9,5	16,8	6,8	9,0

PARTICIPAÇÃO POR CLASSE DE CONSUMO (%)

1970	23,3	14,4	44,9	0,8	16,6	100,0
1973	20,9	14,0	49,3	1,0	14,8	100,0
1979	20,4	12,3	53,6	1,5	12,1	100,0
1983	22,4	12,5	50,1	2,4	12,5	100,0
1986	21,1	11,5	53,1	2,9	11,4	100,0
1990	24,0	11,9	49,8	3,3	11,1	100,0

(*) Exclusive autoprodutores e fornecimentos intermitentes.

TABELA 3.7
BRASIL
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E PIB
TAXAS GEOMÉTRICAS MÉDIAS ANUAIS (% a.a.)

PERÍODO	CONSUMO TOTAL	PROD. INT. BRUTO	TARIFA	ELASTICIDADE
	ENERGIA ELÉTRICA(*)	PIB	MÉDIA	RENDA
	(A)	(B)	(C)	(A/B)
1970 - 1973	13,0	12,4	2,6	1,05
1973 - 1979	12,1	6,7	-4,3	1,81
1979 - 1983	6,4	0,4	-3,9	16,00
1983 - 1986	8,6	6,9	-4,8	1,25
1986 - 1990	5,1	0,6	-2,9	8,50
1980 - 1990	6,0	1,5	-3,7	4,00
1970 - 1990	9,0	5,0	-2,9	1,80

(*) Exclusive autoprodutores e fornecimentos intermitentes.

TABELA 3.8
BRASIL
CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ÍNDICES BÁSICOS
1970/1990

ANOS	CONSUMO (GWh)	Nº de Consumidores* 10 ³	Consumo por Consumidor (kWh/ano) 10 ³	Nº Total de Domicílios (%)	Taxa de Atend. p/Medidor* (%)	Taxa de Atend. Domic. **
1970	8.407	6.823,3	1.232	18.434,2	37,0	45,0
1971	9.139	7.159,6	1.276	19.044,7	37,6	47,0
1972	9.849	7.674,1	1.283	19.691,5	39,0	49,0
1973	10.919	8.315,5	1.313	20.374,5	40,8	52,0
1974	11.998	8.884,7	1.350	21.093,6	42,1	55,0
1975	13.208	9.474,8	1.394	21.849,3	43,4	58,0
1976	14.842	10.365,8	1.432	22.640,6	45,8	61,0
1977	17.122	11.326,8	1.512	23.468,4	48,3	62,0
1978	18.787	12.298,1	1.535	24.332,3	50,5	63,0
1979	21.098	13.392,5	1.575	25.232,5	53,1	65,0
1980	23.277	14.556,3	1.599	26.168,9	55,6	66,0
1981	25.060	15.732,5	1.593	27.141,5	58,0	72,0
1982	27.078	17.128,9	1.581	28.150,3	60,8	74,0
1983	29.747	18.378,3	1.619	29.195,2	62,9	75,0
1984	30.948	19.487,2	1.588	30.276,4	64,4	76,0
1985	32.670	20.714,3	1.577	31.327,8	66,1	79,0
1986	35.780	21.948,6	1.630	32.330,7	67,9	80,0
1987	38.407	23.006,2	1.669	33.341,4	69,0	81,0
1988	40.564	24.037,3	1.688	34.354,8	70,0	83,0
1989	43.718	25.327,6	1.726	34.577,4	73,2	85,0***
1990	48.050	26.401,0	1.820	34.800,0	75,9	87,0***

(*) Cada consumidor corresponde a um medidor.

(**) Pesquisas do IBGE demonstram que há medidor atendendo a mais de um domicílio.

(***) Preliminar.

A Tabela 3.9 revela que entre 1985 e 1990, mesmo atravessando um período recessivo na economia, houve um ganho no consumo médio. As faixas de consumo que mais cresceram foram aquelas de 300 kWh/mês para cima. Por exemplo, a faixa de 301 a 400, aumentou seu consumo em 13,5% a.a. e a de mais de 400, em 13,3% a.a. Essa tabela também mostra que o grande número de consumidores em faixas inferiores de consumo - apesar da migração para faixas superiores entre 1985 e 1990 - faz com que haja um grande potencial de crescimento do consumo médio residencial, o que pode vir a ocorrer subitamente com a melhoria da distribuição de renda da população.

Mesmo que as políticas de conservação de energia elétrica tenham total êxito, o consumo residencial ainda deverá continuar crescendo até que o consumo médio por consumidor atinja valores próximos aos da classe média e prosseguirá sua trajetória para chegar perto dos padrões dos países desenvolvidos, embora num prazo bastante distante.

Todavia, o principal responsável pela expansão do consumo residencial nos últimos 40 anos, foi o número de consumidores que de 1950 a 1990 cresceu a uma taxa de 7,4% a.a. em função do acréscimo populacional, da urbanização crescente e dos planos e programas das concessionárias na ligação de consumidores de baixa renda.

Ao longo da década de 80, embora o PIB tenha aumentado a uma taxa de 1,5% a.a. o consumo residencial cresceu 7,5% a.a., resultado do comportamento do consumo médio por consumidor residencial, que cresceu 1,3% a.a. e da ligação de 1,2 milhões de consumidores em média a cada ano. Este fato comprova a existência de uma inercialidade desta classe de consumo frente ao desempenho da economia. Além das razões anteriormente mencionadas, justificando tal comportamento, existe o recente efeito da economia informal que faz com que atividades industriais e comerciais sejam exercidas nas residências.

INDUSTRIAL

De 1950 a 1990 (Tabela 3.2), o consumo industrial cresceu a uma taxa de 9,7% a.a., isto é superior aos 9,2% a.a. do consumo total. Em consequência, a participação industrial evoluiu de 41,4% em 1950 para 53,9% em 1980, reduzindo-se para 49,7% em 1990. A década de maior expansão do consumo industrial foi a de 70, com 14,3% a.a. de aumento, vindo a seguir a de 50, com 11,3% a.a., ambos períodos de grande expansão na economia do País.

Nos anos setenta o parque industrial brasileiro passou por profundas transformações em razão do desencadeamento de um processo de implantação de indústrias que possibilitou não só a substituição das importações de insumos básicos, bens intermediários e de produtos acabados, como também a utilização de tecnologias modernas que permitiriam um aumento de produtividade e de competitividade de produtos brasileiros. Boa parte desses novos investimentos e ampliações era formada por grandes consumidores de energia elétrica, cujas características eram ou o grande volume de produção, ou o processo eletrointensivo.

TABELA 3.9
BRASIL
CONSUMO E NÚMERO DE CONSUMIDORES RESIDENCIAIS
POR FAIXA DE CONSUMO

1985

CONSUMO MENSAL POR CONSUMIDOR (GWh)	CONSUMO (GWh)	DISTRIBUIÇÃO (%)		Nº DE CONSUMIDORES 10 ⁴	DISTRIBUIÇÃO (%)	
		SIMP.	ACUM.		SIMP.	ACUM.
0 a 100	5.977,8	18,4	18,4	9.644	48,1	48,1
101 a 200	11.769,8	36,1	54,5	6.887	34,4	82,5
201 a 300	6.338,3	19,5	74,0	2.188	10,9	93,4
301 a 400	2.907,6	8,9	82,9	707	3,5	96,9
+ 400	5.567,6	17,1	100,0	625	3,1	100,0

1990

CONSUMO MENSAL POR CONSUMIDOR (GWh)	CONSUMO (GWh)	DISTRIBUIÇÃO (%)		Nº DE CONSUMIDORES 10 ⁴	DISTRIBUIÇÃO (%)	
		SIMP.	ACUM.		SIMP.	ACUM.
0 a 100	6.630,9	13,8	13,8	11.229	42,6	42,6
101 a 200	15.232,2	31,7	45,5	9.172	34,7	77,3
201 a 300	10.330,7	21,5	67,0	3.520	13,3	90,6
301 a 400	5.477,7	11,4	78,4	1.275	4,8	95,4
+ 400	10.378,8	21,6	100,0	1.205	4,6	100,0

Bens como aço, alumínio, não ferrosos em geral, etc., possuíam índices de importação de até 40% no início da década de 70, chegando uma década após, a representar cerca de 15% das exportações. A produção de alguns destes bens teve taxas de crescimento de até 20% a.a. no período. Além disso, a indústria tradicional voltada para bens de consumo, como alimentos, bebidas, produtos têxteis, etc., registrou um desempenho bastante expressivo em resposta ao crescimento econômico e ao aumento da renda da população nesta década. O produto industrial que era estimado em $39,1 \times 10^9$ US\$ (88) em 1970, passou para $109,4 \times 10^9$ US\$ (88) em 1980, representando um incremento de 10,8 % a.a.

A disponibilidade de energia elétrica se antecipou à demanda industrial, não tendo sido, portanto, um obstáculo ao processo de desenvolvimento econômico, ao contrário do ocorrido na década de 50.

A industrialização voltada para o processo de substituição de importações e evolução tecnológica, bem como a expansão do setor tradicional foram os principais responsáveis pelo crescimento de 14,3% a.a. do mercado de energia elétrica. Este resultado é bastante superior aos acréscimos de 8,6% a.a. da economia e de 10,8% a.a. da produção industrial.

Na década de 80, o comportamento da indústria nacional foi diferente. O processo recessivo vivido pelo País fez com que o setor tradicional diminuísse seu ritmo de expansão. No entanto, grandes projetos das indústrias de transformação que tinham sido definidos na década anterior, entraram em operação. Estas empresas, não conseguindo colocar seus produtos no mercado interno, voltaram-se para a exportação em um momento bastante favorável em que havia receptividade do mercado externo. A receita proveniente destas exportações contribuiu para minimizar os efeitos recessivos vividos pela economia brasileira nessa década.

Nesse processo, destacam-se dois ramos industriais, alumínio e ferro-ligas não só por serem eletrointensivos, como também por terem suas expansões voltadas tanto para suprir o mercado interno, como também para o externo.

O comportamento destes gêneros industriais e de outros mais, contribuiu para o crescimento do consumo industrial, de 5% a.a. nesta década, contra 1,5% a.a. do PIB e 1,4% a.a. do produto industrial. A Tabela 3.10 apresenta os valores do consumo industrial de setores selecionados.

As principais indústrias consumidoras de energia elétrica são mostradas na tabela 3.11. Elas representam cerca de 69,1% do consumo industrial brasileiro. Para sete destes ramos é possível um acompanhamento praticamente individual.

Peia Tabela 3.12 nota-se que o conteúdo de energia elétrica exportada diretamente através destas indústrias aumentou significativamente. Embora 1990 seja um ano atípico porque a recessão elevou forçosamente o nível das exportações, verifica-se que a energia embutida neste montante exportado representou 20% do consumo industrial de energia elétrica do País, contra 5% em 1980. Do acréscimo de 40.606 GWh no mercado industrial entre 1980 e 1990, 18.600 GWh o foram em razão das exportações. Outros ramos industriais como extrativa mineral, agro-industrial, etc., também colaboraram com a exportação de energia elétrica via produtos primários, porém estimativas indicam que os gêneros da citada Tabela 3.12 representam mais de 80% desta exportação. Assim, dos 4,7% a.a. de crescimento do consumo industrial com autoprodução nesta década, 2,4% a.a. foram devidos às exportações.

O setor industrial tradicional teve também, neste período, um crescimento no consumo estimado em 2,8%a.a., superior ao do PIB e ao do produto industrial. Isto é compreensível pois se a capacidade instalada destas indústrias aumentou, não houve correspondente acréscimo na produção industrial devido à recessão. Considerando-se que a energia elétrica não é apenas insumo direto de produção, mas também serviço de iluminação de fábrica, climatização ambiental, etc., o crescimento do consumo, em termos percentuais foi superior ao da produção industrial.

Conclui-se então que os principais fatores que contribuíram para manter altas as taxas de crescimento da energia elétrica industrial nos últimos anos foram os seguintes:

- prosseguimento do processo de intensificação do uso de energia elétrica pela indústria, que sempre esteve associado à crescente sofisticação industrial, que se constitui numa tendência secular à eletrificação;
- desenvolvimento das chamadas indústrias eletrointensivas, produtoras de matérias altamente consumidoras de eletricidade, como alumínio, ferroligas, cloro, etc.;
- substituição de derivados de petróleo por energia elétrica, induzida por maior disponibilidade e queda nos preços da energia elétrica, o que provocou também a má utilização deste energético.

Além disto, neste período, deve-se destacar o consumo industrial de energia elétrica através das tarifas especiais EGTD e ETST. Isto verificou-se de fato nos últimos 10 anos, preferencialmente para substituição de derivados de petróleo. Os níveis tarifários destes fornecimentos foram fixados em valores bastante baixos, justificando-se tal fato pela ameaça de crise no suprimento de derivados, ao lado da existência de excedentes na produção de energia elétrica de origem hidráulica, os quais, de outra forma, seriam perdidos. Com o objetivo de isolar o efeito destas tarifas, os dados de mercado aqui utilizados não incluem os consumos a elas referentes, apresentado em separado na Tabela 3.13. Nessa tabela é possível observar que o consumo para substituição passou por um máximo de 9,7 TWh em 1985, mantendo-se bastante alto ainda em 1986 (7,0 TWh), caindo para 1,5 TWh em 1987, e chegando a 4,5 TWh em 1990. A queda brusca verificada em 1987 foi devido ao fim dos contratos de EGTD, e sua substituição pela ETST, bastante menos interessante pela sua característica interruptível, o que significa que o fornecimento pode ser suspenso por uma decisão unilateral da concessionária, respeitado o tempo necessário para o consumidor intercambiar os seus equipamentos. Tratando-se de sobras eventuais e não de energia garantida, cujo suprimento é o objeto do planejamento da expansão da oferta, tais consumos não estão incluídos nas previsões deste trabalho. Não se exclui, todavia, a possibilidade de virem a ser comercializados apreciáveis montantes de energia de sobra, sobretudo em anos de hidraulicidade mais favorável.

TABELA 3.10
BRASIL
CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (GWh)*
SETORES SELECIONADOS

ANOS	ALUMINIO	ACO	FERRO LIGAS	SODA/ CLORO	TOTAL(1)	CONSUMO INDUSTRIAL PART (%) TOTAL(2)	(1)/(2)
1970	813	2.410	557	514	4.294	19.479	22
1973	1.626	3.225	917	735	6.503	29.606	22
1979	3.456	6.852	2.172	2.299	14.779	62.483	24
1983	5.866	7.771	3.532	2.864	20.033	73.748	27
1986	10.755	10.980	4.813	3.260	29.808	99.395	30
1988	11.754	12.229	5.965	3.275	33.223	109.005	30
1989	13.922	14.327	6.471	3.538	35.250	112.843	31
1990	15.071	12.208	6.206	3.554	37.039	109.922	34

(*) Inclusive autoprodutores, mas sem fornecimento interruptivel.

TABELA 3.11
BRASIL
PRINCIPAIS SETORES INDUSTRIAIS
PARTICIPAÇÃO NO CONSUMO TOTAL INDUSTRIAL

SETORES	(%)
ALUMINIO	15,0
SIDERURGIA	12,2
PAPEL E CELULOSE	8,8
ALIMENTOS E BEBIDAS	7,6
FERRO-LIGAS	6,2
TEXTIL	5,8
EXTRATIVO MINERAL	4,4
SODA-CLORO	3,6
CIMENTO	2,8
PETROQUIMICA	2,7
TOTAL	69,1

TABELA 3.12
BRASIL
CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (GWh)
SETORES SELECIONADOS *

SETORES	MERCADO INTERNO		MERCADO EXTERNO	
	1980	1990	1980	1990
ALUMÍNIO	4.228	5.532	-	9.539
FERRO-LIGAS	1.907	1.514	898	4.692
PAPEL,CELULOSE	5.364	6.970	953	1.812
SIDERURGIA	9.243	7.124	1.283	5.084
SODA-CLORO	2.542	3.554	-	-
CIMENTO	2.960	2.799	22	-
PETROQUÍMICA	1.215	1.982	67	716
TOTAL	27.459	29.475	3.223	21.843

(*) Inclusive autoprodutores, mas sem fornecimento interruptível.

COMERCIAL

A classe comercial, bastante heterogênea, engloba o segmento varejista e atacadista, a rede bancária, os escritórios, os serviços pessoais de diversão, de reparo, de alojamento, alimentação e comunicação. Da forma como é tratada pelo setor elétrico, esta classe responde por cerca de 40% do setor terciário da economia, que representa 65% do PIB.

Entre 1950 e 1990, o consumo comercial cresceu a uma taxa média de 8,9% a.a., tendo registrado na década de 50 um acréscimo de 11,2% a.a. como resultado do crescimento da economia.

Já na década de 70, esta classe mostrou um crescimento de 10,3% a.a., resultante em grande parte da expansão e implantação pelo País de estabelecimentos comerciais como "shopping-centers", supermercados e agências bancárias de grande porte. Além disso, o aumento da renda neste período permitiu que o comércio expandisse significativamente seus estoques e suas vendas, o que, de certa forma contribuiu para a elevação do consumo de energia elétrica.

Na década de 80, o crescimento do consumo comercial foi bastante inferior ao da década anterior, em consequência da crise econômica vivida pelo País. Mesmo assim, a taxa de 5,7% a.a., bem superior ao crescimento econômico, é fruto do processo de modernização por que vem passando o setor, tornando-se mais intensivo no uso de energia elétrica com a disseminação dos "shopping-centers", hipermercados, grandes edifícios de prestação de serviços, etc. Além disso, houve uma grande

penetração de equipamentos eletrotérmicos e de refrigeração, principalmente nos ramos de hotelaria, alimentos e bebidas. O número de novas ligações comerciais também cresceu no período, influenciado principalmente pelo processo de urbanização, porém em um ritmo menor que o da década anterior.

TABELA 3.13
BRASIL
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSES (GWb)
TARIFAS ESPECIAIS (EGTD E ETST)

ANOS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RURAL	GOVERNO	TOTAL
1982	0,0	0,0	110,0	0,0	0,0	110,0
1983	0,0	18,7	1.350,2	7,4	0,0	1.376,4
1984	1,1	106,8	6.400,2	13,1	0,0	6.521,1
1985	1,9	163,3	9.563,8	14,9	0,1	9.743,9
1986	1,9	143,9	6.822,0	11,1	0,1	6.978,9
1987	0,1	5,2	1.538,1	4,5	0,0	1.547,9
1988	0,0	4,2	4.078,0	0,0	0,0	4.082,2
1989	0,0	4,1	4.364,8	0,0	0,0	4.368,9
1990	0,0	6,1	4.527,6	0,0	0,0	4.533,7

EGTD - de 1982 a 1986
ETST - a partir de 1987

CONSUMO RURAL E DE OUTRAS CLASSES

O consumo rural foi, em 1990, responsável por somente 3,3% do consumo total de energia elétrica do País. Esta classe vem apresentando taxas de crescimento excepcionalmente altas no passado recente, como os 16,8% a.a. entre 1970 e 1990, como consequência do desenvolvimento da eletrificação rural e dos programas de irrigação.

A taxa de crescimento das outras categorias aqui totalizadas sob a denominação de consumo de governo, que engloba o consumo das repartições e autarquias municipais, estaduais e federais, iluminação pública, água, esgoto e saneamento, tração elétrica e os consumos próprios do setor elétrico, menor do que o das classes já analisadas, apesar de também apresentar um crescimento inercial nos períodos de crise. Estas classes agregaram 11% do mercado em 1990, mas registraram uma taxa foi particularmente baixa no período 1986 a 1990 (4,2% a.a.), provavelmente refletindo a queda nos investimentos públicos. Naturalmente, no Tabela de um processo de retomada do desenvolvimento, este consumo certamente voltará a crescer a taxas mais expressivas.

3.5 O CONSUMO SEGUNDO AS REGIÕES GEOGRÁFICAS

Nas décadas de 50 e 60 as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste apresentavam participações muito pequenas no consumo total do Brasil, como pode ser visto na Tabela 3.1. Isto se dava pela restrição de oferta de energia elétrica que era mais acentuada nestas do que nas outras regiões do País. Nas décadas de 70 e 80, à medida que estas restrições foram diminuindo, houve um maior ganho de participação. Além disso, como se nota na Tabela 3.14, na última década com a implantação de grandes projetos industriais, notadamente eletrointensivos, essas regiões registraram um expressivo incremento no consumo industrial de energia elétrica. A classe residencial também mostrou crescimento, não só pelas novas ligações, como pelo aumento do consumo médio, como pode ser visto nas Tabelas 3.15 e 3.16.

Mesmo assim, em 1990 ainda existiam desníveis de atendimento do serviço de energia elétrica entre as regiões (vide Tabela 3.17), o que pode ser constatado pelas diferentes taxas de atendimento e pelo número de domicílios sem eletricidade, embora se registre nesta década uma média de 1.200.000 novos consumidores ligados, a cada ano. Além disso, em boa parte dos sistemas eletricamente isolados - cerca de 250, nas regiões Norte e Centro-Oeste - que são as pequenas e médias cidades localizadas em pontos inacessíveis aos sistemas interligados, não há disponibilidade de energia para atender à demanda, que permanece reprimida. As condições de atendimento também são precárias com as frequentes interrupções de fornecimento e queda de voltagem em muitas localidades. Esta situação tem acarretado consequências graves às economias locais, dificultando seu processo de desenvolvimento.

**TABELA 3.14
BRASIL E REGIÕES
CONSUMO POR CLASSE (GWh)***

REGIÕES	1970			1990			TAXA MÉDIA ANUAL (%) 1970/90		
	RES	IND	TOT	RES	IND	TOT	RES	IND	TOT
NORTE	139	58	366	1.985	4.827	8.804	14,2	24,7	17,2
NORDESTE	873	1.237	3.105	6.693	16.897	31.370	10,7	14,1	12,3
SUDESTE	6.155	13.505	28.379	28.959	64.450	123.952	8,1	8,1	7,7
SUL	988	1.293	3.627	7.349	11.830	28.199	10,6	11,7	10,8
C. OESTE	252	59	639	3.064	1.869	8.448	13,3	18,9	13,8
TOTAL	8.407	16.152	36.116	48.050	99.873	200.773	9,1	9,5	9,0

(*) Exclusive autoprodutores e fornecimento interruptível, inclui bombeamento da Light.

PLANO 2015

TABELA 3.15
BRASIL E REGIÕES
CONSUMO POR CONSUMIDOR RESIDENCIAL
(kWh/ano)

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1970	1.007	884	1.396	911	1.235	1.232
1990	1.852	1.154	2.107	1.752	1.925	1.820
1970/90 (1)	3,1	1,3	2,1	3,3	2,2	2,0

(1) Taxa Média de Crescimento (% a.a.)

TABELA 3.16
BRASIL E REGIÕES
NÚMERO DE CONSUMIDORES RESIDENCIAIS (10³)

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1970	138	988	4.409	1.084	204	6.823
1990	1.072	5.801	13.742	4.194	1.592	26.401
1970/90 (1)	10,8	9,3	5,9	7,0	10,8	7,0

(1) Taxa Média de Crescimento (% a.a.)

TABELA 3.17
BRASIL E REGIÕES
ESTIMATIVA DA TAXA DE ATENDIMENTO E NÚMERO DE DOMICÍLIOS
1990

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
TAXA DE ATENDIMENTO(%)	57,5	71,0	97,3	93,5	85,9	86,7
DOMICÍLIOS COM ENERGIA ELÉTRICA 10 ³	1.192	6.816	16.059	5.286	2.004	31.357
DOMICÍLIOS SEM ENERGIA ELÉTRICA 10 ³	708	2.084	241	214	196	3.443

Obs: Baseado no levantamento do IBGE para 1989.

4. A PREVISÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 PREMISSAS BÁSICAS

No processo de elaboração das previsões de mercado, foram utilizadas premissas básicas compatíveis com os diferentes cenários prováveis de evolução das atividades econômicas e sociais do País ao longo do período de previsão. Tais estudos também contemplam planos e programas governamentais e privados, bem como refletem a visão prospectiva de analistas do contexto sócio-econômico envolvidos com a difícil tarefa de estabelecer rumos prováveis e alternativos para os acontecimentos políticos, sociais e econômicos do País.

É apresentada, a seguir, uma síntese das premissas básicas que nortearam as previsões de mercado deste documento, traduzidas através de cenários (macroeconômicos, de população e domicílios) dos setores industriais grandes consumidores de energia elétrica e da perspectiva de autoprodução de energia elétrica. O Projeto 2 - "O Setor de Energia Elétrica e a Economia Brasileira - Inserção e Perspectivas", formulou os cenários macroeconômicos a serem utilizados neste documento.

4.1.1 População e Domicílios

A taxa de expansão demográfica, decorrente das taxas de natalidade e mortalidade e do saldo migratório, foi de 2,4% a.a. na década de 40, aumentou para 2,9% a.a. na de 50, reduzindo-se ligeiramente para 2,8% a.a. nos anos 60. As informações do Censo de 1980 confirmaram a queda da fecundidade (já indicada pelas publicações da "Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios"-PNAD do IBGE da década de 70) em todas as regiões e camadas sociais: nos anos 70 a população do País aumentou a uma taxa média de 2,6% a.a. Quanto à distribuição dessa população, os números obtidos indicam uma tendência à concentração nos maiores centros urbanos, particularmente nos da Região Sudeste, apesar de ser inegável que outras regiões, notadamente Norte e Nordeste, prossigam apresentando taxas de crescimento bastante superiores à média do País.

Os dados preliminares do Censo 91 apontam para uma diminuição ainda maior na expansão demográfica, que ficaria em 1,9% a.a. no período 1980/91. Com esse resultado, o Brasil teria em 1991 um total de 146 milhões de habitantes.

O número de domicílios, por sua vez, mostra uma evolução crescente em relação à população total. As taxas médias de crescimento do número de domicílios passaram de 6,0% e 2,7% a.a. respectivamente nas regiões Norte e Nordeste, na década de 70, para 6,6% e 3,2% a.a. nos anos 80. Todavia as demais regiões e o Brasil, mostraram tendência declinante, com exceção da Região Sul que permaneceu praticamente constante. Já na década de 80, com base nos novos dados, essa tendência de taxas menores a cada década se generalizou, com uma taxa média para o País indicando um crescimento de 3,2% a.a., isto é, inferior aos 3,6% a.a. registrados na década de 70.

As Tabelas 4.1 e 4.2 mostram, respectivamente, as projeções populacionais e de número de domicílios para o Brasil e regiões, relativas ao período 1990/2015, levando em consideração os resultados preliminares do Censo 91. Observa-se que no ano 2015 é previsto que o País tenha uma população

de 208.5 milhões de habitantes, cerca de 65 milhões de domicílios e uma taxa de urbanização de aproximadamente 84%. A relação habitantes por domicílio, que era de 4,7 em 1980 (total do Brasil), passou para 4,1 em 1991 e se prevê que chegue a 3,2 no ano 2015, conforme mostrado na Tabela 4.3.

Considera-se que essas estimativas sejam válidas para os quatro cenários apresentados na Tabela 4.2, ou seja, que as diferenças entre os parâmetros definidores desses cenários não justificam a formulação de hipóteses significativamente diferentes quanto à evolução demográfica, tendo em vista a margem de imprecisão que inevitavelmente cerca tais previsões e a relevância de fatores macroeconômicos estruturais que compensam ou simplesmente alteram os efeitos de eventuais diferenças que poderiam ser consideradas.

TABELA 4.1
Brasil e Regiões
Projeção da População Total
1990/2015 - 10⁶ hab.

	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE	9,7	10,1	11,6	13,8	16,1	18,4	20,7
NORDESTE	41,7	42,4	45,2	48,8	52,4	55,8	59,3
SUDESTE	61,4	62,3	66,2	70,5	74,6	78,6	82,3
SUL	21,6	22,1	23,2	24,8	26,3	27,7	28,9
C.OESTE	9,1	9,3	10,6	12,2	13,9	15,6	17,3
BRASIL	143,5	146,2	156,8	170,1	183,3	196,1	208,5

TABELA 4.2
Brasil e Regiões
Projeção do Número de Domicílios
1990/2015 - 10⁶ dom.

	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE	1,9	2,0	2,4	3,1	3,7	4,5	5,3
NORDESTE	8,9	9,1	10,1	11,4	12,8	14,3	15,7
SUDESTE	16,3	16,7	18,7	21,3	24,1	26,8	29,3
SUL	5,5	5,7	6,3	7,2	8,1	9,1	9,8
C.OESTE	2,2	2,3	2,6	3,0	3,6	4,2	4,9
BRASIL	34,8	35,8	40,1	46,0	52,3	58,9	65,0

TABELA 4.3
BRASIL
Projeção da Taxa de Urbanização e da
Relação Habitantes por Domicílio
1990/2015

	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015
TAXA DE URBANIZAÇÃO (%)	74,4	75,0	77,2	79,3	81,1	82,6	83,9
HABITANTES POR DOMICÍLIO	4,1	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,2

4.1.2 Cenários Econômicos

As expectativas com relação ao comportamento futuro da economia brasileira são traduzidas pela definição de quatro hipóteses, ou cenários, de crescimento econômico. A análise e a formulação destes cenários foram objetos do já citado Projeto 2 - "O Setor Elétrico e a Economia Brasileira".

Pela Tabela 4.4 pode-se verificar os quatro cenários em valores monetários e o grau de distanciamento entre essas alternativas, chegando-se a 2015 com a hipótese IV (maior PIB) superando a I (menor PIB), em quase 80%.

TABELA 4.4
Produto Interno Bruto
(10⁹ US\$ de 1988)

CENÁRIOS	1990	1995	2000	2005	2010	2015
I	320,0	346,4	382,5	488,2	593,9	722,4
II	320,0	353,3	450,9	575,5	700,2	851,6
III	320,0	385,6	516,0	690,6	881,3	1.124,5
IV	320,0	385,6	540,8	723,7	968,5	1.295,7

A Tabela 4.5 mostra as taxas de crescimento do PIB para essas hipóteses alternativas de cenários.

TABELA 4.5
Cenários Alternativos
Taxas de Crescimento do PIB (%)

CENÁRIOS	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15	90/15
I	1,6	2,0	5,0	4,0	4,0	3,3
II	2,0	5,0	5,0	4,0	4,0	4,0
III	3,8	6,0	6,0	5,0	5,0	5,2
IV	3,8	7,0	6,0	6,0	6,0	5,8

Por essa Tabela pode-se verificar que a partir de 2005, os cenários I e II apresentam as mesmas taxas de crescimento, enquanto que o cenário IV mantém percentuais superiores aos do cenário III. A taxa média anual de crescimento do período 1990/2015 (25 anos) é de 5,2% no cenário IV (alto) e de 3,3% no cenário I. No cenário III a taxa média de 5,2% a.a., a mesma que foi admitida ao se elaborar a revisão de mercado adotada na elaboração do Plano Decenal no ciclo 1991/92, dos trabalhos do GCPS.

4.1.3 Grandes Consumidores Industriais

Esta cenarização tem por finalidade traçar perspectivas até o ano 2015 dos seguintes setores industriais: alumínio, aço, ferroligas, soda-cloro, petroquímica, cimento, papel e celulose e pastas de alto rendimento. No que diz respeito à produção de cada um, com o objetivo de avaliar a demanda de energia elétrica resultante. Estes ramos, além de serem grandes consumidores, podem ser acompanhados indústria por indústria. Em 1990 eles representavam 46% do consumo industrial brasileiro.

A metodologia utilizada para tal, resumidamente, constitui-se no cálculo de consumos internos a nível de País, associados, através de elasticidades, ao PIB de cada cenário macroeconômico; adoção de índices de exportação e importação; obtenção da produção resultante pelo balanço produção x consumo interno x exportação e cálculo da demanda de energia elétrica multiplicando-se os coeficientes técnicos pela produção de cada setor ou indústria.

A fixação dos parâmetros envolvidos foi feita através da análise da conjuntura industrial atual e da perspectiva futura, bem como de consulta às associações de classes produtoras, especialistas, entidades governamentais, agências de financiamento, estudos técnicos recentes e outras fontes de informação. Ressalte-se que a dinâmica de modificação do comportamento a curto e médio prazos destes ramos industriais, em decorrência do comportamento da economia, por questões institucionais, pelo mercado externo, etc., é muito grande, sendo necessário atualização constante dos resultados aqui encontrados.

Na elaboração destas perspectivas para os grandes consumidores, cinco hipóteses principais foram consideradas:

- em períodos de crise econômica a demanda interna pelos produtos deverá crescer a taxas menores do que as da economia, significando elasticidade menor que a unidade. Já em épocas de expansão esse quadro se inverte, resultando em elasticidade maior que a unidade. Este é um comportamento observado no passado. Adotou-se esta mesma situação para o futuro, porém com variações menores, ou seja, em período de crescimento econômico as elasticidades adotadas são apenas um pouco maiores que a unidade;
- excetuando-se o setor de papel e celulose que para a sua produção o País tem atualmente vantagem comparativa que tende a crescer no futuro, e do cimento, que não é exportado ou importado, foi adotado que a participação das exportações na produção total se reduza ao longo do período. Ou seja, a política nacional para estes setores não será voltada exclusivamente para o mercado externo;
- os aumentos dos consumos internos serão cobertos por transferência do que anteriormente era exportado, não havendo portanto expansão da produção até que se atinja o limite mínimo de exportações adotado. Os aumentos de capacidade instalada só se darão após o volume de produção preencher a capacidade nominal hoje existente;

- o consumo específico de energia será menor ao longo do período como fruto da racionalização e da evolução tecnológica no setor industrial.

- a política de recuperação tarifária do Setor Elétrico conforme descrita no item 4.1.5.

TABELA 4.6
Evolução da Produção de Setores Industriais
Grandes Consumidores de Energia Elétrica
(1000t)

	1990	2015			
		I	II	III	IV
ALUMÍNIO	0,9	1,7	2,10	2,38	2,45
AÇO	20,5	37,5	54,50	63,60	65,00
PAPEL	4,8	15,1	19,50	26,20	31,90
CELULOSE	3,9	12,3	15,60	25,10	31,70
P.A.R.	0,4	1,3	1,85	3,50	3,60
FERROLIGAS	0,9	1,5	2,00	2,16	2,26
SODA CLORO	1,0	2,9	3,40	4,20	4,39
PETROQUÍMICA	1,5	4,1	4,80	6,00	6,50
CIMENTO	25,4	72,9	75,80	85,00	87,00

TABELA 4.7
Consumo de Energia Elétrica de Ramos Industriais
Grandes Consumidores
TWh

	1990	2015			
		I	II	III	IV
ALUMÍNIO	14,4	26,0	32,0	33,3	34,3
AÇO	12,3	21,3	32,7	34,3	35,1
PAPEL	4,3	13,3	17,2	21,5	24,8
CELULOSE	3,5	10,9	13,8	20,6	24,7
P.A.R.	1,0	3,1	4,6	8,1	8,2
FERROLIGAS	6,2	9,7	12,5	13,0	13,4
SODA-CLORO	3,5	8,9	10,5	12,4	13,1
PETROQUÍMICA	2,7	7,0	8,2	9,0	9,7
CIMENTO	2,8	7,2	7,6	8,5	8,7
TOTAL	50,7	107,4	139,1	160,7	172,0

TABELA 4.8
Taxa de Crescimento do Consumo de Energia Elétrica
de Ramos Industriais Grandes Consumidores
1990/2015
(% a.a.)

	I	II	III	IV
ALUMÍNIO ^{1,4}	3,2	3,4	3,5	
AÇO	2,2	4,0	4,2	4,3
PAPEL	4,6	5,7	6,6	7,3
CELULOSE ^{4,6}	5,6	7,3	8,1	
P.A.R.	4,6	6,3	8,7	8,8
FERROLIGAS	1,8	2,8	3,0	3,1
SODA-CLORO	3,8	4,5	5,2	5,4
PETROQUÍMICA	3,9	4,5	4,9	5,2
CIMENTO	3,9	4,1	4,5	4,6
TOTAL	3,1	4,1	4,7	5,0

4.1.4 Autoprodução de Energia Elétrica

O conceito de autoprodução envolvido neste trabalho é aquele que ocorre na indústria através de cogeração ou de outras formas de geração que visam a atender em parte, ou na sua totalidade, a demanda de energia de uma unidade industrial. Portanto, não são consideradas, nas estimativas, o produtor independente que venha a construir usinas para atender ao mercado consumidor através do sistema elétrico.

Como pode ser visto no item 3, a participação da autoprodução de energia elétrica no País em 1990 foi de cerca de 5% do mercado total e de 10% do mercado industrial. Praticamente toda esta autoprodução foi realizada pelo setor industrial do País, sendo que 75% dela pelos nove segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica analisados no item 4.1.3. Destes segmentos destaca-se o de celulose que, por suas características, chega a ser auto-suficiente, uma vez que seus resíduos industriais e florestais podem atender seus requisitos energéticos de forma econômica.

O trabalho de elaboração das previsões do mercado industrial é feito considerando-se distintamente o consumo relativo aos segmentos grandes consumidores, para os quais o item 4.1.3 já apresentou as premissas, e o consumo correspondente ao mercado tradicional que é analisado de forma agregada. No caso das premissas de autoprodução, seguiu-se esta mesma sistemática.

Da análise das perspectivas de desenvolvimento dos ramos industriais grandes consumidores de energia, ficou evidenciado um aumento da energia autoproduzida em todos os cenários.

Como hipótese, considera-se que, na indústria da celulose, cerca de 60% do consumo relativo ao aumento de produção previsto seja suprido por autogeração. Para os outros segmentos industriais a hipótese é que a energia autogerada crescerá proporcionalmente aos seus aumentos de produção.

Para o mercado tradicional, estimou-se que a geração de autoprodutores cresça na mesma proporção do aumento do PIB, tendo como incentivo maior para sua expansão os aumentos reais da tarifa, considerados neste trabalho. Os valores finais de autoprodução foram compatibilizados com as potencialidades de geração das principais fontes disponíveis para tal fim, que são os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, bagaço-de-cana, gás natural e combustíveis resultantes de processos industriais.

A Tabela 4.9 apresenta os resultados das previsões de autoprodução.

TABELA 4.9
Energia Autoproduzida
(MWh)

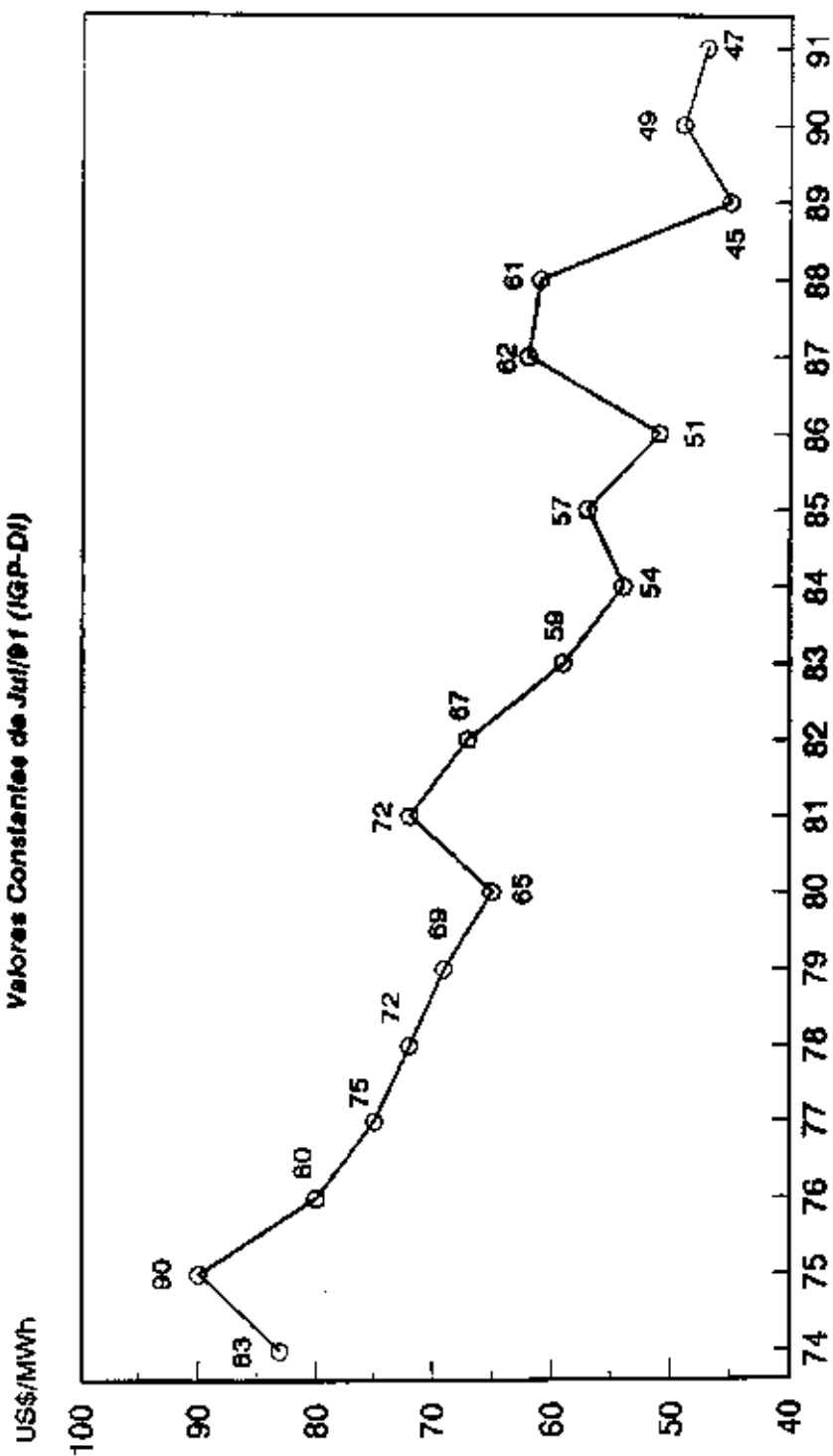
ENÁRIOS	90	95	00	05	10	15
I	10,4	12,0	13,9	18,2	23,1	28,9
II	10,4	12,4	16,3	21,4	28,6	38,3
III	10,4	13,4	17,9	24,3	36,5	61,0
IV	10,4	13,5	23,4	31,8	48,3	83,1

4.1.5 Tarifa de Energia Elétrica

A Figura 4.1 apresenta a evolução da tarifa média de fornecimento desde o ano de 1974, quando correspondia a US\$ 83.42/MWh, passando por um pico de US\$ 89.74/MWh em 1975, até 1991, quando registra o valor de US\$ 46.69/MWh. Entre 1974 e 1991, a tarifa média decresceu a uma taxa média anual de 3,36%.

Encontra-se em curso um processo de recuperação do valor das tarifas de energia elétrica. Este processo, que é discutido no Projeto 8 - "A questão Econômico Financeira, Situação Atual e Perspectivas", considera que a tarifa média atinja níveis da ordem de 81 US\$/MWh (67 US\$/MWh ex-imposto) até 1995 permanecendo neste valor. A mais longo prazo, elevações no nível tarifário foi indiretamente considerado nas previsões de mercado através da conservação e racionalização do uso da energia elétrica. Esta premissa de comportamento da tarifa será adotada na elaboração das previsões de mercado ao se verificar seu impacto sobre cada classe de consumo a ser estudada. Considerou-se ainda como premissa que a estrutura tarifária hoje vigente não venha a ser alterada significativamente ao longo do período estudado, em particular até 2005.

FIGURA 4.1
TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO
 Valores Constantes de Jul/91 (IGP-DI)



4.2 RESULTADO DAS PREVISÕES

4.2.1 Metodologia de Elaboração das Previsões

A Figura 4.2 apresenta, resumidamente, a sistemática adotada para a elaboração das previsões de mercado.

A partir dos valores de mercado de energia elétrica realizados no ano de 1990, considerados como referência para este trabalho e já discutidos no item 3, foram elaboradas as previsões de mercado em conformidade com os cenários e premissas comentados no item 4.1. Para este trabalho foram utilizadas as variáveis de mercado da metodologia tradicional e a previsão de mercado do Plano Decenal do Setor Elétrico do Ciclo de Planejamento de 1991/92 do GCPS, obtidas através das previsões de mercado das concessionárias, cuja metodologia é explicitada no Projeto 1 - "Metodologia e Processo de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico".

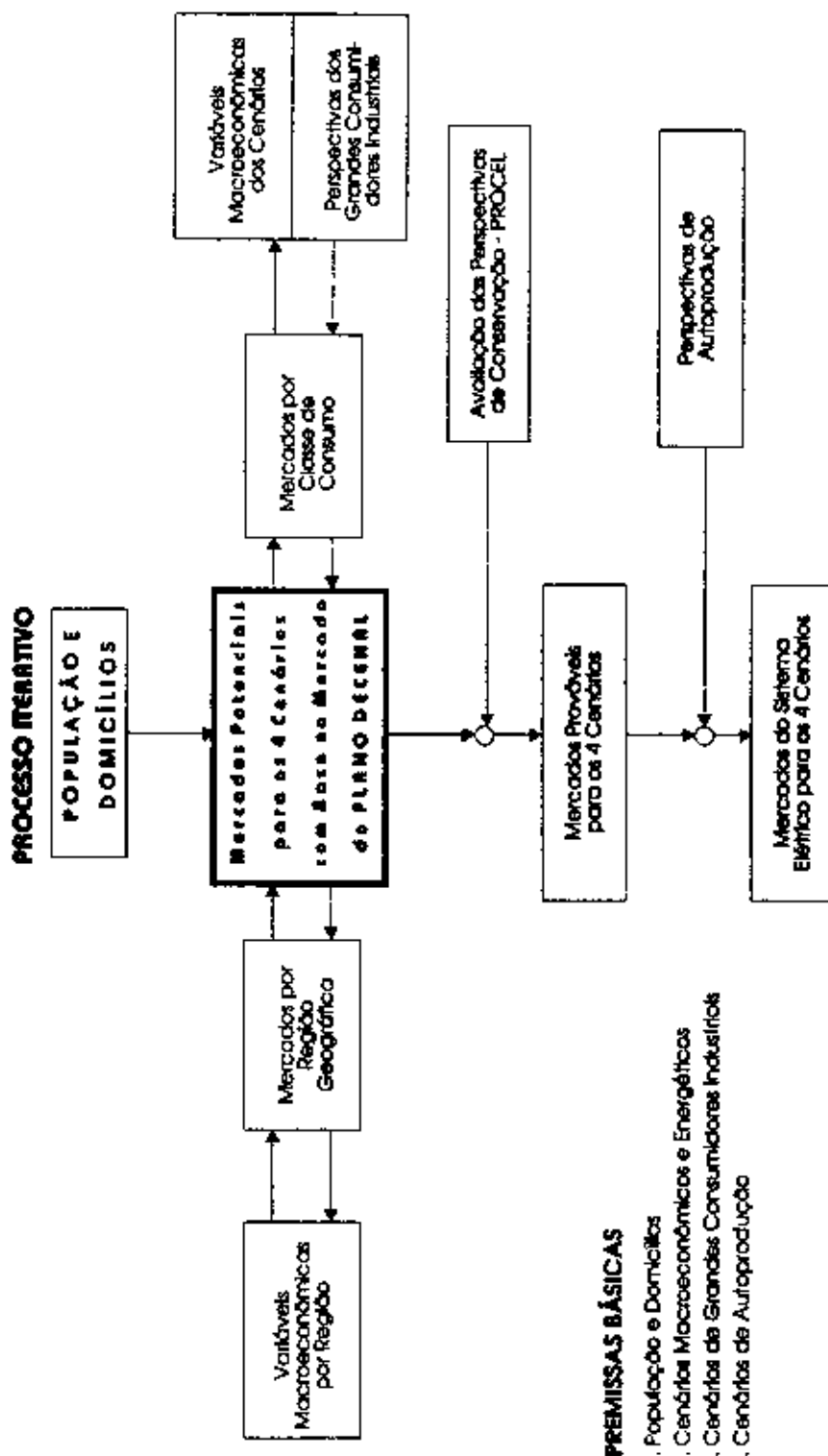
A sistemática de elaboração das previsões constituiu-se num processo iterativo no qual foram gerados valores a partir de hipóteses preliminares de variáveis de mercado - definidas com base nas premissas - tendo sido posteriormente avaliada a consistência desses números em relação a variáveis macroeconômicas apresentadas nos cenários. Nos casos em que houve inconsistência, procedeu-se a uma redefinição dos parâmetros, buscando preservar a coerência dos resultados finais. Além desta consistência, procurou-se também compatibilizar o produto final das previsões para o País com os valores para as Regiões Geográficas, que foram determinados a partir de cenários macroeconômicos regionais. Também neste caso trabalhou-se iterativamente, definindo-se o resultado a nível regional a partir de variáveis macroeconômicas que tiveram sua consistência testada com os números obtidos para o País, como já descrito anteriormente.

Esses mercados, denominados potenciais, estão associados aos hábitos de consumo e ao padrão dos equipamentos elétricos atualmente existentes no País, o que equivale a dizer que não são conservativos.

Com estes mercados potenciais determinados, a equipe técnica do PROCEL estimou as quantidades de energia que poderão ser conservadas ao longo do período em análise. Subtraindo-se estas quantidades dos mercados potenciais, obtiveram-se os mercados esperados ao longo do período, que foram denominados mercados prováveis.

Desses mercados prováveis, obtém-se o mercado a ser atendido pelo sistema elétrico brasileiro, subtraindo-se os valores esperados para a autoprodução, definidos nas premissas básicas.

FIGURA 4.2
SISTEMÁTICA DE ELABORAÇÃO DAS PREVISÕES DE MERCADO DO PLANO 2015



4.2.2 Os Mercados Potenciais

Os resultados das previsões para os quatro cenários macroeconômicos tidos como referência, são mostrados na Tabela 4.10, enquanto que a Tabela 4.11 apresenta as respectivas taxas de crescimento. Este mercado potencial corresponde à necessidade global do País, inclusive a autoprodução. Além disso teve como base as características de consumo de 1990, portanto não foram consideradas as perspectivas de conservação, como já foi mencionado.

TABELA 4.10
Mercado Potencial de Energia Elétrica
TWh

Cenário	90	95	00	05	10	15
I	210,3	249,2	302,7	405,1	510,0	626,9
II	210,3	254,5	344,2	461,9	574,8	707,1
III	210,3	278,3	378,5	517,4	660,5	836,7
IV	210,3	278,9	397,6	544,9	724,2	950,1

TABELA 4.11
Taxas de Crescimento do Mercado Potencial
(% a.a.)

CENÁRIOS	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
I	3,5	4,0	6,0	4,7	4,2
II	3,9	6,2	6,1	4,5	4,2
III	5,8	6,3	6,5	5,0	4,8
IV	5,8	7,4	6,5	5,9	5,6

O mercado relativo ao cenário III até o ano 2000 corresponde, a menos da conservação e da autoprodução, ao que foi elaborado no Comitê Técnico de Estudos de Mercado-CTEM do ciclo de planejamento 1991/92 do GCPS, do qual fazem parte 59 empresas concessionárias. Este mercado que apresenta um nível de detalhe muito grande, ao analisar onze classes de consumo em cerca de oitenta sistemas elétricos, gerou subsídios importantes para a elaboração deste projeto.

A primeira análise que se pode fazer a respeito destes resultados é quanto à sua escassa relação com o comportamento histórico do mercado de energia elétrica das três últimas décadas, conforme indicado no item 3. Mesmo no Cenário IV, que é o mais otimista, não é esperado, ao longo do período, crescimento tão expressivo quanto o verificado no passado, em épocas nas quais a economia brasileira crescia às mais altas taxas e por períodos relativamente longos. Também em fases recessivas, como é esperado serem os próximos 5 anos, o crescimento do mercado nos quatro cenários é inferior ao crescimento verificado na década de 80, que é considerada como década perdida, mesmo

considerando-se que estes mercados potenciais não são conservativos. Isto acontece em razão de se estar incorporando cada vez mais os resultados de uma visão prospectiva do comportamento futuro da economia brasileira, bem como de hipóteses mais sólidas das correlações entre este desempenho e o correspondente consumo de energia elétrica.

4.2.3 As Perspectivas de Conservação

Um importante balizador da previsão de mercado é a estimativa da possibilidade de economia futura de energia elaborada pelo PROCEL, para as diferentes regiões e total do País. Este estudo é feito a partir dos principais usos finais da eletricidade - força motriz, processos eletrotérmicos, iluminação, refrigeração e condicionamento de ar - levando-se em conta as quatro hipóteses de crescimento da economia. Cada um desses cenários deverá traduzir as expectativas dos agentes econômicos no que se refere aos seguintes aspectos: melhoria da eficiência energética dos equipamentos, entrada no mercado de bens com rendimentos superiores, melhor utilização dos equipamentos existentes e otimização dos processos produtivos.

A Tabela 4.12 apresenta os quatro cenários de conservação.

TABELA 4.12
Cenários de Conservação (TWh)

	1995	2000	2005	2010	2015
CENÁRIO I	3,00	9,09	21,07	42,84	63,94
CENÁRIO II	3,62	14,69	31,33	50,94	75,82
CENÁRIO III	4,57	17,81	44,16	70,82	105,28
CENÁRIO IV	5,19	20,01	49,48	81,61	123,70

A Tabela 4.13, a seguir, mostra a estrutura por classe de consumo. Por ela é possível verificar que a classe industrial deverá ser o responsável por 55 ou 60% de toda a conservação, chegando em 2015 a representar 62,4% no cenário IV ou 59,3% no cenário I.

TABELA 4.13
Cenários de Conservação
Estrutura por Setor (%)

CENÁRIO I	1995	2000	2005	2010	2015
INDUSTRIAL	52.3	60.5	63.6	60.4	59.3
RESIDENCIAL	12.2	11.3	11.2	13.2	15.2
COMERCIAL	22.9	20.8	20.3	22.0	21.4
ILUMIN. PÚBL.	12.6	7.4	4.9	4.4	4.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CENÁRIO II					
INDUSTRIAL	55.7	64.0	65.8	61.7	59.9
RESIDENCIAL	11.4	10.3	10.6	13.0	15.2
COMERCIAL	21.3	19.3	19.3	21.3	21.1
ILUMIN. PÚBL.	11.6	6.4	4.3	4.0	3.8
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CENÁRIO III					
INDUSTRIAL	54.8	63.1	65.4	61.9	60.8
RESIDENCIAL	11.6	10.6	10.8	13.1	15.1
COMERCIAL	22.1	20.0	19.7	21.3	20.7
ILUMIN. PÚBL.	11.5	6.3	4.1	3.7	3.4
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CENÁRIO IV					
INDUSTRIAL	55.1	64.1	66.2	63.2	62.4
RESIDENCIAL	11.5	10.2	10.5	12.6	14.5
COMERCIAL	22.0	19.7	19.4	20.8	20.0
ILUMIN. PÚBL.	11.4	6.0	3.9	3.4	3.1
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

O setor industrial mostra duas destinações para a eletricidade em termos de uso final que correspondem a respectivamente 50% e 40% do consumo: força motriz e processos eletrotérmicos. Com relação à força motriz, o PROCEL recomenda medidas que necessitarão de pouco investimento, associadas à redução do consumo de energia reativa ou providências que acarretarão maiores dispêndios como reforma nas instalações elétricas, melhoria dos sistemas de proteção, de transmissão motor-máquina ou substituição de equipamentos. Além destas ações, considerou-se também a utilização de motores de alto rendimento e a difusão no mercado de inversores, que geram economia de energia. Também nos processos eletrotérmicos, algumas recomendações extraídas dos diagnósticos energéticos são de natureza gerencial e operacional, e portanto de baixo investimento. Outras medidas envolvendo investimentos implicam em melhoria ou troca de equipamentos.

A conservação na classe comercial deverá se situar em torno dos 20% do mercado potencial. Deve-se considerar os usos finais de iluminação e condicionamento de ar. Para aquela, é considerada a hipótese de substituir lâmpadas incandescentes por unidades mais eficientes, como por exemplo, lâmpadas fluorescentes de nova geração, enquanto que para condicionamento de ambiente - 15% do consumo global de energia elétrica - foram assumidas hipóteses de melhoria da eficiência dos equipamentos e difusão de seu emprego.

Por sua vez, a classe residencial deverá ter uma conservação entre 11 e 15% do total, atingindo em 2015, valores máximos de 15,2% nos cenários I e II e de 14,5% no cenário IV.

Para a avaliação da conservação no setor residencial foram utilizadas as estimativas de domicílios eletrificados até 2015 e o cálculo da economia da energia foi feito pelos principais usos finais - iluminação, refrigeração e condicionamento de ar - e as respectivas hipóteses de utilização de lâmpadas mais eficientes e melhoria da eficiência energética dos equipamentos.

A classe de iluminação pública, cuja conservação se situa entre 11,5 e 12% do total em 1995, decresce gradativamente até representar entre 3,1 e 4,1% do respectivo mercado no ano 2015, conforme estimativas.

4.2.4 Os Mercados Prováveis e os Cenários Econômicos

A Tabela 4.14 apresenta para os quatro cenários analisados as previsões prováveis de mercado, onde se incorporam as metas de conservação definidas no item anterior. Espera-se, portanto, que este mercado venha a ser realmente o demandado pela economia dentro das quatro hipóteses de comportamento econômico consideradas.

Como pode ser visto na Tabela 4.15, as elasticidades resultantes apresentam a característica de um declínio ao longo do tempo, chegando-se a valores menores que a unidade. Além disso, nos cenários de maior crescimento, as elasticidades atingem esses níveis mais cedo. Esse resultado é fruto dos seguintes fatores:

- uma efetiva implementação da política de conservação de energia elétrica desenvolvida pelo PROCEL que retira do mercado quantidades de energia nos valores das metas de conservação já mostradas;
- tarifas de energia elétrica realistas, conforme descrito no item 4.1.5, que eliminam do mercado consumidor determinadas utilizações de energia elétrica não competitivas com outras fontes e propiciam a conservação, afetando sobretudo o crescimento dos consumos residencial e comercial;
- reorientação dos grandes consumidores industriais, buscando no mercado internacional, vantagens comparativas mais compatíveis com o valor econômico da energia elétrica requerida em seus processos produtivos.

TABELA 4.14
Previsão Provável de Mercado de Energia Elétrica
Total (TWh)

Cenário	90	95	00	05	10	15
I	210,3	246,2	293,8	384,0	467,2	563,0
II	210,3	250,9	329,5	430,6	523,9	631,3
III	210,3	273,7	360,7	473,2	589,7	731,4
IV	210,3	273,7	377,6	495,4	642,6	826,4

Taxas de Crescimento do Mercado (% a.a.)

Cenário	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
I	3,2	3,6	5,5	4,0	3,8
II	3,6	5,6	5,5	4,0	3,8
III	5,4	5,7	5,6	4,5	4,4
IV	5,4	6,7	5,6	5,3	5,1

TABELA 4.15
Taxas de Crescimento do PIB (% a.a.)

Cenário	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
I	1,6	2,0	5,0	4,0	4,0
II	2,0	5,0	5,0	4,0	4,0
III	3,8	6,0	6,0	5,0	5,0
IV	3,8	7,0	6,0	6,0	6,0

TABELA 4.16
Mercado de Energia Elétrica e PIB
Elasticidade-Renda

Cenário	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
I	2,00	1,80	1,10	1,00	0,95
II	1,80	1,12	1,10	1,00	0,95
III	1,42	0,95	0,93	0,90	0,88
IV	1,42	0,95	0,93	0,89	0,86

Pode ser observado também que as elasticidades são relativamente mais altas nos períodos de crise econômica e mais baixas nos períodos de crescimento. Isto ocorre, principalmente, porque as atividades que consomem energia elétrica nas residências e no comércio não se alteram proporcionalmente à queda da atividade econômica. O consumo da classe industrial é mais sensível à redução do ritmo de expansão da economia, porém a colocação de produtos eletrointensivos no mercado externo limita a diminuição do crescimento do consumo industrial em relação à redução global da atividade econômica.

A Tabela 4.17 apresenta, para o período 1990 a 2015 as comparações entre os mercados potenciais e prováveis e os crescimentos econômicos previstos, onde torna-se nítido o efeito da conservação.

TABELA 4.17
Crescimentos da Economia, Mercado e
Elasticidade Resultante
1990/2015

CENÁRIOS	PIB (% a.a)	MERCADO (%a.a)		ELASTICIDADE	
		POT.	PRO.	POT.	PRO.
I	3,3	4,5	4,0	1,36	1,21
II	4,0	5,0	4,5	1,25	1,13
III	5,2	5,7	5,1	1,10	0,98
IV	5,8	6,7	5,6	1,07	0,97

A possibilidade de se obter uma redução no consumo a custos relativamente baixos, torna extremamente importante a conservação de energia. Para isto é necessário que se consiga conscientizar os usuários para que mudem seus hábitos de consumo propiciando uma utilização racional de aparelhos e equipamentos elétricos. Além disso é imprescindível que estes aparelhos e equipamentos venham a ser fabricados dentro de uma filosofia conservacionista resultando em menores consumos específicos de eletricidade.

Alguns mecanismos que podem contribuir para isto são: uma legislação própria adequada, linhas de financiamento, intensificação de programas de conservação das concessionárias e sua divulgação junto à população e aos grandes consumidores e tarifas realistas para a energia elétrica.

4.2.5 Previsão por Classe de Consumo

As Tabelas 4.18 a 4.21 mostram respectivamente a previsão do mercado provável por classe de consumo, as taxas de crescimento e a estrutura de participação para cada um dos cenários considerados. Como pode ser visto em todos os cenários, o consumo residencial é o que mais ganha participação relativamente à estrutura atual.

TABELA 4.18
Previsão do Mercado de Energia
Elétrica por Classe de Consumo
Cenário I

Consumo (TWh)						
	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	48,1	62,0	79,9	106,9	132,5	162,8
COMERCIAL	23,8	30,2	38,4	50,9	63,1	77,6
INDUSTRIAL	110,4	120,5	134,7	172,9	206,7	244,5
OUTROS	28,1	33,5	40,8	53,3	64,9	78,2
TOTAL	210,3	246,2	293,8	384,0	467,2	563,0

Participação das Classes (%)						
	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	23,0	25,2	27,2	27,8	28,4	28,9
COMERCIAL	11,2	12,3	13,1	13,3	13,5	13,8
INDUSTRIAL	52,2	48,9	45,9	45,0	44,2	43,4
OUTROS	13,6	13,6	13,9	13,9	13,9	13,9
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)						
	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15	
RESIDENCIAL	5,2	5,2	6,0	4,4	4,2	
COMERCIAL	4,9	4,9	5,8	4,4	4,2	
INDUSTRIAL	1,8	2,3	5,1	3,6	3,4	
OUTROS	3,6	4,0	5,5	4,0	3,8	
TOTAL	3,2	3,6	5,5	4,0	3,8	

TABELA 4.19
Previsão do Mercado de Energia Elétrica
por Classe de Consumo
Cenário II

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	48,1	62,3	82,5	110,5	137,0	168,3
COMERCIAL	23,8	30,4	39,7	52,6	65,3	80,2
INDUSTRIAL	110,4	124,7	164,2	211,0	252,9	300,0
OUTROS	28,1	33,5	43,0	56,5	68,7	82,8
TOTAL	210,3	250,9	329,5	430,6	523,9	631,3

Participação das Classes (%)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	23,0	24,8	25,1	25,7	26,2	26,7
COMERCIAL	11,2	12,1	12,0	12,2	12,5	12,7
INDUSTRIAL	52,2	49,7	49,8	49,0	48,3	47,5
OUTROS	13,6	13,4	13,1	13,1	13,1	13,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
RESIDENCIAL	5,3	5,8	6,0	4,4	4,2
COMERCIAL	5,0	5,5	5,8	4,4	4,2
INDUSTRIAL	2,5	5,7	5,1	3,7	3,5
OUTROS	3,6	5,1	5,6	4,0	3,8
TOTAL	3,6	5,6	5,5	4,0	3,8

TABELA 4.20
Previsão do Mercado de Energia
Elétrica por Classe de Consumo
Cenário III

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	48,1	65,0	86,5	115,8	151,4	196,0
COMERCIAL	23,8	30,8	40,7	53,9	69,4	88,6
INDUSTRIAL	110,4	140,8	185,7	240,8	290,7	349,4
OUTROS	28,1	37,1	47,8	62,7	78,2	97,4
TOTAL	210,3	273,7	360,7	473,2	589,7	731,4

Participação das Classes (%)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	23,0	23,7	24,0	24,5	25,7	26,8
COMERCIAL	11,2	11,3	11,3	11,4	11,8	12,1
INDUSTRIAL	52,2	51,5	51,5	50,9	49,3	47,8
OUTROS	13,6	13,5	13,2	13,3	13,3	13,3
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
RESIDENCIAL	6,2	5,9	6,0	5,5	5,3
COMERCIAL	5,3	5,7	5,8	5,2	5,0
INDUSTRIAL	5,0	5,7	5,3	3,8	3,7
OUTROS	5,7	5,2	5,6	4,5	4,5
TOTAL	5,4	5,7	5,6	4,5	4,4

TABELA 4.21
Previsão do Mercado de Energia
Elétrica por Classe de Consumo
Cenário IV

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	48,1	65,0	90,7	122,0	162,4	215,3
COMERCIAL	23,8	30,8	42,8	56,8	74,9	98,8
INDUSTRIAL	110,4	140,8	193,0	249,7	318,5	400,5
OUTROS	28,1	37,1	51,0	67,0	86,8	111,8
TOTAL	210,3	273,7	377,6	495,4	642,6	826,4

Participação das Classes (%)

	90	95	00	05	10	15
RESIDENCIAL	23,0	23,7	24,0	24,6	25,3	26,1
COMERCIAL	11,2	11,3	11,3	11,5	11,7	12,0
INDUSTRIAL	52,2	51,5	51,1	50,4	49,6	48,5
OUTROS	13,6	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
RESIDENCIAL	6,2	6,9	6,1	5,9	5,8
COMERCIAL	5,3	6,8	5,8	5,7	5,7
INDUSTRIAL	5,0	6,5	5,3	5,0	4,7
OUTROS	5,7	6,6	5,6	5,3	5,2
TOTAL	5,4	6,6	5,6	5,3	5,2

A perspectiva de que os domicílios ainda não atendidos tenham acesso à eletricidade e o aumento do consumo médio tornam esta classe a de maior crescimento ao longo do período. No cenário I, as classes comercial e "outros" ganham participação uma vez que o consumo industrial não cresce significativamente acompanhando o cenário macroeconômico. Nestes cenários caracteriza-se a maior penetração da eletricidade, na área de serviços (iluminação, climatização, modernização, etc.) do que como insumo para a produção de bens.

Nos cenários II, III e IV os consumos das classes residencial e comercial também apresentam aumento de participação no mercado, enquanto a classe "outros" praticamente a mantém. Isto é resultado do novo papel que passa a ter o consumo industrial nesses cenários, quando passa a refletir o aumento na capacidade instalada das indústrias.

Estas previsões para as classes de consumo resultaram em taxas de crescimento que podem ser observadas nas tabelas em referência. Comparando estes percentuais com aqueles verificados ao longo dos últimos quarenta anos (vide Tabela 3.2), pode-se dizer que a partir dos anos 90 o mercado de energia elétrica entra em um novo ciclo de desenvolvimento, diferente daquele observado no passado. As taxas de crescimento previstas são inferiores àquelas anteriormente verificadas. Isto deverá se dar tanto nos períodos de crise econômica que terão que ser comparados com a década de oitenta, quanto nos demais períodos de crescimento econômico, que devem ser confrontados com a década de setenta. Porém, se as taxas previstas forem comparadas com as de países desenvolvidos, verificar-se-á que são maiores. Espera-se que, caso se realize o Cenário IV, após 2015, o mercado de energia elétrica venha a entrar em um novo ciclo com taxas de crescimento bem mais próximas daquelas hoje observadas nos países desenvolvidos.

Quanto ao atendimento residencial, as hipóteses formuladas para o cenário I foram que, entre 1990 e 2000, sejam ligados cada ano, 700 mil novos consumidores, não atendendo ao crescimento vegetativo dos domicílios, baixando assim a taxa de atendimento. Após o ano 2000 serão a cada ano, 1.300 mil, o que faz com que até o ano 2015 haja uma pequena melhora nesta taxa. No cenário III espera-se ligar 1.200 mil por ano até o ano 2000; deste ano até 2010, cerca de 1.500 mil anuais, atingindo-se então o pleno atendimento. No cenário IV as ligações anuais serão da ordem de 1.200 mil até 1995 e deste ano até 2005 cerca de 1.500 mil anuais quando se chega ao pleno atendimento; deste ano em diante as ligações serão para atender ao crescimento vegetativo do mercado. A Tabela 4.22 apresenta as taxas de atendimento e os consumos médios no ano 2015.

TABELA 4.22
Número de Consumidores, Consumo por Consumidor e
Taxa de atendimento domiciliar

	1990	2015 CENÁRIOS			
		I	II	III	IV
Nº de consumidores (10 ³)	26.401	52.900	55.900	59.900	60.400
Consumo por Consumidor (KWh/ano)	1.820	3.010	3.010	3.270	3.570
Taxa de atendimento domiciliar (%)	87	90	96	100	100

Para as classes de consumo foram feitas análises do impacto do comportamento da tarifa de energia elétrica previsto no item 4.1.5.

Para o consumo residencial, somente os mercados dos cenários I e II são afetados significativamente tanto no número de ligações quanto no crescimento do consumo médio tendo em vista a menor renda per capita prevista em estudos econômicos. Quanto ao consumo industrial, observou-se que a recuperação tarifária é significativa apenas para aqueles ramos industriais eletrointensivos, como alumínio, ferro-ligas, etc, e para estes o efeito desta recuperação foi considerada nas premissas ajustadas para os grandes consumidores industriais, item 4.1.3.

4.2.6 Previsão por Região Geográfica

Os quatro cenários do mercado de energia elétrica até 2015, foram detalhados a nível de regiões geográficas. Nesta parte serão mostradas tabelas - uma para cada cenário - contendo as previsões de consumo por região geográfica, estrutura regional e taxas anuais de crescimento.

É importante ressaltar que essa regionalização do mercado foi obtida através de um processo de sucessivas iterações, tendo como base a elaboração de hipóteses de comportamento da economia regional e de outras premissas, além do estudo da elasticidade-renda para cada caso, como já foi mencionado.

A Tabela 4.23 mostra a previsão do mercado para o cenário I. Pode-se observar - uma regra em todos os quatro cenários - que excetuando-se a região Sudeste, todas as outras ganham participação, crescendo a taxas superiores à média nacional. Numa análise do período 1990/2015, tem-se um crescimento médio anual de 4,0% para o Brasil, 3,5% a.a. para o Sudeste, 4,2% para o Sul, 4,7% para o Nordeste e 6,0% a.a. para a região Norte, cuja participação em relação ao total do País, se eleva de 4,4% em 1990, para 7,1% em 2015.

Comparando-se os resultados dos quatro cenários pode-se observar que a perda de participação da região Sudeste é maior para os cenários de maior crescimento. Isto é resultado da hipótese adotada nas premissas de que quanto maior for o crescimento econômico, maiores são as chances das regiões menos favorecidas se desenvolverem.

Em se tratando de energia elétrica, esta hipótese tem repercussões porque é previsível um deslocamento, para as regiões Norte e Nordeste, dos aumentos de capacidade das indústrias grandes consumidoras.

A Tabela 4.24, por sua vez, apresenta o mercado do cenário II, onde as taxas de crescimento são superiores às do I, denotando uma retomada, embora em níveis mais conservadores do que nas hipóteses III e IV. A participação das quatro regiões aumenta no período, enquanto que o Sudeste perde mais participação do que no cenário I, passando de 61,7% do Brasil em 1990, para 48,4%, em 2015.

Numa análise do período 1990/2015, o crescimento médio anual do consumo do País é de 4,5%, enquanto que o Sudeste aumenta a uma taxa de apenas 3,5%. O Nordeste cresce a 5,8% a.a. e o Sul 5,0% a.a., com o Norte ficando com 7,2% a.a. o que amplia sua participação de 4,4% em 1990 para 8,3% em 2015.

A Tabela 4.25, por outro lado, trata do cenário III, que até o ano 2000, a menos da autoprodução, é a hipótese de crescimento de mercado do Plano Decenal. Para uma taxa de crescimento do PIB de cerca de 5,2% a.a. em todo o período de previsão, tem-se um mercado crescendo em torno dos 5,1%. Neste cenário, a região Sudeste perde ainda mais participação chegando em 2015 a representar apenas 48,2% do mercado total do País. A região Norte registra, no período 1990/2015, o maior crescimento entre as regiões, 7,9% a.a. contra 6,4% a.a. do Nordeste e 7,0% a.a. do Centro-Oeste.

Finalmente, o cenário IV, que corresponde à hipótese alta de mercado é visto na Tabela 4.26. Para um crescimento médio anual do PIB de 5,8% a.a. aproximadamente, é esperada uma expansão no mercado do País de 5,6% a.a., o que leva a uma elasticidade-renda média de 0,97, a menor dentre os quatro cenários considerados. Essa baixa elasticidade, que a partir do próximo século chega a atingir níveis de países industrializados, pode ser explicada pela perspectiva de conservação - apresentada no item 4.2.3 - que permite que se reduza substancialmente o crescimento do consumo de energia elétrica, principalmente na área industrial.

Com referência ao crescimento do mercado neste cenário, tomando-se o período 1990/2015, tem-se uma taxa média anual de 5,6% para o Brasil, apenas 4,6% a.a. para o Sudeste e 8,7% a.a. para o Norte. Em consequência, a participação do Sudeste por esta alternativa cai para 47,7% em 2015, enquanto que o Norte chega a 9%.

TABELA 4.23
Previsão de Mercado de Energia Elétrica
por Região Geográfica
CENÁRIO I

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	9,3	13,5	17,3	24,2	31,3	39,8
NORDESTE	32,8	42,3	51,4	68,4	84,1	102,9
SUDESTE	129,7	142,8	168,1	214,7	257,4	304,4
SUL	29,7	35,7	42,3	55,7	67,7	82,4
C.OESTE	8,8	11,6	14,7	21,1	26,6	33,5
BRASIL	210,3	246,2	293,8	384,0	467,2	563,0

Participação Regional (%)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	4,4	5,5	5,9	6,3	6,7	7,1
NORDESTE	15,6	17,2	17,5	17,8	18,0	18,3
SUDESTE	61,7	58,0	57,2	55,9	55,1	54,1
SUL	14,1	14,5	14,4	14,5	14,5	14,6
C.OESTE	4,2	4,7	5,0	5,5	5,7	5,9
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE	7,9	5,1	6,9	5,3	4,9
NORDESTE	5,2	4,0	5,9	4,2	4,1
SUDESTE	1,9	3,3	5,0	3,7	3,4
SUL	3,8	3,5	5,7	4,0	4,0
C.OESTE	5,6	4,9	7,5	4,8	4,7
BRASIL	3,2	3,6	5,5	4,0	3,8

TABELA 4.24
Previsão de Mercado de Energia Elétrica por
Região Geográfica
CENÁRIO II

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	9,3	13,5	20,1	29,7	40,3	52,0
NORDESTE	32,8	43,4	59,6	81,8	104,8	133,8
SUDESTE	129,7	145,8	184,2	231,2	267,2	305,5
SUL	29,7	36,4	48,4	63,7	80,2	99,7
C.OESTE	8,8	11,8	17,1	24,1	31,4	39,1
BRASIL	210,3	250,9	329,5	430,6	523,9	631,3

Participação Regional (%)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	4,4	5,4	6,1	6,9	7,7	8,4
NORDESTE	15,6	17,3	18,1	19,0	20,0	21,2
SUDESTE	61,7	58,1	55,9	53,7	51,0	48,4
SUL	14,1	14,5	14,7	14,8	15,3	15,8
C.OESTE	4,2	4,7	5,2	5,6	6,0	6,2
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE	7,7	8,3	8,1	6,3	5,6
NORDESTE	5,8	6,6	6,5	5,1	5,0
SUDESTE	2,4	4,8	4,7	2,9	2,7
SUL	4,2	5,9	5,7	4,7	4,5
C.OESTE	6,0	7,7	7,1	5,4	4,5
BRASIL	3,6	5,6	5,5	4,0	3,8

TABELA 4.25
Previsão de Mercado de Energia Elétrica
por Região Geográfica
CENÁRIO III

Consumo (TWh)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	9,3	15,9	23,4	35,0	47,1	62,8
NORDESTE	32,8	46,8	64,9	90,9	118,9	153,3
SUDESTE	129,7	159,0	202,4	251,4	298,2	353,2
SUL	29,7	39,4	51,6	69,9	89,5	113,9
C.OESTE	8,8	12,6	18,4	26,0	35,9	48,2
BRASIL	210,3	273,7	360,7	473,2	589,7	731,4

Participação Regional (%)

	90	95	00	05	10	15
NORTE	4,4	5,8	6,5	7,4	8,0	8,6
NORDESTE	15,6	17,1	18,0	19,2	20,2	21,0
SUDESTE	61,7	58,1	56,1	53,1	50,5	48,2
SUL	14,1	14,4	14,3	14,8	15,2	15,6
C.OESTE	4,2	4,6	5,1	5,5	6,1	6,6
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE	11,4	8,4	8,4	6,7	5,9
NORDESTE	7,4	6,8	7,0	5,4	5,2
SUDESTE	4,2	4,9	4,4	3,5	3,4
SUL	5,9	5,5	6,3	5,1	4,9
C.OESTE	7,4	7,9	7,2	6,7	6,1
BRASIL	5,4	5,7	5,6	4,5	4,4

TABELA 4.26
Previsão de Mercado de Energia Elétrica
por Região Geográfica
CENÁRIO IV

Consumo (TWh)						
	90	95	00	05	10	15
NORTE	9,3	15,9	26,5	38,6	54,4	75,1
NORDESTE	32,8	46,8	67,3	93,9	130,6	179,8
SUDESTE	129,7	159,3	209,6	261,5	323,2	395,0
SUL	29,7	39,7	56,0	75,1	97,3	126,2
C.OESTE	8,8	12,0	18,5	26,2	36,5	50,3
BRASIL	210,3	273,7	377,6	495,4	642,6	826,4

Participação Regional (%)						
	90	95	00	05	10	15
NORTE	4,4	5,8	7,0	7,8	8,5	9,0
NORDESTE	15,7	17,1	17,8	19,0	20,4	21,8
SUDESTE	61,7	58,2	55,6	52,7	50,3	47,8
SUL	14,1	14,5	14,8	15,2	15,1	15,3
C.OESTE	4,2	4,4	4,9	5,3	5,7	6,1
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)					
	90/91	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE	11,8	10,8	7,8	7,1	6,7
NORDESTE	7,4	7,5	6,9	6,8	6,6
SUDESTE	4,2	5,6	4,5	4,3	4,1
SUL	6,0	7,1	6,1	5,3	5,3
C.OESTE	6,4	9,0	7,2	6,9	6,6
BRASIL	5,4	6,7	5,6	5,3	5,2

4.2.7 Previsão de Mercado do Sistema Elétrico

O mercado de energia elétrica a ser atendido pelos sistemas elétricos interligados e pelos sistemas isolados das concessionárias, difere do mercado total no que tange à autoprodução das indústrias. No item 4.1.4 foi apresentada a estimativa futura da autoprodução industrial elaborada de acordo com as premissas deste documento.

A Tabela 4.2.7 apresenta a previsão do mercado a ser atendido pelas concessionárias para os quatro cenários em estudo. Observe-se que a diferença entre este mercado e o mercado total da Tabela 4.1.4 encontra-se no consumo da classe industrial do qual é subtraído o consumo referente aos autoprodutores. Este mercado é aberto por um conjunto de regiões do País correspondente à atual configuração dos sistemas elétricos, chamados de regiões geoeletricas. Além disso é aberto também por outro conjunto de regiões que corresponde aproximadamente à configuração das bacias hidrográficas com potencial de geração hidrelétrica.

TABELA 4.27
Previsão de Mercado do Sistema Elétrico
(TWh)

CENÁRIOS	90	95	00	05	10	15
I	199,9	234,2	279,9	365,5	444,1	534,1
II	199,9	238,5	313,2	409,2	495,3	593,0
III	199,9	260,3	342,8	443,4	547,2	661,9
IV	199,9	260,2	354,2	463,6	594,3	743,3

TABELA 4.28
Taxa de Crescimento do Mercado do
Sistema Elétrico
(% a.a.)

CENÁRIOS	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
I	3,2	3,6	5,5	4,0	3,8
II	3,6	5,6	5,5	3,9	3,7
III	5,4	5,7	5,3	4,3	3,9
IV	5,4	6,4	5,5	5,1	4,6

4.2.7.1 Regiões Geoeletricas

A regionalização do sistema elétrico não coincide com a divisão geográfica. O Brasil está subdividido em quatro regiões geoeletricas, cada uma associada a uma supridora regional. As regiões geoeletricas são as seguintes: Norte geográfico com Maranhão e Tocantins, Nordeste sem Maranhão, Sudeste com Oeste isoladamente apresenta expansão nas quatro hipóteses de mercado. Já o Norte com Maranhão é, em todos os casos, a área que mais ganha participação.

Da mesma forma que foi feito para as regiões geográficas, são apresentadas a seguir, quatro tabelas contendo os mercados a nível de região geoeletrica. Em todas elas observa-se que a Sudeste com Centro-Oeste perde participação, embora de uma forma mais lenta, tendo em conta que o Centro-Oeste isoladamente apresenta expansão nas quatro hipóteses de mercado. Já o Norte com Maranhão é, em todos os casos, a área que mais ganha participação.

A Tabela 4.29 mostra o cenário I do mercado, de onde é possível extrair que para todo o período 1990/2015, contra um crescimento de 4,0% a.a. do País, o Sudeste com Centro-Oeste cresce a 3,6% a.a. e o Norte com Maranhão a 5,8% a.a.

Já a Tabela 4.30 apresenta as previsões para o cenário II que refletem, para o período 1990/2015, crescimento médio de 4,4% a.a. no mercado total do País. O Norte com Maranhão, em consequência, mostra uma taxa de 7,1% a.a., o Nordeste sem Maranhão, de 6,4% a.a., o Sul com Mato Grosso do Sul de 5,1% a.a. e o Sudeste com Centro-Oeste repete o percentual de crescimento da hipótese anterior, de 6,0% a.a., com maior perda de participação.

Por sua vez a Tabela 4.31 apresenta os dados do cenário III. Sendo um mercado superior aos anteriores, tem-se uma taxa de 4,9% a.a. para o Brasil - no período em análise - com o Norte com Maranhão registrando 7,7% a.a. e o Sudeste com Centro-Oeste, 4,1% a.a..

Finalmente, a Tabela 4.32 se refere ao cenário IV de consumo mais alto, com o País crescendo entre 1990 e 2015, a uma taxa de 5,4% a.a. O Norte com Maranhão, neste caso passa para 8,4% a.a., o Nordeste sem Maranhão registra 6,4% a.a., o Sul com Mato Grosso do Sul 6,0% a.a., enquanto que o Sudeste com Centro-Oeste apresenta 4,5% a.a.

4.2.7.2 Regiões Elétricas

As Tabelas 4.33 a 4.36 mostram, para os quatro cenários, as previsões de mercado energia e demanda abertas por treze regiões do País que correspondem aos mercados apresentados na Tabela 4.27. Esta configuração regional foi estabelecida a partir dos estudos de longo prazo de geração e transmissão associados às bacias hidrográficas e aos grandes centros de carga do País. São denominadas regiões elétricas.

A abertura do mercado que levou às previsões dos requisitos de energia e demandas máximas foi feita considerando-se o mercado verificado em 1990 em cada uma das regiões, os mercados da região geoeletrica na qual se encontram as regiões elétricas e uma dinâmica de desenvolvimento próprio de cada região elétrica. Para algumas regiões não são apresentados os valores em determinados anos porque eles são menores que a ordem de grandeza utilizada na tabela.

TABELA 4.29
Previsão do Mercado por Região Geoeletrica
Cenário I

Consumo (TWh)

	1990(*)	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE + MA	14,3	20,6	26,1	36,1	46,5	58,9
NORDESTE - MA	25,8	32,6	39,4	52,0	63,2	76,7
SUDESTE+C.O-MS	130,1	144,8	171,6	220,8	265,3	314,3
SUL + MS	29,7	36,0	42,8	56,6	69,1	84,1
BRASIL	199,9	234,0	279,9	365,5	444,1	534,0

Participação (%)

NORTE + MA	7,1	8,8	9,3	9,9	10,5	11,0
NORDESTE - MA	12,9	13,9	14,1	14,2	14,2	14,4
SUDESTE+C.O-MS	65,1	61,9	61,3	60,4	59,7	58,9
SUL + MS	14,8	15,4	15,3	15,5	15,6	15,7
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE + MA	7,6	4,9	6,7	5,2	4,3
NORDESTE - MA	4,7	3,9	5,7	5,0	4,4
SUDESTE + C.O - MS	2,2	3,5	5,2	3,7	3,5
SUL + MS	3,9	3,5	5,8	4,1	4,1
BRASIL	3,2	3,6	5,5	4,0	3,8

(*) Não inclui os fornecimentos interruptíveis.

TABELA 4.30
Previsão do Mercado por Região Geoeletrica
Cenário II

Consumo (TWh)

	1990(*)	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE + MA	14,3	20,7	30,3	44,2	60,1	80,3
NORDESTE - MA	25,8	33,5	45,5	61,7	77,0	95,2
SUDESTE+C.O-MS	130,1	147,8	188,6	238,6	276,1	317,3
SUL + MS	29,7	36,6	48,8	64,6	81,1	100,2
BRASIL	199,9	238,6	313,2	409,1	494,3	593,0

Participação (%)

NORTE + MA	7,1	8,7	9,7	10,8	12,1	13,5
NORDESTE - MA	12,9	14,0	14,5	15,1	15,5	16,1
SUDESTE+C.O-MS	65,1	61,9	60,2	58,3	55,9	53,5
SUL + MS	14,8	15,3	15,6	15,8	16,4	16,9
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE + MA	7,7	7,9	7,8	6,3	6,0
NORDESTE - MA	5,3	6,3	6,3	4,5	4,3
SUDESTE+C.O-MS	2,6	5,0	4,8	3,0	2,8
SUL + MS	4,3	5,9	5,8	4,7	4,3
BRASIL	3,6	5,6	5,5	3,9	3,7

(*) Não inclui os fornecimentos interruptíveis.

TABELA 4.31
Previsão do Mercado por Região Geoeletrica
Cenário III

Consumo (TWh)

	1990(*)	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE + MA	14,3	24,1	35,5	51,2	69,8	90,9
NORDESTE - MA	25,8	35,5	48,8	66,7	84,5	105,0
SUDESTE+C.O-MS	130,1	161,0	206,2	254,5	302,0	353,7
SUL + MS	29,7	39,7	52,6	70,9	90,9	112,3
BRASIL	199,9	260,3	342,8	443,8	547,2	661,9

Participação (%)

NORTE + MA	7,1	9,3	10,4	11,5	12,8	13,7
NORDESTE - MA	12,9	13,6	14,2	15,0	15,4	15,9
SUDESTE+C.O-MS	65,1	61,9	60,2	57,4	55,2	53,4
SUL + MS	14,8	15,3	15,3	16,0	16,6	17,0
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE + MA	11,0	7,9	7,8	6,4	5,4
NORDESTE - MA	6,5	6,6	6,5	4,8	4,4
SUDESTE + C.O - MS	4,3	5,1	4,3	3,5	3,2
SUL + MS	6,0	5,8	6,2	5,1	4,3
BRASIL	5,4	5,7	5,3	4,3	3,9

(*) Não inclui os fornecimentos interruptíveis.

TABELA 4.32
Previsão do Mercado por Região Geoeletrica
Cenário IV

Consumo (TWh)

	1990(*)	1995	2000	2005	2010	2015
NORTE + MA	14,3	24,1	38,6	56,0	80,0	106,9
NORDESTE - MA	25,8	35,5	49,2	68,3	91,7	122,0
SUDESTE+C.O-MS	130,1	160,7	210,7	262,9	323,0	386,7
SUL + MS	29,7	39,9	56,0	76,5	99,5	127,6
BRASIL	199,9	260,2	354,2	463,6	594,3	743,2

Participação (%)

NORTE + MA	7,1	9,3	10,9	12,1	13,5	14,4
NORDESTE - MA	12,9	13,6	13,9	14,7	15,4	16,4
SUDESTE+C.O-MS	65,1	61,7	59,4	56,7	54,4	52,0
SUL + MS	14,8	15,3	15,8	16,5	16,7	17,2
BRASIL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Taxa de Crescimento (% a.a.)

	90/95	95/00	00/05	05/10	10/15
NORTE + MA	11,0	9,9	7,7	7,4	6,0
NORDESTE - MA	6,5	6,7	6,8	6,1	5,9
SUDESTE + C.O - MS	4,3	5,6	4,5	4,2	3,7
SUL + MS	6,1	7,0	6,4	5,4	5,1
BRASIL	5,4	6,4	5,5	5,1	4,6

(*) Não inclui os fornecimentos interruptíveis.

TABELA 4.33
PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA E DEMANDA POR REGIÕES ELÉTRICAS
CENÁRIO I

REGIÕES	1998			1998			2008		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	GWs	MW Mês	MW	GWs	MW Mês	MW	GWs	MW Mês	MW
1 - SUL	31800	3630	5780	33800	4085	6483	44880	3114	7064
2 - SUDESTE + C. OESTE	130700	17203	24428	148300	19304	25571	199200	22740	38042
3 - NORDESTE - MARANHÃO	30330	3487	4990	37800	4313	5660	45380	5148	6817
4 - TOCANTINS TOTAL	230	31	33	410	47	58	688	88	125
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - GR. BELÉM - GR. SÃO LUÍS - TOCANTINS INTERLIGADO	2187	241	485	3140	358	717	4388	521	1031
6 - SÃO FELIX DO XINGU	---	---	---	7	1	2	12	1	2
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	33	4	6	36	6	11	118	13	22
8 - JACAREACANGA	---	---	---	1	---	---	9	1	2
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	197	22	35	270	43	63	499	57	84
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	1033	120	205	1480	192	321	2700	308	515
11 - BOBAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MANAUS + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	2314	253	398	3070	350	541	3838	431	687
12 - GRANDE BELÉM	3310	688	880	7064	826	1036	3184	925	1215
13 - GRANDE SÃO LUÍS	5450	622	890	7322	836	1177	3386	381	1303
TOTAL	229687	26228	38119	267630	30530	41683	318338	36341	48789

REGIÕES	2008			2020			2038		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	GWs	MW Mês	MW	GWs	MW Mês	MW	GWs	MW Mês	MW
1 - SUL	38930	8724	9207	71680	8174	11045	87700	9783	13045
2 - SUDESTE + C. OESTE	250000	29110	38307	303100	34829	43277	348880	41086	53376
3 - NORDESTE - MARANHÃO	38400	6667	8347	70220	8016	10277	63220	9728	12472
4 - TOCANTINS TOTAL	940	107	191	1200	137	236	1318	172	287
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - GR. BELÉM - GR. SÃO LUÍS - TOCANTINS INTERLIGADO	4330	725	1417	8470	967	1877	11430	1307	2514
6 - SÃO FELIX DO XINGU	17	2	3	21	2	4	25	3	5
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	130	17	30	190	22	38	230	26	46
8 - JACAREACANGA	10	1	2	11	1	2	13	1	3
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	470	76	112	630	97	143	1830	128	176
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	3730	426	702	4680	535	868	3818	463	1057
11 - BOBAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MANAUS + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	5590	638	968	7210	823	1231	9120	1041	1527
12 - GRANDE BELÉM	11131	1271	1629	14185	1619	1999	17662	2014	2488
13 - GRANDE SÃO LUÍS	14772	1344	1730	15123	1726	2185	18890	2164	2740
TOTAL	412640	47103	62837	508870	58849	75133	596730	68120	89733

TABELA 4.14
PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA E DEMANDA POR REGIÕES ELÉTRICAS
CENÁRIO II

REGIÕES	1990			1995			2000		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	QWh	MW Médio	MW	QWh	MW Médio	MW	QWh	MW Médio	MW
1 - SUL	31808	2630	5780	39258	4481	6589	51150	3838	8061
2 - SUDESTE + C. OESTE	139708	17200	24456	171600	19589	26088	218000	23000	33032
3 - NORDESTE - MARANHÃO	20598	3487	4950	26900	4441	3623	32108	3947	7644
4 - TOCANTINS TOTAL	170	31	55	410	47	88	700	88	146
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - GR. BELÉM - GR. SÃO LUÍS - TOCANTINS INTERLIGADO	2107	241	485	3500	408	799	3258	484	1196
6 - SÃO FELIX DO XINGU	---	---	---	1	1	2	14	3	2
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	32	4	6	56	6	12	127	14	25
8 - JACAREACANGA	---	---	---	1	---	---	11	1	2
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	197	27	35	370	43	83	378	66	97
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	1055	120	205	1480	192	331	3148	338	598
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MAMAUÉ + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	2216	253	398	3070	350	541	4580	521	794
12 - GRANDE BELÉM	5318	605	888	7140	815	1067	9882	1126	1482
13 - GRANDE SÃO LUÍS	5450	422	888	7404	845	1184	10548	1181	1548
TOTAL	228687	28228	38119	275598	31209	42378	316888	40748	54819

REGIÕES	2005			2010			2015		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	QWh	MW Médio	MW	QWh	MW Médio	MW	QWh	MW Médio	MW
1 - SUL	67300	7883	10220	84200	9612	13989	102800	11738	15678
2 - SUDESTE + C. OESTE	275200	31480	41388	319800	36416	47296	343800	41338	53939
3 - NORDESTE - MARANHÃO	69300	7911	10142	83600	9772	12528	102888	12078	15484
4 - TOCANTINS TOTAL	1140	120	232	1522	174	300	2018	229	382
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - GR. BELÉM - GR. SÃO LUÍS - TOCANTINS INTERLIGADO	7758	885	1733	10950	1258	1487	13610	1782	3487
6 - SÃO FELIX DO XINGU	20	2	4	35	3	5	34	4	6
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	175	20	33	230	26	46	300	34	60
8 - JACAREACANGA	12	1	2	14	1	3	18	1	3
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	814	93	137	1048	120	176	1278	156	230
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	4510	515	848	5920	676	1095	7700	879	1400
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MAMAUÉ + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	6796	776	1167	8110	1040	1543	11754	1341	1968
12 - GRANDE BELÉM	14748	1626	2883	19288	2202	2718	23817	2913	3584
13 - GRANDE SÃO LUÍS	15067	1728	2214	20264	2347	2977	27423	3138	3963
TOTAL	467630	52812	70508	557472	63838	84099	664330	79837	100137

TABELA 4-35
PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA E DEMANDA POR REGIÕES ELÉTRICAS
CENÁRIO III

REGIÕES	1990			1995			2000		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	CPW	MW Média	MW	CPW	MW Média	MW	CPW	MW Média	MW
1 - SUL	31888	3630	3780	42309	4853	7135	54488	6310	8774
2 - SUDESTE + C. OESTE	188700	17203	24636	188988	21356	28414	248888	27297	36189
3 - NORDESTE - MARANHÃO	38258	3483	4930	41188	4701	6167	53833	6374	8192
4 - TOCANTINS TOTAL	778	37	53	479	33	105	834	94	173
5 - NORTE INT. + PAULA ISOLADO - GR. BELEM - GR. S.LUIZ - TOCANTINS INTERLIGADO	2107	241	483	3888	430	848	6154	788	1381
6 - SÃO FELIX DO XINGU	8	1	2	14	2	3
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	32	4	6	84	7	13	141	18	28
8 - JACAREACANGA	1	11	1	2
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	197	22	33	420	48	71	638	74	109
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS (ISOLADO (MARGEM DIREITA))	1853	130	285	1980	214	375	3725	425	718
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MAIALIS + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	2318	253	388	3884	411	633	5884	619	943
12 - GRANDE BELEM	5318	684	888	8388	978	1278	11378	1298	1886
13 - GRANDE SÃO LUIZ	3438	422	578	8811	1088	1488	11827	1388	1887
T O T A L	329887	26238	38119	398187	34838	48434	388477	44873	58887

REGIÕES	2005			2010			2015		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	CPW	MW Média	MW	CPW	MW Média	MW	CPW	MW Média	MW
1 - SUL	78848	8322	11385	92488	10848	14234	113388	13997	17276
2 - SUDESTE + C. OESTE	297388	23889	48436	348988	39943	51888	487388	48418	68419
3 - NORDESTE - MARANHÃO	74843	6361	8888	93888	10718	13741	116878	13348	17875
4 - TOCANTINS TOTAL	1313	138	267	1888	205	335	2318	263	441
5 - NORTE INT. + PAULA ISOLADO - GR. BELEM - GR. S.LUIZ - TOCANTINS INTERLIGADO	8968	1023	2086	12748	1434	2824	17788	2011	3886
6 - SÃO FELIX DO XINGU	24	3	4	33	4	6	43	5	8
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	388	23	48	278	31	54	338	38	68
8 - JACAREACANGA	13	1	3	14	2	3	19	3	4
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	938	108	138	1238	148	308	1988	173	232
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS (ISOLADO (MARGEM DIREITA))	3288	384	879	4888	787	1273	8818	1017	1621
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MAIALIS + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	748	89	137	10728	1224	1818	13878	1393	2388
12 - GRANDE BELEM	16348	1888	3421	22284	2342	3138	28482	3231	4814
13 - GRANDE SÃO LUIZ	17492	1997	2371	23733	2788	3438	38618	3484	4423
T O T A L	581363	37238	58488	613888	70387	92881	741332	84633	111823

TABELA 4.36
PREVISÃO DE REQUISITOS DE ENERGIA E DEMANDA POR REGIÕES ELÉTRICAS
CENÁRIO IV

REGIÕES	1990			1995			2000		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	GWh	MW Médio	MW	GWh	MW Médio	MW	GWh	MW Médio	MW
1 - SUL	31800	3620	3780	42500	4852	7133	50220	6646	9176
2 - SUDESTE + C. OESTE	150700	17263	24436	186900	21336	28434	242200	27991	36973
3 - NORDESTE - MARANHÃO	30550	3487	4950	41180	4701	6167	56280	6426	8259
4 - TOCANTINS TOTAL	270	31	35	478	55	105	894	102	187
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - OR. BELEM - OR. SÃO LUÍS - TOCANTINS INTERLIGADO	2167	241	485	3680	420	840	6600	753	1492
6 - SÃO FELIX DO XINGU	---	---	---	8	1	2	17	2	3
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	32	4	4	64	7	13	132	17	30
8 - JACAREACANGA	---	---	---	1	---	---	13	1	3
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	197	22	35	420	48	71	688	78	115
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	1053	120	205	1868	224	373	4018	458	765
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MARAJÓ + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	2214	253	396	3604	411	635	3896	472	1023
12 - GRANDE BELEM	5310	606	888	8500	970	1270	12817	1460	1871
13 - GRANDE SÃO LUÍZ	5430	622	890	8611	1006	1409	13228	1511	2006
TOTAL	129687	26320	38119	288107	34029	46434	483629	46099	61903

REGIÕES	2005			2010			2015		
	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA	ENERGIA		DEMANDA
	GWh	MW Médio	MW	GWh	MW Médio	MW	GWh	MW Médio	MW
1 - SUL	70340	8045	12346	99630	11376	15373	124800	14020	19811
2 - SUDESTE + C. OESTE	305600	34866	45908	376000	42922	55789	438100	51381	66735
3 - NORDESTE - MARANHÃO	76740	8760	11233	101890	11631	14912	135590	15474	19036
4 - TOCANTINS TOTAL	1474	168	300	2641	279	402	3724	313	518
5 - NORTE INT. + PARA ISOLADO - OR. BELEM - OR. SÃO LUÍZ - TOCANTINS INTERLIGADO	9630	1121	3198	14670	1663	3230	20780	2372	4562
6 - SÃO FELIX DO XINGU	24	3	4	34	4	6	45	5	8
7 - ALTAMIRA + SENADOR JOSÉ PORFÍRIO	215	25	43	300	34	60	403	46	81
8 - JACAREACANGA	15	2	2	17	2	3	19	2	4
9 - SANTARÉM + ITAITUBA	890	113	166	1365	156	229	1853	209	308
10 - ACRE + RONDÔNIA + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM DIREITA)	3825	465	1097	7944	907	1470	10450	1193	1901
11 - RORAIMA + AMAPÁ + EL NORTE MARAJÓ + AMAZONAS ISOLADO (MARGEM ESQUERDA)	4744	558	1301	12199	1393	2066	14464	1673	2747
12 - GRANDE BELEM	17951	2049	2627	23631	2726	3612	33581	3824	4723
13 - GRANDE SÃO LUÍZ	18986	2167	2790	27325	3119	3948	36084	4110	5203
TOTAL	314724	35900	50114	668969	76366	101061	832715	95059	125436

4.2.8 As Previsões Atuais e o PLANO 2010

O Plano 2010 elaborado em 1987 estimou um mercado de 668,8 TWh no ano 2010 para o sistema elétrico brasileiro. Comparando-se com as previsões elaboradas para o Plano 2015, encontram-se atrasos significativos conforme pode ser visto nas Figuras 4.3 e 4.4.

Estes atrasos de mercado significam que os mercados hoje previstos para 2010 nos Cenários I, II, III e IV, realizar-se-iam respectivamente 9, 8, 5 e 3 anos antes pelas projeções do Plano 2010.

Estes atrasos nos mercados são devidos, em primeiro lugar, à crise econômica ocorrida de 1987 até hoje. Ela fez com que o mercado se realizasse abaixo do previsto. E, em segundo, aos crescimentos da economia previstos para os cenários considerados, que são menores do que aqueles do Plano 2010.

Os atrasos de mercado aqui referidos são menores do que os do PIB dos cenários macroeconômicos, conforme pode ser visto no Projeto 2 - "O Setor de Energia Elétrica e a Economia Brasileira-Inserção e Perspectivas". Isto deve-se ao fato da crise econômica dos últimos anos ter afetado mais o crescimento da economia que o desempenho do consumo de energia elétrica, implicando assim em valores de mercado mais próximos daqueles previstos no Plano 2010, do que os respectivos valores previstos para o PIB.

4.2.9 Comparações Internacionais

Vizando um processo de planejamento de longo prazo, para o qual foram gerados quatro cenários macroeconômicos, torna-se importante fazer uma comparação dos resultados obtidos com os valores referentes a outros países, desenvolvidos e subdesenvolvidos.

A Tabela 4.37 compara o PIB, o consumo total de energia elétrica per capita e intensidade elétrica de diversos países. Já a Tabela 4.38 mostra a evolução da intensidade elétrica no Brasil para os quatro cenários.

Pode ser observado que os baixos níveis de renda e consumo per capita atualmente previstos para o Brasil no ano 2015, mesmo no cenário mais otimista, ficam aquém daqueles verificados nos países desenvolvidos.

Quanto à intensidade elétrica, a do Brasil, não deve ser comparada a dos países desenvolvidos, mesmo porque estes apresentam intensidades extremamente variáveis, desde 0,27 kWh/US\$ no Japão e 0,32 kWh/US\$ na Alemanha, até 1,08 kWh/US\$ no Canadá e 1,12 kWh/US\$ na Noruega, passando por 0,53 kWh/US\$ nos Estados Unidos.

Em países com PIB "per-capita" próximo ao brasileiro - Argentina, Coreia do Sul - a intensidade elétrica destes países não se destaca excessivamente, apesar das características industriais do Brasil tornarem o País grande utilizador de eletricidade. Comparando com a da Coreia do Sul, por exemplo, a maior intensidade brasileira, (0,66 kWh/US\$ contra 0,58 kWh/US\$), pode ser explicada pela base industrial eletrointensiva relativamente maior.

O parâmetro intensidade elétrica depende das estruturas econômica e energética de cada País. Deste modo, o Japão e a Alemanha, que possuem infra-estrutura plenamente atendida, grande indústria de produtos de alto valor monetário agregado (que são em boa parte exportados), e escassos recursos energéticos para geração de energia elétrica, têm as mais baixas intensidades, respectivamente, 0,27 kWh/US\$ e 0,30 kWh/US\$. Os Estados Unidos, contam com recursos energéticos abundantes e utilizam mais a eletricidade, tendo assim intensidade de 0,53 kWh/US\$. No caso da Espanha, sua baixa intensidade deve-se ao setor serviços, notadamente ao item turismo, que por um lado tem uma grande participação na formação do PIB e por outro demanda menos energia elétrica que outros setores da economia.

A Noruega e o Canadá, que possuem amplos recursos hídricos, adequados para a produção de energia elétrica, priorizam este insumo na sua estrutura produtiva e em outros usos, resultando em elevados valores para a intensidade, respectivamente de 1,17 kWh/US\$ e 1,08 kWh/US\$. Assim é que a produção, inclusive para exportação, da indústria eletrointensiva e a utilização de energia elétrica no aquecimento ambiental, contribuem para elevar sua intensidade energética.

No caso do Japão, a intensidade, apesar de baixa, foi até reduzida nos últimos anos devido a um programa de racionalização e conservação de energia elétrica e a uma política de redução da produção das indústrias eletrointensivas do seu território.

No caso brasileiro, como já foi salientado no item 3, a intensidade passou de 0,33 kWh/US\$ para 0,66 kWh/US\$ entre 1970 e 1990. Este crescimento ocorreu devido a uma penetração grande da eletricidade em todas as classes de consumo. Isto resultou na modificação da estrutura energética do País, fazendo com que a eletricidade aumentasse sua participação no consumo energético total, entre 1970 e 1990, de 16,9% para 38,6%. Priorizou-se assim, neste período, a disponibilidade de recursos hídricos, que são nacionais, renováveis, abundantes e adequados para a produção de energia elétrica. Nesse aspecto, o Brasil se assemelha a países como o Canadá e a Noruega. Ressalte-se que, no cálculo da participação da energia elétrica no consumo energético total, utiliza-se no Brasil o coeficiente de equivalência energética de 0,29 tEP/MWh, diferentemente de outros Países que utilizam o equivalente calórico de 0,08 tEP/MWh.

Quanto à energia elétrica para a produção de produtos intermediários, inclusive eletrointensivos, destinados à exportação, pode-se ver pela Tabela 3.4.5 que a energia exportada em 1990 representou 9,7% do consumo total brasileiro. Assim essas exportações só acrescentaram 0,07 kWh/US\$ à intensidade.

A contribuição das classes de consumo residencial, industrial, comercial e outros para a formação da intensidade em relação ao PIB total é de, respectivamente 0,15, 0,34, 0,07 e 0,10 kWh/US\$. A intensidade do consumo industrial retrata a atual estrutura econômica do País, onde a participação dos produtos intermediários, que consomem proporcionalmente grandes quantidades de energia elétrica, é elevada relativamente à participação de produtos acabados, que para o mesmo valor monetário agregado ao PIB, consomem menos energia elétrica.

A intensidade elétrica é também influenciada por vários fatores, que dentre outros podemos citar: o elevado nível de participações da mão de obra na formação do PIB, que ocorre em Países desenvolvidos; o volume da economia informal, que é maior em Países em desenvolvimento; valores baixos da tarifa de energia elétrica.

Quanto ao comportamento futuro (Tabela 4.38), observa-se um crescimento da intensidade até o ano 2005 para os cenários I e II e até 1995 para os cenários III e IV, em consequência do período recessivo da economia, no qual o crescimento do consumo de energia elétrica, por razões inerciais, é geralmente maior que o crescimento do PIB e do baixo nível de conservação possível de ser conseguido a curto prazo.

Após o ano 2000, as intensidades dos cenários I e II praticamente se mantêm enquanto que para os cenários III e IV após 1995 elas caem até o ano 2015 para valores próximos aos atuais.

Este comportamento se deve à não ocorrência de mudanças significativas na estrutura econômica brasileira nos cenários I e II, principalmente no que toca ao setor industrial que ainda terá uma participação preponderante de produtos intermediários. Nos cenários III e IV, há mudanças sensíveis nesta participação, porém insuficientes para levar a intensidade aos níveis verificados em alguns países desenvolvidos.

Após 1995, a queda nas intensidades nos cenários III e IV só não é mais acentuada porque ao longo do período a participação majoritária da energia elétrica na estrutura energética do País se mantém. É previsto no Projeto 2 - "O Setor Elétrico e a Economia Brasileira" um ganho de participação da energia elétrica na matriz energética, da ordem de dez pontos percentuais, ao longo do período de 25 anos. Por outro lado, a conservação de energia elétrica reduz o crescimento da intensidade, porém este efeito é suavizado por este ganho de participação da energia elétrica no consumo energético final.

Em termos de intensidade para o cenário III e IV, o ganho de participação da energia elétrica reflete-se nas classes residencial e comercial, que chegam no ano 2015 com valores de 0,17 kWh/US\$ e 0,09 kWh/US\$, respectivamente, superiores aos de hoje. Com a classe industrial ocorre o contrário: o valor de 0,31 kWh/US\$ é inferior ao atual.

TABELA 4.37
Comparações Internacionais
PIB, Consumo Per Capita e Intensidade

PAÍSES	PIB "PER CAPITA" US\$ 87/HAB	CONSUMO "PER CAPITA" kWh/HAB	INTENSIDADE ELÉTRICA kWh/US\$
NORUEGA	19.800	22.100	1,12
JAPÃO	19.400	5.200	0,27
ESTADOS UNIDOS	18.400	9.700	0,53
ALEMANHA *	18.300	5.900	0,32
CANADÁ	14.400	15.500	1,08
ESPAÑA	7.400	2.800	0,38
GRÉCIA	4.100	2.500	0,61
PORTUGAL	3.400	1.900	0,56
COREIA DO SUL	2.400 **	1.400	0,58
ARGENTINA	2.300 **	1.300	0,57
MÉXICO	1.600 **	1.100	0,69
ÍNDIA	300 **	200	0,67
BRASIL(1990)***	2.230	1.470	0,66
BRASIL(2015)***			
Cenário I	3.470	2.700	0,78
Cenário II	4.090	3.000	0,74
Cenário III	5.390	3.500	0,65
Cenário IV	6.200	3.960	0,64

TABELA 4.38
Brasil - Evolução da Intensidade Elétrica (kWh/US\$) ***

CENÁRIOS	1990	1995	2000	2005	2010	2015
I	0,66	0,71	0,77	0,79	0,79	0,78
II	0,66	0,71	0,73	0,75	0,75	0,74
III	0,66	0,71	0,70	0,69	0,67	0,65
IV	0,66	0,71	0,70	0,68	0,66	0,64

* - Dados da antiga Alemanha Ocidental

** - 1986 (em US\$ de 1986)

*** - Em US\$ 1988

Fontes: World Development Report - 1989 - The World Bank

OECD - Energy Statistics - 1987

OECD - World Energy Statistics and Balances - 1971/1987.

FIGURA 4.3
ANO 2010

Atraso em Número de Anos - PLANO 2015 x PLANO 2010
PIB e Energia Elétrica

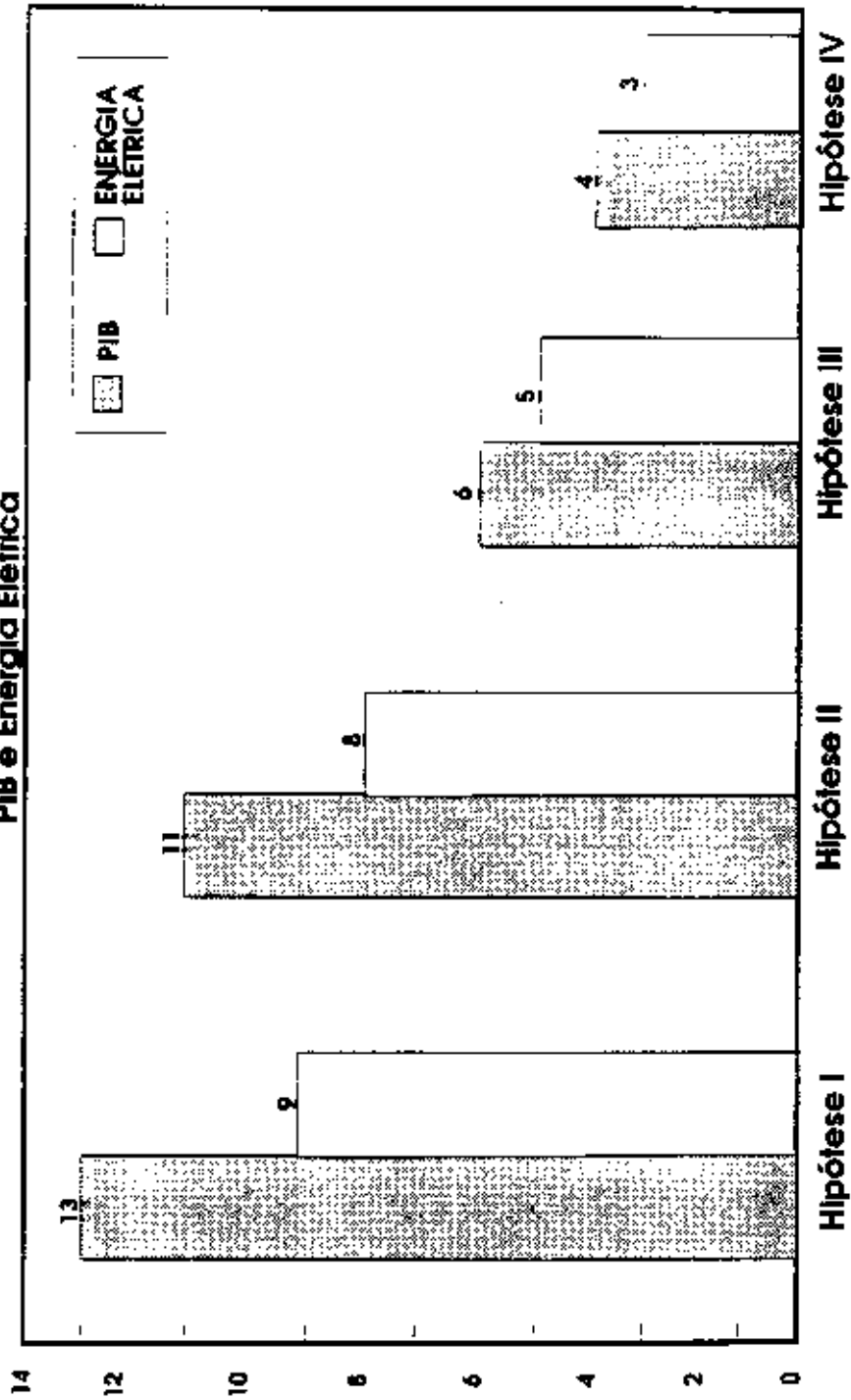
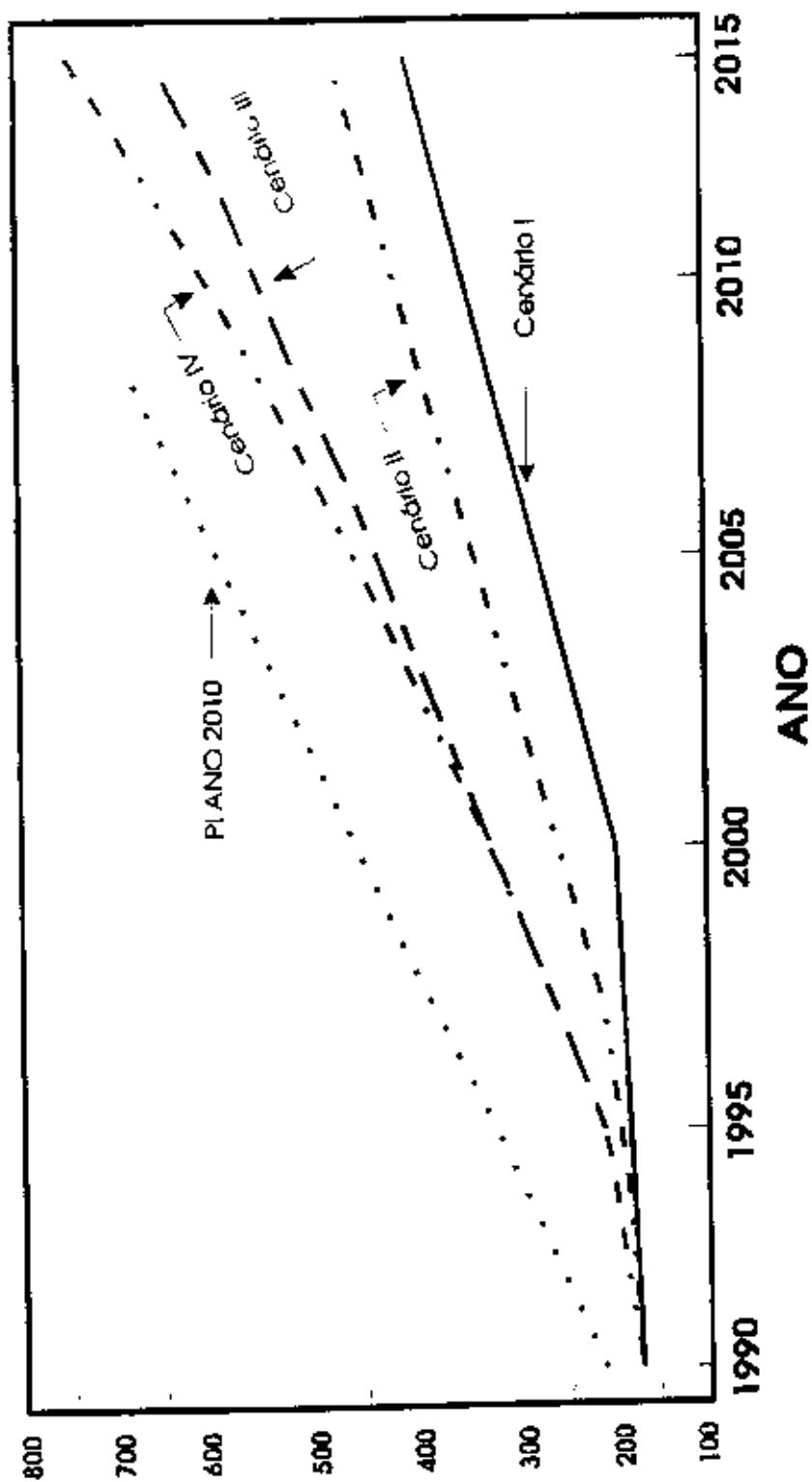


FIGURA 4.4
CENÁRIOS DE MERCADO
ENERGIA ELÉTRICA



5. EQUIPE

COORDENAÇÃO

Carlos Alberto de Carvalho Afonso (Chefe do DPM)
James Bolivar Luna de Azevedo (Chefe da DPMP)

EQUIPE TÉCNICA

Carlos Alberto Pavão Netto
Cláudio Gomes Veloso
Inah Rosa Borges de Holanda
James Bolivar Luna de Azevedo
José Cesar Vieira Rosa
José Mauro da Mota Campos
Jorge de Oliveira Camargo
Jorge da Costa Mendonça Filho
Maria Helena Güther
Luiz Fernando Arieira Fernandes

COLABORAÇÃO TÉCNICA

Wilson Marques	DG
Lúcia M. Navegantes	Procel/DO/DOD
Guilherme Fürst	Procel/DO/DOD
José Sarto de Souza	ELETRONORTE
José Ailton de Lima	CHESF
Telésforo Martins Veras	ELETROSUL
Dario de Souza Ribeiro	FURNAS
Sergio Serra	FURNAS

EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues	DPS/GCPS
-------------------------------------	----------



PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 4
A Oferta de Energia Elétrica
● Potencial Hidrelétrico

PLANO 2015

PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

POTENCIAL HIDRELÉTRICO

ÍNDICE

1	DESCRIÇÃO DO PARQUE HIDRELÉTRICO	1
2	HISTÓRICO DO CONHECIMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO	4
3	METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO	9
3.1	Avaliação de Escritório	9
3.1.1	Potencial Individualizado	10
3.1.2	Potencial Remanescente	12
3.2	Inventário	13
4	ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS	14
4.1	Metodologias Utilizadas	14
4.2	Considerações Sobre os Critérios Adotados	15
5	APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO	17
5.1	Uso Múltiplo dos Recursos Hídricos	17
5.2	Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico da Amazônia	19
5.3	Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH	21
5.4	Usinas Hidrelétricas Reversíveis	24
5.5	A Evolução Tecnológica e o Aproveitamento do Potencial	26
6	ANEXOS	
6.1	Curvas para Determinação dos Custos do Potencial Estimado Individualizado	29
6.2	Aproveitamentos Hidrelétricos Inventariados, em Viabilidade, Projeto Básico e em Construção	35
7	EQUIPE	46

1. DESCRIÇÃO DO PARQUE HIDRELÉTRICO

O parque gerador de energia elétrica é hoje constituído principalmente de usinas hidrelétricas. A produção bruta total de energia elétrica em 1991 alcançou 248,6 bilhões de kWh, dos quais cerca de 97% de origem hidráulica. A produção de origem térmica se destina, atualmente, ao abastecimento de regiões isoladas ou à complementação dos sistemas existentes quando da ocorrência de períodos hidrológicamente desfavoráveis ou problemas de atendimento localizado.

O sistema elétrico brasileiro pode ser dividido em três grandes segmentos: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o sistema Norte/Nordeste e os sistemas isolados da região Norte.

Como principais características do sistema elétrico brasileiro destacamos:

- reservatórios com regularização pluviannual, ou seja, com capacidade de estocar água para utilização durante vários anos, em períodos de aflúncias reduzidas;
- grandes distâncias entre as fontes produtoras e os centros consumidores;
- bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, isto é, que apresentam diferenças entre suas distribuições de vazão ao longo do ano;
- elevado grau de interligação elétrica entre sistemas de bacias;
- grande parte do potencial hidrelétrico ainda disponível.

A Tabela 1.1, a seguir, mostra a evolução da capacidade nominal instalada no País desde 1962, ano de instalação da Eletrobrás. No período transcorrido desde aquela data, essa capacidade apresentou um crescimento médio anual de 8,2% e na última década de 5,3 %.

TABELA 1.1
CAPACIDADE NOMINAL INSTALADA - MW

	HIDRÁULICA	TÉRMICA	TOTAL
1962	4.126	1.603	5.729
1966	5.524	2.042	7.566
1971	10.244	2.426	12.670
1976	17.675	3.385	21.060
1981	30.600	3.656	34.256
1986 (1)	38.682	4.483	43.165
1991 (1)	52.376	4.770	57.146

(1) Inclui capacidade total, em operação, de Itaipu, cuja metade (6300 MW) pertence ao Paraguai.

A Tabela 1.2, a seguir, apresenta uma lista das principais usinas hidrelétricas com potência instalada igual ou superior a 30 MW.

Da Tabela pode-se extrair que a capacidade total instalada dessas usinas representa cerca de 87,4% da capacidade das usinas hidrelétricas implantadas até 1991 e 80,1% da potência total instalada no País.

TABELA 1.2
USINAS HIDRELÉTRICAS EM OPERAÇÃO EM 31/12/91
COM POTÊNCIA INSTALADA > 30 MW

USINA	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	ÁREA INUNDADA (km ²)	VOLUME TOTAL DO RESERVA- TÓRIO (km ³)
Balbina	AM	250,0	2.360,0	17.536,0
Coaracy Nunes 1	AP	40,0	23,0	138,5
Funil	BA	30,0	4,1	53,0
Paulo Afonso 1	BA	180,0	4,8	26,0
Paulo Afonso 2A	BA	215,0	4,8	26,0
Paulo Afonso 2B	BA	228,0	4,8	0,0
Paulo Afonso 3	BA	800,0	4,8	26,0
Paulo Afonso 4	BA	2.460,0	16,0	128,5
Sobradinho	BA	1.050,0	4.214,3	34.116,0
Moxotó	BA/PE	400,0	93,0	1.124,0
Mascarenhas	ES	123,0	4,1	41,1
Sulça	ES	34,0	0,6	1,3
Cach. Dourada	GO	448,0	74,0	519,0
Inumbiara	GO/MG	2.280,0	798,0	17.027,0
Camargos	MG	48,0	73,4	792,0
Emborcação	MG	1.192,0	49,2	17.650,0
Furnas	MG	1.312,0	1.442,0	22.950,0
Itutinga	MG	54,5	1,6	11,4
Jaguara	MG	412,0	33,0	420,0
Marimbondo	MG	1.488,0	438,0	6.150,0
Peixoto	MG/SP	478,0	263,7	4.040,0
Nova Mauricio	MG	32,1	3,4	26,0
Porto Colômbia	MG	328,0	144,0	1.524,0
Sá Carvalho	MG	48,0	0,0	20,5
Salto Grande	MG	102,0	0,0	80,0
Três Marias	MG	396,0	1.042,0	19.280,0
São Simão	MG/GO	1.680,0	674,0	12.540,0
Volta Grande	MG/SP	380,0	195,0	2.170,0
Curuá-Una	PA	30,0	78,0	530,0
Tucuruí 1	PA	(1) 3.890,0	2.430,0	45.500,0
Itaiparica	PE/BA	1.500,0	835,0	10.700,0
Boa Esperança	PI	216,0	363,0	5.059,0
Foz do Areia	PR	1.676,0	148,2	5.779,0
Guaricana	PR	36,0	0,9	7,0
Itaipu (Binacional)	PR	(2) 6.300,0	1.460,0	29.000,0
Júlio Mesquita F ^o	PR	50,0	0,5	1,5

PLANO 2015

TABELA 1.2 (Continuação)

USINA	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	ÁREA INUNDADA (km ²)	VOLUME TOTAL DO RESERVA- TÓRIO (hm ³)
Pangot de Souza	PR	252,0	13,1	179,0
Salto Osório	PR	1.050,0	62,0	1.124,0
Salto Santiago	PR	1.332,0	208,0	6.753,0
Fontes Nova	RJ	123,0	30,7	415,0
Funil	RJ	222,0	39,7	888,0
Ilha dos Pombos	RJ/MG	159,0	3,5	140,0
Nilo Peçanha 1	RJ	380,0	3,8	398,0
Pereira Passos	RJ	100,0	1,1	86,5
Samuel	RO	86,4	560,0	3.250,0
Canastra	RS	42,5	0,0	0,4
Itaíba	RS	500,0	13,5	620,3
Jacuí	RS	180,0	4,7	42,0
Passo Fundo	RS	220,0	149,0	1.589,0
Passo Real	RS	140,0	225,5	3.650,0
Alecrim	SP	72,0	0,0	0,0
Álvaro de S. Lima	SP	144,0	62,5	545,0
Americana	SP	34,0	11,4	0,0
Armando Laydner	SP	97,8	425,0	6.520,0
A. S. Oliveira	SP	32,2	2,7	25,4
Barra Bonita	SP	140,8	328,0	3.140,0
Caconde	SP	80,4	31,1	555,0
Estreito	SP	1.104,0	46,5	1.423,0
E. da Cunha	SP	108,8	1,1	13,5
Furnaça	SP	35,2	0,0	0,0
Henry Borden 1-2	SP	880,0	0,0	0,0
Ibitinga	SP	132,0	113,5	985,0
N. Avanhadava	SP	303,0	216,5	2.750,0
Paraibuna	SP	86,0	176,0	4.730,0
Promissão	SP	264,0	530,0	7.400,0
Salto Iporanga	SP	36,3	0,0	0,0
Água Vermelha	SP/MG	1.380,0	647,0	11.000,0
Ilha Solteira	SP/MS	3.230,0	1.200,0	21.116,0
Jupia	SP/MS	1.414,0	327,0	3.680,0
Capivara	SP/PR	640,0	515,0	10.450,0
Lucas N. Garcez	SP/PR	72,0	12,2	48,0
Rosana	SP/PR	80,0	217,0	1.918,0
Xavantes	SP/PR	416,0	398,0	8.750,0
TOTAL		45.756,0	(3) 23.841,9	--

(1) Inclui 2 unidades de 20 MW, correspondentes a Tucuruí 1 - Piloto.

(2) Considerada apenas a parte nacional de Itaipu.

(3) Este total, que engloba a área total inundada pelo reservatório de Itaipu, corresponde a 0,28% do território brasileiro.

2. HISTÓRICO DO CONHECIMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO

A primeira utilização de energia hidrelétrica no País ocorreu em 1883, quando foi instalada, em Diamantina, Minas Gerais, uma usina para geração de energia elétrica, com a finalidade de movimentar duas bombas de desmorte hidráulico.

A primeira usina hidrelétrica de expressão foi a de Marmelos-0, com 250 kW de potência instalada, situada em Juiz de Fora, Minas Gerais, e teve por finalidades fornecer energia elétrica para a iluminação pública da cidade e acionar as máquinas de uma fábrica de tecidos.

Nas décadas seguintes, os estudos do potencial hidrelétrico e a implantação de empreendimentos foram realizados em função de suas dimensões e da proximidade dos principais centros urbanos.

O predomínio da hidreletricidade no Brasil verifica-se desde o início do século, comprovado por seu rápido crescimento, tanto em termos de capacidade instalada em empreendimentos hidrelétricos como em número de empresas prestadoras de serviços de energia. Em 1900 havia 5,5 MW instalados fornecidos por 11 empresas, passando em 1910 para 140 MW e 88 empresas e chegando em 1950 a 1.936 MW de potência instalada e 1763 empresas fornecedoras de energia.

Até 1950 o conhecimento do potencial hidrelétrico era bastante limitado, restrito à identificação de alguns locais promissores em regiões de maior interesse. Somente a partir de 1961 foi iniciada sua avaliação de forma global e sistematizada. A Tabela 2.1, a seguir, apresenta a evolução histórica da estimativa do potencial hidrelétrico brasileiro.

TABELA 2.1
POTENCIAL HIDRELÉTRICO

ANO	ENERGIA FIRME, GW MEDIO	POTÊNCIA INSTALAVEL, GW	OBSERVAÇÕES
Até 1954	7,5	15	Nenhuma bacia inventariada. Estimativa parcial do país.
1955	13,0	26	Estimativa parcial do País.
1961	50,0	100	Primeira estimativa global do País.
1966	75,0	150	Nova estimativa já incluindo o inventário da região Sudeste/Centro-Oeste.
1978	104,5	209	Inclusão dos inventários da região Sul e das bacias dos rios Tocantins, São Francisco (Nordeste) e Parnaíba, e dos resultados dos Estudos da Amazônia, do ENENORDE e do ENERAM. Consideração da diversidade hidrológica.
1979	106,5	213	Inclusão dos inventários das bacias dos rios Xingu e Paraguai.
1989	127,5	255	Inclusão de novos inventários em substituição a estimativas conservadoras adotadas para algumas bacias e utilização de dados mais precisos na estimativa de potencial.
1991	129,1	261,4	Atualização dos dados disponíveis.

Como se pode observar, o conhecimento do potencial hidrelétrico tem evoluído gradativamente, tornando-se cada vez mais preciso, à medida que informações sobre as características físicas das bacias hidrográficas brasileiras vão se tornando disponíveis e à medida que se tem investido em estudos de escritório e de campo, permitindo melhor definição de partições de queda dos rios dessas bacias.

É importante ressaltar que, tradicionalmente, o potencial hidrelétrico brasileiro vem sendo avaliado em termos de energia firme. Contudo, em termos estratégicos, a prazo mais longo, a energia média se tornará um melhor indicador do potencial energético de um sistema hidrelétrico. Isso porque efeitos como a crescente regularização proporcionada pelos reservatórios, a interligação elétrica dos sistemas, a interligação elétrica de bacias com diversidade hidrológica e a crescente participação da geração de origem térmica fazem com que praticamente toda energia média possa ser aproveitada. É estimado em 5% o acréscimo decorrente da adoção deste critério, o que significa que o potencial passa para aproximadamente 136 GW médios, aos quais corresponderiam 274 GW instalados.

Cumprido destacar ainda que esse valor de potencial hidrelétrico representa a parcela composta por aproveitamentos cuja avaliação técnico-econômica atendeu aos critérios vigentes quando os estudos foram realizados. Em função disso, essa avaliação está sujeita a alterações, principalmente em decorrência dos impactos ambientais daqueles aproveitamentos. Esses efeitos, embora tenham sido considerados nesta avaliação, tiveram sua conceituação e conseqüente valorização significativamente alteradas, a partir da época em que os estudos foram realizados, podendo ainda ser submetidos a novas avaliações. Como resultado, a concepção de algumas obras poderá ser modificada, com o objetivo de diminuir os impactos previstos, o que poderá acarretar redução de sua capacidade de geração. Em casos extremos, poderá ser contestada a própria viabilidade da obra e mesmo recomendada a sua exclusão daquele conjunto, o que também alterará o valor do potencial anteriormente apresentado. Os valores apresentados para a avaliação desse potencial constituem, portanto, uma referência para o planejamento e não, obrigatoriamente, o que se prevê realizar, ainda que após 2015. A propósito, recomenda-se o exame do Projeto 7 do Plano 2015, "A Questão Ambiental e o Setor Elétrico", onde este assunto foi objeto de um tratamento mais profundo e abrangente.

A seguir é apresentada a Tabela 2.2, com o resumo do potencial hidrelétrico brasileiro, em valores de Energia Firme, por bacia e nível de conhecimento em 1991.

TABELA 2.2
POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO
ENERGIA FIRME (MW ANO)
SITUAÇÃO EM 31/12/91

BACIA	ESTÁGIO	OPERAÇÃO E CONSTRUÇÃO	INVENTÁRIO/ VIABILIDADE/ PROJETO BÁSICO	ESTIMADO	TOTAL
Amazonas		191,5	16.662,2	37.173,5	54.027,2
Tocantins		3.515,5	9.531,1	1.549,4	14.596,0
Atlant. N-NE (1)		140,0	94,6	1.329,0	1.563,6
São Francisco		5.707,0	2.673,0	1.270,5	9.650,5
Atlant. Leste (1)		909,7	5.579,9	1.327,0	7.816,6
Paraná		18.715,2	6.045,8	5.426,1	30.187,1
Uruguai		141,7	6.268,0	1.355,4	7.765,1
Atlant. Sudeste (1)		743,8	765,1	1.931,0	3.439,9
TOTAL		30.064,4	47.619,7	51.361,9	129.046,0
		(23,3%)	(36,9%)	(39,8%)	(100%)

- (1). Atlântico N-NE - compreende as bacias dos rios que deságuam no Oceano Atlântico, ao Norte da bacia Amazônica e entre a foz do rio Tocantins e a do rio São Francisco;
 Atlântico-Leste - compreende as bacias dos rios que deságuam no Oceano Atlântico entre a foz do rio São Francisco e a divisa RJ/SP;
 Atlântico Sudeste - compreende as bacias dos rios que deságuam no Oceano Atlântico ao Sul da divisa RJ/SP.

As Tabelas 2.3 e 2.4, a seguir, apresentam um resumo do potencial hidrelétrico brasileiro, em valores de potência instalada, por estado e nível de conhecimento em 1991 e por bacia e faixas de potência, respectivamente.

TABELA 2.3
POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO
POTÊNCIA INSTALADA E INSTALÁVEL (MW)
SITUAÇÃO EM 31/12/91

ESTADO (1)	APROVEITADO			DISPONÍVEL			TOTAL GERAL POR ESTADO
	CONSTRUÇÃO	OPERAÇÃO (2)	TOTAL	INVENTÁRIO / VIABILIDADE / PROJ. BÁSICO	ESTIMADO	TOTAL	
AC	-	-	-	-	1.093,0	1.093,0	1.093,0
AL	1.500,0	-	1.500,0	2.665,0	17,2	2.682,2	4.182,2
AM	-	260,0	260,0	763,1	19.322,0	20.085,1	20.345,1
AP	-	40,0	40,0	100,0	2.537,0	2.637,0	2.677,0
BA	10,0	6.146,0	6.156,0	5.407,5	994,1	6.401,6	12.557,6
CE	-	4,4	4,4	8,3	-	8,3	12,7
DF	-	19,0	19,0	-	-	-	19,0
ES	-	183,6	183,6	249,9	626,0	875,9	1.059,5
GO	1.777,6	2.436,1	4.213,7	4.241,2	4.285,8	8.527,0	12.740,7
MA	-	1,0	1,0	1.327,0	451,0	1.778,0	1.779,0
MG	900,0	9.338,4	10.238,4	10.423,0	4.250,8	14.673,8	24.912,2
MS	1.569,0	2.353,3	3.922,3	484,8	1.131,6	1.616,4	5.538,7
MT	243,0	35,6	278,6	778,1	16.890,9	17.669,0	17.947,6
PA	350,0	3.920,0	4.270,0	34.530,6	21.360,0	55.890,6	60.160,6
PB	-	3,5	3,5	2,1	5,5	7,6	11,1
PE	-	970,0	970,0	2.267,0	24,0	2.291,0	3.261,0
PI	-	216,0	216,0	60,0	104,2	164,2	380,2
PR	2.292,0	(3) 11.407,4	13.699,4	6.626,5	2.618,3	9.244,8	22.944,2
RJ	-	995,1	995,1	3.206,9	428,1	3.635,0	4.630,1
RN	-	-	-	2,2	-	2,2	2,2
RO	129,6	86,4	216,0	1.429,4	13.675,0	15.104,4	15.320,4
RR	-	-	-	872,0	4.306,0	5.178,0	5.178,0
RS	-	1.111,1	1.111,1	6.638,5	4.319,9	10.958,4	12.069,5
SC	-	101,8	101,8	5.625,8	2.361,8	7.987,6	8.089,4
SE	1.500,0	-	1.500,0	2.665,0	-	2.665,0	4.165,0
SP	2.573,0	8.498,1	11.071,1	3.218,5	1.141,0	4.359,5	15.430,6
TO	-	20,3	20,3	4.885,0	50,8	4.905,8	4.926,1
TOTAL	12.844,2	48.147,1	60.991,3	98.447,4	101.994,0	200.441,4	261.432,7

(1) Os aproveitamentos que se situam na fronteira entre dois estados tiveram seu potencial dividido em duas partes iguais, para efeito de composição desta Tabela.

(2) Potência efetiva das usinas: inclui informação disponível sobre autoprodutores.

(3) Computada 50% da potência instalada de Itaipu.

TABELA 2.4
POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO (1)
POTÊNCIA INSTALADA E INSTALÁVEL (MW)
SITUAÇÃO EM 31/12/91
FAIXAS DE POTÊNCIA

BACIA	0 < P < 30		30 < P < 100		100 < P < 500		500 < P < 1000		P > 1000		TOTALS	
	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS	POTÊNCIA	Nº DE LOCAIS
AMAZONAS	205,7	21	866,4	14	15.523,0	69	9.857,0	14	57.426,0	13	83.878,1	131
TOCANTINS	166,0	22	549,1	8	4.492,6	20	3.300,0	4	17.064,0	8	25.571,7	62
ATL. N-NE	343,1	40	235,8	4	1.375,0	8	1.000,0	1	-	-	2.953,9	53
S. FRANC.	1.190,1	100	1.503,6	29	4.704,0	17	2.568,0	3	15.680,0	7	25.645,7	156
ATL. LESTE	3.065,8	329	3.359,0	64	7.142,5	37	-	-	1.250,0	1	14.817,3	431
PARANÁ	3.163,4	417	3.996,1	68	9.818,4	46	2.892,0	5	33.747,6	19	53.587,5	555
URUGUAI	592,4	75	1.276,0	22	2.824,5	14	2.700,0	3	6.558,0	5	13.950,9	119
ATL. SE	729,8	81	1.677,9	30	2.298,6	12	880,0	1	2.000,0	1	7.586,4	125
TOTAL	9.456,4	1.085	13.433,9	239	48.178,6	223	23.197,0	31	133.725,6	54	227.991,5	1.632

(1) Inclui aproveitamentos em operação, em construção, em projeto básico, em viabilidade, inventariados e estimados individualizados.
 Exclui apenas o potencial remanescente, ou seja, aquele associado a trechos de rios não inventariados, sem a identificação de possíveis locais de barramento.

3. METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO

Com o objetivo de garantir a homogeneidade dos resultados obtidos nos estudos para determinação do potencial, e permitir a sua comparação, a Eletrobrás tem editado, sucessivamente, manuais e diretrizes consolidando a evolução das metodologias utilizadas.

Devido às dimensões da rede hidrográfica brasileira, à necessidade de um grande número de informações e aos custos envolvidos, o levantamento do potencial é feito por etapas. Essas etapas, descritas a seguir, vão desde a avaliação realizada em escritório até os estudos de inventário.

3.1 AVALIAÇÃO DE ESCRITÓRIO

É a etapa dos estudos em que é feita a análise preliminar das características das bacias hidrográficas, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, ambientais e geológicos, para verificar sua vocação para a geração de energia elétrica e para outros usos da água. Essa análise, exclusivamente baseada em dados disponíveis, é feita em escritório e permite a avaliação do potencial de bacias hidrográficas, a primeira estimativa de custo do seu aproveitamento e a definição de prioridades, prazos e custos dos estudos da fase seguinte (inventário).

Essa avaliação é realizada para bacias ainda não inventariadas e para rios ou trechos de rios não incluídos em estudos de inventário anteriores por terem sido considerados pouco atrativos. Esta etapa é ainda subdividida em avaliação do Potencial Individualizado e do Potencial Remanescente, que utilizam procedimentos de cálculo distintos, conforme se trate de trechos de rios com possíveis aproveitamentos individualizáveis, por serem mais promissores, ou de trechos considerados com potencial remanescente sem individualização.

As estimativas de escritório permitem avaliar, preliminarmente, o potencial, seu custo, o número de locais a serem estudados e os custos dos trabalhos de campo necessários ao inventário desse potencial, constituindo-se em instrumento útil para o estabelecimento de prioridades entre as bacias a serem estudadas.

A seguir é descrita a metodologia que vem sendo utilizada para levantamento do potencial hidrelétrico estimado de um rio ou bacia hidrográfica. Existem outras metodologias com pequenas diferenças daquela apresentada, basicamente quanto à avaliação das vazões a serem utilizadas e à fixação de coeficientes.

3.1.1 Potencial Individualizado

Definição de Bacias e Rios

Com base nos dados disponíveis de estudos de reconhecimento e de inventário, mapas topográficos, mapas geológicos, relatórios de sobrevôos e de visitas às regiões, são definidas as bacias a serem estudadas e seus limites traçados nos mapas topográficos.

A seguir, são escolhidos os rios principais e aqueles afluentes que apresentem, a primeira vista, condições topográficas, geológicas, hidrológicas e ambientais favoráveis à implantação de usinas hidrelétricas.

Nos casos em que não estão disponíveis os perfis topográficos longitudinais de alguns dos rios escolhidos preliminarmente, os mesmos são traçados utilizando-se informações dos mapas topográficos e dados diversos de cotas obtidos em fontes como o DNER, Fundação IBGE, Rede Ferroviária Federal S. A. e ROTAER (Manual Auxiliar de Rotas Aéreas) do Ministério da Aeronáutica.

No traçado dos perfis, são identificados os acidentes naturais, como cachoeiras e corredeiras, povoações situadas nas margens dos rios e estradas, além dos afluentes principais. É levada em conta, também, a existência de fronteiras com outros Países, para a divisão do potencial e para evitar alteração do nível d'água nessas fronteiras. As escalas horizontais e verticais devem ser escolhidas em função da precisão das informações disponíveis.

Divisão de Queda e Cálculo da Área de Drenagem

Sobre os perfis dos rios selecionados são definidos os aproveitamentos, em função, principalmente, das características topográficas e geológicas de cada local.

Preferencialmente, é adotado como nível d'água de cada reservatório a cota natural do rio coincidente com o canal de fuga do aproveitamento imediatamente a montante, procurando-se, sempre que possível, evitar a interferência com pontos notáveis, como cidades, reservas indígenas, parques florestais, obras de infra-estrutura importantes etc.

Os locais selecionados sobre os perfis longitudinais são identificados nos mapas topográficos disponíveis, e limitadas suas áreas de drenagem, calculadas por planimetria.

Revisões futuras poderão indicar incompatibilidades altimétricas, topográficas, geológicas e ambientais na caracterização desses aproveitamentos. Em função disso, a identificação de locais nesta fase não é considerada como uma escolha definitiva de aproveitamentos, pois tem apenas o propósito de avaliar o número aproximado de locais a serem estudados a nível de inventário e os consequentes custos desses estudos, bem como desses aproveitamentos.

Estimativa de Vazões

A energia passível de ser produzida em um aproveitamento é estimada através do produto da vazão regularizada pela queda líquida média e por um fator que representa o rendimento global das unidades

geradoras. Para estimativa da vazão regularizada muitas vezes é necessário, primeiramente, definir as vazões médias de longo termo (MLT) nos locais escolhidos. Para regiões isoladas ou com escassez de informações, das quais não são disponíveis longas séries hidrológicas, aqueles valores são obtidos mediante uma profunda análise dos dados pluviométricos e fluviométricos existentes, geralmente escassos. Nos casos onde a informação é nula, são utilizados dados de bacias próximas com características pluviométricas, topográficas e geológicas semelhantes.

As vazões regularizadas são o resultado da multiplicação das vazões médias de longo termo por coeficientes estimados, obtidos a partir de estudos de simulação da operação integrada de todas as usinas inventariadas nas diversas bacias do País. A adoção desse coeficiente considera a similaridade das condições de regularização das bacias simuladas e em estudo.

Estimativa da Queda

A queda líquida média (H_2) é considerada igual a 86% da queda bruta máxima ($H_2 = 0,86 \times H$), em função de:

- . depleção máxima do reservatório igual a 1/3 da queda bruta máxima;
- . nível d'água médio no reservatório, correspondente à metade do volume útil, situado, aproximadamente, no 1/3 superior da depleção;
- . perda hidráulica média igual a 3% da queda bruta máxima.

Estimativa da Energia Firme

A energia firme anual de cada aproveitamento, expressa em MWano, é definida como produto de três fatores: o coeficiente 0,0084, a vazão regularizada e a queda líquida média ($E_f = 0,0084 \times Q_{reg} \times H_2$, onde Q_{reg} é expressa em m^3/s e H_2 em metros).

O coeficiente 0,0084 engloba o produto de:

- | | | |
|---|---|--------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> . aceleração da gravidade em m/s^2 . massa específica da água . rendimento da turbina (93%) . rendimento do gerador (97%) . rendimento operativo (95%) | } | Rendimento global = 0,86 |
|---|---|--------------------------|

A energia média pode ser obtida supondo-se que a relação entre esta energia e a firme, encontrada para aproveitamentos inventariados numa bacia, seja a mesma para o potencial estimado.

As estimativas de queda e de energia firme, dentro da metodologia de avaliação do potencial, se basearam em critérios conservadores, adotando-se dessa forma valores altos de perdas de queda e rendimentos baixos, se comparados com os verificados em usinas em operação.

3.1.2 Potencial Remanescente

A complementação do levantamento do potencial de uma bacia hidrográfica é alcançada com a estimativa do potencial remanescente, calculado para rios de pequeno porte, para os quais não se dispõe, em geral, do perfil detalhado, ou para trechos de rios não estudados.

Normalmente, para esta estimativa, considera-se que as sub-bacias a serem estudadas deverão estar localizadas em zonas com predominância de rochas cristalinas, sedimentares consolidadas ou outras com boas características para fundações.

Para o cálculo das áreas de drenagem das sub-bacias e para a estimativa das diferenças de cotas, quando não forem disponíveis melhores informações, são utilizados os mapas ao milionésimo da Carta do Brasil, publicados pela Fundação IBGE, complementados, em alguns casos, pelos mapas geológicos do Projeto RADAM, na mesma escala.

As vazões médias de longo termo (MLT) são calculadas a partir das vazões específicas médias de longo termo das sub-bacias.

Nos casos em que não está disponível o perfil de trechos de rios, a estimativa não leva em conta aproveitamentos individualizados ao longo do talvegue, mas sim considerações globais, como:

- . aproveitamento em cascata ao longo do rio, com queda repartida uniformemente;
- . vazão proporcional ao quadrado da distância do aproveitamento à nascente;
- . número de aproveitamentos entre $n=5$ e $n=25$;
- . perda de carga equivalente a 5% da queda bruta;
- . depleção a meio volume útil igual a 1/9 da queda bruta;
- . rendimento global de 80%.

Sendo assim, a expressão adotada para cálculo da energia firme anual de todo o trecho em MW ano é:

$$E_f = 0,0025 \cdot Q_r \cdot Z$$

onde Q_r (em m^3/s) é a vazão regularizada no ponto mais a jusante da sub-bacia e Z (m) a diferença de cotas entre as cabeceiras do rio e o ponto de jusante considerado que, inclusive, pode ser a foz desse rio. A energia média é obtida de forma semelhante a indicada no cálculo do potencial individualizado.

3.2 INVENTÁRIO

É a etapa em que é estabelecida a combinação de aproveitamentos em uma bacia hidrográfica, isto é, a divisão da queda disponível da bacia que, no conjunto, propicie o maior aproveitamento de energia, a um custo competitivo com fontes geradoras alternativas, e que produza efeitos aceitáveis sobre o meio ambiente. A metodologia utilizada nesses estudos é definida no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas, da Eletrobrás.

A definição da concepção global dos aproveitamentos da alternativa de divisão de queda selecionada nos estudos de inventário, visando a sua otimização técnico-econômica e a obtenção dos benefícios e custos associados, é feita nos estudos de viabilidade. Essa concepção compreende o dimensionamento do aproveitamento, das obras de infra-estrutura local e regional necessárias à sua implantação, do seu reservatório e respectiva área de influência, os estudos de uso múltiplo da água e a avaliação dos efeitos sobre o meio ambiente.

4. ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS

4.1 METODOLOGIAS UTILIZADAS

Assim como os parâmetros energéticos, os custos são avaliados em diferentes graus de profundidade, variando em função da disponibilidade e da qualidade dos dados, de maneira que, cada vez que aumenta o nível de conhecimento do local, aumenta também a precisão do custo, aproximando-o do custo final do empreendimento.

Nas fases de inventário e viabilidade, a determinação dos custos obedece a critérios definidos no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas e nas Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos, respectivamente.

Dessa forma, mesmo sendo preparados por várias empresas responsáveis pelos diferentes estudos, os custos dos aproveitamentos podem ser comparados e, assim, utilizados nos estudos de planejamento coordenados pela ELETROBRÁS.

Os custos dos aproveitamentos inventariados são obtidos a partir da definição de um arranjo básico adequado a cada local, o que permite avaliar os volumes das obras civis, as dimensões e características dos principais equipamentos e as principais medidas sócio-econômicas e ambientais necessárias. O orçamento dos diversos componentes da obra, e conseqüentemente seu custo total, é obtido com base no Manual de Inventário.

Na fase do estudo de viabilidade, portanto com maior nível de informação sobre o projeto, é utilizado o processo de composição de custos, e o investimento necessário é determinado através de aplicação, aos equipamentos, materiais e serviços principais, dos custos unitários levantados para a região onde será construída a obra.

Na fase de projeto básico, que sucede a de estudos de viabilidade, é realizado o detalhamento dos custos da obra, de modo a permitir a preparação do orçamento para sua licitação.

Os custos dos aproveitamentos hidrelétricos estudados em nível de inventário, viabilidade e projeto básico, e dos que estão em fase de construção, são apresentados no Anexo 6.2.

Para a avaliação dos custos do potencial estimado, a metodologia utilizada é bastante expedita em função da carência de informações acerca do local. Esta avaliação é feita com emprego de uma sistemática que, mediante padronizações e simplificações, permite estimar os custos através de correlações estatísticas com dados disponíveis de aproveitamentos em níveis de estudo mais avançados.

Em virtude do número de locais (cerca de 3120), o custo do potencial estimado, utilizado nos modelos de planejamento, foi obtido mediante o emprego de curvas ajustadas estatisticamente a pontos que correspondiam a dados de aproveitamentos já estudados, no mínimo, a nível de inventário.

Os dados utilizados foram agrupados segundo quatro regiões e subdivididos em duas faixas de queda bruta, até 40 metros, inclusive, e superior a 40 metros. Dessa forma foram determinadas 8 curvas (Anexo 6.1) para as regiões Norte/Centro-Oeste, Nordeste, Sudeste e Sul. Os custos obtidos são função da potência instalada, da queda bruta e da localização regional.

Contudo, para que se possa fazer um uso correto dessa informação, deve-se observar que o conjunto de dados de custos que originaram as diferentes curvas estão referenciados a junho de 1985. Logo, já sofreram atualizações, uma vez que os estudos de inventário, viabilidade e projeto básico têm, originalmente, datas de referência diferentes.

Outro aspecto importante na avaliação dos custos para o planejamento diz respeito aos impactos sócio-ambientais que poderão resultar em acréscimo no custo da obra, e que foram tratados segundo a metodologia apresentada no Projeto 7.

Deve-se ressaltar ainda que, para efeito do planejamento, foram adotadas as seguintes medidas:

- 1) por não estarem disponíveis, os custos de 54 aproveitamentos estudados, no mínimo, a nível de inventário foram estimados com a utilização das curvas de correlação;
- 2) os custos disponíveis, para todas as fases do estudo, foram atualizados para dezembro de 1991, utilizando-se o Índice Geral de Preços-IGP.

4.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CRITÉRIOS ADOTADOS

Levando em conta que os custos dos empreendimentos, nos diferentes níveis de estudo, são um dos fatores determinantes na tomada de decisão no processo de planejamento, tornam-se necessárias algumas considerações a respeito da utilização das informações disponíveis:

- os estudos foram realizados em épocas distintas, alguns deles há quase 30 anos. Em função disso, muitos deles não incorporam os avanços tecnológicos ocorridos ao longo dos anos em projetos de usinas hidrelétricas, o que exige precauções especiais na consideração dos seus custos e na análise dos resultados do planejamento; e,
- como é necessário que os custos estejam referidos a uma mesma data, para que seja possível a análise de competitividade entre usinas, a definição de critérios para atualização de custos surge como uma dificuldade adicional, mas não menos importante, principalmente se levadas em conta a diversidade de índices existentes, as várias mudanças na economia, as elevadas taxas inflacionárias e as inúmeras desvalorizações da moeda e alterações da base monetária ocorridas nos últimos anos.

É importante ressaltar que os custos de vários aproveitamentos em operação, ou mesmo em construção, foram elevados em função de alongamentos de cronogramas, e mesmo paralisação de obras, em decorrência de dificuldades financeiras do Setor Elétrico. Como estes custos foram utilizados para obtenção das curvas de correlação, contribuíram para distorções na determinação de

custos do potencial estimado e dos 54 aproveitamentos citados no item 4.1, conduzindo a custos superestimados, que devem por essa razão ser considerados com cautela.

Com o objetivo de aperfeiçoar os procedimentos para estimativas de custos, a Eletrobrás está coordenando o desenvolvimento de um sistema, com a participação de empresas do Setor Elétrico e de outros setores da economia, que tem como objetivo a determinação de custos de usinas hidrelétricas em nível de projeto básico. A implantação de tal sistema permitirá a obtenção de valores de referência para licitações, propiciando ao Setor Elétrico um maior controle sobre os preços propostos e inibindo práticas de cartéis e de sobre-preços.

A inserção do Setor Elétrico no Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade, em andamento, propiciará o aprimoramento dos métodos e processos de determinação/apropriação dos custos de seus empreendimentos, além de conduzir a uma redução efetiva dos custos reais incorridos.

A ELETROBRÁS, a partir de discussões com as empresas do Setor Elétrico e da identificação das restrições a que, pelas razões citadas, estão sujeitos os dados disponíveis, considera que, para solucionar a questão, são necessários:

- organizar um banco de dados com as especificações e os quantitativos de cada projeto e utilizar, para definição dos orçamentos, custos unitários coletados periodicamente;
- rever estudos realizados há muito tempo, a fim de incorporar avanços tecnológicos e reavaliar os custos ambientais, admitindo inclusive a alteração na divisão de queda de algumas bacias hidrográficas.

5. APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO

Neste capítulo abordam-se importantes questões relativas ao aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro. São examinados aspectos ambientais, que receberão tratamento mais detalhado na monografia específica sobre o assunto, aqueles do uso múltiplo dos recursos hídricos e, em particular, do aproveitamento do potencial hidrelétrico da região amazônica, dentre outros.

5.1 USO MÚLTIPLO DOS RECURSOS HÍDRICOS

A criação de reservatórios para o aproveitamento do potencial hidrelétrico, assim como a interligação entre os componentes do sistema elétrico, acarretam alterações no regime natural de escoamento dos cursos d'água, situação que, com frequência, dificulta a atividade de outros usuários dos recursos hídricos. Além disso, à medida em que a população brasileira aumenta, intensifica-se a competição pelo uso da água. Em muitos casos já foi identificada a necessidade de que alguns reservatórios concebidos inicialmente apenas para a geração de energia elétrica alterem suas regras operativas para atender a outras finalidades. Um bom exemplo é o da alocação de volumes de espera em reservatórios do setor elétrico, visando a atenuação de cheias.

Em função desta realidade, é desejável que os projetos das futuras usinas hidrelétricas procurem contemplar, desde as fases iniciais, interesses de vários setores da economia, tais como os de irrigação, abastecimento d'água, navegação etc. Tal procedimento poderá proporcionar vantagens aos co-participantes de um dado empreendimento, desde que seja realizada a repartição dos custos das instalações de uso comum entre os setores que dele se beneficiem.

Apesar das vantagens evidentes da concepção de aproveitamentos com finalidades múltiplas, diversos fatores têm dificultado sua viabilização. Sob a ótica do setor de energia elétrica, e como regra geral, podem ser destacados os seguintes:

- a) a ausência de planos de desenvolvimento regionais que identifiquem propostas de aproveitamento dos recursos naturais de uma determinada área ou bacia hidrográfica e que, por conseguinte, sirvam de balizamento para a utilização da água como fonte geradora de energia elétrica;
- b) as limitações de competência institucional das empresas de energia elétrica, inclusive da Eletrobrás, para suprir a deficiência anteriormente apontada e para desempenhar funções que caberiam a agências de desenvolvimento;
- c) a inexistência de foros de debate dos interesses dos vários setores usuários; os Comitês de Estudos Integrados, na forma como atualmente constituídos, ainda assim em algumas poucas bacias hidrográficas, não têm estrutura adequada nem poder para resolver conflitos entre usuários;
- d) a ausência de planos de longo prazo nos demais setores usuários da água, com a amplitude e o nível de detalhe dos planos desenvolvidos pelo Setor de Energia Elétrica, cujos projetos apresentam longo período de maturação e que, por isto, requerem decisões com bastante antecedência em relação às obras a serem realizadas;

- e) as diferenças entre as prioridades dos diversos setores usuários;
- f) as restrições financeiras afetavam mais intensamente os outros setores usuários da água do que o de energia elétrica, dificultando o rateio dos custos de obras de finalidades múltiplas.

A articulação com outros setores usuários de recursos hídricos deverá ser facilitada com a instituição do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos - SINGREH, em atendimento ao inciso XIX do Artigo 21º da Constituição Brasileira, cuja regulamentação deverá ser realizada no âmbito do Congresso Nacional.

A estrutura organizacional proposta para o SINGREH prevê a existência de Comitês de Bacias Hidrográficas e de um Colegiado de nível nacional, ambos de caráter deliberativo, que contarão com o apoio de uma Secretaria Executiva.

É interessante destacar que a bacia hidrográfica será considerada como unidade de gerenciamento, em razão do que os conflitos nela existentes deverão ser administrados, ordinariamente, no âmbito dos Comitês. Nos casos, porém, em que o uso das águas de uma bacia interferir com o regime hidrológico de outras, como é o caso do setor elétrico, por força, basicamente, da interligação elétrica das usinas, os aspectos conflitivos serão debatidos e resolvidos em instância superior à dos Comitês, ou seja, no Colegiado de nível nacional.

Um exemplo de conflito já existente em várias bacias hidrográficas, que deverá ser objeto de exame no SINGREH, é o que resulta da concorrência pelo uso da água entre o setor elétrico e o de irrigação.

A necessidade de elevar a produção de alimentos no Brasil ampliará esta disputa, devendo-se diferenciar duas situações: a das bacias que já possuem aproveitamentos hidrelétricos em operação e a daquelas onde está prevista sua instalação.

No primeiro caso é conveniente realizar um balanço econômico entre o incremento de produção agrícola que resultaria da irrigação e a perda na geração elétrica pela derivação de vazões que seriam turbinadas, além de análises de cunho social que também se fazem necessárias.

Outra medida premente é o cadastramento dos irrigantes e respectivas demandas de recursos hídricos, para aprimorar o planejamento da operação das usinas atuais e futuras. A própria autorização para uso da água deverá ser concedida por um único órgão, o que não ocorre hoje, quando o DNAEE dá concessão para todos os usos, exceto para irrigação, cuja responsabilidade é do Ministério da Agricultura.

Os aproveitamentos hidrelétricos a serem implantados devem ser compatibilizados com os programas de irrigação previstos, os quais deverão ser levados em conta nos estudos de motorização das usinas.

Vale assinalar que, na hierarquização estabelecida pelo Código de Águas, o uso dos mananciais hídricos para irrigação tem prioridade sobre o uso industrial, aí incluído o de geração hidrelétrica. Uma alternativa promissora para superação desse conflito é a utilização das imensas reservas de águas subterrâneas para irrigação, além, obviamente, do recurso a fontes alternativas de geração de energia.

Outra alternativa promissora é a associação dos dois setores na construção de novos empreendimentos, dado que os reservatórios formados pelas barragens favorecem as condições de irrigação por gravidade ou reduzem as alturas de bombeamento.

A ampliação do parque hidrelétrico deverá levar em conta ainda problemas já existentes em bacias hidrográficas de modo a não agravá-los e, preferencialmente, contribuir para atenuá-los. Assim, no Nordeste deverá ser levada em conta a escassez de recursos hídricos, embora o potencial hidrelétrico ainda não aproveitado na região seja relativamente reduzido. No Norte ocorre problema inverso e o controle de cheias deverá ser previsto na concepção dos empreendimentos hidrelétricos. É necessário, também, atenção para a qualidade da água dos cursos d'água e dos reservatórios que serão formados.

Vale comentar, ainda, que a associação com outros setores não significa, necessariamente, que haverá uma redução do potencial global a ser aproveitado, pois o uso múltiplo da água e o rateio de custo entre usuários, conforme previsto no SINGREH, podem tornar interessante o aproveitamento de energia hidráulica em locais considerados não competitivos se utilizados apenas para a geração de energia elétrica.

Cabe, por fim, destacar que o uso múltiplo dos futuros reservatórios deverá se constituir em fator de viabilização sócio-econômica dos empreendimentos do setor elétrico, pois poderá proporcionar benefícios para as regiões que são afetadas por sua implantação, regiões essas que, por vezes, limitam-se a exportar energia.

5.2 APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO DA AMAZÔNIA

O potencial hidrelétrico das bacias dos rios Amazonas e Tocantins, este apenas parcialmente amazônico, está avaliado em 68.623 MW ano de energia firme, o que significa 53% do potencial hidrelétrico brasileiro total, 69% do potencial ainda não aproveitado e cerca de 6% do mundial, estimado em 1.100.000 MW ano.

Dos 68.623 MW ano, cerca de 5% encontram-se aproveitados ou em construção, dispondo-se, portanto, de 64.916 MW ano para utilização futura. A magnitude destes números indica que dificilmente o Brasil poderá abrir mão dos recursos hidrenergéticos da região amazônica. O grande desafio que se apresenta para o Setor de Energia Elétrica é definir que parcela deste potencial poderá ser efetivamente aproveitada sem produzir efeitos ambientais julgados inaceitáveis pela sociedade. Como agravante para essa dificuldade, registre-se que os limites estabelecidos para esses impactos evoluem muito rapidamente e mesmo em um dado instante não são consensualmente determináveis.

A partir de especulações de caráter conceitual que podem ser feitas, deverão ser desenvolvidos estudos aprofundados para avaliação das vantagens e desvantagens das alternativas de aproveitamento deste potencial.

Inicialmente, vale destacar que a viabilidade sócio-ambiental de diversos aproveitamentos da região deverá se apoiar nos princípios de inserção regional, ou seja, os projetos não poderão se limitar à concepção de usinas para suprimento dos grandes centros de consumo, sem a consideração de benefícios permanentes para os estados e regiões onde se situe o potencial. Para compatibilização da

política de inserção regional com a viabilidade empresarial das concessionárias, estas deverão atuar como agentes articuladores junto aos órgãos governamentais competentes e responsáveis por outras ações setoriais, a quem caberá obter os recursos para realizar tais ações.

A instituição para os Estados e Municípios de compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, recentemente regulamentada, certamente proporcionará maiores facilidades para a implantação dos futuros aproveitamentos hidrelétricos. Ainda assim, a necessidade de interiorização do desenvolvimento, estratégico para o País, deverá ser levada em conta, obrigando a associação de benefícios regionais duradouros aos empreendimentos do setor elétrico.

Deve-se garantir, entretanto, que o almejado desenvolvimento regional se faça de forma controlada e que não venha promover uma acentuada desestabilização do frágil ecossistema amazônico, a exemplo do que tem ocorrido por força de outras atividades na região. Cumpre ressaltar que o próprio Setor de Energia Elétrica pode se tornar um bom aliado dos que defendem a preservação da cobertura florestal da região, dado que o desmatamento contribui para o agravamento das estiagens e das enchentes, exigindo a formação de reservatórios e construção de vertedouros de maior porte, tornando as obras mais onerosas. A remoção da vegetação também acentua o processo de erosão da bacia de drenagem, acelerando o assoreamento dos reservatórios e a abrasão das turbinas.

Como fator favorável à ocupação programada da bacia amazônica, destaca-se o seu estágio de desenvolvimento relativamente incipiente, onde se observam grandes extensões de áreas despovoadas ou de baixa densidade demográfica e de reduzida atividade econômica. Projetos de zoneamento ambiental já têm sido propostos para estados da região (embora não tenham sido implementados), definindo a ação antrópica adequada para cada região e, evidentemente, as áreas que deverão ser preservadas.

Complementarmente à construção de grandes projetos na Amazônia, devem ser examinadas as seguintes questões:

- a) os dados disponíveis indicam a possibilidade de instalação de 33.268 MW nos estados de Mato Grosso e Rondônia; deste valor, apenas 8,1% encontram-se instalados ou inventariados e os 91,9% restantes determinados através de avaliações de escritório; é oportuna, pois, a realização de estudos de inventário na região, de modo a se dispor de levantamentos em bases homogêneas que sustentem a tomada de decisões sobre o aproveitamento do potencial hidrelétrico ali disponível; a rigor, esta recomendação deve ser estendida para todas as bacias hidrográficas brasileiras ainda não inventariadas;
- b) a postergação dos cronogramas para o aproveitamento do potencial da Amazônia deve ser utilizada para a realização de um amplo programa de investigação, compatível com a extensão, complexidade e variabilidade ambiental da região a ser estudada, sem que isto implique na obrigatoriedade de interrupção de projetos de desenvolvimento julgados prioritários; esta é uma decisão político-estratégica do âmbito do Governo Federal, que poderia recorrer ao apoio técnico e financeiro internacional para realização de estudos e pesquisas visando a preservação das áreas de características ambientais singulares que venham a ser identificadas.

Outra opção para atenuar os efeitos ambientais das hidrelétricas na Amazônia é a redução das alturas de queda das futuras usinas e, conseqüentemente, das áreas dos reservatórios de acumulação, permitindo um regime de escoamento mais próximo do natural. A supermotorização das usinas proporcionaria aproveitamento parcial da energia secundária. A capacidade de regularização dos reservatórios já existentes poderia favorecer o aumento da motorização dessas usinas, desde que elas se integrassem ao sistema elétrico nacional.

As principais limitações dessa proposta são:

- a) nos períodos de cheias o desnível entre os reservatórios e os canais de fuga das barragens se reduz, anulando o efeito de elevação da produção energética que poderia ser obtido com as grandes vazões e com o excesso de motorização;
- b) à medida em que se reduz a altura de barramento pode ser necessário aumentar o comprimento de crista dos vertedores, fazendo com que eles representem parcelas cada vez mais significativas das barragens, com conseqüente elevação do custo das obras.
- c) construir aproveitamentos de menor queda significa que, para obter a mesma energia, é necessária a construção de mais usinas, aumentando os efeitos ambientais e elevando o custo global do conjunto.

As análises realizadas indicam que a tomada de decisão para aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia exigirá a realização de estudos de inventário em que a seleção de alternativas de partição de queda se faça com base em técnicas de multi-objetivo, onde deverão ser considerados, simultaneamente, aspectos empresariais, político-estratégicos e sócio-ambientais.

5.3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH

A maior parte do potencial hidrelétrico não aproveitado é constituída por usinas de pequeno e de médio porte e por aproveitamentos localizados na Amazônia.

Alguns fatores são determinantes para que se conceda atenção especial à contribuição das PCH aos grandes sistemas. Inicialmente destacam-se as atuais dificuldades de obtenção de recursos para novos empreendimentos, as incertezas quanto ao mercado de energia elétrica e os aumentos de custos decorrentes do alongamento de cronogramas de construção, em função de dificuldades financeiras, fatores estes que adquirem maior peso na implantação de usinas de grande porte. As PCH, em contrapartida, demandam menores prazos de construção e menor volume de recursos, características que reforçam a sua competitividade no suprimento à demanda de energia elétrica.

Até hoje não existe uma definição universalmente consagrada para as PCH. A ELETROBRÁS e o DNAEE, através da Portaria nº 109, de 24.11.82, definiram essas usinas com características bem restritas.

Entretanto, em 1987, a ELETROBRÁS e o DNAEE flexibilizaram aquela definição resultando na Portaria DNAEE 136, de 06.10.87, que resolveu:

- estabelecer que, para fins de análise pelo DNAEE de projetos de PCH, será observado o conteúdo dos manuais elaborados pela ELETROBRÁS e DNAEE;
- definir que, para efeito do disposto no item anterior, será considerado PCH o aproveitamento que tenha potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW e potência máxima, por gerador, de 5.000 kW; e,
- permitir a aceitação de soluções de engenharia e planejamento não contempladas nos referidos manuais, desde que tornem conveniente o projeto e conduzam a um custo final da energia gerada inferior a qualquer outra alternativa de suprimento, para o mercado a ser atendido.

Adicionalmente, vem aumentando o interesse na recuperação e/ou ampliação de PCH que estavam desativadas há algum tempo nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Santa Catarina e Minas Gerais, principalmente. Pode-se atribuir este fato ao aumento da confiabilidade dos sistemas aos quais se interligam PCH, possibilitando a adoção de menores fatores de capacidade, e aos avanços recentes na tecnologia de controle de microprocessadores, tornando possível aplicar a automação em PCH.

Dentro deste contexto, algumas empresas estaduais vem analisando a introdução de PCH nos seus sistemas elétricos como alternativa para a sua expansão.

A tecnologia para estudo, projeto e construção de PCH está disponível nos manuais de Microcentrais, de Minicentrais e de Pequenas Centrais Hidrelétricas, editados pela ELETROBRÁS e DNAEE, e a tecnologia de projeto e fabricação dos equipamentos, inclusive turbinas, é de domínio de pequenos fabricantes brasileiros, que a desenvolveram.

Quanto aos avanços tecnológicos, no âmbito brasileiro, destaca-se a tentativa de viabilizar a automação de usinas na busca de benefícios técnicos e econômicos.

A despeito desses benefícios que são facilmente mensuráveis, como economia de mão-de-obra e redução nos custos de infra-estrutura, pois decorrem da redução de custos diretos, existem outros de avaliação complexa, pois decorrem da redução de custos indiretos.

Adicionalmente, destaca-se a necessidade da realização de estudos objetivando a padronização dos equipamentos mecânicos e elétricos das PCH, a fim de facilitar a manutenção e a reposição de peças.

Por último, destaca-se a necessidade de realização de estudos sobre a possibilidade de utilização de geradores assíncronos no lugar de geradores síncronos, dispensando assim equipamento especial de sincronização.

O envolvimento sistemático da Eletrobrás no estudo e implantação de PCH iniciou-se em 1980, após sua participação no Curso Latino-Americano de Estudo e Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas, em Mérida, Venezuela. Dessa participação, resultaram importantes recomendações, dentre as quais

destacam-se a adoção de tecnologias de baixo custo e o uso de turbinas Michael-Banki, além da conclusão sobre a importância do envolvimento da OLADE nos trabalhos relativos a PCH.

A contribuição técnica da ELETROBRÁS no campo de Pequenas Centrais Hidrelétricas pode ser resumida em:

- Diretrizes para Estudos e Projetos;
- Orientação sobre Critérios Gerais de Projeto;
- Orientação sobre Especificações Técnicas de Serviços e Equipamentos;
- Informações sobre Fabricantes de Equipamentos;
- Informações sobre Normas Técnicas;
- Elaboração de Manuais:

Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (Potências até 10.000kW);

Manual de Minicentrais Hidrelétricas (Potências de 100 a 1.000kW);

Manual de Microcentrais Hidrelétricas (Potência até 100kW);

Manual de Avaliação Econômica de Projetos Destinados ao Suprimento de Energia Elétrica a Pequenos Sistemas Isolados.

- Capacitação e Desenvolvimento de pessoal.
- Incentivo à Multiplicação de Cursos e Seminários.

A Tabela 5.1, a seguir, resume os principais órgãos financiadores de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

TABELA 5.1
ÓRGÃOS FINANCIADORES DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

TIPO DE USINA	POTÊNCIA	ÓRGÃOS FINANCIADORES	
		PRINCIPAIS	COMPLEMENTARES
MICRO	ATÉ 100kW	BANCO DO BRASIL	FINAME (1)
MINI	DE 100 A 1.000 kW	AGENTES FINANCEIROS DO BNDES (2) (5) BANCO DO BRASIL	ELETROBRÁS (3) FINEP (4) FINAME(1)
MIDI	DE 1.000 A 10.000 kW	BNDES OU SEUS AGENTES FINANCIADORES (2) (5)	ELETROBRÁS (3) FINEP (4) FINAME (1)

RESTRICÇÕES:

- (1) Exclusivamente para aquisição de equipamentos por pessoas jurídicas com capital de comando e controle nacionais.
- (2) Exclusivamente para pessoas jurídicas, com capital de comando e controle nacionais.
- (3) Exclusivamente para concessionárias de energia elétrica.
- (4) Exclusivamente para estudos, pesquisas e projetos.
- (5) Para concessionária de energia elétrica a operação será sempre direta com o BNDES.

O tratamento das questões sócio-ambientais associadas às Pequenas Centrais Hidrelétricas parte das seguintes premissas básicas:

- a implantação e a operação de empreendimentos hidrelétricos produzem alterações no meio ambiente, independentemente da escala do empreendimento;
- os dispositivos legais que regulamentam a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia e a proteção ao meio ambiente devem ser considerados nas etapas de estudo, projeto, implantação e operação das PCH.

Como resultante, espera-se que a opção pela implantação de uma PCH, seguida por um tratamento adequado das questões sócio-ambientais, conduza ao menor impacto possível e, ao mesmo tempo, contemple e assegure uma maior integração entre o empreendimento e a região onde ele será implantado.

É importante destacar que no caso das PCH a escala do empreendimento remete todo o processo de articulação institucional e negociação social, desencadeado pelo projeto e

necessário à sua viabilização sócio-ambiental, para o plano local. Isto significa que as comunidades locais e suas representações formais e informais tendem a assumir papel importante e decisivo nas negociações que se fizerem necessárias.

De acordo com a Resolução 001/86 do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), as PCH consideradas nos manuais da Eletrobrás, ou seja, aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 10 MW, estão isentas da apresentação de estudos de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA). No entanto, o órgão ambiental licenciador pode entender-se no direito de solicitar, a seu juízo, os estudos ambientais.

Conforme estabelecido pela Constituição e regulamentado pelas Leis 7990 de 28 de dezembro de 1989 e 8001 de 13 de março de 1990, por sua vez regulamentadas pelo Decreto nº 1 de 11 de janeiro de 1991, esses aproveitamentos estão também isentos do ônus da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para a geração de energia elétrica.

A título de conclusão, cabe destacar que as PCH, apesar de não apresentarem vocação para o suprimento de grandes blocos de energia elétrica, constituem uma excelente alternativa para o atendimento de pequenos mercados isolados, especialmente na região Norte, para o aumento da confiabilidade de atendimento dos sistemas existentes e para a auto-produção de energia.

5.4 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Em janeiro de 1991, a Eletrobrás publicou o estudo "Levantamento do Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis", a primeira abordagem sistemática sobre o tema realizado no País. Desenvolvido em escritório, foi levantado o potencial e estimado o custo de implantação de aproveitamentos em locais adequados para usinas reversíveis (UHR) nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste do Brasil, tendo como critérios balizadores o tempo de utilização (TU) de 14 horas,

compatível com a operação em ciclo semanal, módulos de potência (MP) de 2000 MW para região Sudeste e 1000 MW para o Sul e Nordeste e custo máximo de US\$ 600,00 por kW.

O valor do potencial obtido, bem como a ordenação dos projetos selecionados, devem ser considerados como preliminares, pois aspectos importantes, tais como os geológicos, sócio-ambientais e hidrológicos, deverão ser ainda considerados nas etapas seguintes. É provável que, em função desses aspectos, ocorram alterações na ordem de classificação dos projetos selecionados, ou até mesmo a exclusão de alternativas que, embora favoráveis do ponto de vista topográfico, podem revelar-se inaceitáveis pelas condições de localização e pelas suas respectivas repercussões de caráter ambiental.

Nos planos de expansão até agora formulados pelo Setor Elétrico, as UHR foram analisadas exclusivamente do ponto de vista da sua utilização clássica, isto é, na modulação da curva de carga. Isso se deve à adoção, atualmente, no dimensionamento das usinas hidrelétricas, de critério que visa a obtenção da "energia econômica" do aproveitamento. O conjunto de usinas resultante apresenta uma potência instalada suficiente para atender aos requisitos de ponta do sistema e servir de reserva, inviabilizando assim a programação de usinas tipicamente de ponta.

Entretanto, se houver a opção pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia e, conseqüentemente, pela interligação dos grandes sistemas regionais, com a transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias, poder-se-á justificar a construção de UHR próximas aos centros de carga, a fim de resolver problemas operacionais, que surgirão quando da formação de um sistema interligado deste porte, relacionados com a estabilidade nos períodos de carga leve e com a alocação da geração de base na curva de carga, e de se constituir também uma reserva estratégica.

Devido às características deste tipo de aproveitamento, é importante salientar que a expressão "Potencial de Usinas Reversíveis" deve ser entendida como sendo a potência total possível de ser instalada em UHR com a adoção de determinados parâmetros. Na Tabela 5.1, a seguir, são apresentados os valores do potencial e dos custos distribuídos por região geográfica e por estado. Todos os custos apresentados estão referenciados a dezembro de 1991.

TABELA 5.2
POTENCIAL DE USINAS REVERSÍVEIS

REGIÃO/ESTADO	Nº DE PROJETOS	POTÊNCIA TOTAL (MW)	CUSTO (US\$/kW) REF. DEZEMBRO/91		
			MINÍMO	MÉDIO	MÁXIMO
SUDESTE					
Rio de Janeiro	122	249.036	410,9	668,2	1007,5
Minas Gerais	106	161.763	431,1	677,2	994,1
Espírito Santo	84	96.171	431,1	779,7	1008,4
São Paulo (1)	68	199.700	496,6	-	839,1
SUB-TOTAL	380	706.670	-	-	-
SUL					
Santa Catarina	79	211.013	494,0	699,4	994,3
R. G. do Sul	40	45.351	551,0	742,5	995,5
Paraná	18	60.278	513,1	669,1	942,7
SUB-TOTAL	137	316.642	-	-	-
NORDESTE					
Ceará	44	116.252	536,4	747,0	986,1
Bahia	45	103.750	509,1	705,4	986,3
Pernambuco	17	59.089	626,9	778,4	909,9
Paraíba	5	22.000	555,0	696,8	794,7
R.G. do Norte	8	18.775	638,9	751,0	862,1
Alagoas	3	5.648	758,5	883,3	959,4
Piauí	2	5.853	776,2	861,0	912,1
Sergipe	1	707	856,3	856,3	856,3
SUB-TOTAL	125	332.074	-	-	-
TOTAL GERAL	642	1.355.386	-	-	-

(1) Dados publicados no Relatório nº 17316, "Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Estado de São Paulo" - Fase de Pré-Inventário. IPT/CESP - 1982.

Os dados dos demais estados foram extraídos do relatório "Levantamento do Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis", ELETROBRÁS, 1991.

5.5 A EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA E O APROVEITAMENTO DO POTENCIAL

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; 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.

A evolução tecnológica do Setor Elétrico nas próximas décadas vai depender e ser função do seu próprio crescimento. A maior capacitação só surgirá na medida em que existirem novos desafios a serem vencidos, num processo semelhante ao que já ocorreu no passado.

Essa evolução resultará de um processo interativo de tecnologias já consagradas em outros países com outras novas que naturalmente surgirão em decorrência da expansão do parque gerador.

Na área de consultoria de engenharia deverão ser obtidos novos progressos nos conhecimentos e técnicas de projeto, com ênfase nos métodos computacionais de cálculo nas diversas disciplinas e de projeto/desenho com uso do computador (Sistemas CAD).

Os avanços que se processam nos sistemas computacionais, que admitem uma grande interligação entre os programas de cálculo e os de projeto, deverão ser considerados. Este alto grau de informatização, além de conferir maior confiabilidade aos resultados obtidos, permite a análise de um maior número de alternativas de projetos com conseqüentes reduções de custo.

No setor de equipamentos de geração, embora já utilizados (em usinas de pequeno porte) no Brasil e operando em usinas de grande porte em outros Países, os Grupos Geradores tipo Bulbo, de grande porte, começam a ser aqui implantados. As usinas de Igarapava, da CEMIG, e Canoas I e II, da CESP, utilizarão este tipo de equipamento. Sua aplicação em substituição a unidades KAPLAN, em usinas de baixa queda, pode ser, em alguns casos, extremamente vantajosa tendo em vista as reduções de custo obtidas.

Considerando as condições hidrográficas de algumas bacias brasileiras, principalmente na região Norte, há que se considerar que essa tecnologia poderá ser explorada com bons resultados.

No campo da construção de barragens, o Concreto Compactado a Rolo (CCR) é, também, uma tecnologia amplamente dominada em outros Países mas ainda incipiente no setor elétrico brasileiro. As vantagens de custo e prazo de construção obtidas nos projetos onde ela se aplica são cada vez mais evidentes, tornando-se portanto uma técnica construtiva a ser melhor pesquisada e aplicada no País.

Destacam-se, ainda, os esforços a serem desenvolvidos no campo tecnológico no sentido da conciliação da expansão da geração hidrelétrica com um mínimo de impacto ambiental. Esses esforços necessitarão do envolvimento de todos os setores que participam da evolução dos empreendimentos desde sua concepção até a operação.

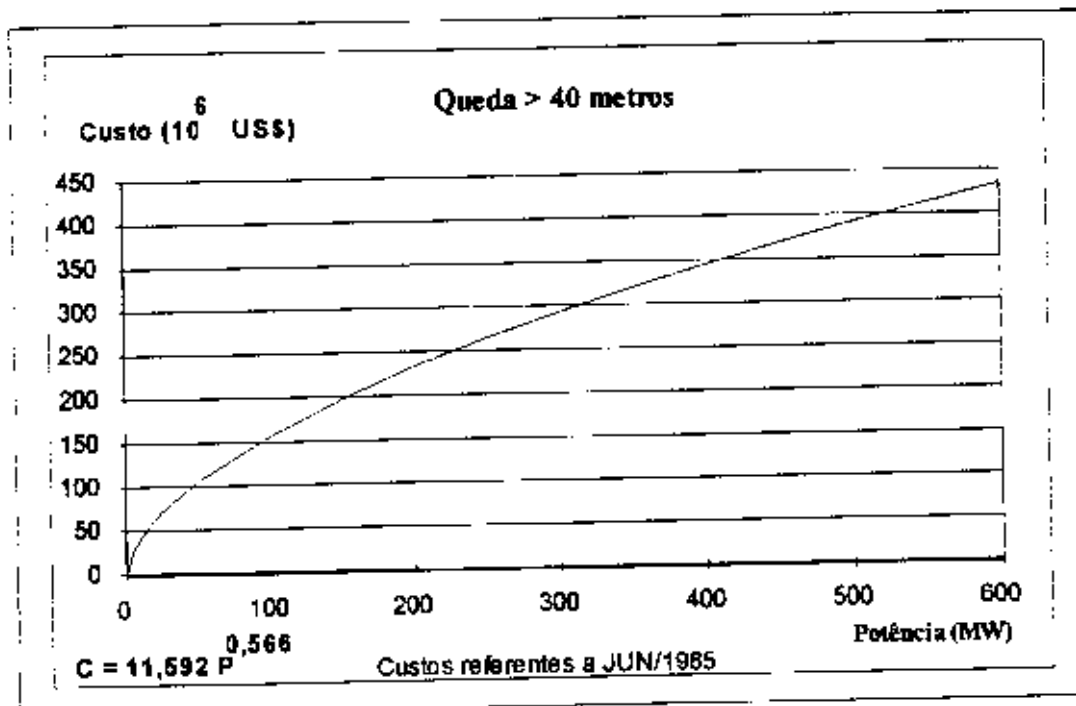
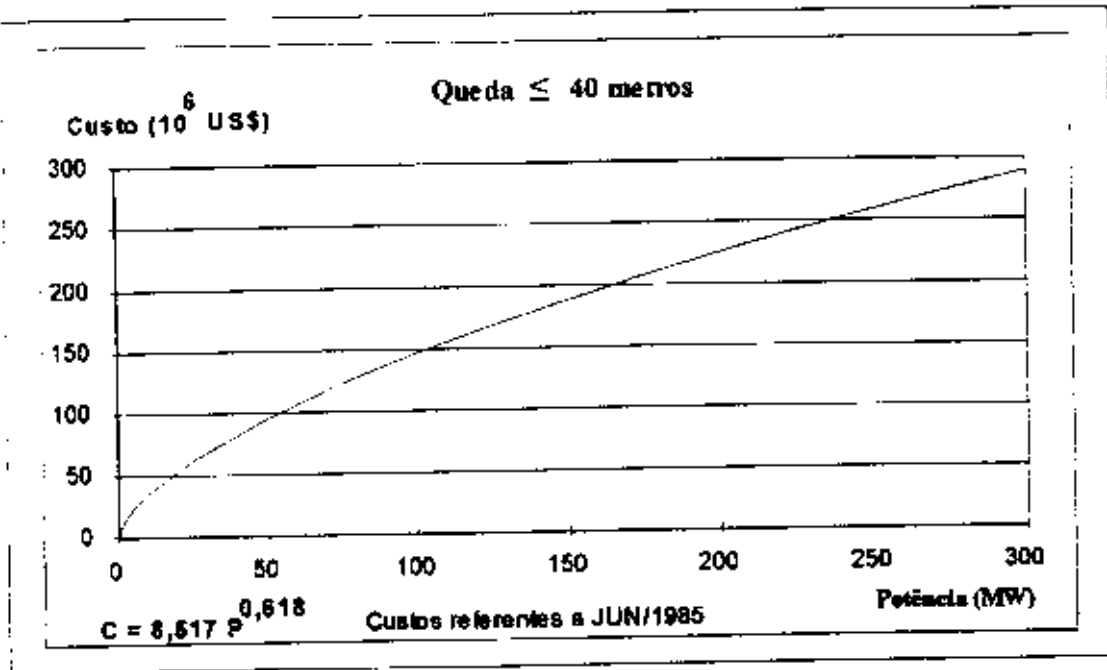
Finalmente, o engajamento do setor elétrico como um dos principais alavancadores do Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade pressupõe investimentos importantes em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, visando o aprimoramento de qualidade dos empreendimentos de geração hidrelétrica. Esses aprimoramentos certamente se traduzirão, também, em significativas reduções nos custos de investimento e de operação e manutenção dos aproveitamentos hidrelétricos.

ANEXO 6.1

**CURVAS PARA DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS DO
POTENCIAL ESTIMADO INDIVIDUALIZADO**

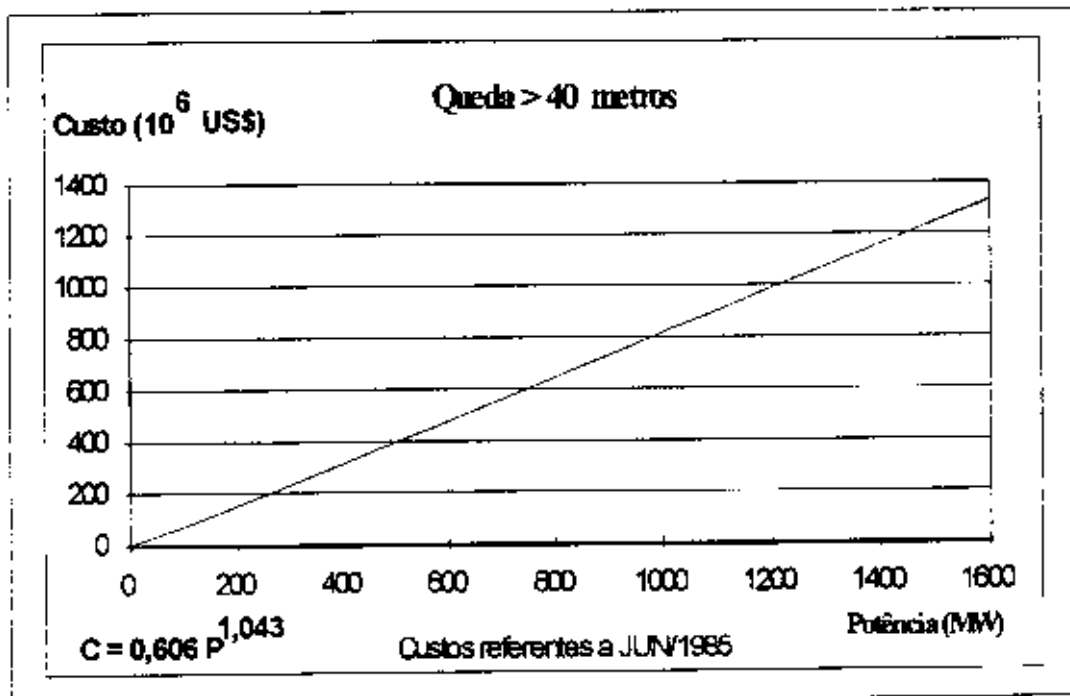
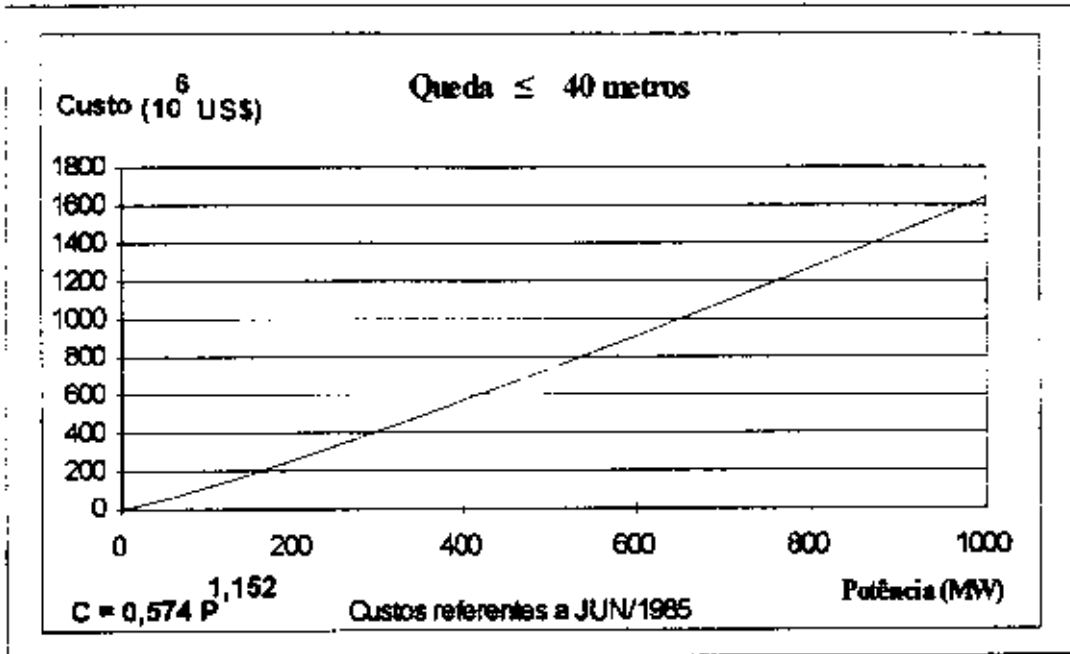
ANEXO 6.1

POTENCIAL ESTIMADO INDIVIDUALIZADO
Custo Para Região Sudeste



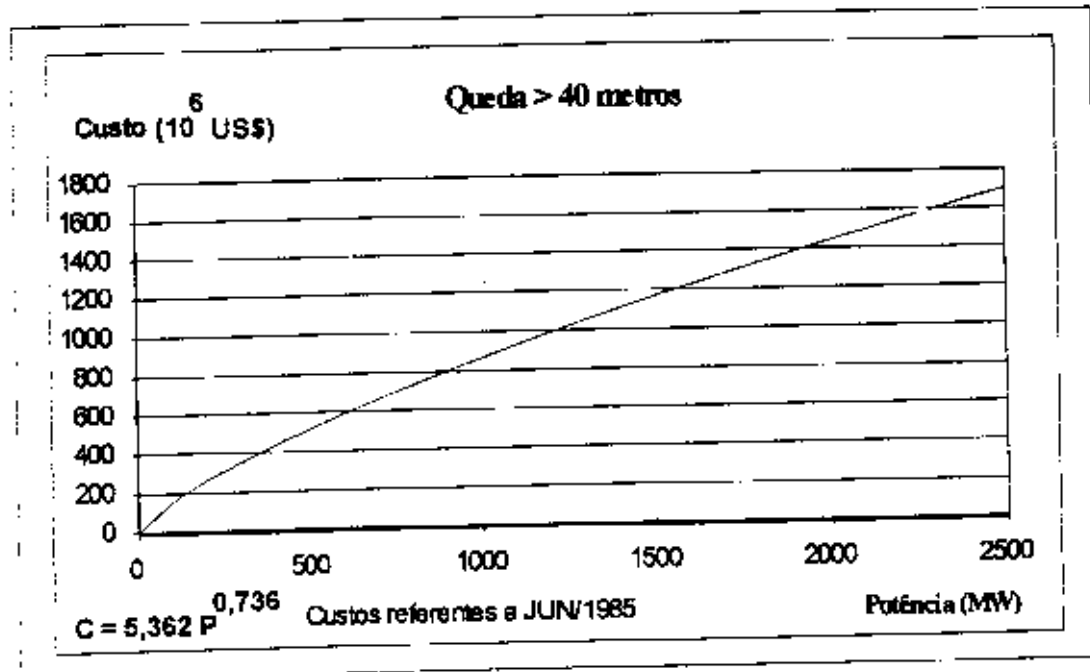
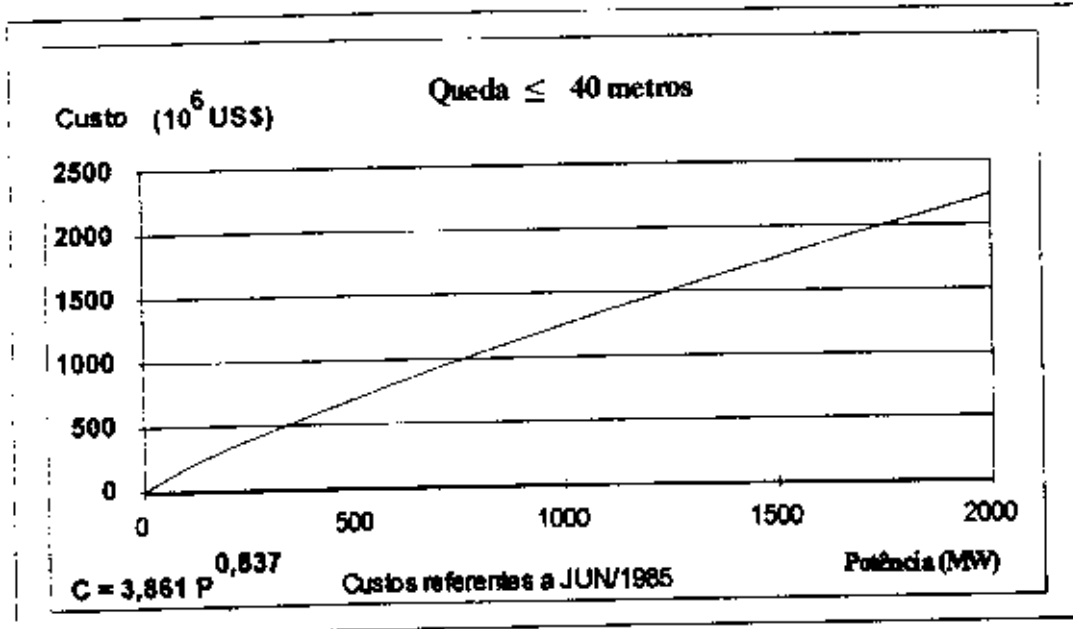
ANEXO 6.1

POTENCIAL ESTIMADO INDIVIDUALIZADO
Custo para Região Nordeste



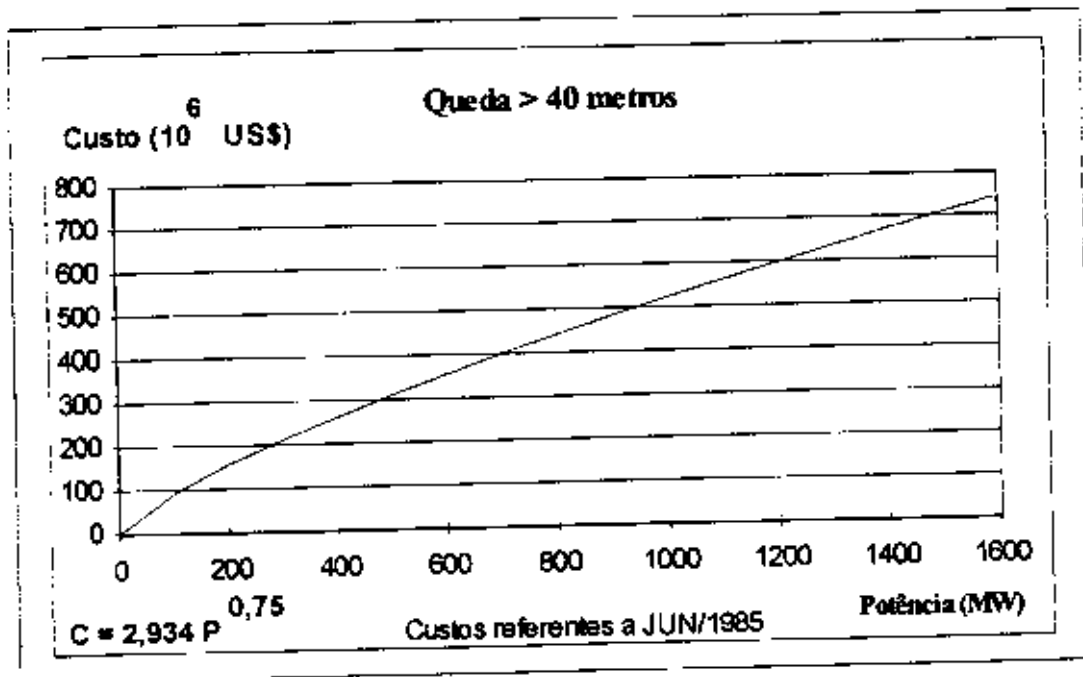
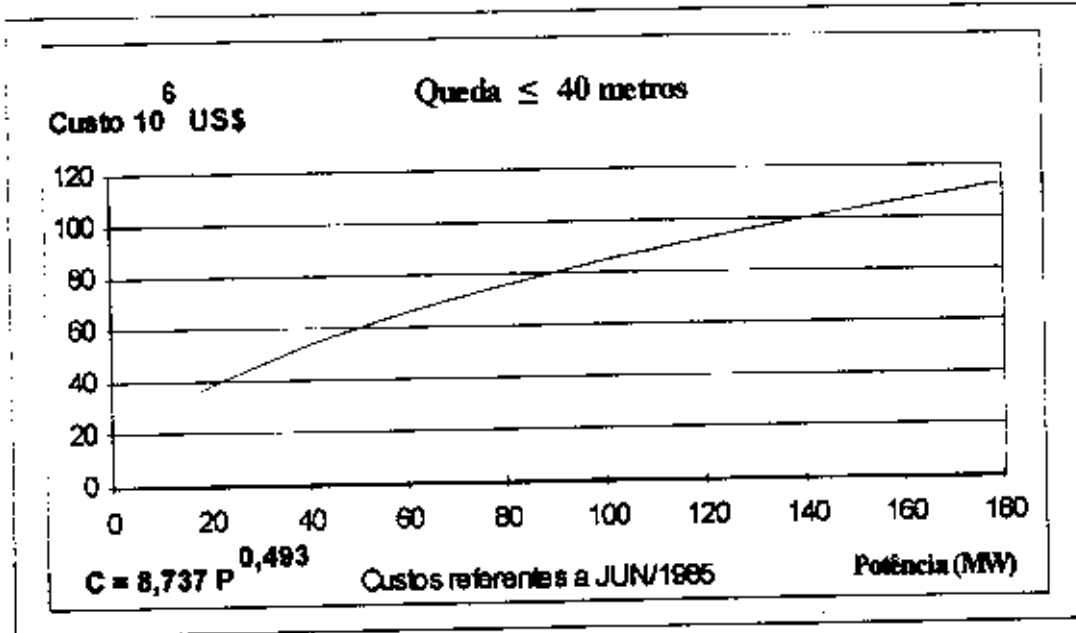
ANEXO 6.1

POTENCIAL ESTIMADO INDIVIDUALIZADO
Custo para Região Norte/Centro-Oeste



ANEXO 6.1

POTENCIAL ESTIMADO INDIVIDUALIZADO
Custo para Região Sul



ANEXO 6.2

**APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO**

PLANO 2015

ANEXO 6.2

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/ JUROS US\$ (10%)	CUSTO UNITÁRIO US\$/MW
XINGÓ	CO	AL/SE	3000.00	12/91	2834,0	944,7
XINGÓ 2	VI	AL/SE	2000.00	06/82	509,5	254,8
XINGÓ 3	VI	AL/SE	3000.00	07/81	818,7	272,2
PÃO DE AÇÚCAR	VI	AL/SE	330.00	01/84	440,4	1334,8
IAUARETÉ	PB	AM	0.60	06/88	1,7	2883,3
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	PB	AM	1.50	06/87	5,8	3833,3
APUÍ	PB	AM	2.00	07/87	5,3	2680,0
FUMAÇA (PTT. 130)	IN	AM	107.00	06/75	185,2	1730,9
KATJEMA	IN	AM	348.00	06/75	302,3	873,8
ONÇA	IN	AM	308.00	06/75	195,1	637,5
SEN. MANOEL VALENTE FLEXA	VI	AP	60.00	05/84	112,5	1874,3
ROQUE DE SOUZA PENNAFORT	VI	AP	8.00	01/88	12,7	2118,7
COARACY NUNES 2	PB	AP	30.00	12/91	34,4	1148,7
CEL. ARLINDO E. CORREIA	VI	AP	4.00	01/88	15,8	3997,5
MOCAMBO 2	IN	BA	14.25	06/83	18,7	1174,7
BAIXA DO BARREIRO 1	IN	BA	23.25	06/83	28,8	895,1
FAZENDA DIOGO	IN	BA	17.40	06/83	11,7	674,1
GATOS 3	IN	BA	36.00	01/71	18,7	482,8
GATOS 1	IN	BA	30.00	01/71	11,7	389,7
SACOS	IN	BA	114.00	12/91	281,2	2291,2
PARATINGA	IN	BA	440.00	01/71	171,7	380,3
REMÉDIOS	IN	BA	1.00	12/91	1,9	1000,0
PANCADEA GRANDE	IN	BA	4.00	12/91	3,9	975,0
SÍTIO GRANDE	IN	BA	18.00	12/91	31,0	1722,2
FAZENDA SANTA LUZIA	IN	BA	13.50	06/83	6,1	454,1
FAZENDA PALMEIRAL	IN	BA	12.30	06/83	9,7	791,9
FAZENDA JABOTÁ 1	IN	BA	10.95	06/83	8,8	783,8
FAZENDA EMBASSADOR	IN	BA	14.25	06/83	10,3	719,3
ALTO FÊMEAS 1	CO	BA	10.00	12/91	23,5	2390,0
FAZENDA PENEDO	IN	BA	23.55	06/83	15,8	673,9
FAZENDA MORRÃO 1	IN	BA	18.40	06/83	12,5	685,3
REDEÇÃO	IN	BA	8.70	06/83	6,7	789,0
ACABA VIDA 2	IN	BA	12.90	06/83	5,8	437,2
NOVA VIDA	IN	BA	14.70	06/83	14,4	978,2
PAULO AFONSO 5	VI	BA	2460.00	06/91	958,8	122,0
PEDRA DO CAVALO	PB	BA	300.00	12/91	327,8	1092,0
BRUMADO	IN	BA	4.80	06/83	2,9	604,2
SALTO DA DIVISA	IN	BA	174.00	06/88	395,1	2270,5
ITAPEBI	IN	BA	375.00	12/91	599,5	1598,7
JABURU 1	IN	CE	1.00	06/83	0,7	720,0
JABURU 2	IN	CE	0.85	06/83	0,8	888,2
JABURU 3	IN	CE	1.60	06/83	1,8	1112,5
ORÓS	IN	CE	2.20	06/83	0,9	422,7
ARROJADO LISBOA	IN	CE	2.85	06/83	1,2	462,8
LINHARES	IN	ES	188.00	06/86	272,1	1439,2
CALHEIROS	IN	ES	28.00	06/86	42,5	1833,1
ROSAL	IN	ES/RJ	58.00	12/91	35,0	803,4
FRAÇA AMARAL	IN	ES/RJ	33.00	12/91	35,3	1088,7
MUNIZ FREIRE III	IN	ES	12.40	12/91	11,4	919,4
CACHOEIRA DOURADA	CO	GO	190.00	12/91	340,1	1790,0
QUINTAL	IN	GO	54.00	06/87	135,8	2511,9
MARANHÃO	IN	GO	230.00	06/87	325,8	1418,5
PORTEIRAS 2	IN	GO	114.00	06/87	228,1	2000,7
JARAGUÁ	IN	GO	17.00	06/87	250,4	14731,2
VOLTA DO DESERTO	IN	GO	33.00	06/87	143,4	4346,7

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO SAJUROS US\$ (10 ⁹)	CUSTO UNITÁRIO US\$/kW
CERES	IN	GO	130.00	06/87	864,7	6651,6
MUTUM	IN	GO	16.00	06/87	212,4	13272,5
JENIPAPO	IN	GO	18.00	06/87	131,2	7291,1
BURITI QUEIMADO	IN	GO	137.00	06/87	294,1	2073,6
MOQUÊM	IN	GO	28.00	06/87	94,4	3256,6
MIRADOR	IN	GO	140.00	06/87	158,3	1130,4
COLINAS	IN	GO	28.00	06/87	75,9	2710,4
SERRA DA MESA	CO	GO	1200.00	12/91	1604,1	1336,6
CANA BRAVA	PB	GO	450.00	12/91	821,2	1824,9
SÃO DOMINGOS	CO	GO	12.63	06/85	34,7 (2)	2746,1
FOZ DO BEZERRA	VI	GO	300.00	12/91	443,6	1479,3
SÃO DOMINGOS	IN	GO	200.00	06/85	325,8 (2)	366,5
PALMA	IN	GO	79.10	06/85	149,8 (2)	1893,7
PEDRE	IN	GO	1108.00	06/83	804,6	727,5
SERRA DO FACÃO	VI	GO	210.00	12/91	294,3	1401,4
PARAÍSO	IN	GO	41.00	01/82	77,2	1861,7
CORUMBÁ 2	IN	GO	235.00	03/86	299,6	1232,3
CORUMBÁ 1	CO	GO	375.00	12/91	772,6	2060,3
FLORES	PB	MA	3.00	06/89	3,4 (1)	1133,3
CONCEIÇÃO DO PARÁ	IN	MG	20.00	06/84	65,3	3263,5
POMPEU	IN	MG	500.00	06/84	358,0	716,1
PEDRE BRAVO	IN	MG	40.00	06/84	94,8	2370,5
ANGUERETÁ	IN	MG	40.00	06/84	112,7	2817,5
CHORO	IN	MG	35.00	06/84	97,0	2771,7
RETIRO	IN	MG	110.00	06/84	123,7	1124,5
FORMOSO	VI	MG	300.00	12/91	601,5	2005,0
CEDRO	IN	MG	80.00	06/84	185,3	2066,0
QUARTEL	IN	MG	100.00	12/91	176,8	1766,0
PARAÍUNA - AMPLIAÇÃO	IN	MG	30.00	06/85	79,5 (2)	2649,0
SANTO HIPÓLITO	IN	MG	95.00	06/84	143,6	1511,1
RODEADO	IN	MG	55.00	06/84	63,5	1155,3
ALÍVIO	IN	MG	90.00	06/84	213,5	2372,3
JEQUITÁ	IN	MG	30.00	06/84	126,8	4226,7
QUEIMADO	IN	MG	100.00	12/91	143,1	1431,0
UNAÍ	IN	MG	25.00	06/84	120,6	4634,4
PARACATU	IN	MG	75.00	06/84	144,5	1926,5
SÃO ROMÃO	IN	MG	250.00	06/84	414,6	1659,3
ESCARAMUÇA	IN	MG	50.00	06/84	209,2	4183,2
URUCUIA	IN	MG	35.50	06/85	77,3	2177,5
JANUÁRIA	IN	MG	180.00	06/84	472,1	2622,7
BANANEIRAS	IN	MG	200.00	06/84	401,0	2004,8
TERRA BRANCA	IN	MG	90.00	06/84	113,2	1257,2
PEDRE CRU	IN	MG	45.00	06/84	95,1	2112,4
GRÃO MOGOL	IN	MG	55.00	06/84	117,8	7636,4
IRAPÉ	IN	MG	420.00	12/91	545,5	1298,9
VA-8	IN	MG	1.70	12/89	8,7	5717,6
VA-6	IN	MG	1.40	12/89	3,0	2135,7
PADRE CARVALHO (VA-5)	VI	MG	3.00	12/89	4,4	1460,0
JOSENÓPOLIS (VA-3)	VI	MG	4.00	12/89	4,4	1065,0
VA-1	IN	MG	2.00	12/89	3,4	1720,0
MURTA	IN	MG	110.00	06/84	113,1	1027,7
TURMALINA	IN	MG	90.00	06/84	134,9	1498,7
SANTA RITA	PB	MG	75.00	12/91	201,2	2682,7
BERILO	IN	MG	40.00	06/84	71,4	1764,3
IVON	IN	MG	35.00	06/84	92,9	2654,6

PLANO 2015

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/JUROS US\$ (10 ⁹)	CUSTO UNITÁRIO US\$/KW
ALIANÇA	IN	MG	35.00	06/84	78,9	2254,9
JENIAPÓ	IN	MG	110.00	06/84	156,0	1418,5
JEQUITINHONHA	IN	MG	175.00	06/84	236,1	1348,2
ALMENARA	IN	MG	100.00	06/84	156,3	1562,9
LUA CHEIA	IN	MG	180.00	06/84	245,5	1291,9
MUCURI	IN	MG	48.10	06/83	4,8	112,3
NANUQUE	IN	MG	40.00	06/83	3,8	95,0
SANTA CLARA	IN	MG	15.20	06/83	2,2	146,1
CHOPOTÓ	IN	MG	28.00	06/86	42,1	1819,6
PILAR I	IN	MG	150.00	06/86	87,7	584,8
ILHA GRANDE(39.5)	IN	MG	101.00	06/86	136,4	1350,2
BAÚ I	IN	MG	74.00	06/86	81,3	1098,5
CALDEIRÃO	IN	MG	12.00	06/86	27,6	2300,0
CAQUI	IN	MG	16.00	06/86	38,4	2401,3
CANDONGA	IN	MG	106.00	06/86	109,0	1009,6
CACH. PROVIDÊNCIA	IN	MG	12.00	06/86	19,8	1653,3
CACHOEIRA	IN	MG	24.00	06/86	24,9	1037,1
JURUMIRIM	IN	MG	22.00	06/86	25,7	1187,7
BOMFIM DE BAIXO	IN	MG	19.00	06/86	27,2	1431,1
GRANADA	IN	MG	13.00	06/86	18,7	1434,6
CACH. DO EMBOQUE	IN	MG	29.00	06/86	23,5	805,2
SANTA BÁRBARA	IN	MG	19.00	06/86	43,6	2298,3
FAZENDA VELHA	IN	MG	30.00	06/86	63,4	2113,0
QUENTA SOL	IN	MG	15.00	06/86	37,0	2468,7
GULIMAN	IN	MG	68.00	06/86	64,9	955,0
AMORIM	IN	MG	101.00	06/86	76,1	753,8
ÁGUA LIMPA	IN	MG	32.00	06/86	66,2	2070,0
NAQUE	IN	MG	123.00	06/86	121,8	989,8
SUMIDOURO	IN	MG	22.00	06/86	41,0	1865,5
QUINQUINA	IN	MG	49.00	06/86	76,0	1551,4
RENASCENÇA	IN	MG	39.00	06/86	76,9	1970,5
MONJOLO	IN	MG	27.00	06/86	32,1	1190,4
SENTINELA	IN	MG	28.00	06/86	46,5	1766,2
CABEÇA DE BOI	IN	MG	10.00	06/86	50,1	5012,0
SAPÉ	IN	MG	23.00	06/86	56,1	2527,8
OURO FINO	IN	MG	117.00	06/86	154,6	1321,4
SENHORA DO PORTO	IN	MG	34.00	06/86	74,6	2195,0
DORIS GUANHÃES(24)	IN	MG	23.00	06/86	29,2	1258,3
FUNK-DOCE	IN	MG	34.00	06/86	28,4	835,3
PORTO ESTRELA A	IN	MG	126.00	06/86	110,4	876,4
DESCANSO	IN	MG	32.00	06/86	67,2	2100,0
FORTUNA	IN	MG	20.00	06/86	17,9	896,0
CORRENTE GRANDE	IN	MG	36.00	06/86	44,1	1224,7
BARRA DA PACIÊNCIA	IN	MG	25.00	06/86	28,0	1120,4
BELA-FLOR	IN	MG	18.00	06/86	34,7	1762,8
BAGUARI(322,3) I	IN	MG	188.00	06/86	168,4	906,8
RETIRO	IN	MG	23.00	06/86	27,5	1195,7
SANTÔNIO DO PORTO	IN	MG	12.00	06/86	18,0	1500,8
CAPIM	IN	MG	68.00	06/86	165,5	2433,5
FUMAÇA	IN	MG	45.00	06/86	81,3	1806,4
COQUEIRO	IN	MG	23.00	06/86	38,1	1654,3
TRAIÁ	IN	MG	110.00	06/86	79,6	723,8
SANTA CRUZ	IN	MG	27.00	06/86	33,0	1407,4
CACHOEIRA GRANDE	IN	MG	39.00	06/86	32,9	865,5
LIMEIRA	IN	MG	58.00	06/86	84,1	1450,2

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/ JUROS US\$ (10 ⁶)	CUSTO UNITÁRIO US\$/KW
PAIOL	IN	MG	29,00	06/86	42,8	1475,9
INDALÁ	IN	MG	33,00	06/86	50,2	1522,4
RESPLENDOR II	IN	MG	363,00	06/86	313,7	864,1
SANTA FILOMENA	IN	MG	38,00	06/86	60,3	1586,3
MANHUAÇU	IN	MG	110,00	12/91	104,2	947,3
CACHOEIRÃO	IN	MG	61,00	06/86	73,4	1203,9
VARGINHA	IN	MG	13,00	06/86	21,9	1683,1
VÁRZEA ALEGRE	IN	MG	13,00	06/86	20,2	1553,1
PANORAMA	IN	MG	54,00	06/86	106,4	2008,9
TRAVESSÃO km 6.2	IN	MG	113,00	06/86	128,6	1137,8
AMORÉS(150) II	IN	MG	396,00	06/86	391,0	967,3
SÃO FIRMINO	IN	MG	10,30	06/84	93,1	9036,9
TABUÃO	IN	MG	3,00	06/85	21,6 (2)	7196,7
VISTA ALEGRE	IN	MG	9,60	06/84	109,7	11196,9
POÇO DA PEDRA	IN	MG	11,54	06/84	77,0	6673,3
PICADA	IN	MG	100,00	12/91	215,4	2154,0
PRIVILÉGIO	IN	MG	7,43	06/84	64,6	8716,7
COTEGIPE	IN	MG	40,00	06/85	96,3	2407,5
SOBRAGI	IN	MG	110,00	12/91	191,2	1736,2
SANTA ROSA I	IN	MG	47,30	06/84	167,0	3530,0
SARANDIRA	IN	MG	7,51	06/84	136,9	18498,0
MAR DE EBANHA	IN	MG	14,82	06/84	77,7	5239,5
SÃO JERÔNIMO	IN	MG	26,98	06/84	116,6	4322,8
ITUERÉ	IN	MG	16,00	06/85	29,1	1816,6
GUARANI	IN	MG	13,00	06/85	41,6 (2)	3196,9
PONTE II	VI	MG	32,00	06/85	82,4 (2)	2575,0
BARCAS I	IN	MG	15,00	06/85	45,4 (2)	3027,3
TRIUNFO II	IN	MG	39,00	06/85	92,2 (2)	2363,6
XOPOTÓ	IN	MG	15,00	06/84	41,2	2746,0
MONTE CRISTO	IN	MG	30,00	06/85	73,6	600,0
ARACI	IN	MG	18,00	06/85	33,5	1862,8
CATAGUASES	IN	MG	27,00	06/85	72,3	2676,3
BARRA DO BRAÚNA	IN	MG	48,00	06/85	68,0	1418,5
PARAOQUENA	IN	MG	36,00	06/85	85,7	2379,4
CACHOEIRA DO ESAÚ	IN	MG	7,00	06/84	31,3	4465,7
BICÚIBA	IN	MG	1,00	06/84	9,3	9310,0
SÃO FRANCISCO DO GLÓRIA	IN	MG	12,00	06/85	21,2	1766,3
SANTA CRUZ	IN	MG	8,00	06/84	30,0	3752,5
CACHOEIRA ENCOBERTA	IN	MG	12,00	06/85	17,9	1489,2
CARANGOLA	IN	MG	20,00	06/85	22,7	1134,0
SÃO LOURENÇO	IN	MG	11,00	06/84	43,6	3966,4
TOMBOS	IN	MG	5,40	12/91	7,8	1444,4
BOCANIA	PB	MG	150,00	12/91	250,7	1671,3
DAVINÓPOLIS	IN	MG	40,00	02/87	101,5	2537,0
PERDIZES	IN	MG	28,20	06/85	67,1 (2)	2378,4
PAI JOAQUIM - AMPLIAÇÃO	VI	MG	28,00	06/85	63,8 (2)	2453,5
NOVA PONTE	CO	MG	510,00	12/91	970,4	1902,7
MIRANDA	CO	MG	390,00	12/91	513,1	1315,6
CAPIM BRANCO	VI	MG	600,00	12/91	643,7	1072,6
GARAMBEU	IN	MG	22,00	05/83	2,5	113,6
ASURUOCA	IN	MG	18,50	05/83	1,8	95,1
SÃO MIGUEL	IN	MG	60,50	05/83	3,4	55,9
LUMINÁRIAS	IN	MG	11,50	05/83	1,7	145,2
ITUMIRIM	IN	MG	12,00	05/83	1,7	142,5
CASSITERITA	IN	MG	1,00	05/83	0,5	500,0

PLANO 2015

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/ JUROS US\$ (10 ⁶)	CUSTO UNITÁRIO US\$/KW
PALMITAL	IN	MG	1.00	05/83	1,2	1200,0
INFERNO	IN	MG	48,90	05/83	3,5	71,4
FUNIL-GRANDE	IN	MG	184,00	12/91	127,4	778,6
JACARÉ	IN	MG	1,00	05/83	0,7	700,0
LAMBARI	IN	MG	1,00	05/83	0,8	600,0
PENEDO	IN	MG	14,60	05/83	1,8	1643,8
BOA VISTA	IN	MG	24,00	05/83	2,1	88,3
EUCLIDES	IN	MG	1,00	05/83	1,1	1100,0
SAPUCAÍ	IN	MG	57,00	05/83	2,9	50,4
JAGUARA - AMPLIAÇÃO	PB	MG	216,00	12/91	139,3	640,3
AÇUDE	IN	MG	22,00	05/83	1,0	45,5
BANDEIRA	IN	MG	18,00	05/83	2,7	150,6
CARMO	IN	MG	11,30	05/83	1,3	115,0
BAUXITA	IN	MG	1,00	05/83	0,7	700,0
CASCATA	IN	MG	30,00	05/83	1,4	47,0
MUNDO NOVO	IN	MG/GO	67,00	01/82	146,9	2177,0
PAULISTAS	VI	MG/GO	60,00	06/85	107,5	1791,0
IGARAPAVA	PB	MG/SP	210,00	12/91	316,0	1504,8
CHAP. DOS GAÚCHOS	IN	MS/GO	6,20	06/85	25,2 (2)	3078,8
RIBEIRÃO LIMPO	IN	MS	4,80	06/85	14,4 (2)	2980,6
CASSILÂNDIA	IN	MS	15,30	06/85	37,9 (2)	2475,2
COSTA RICA	PB	MS	16,00	12/90	29,4 (1)	1837,5
INDCÊNCIA	IN	MS	124,00	06/85	218,2 (2)	1759,8
SÃO DOMINGOS	IN	MS	79,20	06/85	150,0 (2)	1893,3
SETE QUEDAS	VI	MS	8,20	06/85	22,5 (2)	2740,2
SÃO GABRIEL D'OESTE	PB	MS	7,50	06/85	23,6 (2)	3150,7
URUBU	IN	MS	106,00	06/85	165,9 (2)	1565,5
AQUARIUS	IN	MS	6,60	12/91	6,2	963,8
JAURU 2	IN	MS	104,00	06/85	183,6 (2)	1573,4
JAURU 1	IN	MS	8,70	06/85	23,6 (2)	2713,8
ROCHEDO	PB	MS	0,50	06/85	3,2 (2)	6440,0
ILHA GRANDE	CO	MS/PR	1320,00	12/91	2378,2	1801,7
JUÍNA	CO	MT	5,40	06/86	12,9	2398,3
SALTO CAIABIS	PB	MT	30,00	04/89	58,0 (1)	1934,3
BRAÇO NORTE II	IN	MT	9,60	12/91	12,7	1322,9
APIACÁS	CO	MT	19,00	06/86	29,5	1552,6
PRIMAVERA	CO	MT	8,61	12/91	25,3	2938,4
FOZ DO NOIDORE	VI	MT	132,00	06/83	205,5	1556,8
MANSO	CO	MT	210,00	12/91	586,4	2792,4
COITO MAGALHÃES	PB	MT/GO	220,00	12/91	488,2	2210,0
BARRA DO PEIXE	VI	MT/GO	450,00	12/91	1143,4	2540,9
TORKORÉU	IN	MT/GO	323,00	06/86	198,3	614,1
BARRA DO CAIAPÓ	IN	MT/GO	220,00	06/72	99,1	450,3
TUCURUÍ 1	CO	PA	4200,00(4)	12/91	4457,0	1061,2
TUCURUÍ 2 + 3	PB	PA	4200,00	12/91	1968,5	468,7
PONTA DA ILHA	IN	PA	98,80	12/81	184,2	1881,9
TREZE QUEDAS	IN	PA	168,00	12/81	203,1	1208,9
TURUNA	IN	PA	55,00	12/81	193,7	3521,8
MANOEL JOSÉ	IN	PA	183,00	12/81	180,5	1107,4
MANGVA	IN	PA	83,00	12/81	126,7	1528,5
TAJÁ	IN	PA	271,70	12/81	294,7	1084,7
ANANAI	IN	PA	208,10	12/81	314,5	1511,3
CARONA	IN	PA	254,50	12/81	315,6	1240,1
PORTEIRA 1	PB	PA	700,00	03/88	1079,0	1541,4
PORTEIRA 2	VI	PA	350,00	03/86	509,5	1455,6

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/ JUROS US\$ (10 ⁹)	CUSTO UNITÁRIO US\$/KW
PACIÊNCIA	IN	PA	625,00	12/81	343,2	549,1
ARMAZÉM	IN	PA	590,00	12/81	428,1	725,6
MEL	IN	PA	748,00	12/81	423,3	565,9
CARAPANÁ	IN	PA	920,00	12/81	406,8	540,0
ITAPACURÁ 2	IN	PA	8,70	06/85	19,0 (2)	2831,3
ITAPACURÁ 1	IN	PA	8,20	06/85	22,5 (2)	2740,2
APARÁI	PB	PA	35,00	06/85	72,9	2082,3
FOZ DO ARU	VI	PA	42,00	07/84	74,3	1769,0
MOJU	IN	PA	16,00	07/84	89,6	4348,9
JARINA	IN	PA	620,00	08/821	329,0	2143,6
KOKRAIMORO	IN	PA	1490,00	06/82	1794,9	1204,6
IPXUNA	IN	PA	1900,00	06/82	2164,5	1139,2
IRIRI	IN	PA	770,00	06/82	1175,4	1526,5
ALTAMIRA	VI	PA	5720,00	04/85	4970,8	869,0
BELO MONTE	VI	PA	11000,00	06/87	4372,7	397,5
MARABÁ	IN	PA	2070,00	03/86	2296,0	1109,2
ITACAÍUNAS 1	IN	PA	135,00	06/72	83,0	1352,6
ITACAÍUNAS 2	IN	PA	182,60	06/72	94,1	515,2
ENGENHEIRO ÁVIDOS	IN	PB	0,75	06/83	0,5	693,3
ACAUÁ	IN	PB	1,35	06/83	0,8	583,0
PRIMAVERA (REVERSÍVEL)	IN	PE	1000,00	06/78	418,3	418,3
FRANCISCO SABÓIA	IN	PE	0,50	06/83	0,3	600,0
PEDRA BRANCA	IN	PE/BA	768,00	06/86	989,8	1282,8
BELÉM	IN	PE/BA	477,00	06/86	589,5	1236,8
ITAMOTINGA	IN	PE/BA	288,00	06/86	514,9	1787,8
ITAPARICA 2	VI	PE/BA	1000,00	06/83	140,2	140,2
ARAÇÁ	IN	PI/MA	120,00	12/91	310,7	2589,2
SANTA BRANCA	IN	PR	74,00	07/81	99,2	1340,4
TIBAGI	IN	PR	52,00	07/81	88,5	1702,1
TELÉMAGO BORBA	IN	PR	128,00	12/81	158,9	1225,8
MAUÁ	IN	PR	472,00	07/81	347,2	735,7
SÃO JERÔNIMO	IN	PR	444,00	12/91	378,7	852,9
CEBOLÃO	IN	PR	194,00	12/91	209,4	1079,4
JATAZINHO	IN	PR	192,00	12/91	221,8	1155,2
SALTO ARRANHA	IN	PR	168,00	07/81	169,3	1007,7
FOZ DO ALONZO	IN	PR	138,00	07/81	131,8	954,7
UBAÚNA	IN	PR	122,00	07/81	136,2	1118,1
SÃO JOÃO DO IVAÍ	IN	PR	98,00	07/81	103,9	1059,9
BELA VISTA DO IVAÍ	IN	PR	98,00	07/81	106,0	1104,6
IVATUVA	IN	PR	144,00	07/81	135,2	938,8
TRÊS FIGUEIRAS	IN	PR	120,00	07/81	200,6	1671,8
RIO BONITO	IN	PR	16,00	07/81	46,4	2897,5
GUAMPARÁ	IN	PR	32,00	07/81	74,6	2332,2
BARRA GRANDE	IN	PR	34,00	07/81	77,2	2271,2
FOZ DO COBRE	IN	PR	18,00	07/81	47,9	2659,3
VOLTA GRANDE	IN	PR	34,00	07/81	74,6	2193,8
ALTAMIRA	IN	PR	118,00	07/81	164,0	1414,1
NOVA AURORA	IN	PR	172,00	07/81	235,7	1370,5
SALTO DOS APERTADOS	IN	PR	156,00	07/81	171,5	653,8
ERCILÂNDIA	IN	PR	102,00	07/81	135,2	1325,3
SEGREDO	CO	PR	1260,00	12/91	823,1	653,3
TAGUÁ	IN	PR	36,00	07/81	64,3	2342,5
CURUCACA	IN	PR	52,00	07/81	31,1	596,1
PINHÃO	IN	PR	42,00	07/81	71,0	1690,7
JACU	IN	PR	122,00	07/81	150,0	1229,4
FUNDÃO	IN	PR	154,00	07/81	126,4	820,6
SÃO LUIZ	IN	PR	42,00	07/81	47,0	1118,1

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/JUROS US\$ (10 ⁶)	CUSTO UNITÁRIO US\$/kW
SÃO JOÃO	IN	PR	68.00	07/81	69,1	1015,7
SALTO ALEMÁ	IN	PR	70.00	07/81	96,4	1362,9
SALTO GRANDE DO CHOPIM	IN	PR	52.00	07/81	71,2	1369,6
SALTO CHOPIM	IN	PR	96.00	07/81	145,6	1485,5
ÁGUA DO VERÊ	IN	PR	96.00	07/81	102,3	1066,7
ERVEIRA	IN	PR	96.00	07/81	116,9	1217,6
FOZ DO CHOPIM 2	IN	PR	60.00	07/81	46,7	761,2
SALTO CAXIAS	VI	PR	1000.00	12/91	1049,5	1049,5
CAPANEMA	VI	PR	1200.00	01/80	483,5	402,9
OMISA ALTA	IN	PR	58.30	06/85	61,8 (2)	1060,4
ONÇA	IN	RJ	10.00	06/84	21,6	2159,0
ONÇA	IN	RJ	14.50	06/84	513,2	35362,4
PROVIDÊNCIA	IN	RJ	29.72	06/84	207,2	6972,4
SANTA FÉ	IN	RJ	26.64	06/84	66,7	2486,1
PONTÉ FAGUNDES	IN	RJ	7.74	06/84	74,0	9556,6
MOURA BRASIL	IN	RJ	19.06	06/84	66,9	2930,3
ZELINDA	IN	RJ	16.39	06/84	70,2	4263,7
BARBOSA	IN	RJ	34.37	06/84	110,5	3215,0
MONTE SERRAT	IN	RJ	90.00	06/85	148,6	1651,2
CALDEIRÃO	IN	RJ	76.00	06/85	160,9	2360,1
FOZ	IN	RJ	76.00	06/85	96,1	1260,3
ITAOCARA	VI	RJ	210.00	12/91	260,2	1334,3
APERIBE	IN	RJ	36.00	06/85	77,8	2160,6
XAVIER 1	IN	RJ	7.00	06/84	27,6	857,1
XAVIER 2	IN	RJ	6.00	06/84	27,5	4568,3
RIO GRANDINA	IN	RJ	14.00	06/84	36,0	2571,4
SANTA ROSA 2	IN	RJ	26.00	06/85	96,3	2166,0
CHATO	IN	RJ	32.00	06/84	66,0	2667,9
FAZENDA DA BARRA	IN	RJ	23.00	06/84	63,2	2746,5
FAZENDA CACHOEIRA	IN	RJ	35.00	06/85	72,5	2070,6
CAMBIASCA 2	IN	RJ	41.00	06/84	110,6	2694,4
PATROCÍNIO DO MURIAÉ	IN	RJ	11.00	06/84	31,7	2677,3
COMENDADOR VENÂNCIO	IN	RJ	7.00	06/84	30,5	4367,1
ITAPERUNA	IN	RJ	16.00	06/85	48,8	3048,1
PARAÍSO	IN	RJ	20.00	06/85	54,8	2736,6
SÃO FIDÉLIS	IN	RJ	123.00	06/85	162,9	1242,8
QUARTÉIS	IN	RJ	57.40	06/85	114,7 (2)	1999,0
NILO PEÇANHA 2	IN	RJ	1250.00	06/85	656,2 (2)	524,9
NILO PEÇANHA 2 (FORÇADA)	IN	RJ	432.00	06/85	369,6 (2)	832,5
FUMAÇA	VI	RJ/MG	180.00	06/84	142,8	793,1
GLICÉRIO	IN	RJ	6.52	12/91	8,1	1242,3
SAPUCAIA/ANTA	PB	RJ/MG	316.00	12/91	666,2	1757,0
SIMPLÍCIO	PB	RJ/MG	180.00	12/91	367,5	2152,6
ARMANDO R. GONÇALVES	IN	RN	2.15	06/83	1,3	609,3
MONTE CRISTO	IN	RO	58.40	04/78	74,7	1279,3
ÁVILA	PB	RO	28.00	06/87	71,4	2561,4
SAMUEL	CO	RO	216.00(5)	12/91	966,0	4500,2
BARÃO DE MELGAÇO	IN	RO	106.00	06/86	316,0	2980,8
JIPARANÁ	VI	RO	512.00	12/91	812,3	1586,5
TABAJARA	IN	RO	725.00	06/86	721,6	966,3
GAVIÃO (COT. 148)	IN	RR	57.00	06/75	75,5	1324,9
S. ANTONIO 1 (COT. 123/113)	VI	RR	120.00	12/91	236,0	1966,7
BAÇURAU (COT. 102)	IN	RR	158.00	06/75	216,9	1366,3
TIPORÊM (COT. 72)	IN	RR	37.00	06/75	51,2	1364,3
SANTO ANTONIO 2 (COT. 55)	VI	RR	84.00	06/75	127,5	1517,9
PAREDÃO	VI	RR	27.00	03/86	90,3	3345,2
BEM QUERER/CARACARÁ	IN	RR	389.00	01/71	123,1	316,3

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/ JUROS US\$ (10%)	CUSTO UNITÁRIO US\$/MW
MONJOLINHO	IN	RS	72,00	12/91	165,8	2302,8
RONCADOR (BI-NACIONAL)	IN	RS	1350,00	06/86	652,6 (2)	483,4
GARABI (BI-NACIONAL)	VI	RS	900,00	12/91	1029,7	1144,1
ITU	PB	RS	7,00	06/85	22,8 (2)	3257,1
JAGUARI	PB	RS	10,00	06/85	27,2 (2)	2719,0
SÃO PEDRO (BI-NACIONAL)	IN	RS	372,50	06/85	161,8 (2)	434,3
ESPUMOSO	IN	RS	50,00	06/85	60,1 (2)	1202,2
DONA FRANCISCA	PB	RS	125,00	12/91	177,9	1423,2
CAMISAS	IN	RS	25,00		(3)	
TAINHAS	IN	RS	52,00	06/85	56,7 (2)	1091,2
BARRA	IN	RS	68,00		(3)	
BURURI	IN	RS	115,00		(3)	
SÃO MARCOS	IN	RS	56,00		(3)	
ANTAS PRATA	IN	RS	170,00		(3)	
SANTA TEREZA	IN	RS	62,00		(3)	
ROCA SALES	IN	RS	25,00		(3)	
ARROIO DO MEIO	IN	RS	50,00		(3)	
BOM RETIRO	IN	RS	38,00		(3)	
SANTA MARIA (LARANJEIRAS)	PB	RS	10,00	06/85	16,5 (2)	1648,0
PAREDÃO	IN	RS	30,00	06/85	37,6 (2)	1252,0
CRISTAL	IN	RS	56,00	06/85	60,0 (2)	1071,1
MACHADINHO	PB	RS/SC	1200,00	12/91	1280,3	1069,3
BARRA DO PESSEGUEIRO	IN	SC	0,00	01/79	57,5	
SÃO ROQUE	IN	SC	300,00	06/86	530,4	1479,2
GARIBALDI	IN	SC	228,00	06/86	214,3	940,0
CAMPOS NOVOS	VI	SC	880,00	12/91	853,2	969,5
APARECIDA	IN	SC	64,00	01/79	115,2	1800,0
ABELARDO LUZ	IN	SC	84,00	01/79	74,3	884,4
SÃO DOMINGOS	IN	SC	55,00	01/79	52,7	957,3
QUEBRA QUEIXO	IN	SC	162,00	01/79	174,8	1079,2
PONTE SERRADA	IN	SC	2,90	06/88	7,1	2441,4
FAXINAL DO GUEDES	IN	SC	1,80	06/88	5,1	2818,7
SANTA LAURA	IN	SC	8,10	06/88	14,6	245,9
DALBERGIA	IN	SC	16,80	05/91	83,9	4994,0
BENEDITO NOVO	IN	SC	13,20	05/91	44,7	3386,4
CUBATÃO	VI	SC	45,20	06/88	44,2	877,9
PASSO FERRAZ	IN	SC	2,00	06/88	5,8	2800,0
XANXERÊ	IN	SC	17,20	06/88	22,9	1328,5
VOLTÃO NOVO	IN	SC	45,00	01/79	48,8	1107,1
FOZ DO CHAPECOZINHO	IN	SC	184,00	01/79	149,9	814,6
NOVA ERECHIM	IN	SC	198,00	06/86	243,8	1230,5
SALTO DOS FILÕES	IN	SC	113,60	05/91	147,4 (1)	1297,3
PASSO DA CADEIA	IN	SC/RS	104,00	06/86	175,0	1682,7
PAI QUERÊ	IN	SC/RS	288,00	12/91	801,1	870,8
BARRA GRANDE	VI	SC/RS	680,00	12/91	801,1	1181,0
ITÁ	PB	SC/RS	1620,00	12/91	1528,5	943,5
FOZ DO CHAPECÓ	IN	SC/RS	1228,00	06/85	936,8	762,9
ITAPIRANGA	VI	SC/RS	1180,00	06/85	1008,2	869,1
CANOÁ	IN	SP	4,00	06/85	20,1 (2)	5015,0
SANTA BÁRBARA	IN	SP	13,50	06/85	42,5 (2)	3151,1
SAPUCAÍ	VI	SP	15,20	12/91	33,8	2223,7
SANTA RITA	VI	SP	16,50	12/91	35,8	2169,7
PALMEIRAS	PB	SP	15,00	12/91	31,8	2106,7
ANHANGUERA	PB	SP	20,00	12/91	36,7	1835,0
RETIRO	PB	SP	15,00	12/91	30,9	2060,0
MONJOLINHO	VI	SP	21,70	12/91	42,8	1972,4
SÃO SEBASTIÃO	VI	SP	19,00	12/91	39,6	2084,2

PLANO 2015

ANEXO 6.2 (continuação)

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS INVENTARIADOS, EM VIABILIDADE,
PROJETO BÁSICO E EM CONSTRUÇÃO

APROVEITAMENTO	ESTÁGIO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE REFERÊNCIA	CUSTO S/JUROS US\$ (10 ⁶)	CUSTO UNITÁRIO US\$/kW
SÃO DOMINGOS	VI	SP	13,90	12/91	33,3	2395,7
CARRAPATOS	VI	SP	17,00	12/91	36,8	2164,7
BARREIRO	VI	SP	13,00	12/90	27,5	2112,3
SÃO JOSÉ	VI	SP	19,00	12/91	34,1	1794,7
VIRADOURO	VI	SP	45,00	12/91	69,2	1537,8
JABORANDI	VI	SP	51,00	12/91	87,7	1719,6
BARRETOS	VI	SP	51,00	12/91	83,8	1643,1
DIVISA BAIXA	VI	SP	5,90	06/85	25,2 (2)	4361,7
NOVA PINHAL	VI	SP	5,10	06/85	23,3 (2)	4570,6
ELEUTÉRIO	VI	SP	12,20	06/85	47,8 (2)	614,8
SALTINHO	VI	SP	7,50	06/85	29,6 (2)	3946,3
MOGI GUAÇU	PB	SP	7,00	12/90	29,4	4198,6
TALHADO	VI	SP	15,30	12/90	35,3	2306,2
FOZ DO PRETO	VI	SP	20,40	12/90	54,3	2660,3
PORTO FELIZ	IN	SP	3,20	12/90	25,9	8100,0
TIETÊ	IN	SP	4,80	12/90	35,2	7339,6
LARANJAL PAULISTA	IN	SP	6,40	12/90	46,4	7099,1
BAGUARI	VI	SP	7,50	12/90	30,9	4113,3
SÃO CARLOS	IN	SP	3,90	06/85	19,8 (2)	5084,1
SANTO INÁCIO	IN	SP	3,40	06/85	18,1 (2)	5335,3
CORREDEIRA	IN	SP	2,50	06/85	15,0 (2)	6000,0
RANCHO GRANDE	IN	SP	5,50	06/85	24,4 (2)	4440,0
SANTA BRANCA	PB	SP	49,00	12/91	5,4	110,2
SANTA CÂNDIDA	IN	SP	5,50	06/85	24,4 (2)	4440,0
TRÊS IRMÃOS	CO	SP	1292,00	12/91	2100,5	1625,8
CONFLUÊNCIA	IN	SP	25,60	12/90	134,1	5237,9
PIRAJU	IN	SP	137,00		(3)	
CARAGUATATUBA (REVER.)	VI	SP	2000,00	06/85	856,1 (2)	428,1
BETARI	IN	SP	63,80	06/85	110,9 (2)	1743,2
QUATRO BOCAS	IN	SP	34,00	06/85	85,3 (2)	2509,1
PORTO RASO	IN	SP	28,40	06/85	77,0 (2)	2712,7
PORTO PRIMAVERA	CO	SP/MS	1918,00	12/91	3595,7	1977,8
OURINHOS	IN	SP/PR	48,40	12/90	150,7	3114,5
CANOAS 2	PB	SP/PR	72,00	12/91	185,2	2572,2
CANOAS 1	PB	SP/PR	82,50	12/91	206,8	2508,7
TAQUARUÇU	CO	SP/PR	504,00	12/91	1084,3	2151,4
TUJUCO NOVO	IN	SP/PR	28,50	06/85	87,5 (2)	2368,8
ITAOCA	VI	SP/PR	40,00	12/90	111,7	2793,5
FUNIL-RIBEIRA	VI	SP/PR	150,00	12/91	250,1	1667,3
BATATAL	VI	SP/PR	95,00	12/91	189,4	1783,2
ROSANA(AMPLIAÇÃO)	CO	SP/PR	240,00	12/91	944,5	3935,4
MAMBUCABA	IN	SP/RJ	140,00	06/85	190,1 (2)	1357,9
IPUEIRAS	IN	TO	600,00	06/86	697,1	1161,9
LAJEADO MONTANTE	IN	TO	600,00	06/86	721,8	902,3
TUPIRATINS	IN	TO	1000,00	06/86	997,7	997,7
ESTREITO	IN	TO/MA	1200,00	06/88	1039,3	866,1
SERRA QUEBRADA	VI	TO/MA	1328,00	12/91	1904,8	1434,2
SANTA ISABEL	PB	TO/PA	2200,00	06/87	2217,4	1007,9

(1) Custos constantes do Programa Plurianual do Setor Elétrico - PPE, conforme DISCO-PPE 92/96. Arquivo: ORCA91A, de 03/10/91.

(2) Custos obtidos com a utilização de curvas ajustadas estatisticamente (ver anexo 6.1).

(3) Dados insuficientes para estimar os custos dos aproveitamentos.

(4) Corresponde à potência total da usina, sendo que 3890,0 MW já se encontram em operação (ver tabela 1.2).

(5) Corresponde a potência total da usina, sendo que 86,4 MW já se encontram em operação (ver tabela 1.2).

Os dados apresentados neste anexo foram extraídos do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - SIPOT.

7. EQUIPE

COORDENAÇÃO: DPEH/DPE

EQUIPE DA ELETROBRÁS:

Sérgio Barbosa de Almeida	- Coordenador
Norma Soares Bond	
Oduvaldo Barroso da Silva	
Rubem Bastos Sanches de Brito	
Arlete Rodarte Neves	
Marcio Gomes Catharino	
Luciano Nobre Varella	
Mário Márcio Alvarenga	

COLABORADORES:

Eduardo de Freitas Madeira	- ELETRONORTE
Luís Carlos Danilow	- ELETRONORTE
Ângela Maria Bastos Wanderley	- FURNAS
Neide Loureiro Pernes	- FURNAS
Luis Chiganer	- FURNAS

EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues	- DPS/GCPS - ELETROBRÁS
-------------------------------------	-------------------------



PLANO NACIONAL
DE ENERGIA ELÉTRICA
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 4
A Oferta de Energia Elétrica
● Derivados de Petróleo e Gás Natural

PLANO 2015

PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
2. SISTEMA EXISTENTE DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL E A DERIVADOS DE PETRÓLEO	2
2.1 Potência Programada	2
2.2 Parque Térmico Atual a Derivados de Petróleo e Gás Natural - Sistemas Isolados do Interior	4
2.2.1 Potência Instalada	4
2.2.2 Potência Programada.....	5
2.3 Panorama Atual da Autoprodução.....	7
3. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL.....	9
3.1 Aspectos Gerais.....	9
3.2 Quadro Institucional.....	10
3.3 Oferta de Gás Natural e Petróleo.....	10
3.3.1 Reservas.....	10
3.3.2 Produção de Petróleo e Gás Natural.....	13
3.4 Derivados de Petróleo e Gás Natural.....	15
3.4.1 A Produção de Derivados e o Sistema de Refino.....	15
3.4.2 Consumo de Derivados de Petróleo e de Gás Natural.....	17
4. POSSIBILIDADES E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	22
4.1 Disponibilidade de Insumos e Usos Alternativos.....	22
4.1.1 Óleo Diesel.....	22
4.1.2 Óleo Combustível.....	22
4.1.3 Resíduos Asfáltico e de Vácuo e Coque de Petróleo.....	23
4.1.4 Gás Natural.....	24
5. CUSTOS E INDICADORES CUSTO-BENEFÍCIO PARA OS CASOS SELECIONADOS.....	25
5.1 Papel das Termelétricas no Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro.....	25
5.2 Aspectos Tecnológicos.....	25
5.3 Casos Básicos Seleccionados para Estudos.....	26
5.3.1 Turbinas a Vapor.....	26
5.3.2 Turbinas a Gás.....	27
5.3.3 Ciclo Combinado.....	27

5.3.4 Grupos Diesel.....	27
5.4 Custos e Indicadores para os Casos Seleccionados.....	27
5.4.1 Considerações Metodológicas.....	28
5.4.2 Investimentos.....	29
5.4.3 Planos de Desembolso.....	30
5.4.4 Rendimentos.....	30
5.4.5 Custos de Operação e Manutenção.....	30
5.4.6 Vida Útil Económica.....	31
5.4.7 Poder Calorífico.....	31
5.4.8 Custo do Combustível.....	31
5.4.9 Fatores de Capacidade Mínimos e Máximos.....	32
5.4.10 Fatores de Capacidade Esperadas em Complementação Térmica.....	33
5.4.11 Indicadores Custo/Benefício.....	33
6. EQUIPE.....	35

1. INTRODUÇÃO

Este estudo consolida informações e análises recentes realizados pelo Setor Elétrico sobre as usinas térmicas a derivados de petróleo e gás natural, visando levantar indicadores de sua competitividade e analisar as condições futuras de suprimento de seus insumos. É parte integrante de um conjunto de estudos básicos realizados no âmbito do Plano 2015 que visam subsidiar a análise das alternativas de expansão do Setor Elétrico Brasileiro e a proposição de uma estratégia setorial, face aos diferentes cenários considerados.

Foram selecionados para exame, diferentes tipos de usinas caracterizadas pela tecnologia adotada, pelo combustível utilizado, pelo regime de operação previsto e pela capacidade das unidades, de acordo com as diferentes possibilidades de utilização destas térmicas no sistema elétrico.

Historicamente o parque gerador brasileiro se expandiu incorporando predominantemente usinas hidrelétricas aproveitando a ampla disponibilidade desses recursos no País. Por isso mesmo, chegou-se a uma capacidade instalada em usinas térmicas nas empresas do Setor Elétrico de cerca de apenas 4,1 GW, menos de dez por cento da capacidade total do sistema.

As principais razões que tem motivado a instalação de usinas termelétricas no País tem sido: o uso complementar no sistema interligado para garantia de suprimento, regulação de tensão e estabilidade do sistema elétrico; o atendimento de localidades isoladas; e ainda o abastecimento próprio de grandes consumidores.

Num horizonte de mais longo prazo, entretanto, diante de um mercado de energia elétrica em crescimento e à medida que se aproxima o esgotamento do potencial hidrelétrico econômico, as usinas térmicas vão passar gradualmente a ser operadas na base, com altos fatores de capacidade. A época dessa transição dependerá do ritmo de expansão do mercado, das definições da sociedade brasileira quanto ao aproveitamento das usinas hidrelétricas da Amazônia e da viabilidade econômica, técnica e ambiental das opções térmicas alternativas.

Deste modo, levou-se aqui também em conta a possibilidade de se ter que recorrer, no horizonte contemplado pelo Plano 2015, a térmicas a derivados de petróleo e gás natural, para geração de energia, integradas ao sistema interligado, ou seja, operando com elevados fatores de capacidade.

Deve-se destacar que as necessidades de gás ou de derivados de petróleo para qualquer participação mais expressiva destas usinas no parque gerador brasileiro, excedem de muito o que se pode esperar da produção nacional disponível, ficando uma expansão em ritmo acelerado destas usinas diretamente dependente da importação maciça de seus combustíveis.

A matéria está distribuída em cinco partes. Na parte 2, estão indicados os dados básicos das usinas a derivados de petróleo e a gás natural do sistema existente. A seguir, na parte 3, discutem-se as principais características e tendências do setor petróleo no Brasil. Na parte 4 procura-se delimitar as perspectivas da geração deste tipo de usinas termelétricas, tendo em vista os interesses conjuntos dos setores petrolífero e elétrico. Finalmente, apresenta-se na parte 5 indicadores de custo para um conjunto selecionado de tecnologias de geração de energia elétrica a partir dos seguintes insumos: gás natural, óleo diesel, óleo combustível, resíduos de vácuo e asfáltico e coque de petróleo.

2. SISTEMA EXISTENTE DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL E A DERIVADOS DE PETRÓLEO

A capacidade nominal instalada nas empresas do setor Elétrico Brasileiro em 31.12.92, era de cerca de 53 GW, sendo apenas pouco maior de 4 GW, em usinas térmicas (UTE's), das quais cerca da metade derivados de petróleo. Complementarmente, se tinha ainda cerca de 3 GW instalados em diversos tipos de usinas destinadas a autoprodução.

Na Tabela 2.1, tem-se ainda a capacidade geradora instalada das UTE's a base de derivados de petróleo, para cada região e por tipo de combustível. Por essa tabela verifica-se que pouco menos da metade da capacidade instalada nacional a base de derivados de petróleo está localizada nas Regiões Norte e Nordeste.

Duas usinas atualmente podem operar com gás natural. A UTE Santa Cruz, no Rio de Janeiro, foi adaptada para operar com gás natural, tendo em vista o seu possível funcionamento como pulmão para o gasoduto Rio-S. Paulo, mas está usando gás apenas na partida. Para operação em carga está queimando óleo combustível. A UTE Carnaçari II com seis turbinas a gás de 20 MW, tem operado com gás natural para suprir de energia o sistema elétrico da CHESF.

Em relação aos sistemas isolados das capitais, pode-se assinalar as seguintes características: o sistema de Macapá é atendido pela UHE de Coaracy Nunes e por motores a diesel. O sistema Porto Velho é suprido pela UHE de Samuel, por turbinas a gás e por motores diesel. O Sistema Boa Vista é exclusivamente termelétrico contando com turbinas a gás e motores diesel. Finalmente o Sistema Rio Branco é atendido por grupos diesel.

2.1 POTÊNCIA PROGRAMADA

Conforme o Programa Decenal de Geração 1991/2002, está prevista a implantação das usinas termelétricas a derivados de petróleo e gás natural nos sistemas interligados, abaixo relacionadas:

UTE	POTÊNCIA	COMBUSTÍVEL	OPERAÇÃO
Paulínea	2 x 350 MW	Resíduo de Vácuo	12/98 a 06/99
S.J. Campos	1 x 350 MW	Resíduo asfáltico	12/99
Igarapé	2 x 125 MW	Resíduo de Vácuo	03/93 e 12/99

As UTE's Paulínea e São José dos Campos da CESP, serão localizadas próximas às refinarias REPLAN e REVAP da PETROBRÁS.

Além destas novas usinas, FURNAS e CEMIG, estão realizando modificações nas usinas de S.Cruz e Igarapé I, para usar, respectivamente, os resíduos asfáltico de vácuo. Essas adaptações permitirão que estas unidades sejam operadas com fator de capacidade mais elevado, devido à redução de custos com combustíveis.

A operação das usinas com óleos ultraviscosos (resíduos de vácuo e asfáltico) localizadas junto aos grandes centros de consumo reduzirá os custos de geração térmica e propiciará aumento de confiabilidade no sistema elétrico.

TABELA 2.1
CAPACIDADE GERADORA - USINAS TERMELÉTRICAS A
DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS - 1992

USINAS	COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
REGIÃO NORTE		
Manaus	2A	167
Manaus	Diesel	172
Porto Velho	Diesel	80
Rio Branco	Diesel	57
Boa Vista	Diesel	83
Macapá	Diesel	23
TOTAL NORDESTE	-	582
REGIÃO NORDESTE		
S. Luiz	1B/Diesel	116
Camacari	1B/Diesel	290
Camacari	G. Natural	120
Bongi	Diesel	142
TOTAL NORDESTE	-	668
REGIÃO SUDESTE		
Igarapé	2A	125
Campos	1A	32
S. Gonçalo	1A	35
S. Cruz	1A/G.Natural	608
Piratininga	1B	470
Carioba	2A	32
TOTAL SUDESTE	-	1302
REGIÃO SUL		
Nutepa	3A	24
Alegrete	2A	66
TOTAL SUL	-	90
TOTAL GERAL	-	2642

No caso do gás natural, estão em andamento estudos para a implantação de unidades termelétricas utilizando o gás natural de Urucu, na Região Norte, para o abastecimento de Manaus e Porto Velho.

Para os sistemas isolados das capitais, a Tabela 2.2 a seguir, apresenta as usinas termelétricas e derivados de petróleo programadas no horizonte do Programa Decenal.

TABELA 2.2
USINAS TERMELÉTRICAS - PROGRAMA DECENAL

UTE	POTÊNCIA	TIPO	OPERAÇÃO
(1) SISTEMA MANAUS			
Manaus	2 x 25 MW	Vapor	12/94 e 04/95
Rio Negro I	3 x 40 MW	TG	12/95
Rio Negro II	2 x 40 MW	TG	06/98 e 07/98
(2) SISTEMA ACRE-RONDÔNIA			
Guaporé	4 x 50 MW	TG	09/96 a 09/99
Rio Madeira	20 MW	TG	06/95
Urucu	-	CC	a partir de 1997
Rio Acre	3 x 20 MW	TG	06/93
Rio Acre	1 x 20 MW	TG	12/97
(3) SISTEMA MACAPÁ			
Santana	3 x 20 MW	TG	a partir de 1993
(4) SISTEMA BOA VISTA			
Floresta II	2 x 20 MW	TG	04/93 e 06/97

2.2 PARQUE TÉRMICO ATUAL A DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL - SISTEMAS ISOLADOS DO INTERIOR

2.2.1 Potência Instalada

As localidades isoladas no interior dos estados das Regiões Norte e Centro-Oeste são atendidas basicamente por geração que varia de 6 a 24 horas diárias.

Predominam pequenos centros populacionais dispersos atendidos da forma deficiente e com baixo níveis de continuidade e confiabilidade.

Os programas de obras consolidados no âmbito do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, visam dotar aqueles sistemas isolados de nível adequados de suprimento de energia elétrica e reduzir os custos de atendimento.

Normalmente essas localidades contam com uma infra-estrutura precária de transporte, comércio e de mão de obra, para prestação de serviços de operação e manutenção das unidades geradoras.

Outro fator agravante é a diversidade de marcas e capacidades desses grupos geradores o que dificulta a sua manutenção.

A potência total instalada dos sistemas isolados no interior com geração diesel no final do ano de 1992, nos diversos estados das Regiões Norte e Centro-Oeste (ver Tabela 2.3), era de 408 MW,

contando-se com 955 Grupos de Operação, cujas potências efetivas variavam de 38 kW a 2.500 kW.

2.2.2 Potência Programada

A evolução programada da capacidade instalada dos sistemas isolados do interior a base de derivados de petróleo e gás natural, prevista para o período de 1993 a 2003, está apresentado na Tabela 2.4.

A Tabela 2.5, apresenta o consumo esperado de diesel para a geração elétrica entre 1993 e 2003, que para o período em questão perfaz um total de 5865 mil metros cúbicos.

No futuro algumas dessas localidades, poderiam ser agregadas a outras próximas, formando pólos de geração, sendo beneficiadas pela implantação de pequenas termelétricas a vapor, a base de óleo combustível, com unidades modulares de 1 ou 2 MW, evitando-se assim o consumo de diesel e melhorando-se as condições gerais de atendimento.

Essas unidades seriam constituídas por caldeiras tipo pacote e turbogeradores na fábrica e de fácil transporte sobre caminhões. Os demais componentes auxiliares, tais como condensadores, bombas, desaceradores e economizadores são também de fácil transporte.

Em razão das dimensões reduzidas das unidades modulares e da facilidade de instalação, o tempo de implantação de pequenas termelétricas a vapor com potência de 1 ou 2 MW é de dois anos, o que pode ser muito vantajoso.

Para a implantação desses pólos de geração seria necessário que se definisse um projeto conjunto, envolvendo os governos estaduais e federal, além do Ministério das Minas e Energia, de modo a viabilizar estes empreendimentos.

TABELA 2.3
CAPACIDADE INSTALADA DOS SISTEMAS ISOLADOS DO INTERIOR
REGIÕES NORTE E CENTRO-OESTE
GERAÇÃO A DERIVADOS DE PETRÓLEO - 1992

REGIÃO/ ESTADOS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	Nº GRUPOS DIESEL
NORTE		
Amazonas	100	235
Pará	79	188
Rondônia	107	173
Acre	21	45
Amapá	4,5	22
Roraima	10	61
CENTRO-OESTE		
Mato Grosso	86	231
TOTAL	408	955

TABELA 2.4
EVOLUÇÃO PREVISTA DA CAPACIDADE INSTALADA
USINAS TERMELÉTRICAS A DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS
REGIÕES NORTE E NORDESTE - SISTEMAS ISOLADOS DO INTERIOR
(MW)

REGIÃO/ ESTADOS	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NORTE											
Amazonas	125	131	144	130	144	157	160	166	169	174	174
Pará	81	123	128	138	140	74	81	84	82	85	88
Rondônia	138	157	120	128	147	163	184	201	220	238	255
Acre	25	26	27	30	37	40	44	48	53	53	56
Amapá	9	18	17	24	24	29	29	29	27	27	27
Roraima	13	14	16	18	23	25	31	34	35	41	43
CENTRO- OESTE											
Mato Grosso	90	104	95	95	62	46	46	30	12	13	12
TOTAL	481	573	547	563	577	534	575	592	598	631	655

TABELA 2.5
GERAÇÃO TERMELÉTRICA
CONSUMO ESPERADO DE DIESEL
REGIÕES NORTE E NORDESTE - SISTEMAS ISOLADOS DO INTERIOR
(10⁶ l)

REGIÃO/ ESTADOS	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NORTE											
Amazonas	99,7	108,8	118,1	106,6	115,2	123,2	133,1	143,6	152,0	160,8	169,8
Pará	90,1	105,3	117,6	135,5	134,7	75,3	82,6	67,9	72,3	77,8	84,0
Rondônia	133,1	146,1	98,0	112,0	129,6	149,4	171,1	218,9	244,4	27	305,1
Acre	19,0	21,6	24,4	27,4	30,8	34,6	38,9	43,6	48,7	54,1	59,9
Amapá	5,8	10,6	12,6	25,6	29,5	31,7	34,0	36,4	39,0	41,8	44,8
Roraima	7,8	10,7	13,6	17,7	21,2	24,7	29,5	34,0	38,8	43,1	38,1
CENTRO- OESTE											
Mato Grosso	97,1	86,6	54,7	49,0	35,6	28,7	23,8	21,4	4,9	5,5	6,1
TOTAL	452,9	490,1	439,2	474,2	496,9	467,9	513,4	566,0	600,5	655,3	708,2

2.3 PANORAMA ATUAL DA AUTOPRODUÇÃO

Com o esgotamento dos recursos hídricos próximos às grandes cidades, a expansão da oferta necessita de investimentos cada vez maiores em geração e transmissão para trazer a energia de grandes usinas construídas a longas distâncias dos centros consumidores.

Por outro lado, o País experimentou nas últimas décadas um rápido desenvolvimento, e atualmente conta com um vasto parque industrial caracterizado pela diversidade de setores que, na maioria dos casos, empregam combustíveis para a geração do vapor utilizado em seus processos produtivos.

Sabe-se que onde há produção de vapor, pode-se a esta associar um potencial de energia elétrica, e a factibilidade do emprego da co-geração estará associada ao custo dos combustíveis empregados para a geração de vapor e de eletricidade.

Seja motivado por uma maior economicidade e pela maior racionalização do uso da energia, seja motivado por preocupações com a garantia de suprimento de eletricidade, acredita-se que se possa vir a ter uma forte expansão da autoprodução de energia nos próximos anos, dependendo do ritmo de crescimento da economia como um todo e também da evolução do preço relativo dos produtos energéticos.

Estima-se que seu crescimento tenha se situado em cerca de 5,6% ao ano entre 1974 e 1989, com uma geração de cerca de 10,3 GWh, neste último ano, 43% de origem hídrica, 19% proveniente de geração a derivados de petróleo, e os restantes 38% de outras fontes, com ênfase no bagaço e em outros sub-produtos de processos industriais.

Diante de uma preocupação crescente com esta forma de geração, foi inclusive criado pelo Ministério de Minas e Energia um Grupo de Trabalho para realizar estudos com vistas à formulação de uma política de aquisição de energia proveniente de autoprodutores, por parte das concessionárias. Em particular, coube à ELETROBRÁS, a coordenação do levantamento da capacidade instalada e do potencial de autoprodução no Brasil.

Dentro dos trabalhos do referido grupo, pesquisaram-se empresas dos setores sucroalcooleiro, químico e petroquímico, têxtil, alimentício e de papel e celulose, entre outros. Foram analisadas indústrias com uma produção média mínima de vapor de 10 toneiadas por hora. Constatou-se então a existência de uma capacidade instalada em turbinas a vapor, em 1986, de 2626 MW, desagregada, por estado, segundo os valores apresentados na Tabela 2.6.

Ainda no âmbito do grupo, identificou-se também um potencial de co-geração no Brasil, ainda por explorar, da ordem de 750 MW, exclusive o potencial do setor sucroalcooleiro e o das refinarias da PETROBRÁS.

TABELA 2.6
BRASIL - AUTOPRODUÇÃO - POTÊNCIA INSTALADA
EM TURBINAS A VAPOR 1986 (MW)

ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
São Paulo	627,6
Paraná	134,8
Santa Catarina	79,8
Rio Grande do Sul	91,9
Goiás	26,0
Espírito Santo	154,6
Rio de Janeiro	160,8
Minas Gerais	170,1
Alagoas	139,1
Ceará	9,3
Sergipe	11,6
Rio Grande do Norte	12,5
Paraíba	4,8
Pernambuco	126,0
Bahia	210,0
Total	2626,5 (*)

(*) Desse total, 32,2% corresponde ao Setor Sucroalcooleiro.

3. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1 ASPECTOS GERAIS

O petróleo no consumo energético global de cerca de 32%, é uma das principais fontes de energia do País, sendo o uso de seus derivados disseminado por quase todos os setores econômicos e pelas residências. Mais particularmente, no setor de transportes, os derivados de petróleo são responsáveis por aproximadamente 80% do consumo energético total, o que faz com que grande parte das atividades produtivas do País sejam extremamente vulneráveis a quaisquer modificações nas condições de suprimento destes produtos.

O grau de importância do petróleo na matriz energética brasileira não deverá se alterar muito nas próximas décadas dentro do horizonte deste estudo, principalmente no que diz respeito ao setor de transporte. As principais soluções alternativas ao transporte rodoviário a diesel para os transportes de carga e coletivo de passageiros, requerem modificações modais intensivas em capital e que, por isso mesmo, dificilmente serão implementadas nos próximos anos em uma escala suficiente para modificar sensivelmente este panorama.

Diante deste quadro, não é de se estranhar portanto, que desde os choques de preço do petróleo, entre 1970 e 1973, se tenham realizados pesados investimentos na produção nacional, principalmente "off-shore", que passou de 170 mil barris por dia (KBD) em 1973 para 700 KBD em 1991, e que se esteja hoje discutindo metas de produção da ordem dos 1000 KBD, para os próximos anos.

O gás natural, que principalmente na Região Sudeste, tem sua produção associada à produção de petróleo, é um combustível de penetração recente no mercado nacional, tendo sua expansão se iniciado no final da década de setenta, acompanhando o crescimento acelerado da produção nacional de petróleo. Com uso limitado, representa cerca de 2,5% do consumo nacional de energia primária. Nos próximos anos tudo leva a crer que se terá uma significativa ampliação da participação do gás na matriz energética nacional. O suprimento futuro de gás poderá se apoiar não apenas em uma forte expansão da produção nacional, como podem ser reforçadas importações da Bolívia e da Argentina. Pelo lado do consumo esta expansão deverá ser liderada pelo uso do gás como combustível industrial, promovida não apenas por ganhos operacionais, mas, principalmente, motivada por suas vantagens em termos ambientais.

No que se refere à geração de energia elétrica, tanto o gás natural como diversos derivados de petróleo, podem ser e são habitualmente usados como fontes de energia elétrica. No Brasil, o óleo diesel e o óleo combustível tem sido tradicionalmente usados dessa forma. Após 1980 porém, com a elevação dos preços do petróleo, houve um significativo esforço governamental visando a redução do uso desses produtos para a geração termelétrica. Não obstante, de 1984 a 1986, com ênfase em 1986, a baixa hidraulicidade verificada obrigou a um aumento significativo nos níveis de geração das térmicas a derivados de petróleo na Região Sudeste, em complementação à geração hidrelétrica.

A geração a gás, ainda incipiente no Brasil, tem tido um desenvolvimento acelerado, a nível mundial, nos últimos anos, tendo aumentado significativamente sua participação na geração termelétrica em vários países.

A avaliação das disponibilidades e custos destes produtos para geração de eletricidade e sua economicidade do ponto de vista da política do suprimento nacional de hidrocarbonetos, de forma a permitir uma análise posterior de sua competitividade face a outros insumos para geração de eletricidade, é o objetivo principal do presente capítulo.

3.2 QUADRO INSTITUCIONAL

As atividades do setor de petróleo e gás natural no Brasil se inserem em um contexto bastante regulamentado e de caráter fortemente monopolista em que o governo federal, através da PETROBRÁS, tem o monopólio da prospecção e da produção de petróleo e gás, do refino, da importação e da exportação de petróleo e derivados, do transporte marítimo e via dutos.

Os preços de comercialização dos derivados, são fixados pelo Ministério, através do Departamento Nacional de Combustíveis.

No caso do gás natural, o monopólio da distribuição local é dos governos estaduais, embora a PETROBRÁS, ainda conteste este monopólio no que se refere ao atendimento dos consumidores industriais. A resolução dos impasses institucionais nesta área é hoje um dos principais requisitos para que se possa expandir de maneira adequada o mercado do gás natural no País.

No que se refere aos preços do gás, tem-se os preços de venda pela PETROBRÁS, fixados pelo Ministério, enquanto que os preços finais aos consumidores, são de responsabilidade dos governos estaduais.

3.3 OFERTA DE GÁS NATURAL E PETRÓLEO

3.3.1 Reservas

As reservas nacionais de petróleo e gás tem se expandido fortemente nas duas últimas décadas, tendo crescido, respectivamente, a taxas anuais de 8,7% e 11%, entre 1970 e 1990. Grande parte deste potencial se localiza na Plataforma Continental, particularmente na Bacia de Campos.

As Tabelas 3.2 e 3.2 indicam os níveis das reservas provadas de petróleo e de gás natural em fins de 1989, assim como, sua distribuição geográfica pelas diferentes regiões de produção. A Tabela 3.3, apresenta a evolução destas reservas no período 1970/1979.

Entre 1953 e 1968, a exploração de petróleo no País estava orientada para as bacias terrestres; após 1968, houve um deslocamento destas atividades que passaram a se centrar na plataforma continental.

Até 1974, a Bahia era o principal estado produtor. No período de 1974/1979, com um aumento significativo dos investimentos em exploração e produção de petróleo e gás, acompanhando o aumento dos preços internacionais de petróleo, foram localizados vários campos (Garoupa, Pargo, Badejo, Namorado, Enchova etc), na plataforma continental da Bacia de Campos, que veio a se constituir na principal região petrolífera do País.

TABELA 3.1
RESERVAS DE PETRÓLEO
BRASIL - 1989

REGIÃO DE PRODUÇÃO	RESERVAS	
	(G B)	(%)
CONTINENTE		
Bahia	277,5	10,1
Nordeste	212,0	7,7
Nordeste Setentrional	246,6	8,9
Espírito Santo	11,3	0,4
Amazônia	5,6	0,2
SUBTOTAL	753,0	27,3
PLATAFORMA		
Nordeste	28,8	1,0
Nordeste Setentrional	67,1	2,4
Sudeste	1908,7	69,2
Espírito Santo	2,3	0,1
SUBTOTAL	2006,9	72,7
TOTAL BRASIL	2759,9	100,0

FONTE: PETROBRÁS - SERPLAN

TABELA 3.2
RESERVAS DE GÁS NATURAL
BRASIL - 1989

REGIÃO DE PRODUÇÃO	RESERVAS			
			TOTAL	
	ASSOCIADO (G M ³)	NÃO ASSOC. (G M ³)	(G M ³)	(%)
CONTINENTE				
Bahia	11,8	14,3	26,1	22,5
Nordeste	1,7	11,3	13,0	11,2
Nordeste Setentrional	1,1	0,4	1,5	1,3
Espírito Santo	0,9	1,4	2,3	2,0
Amazônia	6,3	8,3	14,6	12,6
SUBTOTAL	21,8	35,7	57,5	49,6
PLATAFORMA				
Nordeste	2,5	2,0	4,5	3,9
Nordeste Setentrional	6,2	2,6	8,8	7,6
Sudeste	38,4	6,5	44,9	38,7
Espírito Santo	0,3	0,0	0,3	0,3
SUBTOTAL	47,4	11,1	58,5	50,4
TOTAL BRASIL	69,2	46,8	116,0	100,0

FONTE: PETROBRÁS - SERPLAN

TABELA 3.3
EVOLUÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS
BRASIL

REGIÃO DE PRODUÇÃO	RESERVAS	
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL
	(G B)	(G M ³)
1970	857,2	26,6
1975	759,4	25,9
1980	1318,0	52,5
1985	2168,1	92,7
1989	2759,8	116,0
89/70 (% a.a.)	6,3	8,1

FONTE: PETROBRÁS - SERPLAN

Nos anos oitenta, com as descobertas do campo de Marimbá dos campos gigantes de Marlim e Albacora, todos em águas profundas (com lâmina d'água maior que 400 metros), aumentaram significativamente as perspectivas da produção de petróleo no País.

Como a exploração plena de Marlim e Albacora, depende da resolução de problemas tecnológicos, a maior parte de seus recursos petrolíferos ainda não foi incorporada às reservas provadas nacionais. A medida que estas dificuldades sejam dominadas, espera-se que as reservas brasileiras de petróleo cresçam significativamente podendo mesmo chegar a ser multiplicadas por um fator de três. Recentemente localizou-se ainda um terceiro campo gigante em águas profundas, na Bacia de Campos e tem-se ainda indícios da existência de outros, abrindo perspectivas para uma exploração continuada desta Bacia por muitas décadas.

A localização de outras regiões produtoras "off-shore", como a Bacia de Santos e a da costa de Santa Catarina, aliadas ao enorme potencial da Bacia de Campos, fazem com que a questão da evolução da produção brasileira de petróleo e gás nas próximas décadas, seja muito mais uma questão estratégica de custos, preços e de disponibilidade de recursos para investimento, do que propriamente um problema de disponibilidade física de hidrocarbonetos.

Deve-se destacar também que a PETROBRÁS, acredita que, apesar da exploração em águas profundas envolver custos cinco vezes superiores aos custos atuais na plataforma continental, a produção esperada destes campos é dez vezes maior que a dos demais, podendo levar a uma possível redução efetiva dos custos unitários destes campos em cerca de cinquenta por cento.

Quanto às reservas de gás natural, cerca de 60% do volume total correspondente a ocorrências de gás associado, cuja produção acompanha a de petróleo, enquanto que os 40% restantes são de gás não associado, cuja produção pode ter ritmo próprio.

A distribuição das reservas de gás associado entre o continente, com cerca de 30%, e a plataforma continental, com 70%, é similar a do petróleo, embora com uma repartição diferentes entre as diversas regiões do País, com maior participação da Bahia e da Amazônia. Note-se que as reservas de petróleo da Amazônia são de petróleo leve e apresentam uma relação entre os volumes de gás e petróleo muito superior à média do País.

O gás não associado se distribui em parcelas iguais entre o mar e a terra, com participação maior da Bahia e da Amazônia, e com uma participação bastante reduzida da Bacia de Campos comparativamente à apresentada por esta região petrolífera nos casos do gás associado e do petróleo.

Em relação à Amazônia têm-se ainda indícios da existência de grandes depósitos de gás que, devido à sua localização geográfica, distante dos centros de carga, não tem estimulado a PETROBRÁS a investir em seu mapeamento. Em um quadro porém de longo prazo, as reservas de gás da Amazônia podem desempenhar importante papel estratégico e seria importante conhecê-las melhor. As reservas atualmente cubadas em Urucu e Jurua permitiriam, se exploradas, uma produção da ordem de 5,5 milhões de m³/D. Acredita-se entretanto, que com uma investigação mais criteriosa estes números cheguem a pelo menos 12 milhões de m³/D.

3.3.2 Produção de Petróleo e Gás Natural

Acompanhando a expansão das reservas, a produção nacional de petróleo cresceu rapidamente nos anos oitenta, chegando a cerca de 700 kBD em 1991. Enquanto que o consumo de petróleo cresceu a uma taxa média anual de 5,5%, entre 1970 e 1989, a produção cresceu 7% ao ano no mesmo período.

Na década de setenta, o ritmo acelerado de crescimento da economia brasileira levou a uma expansão do consumo de petróleo de 514 kBD em 1970, para 1088 kBD em 1980, fazendo com que as importações líquidas saltassem de 358 kBD para 871 kBD, diante de uma produção que crescia lentamente de 164 kBD em 1970, para apenas 182 kBD em 1980 (vide Tabela 3.4). Com os aumentos dos preços de petróleo, com a política de contenção e substituição do uso dos derivados praticada na década de oitenta e com a ampliação dos investimentos em exploração de petróleo iniciada na segunda metade da década de setenta, este quadro se inverteu, chegando-se em 1991, com um consumo de 1192 kBD, frente a uma produção nacional de 595 kBD, com uma conseqüente redução das importações para 592 kBD.

Com a expansão da produção de petróleo, cresceu também nos anos oitenta a produção de gás natural, em grande parte com base em gás associado. Na ausência de mercado estruturado e dependente de investimentos nas redes de gasodutos, a utilização do gás foi inicialmente direcionada para a reinjeção e para o consumo próprio da PETROBRÁS. Também os percentuais de gás não aproveitado eram bastante elevados, o que era reforçado pela utilização dos sistemas antecipados de produção de petróleo, que não dispunham de redes de dutos para o escoamento do gás. Em 1975 (vide Tabela 3.5), de uma produção total de 4,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia, apenas cerca de 0,8 milhões eram vendidos aos consumidores.

TABELA 3.4
EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO, CONSUMO E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO
BRASIL - (G B)

ANOS	PRODUÇÃO	IMPORT. LÍQUIDAS	CONSUMO
1970	164	358	514
1975	177	697	882
1980	182	871	1088
1985	546	545	1085
1989	595	592	1192
80/70 (% a.a.)	7,0	2,7	4,5
89/80 (% a.a.)	14,1	-4,2	1,0
89/70 (% a.a.)	7,0	2,7	4,5

FONTE: Balanço Energético Nacional, SNE/MDNFRA.

OBS.: As diferenças entre a oferta total e o consumo são devidas às variações de estoque, perdas e ajustes.

TABELA 3.5
PRODUÇÃO E USO DO GÁS NATURAL
BRASIL (M m³/D)

	1970	1975	1980	1985	1989
PRODUÇÃO	3,5	4,5	6,0	15,0	16,7
NÃO APROVEITADO	1,3	0,6	1,2	3,6	2,0
REINJEÇÃO	1,6	2,1	1,5	2,1	2,1
PROD. DE CONDENSADO	0,3	0,6	0,6	1,9	2,3
GER. ELET.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
CONSUMO PETROBRÁS	0,2	0,4	0,4	2,5	2,5
VENDAS (1)	0,0	0,7	2,2	4,9	7,6
INDÚSTRIA	0,0	0,5	1,0	2,6	5,2
RES/OUT.	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6
NÃO ENE.	0,0	0,3	1,2	1,8	1,9

FONTE: Balanço Energético Nacional/PETROBRÁS.

(1) Inclui gás de cidade produzido a partir de gás natural e expresso em gás natural equivalente.

Uma parcela significativa do gás extraído é usualmente reinjetada nos poços permitindo com isso aumentar-se a capacidade de recuperação dos hidrocarbonetos líquidos dos reservatórios. A medida que um dado campo de petróleo vai sendo explorado, sua pressão original vai se reduzindo e sua capacidade de produção tende a cair. A reinjeção de gás visa compensar este efeito.

Uma outra parcela do gás produzido é usada, pela PETROBRÁS, para gerar a eletricidade necessária para extração do petróleo. Particularmente nos poços marítimos, essa aplicação é praticamente cativa, não se dispondo de fonte alternativa economicamente competitiva. Também nas refinarias de petróleo usa-se o gás natural como fonte de calor e de eletricidade. Neste último caso, porém, a PETROBRÁS pode operar estas unidades um pouco como "pulmão" do processo a medida que o consumo de gás nas mesmas pode aumentar ou diminuir, alternando com o uso de derivados de petróleo.

Antes ainda de qualquer aplicação do gás como combustível nas refinarias ou junto aos consumidores em geral, extrai-se nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's), por razões econômicas, as frações líquidas que acompanham o gás, produzindo-se GLP e gasolina e formando-se o chamado gás seco que é então encaminhado para o consumo.

Com a expansão da rede de gasodutos, o gás iniciou sua penetração no mercado em geral, liderada pela sua utilização como combustível industrial e pela substituição da nafta como fonte de gás de cidade, neste último caso aproveitando as redes preexistentes no Rio de Janeiro e em São Paulo. Desse modo, conseguiu-se, com algum atraso, fazer com que seu mercado acompanhasse o forte ritmo de crescimento de sua produção após 1980, imposto pelo aumento acelerado da produção associada de petróleo. Em consequência, conseguiu-se conter o crescimento do percentual de perdas que depois de ter alcançado a marca dos 29% em 1985, foi reduzido para cerca de 16% em 1989.

No que se refere às próximas décadas, as perspectivas da produção de petróleo e de gás natural são bastante otimistas, dependendo muito mais da disponibilidade de recursos para a realização dos investimentos necessários. Ao contrário do que acontece no Setor Elétrico, os investimentos do Setor Petrolífero, são relativamente menores e se tem boas condições de gerar dentro do próprio setor boa parte dos recursos necessários para a sua expansão. A questão se reduz mais a um problema de manutenção de preços adequados, ao lado da busca de aumento de eficiência e de redução de custos.

Particularmente importante, neste contexto, serão os custos efetivos da exploração em águas profundas, onde se localizam as maiores reservas nacionais.

3.4 DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

3.4.1 A Produção de Derivados e o Sistema de Refino

A PETROBRÁS dispõe de dez refinarias e uma planta de asfalto, com uma capacidade total de processamento de cerca de 1400 mil barris por dia (MBD). Também se encontra em operação duas outras pequenas refinarias privadas que em conjunto representam menos de 2% da capacidade total de refino do País.

A capacidade desse sistema tem sido suficiente para, sem a adição de novas unidades de destilação, suprir as necessidades nacionais nos últimos anos. A carga de petróleo processada que era de 1109 kBD em 1979, cresceu pouco na década, chegando a 1250 em 1989, ainda abaixo da capacidade máxima de processamento do sistema.

Está se investindo, presentemente, em aumento da capacidade, pela ampliação de algumas refinarias existentes, aproveitando-se ao máximo a infra-estrutura das mesmas. É particularmente o caso da Refinaria Landulfo Alves na Bahia que está tendo sua capacidade de produção ampliada de 172 kBD para 284 kBD; outros 104 kBD, devem ser adicionados ao sistema, distribuídos por Canoas, S. José dos Campos e Paulínea. Por outro lado a construção de uma nova refinaria no Nordeste, que chegou a ser disputada pelos estados de Pernambuco, Ceará e Maranhão, foi adiada para o final da década.

Embora a capacidade de refino nos anos recentes, tenha se mantido praticamente constante, seu perfil, originalmente mais voltado à maximização da produção de gasolina, tem sofrido grandes mudanças. Entre 1980 e 1989, sua estrutura de produção modificou-se com uma redução da participação do óleo combustível de cerca de 27% para cerca de 18%, e com um aumento da participação do diesel de 30 para 34% e da nafta de 6% para 11% (vide Tabela 3.6).

TABELA 3.6
PRODUÇÃO DE DERIVADOS - REFINO
BRASIL (%)

	1970	1975	1980	1985	1989
GLP	5,5	5,7	6,9	7,8	7,3
NAFTA	0,3	4,3	6,3	10,8	11,3
GASOLINA	31,8	27,1	16,8	17,1	16,1
DIESEL	22,3	23,4	30,0	30,7	33,8
QUEROSENE	5,4	4,4	5,1	6,0	5,0
ÓLEO COMBUSTÍVEL	30,3	29,0	27,0	18,8	17,9
OUTROS	4,4	6,1	7,8	8,9	8,6
TOTAL (M m ³)	29,2	52,2	64,4	66,2	72,5
(kBD)	504	900	1109	1140	1250

FONTE: Balanço Energético Nacional/PETROBRAS.

As mudanças de perfil do refino tem se orientado, por pressões da demanda, para o aumento da produção de derivados médios (diesel e querosene) e tem sido baseadas em três linhas principais: em mudanças de especificação dos produtos, em mudanças nos modos de operação das unidades e finalmente, pela introdução de novas unidades de processamento.

Numa refinaria as unidades básicas de processamento são as colunas de destilação, comumente uma de destilação atmosférica seguida de uma de destilação à vácuo. A primeira delas produz derivados leves e médios, além de um resíduo pesado que é processado pela segunda coluna. No conjunto são extraídos em torno de 10% de GLP, 20% de derivados leves, 30% de derivados médios, 20% de gasóleo e cerca de 20% do chamado resíduo de vácuo (resvac). O gasóleo por sua vez é geralmente enviado para as unidades de craqueamento catalítico, onde são produzidos GLP, leves e pesados, com ênfase na gasolina. O resvac pode ser transformado em óleo combustível pela diluição de diesel ou então processado quimicamente de forma a se quebrar sua moléculas em outras mais leves.

Entre as opções de fracionamento do resvac estão as unidades de desasfaltação e de coqueamento retardado, ambas em uso no sistema PETROBRAS. Estas duas últimas unidades deixam por sua vez resíduos ainda mais pesados que o resvac: o resíduo asfáltico (rasf) na primeira e o coque de petróleo na segunda. Novamente o rasf, para se transformar em óleo combustível requer a

diluição de produtos médios. Quanto ao coque, ele pode ser usado diretamente na fabricação de eletrodos ou então como substituto energético do carvão mineral.

Na busca da ampliação da produção de diesel, uma das alternativas passa pela utilização como combustível dos resíduos pesados "in natura", o que liberaria para o consumo final os derivados médios que de outra forma teriam que ser misturados com os resíduos. Neste ponto, entra a geração de energia elétrica como um possível destino alternativo para os resíduos pesados que deve ser examinado.

Além dos volumes produzidos diretamente no sistema de refino, quantidades adicionais de GLP e de gasolina são também extraídas nas unidades de processamento de gás natural. Também GLP, gasolina e óleo diesel são obtidos como sub-produtos da indústria petroquímica, representando, na verdade, uma espécie de transformação ulterior da nafta petroquímica. A Tabela 3.7, mostra a evolução desta produção adicional de 1970 a 1989.

3.4.2 Consumo de Derivados de Petróleo e de Gás Natural

Na década de setenta, o consumo de derivados de petróleo cresceu aceleradamente, a uma taxa média anual de 8,5% (vide a Tabela 3.8), similar à taxa média de crescimento do produto no mesmo período. Na década seguinte a situação inverteu-se radicalmente, com o consumo de derivados quase estagnando, evoluindo a uma taxa de 0,7% ao ano, acompanhando o ciclo recessivo da economia e com seu espaço na matriz energética nacional sendo reduzido por uma política agressiva de substituição por outros produtos energéticos.

O ciclo de crescimento foi liderado pela expansão do uso do diesel nos transportes de carga e coletivo e do GLP nas residências para cocção, em substituição à lenha. Apenas a gasolina teve seu crescimento contido nesse período, em razão de sucessivos aumentos de preço e dos esforços iniciais de implantação do Proálcool.

TABELA 3.7
PRODUÇÃO ADICIONAL DE DERIVADOS
BRASIL (kBD)

	1970	1975	1980	1985	1989
PLANTAS DE GÁS NATURAL					
GLP	105	214	233	650	920
GASOLINA	45	89	96	190	178
EFLUENTES PETROQUÍMICOS					
GLP	0	223	512	520	399
GASOLINA	0	177	307	544	433
DIESEL	0	0	0	110	110
TOTAL					
GLP	105	437	744	1169	1319
GASOLINA	45	392	540	1194	1353
DIESEL	0	0	0	100	110

FONTE: Balanço Energético Nacional/PETROBRAS.

**TABELA 3.8
CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
BRASIL (kBD)**

	1970	1980	1989	80/70 (% a.a.)	89/80 (% a.a.)
GLP	26,6	59,9	103,4	8,5	6,2
NAFTA	0,1	38,8	107,3	78,3	12,0
GASOLINA	144,7	164,8	128,6	1,3	-2,7
DIESEL (1)	104,9	307,0	411,6	11,3	3,3
QUEROSENE	22,1	42,8	45,6	6,8	0,7
ÓLEO COMBUSTÍVEL (1)	129,4	319,4	188,9	9,5	-5,7
OUTROS	27,9	98,7	109,8	13,5	1,2
TOTAL	455,7	1031,4	1095,3	8,5	0,7

FONTE: Balanço Energético Nacional/PETROBRÁS.

(1) Exclui o consumo próprio nas refinarias e geração de eletricidade.

Na década seguinte, com a economia em ciclo recessivo, o diesel teve seu crescimento arrefecido. O GLP, entretanto, sem competidores e com preços bastante subsidiados continuou crescendo, com taxas menores que as apresentadas na década anterior.

Da análise da evolução do consumo de derivados de petróleo nas duas últimas décadas no Brasil, constata-se que o diesel além de ser o principal derivado de grande participação no consumo, tem apresentado um crescimento contínuo de demanda nos anos recentes. A sua importância no atendimento às necessidades energéticas nacionais, fica mais evidenciada quando se verifica que ele representa cerca de 55% da energia consumida no transporte rodoviário. Praticamente todo o transporte rodoviário de carga e coletivo, está baseado em veículos a diesel.

Desse modo fica claro que o diesel pode ser considerado o derivado crítico, sendo que a necessidade de atender sua demanda, principal condicionante da política de refino, foi agravada pela redução simultânea nos consumos de gasolina e de óleo combustível.

Refletindo o desbalanceamento entre o consumo e o refino, o comércio exterior de derivados tem se caracterizado pela exportação de gasolina e de óleo combustível e importação de GLP e de pequena parcela de diesel.

Em relação à evolução futura da demanda de derivados, identifica-se uma tendência de maior equilíbrio entre produtos leves, médios e pesados, mantendo-se entretanto o predomínio do diesel. Na Tabela 3.9, apresenta-se a evolução prevista da demanda pelos principais derivados, de acordo com o caso de referência da PETROBRÁS. Para se poder entender melhor estas perspectivas, discute-se, no que se segue, as tendências de consumo dos principais desses produtos, no horizonte do Plano 2015. Dentro desse contexto é que se procurará mais adiante, avaliar a disponibilidade de insumos para geração termelétrica.

TABELA 3.9
CENÁRIOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

	1990	1995	2000	95/90 (% a.a.)	00/95 (% a.a.)
PETRÓLEO (k kBD)	654	1004	1442	9,0	7,5
GÁS NATURAL (M m ³ /D)	17,9	40,3	66,7	18,6	10,6

FONTE: PETROBRAS/SERPLAN.

Gasolina

Depois de uma enorme retração no mercado, face ao desenvolvimento do Proálcool, acredita-se que a gasolina voltou para ficar, no horizonte aqui considerado. Com a renovação da frota a gasolina, impulsionada pelo recente aumento que voltou a ocorrer na procura deste tipo de veículos, deteve-se a queda continua anteriormente apresentada por este produto.

A medida que grande parte dos veículos, hoje sendo sucateados são a gasolina, o aumento global da frota a gasolina deverá ser inicialmente lento, acelerando-se quando o sucateamento começar a se concentrar nos carros à álcool. Mesmo com todos este quadro se retomada da gasolina, logo que este produto recuperar o terreno perdido, seu consumo não deverá crescer a taxa muito elevada já que não se espera que a vendas de carros cresça muito acima de 3% ao ano, diante de uma população economicamente ativa crescendo a menos que 2%, sendo que espera-se ainda possíveis quedas no consumo específico dos veículos.

Diesel

Não se esperam grandes mudanças no sistema de transporte de cargas ou coletivo de passageiros, pelo menos na década de noventa. Assim sendo, ônibus e caminhões a diesel deverão continuar a ter um papel central no deslocamento de cargas no País nos anos próximos. Neste sentido o crescimento (potencial) da demanda de diesel segue o do crescimento do PIB.

Reduzindo o consumo potencial de diesel, se terá alguma substituição por gás natural nos grandes centros urbanos, nas frotas de transporte de carga e coletivo de passageiros e ainda algum deslocamento da carga interestadual, principalmente grãos e minérios, para ferrovias.

Óleo Combustível

O consumo de óleo combustível, após ter sofrido enorme redução na década de oitenta, está voltando a crescer, principalmente devido às pressões ambientalistas exercidas sobre alguns de seus concorrentes. Não obstante, pressões dessa natureza serem exercidas também sobre o óleo combustível, ele, em alguns casos, é a única alternativa viável de substituição do carvão mineral e da lenha, sob os quais pesam pressões ainda muito maiores.

O óleo combustível deverá se manter como a principal fonte de calor industrial, no horizonte deste trabalho, provavelmente requerendo cada vez mais investimentos em controle de poluição para a sua queima. Acredita-se que seu crescimento será limitado, de um lado por toda a sorte de investimento em racionalização e conservação de energia, incluindo aproveitamento de resíduos e por outro lado pela penetração do gás natural. Esta última entretanto, irá se restringir às áreas alcançadas pela rede de dutos e dependerá da disponibilidade de gás.

O ritmo de crescimento do consumo de óleo será ditado, basicamente, pelo ritmo de expansão da economia e da produção industrial, em particular. Caso venha a se concretizar um cenário de retomada do desenvolvimento, o consumo de óleo pode chegar a crescer aceleradamente, invertendo-se até o sentido do seu fluxo com o exterior, podendo passar o País de exportador a importador.

Gás Natural

O crescimento do consumo de gás natural, parece ter apenas como fator limitador a sua disponibilidade, ou seja, a existência da rede de distribuição e os investimentos na sua produção. As qualidades inerentes ao gás natural, não poluente, de fácil manuseio e com custo de produção competitivo com o dos derivados de petróleo, fazem com que ele tenha uma grande aceitação no mercado.

A medida que o gás tem sido amplamente utilizado em diversos países, existe um grande número de tecnologias para a sua utilização plenamente desenvolvidas, não havendo também nenhum entrave tecnológico à sua penetração no mercado nacional.

Extraídos seus componentes líquidos, de maior valor comercial, e excluídas as ampliações cativas próprias da PETROBRAS, o primeiro grande mercado de interesse e para onde certamente está sendo canalizada a expansão do gás é o mercado industrial para uso como combustível, onde, devido às vantagens que apresenta para os consumidores, permite sua colocação a preços bastante compensadores. Do ponto de vista da PETROBRAS, além dos problemas de natureza institucional que afetam toda a sua política de gás, a única limitação para a exploração maior deste mercado consiste em evitar a substituição acelerada do óleo combustível que geraria excedentes adicionais deste, dificultando a sua comercialização no exterior.

O uso residencial, em substituição ao GLP importado, é bastante interessante em termos macro, mas requer uma densidade de consumo relativamente elevada que justifique a expansão do sistema capilar de distribuição necessário. A menos dos consumidores situados proximamente aos bolsões industriais a serem alcançados pelos gasodutos, o uso do gás residencial só deverá se desenvolver nos grandes centros urbanos. Sua expansão deverá ser relativamente mais lenta que a do uso industrial.

O uso do gás como combustível automotivo, na forma de gás comprimido, tende também a ocupar fatias do mercado. A substituição do diesel nos ônibus e frotas cativas metropolitanas pelo gás, é do maior interesse para o País e deverá ocorrer no Rio de Janeiro, em São Paulo, e em Cidades da costa do Nordeste, um pouco prejudicada apenas pelos baixos preços atualmente praticados para o diesel.

O uso do gás como combustível de taxis e veículos de passeio, poderia sofrer restrições a medida que desloca combustíveis voltados para motores ciclo Otto, que hoje apresentam excedente em seu conjunto (gasolina e álcool). Entretanto, motivações ambientais e a possibilidade de grandes ganhos para usuários e distribuidores, estão viabilizando o seu uso nas regiões metropolitanas do Rio e São Paulo.

A medida que o uso do gás como combustível industrial, de maior interesse econômico e de mais fácil penetração no mercado, começar a se aproximar de seu limite, aumentará o interesse na comercialização dos demais usos do gás que assim deverão receber tratamento mais favorecido de modo a aumentar a penetração deste produto na matriz energética nacional.

4. POSSIBILIDADES E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

4.1 DISPONIBILIDADE DE INSUMOS E USOS ALTERNATIVOS

A geração de energia elétrica pode ser feita a partir de uma vasta gama de produtos energéticos, sendo mesmo a solução mais adequada para o aproveitamento de muitos destes produtos, devido às características não poluentes da eletricidade, além de sua facilidade de transporte e manuseio.

Mais ainda, quando a fonte energética se situa longe do ponto de consumo e o seu uso final está direcionado para a geração de trabalho ou de calor a alta temperatura, sua transformação prévia em eletricidade evita ainda que sejam "transportadas" grandes parte das perdas, inevitáveis na conversão de energia elétrica útil.

Grande variedade de combustíveis podem ser, em princípio, utilizados para a geração termelétrica, particularmente os derivados de petróleo e gás natural, objeto deste trabalho. Dentre os derivados, razões técnico-econômicas fazem com que se utilize apenas alguns para esta finalidade. No caso brasileiro cabe examinar entre eles o óleo combustível, o óleo diesel, os resíduos de vácuo e atmosférico, o coque de petróleo e gás natural.

4.1.1 Óleo Diesel

O óleo diesel é crítico na matriz energética brasileira, sobre o qual se apoia grande parte do transporte de carga e coletivo de passageiros do País. Nesse sentido utilizações adicionais de diesel não devem ser estimuladas, independentemente mesmo de sua eventual rentabilidade.

Raramente, todavia, se têm alternativas ao consumo de diesel para geração de eletricidade em sistemas elétricos isolados o que implica em que este produto deverá ainda ser usado por muito tempo como combustível em usinas térmicas. Razões operacionais fazem com que ela seja ainda usado em pequena proporção nas termelétricas a óleo. Sua utilização para geração termelétrica no futuro deverá ser mantida nos níveis mínimos possíveis.

4.1.2 Óleo Combustível

Não há restrições de disponibilidade do uso do óleo combustível para geração termelétrica complementar nos sistemas interligados. No futuro, principalmente no caso de um cenário de rápida retomada do desenvolvimento econômico, a demanda industrial pode reverter este quadro. Esta situação não chegaria a ser restrita à medida que se tem sempre a possibilidade de se importar o volume adicional de óleo para o atendimento do mercado.

Para um programa de grande porte todavia o volume de importação pode se tornar muito elevado, gerando uma vulnerabilização indesejável do parque elétrico brasileiro. A título de ilustração das grandezas envolvidas, se imaginarmos que toda a produção nacional de óleo

combustível em 1988, de 12.199 mil metros cúbicos, fosse consumida anualmente para geração de eletricidade, operando com um fator de capacidade de 60%, ela seria suficiente para a operação de apenas 2065 MW o que praticamente descaracteriza o óleo como opção para um programa de expansão em larga escala.

4.1.3 Resíduos Asfáltico e de Vácuo e Coque de Petróleo

Caso a geração térmica a derivados se mostre vantajosa para o Setor Elétrico, é possível que a utilização de resíduos de vácuo e asfáltico, ou mesmo de coque de petróleo se torne viável antes mesmo de uma expansão da geração a óleo combustível.

Diante da pressão da demanda de diesel, a PETROBRÁS deverá continuar implementando o programa de fundo de barril o que parece implicar em um aumento das unidades de desasfaltação ou de coqueamento retardado ou de ambas. No primeiro caso aumenta a disponibilidade de rasf, no segundo de coque de petróleo. Em qualquer dos casos o uso destes produtos para a produção de eletricidade pode gerar o mercado necessário para a viabilização do referido programa, reforçando a necessidade de uma cuidadosa integração do planejamento dos setores petrolífero e elétrico. Deve-se destacar, todavia, que no caso do coque de petróleo não se tem nenhuma experiência no Brasil de seu uso em termelétricas.

A queima de resíduos parece ser do interesse da PETROBRÁS e do País, de modo a liberar derivados médios para a produção do diesel que de outro modo seriam misturados aos resíduos e então comercializados sob a forma de óleo combustível. Como estes resíduos só se mantêm no estado líquido em temperaturas relativamente elevadas, a maneira mais econômica de queima-los é junto às refinarias, com a instalação de usinas a térmicas nos locais de produção.

Hoje se dispõe para utilização termelétrica de rasf nas refinarias do Rio de Janeiro, Curitiba e São Paulo, e de resvac nas refinarias de São Paulo, Belo Horizonte e Manaus. Os preços de comercialização destes produtos ficariam em torno de 54%, dos preços do óleo combustível de alto teor de enxofre.

As negociações recentes entre a PETROBRÁS e a ELETROBRÁS para a implantação deste tipo de usinas não evoluíram devido à exigência, da PETROBRÁS, de uma garantia de consumo destes produtos, ao longo da vida útil das usinas, o que entra em conflito com as maneiras ótimas de se operar as térmicas no sistema elétrico atual, muito mais para garantir o fornecimento de eletricidade em caso de um período seco que para geração efetiva de energia. Isto não significa porém que num horizonte mais amplo, em data que depende das taxas de crescimento do mercado, não se possa vir a ter uma mudança no papel destas térmicas, que poderiam vir a operar mais continuamente, superando os impasses atuais e viabilizando sua implantação.

A produção de coque de petróleo é hoje bastante reduzida tendo sua maior aplicação na fabricação de eletrodos para a indústria de alumínio. Caso sua produção seja expandida se terá que buscar novos mercados para esse produto. Como seu uso como redutor siderúrgico só pode se dar em proporções limitadas, ele terá que se voltar às aplicações energéticas. Diante dos impactos ambientais provocados pelo seu transporte, a queima em termelétricas situadas próximas às refinarias poderá vir a ser contemplada, mas devem ser cuidadosamente examinados os

problemas relacionados com o sistema de queima na caldeira e com o sistema de combustível, entre outros.

4.1.4 Gás Natural

Embora a nível mundial o gás natural, com o desenvolvimento das unidades de ciclo combinado e com a expansão da co-geração, se tenha transformado em um dos combustíveis mais utilizados nas novas unidades em construção em diversos países, sua expansão no Brasil, ainda é muito modesta devido à limitações na sua disponibilidade e principalmente face à existência de aproveitamentos hidrelétricos economicamente mais competitivos.

No horizonte deste trabalho, o gás natural deverá ampliar sua participação no mercado. Entretanto, dificilmente haverá quantidade suficiente para uma geração expressiva de energia elétrica pela empresas do setor. Em campos produtores localizados longe dos centros de consumo, a termelétricidade com base no gás natural pode se viabilizar, superando usos alternativos do gás. Exemplo deste tipo, é o aproveitamento do gás de Urucu-Juruá no alto Amazonas para o abastecimento dos sistemas elétricos do Acre e de Rondônia.

A geração termelétrica a gás natural poderá vir a desempenhar um papel significativo, caso se expanda a autoprodução e a cogeração. Em um cenário de retomada do crescimento econômico, diante de riscos de déficit, é possível que ocorra um ciclo de investimentos privados na geração própria de eletricidade por parte de indústrias que queiram se proteger contra falhas no suprimento de energia elétrica.

É possível pensar na ampliação das unidades industriais de co-geração a gás natural, com vantagens em termos da racionalização do uso global da energia. A escolha do gás como energético para estas unidades nas regiões industriais, é imposta por suas vantagens ambientais e de custos.

Em termos de uma participação mais expressiva no programa de expansão, as termelétricas a gás natural esbarram também no limite de disponibilidade. A título de exemplo preliminar, estima-se que para uma térmica de 1000 MW, operando em regime contínuo com fator de capacidade de 75%, se teria um consumo de gás de cerca de 6 milhões de metros cúbicos por dia, volume aproximadamente igual a todo o gás disponível para vendas no País em 1988.

No caso do gás e dos derivados de petróleo, só se faria sentido pensar em expansão da geração termelétrica, a partir de importações. A PETROBRÁS, tem contemplado as possibilidades de importação de gás da Bolívia e/ou da Argentina. Nesses casos os volumes discutidos tem sido em torno de 10 milhões de metros cúbicos dia, quando muito podendo-se pensar em 20 milhões. A opção pelo gás nesses níveis de importação, não seria suficiente para o atendimento das demais necessidades do mercado e desenvolvimento simultâneo de grandes usinas a gás natural. Um cenário deste tipo teria ainda que cogitar da importação de gás liquefeito da Argélia ou talvez da Venezuela. Aos preços do mercado internacional, as alternativas de importação de gás (duto e navios metaneiros) resultam em custos mais elevados que o dos derivados de petróleo.

5. CUSTOS E INDICADORES CUSTO-BENEFÍCIO PARA OS CASOS SELECIONADOS

Diante dos possíveis produtos petrolíferos anteriormente discutidos e dos possíveis papéis a serem desempenhados pelas termelétricas no sistema elétrico brasileiro, selecionou-se um conjunto de tecnologias e examinaram-se os custos envolvidos de modo a estabelecerem-se alguns indicadores sobre o possível custo da energia em cada caso.

5.1 PAPEL DAS TERMELÉTRICAS NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Em um contexto de planejamento com incerteza em um horizonte de longo prazo, necessita-se considerar para as usinas termelétricas, além das utilizações já tradicionais de complementação térmica e de atendimento a localidades isoladas, a possibilidade de sua operação em regime de base. A evolução mais descentralizada do setor elétrico, pressionada por restrições financeiras, pode favorecer a um incremento significativo da autoprodução e mais especificamente da co-geração.

Deve-se destacar também que determinados tipos de termelétricas, em particular as que utilizam turbinas a gás queimando gás natural, apresentam vantagens adicionais em um contexto de restrições financeiras e num quadro de incertezas, devido ao seu menor custo de investimento e ao seu menor prazo de implantação, que podem contrabalançar o custo do combustível.

Diante de restrições financeiras, que se traduzem em taxas de juros elevados, usinas térmicas com custos de investimento menores tem a vantagem de deslocar no tempo parte significativa dos desembolsos, da época de sua construção para a sua operação, quando já estão sendo gerados recursos com a venda da energia.

5.2 ASPECTOS TECNOLÓGICOS

A geração termelétrica a derivados de petróleo no Brasil, tem tradicionalmente, se apoiado no óleo diesel e no óleo combustível, como visto anteriormente. O óleo diesel tem sido aplicado em grupos geradores ou em turbinas e o óleo combustível em centrais térmicas a vapor.

O mercado de turbinas a vapor tem sido atendido pelos fabricantes internacionais de equipamentos para usinas termelétricas com unidades de várias faixas de potência (desde 2 MW a 1200 MW). As grandes unidades operam a pressões elevadas com vapor superaquecido e reaquecimento. As turbinas possuem carcaças de alta, intermediária e baixa pressão com extrações para aquecimento regenerativo da água do ciclo, o que aumenta o seu rendimento térmico.

A tecnologia desenvolvida para queima de óleos ultraviscosos nestas turbinas, junto às refinarias de petróleo, traz para o sistema elétrico as seguintes vantagens: a) redução de custo dos combustíveis; b) uso de um combustível pré-aquecido que elimina a necessidade de gastos com o seu aquecimento; c) redução dos custos de transporte.

Embora o gás natural possa ser utilizado em termelétricas convencionais, introduzindo-se alterações decorrentes do uso do gás como queimadores e caldeiras, o seu emprego mais comum tem sido em turbinas a gás. Para estas, o uso de derivados de petróleo se mostra mais limitado, a medida que estas requerem combustíveis considerados nobres. O uso do diesel não é recomendado devido ao seu preço e ao seu papel crítico na matriz energética brasileira. Pode-se considerar também o uso do óleo combustível, mas desde que este produto receba um tratamento especial que o encarece.

O mercado de turbinas a gás é atendido pelos fabricantes de turbinas aeroderivadas com unidades de várias capacidades (desde 5 a 40 MW). Estes fabricantes são fornecedores de turbinas para aviação civil e militar. As turbinas aeroderivadas operam com óleo diesel ou gás natural.

Existem ainda turbinas a gás industriais "Heavy Duty", que operam com o óleo combustível tratado, que não contém componentes agressivos ao metal das turbinas. Essas turbinas estão nas faixas de potência de 30 a 140 MW.

Além das operações individuais das turbinas a vapor e a gás, pode-se também operar com uma combinação das mesmas, segundo o chamado ciclo combinado. Desse modo consegue-se reduzir o consumo de combustível e aumentar-se o rendimento térmico. A decisão de empregar o ciclo combinado deve ser examinada comparando os custos com combustíveis, operacionais e de investimento nas diversas unidades integrantes do ciclo.

5.3 CASOS BÁSICOS SELECIONADOS PARA ESTUDOS

Diante das considerações anteriores foram selecionados alguns casos padrão de alguns tipos de usinas termelétricas a derivados de petróleo e gás natural, que devem ser considerados para exame nas diferentes estratégias de expansão do sistema a serem examinadas pelo Plano 2015.

Os casos selecionados foram:

5.3.1 Turbinas a Vapor

Considerou-se a utilização de unidades convencionais a vapor (TV), tanto para geração na base quanto para complementação térmica, consumindo óleo combustível, ou resíduos ou coque.

O resíduo asfáltico, o resíduo de vácuo e o coque de petróleo, necessitam de um mercado estável. Desse modo examinou-se inicialmente o uso de turbinas a vapor operando na base.

Para os resíduos asfáltico e de vácuo, uma possível opção a ser examinada é a de se gerar de forma sazonal durante um período estabelecido de 6 meses por ano. Esta operação, daria a PETROBRÁS garantia mínima de venda deste produto e a possibilidade de se programar com antecedência para produzir menos óleo combustível e mais diesel, no período em que se estivesse operando a termelétrica. Do ponto de vista do Setor Elétrico se programaria a operação para o período seco.

5.3.2 Turbinas a Gás

Examinaram-se as turbinas a gás aeroderivadas (TG-A), industriais (TG-I) e ainda a operação no ciclo STIG "Steam Turbine Injection Gas". Em todos os casos, estudou-se a operação na base e a operação em complementação térmica, queimando gás natural. Nos dois primeiros casos considerou-se o uso alternativo de óleo diesel, visando o atendimento de localidades isoladas e para as turbinas industriais, examinou-se o uso de óleo combustível tratado.

No caso do gás a geração em complementação térmica, com compras bastante irregulares de gás, está pensada apenas como opção para as usinas ligadas (situadas junto a eles ou conectadas via dutos ou transporte fluvial), aos poços produtores de gás não associado, como por exemplo, os da Amazônia, cuja produção pode ser ajustada mais facilmente a um padrão irregular de consumo.

5.3.3 Ciclo Combinado

Além das operações individuais das turbinas a vapor e a gás, estudou-se também sua operação conjunta em ciclo combinado (CC). Neste caso, examinou-se apenas o uso do gás natural ou do óleo combustível tratado, operando na base ou em complementação térmica.

5.3.4 Grupos Diesel

A utilização de grupos diesel (GD), foi avaliada tendo em vista, exclusivamente, o abastecimento de localidades isoladas.

5.4 CUSTOS E INDICADORES PARA OS CASOS SELECIONADOS

Neste item são apresentados os valores de um indicador do custo de energia gerada, por cada tipo de usina, para cada combustível e cada modo de operação selecionados.

Para uma efetiva análise da economicidade de um dado projeto termelétrico ele deve ser visto dentro de suas condições concretas particulares, levando-se em conta todos os seus impactos sobre o sistema elétrico em que estiver inserido, tomados ao longo de sua vida útil.

O uso de um indicador simplificado, entretanto, por cada tipo de usina, é suficiente para uma primeira análise, cortando os tipos de projetos mais inapropriados e delimitando as opções a serem consideradas em uma fase de detalhamento.

Para a determinação desse índice são ainda estimados os principais parâmetros indicativos dos custos e rendimentos envolvidos e que servem de subsídio a estudos mais completos das alternativas do programa de expansão. Em particular foram estimados os custos de investimento, planos de desembolso, rendimentos, custos de operação e manutenção, vida útil econômica, custo do combustível, poder calorífico dos combustíveis e fatores de capacidade mínimos, máximos e esperados. A discussão e apresentação destes valores para os casos selecionados para estudo é feita no que se segue, após algumas breves considerações metodológicas.

5.4.1 Considerações Metodológicas

Uso de Indicadores Estáticos

Tradicionalmente no Setor Elétrico, determina-se para cada tipo de usina, de modo a se ter uma indicação preliminar de sua competitividade, um índice de custo/benefício, expresso usualmente em milésimos de dólar de custo por kilowatt-hora (mills/kWh) de energia garantida gerada pela usina, calculado a partir de um fluxo de benefícios e custos futuros. Estes valores, referidos a diferentes instantes de tempo, são convertidos para a mesma data e anualizados.

São assim anualizados tanto a energia garantida pela usina quanto todos os seus custos. Para a atualização desses valores utiliza-se uma taxa de desconto de 10%, usualmente aplicada nos estudos do Setor Elétrico Brasileiro.

Na prática, utiliza-se este indicador para comparar usinas entrando no sistema em diferentes períodos futuros, admitindo-se que o erro implícito nesse procedimento está dentro da margem de aproximações inerente a este tipo de abordagem simplificada.

Preços de Mercado e Econômicos

Para se avaliar a competitividade dos diferentes tipos de geração termelétrica pode-se trabalhar tanto com um enfoque econômico, buscando a solução mais conveniente do ponto de vista global do País, como do ponto de vista empresarial que segue a orientação indicada pelo mercado. Dentro da margem de erro destes estudos, estas diferenças vão surgir mais notadamente no caso dos custos dos combustíveis.

Optou-se neste trabalho pela contabilização dos custos dos insumos energéticos pelos preços praticados no mercado interno que deverão ser efetivamente pagos pelas empresas geradoras. Em um contexto em que se pretende ampliar a participação privada no Setor, acredita-se que se deve dar prioridade aos preços de mercado nas análises de competitividade das diversas fontes alternativas de geração de energia elétrica.

Para efeito de uma avaliação mais ampla é necessário examinar os projetos computando-se os preços econômicos ("shadow price") dos insumos neles alocados. Eles são determinados pelo máximo benefício que pode ser obtido nos diferentes usos alternativos desses insumos.

A utilização de "shadow prices" é importante para avaliar a viabilidade do projeto para a economia como um todo, uma vez que do ponto de vista privado o objetivo principal é maximizar o lucro. Esta questão é ainda mais relevante se for implantado um programa térmico mais amplo, dado o impacto provocado pelo aumento significativo de demanda de alguns insumos que tem usos alternativos, que definirão os seus "shadow prices".

5.4.2 Investimentos

Os custos internacionais de investimento, levantados a partir da literatura internacional disponível, referidos a preços médios de 1990, podem ser vistos na Tabela 5.1.

A partir destes valores admitiu-se a hipótese de que a internalização das usinas térmicas no país acarrete um custo adicional de 40%, para as despesas de frete, seguro, taxas de importação, acrescido de US\$ 200/kW (preços de 1990), para as despesas do proprietário (terreno, subestação, sistemas de captação de água se houver, conjunto de escritórios, almoxarifado, etc).

Alternativa, caso se considere uma parcela menor de importações, o percentual de 40%, corresponderia a uma composição entre as taxas da parcela importada e o sobrecusto do investimento local, que poderia ser usado como limite superior para a aceitação dos custos de instalação da usina, em um processo de licitação.

TABELA 5.1
INVESTIMENTO A PREÇOS INTERNACIONAIS
(US\$/kW)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	600	350	350	500	--	--
O. Combustível	600	--	350	--	1000	800 (1)
Diesel	--	350	350	--	--	500 (2)
Rasf/Resvac	--	--	--	--	1000	--
Coque/Rasf sol.	-1.	--	--	--	1200	--
	(1) Se > 1 MW		(2) Se < 1 MW			

Os valores finais obtidos, referenciados a Dezembro de 1991, podem ser vistos na Tabela 5.2, abaixo.

TABELA 5.2
INVESTIMENTO INCLUINDO TAXAS E DESPESAS DO
PROPRIETÁRIO
(US\$ de Dezembro de 1991/kW)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	1040	690	690	875	--	--
O. Combustível	1040	--	690	--	1600	1308 (1)
Diesel	--	690	690	--	--	875 (2)
Rasf/Resvac	--	--	--	--	1600	--
Coque/Rasf sol.	--	--	--	--	1880	--
	(1) Se > 1 MW		(2) Se < 1 MW			

5.4.3 Planos de Desembolso

Os Planos de Desembolso apresentados são resultados de referências internacionais. Destaca-se a tecnologia de ciclo combinado, com prazo de construção de quatro anos, embora ele possa atingir três anos, segundo referências internacionais. Cabe salientar que sua contribuição para a geração de energia poderia se dar antes do quarto ano, mediante a utilização da turbina a gás em ciclo aberto, o que reduziria sua parcela de juros durante a construção. A Tabela 5.3, apresenta os planos de desembolso adotados para cada uma das tecnologias de geração e seus respectivos juros durante a construção.

**TABELA 5.3
PLANOS DE DESEMBOLSO**

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Duração	4	2	2	3	5	1
Ano 1 (%)	10	70	70	40	10	100
Ano 2 (%)	20	30	30	30	30	--
Ano 3 (%)	50	--	--	30	40	--
Ano 4 (%)	20	--	--	--	10	--
Ano 5 (%)	--	--	--	--	10	--
JDC (%)	12,5	7,0	7,0	11,4	24,0	0,0

Obs.: Para todos os casos o ano de entrada em operação corresponde ao último ano de desembolso.

5.4.4 Rendimentos

Os rendimentos térmicos (ISO), apresentados na Tabela 5.4, foram obtidos de referências internacionais e de informações de fabricantes, adotando-se uma redução de cerca de 10%, por considerar que as termelétricas trabalham com flutuação de carga decorrente do regime de complementação térmica, e que as temperaturas ambiente são mais elevadas no Brasil.

**TABELA 5.4
RENDIMENTOS - ISO (%)**

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Rendimento	48	41	41	48	38	32

5.4.5 Custos de Operação e Manutenção

Na falta de experiência nacional suficiente em operação e manutenção de unidades térmicas, adotou-se apenas a parcela fixa do custo de operação e manutenção, englobando nesta o valor médio esperado da parcela variável. Estimou-se este custo em cerca de 2% do valor dos investimentos para as turbinas a gás e ciclo combinado. Para as turbinas a vapor usou-se 1%.

para óleo combustível, resíduos asfáltico e de vácuo, e ainda 2%, para coque e rasf sólido. Para os Grupos Diesel, assumiu-se um percentual maior (3%), já que neste caso, existe uma parcela significativa de gastos variáveis com óleos lubrificantes.

TABELA 5.5
CUSTO FIXO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
USS de Dezembro de 1991
(USS/kW/ano)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	20,8	13,8	13,8	18,0	—	—
O. Combustível	16,0	—	13,8	—	16,0	39,0 (1)
Diesel	—	13,8	13,8	—	—	26,0 (2)
Ranf/Resvac	—	—	—	—	16,0	—
Coque/Ranf sol.	—	—	—	—	24,0	—

(1) Se > 1 MW

(2) Se < 1 MW

5.4.6 Vida Útil Econômica

Apesar de haver indicação na literatura internacional sobre a utilização de valores diferenciados para as vidas úteis econômicas para as diferentes tecnologias de geração, adotou-se, por simplicidade, uma vida útil comum de 25 anos para as térmicas em geral e 20 apenas para os grupos diesel.

TABELA 5.6
VIDA ÚTIL ECONÔMICA

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Vida Útil	25	25	25	25	25	20

5.4.7 Poder Calorífico

Admitiu-se para os derivados pesados (óleo combustível, rasf, resvac e coque de petróleo), um poder calorífico inferior de 10000 kcal/kg, para o óleo diesel de 10800 kcal/kg e para o gás natural de 9000 kcal/Nm³.

5.4.8 Custo do Combustível

Para se poder avaliar a competitividade dos diferentes insumos aqui examinados para geração termelétrica é necessário estimar-se a evolução dos seus preços ao longo da vida útil das usinas. Isto foi feito, partindo de hipóteses para a evolução do preço internacional do petróleo e correlacionando os preços atualmente vigentes com aqueles, levando ainda em consideração uma taxa de atualização de 10%.

Nesse sentido, os preços foram baseados na evolução dos preços internacionais do petróleo adotada nos cenários energéticos de referência do Plano 2015. Ou seja, considerou-se que os preços internacionais do petróleo deverão alcançar US\$ 28/B no ano 2000, US\$ 35/B em 2010, e US\$ 40/B em 2015, a preços médios de 1990.

A seguir, na Tabela 5.7, apresentam-se os custos de combustível resultantes para cada caso, em US\$/MWh, levando em conta os rendimentos adotados para cada tecnologia.

TABELA 5.7
CUSTO DE COMBUSTÍVEL EM (US\$/MWh)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	40	47	47	40	--	--
O. Combustível	40	--	47	--	50	--
Diesel	--	65	65	--	--	83
Rasf/Resvac	--	--	--	--	27	--
Coque/Rasf	--	--	--	--	27	--

5.4.9 Fatores de Capacidade Mínimos e Máximos

Para os casos selecionados foram adotados os fatores de capacidade mínima obrigatória apresentados na Tabela 5.8, e os fatores de capacidade máxima apresentados na Tabela 5.9. Adotou-se um valor comum de 80%, para todas as tecnologias de geração.

TABELA 5.8
FATORES DE CAPACIDADE MÍNIMAS OBRIGATÓRIAS
(%)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	30	30	30	30	--	--
O. Combustível	30	--	30	--	30	--
Diesel	--	30	30	--	--	30
Rasf/Resvac	--	--	--	--	30	--
Coque/Rasf sol.	--	--	--	--	30	--

TABELA 5.9
FATORES DE CAPACIDADE MÁXIMAS
(%)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	80	80	80	80	--	--
O. Combustível	80	--	80	--	80	--
Diesel	--	80	80	--	--	80
Ranf/Resvac	--	--	--	--	80	--
Coque/Ranf sol.	--	--	--	--	80	--

5.4.10 Fatores de Capacidade Esperadas em Complementação Térmica

Caso as usinas operem em complementação térmica, seu benefício pode ser medido pelo "aumento do mercado" que o sistema pode passar a atender com a sua presença, partindo-se de uma configuração bem ajustada. Este valor será considerado como igual à geração máxima possível daquela térmica, ou seja, aquela definida pelo seu fator de capacidade máxima. Seus níveis e custos de operação dependerão da hidráulica, só caracterizando a sua operação esperada a partir da análise do sistema como um todo.

Para permitir a determinação dos custos operacionais em regime de complementação, simulou-se o comportamento do sistema, para a configuração esperada para o ano 2000, e analisou-se a partir dessa simulação os fatores esperados de capacidade para as térmicas em exame. Em função desta análise, chegou-se aos fatores de capacidade esperadas na Tabela 5.10.

TABELA 5.10
FATORES DE CAPACIDADE ESPERADAS
(%)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
Gás Natural	50	50	50	50	--	--
O. Combustível	40	--	40	--	40	--
Diesel	--	40	40	--	--	40
Ranf/Resvac	--	--	--	--	40	--
Coque/Ranf sol.	--	--	--	--	40	--

5.4.11 Indicadores Custo/Benefício

A partir dos parâmetros acima descritos, determinou-se, usando uma taxa de desconto de 10%, os indicadores custo/benefício para os casos selecionados, tanto para operação em complementação térmica quanto para operação na base. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 5.11.

TABELA 5.11
ÍNDICES DE CUSTO/BENEFÍCIO
(US\$/MWh)

TECNOLOGIA	CC	TG-A	TG-I	STIG	TV	GD
OPERANDO NA BASE						
Gás Natural	61	61	61	55	--	--
O. Combustível	61	--	61	--	83	--
Diesel	--	79	79	--	--	101 (1)
Ranf/Resvac	--	--	--	--	60	--
Coque/Ranf sol.	--	--	--	--	67	--
OPERANDO EM COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA						
Gás Natural	46	43	43	40	--	--
O. Combustível	41	--	37	--	58	--
Diesel	--	46	46	--	--	83 (1)
Ranf/Resvac	--	--	--	--	47	--
Coque/Ranf sol.	--	--	--	--	54	--

(1) Se > 1 MW

6. EQUIPE

COORDENADOR

Rudérico Ferraz Pimentel - ELETROBRÁS

TÉCNICOS

Amílcar Gonçalves Guerreiro - FURNAS
Eduardo Luiz Correia - PETROBRÁS
Idel Cvi Frydman - ELETROBRÁS
Jorge Trinkenreich - ELETROBRÁS
José Rosenblatt - ELETROBRÁS
Maurício Felix Azevedo - FURNAS
Nelson Oliveira dos Santos - ELETROBRÁS
Rubem Bastos Santos de Brito - ELETROBRÁS

EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS (ELETROBRÁS)

Este trabalho apoiou-se, ainda, em estudos anteriores realizados no âmbito da DP/ELETROBRÁS e do GTLP/GCPS.