

TESE
1152

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

*Análise dos Estudos de Planejamento
da Matriz Energética Brasileira no
Novo Ambiente Competitivo*

JOÃO VITOR PEREIRA PINTO

ITAJUBA' - MG

2002



ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

**ANÁLISE DOS ESTUDOS DE
PLANEJAMENTO DA MATRIZ
ENERGÉTICA BRASILEIRA NO
NOVO AMBIENTE COMPETITIVO**

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá, para obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

João Vitor Pereira Pinto

Itajubá

2002

CLASS.	621.315(043.2)
CUTER.	P659.a
TOMBO.	1152



ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia

ANÁLISE DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA NO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO

Disertação apresentada à Escola
Federal de Engenharia de Itajubá, para
obtenção do título de Mestre em
Engenharia de Energia

João Vitor Pereira Pinto

Itajubá
2002

João Vitor Pereira Pinto

**ANÁLISE DOS ESTUDOS DE
PLANEJAMENTO DA MATRIZ
ENERGÉTICA BRASILEIRA NO
NOVO AMBIENTE COMPETITIVO**

Dissertação apresentada à Escola
Federal de Engenharia de Itajubá, para
obtenção do título de Mestre em
Engenharia da Energia.

Área de concentração:
Planejamento Energético

Orientador:
Prof. Dr. Germano Lambert Torres

Co-Orientador:
Luiz Eduardo Borges da Silva

Itajubá

Março/2002

Aos Professores Carlos Henrique de Brito Cruz e Hugo Delbono Rodrigues, por sua orientação e orientação dos trabalhos.

Aos Professores José Manoel de Almeida, grande responsável do UNICAMP, por sua hospitalidade e orientação para a realização dos trabalhos.

Aos Senhores e Senhoras pela dedicação e profissionalismo na elaboração dos trabalhos.

Aos meus familiares, e amigos que contribuíram para a realização dos trabalhos.

**“ Ao meu pequeno Victor,
que com sua alegria exultante,
tem sido a grande motivação de
todos os meus trabalhos ”.**

Agradecimentos

Ao Professor Germano Lambert Torres, caro amigo dos bons tempos, pelo apoio, incentivo e orientação deste trabalho.

Ao Professor Nival Nunes de Almeida, grande companheiro da UERJ, que possibilitou a oportunidade para a realização deste trabalho

Ao Reinaldo e Lena pela dedicação e profissionalismo na elaboração desta dissertação.

Aos meus familiares e amigos que contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradecimentos.....	IV
Resumo.....	VIII
Abstract.....	IX
Lista de Figuras.....	X
Lista de Tabelas.....	XI
Nomenclatura.....	XII
Capítulo 1 - Introdução.....	01
1-1 - Objetivo.....	01
1-2 - Motivação.....	01
1-3 - Organização da Dissertação.....	02
Capítulo 2 - A Estrutura Atual do Setor Energético Brasileiro.....	03
2-1 - O Papel da Eletrobrás no Planejamento e Operação do Sistema Elétrico.....	03
2-2 - A Privatização das Empresas de Geração e de Distribuição de Energia Elétrica.....	04
2-3 - O Órgão Regulatório do Setor de Energia Elétrica.....	04
2-4 - A Constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	05
2-5 - A Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.....	06
Capítulo 3 - O Mercado de Energia Elétrica.....	07
3-1 - A Economia Brasileira e o Mercado de Energia.....	07
3-2 - Evolução do Mercado de Energia Elétrica.....	08
3-3 - Produção, Consumo e Perdas.....	11
3-4 - Premissas Básicas para as Previsões de Mercado.....	11
3-5 - Previsões de Consumo de Energia Elétrica.....	13
3-6 - Previsões dos Índices de Perdas.....	13

Capítulo 4 - A Geração de Energia Elétrica no Brasil.....	14
4-1 - O Parque Gerador Instalado.....	14
4-2 - Cenário de Referência para o Acréscimo de Potência do Sistema Interligado.....	18
4-3 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração.....	25
Capítulo 5 - Co-Geração.....	27
5-1 - Introdução.....	27
5-2 - Potencial de Co-Geração.....	28
5-3 - Fontes Alternativas de Energia - Biomassa, Eólica e Solar.....	33
5-4 - Pequenas Centrais Elétricas.....	37
5-5- Fornecimento de Energia Elétrica Através do Gás Natural.....	42
Capítulo 6 - A Transmissão de Energia Elétrica.....	45
6-1 - Sistemas Isolados.....	45
6-2 - Sistemas Interligados das Regiões Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste.....	49
6-3 - Interligações Internacionais.....	57
Capítulo 7 - A Distribuição de Energia Elétrica.....	58
7-1 - Introdução.....	58
7-2 - Sistemas de Distribuição Urbana e Rural.....	58
7-3 - Expansão dos Sistemas de Distribuição.....	61
7-4 - A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE.....	63

Capítulo 8 - A Matriz Energética Brasileira e os Aspectos Ambientais.....	64
8-1 - Introdução.....	64
8-2 - Os Aspectos Ambientais nos Empreendimentos de Geração.....	64
8-3 - Os Aspectos Ambientais nos Empreendimentos de Transmissão.....	66
8-4 - Considerações Importantes.....	68
Capítulo 9 - Conclusões.....	69
Referências Bibliográficas.....	73

Resumo

Para os próximos anos, a previsão de crescimento do consumo total de energia das empresas de energia elétrica adotado como referência no Brasil é de, aproximadamente, 5 % ao ano. A oferta de energia elétrica deverá crescer de 64.300 MW para 109.400 MW, incluindo as parcelas de energia importadas através de interligações com países vizinhos.

A participação termelétrica crescerá de 9.2 % para 25 % neste período. Deverão ser instalados cerca de 49 mil quilômetros de linhas de transmissão em todo o País e cerca de 92 mil MVA em subestações. Este esforço exigirá, nos primeiros cinco anos, investimentos totais da ordem de R\$ 8,5 bilhões por ano.

Para se atingir essas metas de expansão através de uma matriz energética equilibrada e suficientemente preparada para o crescente aumento da demanda nos próximos anos, a participação do setor privado torna-se de fundamental importância, considerando o enfoque da rentabilidade do capital investido e dos riscos do negócio “Energia Elétrica”. A Legislação Brasileira atual busca viabilizar a participação cada vez maior do setor privado, o que chamamos de indústria de energia elétrica do País.

A privatização de empresas de geração e de distribuição de energia elétrica e a incorporação de um grande número de novos agentes, tornou necessário a adaptação do setor à nova realidade e a conseqüente adequação de todo o planejamento, incluindo a expansão da oferta de energia ao mercado consumidor, a expansão dos sistemas elétricos de transmissão e a presença cada vez maior de fontes alternativas de energia.

Este trabalho consiste de uma análise crítica do planejamento da Matriz Energética Brasileira neste novo cenário, considerando os esforços do Ministério de Minas e Energia no desenvolvimento de novos programas de incentivo à geração de energia com a participação ativa da iniciativa privada e o apoio dos órgãos reguladores.

Abstract

For the next years, the forecast of growth related to the total consume of enterprises' energy of electric power adopted as a reference in Brazil is, approximately, 5% per year. The electric power's supply will probably grow from 64.300 MW to 109.400 MW, including the portions of power imported through interconnected neighboring countries.

The thermelectric's participation will grow from 9.2% to 25% throughout this period. It will be installed around 49 thousand kilometers of transmission lines throughout the country and around 92 thousand MVA in substations. This effort will claim, in the first five years, total investments of R\$ 8,5 billions per year.

To achieve these goals of expansion through a balanced and sufficient energetic matrix ready for a crescent demand's increasing in the next years, the private sector's participation becomes extremely important, considering the focus of capital's profit invested and the risk taken into business "Electric Power".

The real Brazilian Legislation seeks for a greater participation of the private sector, what we call the Country's Electric Power's Industry.

The enterprises' privatization that generates and distributes electric power and the incorporation of a great number of new agents, became necessary the adjustment of the sector into the new reality and the consequent adaptation of all planning, including the expansion of power's supply to consumer market, the expansion of electric systems of transmission and the presence each time greater of alternative sources of energy.

This paper consists into a critical analysis of the Brazilian Energetic Matrix's planning this new scenario, considering the efforts of the Ministry of Mines and Energy in this development of new programs that encourages the power's generate with the active participation of the private initiative and the support of the regulatory organs.

Lista de Figuras

3.1 - Consumo por Regiões Brasileiras: (a) 1970 e (b) 2000.....	09
3.2 - Consumo por Classe: (a) 1970 e (b) 2000.....	10
3.3 - Previsões de Consumo de Energia Elétrica.....	13
4.1 - Sistema Interligado - Capacidade Instalada em 2001 (MW).....	15
4.2 - Sistemas Isolados - Capacidade Instalada por Concessionária em 2001 (MW).....	16
4.3 - Fontes de Geração de Energia: (a) Mundial e (b) Brasil.....	17
4.4 - Localização dos Projetos com Concessão ou Autorização Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO.....	19
4.5 - Localização das Obras em Andamento ou em Motorização Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO.....	20
4.6 - Localização dos Projetos Termelétricos Priorizados pelo CAET Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO.....	21
4.7 - Localização dos Projetos Indicativos - Hidrelétricas Maiores que 30 MW Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO.....	22
4.8 - Localização dos Projetos Indicativos - Hidrelétricas Menores que 30 MW Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO.....	23
4.9 - Programa Decenal de Geração 2000/2009 Principais Usinas Maiores que 10 MW.....	24
5.1 - Crescimento do Mercado.....	35
5.2 - Regiões Mais Propensas à Geração Eólica.....	35
5.3 - Consumo Mundial de Energia Primária 1997.....	42
5.4 - Evolução da Matriz Energética Brasileira.....	43
5.5 - Produção Nacional de Gás Natural (Média Anual).....	44
6.1 - Sistemas Isolados da Região Norte.....	48
6.2 - Sistemas de Transmissão (a) Região Norte.....	49
(b) Região Nordeste.....	49
(c) Região Sul.....	50
(d) Região Sudeste.....	51
(e) Região Centro-Oeste.....	52
7.1 - Consumo por Região em 2000.....	58
7.2 - Demanda por Região em 2000.....	59
7.3 - Número de Consumidores em Milhões por Região em 2000.....	59
7.4 - Índices de Perdas na Distribuição por Região.....	60
8.1 - Localização dos Empreendimentos de Geração.....	65
8.2 - Localização dos Empreendimentos do Sistema de Transmissão.....	67

Lista de Tabelas

3.1 - Evolução da Economia e do Consumo.....	07
3.2 - Evolução da Produção, Consumo e Perdas.....	11
3.3 - Cenário Demográfico.....	12
3.4 - Taxas de Crescimento (sustentado) do PIB (% ao ano).....	12
3.5 - Auto Produção de Energia.....	12
3.6 - Conservação de Energia Elétrica.....	12
3.7 - Previsões dos Índices de Perdas.....	13
4.1 - Evolução da Capacidade Total Instalada.....	17
4.2 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW).....	26
5.1 - Potencial de Co-Geração (MW) - Brasil.....	29
5.2 - Programa Emergencial de Termelétricidade (Com Início de Operação em 2002).....	30
5.3 - Participação da Petrobras em Plantas de Co-Geração.....	31
5.4 - Participação da Petrobras em Termelétricas.....	32
5.5 - Evolução da Utilização de Energia Renovável em Vários Países.....	34
5.6 - Projetos Eólicos.....	36
5.7 - Empreendimentos com Solicitação de Financiamentos no Âmbito do PNCE.....	38/39
5.8 - Empreendimentos que Constituem o Potencial de Mercado a Médio Prazo.....	40/41
6.1 - Programa Decenal de Transmissão 2000/2009 Sistemas Isolados da Região Norte - Principais Obras de Transmissão.....	46/47
6.2 - Interligação Norte/Nordeste - Principais Obras de Transmissão.....	53
6.3 - Interligação Norte/Sul - Principais Obras de Transmissão.....	54
6.4 - Interligação Sudeste/Nordeste - Principais Obras de Transmissão.....	55
6.5 - Interligação Sul/Sudeste - Principais Obras de Transmissão.....	56
6.6 - Subestações.....	56
6.7 - Interligação Sul/Sudeste.....	56
7.1 - Obras em Sistemas de Distribuição Urbana 2001/2004 Rede Subterrânea (Km).....	61
7.2 - Obras em Sistemas de Distribuição 2001/2004 Rede Urbana e Rural.....	61/62

EMPRESAS / ENTIDADES

ABRADEE	Assoc. Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AES SUL	Distribuidora Gaúcha de Energia S. A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APINE	Assoc. Brasileira das Empresas Produtoras Independentes de Energia Elétrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIRD	Banco Mundial
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CDSA	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S. A.
CEA	Cia. de Eletricidade do Amapá
CEAL	Cia. Energética de Alagoas
CEAM	Cia. Energética do Amazonas
CEB	Centrais Elétricas de Brasília
CEEE	Cia. Estadual de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.
CELG	Centrais Elétricas de Goiás S. A.
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S. A.
CELPE	Cia. Energética de Pernambuco
CELTINS	Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Cia. Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S. A.
CEMIG	Cia. Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPISA	Cia. Energética do Piauí
CER	Cia. Energética de Roraima S. A.
CERJ	Cia. de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S. A.
CESP	Cia. Energética de São Paulo
CFLCL	Cia. Força e Luz Cataguazes Leopoldina
CGEEP	Cia. de Geração de Energia Elétrica Parapanema
CGTEE	Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CHESF	Cia. Hidroelétrica do São Francisco
COELBA	Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Cia. Energética do Ceará
COPEL	Cia. Paranaense de Energia
COSERN	Cia. Energética do Rio Grande do Norte
COHEBE	Cia. Hidrelétrica de Boa Esperança
CPFL	Cia. Paulista de Força e Luz
CTEEP	Cia. de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DEPIS	Departamento de População e Indicadores Sociais (do IBGE)
EBE	Empresa Bandeirante de Energia S. A.
ELEKTRO	Eletricidade e Serviços S. A.
ELETROACRE	Cia. de Eletricidade do Acre
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileira S. A.

ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A.
ELETRONUCLEAR	Eletrobrás Termonuclear S. A.
ELETROPAULO	Eletricidade de São Paulo S. A.
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S. A.
ELMA	Energia de São Paulo Metropolitana S. A.
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S. A.
ENERGIPE	Cia. Energética de Sergipe
ENERSUL	Empresa de Energia Elétrica do Mato Grosso do Sul S. A.
EPTE	Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S. A.
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S. A.
GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S. A.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ITAIPU	Itaipu Binacional
LIGHT	Serviços de Eletricidade S. A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrica
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S. A.
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
RGE	Rio Grande Energia
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SEN	Secretaria de Energia (do MME)

COMITÊS / GRUPOS

GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (de 1982 a nov/1999)
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (a partir de dez/1999)
CAET	Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
CGE	Câmara de Gestão da Crise de Energia

UNIDADES

Km	Kilometro
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
MW	Megawatt (10 ³ kW)
GW	Gigawatt (10 ⁶ kW)
TW	Terawatt (10 ¹² kW)
MVA	Megavoltampere

Capítulo 1 - Introdução

1-1 - Objetivo

A reestruturação do setor energético, em função de vários fatores como o aumento da demanda, a evolução tecnológica, a expansão do mercado de energia e todo o processo de privatização do setor de energia elétrica, vem sendo amplamente discutida não só pelos órgãos governamentais, como também por toda a sociedade brasileira. Após vários anos de pouco investimento no setor, a Matriz Energética Brasileira tem se mostrado ineficiente, acarretando problemas de estrutura tal que levaram o País ao racionamento de energia nos últimos meses.

O objetivo deste trabalho é analisar as possibilidades de se implementar um sistema de geração e distribuição de energia eficaz, num menor tempo possível, com o apoio cada vez maior da iniciativa privada, de forma a se estabelecer condições técnicas viáveis para o que se chama neste trabalho de negócio da energia no Brasil.

1-2 - Motivação

Entre os diversos itens que motivaram este trabalho pode-se citar:

- As dimensões do País, onde existem diferenças regionais a serem atendidas com suprimento de energia elétrica;
- Mais de 90% dos domicílios são atendidos com o fornecimento essencial da luz elétrica com qualidade e confiabilidade;
- O alto crescimento do consumo de energia com taxas superiores às da economia;
- As relações entre o mercado de energia, o consumo, o crescimento econômico e a política industrial em função do estágio de desenvolvimento econômico do Brasil;
- A predominância hidrelétrica, com usinas de grandes reservatórios, de alto custo de implantação e com longo tempo de amortização;
- As distâncias entre as usinas dos principais centros de consumo e conexões inter-regionais, onde os níveis de tensão das linhas têm sido crescentes;

- A necessidade de se planejar um programa termelétrico de transição junto a um programa de utilização de fontes alternativas de suprimento de energia em todo o País;

- E, ainda, os recentes acontecimentos em função do racionamento de energia, que mobilizou os consumidores dos mais diversos tipos nos últimos tempos.

Acredita-se também que, além de serem os itens de motivação do trabalho, estes também sejam os principais elementos para um estudo da situação atual da Matriz Energética Brasileira.

1-3 - Organização da Dissertação

A estrutura do trabalho está organizada de forma a que se tenha um conhecimento da estrutura anterior do setor de energia elétrica brasileiro e o aparecimento dos órgãos reguladores, de planejamento e operadores do sistema elétrico no **Capítulo 2**.

No **Capítulo 3** são analisadas as condições atuais do mercado de energia elétrica.

No **Capítulo 4** são apresentados os elementos que compõem a geração de energia elétrica no Brasil.

No **Capítulo 5** tem-se um estudo sobre a co-geração e seus reflexos na Matriz Energética Brasileira.

Nos **Capítulos 6 e 7** são analisados os sistemas de transmissão e distribuição de energia.

No **Capítulo 8** são analisados os aspectos ambientais da Matriz Energética Brasileira.

E, no **Capítulo 9** apresenta-se as conclusões e perspectivas, sobre o planejamento da futura Matriz Energética Brasileira.

Capítulo 2 - A Estrutura Atual do Setor Energético Brasileiro

2-1 - O Papel da Eletrobrás no Planejamento e Operação do Sistema Elétrico

Com a entrada em operação comercial da usina de Furnas, em fins de 1963, situada em posição geográfica equidistante dos três grandes centros produtores como São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, ficou evidente a necessidade de se desenvolver um processo de coordenação no sistema elétrico, considerando-se o planejamento da expansão e operação do sistema.

A partir do Decreto Presidencial nº 57.297 de 19/11/1965 do Ministério de Minas e Energia, a Eletrobrás coordenaria as empresas concessionárias de energia no sentido de definir responsabilidades no atendimento das necessidades de produção de energia para os mercados consumidores.

Desde então, os estudos necessários foram realizados pelo Comitê de Estudos Energéticos da região Centro-Sul, pelo Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia e pelo Comitê de Estudos Energéticos do Nordeste.

Considerando a construção da Central Hidrelétrica de Itaipu e das demais usinas geradoras no País, a Lei 5899 de 1973 estabeleceu que a Eletrobrás seria a responsável pelos estudos necessários para o atendimento de suprimento de energia para os anos seguintes com o trabalho participativo das empresas concessionárias e de alguns organismos do governo.

A experiência levou à criação de dois organismos de trabalho participativo das empresas e outros órgãos na década de 80 conhecidos como GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos e GCOI - Grupo Coordenador de Operações Interligadas, de âmbito nacional, encarregados de estudar alternativas de desenvolvimento do setor, coordenados pela Eletrobrás.

Destaca-se, também, o grupo de estudos da área de distribuição de energia elétrica - CODI - Comitê de Distribuição, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e o CCON - Comitê Coordenador Operações das regiões Norte Nordeste. Um dado curioso desses grupos é que a COELBA - Companhia de Eletricidade da Bahia participava dos dois comitês, devido a localização geográfica do estado da Bahia.

2-2 - A Privatização das Empresas de Geração e de Distribuição de Energia Elétrica

A estrutura atual do setor começou a se desenvolver com a privatização das empresas, começando com a LIGHT Serviços de Eletricidade do Rio de Janeiro, passando pela ESCELSA do Espírito Santo, ambas do grupo Eletrobrás, e outras do setor de distribuição, iniciando pela GERASUL, em Santa Catarina, a privatização na área de geração, a partir de 1998.

Desde então, a incorporação de novos agentes levou à necessidade de definir a adequada adaptação do planejamento da expansão da oferta de energia ao mercado consumidor, cada vez com maior crescimento em função do aumento constante da demanda.

2-3 - O Órgão Regulatório do Setor de Energia Elétrica

O início de operação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, criada pela Lei Federal nº 9427/96, como órgão regulatório do setor, em substituição ao antigo DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, inaugurou uma nova etapa do setor elétrico nacional.

Dando ênfase principal aos interesses dos usuários e consumidores como sendo uma preocupação básica da nova estrutura regulatória, mesmo com a participação de capitais privados, a ANEEL tem como principais atribuições, dentre outras:

- Regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal;
- Implementar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;
- Incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão e comercialização e uso da energia elétrica;

- Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e auto produtores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

Como destaque, a preocupação com os verdadeiros direitos do consumidor de energia e a utilização adequada dos recursos hídricos, o que já preocupa as nações do mundo inteiro.

2-4 - A Constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

A Lei 9648 de maio de 1998 definiu o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, empresa de direito privado, sem fins lucrativos, que a partir da Resolução 380 de novembro de 1998 da ANEEL, absorveu as atividades do Comitê Executivo do Grupo Coordenador para a Operação Interligada - GCOI.

O ONS tem como atribuições essenciais a coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, não podendo exercer atividades comerciais de compra e venda de energia, que passam a ser atribuições do Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Nesta nova estrutura de planejamento do setor energético, as atividades do GCPS foram transferidas para o Ministério de Minas e Energia, através da criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, em maio de 1999.

2-5 - A Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

Com a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, e a conseqüente determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia, foi constituído em janeiro de 1999, através de legislação específica, o Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Assim, surgiu a necessidade de se definir regras claras para a sua operação, bem como de se criar uma empresa capaz de prover os recursos tecnológicos e humanos para melhor administrar o mercado de energia.

Em 10 de fevereiro nasceu a ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma empresa de direito privado, regulada e fiscalizada pela ANEEL, que tinha como atividades principais, entre outras:

- Operar e administrar o MAE cumprindo as disposições do acordo de mercado;
- Registrar os agentes e os contratos bilaterais;
- Contabilizar e liquidar as transações entre seus agentes;
- Administrar o SINERCON - Sistema de Contabilização e Liquidação de Energia;
- Estabelecer o preço da energia no MAE;
- Implantar e monitorar as regras e procedimentos de mercado.

Por se tratar de uma atividade inovadora no setor de compra e venda de energia, esperou-se que a ASMAE pudesse atuar como co-responsável pelo desenvolvimento da Matriz Energética Brasileira, atuando em sintonia com o ONS e CCPE e os agentes, de forma a aumentar a eficiência do sistema e obter a credibilidade necessária dos consumidores em geral.

Em 10 de janeiro de 2002, a CGE - Câmara de Gestão da Crise de Energia, criada por decreto pelo Governo Federal em 2201, decidiu acabar com o MAE e, em seu lugar está sendo criado o novo Mercado Atacadista de Energia - MAE, que terá agora a regulamentação acompanhada pela ANEEL.

Com isso, o Governo muda o sistema de mercado, sendo a ANEEL a responsável pelo controle dos preços no mercado de geração de energia elétrica no País, conforme estudo mais detalhado no Capítulo 9 deste trabalho.

Capítulo 3 - O Mercado de Energia Elétrica

3-1 - A Economia Brasileira e o Mercado de Energia

Na história recente da evolução do consumo de energia elétrica no País, o crescimento da carga permanece superior à evolução da economia. Isto se justifica em função da utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade e a modernização dos diversos setores da economia em função da penetração crescente de energia elétrica.

Os números são bastante significativos, pois na década de 70 a participação da eletricidade no balanço energético nacional saltou de 17% para 28% na década de 80, o salto foi à 37%, chegando à aproximadamente 40% em 2000, o que, certamente, é uma das médias mais elevadas do mundo.

A Tabela 3.1 mostra os números da economia e do consumo energético do País nas últimas 3 décadas:

Tabela 3.1 - Evolução da Economia e do Consumo

Indicadores	1970	1980	1990	2000
População (Milhões Habitantes)	93	119	143	167
Produto Interno Bruto (PIB) (US\$/Hab.)	2662	4761	4638	4860
Consumo de Energia Elétrica (TWh)	40	122	219	328

Observa-se que enquanto o PIB manteve-se praticamente estável nos últimos 20 anos, o consumo de energia aumentou em 268%.

É importante constatar que o valor do consumo de energia elétrica em TWh no ano 2000 é composto das seguintes parcelas:

Energia Firme = 303,6 TWh

Energia Interruptíveis = 0,8 TWh

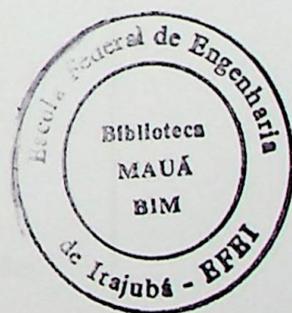
Auto-Produção = 23,6 TWh

Os números mostram também que o percentual de energia consumida pelo auto-produtor em relação ao consumo total do País em 2000 é de 7,2%.

O Decreto 2003/96 do Governo Federal que regulamentou a figura do produtor independente, tornou o auto-produtor peça chave da Matriz Energética Nacional, o que aumenta a expectativa de uma participação maior desta parcela de energia nos próximos anos, estimada em 16% nos próximos 10 anos.

3-2 - Evolução do Mercado de Energia Elétrica

Como base estatística que apoia a elaboração das projeções do mercado de energia elétrica, mostra-se nos gráficos da Figuras 3.1 e 3.2, o consumo total de energia elétrica por regiões e por classe em TWh nos últimos anos.



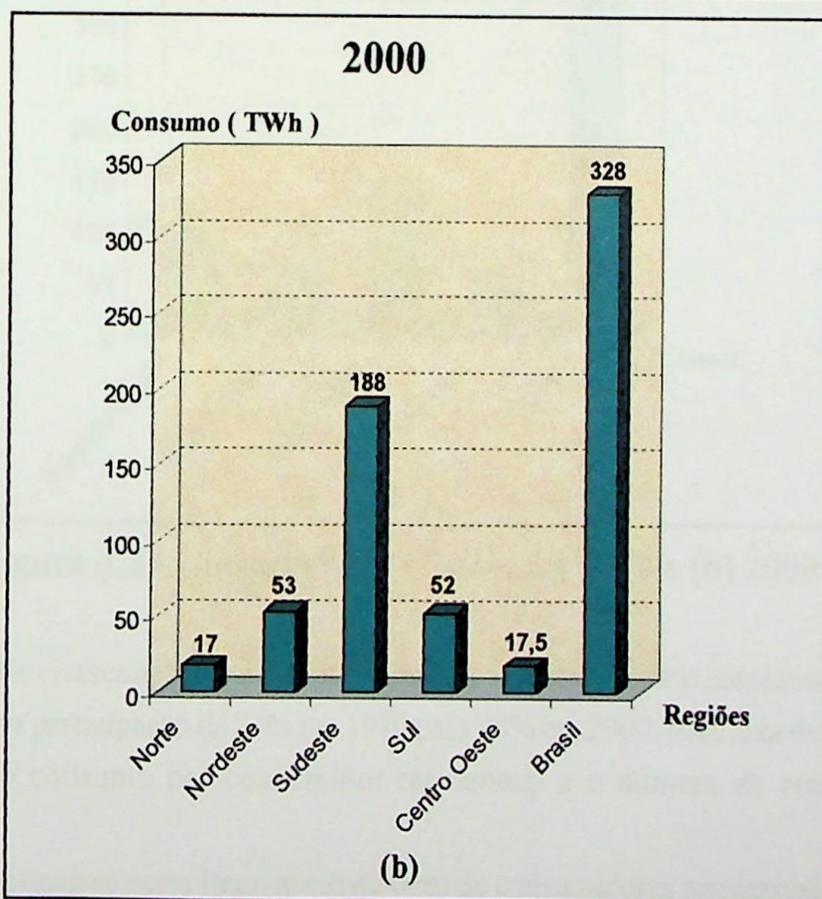
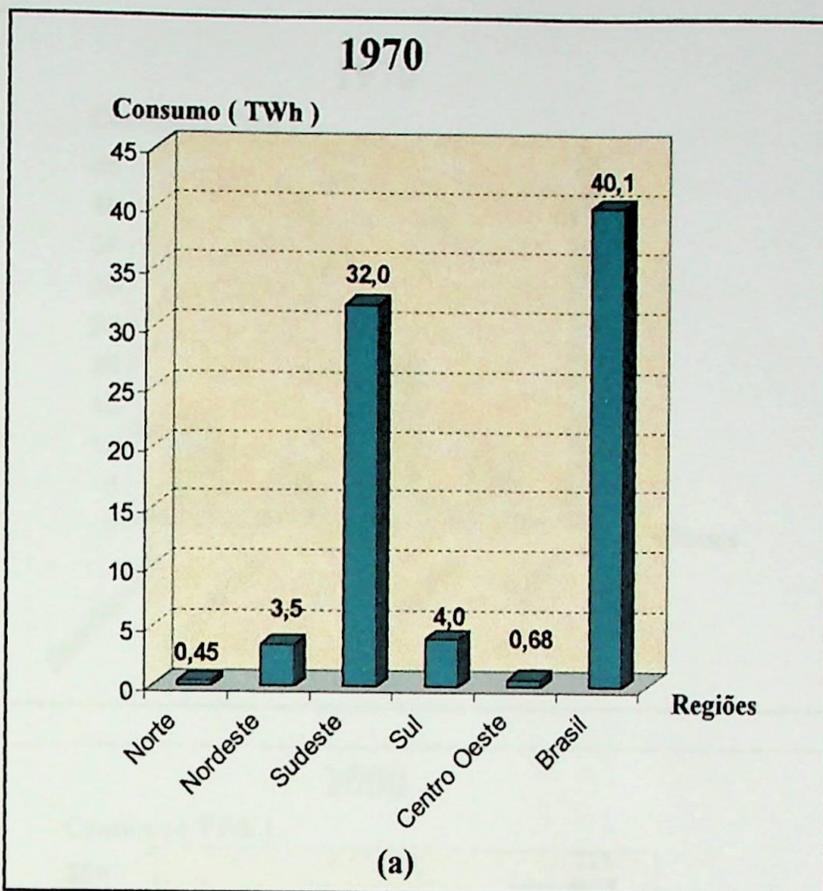


Figura 3.1 - Consumo por Regiões Brasileiras: (a) 1970 e (b) 2000

Observa-se que as regiões menos desenvolvidas têm apresentado taxa de crescimento maiores no consumo de energia, o que não ocorre na região Sudeste. Assim, espera-se uma perda progressiva desta região na participação relativa no consumo nacional para os próximos anos.

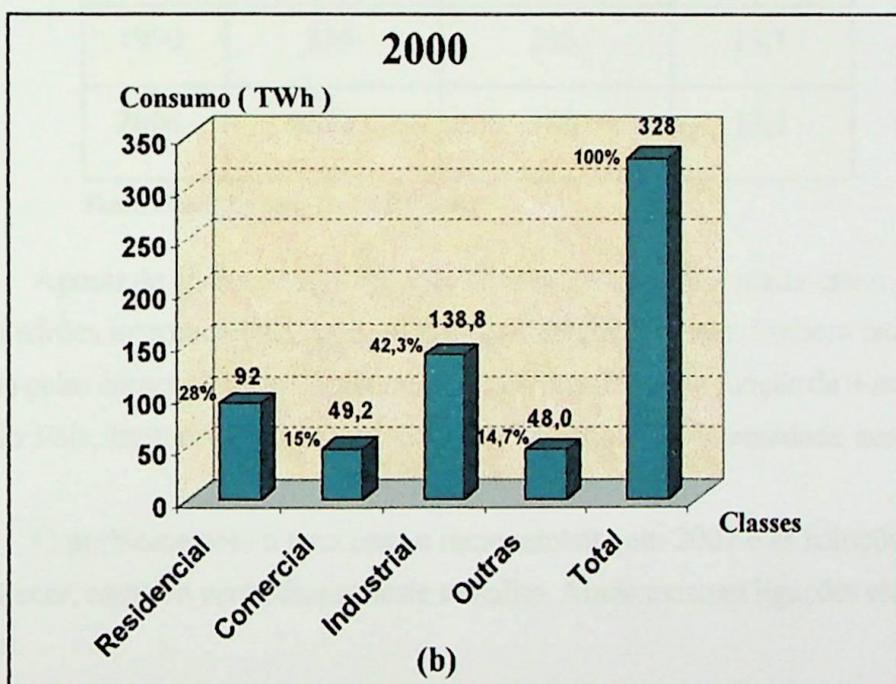
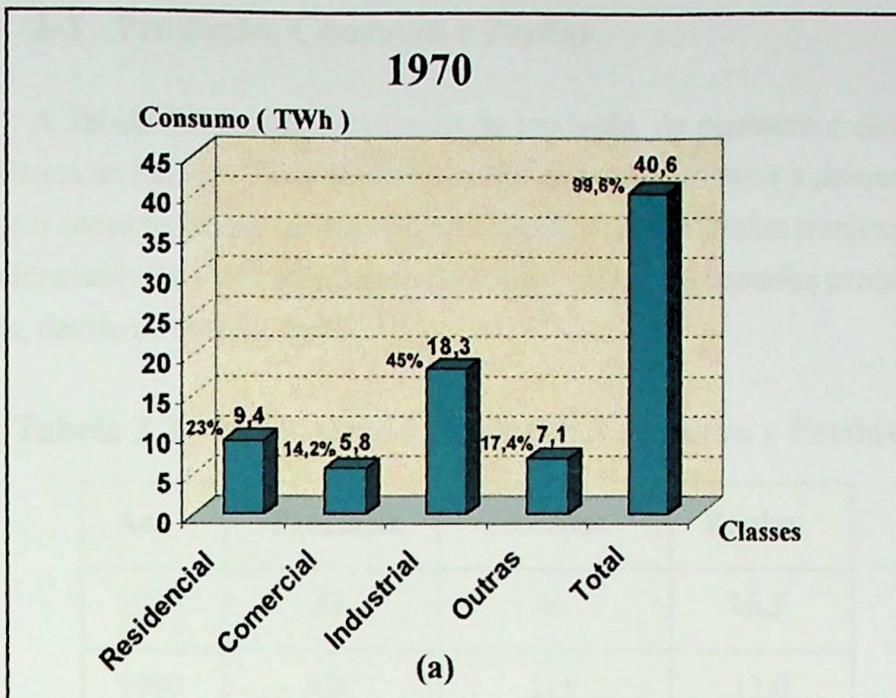


Figura 3.2 - Consumo por Classe: (a) 1970 e (b) 2000

Nas classes apresentadas na Figura 3.2, verifica-se que o consumo residencial evoluiu de uma participação de 23% em 1970 para 28% em 2000. Esta taxa de crescimento deve-se ao consumo por consumidor residencial e o número de consumidores residenciais.

Destaca-se neste item, que o número de consumidores residenciais passou de 6,8 milhões em 1970 para 39,0 milhões em 2000.

Embora não tenha apresentado um crescimento significativo no consumo de energia nos últimos anos, cabe ressaltar que o consumo industrial responde por 42,3% de toda a energia elétrica consumida no País. Mais uma vez, deve-se lembrar da necessidade do incentivo à auto-produção, fundamental no consumo da energia da área industrial, que em muito contribuirá para o equilíbrio da Matriz Energética nos próximos anos.

3-3 - Produção, Consumo e Perdas

A Tabela 3.2 mostra a evolução da produção, do consumo e das perdas de energia elétrica no País em TWh. Ressalte-se que as perdas refletem a diferença entre a produção e o consumo, e que correspondem ao somatório das perdas técnicas em transmissão, subtransmissão e distribuição urbana e rural, além das chamadas perdas comerciais, ou seja, desvio de energia “gato”.

Tabela 3.2 - Evolução da Produção, Consumo e Perdas

Ano	Produção	Consumo	Perdas
1970	43	36	16,3
1980	131	114	13,0
1990	236	205	13,1
2000	372	328	12,1

Fonte: Brasil Energia Ltda - RJ - 2000

Apesar de aparecer uma redução nas perdas em 2000, ainda assim, se comparado aos padrões internacionais, este valor é considerado elevado. Embora isto possa ser justificado pelas características do sistema elétrico brasileiro em função da dimensão continental do País, trata-se de um ponto a ser trabalhado com intensidade nos próximos anos.

O problema veio à tona com o racionamento em 2001 e as soluções começaram a aparecer, como se verá adiante neste trabalho. Ainda existem ligações elétricas sem medidores.

3-4 - Premissas Básicas para as Previsões de Mercado

A seguir destaca-se as principais variáveis que influenciam o comportamento do mercado de energia e que são referências para as previsões futuras:

- ⇒ *Crescimento populacional;*
- ⇒ *Evolução da economia;*
- ⇒ *Perspectiva de expansão e diversificação da produção dos setores industriais;*
- ⇒ *Evolução da Auto-Produção entendida como a geração de energia elétrica;*
- ⇒ *Aprimoramento no processo de conservação de energia elétrica;*
- ⇒ *Evolução da participação termelétrica na Matriz Energética.*

Os três últimos itens serão objeto de um estudo mais detalhado neste trabalho. Nas Tabelas 3.3 a 3.6, são apresentados os números considerados nas previsões de mercado para algumas das variáveis citadas:

Tabela 3.3 - Cenário Demográfico

Ano	População Milhões Hab	Taxa de Crescimento
2000	167	-
2005	178	1,4
2010	190	1,3

Tabela 3.4 - Taxas de Crescimento (sustentado) do PIB (% ao ano)

Região	2000/2005	2005/2010
Norte	4,8	6,1
Nordeste	5,3	5,8
Sudeste	3,7	4,6
Sul	5,3	6,3
Centro Oeste	5,1	6,4
Brasil	4,5	5,4

Tabela 3.5 - Auto-Produção de Energia

Ano	Energia Auto-Produzida (GWh)
2000	21.924
2005	43.512
2010	45.560

Tabela 3.6 - Conservação de Energia Elétrica

Ano	Energia Conservada (GWh)
2000	9.560
2005	24.383
2010	34.371

3-5 - Previsões de Consumo de Energia Elétrica (inclusive auto-produção)

No gráfico da Figura 3.3, apresenta-se as previsões de consumo a ser atendido pelas concessionárias no País para todo o horizonte decenal:

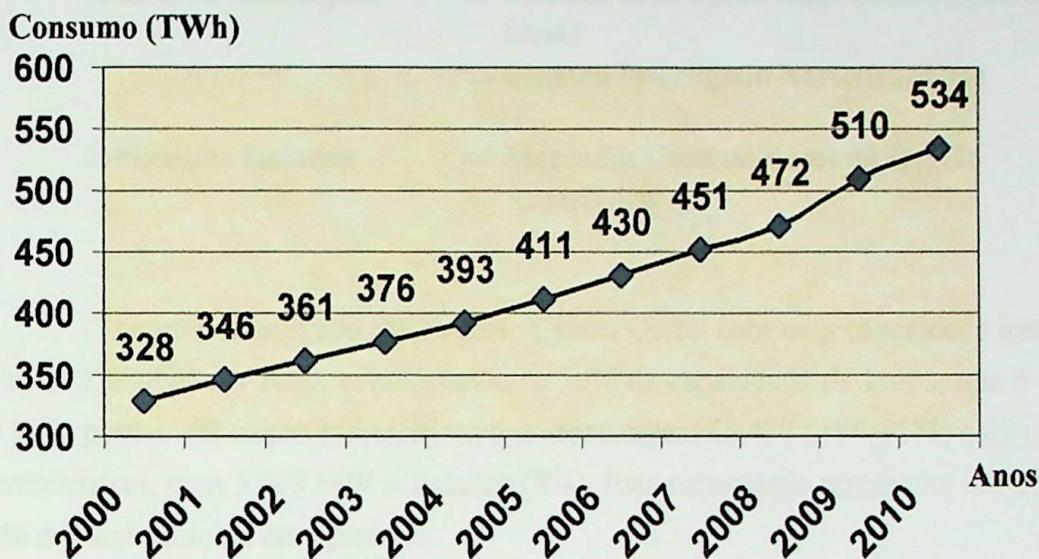


Figura 3.3 - Previsões de Consumo de Energia Elétrica

Em um cenário otimista em relação à economia, os valores registrados no consumo determinam um mercado potencial que deve ser atendido pela geração das usinas caso não sejam implantados os programas de conservação de energia. O mercado a ser atendido em 2005 será 5,8% maior, quando comparado ao cenário de modernização seletiva.

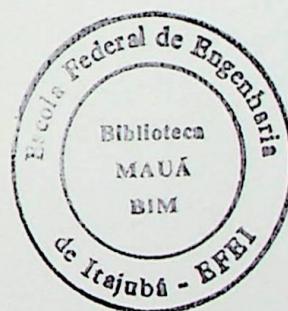
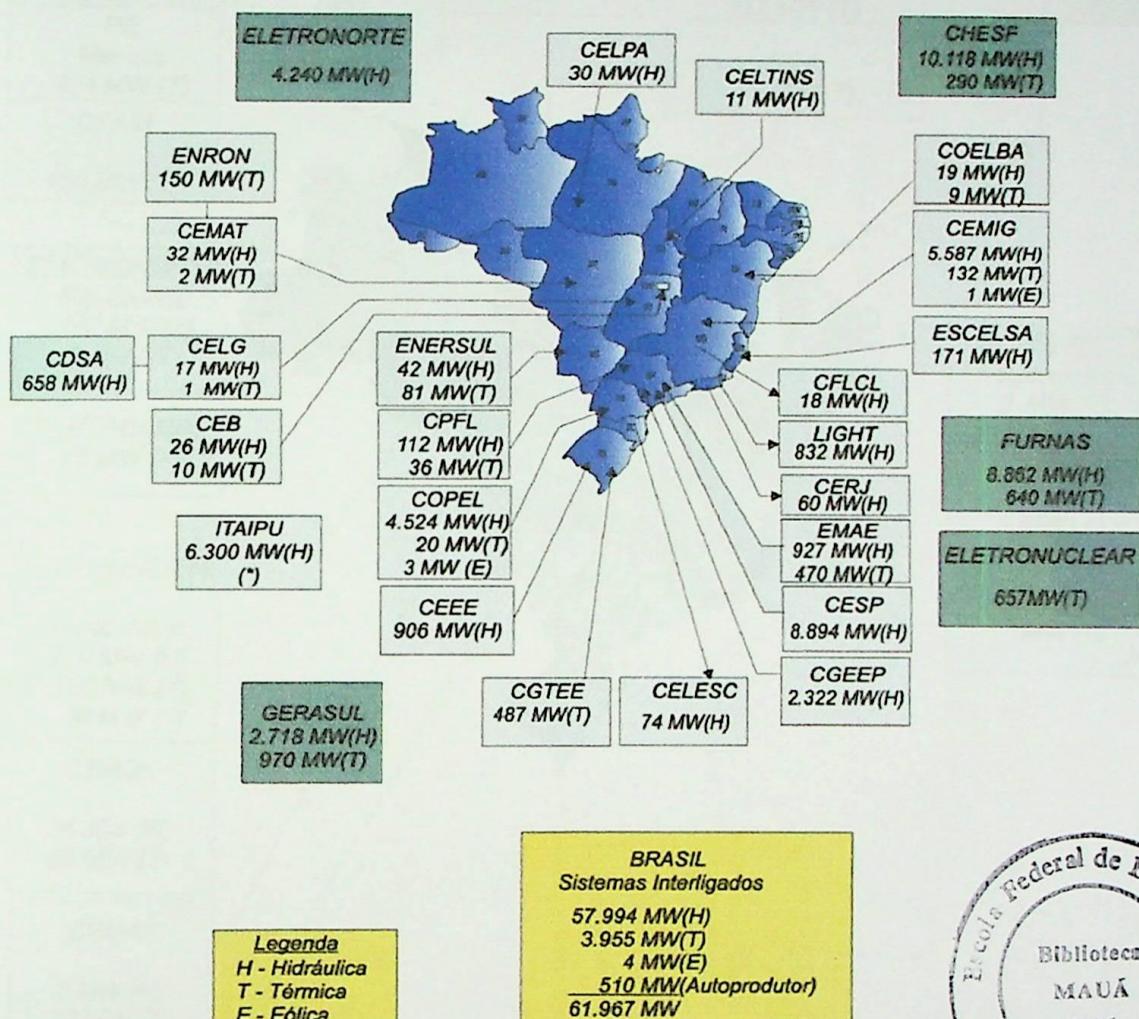
3-6 - Previsões dos Índices de Perdas (% da carga própria da energia)

Considerando que atualmente as perdas de energia estão no patamar de 16%, a tabela 3.7 mostra os índices de redução dessas perdas nos próximos anos:

Tabela 3.7 - Previsões dos Índices de Perdas

Sistema	2000	2005	2010
Norte/Nordeste	18,4	15,4	13,8
Sul/Sudeste/CO	15,1	12,2	10,5
Brasil	16	13,4	12,5

Notamos que o percentual de perda é significativo, uma vez que o fornecimento de energia representa 84% da solicitação do mercado ao sistema gerador.



OBS.: (*) Considera somente a parcela brasileira 50% da UHE Itaipu.

**Figura 4.1 - Sistema Interligado
 Capacidade Instalada em 2001 (MW)**

Fonte: Eletrobrás - MME (8)

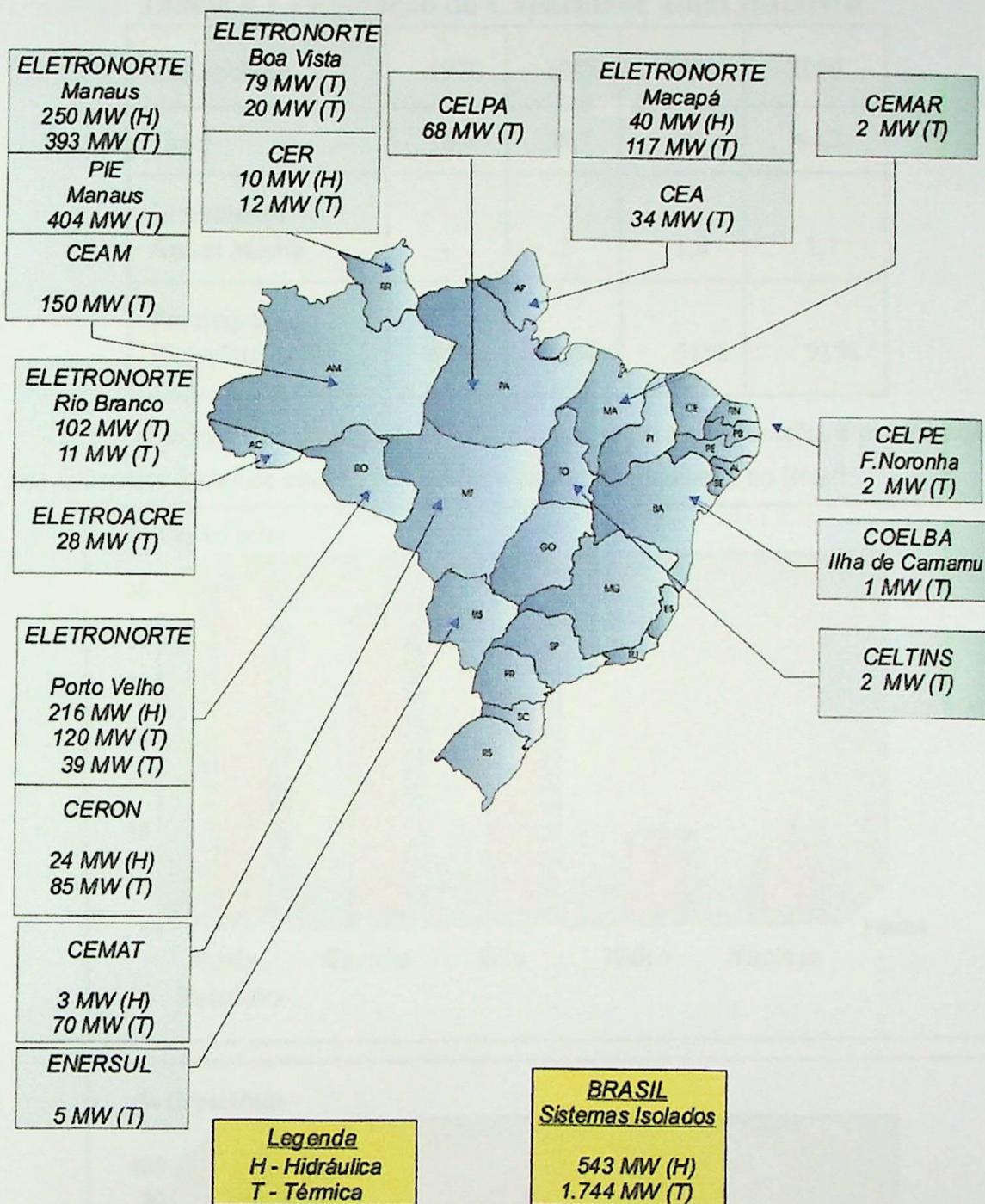


Figura 4.2 - Sistemas Isolados
Capacidade Instalada por Concessionária em 2001 (MW)

Fonte: Eletrobrás - MME (8)

A Tabela 4.1, apresenta a evolução da capacidade total instalada no País nos últimos anos em GW:

Tabela 4.1 - Evolução da Capacidade Total Instalada

Capacidade	1970	1980	1990	2000
Total	10,4	30,7	49	64,3
Incremento Anual Médio	-	2	1,8	1,7
Participação Hidrelétrica %	84%	88%	91%	91%

Nos gráficos da Figura 4.3, são mostrados para comparação, a participação das diferentes fontes de energia na Geração, no âmbito mundial e no Brasil:

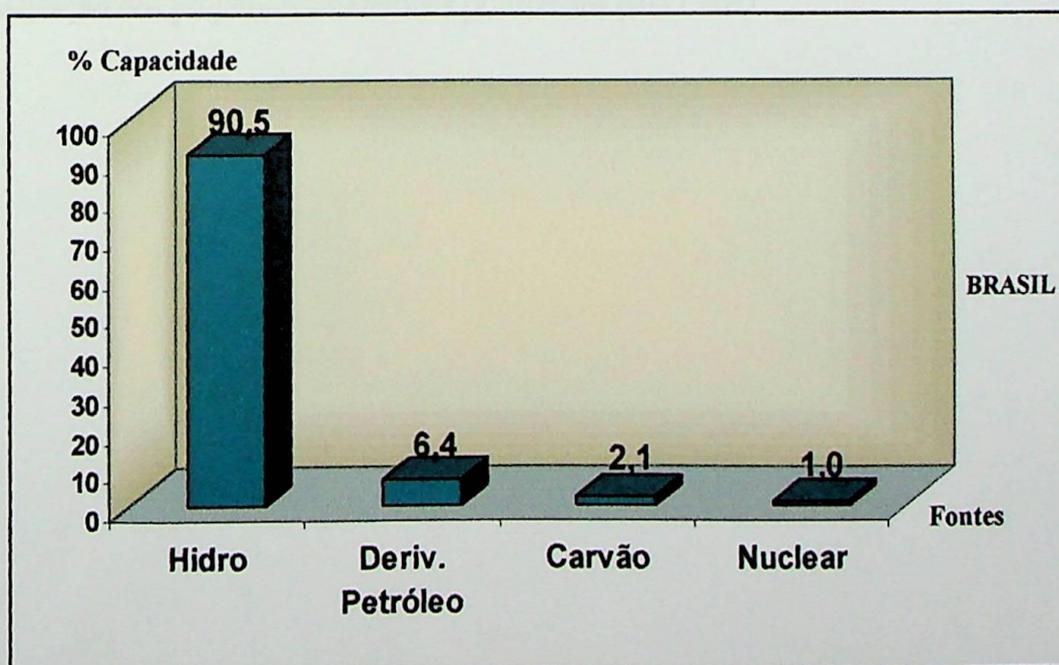
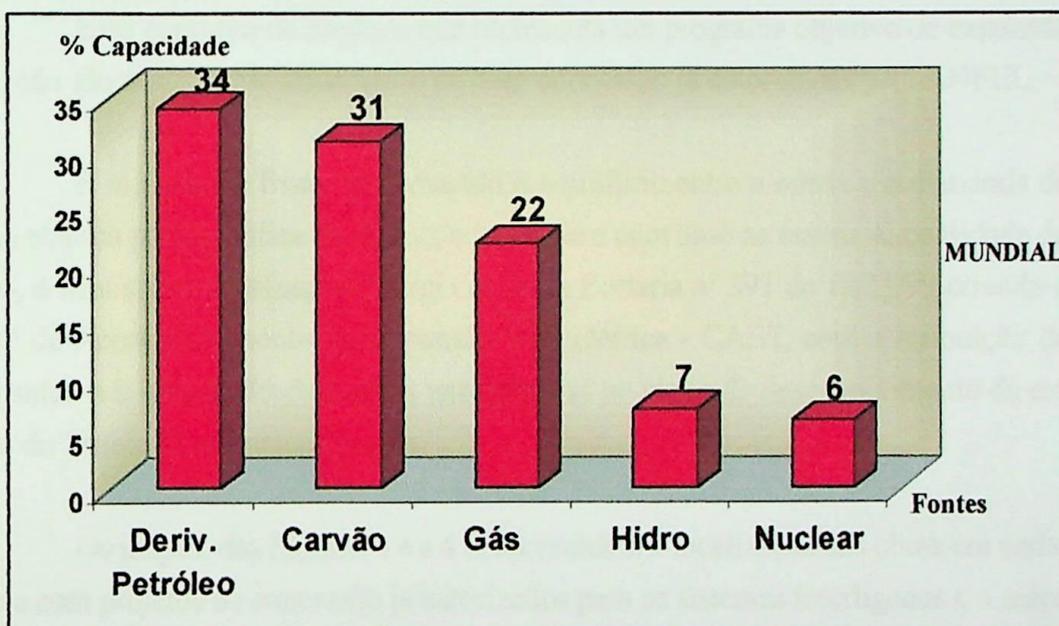


Figura 4.3 - Fontes de Geração de Energia: (2) Mundial e (7) Brasil

A predominância hidrelétrica faz com que o sistema gerador brasileiro seja, em termos mundiais, bastante diferenciado em relação a outros países, onde a predominância dos derivados de petróleo, seguido do carvão e do gás fica evidenciado.

Nota-se a preocupação da utilização cada vez maior da fonte de energia a gás natural que será objeto de maiores comentários.

4-2 - Cenário de Referência para o Acréscimo de Potência do Sistema Interligado

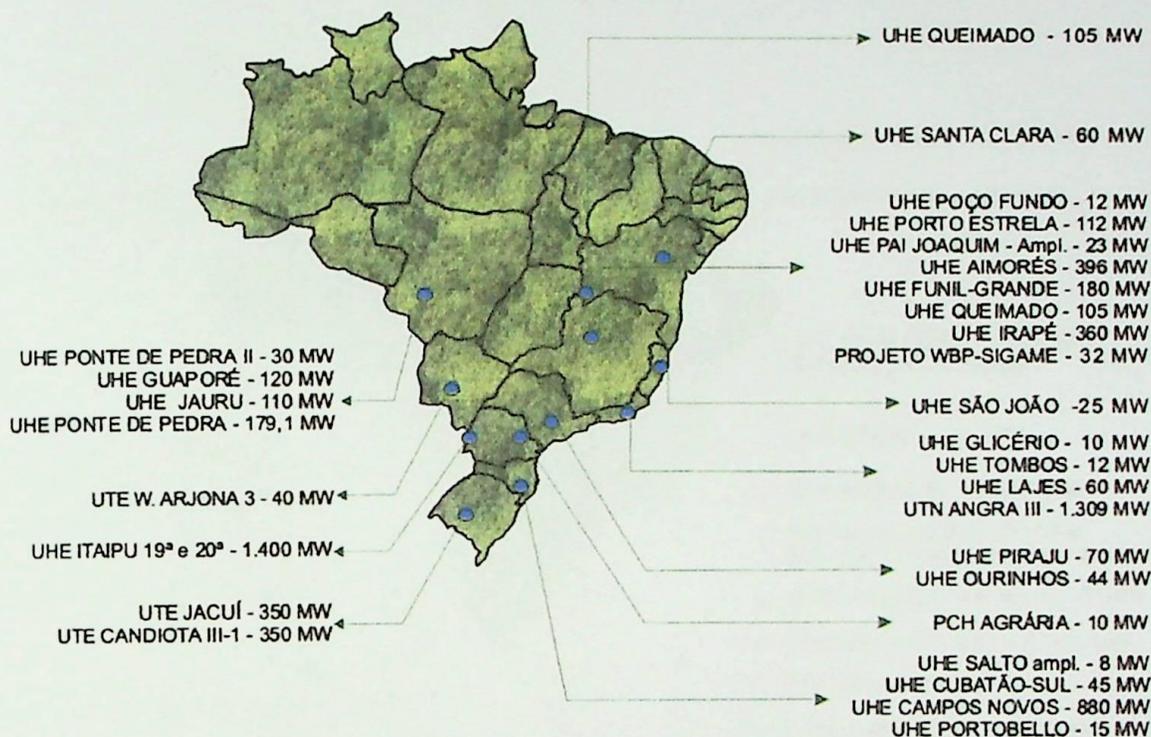
A primeira parte para a projeção do cenário de referência do Programa de Geração na nova Matriz Energética é a identificação do conjunto de projetos que podem entrar em operação nos próximos anos.

Esse conjunto de projetos que representa um programa objetivo de expansão da geração são obras já em andamento ou com concessão já autorizadas pela ANEEL.

É importante frisar que, visando o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica para a prática da livre concorrência e com base na essencial qualidade do serviço, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria nº 391 de 19/11/99 criando o Comitê de Acompanhamento de Expansão Termelétrica - CAET, com a atribuição de acompanhar a implantação das usinas termelétricas no plano de desenvolvimento da expansão do Sistema Energético do País.

Os mapas, das Figuras 4.4 a 4.6, apresentam a localização das obras em andamento e com projetos de concessão já autorizados para os sistemas interligados e o mapa de localização dos projetos termelétricos priorizados pelo CAET.

ACRÉSCIMO DE POTÊNCIA 6.307 MW

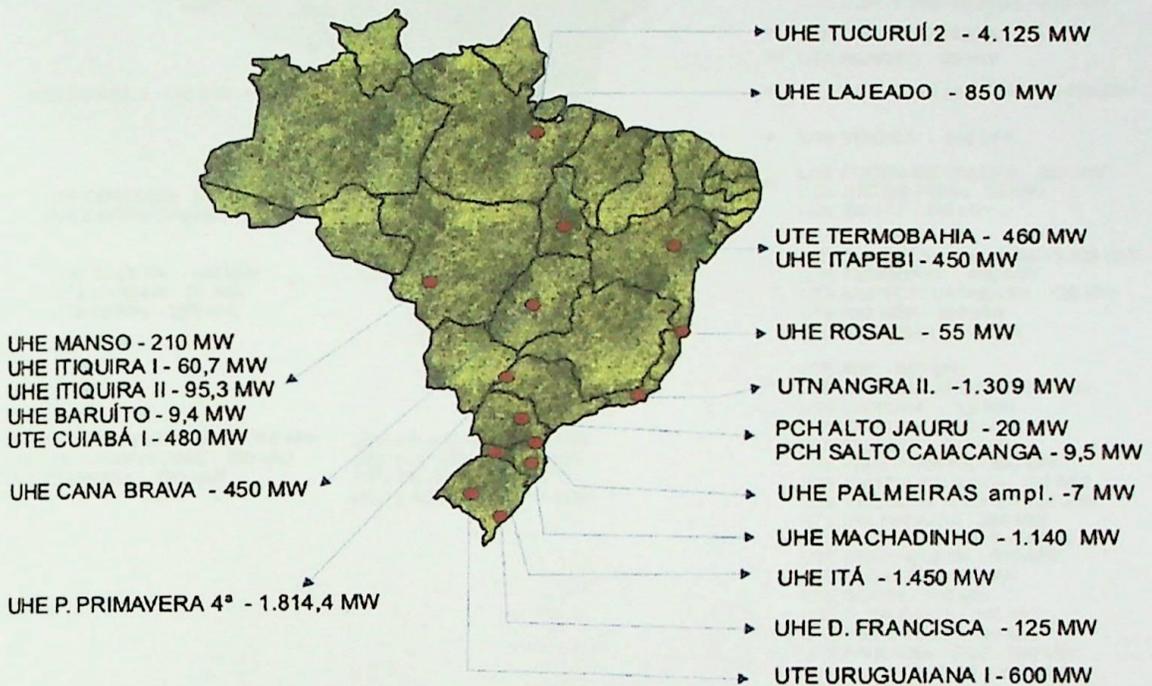


**Figura 4.4 - Localização dos Projetos com Concessão ou Autorização
Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO**

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão 2000/2009 (8)

Nota-se a existência de um total de 28 projetos que poderão acrescentar ao sistema interligado, nos próximos anos, 6.307 MW, incluindo as unidades 19 e 20 da Usina de Itaipu, que irão acrescentar mais 1.400 MW ao sistema.

**ACRÉSCIMO DE POTÊNCIA
13.268 MW**



**Figura 4.5 - Localização das Obras em Andamento ou em Motorização
Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO**

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão - 2000 /2009 (8)

O conjunto de obras em andamento, composto de 20 empreendimentos, deverão acrescentar 13.268 MW ao atual parque gerador, que representa, na prática um programa determinativo da expansão da geração, tal o grau de certeza de sua execução.

Observa-se a motorização da usina 2 de Tucuruí com uma contribuição de 4.125 MW e as obras de implantação da Usina Nuclear de Angra 2.

ACRÉSCIMO DE POTÊNCIA 17.469 MW

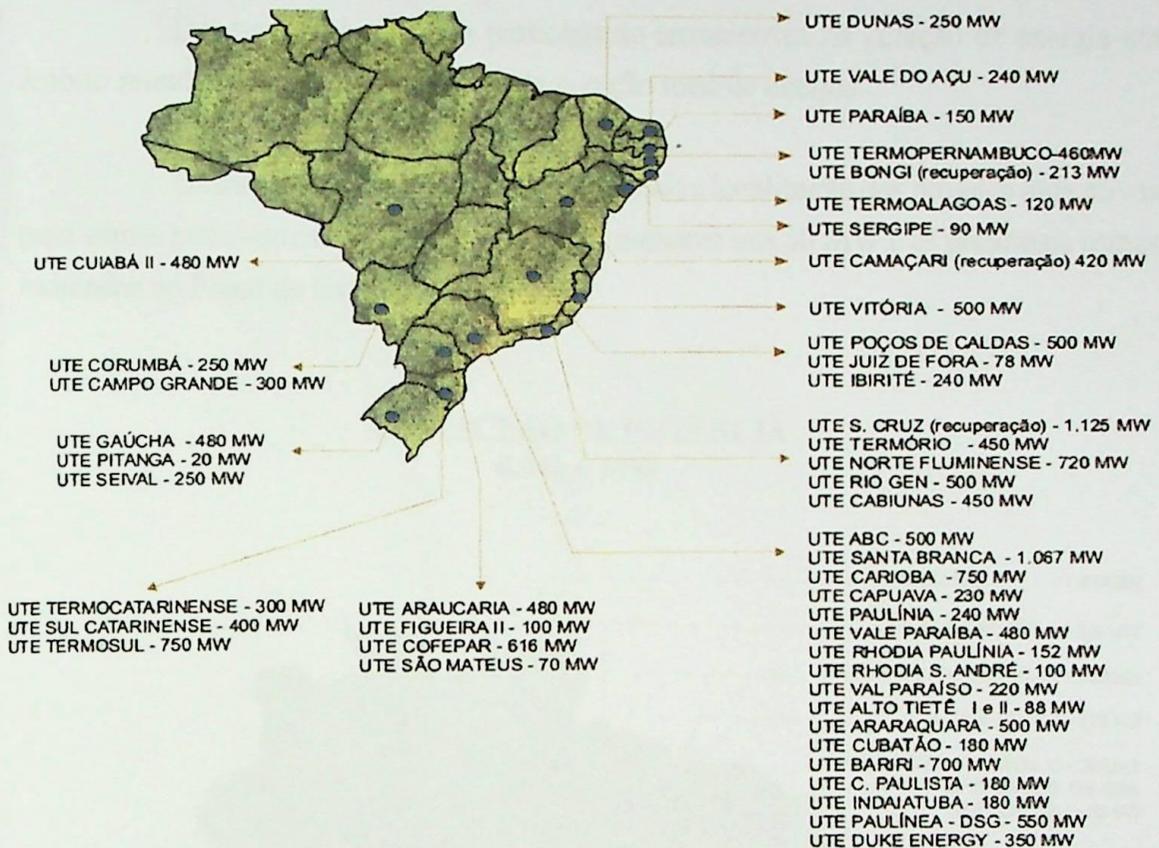


Figura 4.6 - Localização dos Projetos Termelétricos Priorizados pelo CAET - Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão - 2000 /2009 (8)

Os projetos priorizados pelo CAET representam 47 usinas térmicas num acréscimo de potência de 17.469 MW.

É importante ressaltar que a viabilização das térmicas se refere ao suprimento de gás natural, através do PPT - Programa Prioritário de Termelétricas do MME.

Por não atenderem exigências relativas a questões ligadas ao meio ambiente, em 16 de janeiro de 2002, a GCE decidiu excluir do PPT as usinas Termo Catarinense, Vitória e Rio Gen.

Como compensação, foram incluídas no programa outras sete usinas com capacidade de geração de 3.300 MW, sendo quatro delas em São Paulo, uma no Rio de Janeiro, uma em Rondônia e outra no Mato Grosso do Sul.

Observa-se que, no total Brasil, considerando-se somente 50% da capacidade de Itaipu, a participação da geração termelétrica, cresce, progressivamente de um patamar atual de 12% em 2001 para 25,2% em 2009, com uma média de crescimento de 9,6% ao ano.

Deve-se lembrar que a participação termelétrica na geração de energia em âmbito mundial representa 22% (gás) da geração total de energia.

Os mapas das Figuras 4.7 a 4.9, mostram a localização dos projetos indicativos para usinas hidrelétricas maiores que 30 MW, menores que 30 MW e as principais usinas indicadas no Plano de Expansão Interligado.

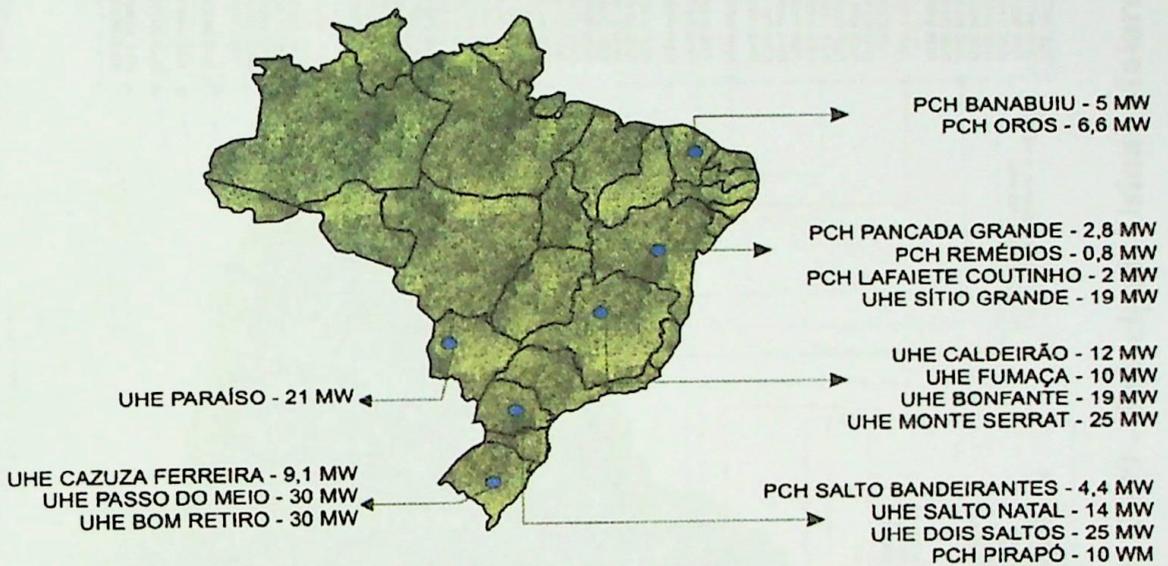


Figura 4.7 - Localização dos Projetos Indicativos Hidrelétricas Maiores que 30 MW Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão - 2000 /2009 (8)

Estes 29 projetos representam os empreendimentos, que embora não tenham concessão ou autorização outorgada, já possuem autorização de estudos e projetos dadas pela ANEEL.

**ACRÉSCIMO DE POTÊNCIA
245,7 MW
18 PROJETOS**



**Figura 4.8 - Localização dos Projetos Indicativos
Hidrelétricas Menores que 30 MW
Sistemas Interligados N/NE e S/SE/CO**

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão - 2000/2009 (8)

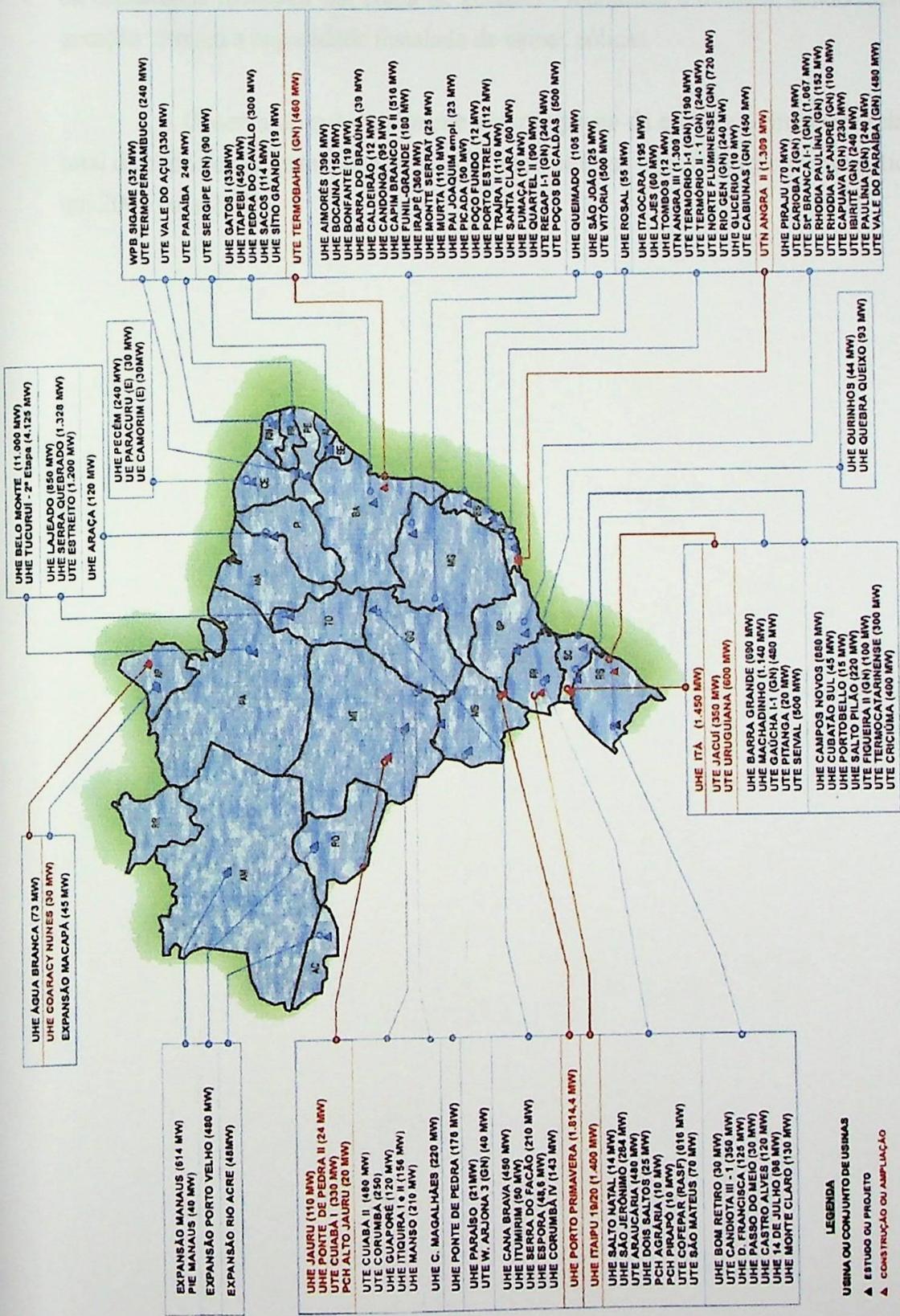


Figura 4.9 - Programa Decenal de Geração 2000/2009 - Principais Usinas Maiores que 10 MW
 Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão - 2000/2009 (8)

4-3 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

A Tabela 4.2, apresenta para o período 2001/2009, a estimativa da evolução da capacidade instalada por conta de geração - hidráulica e térmica, sendo incluída na geração térmica a capacidade instalada de usinas eólicas.

Observa-se que atualmente a participação da energia térmica em relação ao total da capacidade instalada é de 12,1%, esperando-se uma evolução desta participação em 2005 para 25,6%.

Tabela 4.2 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

SISTEMAS ELÉTRICOS	FONTES	Existente	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NORTE/NORDESTE	HIDRÁULICA	14.737	14.745	15.926	18.481	20.306	21.765	22.629	22.896	23.931	25.579
	TÉRMICA	14.423	14.431	15.282	16.857	17.982	19.409	20.273	20.540	21.575	23.223
		314	314	644	1.624	2.324	2.356	2.356	2.356	2.356	2.356
SUL/SUDESTE/C.OESTE (*)	HIDRÁULICA	50.520	52.394	56.386	67.278	72.145	73.167	75.247	76.299	77.269	77.806
	TÉRMICA	44.472	46.286	48.308	51.177	51.896	52.918	53.689	54.741	55.711	56.248
		6.048	6.108	8.078	16.101	20.249	20.249	21.558	21.558	21.558	21.558
SISTEMAS ISOLADOS	HIDRÁULICA	2.425	2.588	2.942	3.047	3.062	3.237	3.400	3.560	3.720	3.810
	TÉRMICA	573	646	660	660	660	660	660	660	660	660
		1.852	1.942	2.282	2.387	2.402	2.547	2.400	2.900	3.060	3.150
CAPITAIS	HIDRÁULICA	3.314	2.015	2.355	2.460	2.475	2.650	2.813	2.973	3.133	3.223
	TÉRMICA	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536
		1.389	1.479	1.819	1.924	1.939	2.114	2.277	2.437	2.597	2.687
INTERIOR	HIDRÁULICA	500	573	587	587	587	587	587	587	587	587
	TÉRMICA	37	110	124	124	124	124	124	124	124	124
		463	463	463	463	463	463	463	463	463	463
TOTAL BRASIL (*)	HIDRÁULICA	67.682	69.727	75.254	88.806	95.513	98.169	101.276	102.755	104.920	107.195
	TÉRMICA	59.468	61.363	64.250	68.694	70.538	72.987	74.622	75.941	77.946	80.131
		8.214	8.364	11.004	20.112	24.975	25.182	26.654	26.814	26.974	27.064

(*) Considera-se somente 50% da capacidade de Itaipu

Fonte: Eletrobrás - MME - Plano Decenal de Expansão (8)

Capítulo 5 - Co-Geração

5-1 - Introdução

O processo de transformação simultânea de energia térmica para vapor e energia elétrica ou mecânica a partir de um combustível, é chamado de co-geração.

A co-geração, embora seja uma técnica antiga, só passou a ter destaque a partir da década de 60 com a utilização das chamadas turbinas a gás no uso industrial.

Embora este processo fosse considerado como uma instalação na qual a energia elétrica é gerada com turbinas a gás, na verdade, qualquer instalação que gere trabalho e calor, simultaneamente, é considerada co-geração.

Quando se fala em planta, como modelo de instalação, com co-geração, imagina-se uma turbina a gás acionando gerador de energia elétrica com a caldeira recuperando o vapor para uma indústria.

As indústrias são os grandes consumidores de energia, requerendo energia motriz e calor para exercer suas atividades.

A tecnologia e co-geração tem um potencial de aplicação fundamental em setores que produzem combustível residual através de seus processos produtivos, tais como: o sucroalcooleiro, o de papel papelão, o siderúrgico e o de refino. Na nova Matriz Energética Brasileira, a co-geração deverá ter uma participação crescente, por apresentar as seguintes vantagens:

- **Aproveitamento da crescente disponibilidade do gás natural;**
- **Geração de eletricidade no próprio local de consumo;**
- **Redução dos custos, aumentando a competitividade econômica das empresas industriais e comerciais;**
- **Flexibilidade do planejamento da oferta, em função da demanda de eletricidade;**
- **Redução dos impactos ambientais resultantes da queima de combustível, eliminando-se os resíduos industriais;**
- **Efetiva participação do setor privado na Matriz Energética.**

Os sistemas de co-geração fornecem, portanto, excelentes oportunidades de ganhos de eficiência energética.

5-2 - Potencial de Co-Geração

A ampliação da malha de gasodutos brasileiros permitirá que a co-geração tenha sua aplicabilidade econômica ampliada para setores que utilizam calor e/ou frio em seus processos produtivos, tais como: químico, têxtil, alimentos e bebidas, hotéis e outros da área de serviços. Com o livre acesso ao mercado de energia, o MME apresentou a Portaria 227, de julho de 99, que define as diretrizes básicas para estimular as atividades de co-geração, com ênfase especial para a produção e comercialização de energia pelas indústrias em geral. Os principais aspectos dessa portaria são:

- **Identificação dos excedentes provenientes da co-geração, visando sua comercialização a curto prazo;**
- **Estabelecimento de mecanismos de compra adequada dos excedentes produzidos pelos co-geradores devidamente autorizados pela ANEEL.**
- **Estabelecimento de diretrizes específicas para estimular a atividade de co-geração no País.**

Através da resolução 371 de dezembro de 1999, do Ministério de Minas e Energia, foi estabelecido que a energia necessária pelo auto-produtor pode ser adquirida através do MAE (quando de sua existência) ou por meio de contratos bilaterais livremente negociados. Nesta resolução, também foi reconhecida a co-geração em unidades industriais e no setor de serviço como uma opção para elevar a confiabilidade dos sistemas de distribuição e reduzir os investimentos e custos de manutenção.

A resolução 21 da ANEEL, de janeiro de 2000, implementa as políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos no País, reconhecendo a co-geração como uma atividade que contribui, significadamente, com a racionalidade energética. Além disso, as portarias 212 e 215 do MME, garantem aos co-geradores usando os combustíveis no País e que entrem em operação comercial até 31 de dezembro de 2003, serem integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade 2000 - 2003. Este programa garante aos co-geradores o fornecimento de gás com o mesmo preço das termelétricas por 20 anos e facilidade de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para construção e conexão na rede elétrica.

No Brasil são co-gerados atualmente cerca de 4,2% da Matriz Energética, mas o planejamento do setor vislumbra chegar a 2010 com um valor aproximado de 15%. A capacidade instalada atualmente em co-geração é de 2.800 MW, com perspectiva de instalação em torno de 6.400 MW, a serem agregados nos próximos 5 anos. Em termos de tecnologias de co-geração convencionais, estima-se que outros 12.000 MW poderiam ser adicionados somente no setor industrial, considerando-se a evolução tecnológica dos sistemas de co-geração. O potencial de co-geração, de acordo com o grau de abrangência e os critérios utilizados na sua determinação, subdivide-se em termodinâmico, térmico, econômico e de mercado.

Potencial Termodinâmico é um limite superior teórico da capacidade de co-geração no setor industrial, calculado com base nas informações sobre o consumo de combustíveis publicadas no Balanço Energético Nacional.

Potencial Técnico é a parcela do potencial termodinâmico, em projetos específicos, passível de ser aproveitada com os equipamentos e tecnologias disponíveis.

Potencial Econômico é a parcela do potencial técnico que apresenta indicadores de viabilidade econômica para a sua implantação.

Potencial de Mercado é a parcela do potencial econômico que possui efetivas possibilidades de implantação.

A Tabela 5.1, atualiza e compara os potenciais termodinâmicos de mercado e econômico para alguns setores industriais.

Tabela 5.1 - Potencial de Co-Geração (MW) - Brasil

Setores	Potencial Termodinâmico		Potencial Técnico	Potencial de Mercado		
	Sistemas		2000	Auto Produção Anual		
	Convencionais	Eficientes		2000	2004	2009
Alimentos / Bebidas	6573	28660	4020	995	1175	1175
Químico	3452	12542	1581	389	1141	1141
Refino	-	-	4283	171	428	428
Siderúrgico	7101	25801	875	341	695	695
Papel/Papelão	2694	8389	1740	718	1189	1654
Cimento	1385	5030	-	-	-	-
Textil	258	1123	-	-	-	-
Total	21463	81545	12499	2614	4628	5093

Fonte: Balanço Energético Nacional/Eletróbras (5)

Este é o potencial de mercado que representa as possibilidades efetivas de investimento das empresas dos setores estudados, com base nas condições atuais de mercado, estudos tarifários e regulamentação para possível exportação de excedentes. Um dos aspectos importantes na montagem da Matriz Energética Brasileira é a participação da Petrobras no desenvolvimento dos projetos relacionados no Programa Prioritário de Termelétricas.

Ao participar destes projetos, a Petrobras consegue benefícios como reduzir custos de geração de vapor e energia elétrica em suas unidades, aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica, contribuindo para a redução do risco de desabastecimento de energia elétrica no País e disponibilizando uma oferta de energia excedente ao sistema.

Nas Tabelas 5.2 a 5.4, são apresentados o programa emergencial de termelétricidade com usinas já em operação, a participação da Petrobras em plantas de co-geração e em termelétricas.

**Tabela 5.2 - Programa Emergencial de Termelétricidade
(Com Início de Operação em 2002)**

PROJETOS	LOCAL	INVESTIMENTO S US\$ Milhões	% de Particip. Petrobrás	Capacidade e MW	Consumo Gás natural milhões m ³ /dia
TERMOBAHIA (*)	Mataripe (BA)	190	49	164,0	1.100
TERMORIO (*)	Duque de Caxias (RJ)	205	17	164,0	1.100
IBIRITÉ (*)	Betim (MG)	110	49	160,0	1.100
FAFEN (*)	(BA)	30	30	50,0	300
CCBS (*)	Cubatão (SP)	220	27	164,0	1.100
CORUMBÁ (*)	MS	130	49	150,0	1.000
TRÊS LAGOAS (*)	MS	230	30	320,0	2.200
REFAP (*)	Canoas (RS)	110	26	160,0	1.100
RIOGEN MCH	RJ	240	0	380,0	2.500
PIRATININGA (*)	SP	280	40	300,00	3.000

Fonte: BNDES (6)

(*) Conta com a participação da Petrobras

O programa emergencial de termelétricidade, que tem a participação da Petrobras e da Eletrobrás, pode assegurar um montante de 2.200 MW de energia ao sistema elétrico brasileiro até o final de 2002.

Tabela 5.3 - Participação da Petrobras em Plantas de Co-geração

USINA-ESTADO	SÓCIOS / % PARTICIPAÇÃO	CAPACIDADE (MW & t/h de vapor)	Investimento (US\$ mil)	Início de Operação
Vale do Açu - RN	Petrobras (30)-Iberdola (70)	240 MW - 450 t/h	190	Jan-2003
Sergipe - SE	Petrobras - Energipe	90 MW - 200 t/h	60	Jul-2002
Termo Bahia - BA	Petrobras (49)-ABB (51)	189,3 MW - 360 t/h	190	Jan-2002
FAFEN - BA	Petrobras (25)-EDP (75)	45 MW - 45 t/h	30	Jul-2002
Ibirité - MG	Petrobras (49)-Fiatavio (51)	660 MW - 220 t/h	360	Jan-2003
Termo Rio - RJ	Petrobras (17)-PRS (4,5)-Reduc Invest (78,5)	191,2 MW - 330 t/h	205	Jan-2002
CCBS-RPBC - SP	Petrobras (27)-Marubeni (36,5)-Sithe Energies (36,5)	180 MW - 400 t/h	200	Mar-2002
TPP-Replan - SP	Petrobras (34,5)-FPL (Florida Power Light) (65,5)	616 MW - 200 t/h	350	Set-2002
Vale do Paraíba Revap - SP	Petrobras - EDP	480 MW - 100 t/h	300	Dez-2002
Cofepar-Repar - PR	Petrobras (20)-PSEG (75) - Ultrafertil (5)	616 MW - 200 t/h	450	Jul-2003
S.Mateus - SIX - PR	Petrobras - Ultrafertil - Copel	70 MW - 30 t/h	70	Dez-2003
Total (1ª fase)		3.377,5 MW - 2535 t/h	2.405	

Fonte: Petrobras (10)

Tabela 5.4 - Participação da Petrobras em Termelétricas

USINA-ESTADO	SÓCIOS / % PARTICIPAÇÃO	Capacidade (MW)	Investimentos (US\$ mil)	Início de Operação
Dunas - CE	Petrobras (25) - (BP-Almoco / Repsol) (75)	250	180	Dez-2003
Paraíba - PB	Petrobras (30) - Governo do Estado (70)	150	100	Dez-2002
Termo Pernambuco - PE	Petrobras (30) - Iberdola (70)	460	300	Dez-2002
Termo Alagoas - AL	Petrobras - Alagoas	120	90	Dez-2002
Norte Capixaba - ES	Petrobras (30) - Escelsa (70)	150	75	Dez-2003
Vitória - ES	Petrobras (33,3) - CVRD (33,3) - Escelsa (33,3)	500	300	Jan-2003
Norte Fluminense - RJ	Petrobras (10)-Light (27)-CERJ (27)-Escelsa (27)-Eletrobrás (10)	720	400	Jul-2002
Cabiúnas - RJ	Petrobras-Light-Mitsui	450	300	Jan-2003
Araraquara - SP	Petrobras-EDP	500	300	Jan-2003
Poços de Caldas - MG	Petrobras-Cemig-TEXACO-ABB	500	300	Jan-2003
Araucária - PR	Petrobras (20) - Copel (20) - El Paso (60)	480	280	Mar-2002
Pitanga (PR)	Petrobras-Inepar-Copel	20	13	Jan-2002
Termo Catarinense - SC	Petrobras-Celesc-SCGás	400	200	Dez-2003
REFAP - RG	Petrobras-TEXACO-El Paso	480	300	Dez-2003
Termo Gaúcha - RG	Petrobras (25)-(Sulgás-Ipiranga-CEE) (75)	480	300	Mar-2002
Corumbá - MS	Petrobras-CVRD-EDP	250	170	Dez-2003
Campo Grande - MS	Petrobras-Enersul	300	200	Jul-2003
Termo Norte - RO	Petrobras (20) - El Paso (60) - CS/Ceron (20)	380	200	Jul-2003
	Total (1ª fase)	6.590	4.008	

Fonte: Petrobras (6)

5-3 - Fontes Alternativas de Energia - Biomassa, Eólica e Solar

As fontes renováveis de energia, ou também chamadas **Fontes Alternativas**, utilizam tecnologias que vêm evoluindo nos últimos anos e representam uma parcela significativa dos estudos que se desenvolvem na atual Matriz Energética Brasileira.

A geração de energia tem como fontes, o vento, o sol e gases que são produtos da gaseificação da biomassa.

São instalações de pequeno porte, modulares e suas localizações são próximas ao consumidor, conectadas em níveis de baixa tensão da rede.

Os sistemas renováveis não usam combustíveis fósseis, e aqueles que necessitam da queima de algum combustível usam lixo, resíduos animais (metano) e Biomassa, os quais podem ser também considerados como fontes renováveis.

A produção comercial está dividida em três setores principais: Eólico, Painéis Fotovoltáicos e as Micros Centrais Hidrelétricas.

A produção em outros setores como a Biomassa, Solar Térmica, Geotérmica e dos oceanos, tem-se espalhado em menor escala.

Pelas condições excepcionais naturais brasileiras, os setores onde existe maior desenvolvimento nesta área são a Biomassa e as Pequenas Centrais Elétricas.

A Tabela 5.5, mostra a porcentagem de utilização da energia renovável no mundo.

Tabela 5.5 - Evolução da Utilização de Energia Renovável em Vários Países

Países	Porcentagem do uso Global		
	2000	2010	2020
Estados Unidos	2,3	2,8	4,4
América Latina	3,8	4,6	6,0
Europa Ocidental	1,6	1,9	2,4
Europa Oriental	1,1	1,2	1,7
Oriente Médio	0,4	0,5	0,7
África	2,3	2,6	3,2
Pacífico e China	5,4	5,8	7,1
Ásia Central e Sul	3,0	3,2	4,1
TOTAL	19,9	22,7	29,6

As tecnologias mais comuns para o aproveitamento de energia renovável estão em constante desenvolvimento e vários projetos, antes rejeitados pela baixa eficiência e altos custos de produção, estão sendo retomados devido às políticas governamentais e as pressões globais cada vez mais fortes das organizações ambientalistas mundiais.

Um desses projetos, na área da Biomassa, é denominado WBP (Brazilian Wood Big - GT Demonstration Project) / SIGAME [Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Geração de Eletricidade]. Trata-se do processo de produção de eletricidade a partir da Biomassa através da tecnologia BIG / GT (Biomassa Integrated Gaseification / Gas Turbine), na qual a Biomassa (madeira, resíduo agrícola, etc) passa por uma etapa de gaseificação para, em seguida, utilizando o gás obtido em um sistema de ciclo combinado, gerar energia elétrica. (11)

A usina está localizada no município de Mucuri, sul da Bahia, e tem um potencial previsto de 32 MW e demandará investimentos da ordem de US\$ 106 milhões e conta com o apoio das Nações Unidas, do Banco Mundial e aporte de capital próprio da Eletrobrás e CHESF. O projeto foi concebido para ser executado em 5 fases e sua operação comercial está prevista para 2006.

A fonte de energia eólica tem obtido recordes de capacidade de instalação em todo o mundo. No gráfico da Figura 5.1, pode-se observar o crescimento deste mercado que parece ser a tecnologia de geração de energia com o mais rápido crescimento a nível mundial.

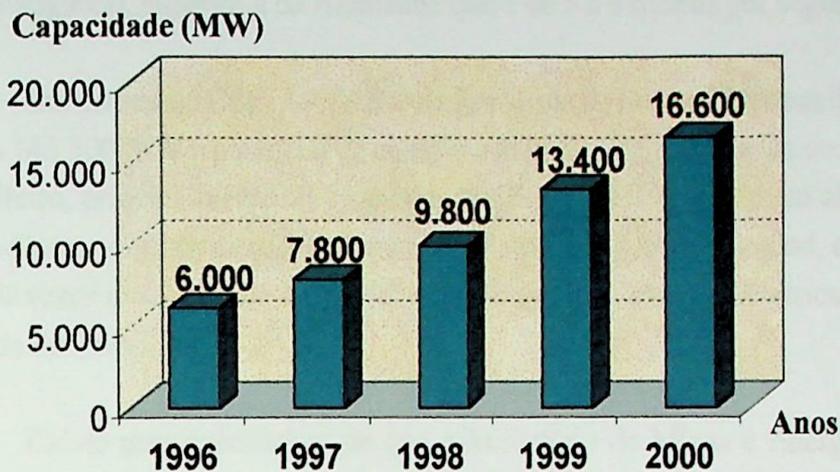


Figura 5.1 - Crescimento do Mercado (9)

A energia eólica pode ser mais cara do que a gerada por hidrelétricas, mas seu custo ambiental é menor. A taxa de retorno de uma empresa que invista neste tipo de geração é de 12% ao ano, mas com financiamento do MME, ela pode se tornar mais competitiva que outras fontes de geração.

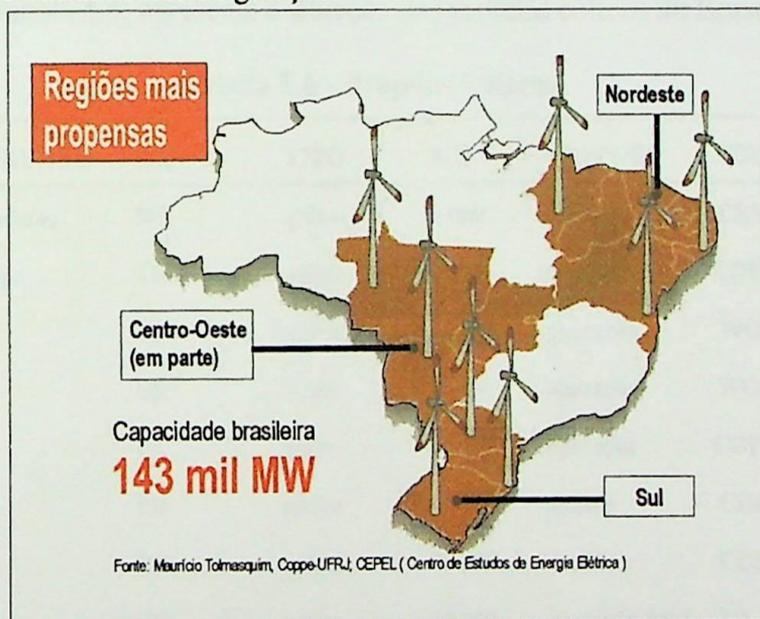


Figura 5.2 - Regiões Mais Propensas à Geração Eólica

A primeira turbina eólica de grande porte do Brasil foi instalada na Ilha de Fernando de Noronha e opera desde 1992, proporcionando uma economia de óleo diesel da ordem de 70.000 litros anuais. O sistema híbrido eólico / diesel conta com uma turbina eólica de 90 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre com 24 m de altura - uma nova turbina de 150 kW de potência nominal está sendo instalada, o que proporcionará uma maior economia de óleo diesel.

Segundo os estudos apresentados no evento mundial sobre mudanças climáticas e energias renováveis - Rio 02, que aconteceram em janeiro de 2002, no Rio de Janeiro, o Brasil possui potencial de utilização de energia eólica superior ao da Alemanha, mas só produz $\frac{1}{350}$ da energia gerada pelos ventos naquele país europeu.

Enquanto a Alemanha tem capacidade instalada de 7.000 MW, o Brasil tem apenas 20 MW. De acordo com pesquisadores da Universidade Federal do Rio de Janeiro, o Brasil, além de possuir um território maior, tem média de velocidade do vento de 7 a 8 metros por segundo, superior a da Alemanha que é de 5 a 6 metros por segundo.

Um estudo do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás estima em 143.500 MW o potencial de energia que pode ser gerada pelos ventos no território brasileiro, principalmente no litoral das regiões Sul e Nordeste e em alguns pontos do Centro-Oeste como mostrado na Figura 5.2. Para se ter uma idéia geral, o potencial é mais de 10 vezes a capacidade de geração de energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a maior usina do Brasil.

Existe uma expectativa de que o Ministério de Minas e Energia invista, a partir deste ano, em projetos para gerar 1.050 MW de energia eólica. É bom lembrar que a Alemanha conseguiu aumentar, em um ano, em 1.600 MW a sua capacidade de geração eólica. Os países que mais investiram ultimamente neste tipo de energia foram Alemanha, Dinamarca e Espanha.

A Tabela 5.6, apresenta a situação dos projetos eólicos no Brasil:

Tabela 5.6 - Projetos Eólicos

EMPREENDIMENTO	UF	TIPO	KW	STATUS	EMPRESAS
Morro do Carmelinho	MG	eólico	1.000	operação	CEMIG
Porto de Mucuripe	CE	eólico	1.200	operação	COELCE/CHESF
Prainha	CE	eólico	10.000	operação	WOBEN
Taiba	CE	eólico	5.000	operação	WOBEN
Palmas	PR	eólico	2.500	operação	COPEL/WOBEN
Palmas II	PR	eólico	9.500	estudo	COPEL
Palmas III	PR	eólico	75.000	estudo	COPEL
Paracurú	CE	eólico	30.000	previsão 2001	(1)
Camocim	CE	eólico	30.000	previsão 2003	(1)
Vila Joanes	PA	eólico/PV(2)	40,0/10,2	operação	CELPA
Salinópolis	PA	eólico	50.000	estudo	—
Jericoacara	CE	eólico	100.000	estudo	COELCE
Cabo Frio	RJ	eólico	10.000	estudo	UFF
Norte Fluminense	RJ	eólico	40.000	estudo	UFF
Fernando de Noronha	PE	eólico/diesel	75	operação	CELPE
Morro do Chapéu	BA	eólico	1.200	operação	COELBA
Morro do Cruzeiro	AL	eólico	600	operação	CEAL

(1) Contrato entre COELCE e o Governo do Ceará

(2) PV - Fotovoltáico

Para instalações muito pequenas, até 5 kW, a geração de eletricidade Solar Fotovoltáica são usadas devido à falta de outras alternativas mais baratas, em aplicações como a iluminação em áreas remotas, comunicações, pequenas comunidades, bombeamento de água, etc.

5-4 - Pequenas Centrais Elétricas

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), representam uma importante alternativa de produção de energia renovável de uso localizado, que promove a ampliação da oferta de energia elétrica em áreas isoladas e em pequenos centros agrícolas e industriais.

O Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNCE) é uma ação de parceria entre a Eletrobrás, Ministérios, ANEEL e instituições de ensino, visando incentivar e facilitar a construção de pequenas centrais elétricas em todo o território nacional.

A legislação atual sobre concessões, permissões e autorizações de serviços públicos criou facilidades para a implantação de centrais hidrelétricas de até 30 MW.

Além disso, a Resolução da ANEEL 394/88 introduziu modificações na legislação sobre PCHs, destacando-se:

- Isenção de pagamento da taxa de utilização de recursos hídricos (6% sobre o valor da energia elétrica produzida);
- A possibilidade de comercializar a energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW;
- A possibilidade de formação de consórcio para exploração de novos empreendimentos;
- As PCHs que entrarem em operação até o ano de 2003 ficarão isentas de pagamento pelo uso de redes de transmissão e distribuição. As demais terão um desconto mínimo de 50% destes custos.
- A PCH que venha a ser implantada em sistema elétrico isolado, em substituição à geração termelétrica que utilize derivado de petróleo, terá direito de usufruir da sistemática de rateio da conta de consumo de combustíveis, por 72 meses, a partir da implantação, de acordo com a resolução 245 da ANEEL.

Convém ressaltar que os sistemas isolados (88% na região norte) correspondem a mais de 330 localidades eletricamente isoladas e que representam excelente oportunidade para a implantação de PCHs.

Existem hoje em operação 147 unidades com 932 MW instalados em várias regiões do País.

Nas Tabelas 5.7 e 5.8, lista-se as empresas que solicitaram financiamento no âmbito do PNCE e os empreendimentos que constituem o potencial de mercado à médio prazo, que representam, no total uma capacidade de 1.849 MW.

Tabela 5.7 - Empreendimentos com Solicitação de Financiamentos no Âmbito do PNCE

POTÊNCIA EM MW

INTERESSADO	USINA	OBRA	ESTADO	POTÊNCIA
CATAG. LEOP.	Cachoeira Encoberta	Nova	MG	24
CATAG. LEOP.	Cachoeira Escura	Nova	MG	24
CATAG. LEOP.	Cachoeira Grande	Nova	MG	5
CATAG. LEOP.	Cachoeira Providência	Nova	MG	14
CATAG. LEOP.	Granada	Nova	MG	15
CATAG. LEOP.	Jurumirim	Nova	MG	20
CATAG. LEOP.	Nova Sinceridade	Nova	MG	9,5
CATAG. LEOP.	Palestina	Nova	MG	13
CATAG. LEOP.	Ponte	Nova	MG	24
CATAG. LEOP.	Triunfo	Nova	MG	23
CEEE	Bugres	Ampliação	RS	7
CEEE	Cazuza Ferreira	Nova	RS	9.1
CEEE	Passo do Meio	Nova	RS	30
CELESC	Cedros	Recapac.	SC	4,7
CELESC	Ivo Silveira	Recapac.	SC	5
CELESC	Pirai	Recapac.	SC	1
CELESC	Rio do Peixe	Recapac.	SC	3
CELESC	Salto	Recapac.	SC	5,7
COELBA	Cachoeira do Inferno	Recapac.	BA	2
COELBA	Fazenda Agroplan	Nova	BA	2
COELBA	Fazenda Cachoeira	Nova	BA	3,65
COELBA	Fazenda Guaribas	Nova	BA	1,25
COELBA	Fazenda Macaúbeira	Nova	BA	10,95
COELBA	Inhobim	Nova	BA	16,25
COELBA	Pancada Grande	Recapac.	BA	2,85
COELBA	Remédios	Recapac.	BA	0,76
COELBA	Sta Luzia	Nova	BA	15,86
COELBA	Sto Antonio Licurioba	Recapac.	BA	2,7
COPEL	Apucarantina	Revital.	PR	0
COPEL	Bandeirantes	Nova	PR	4,1
COPEL	Chaminé	Recapac.	PR	1,2
COPEL	Dois Saltos	Nova	PR	25
COPEL	Guaricana	Recapac.	PR	1,37
COPEL	Marumbi	Revital.	PR	0
COPEL	Mourão	Revital.	PR	0
COPEL	Pitangui	Revital.	PR	0



**Empreendimentos com Solicitação de Financiamentos no Âmbito do PNCE
(Continuação)**

POTÊNCIA EM MW

INTERESSADO	USINA	OBRA	ESTADO	POTÊNCIA
CPFL	Anhanguera	Nova	SP	20
CPFL	Dourados	Recapac.	SP	10,75
CPFL	Palmeiras	Nova	SP	15,1
CPFL	Retiro	Nova	SP	15,1
CPFL	São Joaquim	Recapac.	SP	8
DEMEI	Linha 11 oeste	Nova	RS	7
DME-POÇOS	Antas 1	Recapac.	MG	4
DME-POÇOS	Cabo Verde	Nova	MG	9
ELETRAM	Braço do Norte II	Recapac.	MT	2,4
DME-POÇOS	Rolador	Nova	MG	7,8
ELETRAM	Braço do Norte III	Nova	MT	9,9
ELETROCAR	Colorado	Recapac.	RS	0,41
ELETROCAR	Maquinista Severo	Nova	RS	0,6
ELETROCAR	Mata Cobra	Recapac.	RS	0,66
ELETROGOES	Apertadinho	Nova	RO	30
ELETRON	Catolino	Nova	RO	7,5
ENERLESTE	Nova Xavantina	Nova	MT	3,2
ENERLESTE	Salto Jararaca	Nova	MT	28
ENERSUL	Paraíso	Nova	MS	21
ESCELSA	Aparecida	Nova	ES	4,5
ESCELSA	Bicame	Nova	ES	4
ESCELSA	Iúna	Recapac.	ES	0,7
ESCELSA	Rio Bonito	Recapac.	ES	5
ESCELSA	Rio Preto	Recapac.	ES	0,5
ESCELSA	São João	Nova	ES	25
FURNAS	São Gonçalo	Revital.	RJ	30
HIDROPAN	Divisa I	Nova	RS	1
HIDROPAN	Divisa II	Nova	RS	1
MUXFELD	Avante Tapejara	Nova	RS	1
REDE/CELTINS	Água Limpa	Nova	TO	14
REDE/CELTINS	Areia	Nova	TO	9,8
REDE/CELTINS	Fumaça	Nova	TO	9,8
RGE	Azaléia	Nova	RS	30
TOTAL				663.66

Tabela 5.8 - Empreendimentos que Constituem o Potencial de Mercado a Médio Prazo

POTÊNCIA EM MW

USINA	RIO	ESTADO	MUNICÍPIO	POTÊNCIA	ENTRADA OPERAÇÃO
Agrária	São Jerônimo			10,00	2003
Água Limpa	Palmeiras	TO	Dianópolis/Novo Jardim	14,00	2002
Aiuruoca	Aiuruoca	MG	Aiuruoca	16,00	2002
Alto Jauru	Jauru	MT	Araputanga	20,2	2003
Antas I		MG		4,00	2003
Apertadinho	Comemoração	RO	Vilhena/Colorado Dõeste	30,00	2003
Areia	Palmeiras	TO	Dianópolis/Novo Jardim	9,80	2003
Azaléia		RS		30,00	2003
Banabuiu	Banabuiu	CE		5,00	2003
Barra da Paciência	Corrente Grande	MG	Açucena/Gonzaga/Guanhães	22,00	2003
Baruito	Do Sangue	MT	Campos Novos dos Parecis	9,45	2002
Bom Retiro	Taguari	RS		30,00	2002
Bonfante	Paraibuna	MG		19,00	2003
Braço Norte III	Braço Norte	MT	Guarantã do Norte	9,90	2002
Braço Norte IV	Braço Norte	MT	Guarantã do Norte/Mundo Novo	9,00	2002
Cachimbo	Rio Branco	RO		5,00	2002
Cachoeira Emcoberta	Glória	MG	Muriaé	24,00	2002
Cachoeira Escura	Casca	MG	Jequeri	24,00	2003
Cachoeira Grande	Cocais Pequeno	MG	Coronel Fabriciano	10,00	2002
Caldeirão	Gualaxo do Sul	MG		12,00	2002
Caieiros	Itabapoana	ES/RJ	Bom Jesus do Itabapoana	26,00	2002
Canoa Quebrada	Verde	MT	Sorriso e Lucas do Rio Verde	15,00	2002
Carangola	Carangola	MG	Carangola	16,68	2002
Casemiro	Rio Branco	RO	Alta Floresta do Oeste	2,60	2002
Catolino	Rio Branco	RO		7,50	2002
Cazuza Ferreira	Lajeado Grande	RS		9,10	2002
Cocais Grande	Ribeirão Grande	MG	Antonio Dias	10,00	2002
Colibri	Córrego Pratinha	MT	Sto Antonio de Leverger	9,60	2002
Corrente Grande	Corrente Grande	MG	Corrente Grande	14,04	2002
Dois Saltos	Dos Patos	PR		25,00	2002
Dourados	Sapucai	SP	Nuporanga	10,80	2002
Fumaça	Gualaxo do Sul	MG		10,00	2002
Fumaça IV	Preto	ES/MG	Caiana e Dores do Rio Preto	7,50	2002
Funil	Guanhães	MG	Dores de Guanhães	22,50	2002
Glicério	São Pedro	RJ		10,00	2002
Granada	Matipó	MG	Abre Campo	15,00	Dez/01
Ilha Pequena	Verde	MT	Sorriso	9,60	Abr/01
Jaguari	Jaguari	RS		10,00	2002
Juba III	Juba	MT	Tangará da Serra/Barra do Bugres	19,40	Nov/02
Juba IV	Juba	MT	Tangará da Serra/Barra do Bugres	7,40	Mar/01
Jubinha I	Jubinha	MT	Tangará da Serra/Barra do Bugres	11,00	Fev/07
Jubinha II	Jubinha	MT	Tangará da Serra/Serra do Bugres	16,00	Set/05
Jubinha III	Jubinha	MT	Tangará da Serra/Serra do Bugres	4,00	Set/04
Jurumirim	Casca	MG	Rio Casca/S. Pedro dos Ferros	20,00	Ago/01
Lafaiete Coutinho	Preto	BA		2,00	2002
Monte Belo(Saldanha I)	Saldanha	RO	Alta Floresta do Oeste	4,00	Ago/01
Monte Berico	Guaporé	RS		13,90	2002
Monte Cuco	Guaporé	RS		19,70	2002
Monte Serrat	Paraibuna	MG		25,00	2002
Ninho da Água	Santo Antônio	MG	Itajubá	13,00	Set/04
Nova Sinceridade	Manhuaçu	MG	Manhuaçu	9,50	Dez/04



Empreendimentos que Constituem o Potencial de Mercado a Médio Prazo (Continuação)

POTÊNCIA EM MW

USINA	RIO	ESTADO	MUNICÍPIO	POTÊNCIA	ENTRADA OPERAÇÃO
Nova Xavantina	Ribeirão Galheiro	MT	Barra do Garças	3,20	2002
Ombreiras	Jauru	MT	Araputanga e Jauru	15,00	Dez/04
Orós	Jaguaribe	CE	Orós	8,86	--
Pai Joaquim-ampl.	Araguari	MG		23,00	2002
Palestina II	Pomba	MG	Guarani	13,00	--
Palmeiras-ampl.	Bonito	SC		7,00	2002
Pancada Grande	Cachoeira Grande	BA	Ituberá	2,85	Nov/05
Paraíso	Paraíso	MS		21,00	2002
Paratinga	Paratinga	SP	Campo de Cunha	7,00	2002
Passo do Meio	Antas	RS		30,00	2002
Pipoca	Manhuaçu	MG	Caratinga e Ipanema	20,00	Nov/01
Pirapó	Pirapó	PR		10,00	2002
Poço Fundo	Preto	MG		12,00	2002
Ponte	Pomba	MG	Guarani	24,00	2002
Ponte de Pedra	Ponte de Pedra	MT	Campo Novo Pareçis e Diamantino	30,00	Jun/01
Ponte Vicinal	Rio Branco	RO	Alta Floresta do Oeste	3,10	Ago/02
Portobello	Garcia	SC		15,00	2002
Remédios	Jaguaribe	BA		0,80	2002
Rolador	das Antas	MG	Poços de Caldas	7,80	Dez/02
Rondon I	Comemoração	RO		12,00	Dez/01
S.Bandeirantes	Bandeir. Norte	PR		4,40	2002
Salto	Itai-Açu	SC	Blumenau	8,00	Set/01
Salto Cafezoca	Oiapóque	AP	Oiapóque	7,50	Nov/01
Salto Caiacanga	Iguaçu	XX		9,50	2002
Salto Jararaca		MT		28,00	Jun/09
Salto Natal	Mourão	PR		14,00	2002
Santa Rosa II	Grande	RJ	Bom Jardim	30,00	Nov/02
São Gabriel da Cach.	Igarapé Miúá	AM	São Gabriel da Cachoeira	4,86	Mar/01
São João	Castelo	ES	Castelo e Conceição do Castelo	25,00	Jun/01
São Joaquim	Sapucai	SP	Guará	8,05	Jul/01
São Romão	José Pedro	MG	Chalé e Durandé	3,50	Jul/01
Sítio Grande	das Fêmeas	BA		19,00	2002
Tombos	Carangola	RJ		12,00	2002
Triunfo		MG		23,00	Jun/05
Varginha	José Pedro	MG	Chalé e São José do Nascimento	7,00	Jul/07
Várzea Alegre	José Pedro	MG	Conceição de Ipanema/Chalé	7,00	Dez/08
POTÊNCIA TOTAL				1.185,41	
QUANTIDADE DE USINAS					87

Todos estes empreendimentos estão em fase de avaliação pela Eletrobrás com solicitação de financiamento através do PNCE, e que fazem parte dos estudos que completam o parque gerador compatível para as pequenas centrais elétricas.



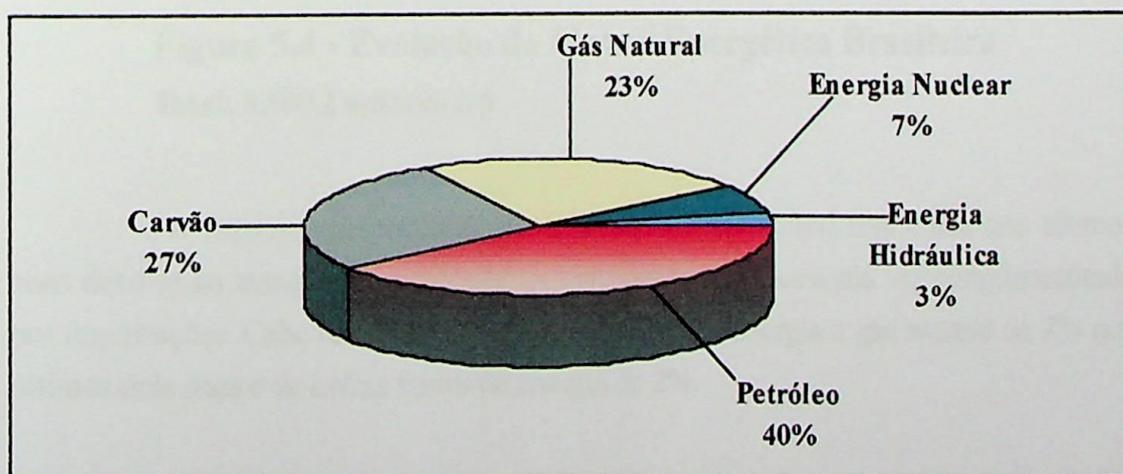
5-5 - Fornecimento de Energia Elétrica através do Gás Natural

As principais estimativas indicam que o consumo de gás natural na geração de energia elétrica deve aumentar a partir de 2001, podendo, inclusive, ultrapassar o percentual de utilização do gás que é destinado às indústrias brasileiras. A participação industrial está, atualmente, em torno de 56%, enquanto a utilização do gás natural em outros setores como o energético, residencial e comercial está em 44%.

A sua relevância no consumo industrial se justifica pelo fato de ser um elemento basicamente constituído de hidrocarbonetos, que tem a vantagem de gerar uma combustão limpa, sem agentes contaminantes, o que é importante no caso particular das indústrias de fertilizantes, cerâmica, vidro e cimento. Recentemente, a utilização de turbinas a gás junto a turbo-geradores elétricos convencionais, também vem adicionando maior eficiência energética e competitividade para as indústrias.

Como conseqüência de sua utilização como combustível nas usinas termelétricas, o gás natural tem sido apontado como uma das principais alternativas para a Matriz Energética Brasileira, uma vez que a tecnologia viabiliza investimentos de menor prazo de maturação, riscos ambientais menores e que permite a participação constante de agentes econômicos privados. É oportuno lembrar, porém, que enquanto a co-geração apresenta uma eficiência superior a 80% e sua produção está próxima do consumidor, o percentual de aproveitamento energético das termelétricas a gás, está em torno de 50%, além de estarem situadas afastadas dos consumidores, o que pode acrescentar uma perda aproximada de 10% da energia no transporte.

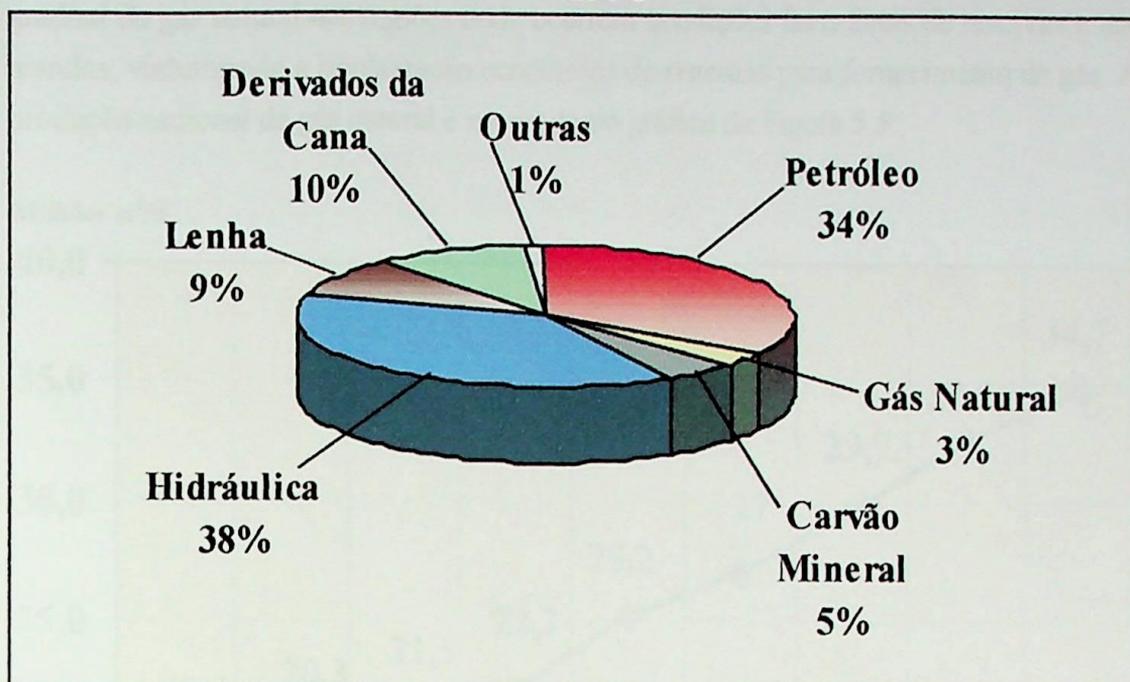
De qualquer forma, é evidente que o gás natural oferece alternativas de substituição aos derivados de petróleo, tais como óleo combustível nas indústrias, do gás de cozinha e a gasolina e diesel no setor automotivo. Nos gráficos das Figuras 5.3 e 5.4, mostra-se uma comparação com o consumo mundial de energia primária, com dados de 1997 e a distribuição da oferta interna de energia no Brasil de 1998 e 2000.



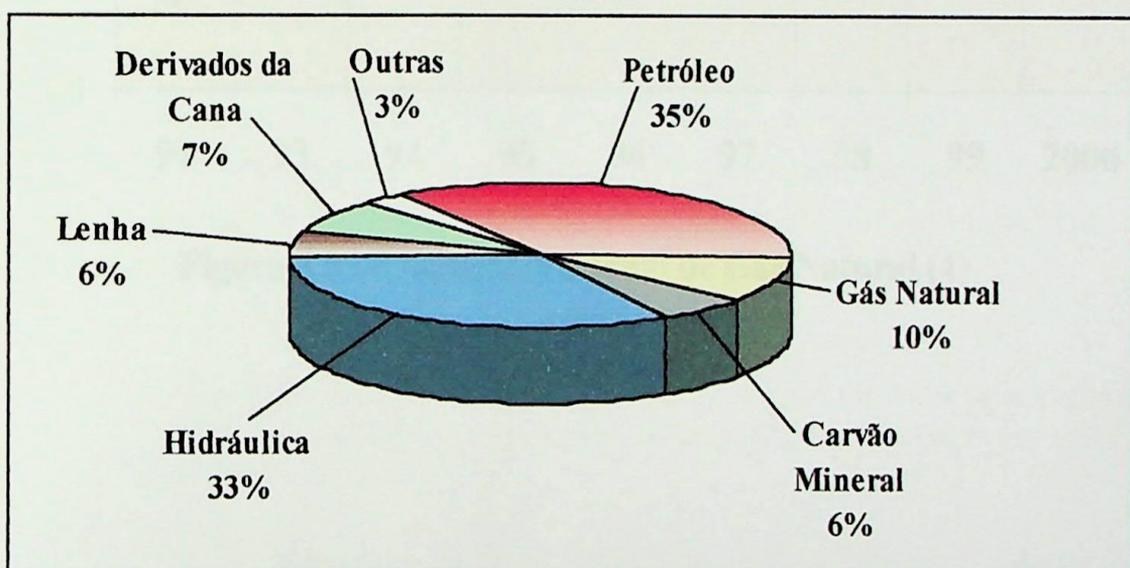
Fonte: BP Statical Review of World Energy - junho 1998 (1)

Figura 5.3 - Consumo Mundial de Energia Primária 1997

1998



2000



Fonte: Balanço Energético - Oferta Interna de Energia (5)

Figura 5.4 - Evolução da Matriz Energética Brasileira

Total: 8.509,2 milhões tep

A expansão de produção na indústria de gás natural registrada nos últimos anos deve-se ao aumento da produção interna, devendo a demanda ser complementada por importações. Cabe ressaltar a evolução da oferta de energia a gás natural de 7% nos últimos dois anos e de outras fontes de energia de 2%.

A queda na oferta de energia hidráulica será ainda mais acentuada em 2001, em função do racionamento de energia, o que torna ainda mais claro a participação de fontes alternativas de energia na nova Matriz Energética do País.

Os estudos da Petrobras levam em consideração o aproveitamento racional e gradual do gás natural nas regiões onde ocorrem condições favoráveis de reservas e demandas, viabilizando a implantação econômica de sistemas para fornecimento de gás. A produção nacional de gás natural é mostrada no gráfico da Figura 5.5:

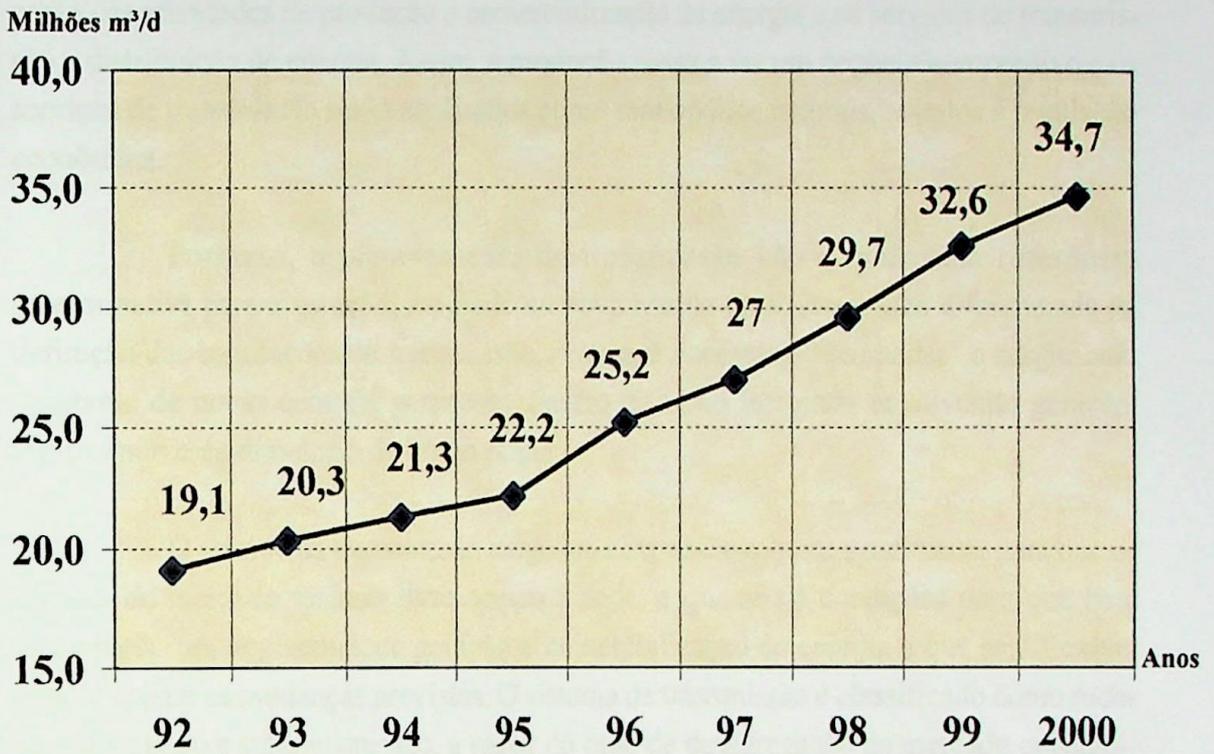


Figura 5.5 - Produção Nacional de Gás Natural (4)
(Média Anual)

Capítulo 6 - A Transmissão de Energia Elétrica

6-1 - O Serviço da Transmissão

O planejamento da nova Matriz Energética Nacional baseia-se na clara separação das atividades de produção e comercialização da energia e os serviços de transmissão e distribuição de energia. Assim, a produção passa a ser um negócio competitivo e os serviços de transmissão serão analisados como monopólios naturais, sujeitos à regulação econômica.

Portanto, o planejamento da transmissão não é mais uma referência determinativa para a geração, exigindo na nova Matriz uma sistemática diferenciada da definição das instalações de transmissão, pois será necessário 'acomodar' o surgimento constante de novas centrais geradoras, dentro da visão integrada envolvendo geração/transmissão e da dimensão de longo prazo.

O serviço da transmissão exige uma expansão robusta o suficiente para que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, e que se dê condições para que haja competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e que seja flexível para se ajustar as mudanças previstas. O sistema de transmissão é classificado como redes de transmissão e subtransmissão, a partir do grau de desagregação do mercado consumidor que cada uma destas redes alcança. A rede de transmissão possui tensão igual ou superior a 230 kV e tem como principais funções:

- **A distribuição espacial da energia gerada pelas usinas para os grandes centros consumidores e a alimentação de eventuais consumidores de grande porte;**
- **A interligação de usinas geradoras, bacias hidráulicas e regiões de características hidrológicas heterogêneas de modo a atender os desequilíbrios regionais entre produção e consumo;**
- **A integração energética com os países vizinhos que assumem importância crescente como veículo de compra e venda de energia elétrica entre países, otimizando os recursos energéticos para geração e aumento da confiabilidade entre os sistemas.**

A rede de subtransmissão (tensão entre 69 e 138 kV) é a continuidade da rede de transmissão e tem a finalidade de transmitir energia para as pequenas cidades, ao interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de médio e grande porte.

A Lei Federal 9074/95 definiu a rede básica dos sistemas interligados como sendo o conjunto de instalações de transmissão que contribuem para assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos.

A composição desta rede foi definida pela resolução DNAEE nº 244/96, sendo revista, recentemente, a partir dos critérios apresentados pela resolução ANEEL nº 245/98, que define como critério o nível de tensão superior ou igual a 230 kV, excetuando-se as instalações destinadas ao uso exclusivo de uma central geradora de um único consumidor e aquelas associadas às interligações internacionais.

As tensões inferiores a 230 kV podem fazer parte da rede básica, desde que interliguem áreas do mercado brasileiro de energia, ou em casos excepcionais que sejam considerados para a operação desta rede. As instalações de transmissão previstas na nova Matriz deverão ser licitadas. Assim, fica claro que os serviços da transmissão neste novo cenário passa a não ter só uma função de meio físico de ligação entre a geração e distribuição, mas também a de permitir que a competição nos segmentos de geração e comercialização se torne efetiva.

6-2 - Os Sistemas Isolados de Transmissão

O suprimento de energia para os estados do Amapá, Amazonas, Acre, Rondônia e Roraima é feito através do sistema de transmissão isolado da região norte. Devido ao aumento da participação do gás natural na Matriz Energética Nacional, o Governo Federal decidiu priorizar a utilização do gás na Bacia do Rio Solimões para a expansão da geração de energia elétrica na região norte.

Cumprido ressaltar que os sistemas Manaus e Amapá são hidrotérmicos e o estado de Roraima é abastecido através de um sistema termelétrico isolado. A Tabela 6.1 mostra as principais obras de transmissão dos sistemas isolados da região norte.

Tabela 6.1 - Programa Decenal de Transmissão 2000/2009
Sistemas Isolados da Região Norte - Principais Obras de Transmissão

LINHAS DE TRANSMISSÃO

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
SUPRIMENTO AO AMAZONAS				
Sistema ELETRONORTE				
Sec Balbina/Manaus (1)	Cariri (4)	230	1	2001
Cariri	Itacoatiara (4)	230	270	2001
Mauá	Mauá (nova)	69	1	2000
Sec Mauá/Manaus C2 (1)	São José	69	4	2000
Manaus	Santo Antonio	69	10	2000
Sec Manaus/Ponta Negra (1)	Redenção	69	1	2000
Cachoeirinha II	Marapatá	69	5	2001
Marapatá	Cachoeirinha II (2)	69	6	2001
Mauá	Cidade Nova (2)	69	16	2001
Manaus	Petrópolis (3)	69	3	2001
Cachoeirinha II	Petrópolis (3)	69	3	2001
Aparecida	Irاندوبا (4)	69	23	2001
Irاندوبا	Manacapupú (4)	69	80	2001

Tabela 6.1 - Programa Decenal de Transmissão 2000/2009
Sistemas Isolados da Região Norte - Principais Obras de Transmissão
(continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
SUPRIMENTO AO ACRE/RONDÔNIA				
Sistema ELETRONORTE				
Ji-Paraná	Pimenta Bueno	230	127	2001
Pimenta Bueno	Vilhena	230	191	2001
Porto Velho I	Abunã	230	190	2001
Abunã	Rio Branco	230	304	2001
Samuel	Ariquemes	230	155	2002
Ariquemes	Ji-Paraná	230	165	2006
Sec LT PVI/Abunã	Universidade	230	1	2006
Abunã	Guajará-Mirim	138	137	2001
Tangará	São Francisco	69	15	2001
Rio Branco	Tangará	69	12	2001
Rio Branco	São Francisco	69	14	2001
Sistema CERON				
Cacoal	Pimenta Bueno	138	41	2001
Alvorada D'Oeste	São Miguel (5)	138	38	2001
SE Pimenta Bueno (ELN)	SEP.Bueno (CERON)	138	5	2001
Presidente Médice	Alvorada (5)	138	50	2002
Colorado	Cerejeiras	138	40	2005
SE Ji-Paraná (ELN)	SE j\Ji-Paraná (CERON)	69	10	2002
Ji-Paraná	Ouro Preto C2	69	42	2004
SE Ariquemes (ELN)	SE Ariquemes(CERON)	69	5	2005
Ouro Preto	Mirante da Serra	69	62	2009
UTE-Vilhena	SE-Vilhena	34,5	2,5	2000
Ariquemes	Cacaulândia (6)	34,5	32	2000
Ariquemes	Rio Crespo (6)	34,5	19	2000
Ariquemes	Alto Paraíso (6)	34,5	29	2000
São Miguel	Seringueiras	34,5	38	2001
Seringueiras	São Francisco	34,5	68	2001
Rolim de Moura	Novo Horizonte	34,5	16	2001
Monte Negro	Campo Novo	34,5	60	2001
Porto Velho	Jaci-Paraná	34,5	90	2001
Alvorada D'Oeste	Urupa	34,5	30	2002
Ouro Preto	Teixeirópolis	34,5	30	2002
Migrantópolis	Nova Brasilândia	34,5	5	2006
Ouro Preto	Vale do Paraíso	34,5	42	2007
Santa Luzia	São Felipe	34,5	24	2007
SUPRIMENTO AO AMAPÁ				
Sistema ELETRONORTE				
Central	Tartarugalzinho	138	84	2000
Central	Laranjal do Jari	138	190	2000
Central	Santana	138	108	2001
Santana	Equatorial	69	16	2000
Tartarugalzinho	Trevo (Amapá)	69	66	2000
Trevo (Amapá)	Calçoene	69	56	2000
Trevo (Amapá)	Amapá	69	11	2000
Santana	Macapá I	69	16	2002 (4)
Macapá I	Macapá II	69	8	2002 (4)
Macapá I	Equatorial	69	8	2003 (4)
Equatorial	Macapá II	69	16	2003 (4)
SUPRIMENTO A RORAIMA				
Sistema ELETRONORTE				
Fronteira (Venezuela)	Boa Vista	230	195	2000 (7)
Boa Vista	Floresta	69	17	2000 (7)
Boa Vista	Centro	69	24	2000 (7)
Floresta	Centro	69	6	2000

Fonte: Eletrobrás - MME

- (1) Seccionamento de LT existente, para alimentação de nova SE.
- (2) Implantação condicionada à expansão de geração pós na UTE Mauá.
- (3) A expansão do sistema deverá ser reavaliada em função do processo de privatização e da expansão da geração após 2001.
- (4) Em análise/reavaliação.
- (5) LT isolada em 138 kV, inicialmente operando em 69 kV.
- (6) Pára-Raio Energizado (PRE).
- (7) Energizada, em 1999, para testes e comissionamento, a partir do parque térmico de Boa Vista. Aguardando a conclusão do trecho da Venezuela.

A expansão do sistema deverá ser reavaliada após o processo de privatização do setor elétrico e da expansão da geração a partir de 2002.

O mapa da Figura 6.1 retrata o sistema isolado da região norte:

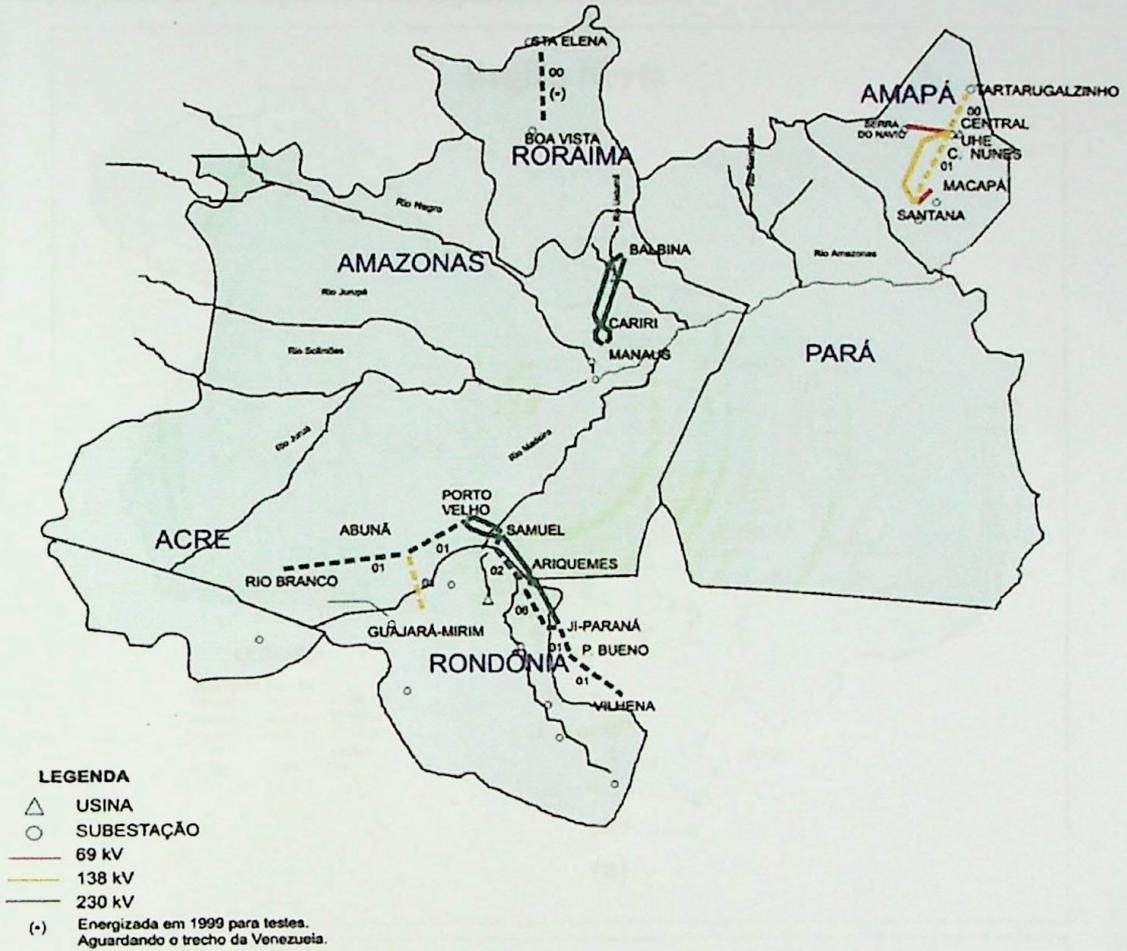
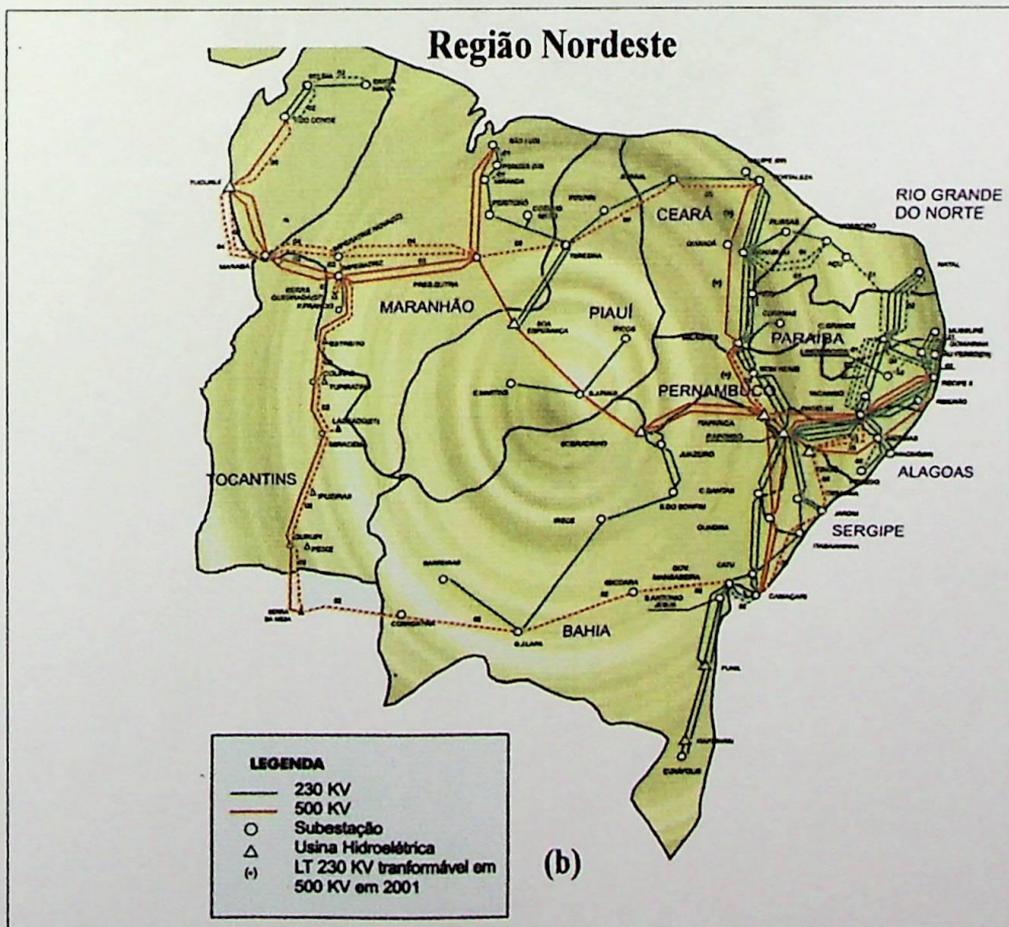
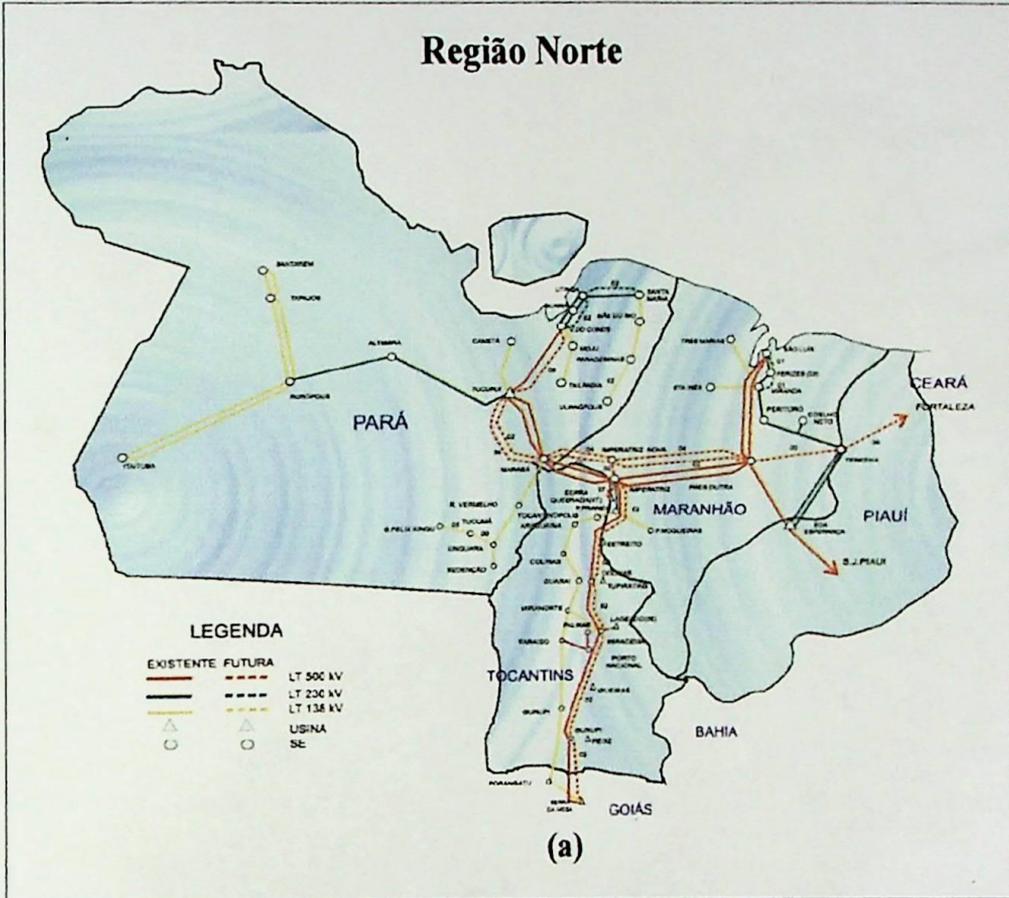


Figura 6.1 - Sistemas Isolados da Região Norte

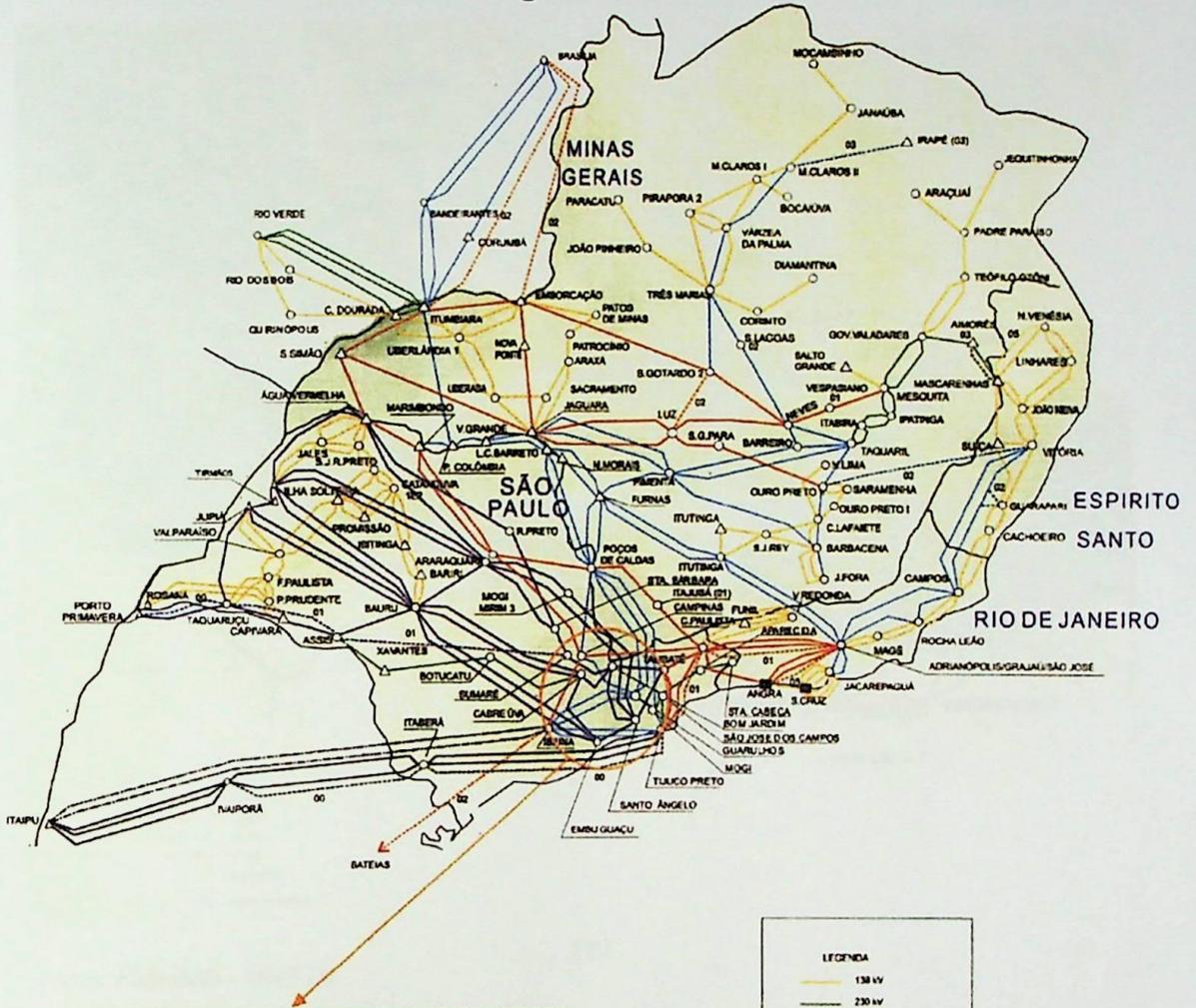
Com o aumento da participação do gás natural na Matriz Energética Nacional, o MME decidiu priorizar a utilização do gás da Bacia do Rio Solimões para a expansão de energia na região norte.

6-2 - Os Sistemas Interligados das Regiões Norte, Nordeste, Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Entre Regiões

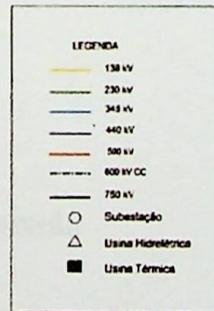
Os mapas mostrados na Figura 6.2, retratam os sistemas interligados do País, com as obras do sistema de transmissão e subtransmissão já existentes e aquelas que fazem parte do planejamento da expansão do sistema.



Região Sudeste

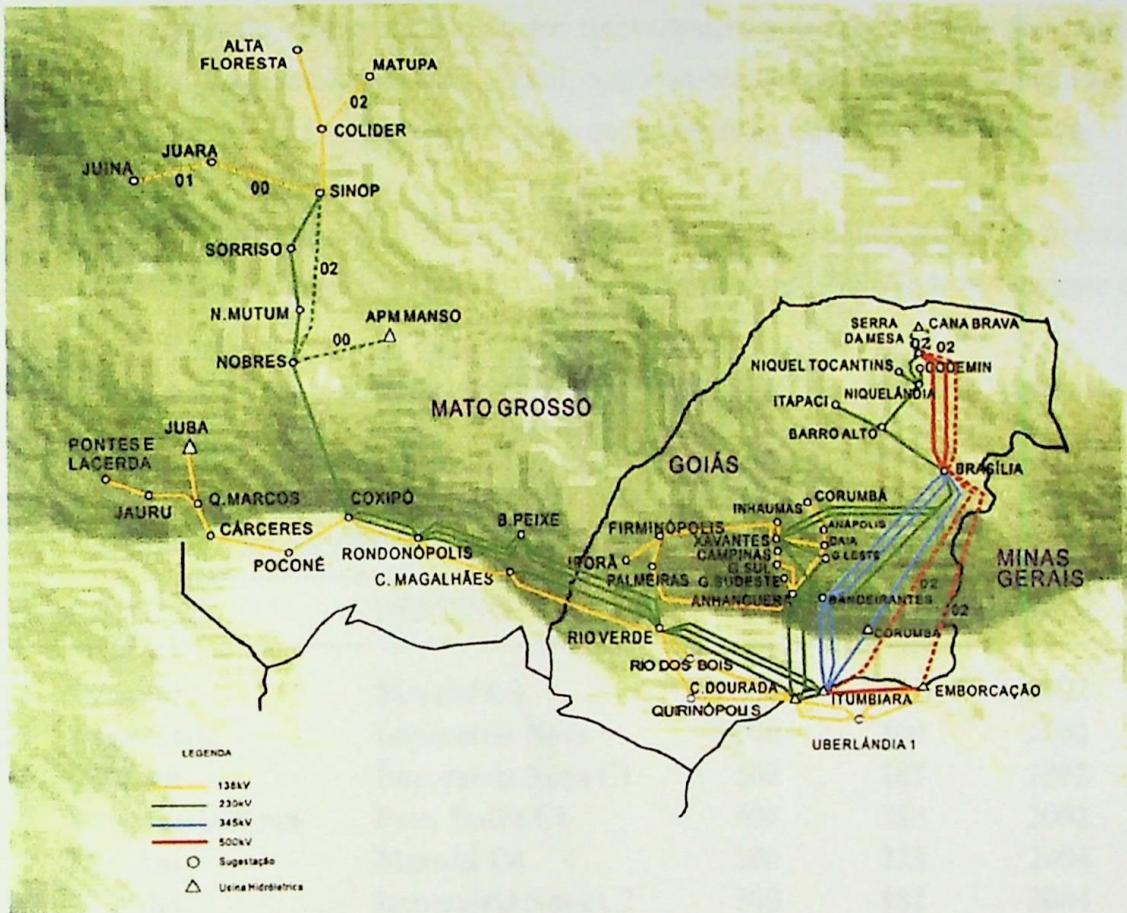


DETALHE DA GRANDE SÃO PAULO



(d)

Região Centro-Oeste



(e)

Fonte: Eletrobrás - MME (8)

Figura 6.2 - Sistemas de Transmissão

- (a) Região Norte
- (b) Região Nordeste
- (c) Região Sul
- (d) Região Sudeste
- (e) Região Centro-Oeste

Em função das dimensões continentais do País, torna-se de fundamental importância o investimento na expansão do sistema interligado entre regiões do País.

A integração energética entre regiões, também em função do racionamento do setor nos últimos tempos, tornou-se uma ferramenta eficaz no planejamento do sistema de transmissão, não só em função dos aproveitamentos das diversidades dos ciclos hidrológicos das diversas regiões do Brasil, como também da previsão do suprimento de energia através do gás, primordialmente, no que se refere ao Gasoduto Brasil-Bolívia.

As Tabelas 6.2 a 6.7, mostram as principais obras de planejamento do sistema de transmissão das regiões interligadas Norte/Nordeste, Norte/Sul, Sudeste/Nordeste e Sul/Sudeste:

Tabela 6.2 - Interligação Norte/Nordeste
Principais Obras de Transmissão

LINHAS DE TRANSMISSÃO

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
Tucuruí	Marabá C3	500	223	2002
Imperatriz	Imperatriz Nova	500	100	2002
Marabá	Imperatriz Nova C1	500	182	2002
Imperatriz Nova	Pres. Dutra C1	500	388	2002
Tucuruí	Marabá C4	500	223	2004
Marabá	Imperatriz Nova C2	500	182	2004
Imperatriz Nova	Pres. Dutra C2	500	388	2004
SUBESTAÇÕES				
SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO	kV	MVA _r	ANO
Imperatriz Nova	Comp. Série	500	451	2002
	Comp. Série	500	451	2004
Marabá	Comp. Série	500	283	2002
	Comp. Série	500	283	2004
Pres. Dutra	Comp. Série	500	451	2002
	Comp. Série	500	356	2002
	Comp. Série	500	451	2004
	Comp. Estático	500	(-200 + 200)	2004

Fonte: Eletrobrás - MME

Com a entrada em operação da Usina de Tucuruí 2, prevista para o final de 2002, deverá ser implantado o terceiro circuito da linha de transmissão de 500 kV entre as subestações de Tucuruí e Presidente Dutra.

Tabela 6.3 - Interligação Norte/Sul
Principais Obras de Transmissão

LINHAS DE TRANSMISSÃO

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
Imperatriz	Colinas C2	500	343	2002
Colinas	Miracema C2	500	173	2002
Miracema	Gurupi C2	500	255	2002
Gurupi	Serra da Mesa C2	500	257	2002
Serra da Mesa	Samambaia C3	500	248	2002
Samambaia	Itumbiara	500	300	2002
Samambaia	Emborcação	500	280	2002
SUBESTAÇÕES				
SUBESTAÇÃO	kV	COMP. SÉRIE (MVA_r)*		ANO
Imperatriz	500	161		2002
Colinas	500	161		2002
Miracema	500	161		2002
Gurupi	500	161		2002
Serra da Mesa	500	108		2002

() Os valores da compensação série estão em processo de reavaliação.*

Fonte: Eletrobrás - MME

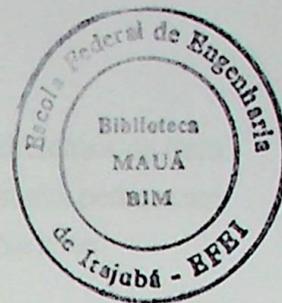
Tabela 6.4 - Interligação Sudeste/Nordeste
Principais Obras de Transmissão

LINHAS DE TRANSMISSÃO

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
Serra da Mesa	Correntina	500	294	2002
Correntina	Bom Jesus da Lapa II	500	250	2002
Bom Jesus da Lapa II	Ibicoara	500	255	2002
Ibicoara	Gov. Mangabeira	500	251	2002
SUBESTAÇÕES				
SUBESTAÇÃO	kV	EQUIPAMENTOS		ANO
Serra da Mesa	500	3 Reatores de linha (monof)-50MVA		2002
Correntina	500	4 Reatores de barra (monof)-33MVA		2002
		7 Reatores de linha (monof)-50MVA		2002
Bom Jesus da Lapa II	500	7 Reatores de linha (monof)-50MVA		2002
	500	Compensador estático (-140.200)MVA		2002
	500/230/13,8	6 Autotrafos. (monof)-100MVA		2002
Ibicoara	500	4 Reatores de barra (monof)-33MVA		2002
	500	7 Reatores de linha (monof)-50MVA		2002
Gov. Mangabeira	500	4 Reatores de linha (monof)-50MVA		2002
	500/230/13,8	7 Autotrafos (monof)-200MVA		2002

Fonte: Eletrobrás - MME

**Tabela 6.5 - Interligação Sul/Sudeste
Principais Obras de Transmissão**



LINHAS DE TRANSMISSÃO (1)

ORIGEM	DESTINO	kV	Km	ANO
Ivaiporã	Itaberá (*)	750	266	2000
Itaberá	Tijuco Preto (*)	750	313	2000
Curitiba	São Paulo	500	285	2001

(*) Obras de responsabilidade de FURNAS.

(1) Estas obras já estão incluídas nos itens relativos aos Sistemas Regionais Sul e Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Eletrobrás - MME

Tabela 6.6 - Subestações

SUBESTAÇÃO	kV	EQUIPAMENTOS	ANO
Ivaiporã (*)	750	3 Cap. Série(monof)-352 MVar	2000
Itaberá (*)	750	3 Cap. Série(monof)-414 MVar	2000
Tijuco Preto (*)	750/345	Autotrafo 1500 MVA	2000
	345	Cap. Shunt 200 MVar	2000
	750	Reator 330 MVar	2000
	345	Cap. Shunt 2x200 MVar	2001
	750/345	Autotrafo 1500 MVA	2001
	345	Cap.Shunt 2x200 MVAR	2002
	345	Comp. Estática 300 MVAR	2002
Ibiúna	500/345	Autotrafo 560 MVA (**)	2001

(*) Obras de responsabilidade de FURNAS

(**) Potência sujeita a reavaliação

Fonte: Eletrobrás - MME

Tabela 6.7 - Interligação Sul/Sudeste

LINHAS DE TRANSMISSÃO ADICIONADAS AO SISTEMA (KM) (1)

SISTEMA kV	750	500	440	345	230
Interligação Sul/Sudeste	579	285	--	--	--
TOTAL	579	285	--	--	--
CAPACIDADE INSTALADA EM SUBESTAÇÕES ADICIONADAS AO SISTEMA (MVA) (1)					
Interligação Sul/Sudeste	3000	560			
TOTAL	3000	560			

(1) Estas obras já estão incluídas nos itens relativos aos Sistemas Regionais Sul e Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Eletrobrás - MME

Para o ano de 2008, está prevista a construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte com capacidade de 11.000 MW. O sistema de transmissão, em estudo, permite um escoamento de 750 kV para o Nordeste e em corrente contínua para o Sudeste.

6.3 - Interligações Internacionais

Está em operação, na cidade de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, a primeira obra de interligação elétrica Brasil - Argentina. Trata-se de uma estação conversora de frequência, do tipo Back to Back, de 50 MW, e de uma linha de transmissão de 132 kV, ligando a conversora à cidade de Passo de Los Libres no lado Argentino.

Os cenários para intercâmbio de energia entre o Brasil e a Argentina, com a instalação de uma capacidade de 3.000 MW de potência estão divididos em três etapas:

- Intercâmbio de 1.000 MW, com entrada em operação em 2002, através da linha de transmissão em 500 kV com 150 km do lado argentino e 375 km no lado brasileiro, interligando as subestações Rincon e Garabi (Argentina) e Santo Ângelo e Itá (Brasil).
- Acréscimo de mais de 1.000 MW através da duplicação desta linha de transmissão de 5.000 kV com mais 147 Km de extensão, entre Garabi e Santo Ângelo.
- Acréscimo de mais 1.000 MW no intercâmbio de energia, a partir de 2003, através de uma linha de transmissão também em 5.000 kV, com 175 Km de extensão, interligando Santo Antonio do Sudeste à Salto Caxias.

Está sendo realizada a primeira interligação entre os sistemas elétricos do Brasil e Uruguai com a instalação de uma conversora de frequência, 50/60 Hertz, de 70 MW, entre as cidades de Riviera (Uruguai) e Santana do Livramento (Brasil), com o objetivo de otimizar a operação energética dos dois países, melhorando o atendimento a região sul, em especial ao estado do Rio Grande do Sul.

Através de um sistema de transmissão de 400/230 kV, que liga a Venezuela ao Brasil, com cerca de 780 Km de extensão, estará sendo feito o atendimento energético para o estado de Roraima.

O sistema de transmissão, partindo da região de Macáguas, passando pelas localidades de Tumereno, Las Claritas e Santa Elena de Vairen, na Venezuela, até atingir Boa Vista, tem 780 Km de extensão, dos quais 195 Km do lado brasileiro está concluído desde setembro de 1999.

Este sistema ampliará a oferta confiável de energia elétrica em Boa Vista, permitindo a desativação de grande parte do parque gerador atual, ficando como reserva apenas algumas unidades para atendimento emergencial no caso de indisponibilidade da linha Venezuela/Boa Vista. A capacidade do sistema é de 200 MW e é suficiente para atender a demanda do Estado de Roraima por mais de 15 anos.

Capítulo 7 - A Distribuição de Energia Elétrica

7-1 - Introdução

Até o ano de 1997, o setor privado já era proprietário de 30% das empresas do setor de distribuição de energia elétrica do país. Hoje, este percentual atingiu cerca de 59%. Considerando os esforços de planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia, será necessário incrementar o perfil dos investimentos da distribuição visando não só a ampliação do setor na Matriz Energética como também a melhoria na qualidade de atendimento do consumidor final.

O sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro conta com 59 empresas distribuidoras, abrangendo a tensão de 34,5 kV, considerando-se a distribuição urbana e rural também com 2,3 a 25 kV. São sistemas predominantemente do tipo aéreo, existindo, em algumas capitais do País sistemas do tipo subterrâneo.

Até o final de 2000, a distribuição urbana e rural possui uma extensão de rede de média tensão com 1.260.000 Km, a baixa tensão com 640.000 Km, com, aproximadamente, 2 milhões de transformadores instalados, com uma potência equivalente a 75.000 MVA.

7-2 - Sistemas de Distribuição Urbana e Rural

O consumo de energia elétrica no segmento de distribuição de energia abrange todos os consumidores das classes que são atendidas nos níveis de tensão A4, que abrange as tensões de 2,3 a 25 kV e os níveis de baixa tensão. Em 2000, o consumo total da distribuição ficou em torno de 232 TWh, conforme registrado no gráfico da Figura 7.1.

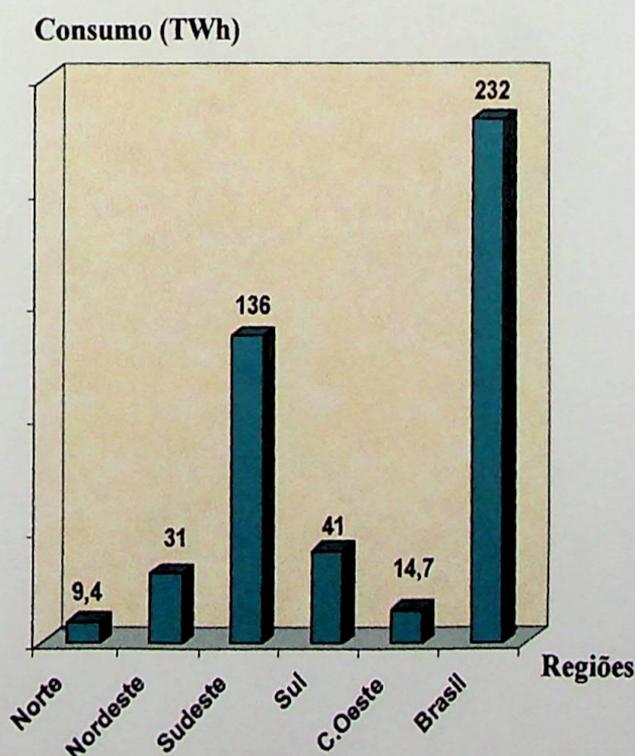


Figura 7.1 - Consumo por Região em 2000

Com o racionamento de energia registrado durante o ano de 2001, o consumo total do Brasil sofre uma redução em torno de 17,5%, caindo para 192 TWh.

A demanda de energia registrada em 2000 tem os valores estimados em 20.660 MW, para a região sudeste do país, conforme mostra a Figura 7.2.

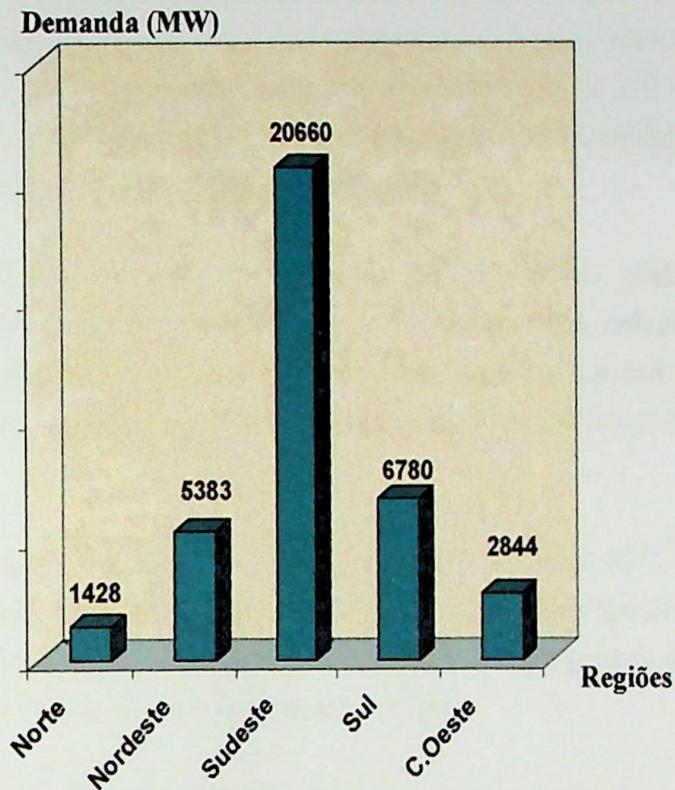


Figura 7.2 - Demanda por Região em 2000

O número de consumidores atual, estimados em milhões, é mostrado na Figura 7.3.

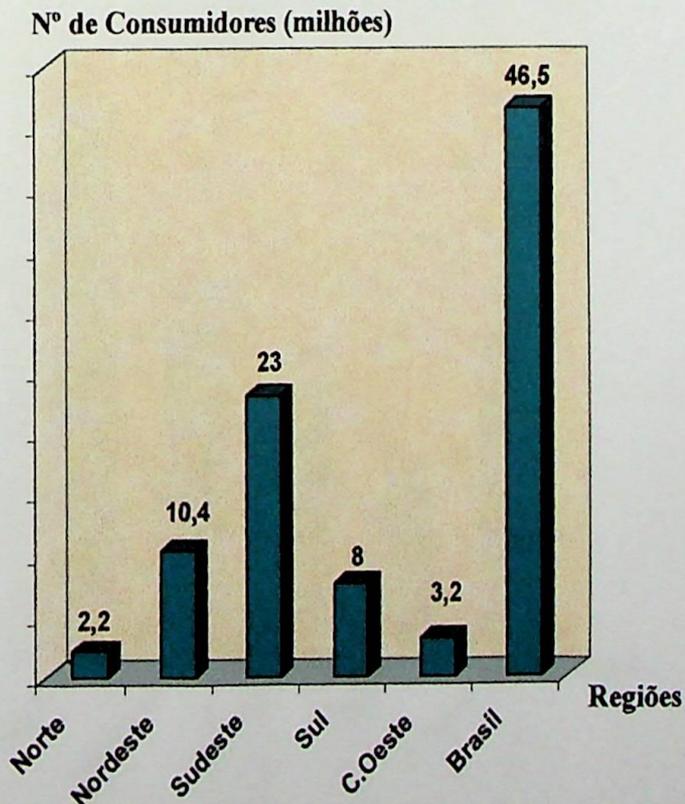


Figura 7.3 - Número de Consumidores em Milhões por Região em 2000

Com a evolução da economia e o crescimento conseqüente do número de consumidores, espera-se um incremento do perfil de investimentos no setor da distribuição de energia para os próximos anos.

Um dos problemas principais do sistema de distribuição urbana de energia no Brasil são as perdas de energia, o que vem ocasionando expressivas quedas de receita das empresas concessionárias, além da eficiência energética que é sensivelmente prejudicada. Durante o ano de 1997, a energia requerida pelo sistema total foi de 330 TWh, enquanto o consumo registrado foi de 276 TWh, o que resultou num valor total das perdas de 54 TWh, ou seja, 16,36% do sistema global de distribuição.

A partir dos trabalhos viabilizados pelo PROCEL, com estudos de implementação de um processo de conservação de energia racional, reduzindo sensivelmente as perdas do sistema e as ações de combate direto às perdas realizado pelas empresas distribuidoras, principalmente, aquelas já privatizadas, as perdas foram reduzidas para 15,6 % em 1998.

A partir de 1998, através da Resolução ANEEL 242/98 de 24/07/98, as empresas distribuidoras de energia passaram a aplicar 1% de suas receitas operacionais anuais, calculado com base nos valores apurados no ano anterior, em programas de aumento da eficiência energética no uso e na oferta de energia elétrica.

Desde então, houve um declínio dos índices percentuais de perdas da distribuição, conforme o gráfico da Figura 7.4, até o ano de 2000.

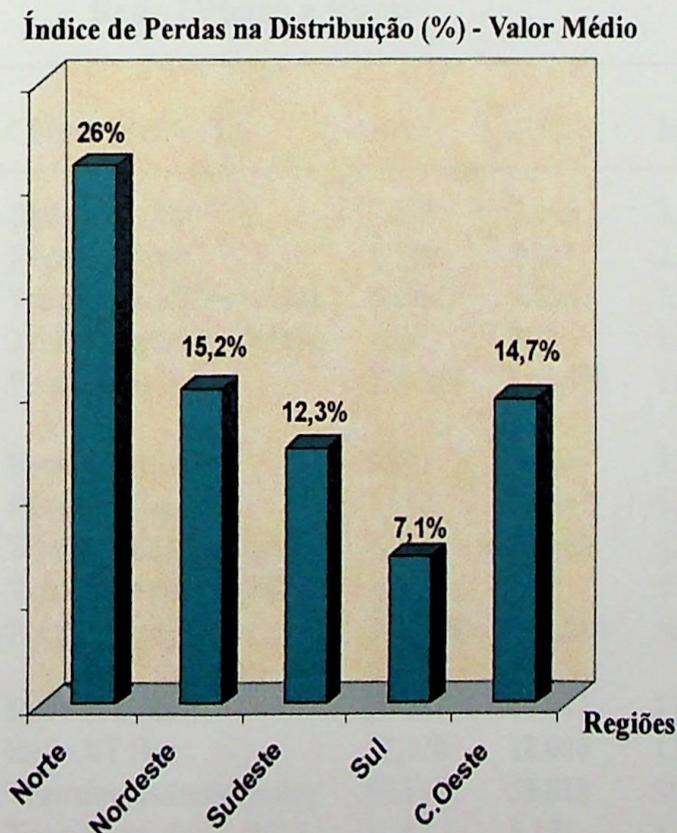


Figura 7.4 - Índices de Perdas na Distribuição por Região

7-3 - Expansão dos Sistemas de Distribuição

O programa de expansão da distribuição prevê a implantação de 390 mil Km de redes de distribuição de energia, com 4.700 mil postes e 545 mil transformadores a serem instalados num horizonte de 3 anos.

Desde total, 54% referem-se à rede aérea urbana, 45% à rede rural e 1% à rede subterrânea. Nas Tabelas 7.1 e 7.2, são apresentados as metas físicas das obras de distribuição até o ano de 2004.

**Tabela 7.1 - Obras em Sistemas de Distribuição Urbana 2001/2004
Rede Subterrânea (Km)**

REGIÃO	2001	2002	2003	2004
NORTE	--	--	--	--
NORDESTE	--	--	--	--
SUDESTE	711	666	670	676
SUL	8	5	6	5
C. OESTE	57	59	61	61
BRASIL	776	730	737	742

**Tabela 7.2 - Obras em Sistemas de Distribuição 2001/2004
Rede Urbana e Rural**

REGIÃO	COMPONENTES	2001	2002	2003	2004
NORTE	Rede MT (km)	7.699	7.666	3.371	3.305
	Rede BT (km)	1.956	2.021	2.142	2.116
	Transformadores (unid)	9.396	9.465	7.791	7.106
	Transformadores (MVA)	283	289	264	269
	Postes (unid)	137.261	136.693	143.465	142.967
NORDESTE	Rede MT (km)	9.021	8.016	7.796	8.284
	Rede BT (km)	7.017	6.454	6.305	6.686
	Transformadores (unid)	13.313	12.668	12.540	13.262
	Transformadores (MVA)	480	466	471	496
	Postes (unid)	205.492	189.548	182.169	195.899
SUDESTE	Rede MT (km)	20.131	19.622	19.077	14.957
	Rede BT (km)	12.470	12.024	12.092	10.900
	Transformadores (unid)	60.395	58.818	58.855	46.260
	Transformadores (MVA)	3.158	3.134	3.183	3.143
	Postes (unid)	337.729	329.712	326.478	271.978

**Tabela 7.2 - Obras em Sistemas de Distribuição 2001/2004
Rede Urbana e Rural (continuação)**

REGIÃO	COMPONENTES	2001	2002	2003	2004
SUL	Rede MT (km)	8.099	8.195	7.372	7.504
	Rede BT (km)	4.748	4.877	4.094	5.043
	Transformadores (unid)	16.387	16.662	15.494	15.928
	Transformadores (MVA)	563	578	576	594
	Postes (unid)	155.206	158.042	151.922	155.744
C. OESTE	Rede MT (km)	7.996	7.386	7.349	7.400
	Rede BT (km)	2.068	2.007	1.098	1.940
	Transformadores (unid)	13.225	12.635	12.352	12.494
	Transformadores (MVA)	389	374	357	363
	Postes (unid)	126.484	117.237	114.849	115.679
BRASIL	Rede MT (km)	52.946	50.885	44.920	41.450
	Rede BT (km)	28.259	27.383	27.351	26.685
	Transformadores (unid)	112.716	110.248	106.332	95.050
	Transformadores (MVA)	4.873	4.841	4.851	4.865
	Postes (unid)	962.172	931.232	918.883	882.267

Observa-se que as maiores participações previstas ficam com as regiões Sudeste (40%), Noroeste (21%) e Sul (16%). As regiões Centro-Oeste e Norte, aparecem com 13% e 10%, respectivamente.

O Programa “Luz no Campo” foi lançado por decreto presidencial em 02/12/99 e tem como objetivo principal contribuir para o desenvolvimento sócio-econômico, tecnológico e ambiental da área rural, mediante o acesso pelo homem do campo aos benefícios decorrentes da energia elétrica fixando-se em seu lugar de origem e, ainda, integrar os diversos órgãos e instituições envolvidos com a questão energética rural em um programa participativo.

A principal fonte de recursos para o “Luz no Campo” será a reserva global de reversão (RGR), com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e do Banco Mundial (BIRD).

O total da rede rural a ser implantada nos próximos anos apresenta o maior volume de obras com 32% para a região Sudeste, seguida da região Nordeste com 21% e da região Centro-Oeste com 20%.

7-4 - A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE

Originários do Comitê de Distribuição - CODI, com atuação destacada na década de setenta, a ABRADEE foi criada em 1995, com o intuito de prestar serviços de apoio às empresas distribuidoras de energia do país, através da realização das atividades necessárias à coordenação dos trabalhos de preparação de estudos de suporte às decisões políticas, estratégicas e operacionais, a capacitação e desenvolvimento no campo tecnológico e o apoio jurídico, técnico e comercial em todas as áreas da distribuição de energia.

Os associados da ABRADEE respondem por mais de 96% do mercado brasileiro de energia elétrica, num total de 46 milhões de consumidores, com consumo atual de 275.000 GWh e faturamento líquido de R\$ 33 bilhões.

Com o objetivo prioritário de contribuir para o desenvolvimento do novo quadro regulamentar do Setor Elétrico Brasileiro, a ABRADEE atua em parceria direta com o Operador Nacional do Sistema - ONS e com o **Mercado Brasileiro de Energia**, segundo as orientações da ANEEL e órgãos do Ministério de Minas e Energia.

Os estudos de capacitação e desenvolvimento tecnológico são realizados com o apoio de institutos de pesquisa e fundações de ensino, além das universidades e escolas técnicas do país.

Os grupos de trabalho formados pela ABRADEE são responsáveis pelo desenvolvimento dos projetos prioritários para a distribuição de energia e são financiadas pelas próprias empresas, o que permite um processo de intercâmbio de informações tecnológicas.

Este trabalho vem permitindo um grande avanço nas relações técnicas entre as empresas nacionais e internacionais, contribuindo para o desenvolvimento do setor.

Capítulo 8 - A Matriz Energética Brasileira e os Aspectos Ambientais

8-1 - Introdução

Os aspectos ambientais, uma das preocupações mundiais, têm direcionado todos os projetos que impliquem em impactos ao meio ambiente nos últimos anos. O setor de energia elétrica, também por suas características especiais, vem desenvolvendo estudos que incorporam os aspectos de conservação ao meio ambiente no planejamento da expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os conceitos de desenvolvimento sustentável já fazem parte das políticas nacionais em conformidade com a constituição da república.

Na nova Matriz Energética Brasileira, a análise dos aspectos sócio-ambientais tem como função primordial indicar, com visão preventiva, as incertezas e os riscos associados à implantação dos empreendimentos para o setor de energia.

São considerados em todos os projetos:

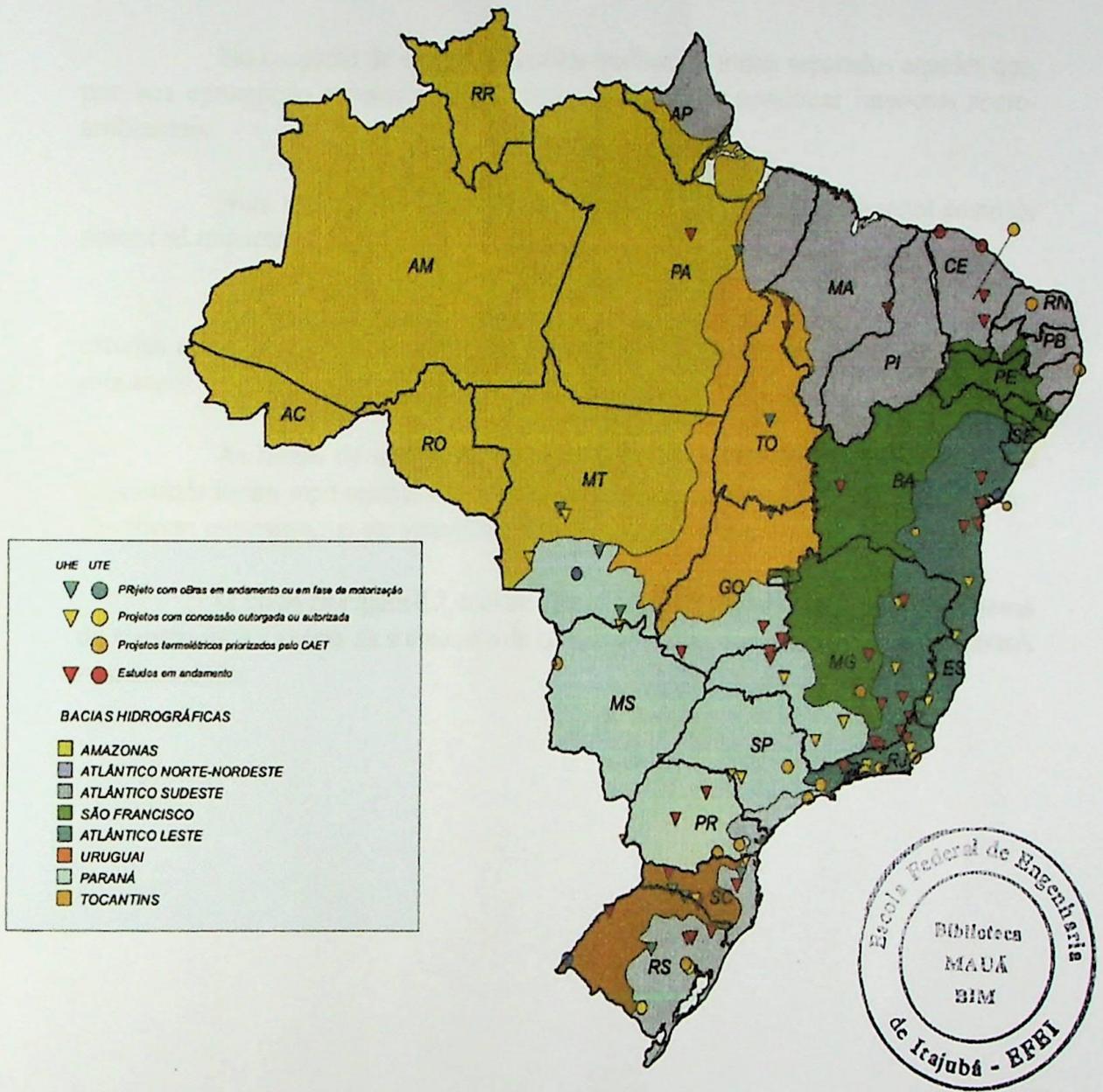
- A cronologia dos processos de licenciamento ambiental;
- A magnitude dos impactos sócio-ambientais;
- A possibilidade de conflitos com a sociedade;
- A articulação necessária para a viabilização sócio-política do empreendimento.

8-2 - Aspectos Ambientais nos Empreendimentos de Geração

A análise dos aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos da geração considerou os projetos hidrelétricos, termelétricos e eólicos indicados no planejamento do sistema interligado da seguinte forma:

- Projetos com obra em andamento ou em fase de motorização;
- Projetos com concessão ortogada ou autorizada;
- Projetos termelétricos priorizados pelo CAET;
- Estudos em andamento.

A necessidade dos dados atualizados para os projetos determinou a implementação de um processo de informações ambientais, através da elaboração de uma matriz da análise dos aspectos sócio-ambientais relevantes, que foram enviados às empresas responsáveis pelos projetos em forma de consulta direta. No mapa da Figura 8.1, é apresentada a localização dos empreendimentos da geração de energia.



Fonte: Eletrobrás - MME

Figura 8.1 - Localização dos Empreendimentos de Geração



8-3 - Aspectos Ambientais nos Empreendimentos de Transmissão

O planejamento das obras de transmissão para o período 2003/2009 permite a adoção de medidas a longo prazo que visem a proteção ambiental necessária aos empreendimentos.

No conjunto de empreendimentos analisados, foram separados aqueles que, por sua concepção e características técnicas, poderiam ocasionar impactos sócio-ambientais.

Num universo de 332 projetos analisados, 138 foram considerados como de potencial impacto ambiental.

Nesse grupo, podem ser encontrados empreendimentos que devem apresentar estudos ou ações ambientais, independentemente de demandas de órgãos licenciadores estaduais.

As linhas de transmissão e subestações que possuem informações sócio-ambientais foram representadas em verde, enquanto que aquelas sem nenhuma informação foram representadas em vermelho.

O mapa da Figura 8.2, mostra a localização dos empreendimentos do sistema de transmissão e apresenta a unidades de conservação e as diversas formações florestais remanescentes.

8-4 - Considerações Importantes

A importância da incorporação da dimensão ambiental no planejamento da Matriz Energética Brasileira foi confirmada pela análise dos aspectos sócio-ambientais dos empreendimentos a serem realizados, apesar das dificuldades com relação à disponibilidade de informações ambientais associadas aos projetos, não se tem dúvidas da relevância da análise do tema atualmente, mesmo considerando-se que o processo de avaliação torna os resultados encontrados relativos.

Embora exista uma gama de situações diferenciadas quanto ao licenciamento ambiental, à magnitude dos impactos ambientais e à complexidade sócio-política dos projetos, verifica-se que há uma quantidade significativa de projetos que estão sob diferentes condições de alerta, exigindo uma maior atenção dos planejadores do setor elétrico quanto a viabilização destes projetos.

Como forma de otimizar a análise dos aspectos sócio-ambientais nos processos de planejamento para o setor de energia, constata-se a necessidade de:

- Aprimorar o processo de obtenção e atualização das informações ligadas ao meio ambiente e sua adequação ao novo cenário;
- Aprimorar a metodologia de avaliação, que considere todos os aspectos recíprocos para a implantação do empreendimento;
- Sistematizar um banco de dados;
- Implementar um sistema de informações geográficas, considerando incorporação de informações sobre o ecossistema e as ocupações populacionais, propiciando análises instrumentalizadas por mapas, imagens e dados georeferenciados;
- Estabelecer uma maior integração entre as áreas de planejamento e meio ambiente nas empresas;
- Estabelecer uma efetiva participação das empresas responsáveis pelos projetos e dos demais agentes envolvidos, considerando as mudanças institucionais do setor.

Capítulo 9 - Conclusões

A crise de energia elétrica que estamos atravessando deu uma grande lição ao Brasil. O racionamento de energia seguido de alguns “Apagões” nos ensinou a poupar energia, entender os mecanismos que pregam a eficiência energética e, principalmente, nos municiou de informações objetivas para que possamos “vigiar” o Sistema Elétrico Nacional.

Ao mesmo tempo que descobrimos que existe um espaço importante para os consumidores reduzirem o consumo sem abrir mão do conforto, provou-se, afinal, que o consumidor brasileiro esbanjava energia elétrica. De positivo, aprendemos a usar a energia de forma racional e, também, que a racionalização é um processo que não tem volta, principalmente, em função dos preços crescentes das tarifas de energia provocadas pelo fim dos subsídios governamentais e pelas conseqüências do próprio racionamento.

Porém, isso não é suficiente para que se obtenha sucesso com a Nova Matriz Energética Nacional. A racionalidade energética não se resume às ações dos consumidores de instalar lâmpadas eficientes e desligar o freezer. A gestão da demanda deve ser tratada como uma questão básica de política energética para os planejadores do Sistema Elétrico Brasileiro.

Espera-se uma nova estrutura para o Ministério de Minas e Energia que seja capaz de gerenciar e acompanhar o Setor. Até então o modelo da Nova Matriz Energética previa a participação maciça do setor privado, com o conseqüente aumento da concorrência entre as empresas do setor e a liberalização das tarifas de energia. A construção de usinas seria um investimento privado e as empresas competiriam entre si na geração de energia e os preços poderiam variar de acordo com a fonte de energia (Hidrelétrica, Termelétrica e Alternativas). Pela lógica do modelo, a criação de um Mercado Atacadista de Energia, onde empresas pudessem vender energia livremente e pelo seu preço de mercado, tornaria o setor atrativo aos investidores privados. Desta forma, seria necessário criar regras claras para o Setor, atividade de responsabilidade da ANEEL.

Porém, durante a crise do racionamento verificou-se que o Ministério de Minas e Energia não está tecnicamente preparado para enfrentar o novo modelo, uma vez que foram identificadas algumas lacunas relativas às funções do Governo na área de energia e fragilidade do atual planejamento energético.

Está caracterizado que “Agências” e “Competição” são insuficientes para assegurar o suprimento energético e o atendimento das necessidades sociais. A nítida situação de inelasticidade da oferta de energia no curto prazo conspirava contra a existência de um mercado livre. Assim, naturalmente, o primeiro gargalo do sistema foi eliminado com a extinção do Mercado Atacadista de Energia - MAE.

O novo Mercado Atacadista de Energia - MAE será controlado pela ANEEL e não pelos agentes de mercado. Foi mantido o mesmo nome por questões contratuais. Outra preocupação recente, não prevista no modelo, é a regulamentação da energia velha, ou seja, aquela cujo investimento feito já foi pago e é gerada, principalmente, por hidrelétricas estatais, cujo custo básico é a água. Esse preço não mais será liberado a partir de 2003 em função da não privatização das geradoras. Na ausência de uma regulação correta, a venda desta energia barata poderia desestimular o investimento em novas usinas geradoras.

Será criado um fundo com recursos obtidos com o lucro que as geradoras federais conseguirem obter com a venda da energia velha que será destinado para investimentos no Setor, como os subsídios ao transporte de gás natural para termelétricas, subsídios para a geração alternativa de energia como a eólica e também para os gastos com a energia emergencial que vem das termelétricas e que ficará à disposição do Ministério de Minas e Energia até 2005.

Mesmo que não gerem energia, só o aluguel dessas usinas tem impacto estimado nas tarifas de 2%. Também como parte dos ajustes necessários ao novo modelo está a revisão das tarifas de transmissão. O aumento do volume de energia gerado próximo aos grandes centros de carga, o investimento permanente na proteção ao sistema e a ampliação do número de linhas de transmissão são iniciativas fundamentais diante da dimensão atual do Sistema Elétrico Brasileiro.

A recém criada Associação Brasileira de Empresas de Transmissão de Energia - ABRATE, recomenda a diversificação da transmissão do setor elétrico, dando maior possibilidade de interligação das regiões.

Atualmente, as restrições no sistema de transmissão impedem tanto o intercâmbio de energia entre os subsistemas nacionais como a importação de eletricidade de países vizinhos. Hoje, o País importa cerca de um mil MW da Argentina, mas essa eletricidade precisa disputar espaço nas linhas de transmissão com a geração do Sul e de Itaipu. De acordo com os estudos da ANEEL, para eliminar o problema de transmissão será necessário interligar 95% do mercado nacional.

No entanto, seria necessário criar um fundo de hedge (proteção) para os momentos em que não for possível transferir toda a energia gerada pelo Setor, como em determinadas ocasiões onde não haverá a necessidade de intercâmbio, as linhas ficarão ociosas.

Porém, está claro que não é somente com novas linhas de transmissão que se resolve o problema do Sistema Elétrico Brasileiro. É preciso novas obras de geração para garantir a competitividade no Setor.

“Não adianta ter novas linhas e não ter oferta de energia para injetar no sistema”.

Incentivar novos empreendedores de geração a partir do aumento da capacidade de transmissão entre os subsistemas está entre as prioridades dos ajustes para a nova Matriz Energética. Com a possibilidade de transferir energia para as demais regiões do País, os agentes sentiriam segurança para criar novos projetos.

Em contrapartida, a realidade da Matriz atual mostra que os investimentos na co-geração estão a pleno vapor. As empresas de açúcar e álcool investiram na ampliação da capacidade geradora de energia, de olho nos preços praticados no mercado de energia. Segundo a ANEEL, uma hidrelétrica consegue fornecer energia a até R\$ 80/MWh, os preços da termelétrica a gás estão em torno de R\$ 120/MWh, enquanto que uma termelétrica de biomassa de bagaço de cana chega a R\$ 100/MWh. Com os problemas de abastecimento de energia em 2001, as usinas investiram em projetos de geração, visando passar da auto suficiência à geração de excedentes.

Além de fornecer energia no período mais seco do ano no Centro Sul, de maio a novembro, as usinas de açúcar e álcool não gastam divisas com matérias primas, o que atraiu o interesse do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, principal parceiro dessas empresas no financiamento de projetos de co-geração. Como exemplo recente da importância da co-geração na nova Matriz está o Grupo Balbo de São Paulo, dono das usinas São Francisco e Santo Antônio, que criaram a empresa Bioenergia S/A e investiram R\$ 23 milhões, dos quais 70% financiados pelo BNDES, para aumentar a sua capacidade de gerar excedentes de 300 KWh para 20 MWh. Como resultado, a Usina São Francisco fechou contrato com a CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, para a venda de energia por 12 anos. Mais usinas estão negociando acordos de longo prazo.

Neste início de 2002, passados os momentos mais agudos da crise energética, se faz necessário retornar ao leito natural da política para o setor, que é o planejamento de médio e longo prazo. Deve-se adotar um modelo que seja capaz de incentivar a expansão da oferta de energia nos próximos anos para evitar que gargalos de oferta reduzam o potencial de crescimento da economia brasileira.

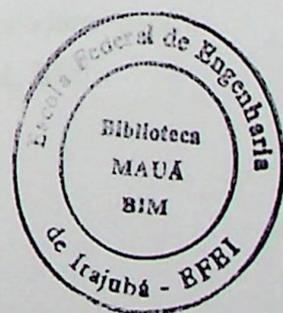
Nesse sentido, os princípios básicos do modelo que vinha sendo implementado não foram invalidados com o racionamento e os “Apagões” recentes. Não seria correto adotar agora uma visão que privilegiasse a intervenção estatal e a manutenção do setor público como investidor maior no Setor.

Novos investimentos deverão ser necessariamente gerados pelo setor privado, que, para tanto, deve contar com um ambiente regulatório adequado e com uma estrutura técnica, moderna e objetiva do Ministério de Minas e Energia.

Assim, seria mais propício falar em ajustes no modelo, e não na sua substituição por algo que, provavelmente, representaria a volta a um passado distante, quando o Setor Público Brasileiro operava sob a hipótese da inexistência de restrições orçamentárias.

Ao Estado caberá sempre mais, as tarefas de planejamento e coordenação, motivando e mobilizando recursos para a conservação de energia e para a pesquisa e exploração de fontes novas e limpas, como a energia dos ventos e a biomassa.

Com este justo equilíbrio, em pouco tempo, terá se tornado realidade o sonho de se ter em casa a chamada “Energia Light”, ou seja, aquela que se produz no quintal, podendo ser comercializada no mercadinho local, trazendo o crescimento sustentável para todas as regiões do País.



Referências Bibliográficas

- (1) - Abreu, Percy & Martinez, José Antonio. Gás Natural; o combustível do novo milênio. Porto Alegre, Plural Comunicações, 1999.
- (2) - América Economia, Santiago do Chile, Nambei Ltda, jan/jun 2000.
- (3) - ANEEL - Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas - 2000.
- (4) - Antonio Marcos R. Azevedo, Função Logística, Suprimento de Energia Elétrica Através de Gás Natural - Rio de Janeiro - 2000.
- (5) - Balanço Energético Nacional, MME, Brasília, 2001.
- (6) - BNDES, Cadernos de Infra-Estrutura: Petrobras, Rio de Janeiro, 2000.
- (7) - Brasil Energia Ltda: Rio de Janeiro - 2000 - Percy Lousada de Abreu e José Antonio Claudio T. Silva
- (8) - Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia - Plano Decenal de Expansão - 2000/2009 - Rio de Janeiro - 2000.
- (9) - Fadigas E. A. "Energia Eólica": Curso de Especialização Sobre o novo Ambiente Regulatório, Institucional e Organizacional dos Setores Elétrico e de Gás Natural - EFEI, USP e Unicamp - 2000.
- (10) - Krauze, Gilson & Pinto Junior, Helder - Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural - ANP - Rio de Janeiro - 2000.
- (11) - Vladimir Rafael M. Lobas, Análise Técnico Econômica e Reguladores para a Implementação da Geração Distribuída, Dissertação de Mestrado, Itajubá, 2000.