

# ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL





# ATLAS DE ENERGIA ELETRICA DO BRASIL





# ATLAS DE ENERGIA ELETRICA DO BRASIL

1ª Edição  
2002



© 2002 *by* titulares dos direitos da ANEEL e OMM

Direitos de edição da obra em língua portuguesa em todo o mundo adquiridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta obra pode ser apropriada e estocada em sistema de banco de dados ou processo similar, em qualquer forma ou meio, seja eletrônico, de fotocópia, gravação etc., sem a permissão do detentor do copirraite.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL  
SGAN - Quadra 603 - Módulos "I" e "J"  
Brasília - DF - 70830-030  
Tel: 55 (61) 426 5600 Ouvidoria: 0800 61 2010  
[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

**Catálogo na Fonte**  
**Centro de Documentação e Informação - CEDOC**

A265a Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).  
Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília : ANEEL, 2002.  
153 p. : il.  
1. Energia elétrica – Atlas - Brasil. 2. Potencial energético – Atlas - Brasil. 3. Setor elétrico – Atlas – Brasil. I. Título.  
  
CDU: 912:621.31(81)

## APRESENTAÇÃO

Com cerca de 8,5 milhões de quilômetros quadrados, mais de 7 mil quilômetros de litoral e condições edafoclimáticas extremamente favoráveis, o Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo. Se, por um lado, as reservas de combustíveis fósseis são relativamente reduzidas, por outro, os potenciais hidráulicos, da irradiação solar, da biomassa e da força dos ventos são suficientemente abundantes para garantir a auto-suficiência energética do país.

Contudo, apenas duas fontes energéticas – hidráulica e petróleo – têm sido extensivamente aproveitadas. Cerca de 90% do suprimento de energia elétrica do país provém de geração hidráulica, e o petróleo representa mais de 30% da matriz energética nacional. Apesar da importância dessas fontes, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro – crescimento da demanda, escassez de oferta e restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema – indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas.

Se do lado da oferta de energia as condições são relativamente confortáveis, do lado da demanda há enormes descompassos e desafios para a sociedade brasileira. Tanto na periferia de grandes centros urbanos como em regiões remotas e pouco desenvolvidas, as formas convencionais de suprimento energético não atendem às condições socioeconômicas da maior parte da população.

Portanto, o planejamento e a regulação da oferta de energia devem buscar formas de suprimento energético compatíveis com as potencialidades energéticas e as necessidades socioeconômicas nacionais e regionais. É preciso que cada fonte ou recurso energético seja estrategicamente aproveitado, visando à maximização dos benefícios proporcionados e à minimização dos impactos negativos ao meio ambiente e à sociedade.

No modelo atual do setor elétrico brasileiro, além das políticas e diretrizes nacionais, são elementos fundamentais para o bom funcionamento do mercado as regras de atuação e os mecanismos de regulação, entre os quais a disponibilização de informações consistentes e atualizadas a todos os agentes do setor. É necessário, porém, um sistema de informação eficiente e compatível com a dinâmica e as dimensões do setor.

Já existem vários e importantes sistemas de informação energética no Brasil. Mas é preciso melhorar a articulação entre as fontes provedoras e facilitar o acesso aos dados, a fim de evitar a destinação de recursos na provisão de dados e informações já existentes. Muitas vezes, dados coletados por uma instituição não são utilizados por outra(s), incorrendo em múltiplos, repetitivos e desconexos sistemas de informação.

Visando ao preenchimento dessa lacuna, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com o apoio da Organização Mundial de Meteorologia – OMM, está lançando a primeira edição do *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, disponibilizando aos agentes do setor e a toda a sociedade dados e informações sobre fontes e tecnologias de geração de energia elétrica, empreendimentos de geração e transmissão, assim como aspectos socioeconômicos de interesse do setor elétrico brasileiro.

A ampliação e o aprimoramento deste trabalho são fundamentais para a consolidação de uma base de dados georreferenciados – consistente e atualizada – sobre o setor de eletricidade no Brasil. Para isso, a ANEEL conta com o apoio e a colaboração das diversas empresas e instituições ligadas à área de energia elétrica, visando à consolidação de um instrumento prático e eficiente de auxílio à tomada de decisão e de mais um elo de comunicação entre os agentes do setor.

Essa base de dados será disponibilizada por meio de um sistema de acesso eletrônico, que possibilitará ao usuário a elaboração de mapas temáticos segundo as suas necessidades e conveniências. Além disso, os usuários poderão enviar dados, críticas e sugestões para a ampliação e a atualização da base de dados e o conseqüente aprimoramento do referido sistema.



## SUMÁRIO

Lista de Figuras .....	XI
Lista de Tabelas .....	XV
Lista de Siglas .....	XVII
<b>1 – INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 – Energia, Espaço Geográfico e Desenvolvimento .....	1
1.2 – Fontes e Sistemas de Informações Energéticas .....	2
1.3 – Geoprocessamento de Informações Energéticas .....	2
1.4 – Metodologia Empregada e Estrutura de Apresentação .....	3
<b>2 – ENERGIA SOLAR</b> .....	5
2.1 – Generalidades .....	5
2.2 – Radiação Solar .....	6
2.3 – Tecnologias de Aproveitamento .....	10
2.3.1 – Aproveitamentos Térmicos .....	10
2.3.2 – Conversão Direta da Radiação Solar em Energia Elétrica .....	10
2.4 – Projetos de Aproveitamento da Energia Solar no Brasil .....	12
2.4.1 – Aquecimento de Água .....	12
2.4.2 – Sistemas Fotovoltaicos .....	13
2.5 – Impactos Socioambientais .....	16
<b>3 – ENERGIA HIDRÁULICA</b> .....	17
3.1 – Generalidades .....	17
3.2 – Disponibilidade de Recursos Hidráulicos .....	18
3.3 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro .....	19
3.4 – Tecnologias de Aproveitamento .....	23
3.5 – Capacidade Instalada .....	25
3.6 – Centrais Hidrelétricas no Brasil .....	32
3.7 – Futuros Projetos Hidrelétricos no Brasil .....	38
3.8 – Pequenas Centrais Hidrelétricas .....	41
3.9 – Aspectos Socioambientais .....	45
<b>4 – BIOMASSA</b> .....	51
4.1 – Introdução .....	51
4.2 – Disponibilidade de Recursos, Produção e Consumo de Biomassa .....	51
4.3 – Tecnologias de Aproveitamento .....	54
4.4 – Geração de Eletricidade a Partir de Biomassa .....	55
4.5 – Centrais Termelétricas a Biomassa no Brasil .....	57
4.6 – Usinas e Sistemas de Co-geração .....	59
4.7 – Aspectos Socioambientais .....	61
<b>5 – ENERGIA EÓLICA</b> .....	63
5.1 – Generalidades .....	63
5.2 – Disponibilidade de Recursos .....	64
5.3 – Potencial Eólico Brasileiro .....	65
5.4 – Tecnologias de Aproveitamento – Turbinas Eólicas .....	67
5.5 – Capacidade Instalada no Mundo .....	68
5.6 – Energia Eólica no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro .....	68
5.7 – Impactos Socioambientais .....	73

## SUMÁRIO

<b>6 – PETRÓLEO</b> .....	75
6.1 – Generalidades .....	75
6.2 – Reservas, Produção e Consumo .....	75
6.3 – Uso de Derivados de Petróleo na Geração de Eletricidade .....	77
6.4 – Impactos Socioambientais .....	80
<b>7 – CARVÃO MINERAL</b> .....	81
7.1 – Generalidades .....	81
7.2 – Reservas, Produção e Consumo .....	81
7.3 – Tecnologias de Aproveitamento .....	84
7.4 – Geração Termelétrica a Carvão no Brasil .....	86
7.5 – Impactos Socioambientais .....	87
<b>8 – GÁS NATURAL</b> .....	89
8.1 – Generalidades .....	89
8.2 – Reservas, Produção e Consumo .....	89
8.3 – Geração Termelétrica a Gás Natural .....	91
8.4 – Centrais Termelétricas a Gás Natural no Brasil .....	92
8.5 – Impactos Socioambientais .....	97
<b>9 – ENERGIA NUCLEAR</b> .....	99
9.1 – Generalidades .....	99
9.2 – A Energia Nuclear no Contexto do Setor Elétrico Internacional .....	99
9.3 – A Energia Nuclear no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro .....	100
9.4 – Reservas, Extração e Beneficiamento de Urânio no Brasil .....	101
9.5 – Aspectos Socioambientais .....	102
<b>10 – ASPECTOS INSTITUCIONAIS</b> .....	103
10.1 – Organização Institucional do Setor .....	103
10.2 – Configuração do Sistema Elétrico Nacional .....	105
<b>11 – ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS</b> .....	109
11.1 – Introdução .....	109
11.2 – Indicadores Demográficos e Socioeconômicos .....	109
11.3 – Demanda e Consumo de Eletricidade .....	118
11.3.1 – Índices de Atendimento .....	118
11.3.2 – Consumo de Eletricidade por Região e Setor de Atividade .....	122
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	127
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	129
<b>ANEXOS</b>	
Anexos 1A - Micro e Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação no Brasil em Janeiro de 2002 .....	135
Anexos 1B - Projetos Outorgados de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil - Situação em Janeiro de 2002 .....	141
Anexos 2 - Centrais Termelétricas a Biomassa em Operação no Brasil em Janeiro de 2002 .....	143
Anexos 3 - Centrais Termelétricas a Óleo Diesel em Operação no Brasil em Janeiro de 2002 .....	146
Anexos 4 - Diagrama Topológico dos Aproveitamentos Hidrelétricos .....	153

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO 1

Figura 1.1 ..... Vista noturna da Terra a partir de imagens de satélite ..... 2

### CAPÍTULO 2

Figura 2.1 ..... Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol ..... 6

Figura 2.2 ..... Radiação solar no Brasil – média anual típica ( $Wh/m^2.dia$ ) ..... 9

Figura 2.3 ..... Ilustração de um sistema solar de aquecimento de água ..... 10

Figura 2.4 ..... Sistema térmico de geração solar de energia elétrica (Califórnia – EUA) ..... 10

Figura 2.5 ..... Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica ..... 11

Figura 2.6 ..... Sistema comercial de aquecimento solar de água (Belo Horizonte – MG) ..... 12

Figura 2.7 ..... Sistema fotovoltaico de bombeamento de água para irrigação (Capim Grosso – BA) ..... 13

Figura 2.8 ..... Sistema de eletrificação fotovoltaica do Núcleo Perequê Vale do Ribeira – SP) ..... 14

Figura 2.9 ..... Sistema de bombeamento fotovoltaico – Santa Cruz I (Mirante do Paranapanema – SP) ..... 15

Figura 2.10 ..... Sistema híbrido solar-Diesel de Araras (Nova Mamoré – RO) .. 16

### CAPÍTULO 3

Figura 3.1 ..... Potencial técnico de aproveitamento hidrelétrico no mundo – 1999 ..... 18

Figura 3.2 ..... Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica .... 22

Figura 3.3 ..... Exemplos de turbinas hidráulicas (Francis, Kaplan e Pelton, respectivamente) ..... 23

Figura 3.4 ..... Usina Hidrelétrica de Henry Borden (Cubatão – SP) ..... 24

Figura 3.5 ..... Vista panorâmica da Usina Hidrelétrica de Itaipu ..... 24

Figura 3.6 ..... Usina Hidrelétrica de Funil (Itatiaia – RJ) ..... 24

Figura 3.7 ..... Usina Hidrelétrica de Jupia – Rio Paraná (Três Lagoas – SP) .... 25

Figura 3.8 ..... Capacidade instalada em usinas hidrelétricas no mundo – 1999 ..... 26

Figura 3.9 ..... Capacidade instalada em UHEs no Brasil por sub-bacia hidrográfica ..... 29

Figura 3.10 ..... Taxa de aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro .. 31

Figura 3.11 ..... Usinas hidrelétricas por classe de potência e bacia hidrográfica .. 36

Figura 3.12 ..... Usinas hidrelétricas por ano de instalação ..... 37

Figura 3.13 ..... Evolução da concentração das usinas hidrelétricas no Brasil (1950 e 2000) ..... 38

Figura 3.14 ..... Localização de futuros projetos hidrelétricos no Brasil ..... 41

Figura 3.15 ..... Localização dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos (micro e PCHs) existentes no Brasil ..... 43

Figura 3.16 ..... Futuros aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte (micro e PCHs) no Brasil ..... 45

Figura 3.17 ..... Usinas hidrelétricas segundo a área inundada ..... 48

Figura 3.18 ..... Imagem de satélite do reservatório da Usina Hidrelétrica de Sobradinho ..... 49

### CAPÍTULO 4

Figura 4.1 ..... Potencial de geração de energia elétrica a partir de biomassa ... 53

Figura 4.2 ..... Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa ..... 54

Figura 4.3 ..... Usinas termelétricas a biomassa e potencial de geração por Estado ..... 58

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.4	Potencial de geração de excedentes de energia elétrica no setor sucroalcooleiro do Brasil	61
------------	---	----

## CAPÍTULO 5

Figura 5.1	Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998)	66
Figura 5.2	Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna	67
Figura 5.3	Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande)	67
Figura 5.4	Energia eólica – distribuição da capacidade instalada no mundo até outubro de 2000	68
Figura 5.5	Localização dos projetos eólicos outorgados no Brasil – situação em janeiro de 2002	71
Figura 5.6 a	Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha – PE (75 kW)	72
Figura 5.6 b	Segunda turbina eólica de Fernando de Noronha – PE (225 kW)	72
Figura 5.7	Central Eólica do Morro do Camelinho (Gouveia – MG)	72
Figura 5.8	Central Eólica de Taíba (São Gonçalo do Amarante – CE)	72
Figura 5.9	Central Eólica da Prainha (Aquiraz – CE)	73
Figura 5.10	Central Eólica de Palmas (Palmas – PR)	73

## CAPÍTULO 6

Figura 6.1	Reservas comprovadas de petróleo em 1998 (bilhões de barris)	76
Figura 6.2	Consumo de petróleo no mundo em 1998 (milhões de toneladas)	77
Figura 6.3	Centrais termelétricas a derivados de petróleo em operação no Brasil – abril de 2001	79

## CAPÍTULO 7

Figura 7.1	Reservas mundiais de carvão mineral em 1998 (trilhões de toneladas)	82
Figura 7.2	Consumo mundial de carvão mineral em 1998 (milhões de tEP)	83
Figura 7.3	Reservas e produção de carvão mineral no Brasil	84
Figura 7.4	Unidade do complexo termelétrico de Jorge Lacerda	86

## CAPÍTULO 8

Figura 8.1	Reservas mundiais de gás natural em 1998 (trilhões de m <sup>3</sup> )	90
Figura 8.2	Consumo mundial de gás natural em 1998 (milhões de tEP)	91
Figura 8.3	Localização das termelétricas a gás natural em operação e em construção no Brasil	95
Figura 8.4	Termelétricas a gás natural – projetos outorgados (construção não-iniciada)	97
Figura 8.5	Representação dos gasodutos existentes, em construção e em análise no Brasil	98

## CAPÍTULO 9

Figura 9.1	Diagrama esquemático de uma usina termonuclear	100
Figura 9.2	Produção mundial de energia elétrica por usinas nucleares em 1998 (milhões de tEP)	101
Figura 9.3	Reservas nacionais de urânio, unidades de extração, beneficiamento e produção de elementos combustíveis e usina termonuclear de Angra dos Reis	102

## CAPÍTULO 10

Figura 10.1	Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica	104
Figura 10.2	Mapa do sistema nacional de transmissão de energia elétrica	106
Figura 10.3	Distribuição espacial das subestações de transmissão de energia elétrica	107
Figura 10.4	Subestação da Usina Hidrelétrica de Itaipu	108

## CAPÍTULO 11

Figura 11.1	Distribuição espacial da população brasileira (densidade demográfica – hab/km <sup>2</sup> )	112
Figura 11.2	Taxa média anual de crescimento da população brasileira entre 1991 e 2000	114
Figura 11.3	Evolução da renda <i>per capita</i> no Brasil (US\$ de 1998)	115
Figura 11.4	Renda média mensal do chefe do domicílio em salários mínimos de 1991	116
Figura 11.5	Índice de posse de geladeiras em 1991 – proporção de domicílios com geladeira	117
Figura 11.6	Taxa de eletrificação residencial – proporção de domicílios eletrificados – 1991	119
Figura 11.7	Evolução da taxa de eletrificação dos domicílios brasileiros entre 1970 e 2000	120
Figura 11.8	Taxa de eletrificação rural no Brasil, por unidade da federação – dados de 1999 (%)	121

Figura 11.9	.....Vista noturna do continente sul-americano a partir de imagens de satélite	..... 122
Figura 11.10	.....Consumo de energia elétrica no Brasil entre 1983 e 1998 (GWh)	..... 123
Figura 11.11	.....Participação de cada setor de atividade no consumo de eletricidade do país (%)	.....124
Figura 11.12	.....Distribuição do consumo de energia elétrica no Brasil por região (%)	..... 125



## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO 2

Tabela 2.1	Duração solar do dia, em horas, em diferentes latitudes e períodos do ano	7
Tabela 2.2	Eficiência de conversão e custo de células solares	11
Tabela 2.3	Projetos fotovoltaicos coordenados pelo Prodeem/MME	13
Tabela 2.4	Sistemas de bombeamento de água na região do Pontal do Paranapanema – SP	14
Tabela 2.5	Distribuição regional dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica no Brasil	15

### CAPÍTULO 3

Tabela 3.1	Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica situação em dezembro de 2000	19
Tabela 3.2	Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica dezembro de 2000	20
Tabela 3.3	Capacidade instalada por bacia hidrográfica (MW) – situação em janeiro de 2001	26
Tabela 3.4	Capacidade instalada por sub-bacia hidrográfica (MW) – situação em janeiro de 2001	27
Tabela 3.5	Potenciais inventariado, existente e aproveitado e índices de aproveitamento por bacia	30
Tabela 3.6	Distribuição das UHEs em operação por faixa de potência janeiro de 2002	32
Tabela 3.7	Centrais hidrelétricas em operação no Brasil (exceto micro e PCHs) – janeiro de 2002	33
Tabela 3.8	Capacidade a ser instalada nos próximos anos por bacia e situação do projeto (MW)	38
Tabela 3.9	Centrais hidrelétricas em construção no Brasil (exceto micro e PCHs) – janeiro de 2002	39
Tabela 3.10	Usinas hidrelétricas outorgadas (construção não-iniciada) – janeiro de 2002	40
Tabela 3.11	Pequenas centrais hidrelétricas em construção no Brasil em janeiro de 2002	44

### CAPÍTULO 4

Tabela 4.1	Consumo mundial de energia primária (1995 – MtEP)	52
Tabela 4.2	Valores normativos segundo a Resolução ANEEL nº 22/2001	57
Tabela 4.3	Projetos autorizados de centrais termelétricas a biomassa – janeiro de 2002	59
Tabela 4.4	Potência instalada e potencial de geração de excedentes no setor sucroalcooleiro (MW)	60

### CAPÍTULO 5

Tabela 5.1	Distribuição da área de cada continente segundo a velocidade média do vento	64
Tabela 5.2	Estimativas do potencial eólico mundial	64
Tabela 5.3	Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW)	68
Tabela 5.4	Centrais eólicas em operação no Brasil – situação em janeiro de 2002	69
Tabela 5.5	Centrais eólicas outorgadas (construção não-iniciada) situação em janeiro de 2002	70

## LISTA DE TABELAS

**CAPÍTULO 6**

Tabela 6.1	Reservas, produção e consumo de petróleo no mundo em 1998	76
Tabela 6.2	Capacidade instalada das plantas termelétricas a derivados de petróleo e parcela da geração de eletricidade nos países da OCDE	78
Tabela 6.3	Usinas termelétricas a óleo combustível em operação no Brasil em janeiro de 2002	78
Tabela 6.4	Termelétricas a óleo Diesel outorgadas (construção não-iniciada) – janeiro de 2002	80

**CAPÍTULO 7**

Tabela 7.1	Reservas, produção e consumo de carvão mineral no mundo em 1998	82
Tabela 7.2	Síntese do estado da arte de tecnologias de combustão eficiente do carvão	85
Tabela 7.3	Centrais termelétricas a carvão mineral em operação no Brasil em janeiro de 2002	86
Tabela 7.4	Centrais termelétricas a carvão mineral outorgadas (construção não-iniciada) – janeiro de 2002	87

**CAPÍTULO 8**

Tabela 8.1	Reservas, produção e consumo de gás natural no mundo em 1998	90
Tabela 8.2	Centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil em janeiro de 2002	93
Tabela 8.3	Centrais termelétricas a gás natural em construção no Brasil em janeiro de 2002	94
Tabela 8.4	Projetos outorgados de Termelétricas a gás natural outorgadas (construção não-iniciada) – situação em janeiro de 2002	96

**CAPÍTULO 9**

Tabela 9.1	Reservas de urânio no Brasil – situação em janeiro de 2001	102
------------	--	-----

**CAPÍTULO 11**

Tabela 11.1	Indicadores socioeconômicos e demográficos – Brasil e suas regiões	110
Tabela 11.2	Indicadores socioeconômicos e demográficos no Brasil	111
Tabela 11.3	Distribuição dos municípios e da população brasileira segundo o tamanho das cidades	113
Tabela 11.4	Posse de eletrodomésticos nas regiões metropolitanas do Brasil – 1996	118
Tabela 11.5	Evolução do consumo <i>per capita</i> de eletricidade (kWh/hab.ano)	126

## LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAVA	Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
AWEA	American Wind Energy Association
BP	British Petroleum
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica/UFPE
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENBIO	Centro Nacional de Referência em Biomassa/USP
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica/Eletrobrás
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CER	Companhia Energética de Roraima
CERJ	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COPPE	Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia/UF RJ
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPRM	Companhia de Pesquisa em Recursos Minerais
CRESESB	Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito/CEPEL
DOE	Departamento Americano de Energia (Department of Energy)
EFEI	Escola Federal de Engenharia de Itajubá
ELETOACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas do Brasil S/A
ELETONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ELETOPAULO	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S/A
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
GE	General Electric Company
GEE	Gases de Efeito Estufa

## LISTA DE SIGLAS

GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S. A.
GPS	Global Positioning System
GREEN	Grupo de Estudos em Energia/PUC-MG
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEA	Agência Internacional de Energia (International Energy Agency)
IEE	Instituto de Eletrotécnica e Energia/USP
INB	Indústrias Nucleares Brasileiras
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisa Espacial
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar/UFSC
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NIPE	Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético/Unicamp
NREL	National Renewable Energy Laboratory/DOE
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios/IBGE
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica/Eletrobrás
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios/MME
PUC	Pontifícia Universidade Católica
SAELPA	S.A. de Eletrificação da Paraíba
SIG	Sistema de Informações Geográficas
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
CERPCH	Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas/EFEI
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UHE	Usina Hidrelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo

### Unidades de Medida

cal	caloria
J	joule
W	Watt
Wh	Watt-hora
k	kilo (10 <sup>3</sup> )
M	mega (10 <sup>6</sup> )
G	giga (10 <sup>9</sup> )
T	tera (10 <sup>12</sup> )
P	peta (10 <sup>15</sup> )
E	exa (10 <sup>18</sup> )
tEP	tonelada Equivalente de Petróleo

## 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1 – Energia, Espaço Geográfico e Desenvolvimento

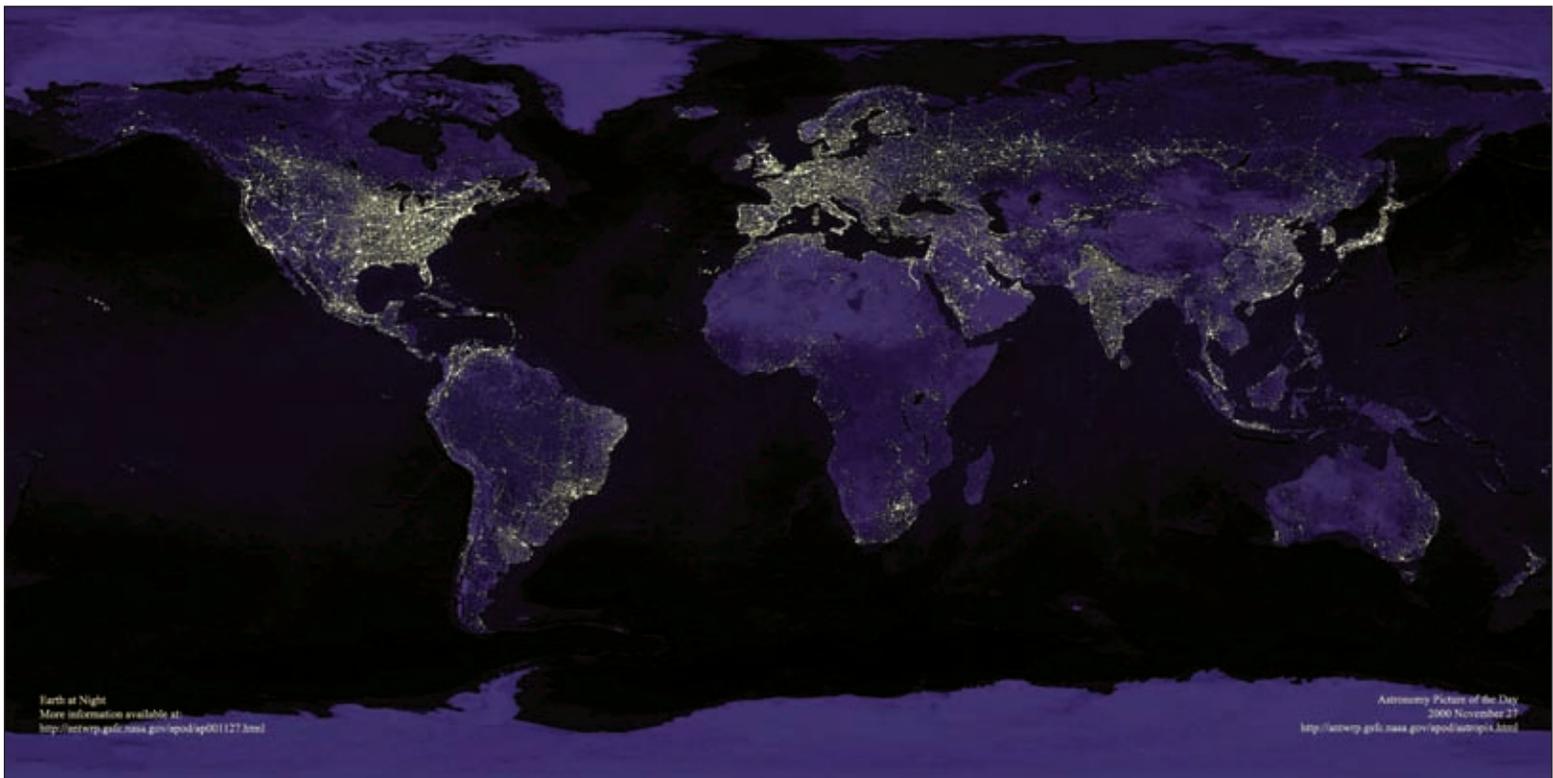
A energia, nas suas mais diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana. E mais do que sobreviver, o homem procurou sempre evoluir, descobrindo fontes e formas alternativas de adaptação ao ambiente em que vive e de atendimento às suas necessidades. Dessa forma, a exaustão, escassez ou inconveniência de um dado recurso tendem a ser compensadas pelo surgimento de outro(s). Em termos de suprimento energético, a eletricidade se tornou uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões.

No limiar do terceiro milênio, os avanços tecnológicos em geração, transmissão e uso final de energia elétrica permitem que ela chegue aos mais recônditos lugares do planeta, transformando regiões desocupadas ou pouco desenvolvidas em pólos industriais e grandes centros urbanos. Os impactos dessas transformações socioeconômicas são facilmente observados em nosso cotidiano, até mesmo através de imagens de satélite. Uma forma interessante de visualizar esse novo mundo é por meio da combinação de imagens da Terra vista do espaço, como ilustrado na Figura 1.1.

Apesar dos referidos avanços tecnológicos e benefícios proporcionados, cerca de um terço da população mundial ainda não tem acesso a esse recurso, e uma parcela considerável é atendida de forma muito precária. No panorama nacional, a situação é menos crítica, mas ainda muito preocupante. Apesar da grande extensão territorial do país e da abundância de recursos energéticos, há uma enorme diversidade regional e forte concentração de pessoas e atividades econômicas em regiões com sérios problemas de suprimento energético. Como indicado pelo último censo demográfico, mais de 80% da população brasileira vive na zona urbana. A grande maioria desse contingente vive na periferia dos grandes centros urbanos, onde as condições de infra-estrutura são altamente deficitárias.

Grande parte dos recursos energéticos do país se localiza em regiões pouco desenvolvidas, distantes dos grandes centros consumidores e com fortes restrições ambientais. Promover o desenvolvimento econômico dessas regiões, preservar a sua diversidade biológica e garantir o suprimento energético de regiões mais desenvolvidas são alguns dos desafios da sociedade brasileira. Torna-se, portanto, fundamental o conhecimento sistematizado da disponibilidade de recursos energéticos, das tecnologias e sistemas de aproveitamento e das necessidades energéticas setoriais e regionais do país.

## 1 – INTRODUÇÃO



**Figura 1.1** – Vista noturna da Terra a partir de imagens de satélite

## 1.2 – Fontes e Sistemas de Informações Energéticas

O Brasil já dispõe de várias fontes de dados de interesse para o planejamento e a gestão de recursos energéticos. Diversas instituições e empresas possuem, em meio magnético ou analógico, informações sobre tecnologias e sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como o perfil dos consumidores nas diferentes regiões e setores de atividade. Contudo, é preciso melhorar a articulação entre os agentes do setor, a fim de reduzir a assimetria de informações, evitar a duplicação de recursos e facilitar o acesso a dados e informações consistentes e atualizadas.

De modo geral, informações coletadas por uma instituição não são avaliadas ou utilizadas por outras, incorrendo em múltiplos, repetitivos e desconexos sistemas de informação. É necessário, portanto, que esse conjunto de dados seja devidamente estruturado, de modo a permitir seu uso e interpretação por órgãos públicos, entidades acadêmicas e organizações não-governamentais. Neste trabalho, procura-se reunir e disponibilizar informações energéticas e socioeconômicas importantes para o setor de eletricidade. Entre outras vantagens e recursos, o georreferenciamento facilita a análise e a interpretação dos dados, permitindo comparações entre regiões, setores de atividade e sistemas de geração e suprimento de energia elétrica.

Os atlas têm sido utilizados desde a Idade Média, para retratar temas geográficos de maneira sintética e didática. Num país como o Brasil, com cerca de 8,5 milhões de km<sup>2</sup>, a visualização simultânea de um grande número de informações em uma só figura é extremamente importante. Ela ajuda na identificação e análise de problemas nacionais, uma vez que evidencia peculiaridades regionais, difíceis de

serem observadas de outra maneira. Sob essa perspectiva, a confecção dos mapas temáticos assume uma importância estratégica, já que eles funcionam, efetivamente, como a base cartográfica que auxilia o planejamento e a gestão de recursos.

Embora haja um consenso generalizado de que o mapa não é em si o território, ele é, sem dúvida, o elo entre aqueles que fazem o levantamento dos dados de campo ou moram na região investigada e os que se encontram em outras partes do país. Portanto, quanto mais precisos forem os mapeamentos e adequadas as suas escalas, maior será a capacidade de análise e interpretação de questões locais, regionais ou nacionais.

No caso do setor elétrico, a reunião de informações sobre disponibilidade de recursos energéticos, tecnologias e sistemas de geração, transmissão, distribuição e uso final de eletricidade, é fundamental para a elaboração e cumprimento das políticas e diretrizes do setor elétrico brasileiro. Igualmente importantes são as informações socioeconômicas e ambientais de interesse do setor. O mapeamento sistematizado dessas informações certamente auxiliará na identificação, análise e solução de problemas relacionados ao suprimento e (ou) à demanda de eletricidade.

## 1.3 – Geoprocessamento de Informações Energéticas

Uma forma, crescente em todo o mundo, de sistematização, análise e representação de dados é o geoprocessamento. Através do cruzamento e superposição de dados espaciais, de diferentes origens

e formatos, previamente selecionados, essa ferramenta permite agilizar os procedimentos de mapeamentos temáticos, antes onerosos e demorados. Além disso, o trabalho com bases tabulares e gráficas digitais possibilita uma permanente atualização das informações, com a edição periódica de mapas ou a confecção de mapas interativos [Harder, 1998]. Tais mapas são ideais, por exemplo, para monitorar as conseqüências do crescimento e redistribuição da população e avaliar determinados processos de evolução ambiental, como a sazonalidade das cheias do Pantanal Matogrossense ou o volume de biomassa acumulado pela regeneração natural de um trecho da floresta tropical, num determinado período de tempo.

Por suas características técnicas, o Sistema de Informações Geográficas – SIG, um dos principais componentes do geoprocessamento, é um poderoso instrumento de auxílio ao planejamento, gestão e análise de projetos e atividades socioeconômicas. Segundo Maguirre *et al.* [1991], esse sistema pode ser definido a partir de três propriedades básicas, a saber:

- capacidade de apresentação cartográfica de informações complexas;
- base integrada de objetos espaciais e de seus respectivos atributos ou dados;
- sofisticado instrumento analítico, composto por um conjunto de procedimentos e ferramentas de análise espacial.

Por essas características, o uso do SIG permite reunir uma grande quantidade de dados convencionais de expressão espacial, estruturando-os adequadamente, de modo a otimizar o tratamento integrado de seus três principais componentes: posição, topologia e atributos. Desse modo, fornece relevantes subsídios para agilizar o processo decisório de administradores e analistas, já que propicia, por meio de complexas aplicações gráficas, rapidez nas análises e prognósticos socioambientais mais precisos, em diferentes cenários. Tal versatilidade, além de facilitar muito o desenvolvimento dos trabalhos, é uma das formas mais eficazes de integração e validação de dados. Para tanto, é fundamental que as informações disponíveis sejam de fácil visualização e passíveis de representação gráfica, na forma de pontos, linhas, polígonos ou imagens georreferenciadas; ou seja, relacionadas a locais da superfície terrestre cartograficamente delimitados.

Diversas estratégias de georreferenciamento de dados podem ser utilizadas, porém, todas dependem, fundamentalmente, da qualidade dos dados (informações demográficas atualizadas, mapas temáticos bem elaborados, registros hidrometeorológicos abrangentes etc.), e da confiabilidade da base cartográfica existente. Com esses dois requisitos atendidos, a forma mais prática de fazer o georreferenciamento das informações é localizá-las, por meio das coordenadas geográficas, nas cartas das respectivas regiões ou municípios, usando os artifícios gráficos que melhor as representem (cores, símbolos, hachuras etc.).

Uma segunda estratégia de georreferenciamento é a associação desses dados a pares de coordenadas coletadas em campo,

freqüentemente com o auxílio de equipamentos do tipo GPS – *Global Positioning System*. Assim, torna-se bem mais prática e eficiente a delimitação das áreas ou pontos. Sob essa ótica, verifica-se, por exemplo, que grande parte dos registros meteorológicos, hidrológicos e de qualidade da água possui campos de identificação através de coordenadas, o que facilita a inclusão dessas informações em sistemas geográficos de informação – SIGs. Devido à peculiaridades dos sistemas de monitoramento ambiental, grande parte dos dados sobre meio ambiente faz referência a territórios previamente delimitados e pontos fixos de coleta. Essa característica facilita muito o georreferenciamento dos dados, assim como o monitoramento de variações espaciais e (ou) temporais.

Finalmente, a terceira estratégia de georreferenciamento de dados é a construção de unidades geográficas específicas, através do auxílio de técnicas da cartografia digital. Esse pode ser o caso de dados sobre geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica, tomando-se como referência os limites geográficos das áreas de atuação das concessionárias.

#### 1.4 – Metodologia Empregada e Estrutura de Apresentação

A diversidade de formatos dos dados necessários para o desenvolvimento de um SIG para o setor elétrico torna obrigatória, como primeira tarefa, a organização das informações existentes e o diagnóstico de sua qualidade. Além disso, considerando-se a imensa capacidade de gerenciamento dos SIGs, determinados dados podem ser analisados em diferentes níveis de agregação, dependendo da escala de trabalho e do tipo de combinação das camadas escolhidas. Entre outros, são exemplos desse tipo de cruzamento de dados a sobreposição do traçado das linhas de transmissão de energia elétrica com mapas de vegetação e uso do solo, o cruzamento do mapa de crescimento populacional com o de degradação ambiental e a verificação das interferências de reservatórios de usinas hidrelétricas com terras agricultáveis e urbanas. Essa sobreposição pode ser apenas gráfica, gerando mapas que permitem a visualização simultânea de diferentes temas – contidos em camadas específicas de informação – e a inter-relação de dados de diferentes camadas.

No esforço para reunir uma grande diversidade de informações, corre-se o risco de trabalhar com dados de diferentes períodos, áreas de abrangência e níveis de desagregação. De modo geral, procurou-se trabalhar com informações atualizadas, abrangentes e com o maior nível de desagregação possível. Contudo, há casos em que as informações não são muito recentes, não cobrem a totalidade do território brasileiro ou são pouco desagregadas. Parte da defasagem presente neste trabalho e em diversos sistemas de informação deve-se à periodicidade com que muitos dados são coletados, como aqueles do censo demográfico, realizado a cada dez anos.

Em relação à cobertura das informações, há casos em que a disponibilidade de dados varia substancialmente de uma região para outra, devido à natureza do tema investigado e à própria diversidade regional do país. Quanto à desagregação, há situações em que a

informação disponível não é desagregada ao nível da unidade geográfica mais conveniente. A Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios – PNAD/IBGE, por exemplo, toma como referência a unidade da federação, de modo que é impossível o tratamento dos dados por município ou microrregião geográfica.

No caso da energia hidráulica, responsável por cerca de 90% da geração de eletricidade no país, tomou-se como referência as sub-bacias hidrográficas<sup>1</sup>. Dessa forma, foram mapeados os potenciais inventariados, a capacidade instalada e as usinas hidrelétricas por faixa de potência, área alagada, situação do empreendimento (em operação, repotenciação ou ampliação, em construção ou análise e projeto outorgado) e ano de instalação. Quanto às termelétricas, as usinas foram mapeadas por tipo de combustível, faixa de potência e situação do empreendimento.

Para a maioria dos dados socioeconômicos, optou-se pela divisão do território brasileiro em microrregiões geográficas. Segundo o IBGE, a microrregião se caracteriza pelo agrupamento de municípios, como unidade espacial de referência para a agregação de dados demográficos e sociais. Justamente por relacionar diretamente esses dados, essa unidade territorial permite melhor estabilização estatística dos indicadores e facilita a visualização global dos mesmos, ajudando a realização de análises comparativas de diferentes regiões em diversos períodos. Essa preocupação com a escala se deve ao fato de que a fragmentação de dados no âmbito municipal restringe o impacto visual de municípios de grande população e pequena área (como os pequenos municípios de regiões metropolitanas), ao mesmo tempo em que promove uma falsa exacerbação de dados de municípios de grande extensão territorial. Nos casos em que não se dispunha de informações municipais, tomou-se como referência a unidade da federação.

No contexto mundial, a agregação de dados foi realizada por país, tomando-se por base o biênio 1998-1999. Esse procedimento diminui sensivelmente a precisão das informações, que passam a se referir a todo o polígono que representa o país. A finalidade, porém, é uma visão panorâmica de aspectos globais importantes, como a disponibilidade de recursos energéticos utilizados em grande escala, entre os quais os combustíveis fósseis e a energia hidráulica.

Outra preocupação metodológica foi a de buscar informações relevantes para o diagnóstico e a gestão da energia no Brasil, não só nas empresas governamentais, mas também em entidades privadas e de economia mista. Para tanto, partiu-se da premissa de que muitos órgãos do governo estão tomando essa iniciativa, recorrendo ao trabalho de empresas e (ou) consultores independentes. Além de trabalhos técnicos produzidos pela própria agência, contribuíram com dados, informações, críticas e (ou) sugestões as seguintes instituições: Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO/USP, Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB /CEPEL, Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE/UFPE, Centrais Elétricas do Brasil S.A. – Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia – MME, Agência Nacional do Petróleo – ANP, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento

Energético – NIPE/Unicamp, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia – COPPE/UFRJ, Laboratório de Energia Solar – LABSOLAR/UFSC, Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH/EFEL, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, Instituto de Pesquisas Aplicadas – IPEA e Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento – ABRAVA.

A pesquisa bibliográfica se concentrou basicamente na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como nos impactos socioeconômicos e ambientais das diferentes fontes e formas de suprimento energético. Enfoque especial foi dado às fontes e tecnologias não-convencionais de geração, incluindo dados históricos, metas e previsões sobre a participação dessas fontes no suprimento futuro de energia elétrica.

Por fim, considerando-se que esse diagnóstico, de efeito informativo e didático, é um passo importante para a integração de ações, publicação de dados energéticos e atualização das informações já existentes, decidiu-se que o arquivamento dos textos e as ilustrações gráficas fossem feitos integralmente em meio digital, dentro das referidas técnicas de geoprocessamento. Tal procedimento, além de exemplificar as potencialidades dessa ferramenta, permite que o trabalho final seja atualizado periodicamente e apresentado em diferentes mídias (CDs, livros, cartazes, vídeos etc.). Espera-se, assim, que o geoprocessamento contribua para a organização e compatibilização de informações energéticas importantes e traga benefícios concretos e duradouros para toda a sociedade.

Em relação à estrutura de apresentação, o trabalho é composto por 11 capítulos, segundo as fontes e tecnologias de geração, a configuração do sistema elétrico brasileiro e os aspectos demográficos e socioeconômicos mais diretamente relacionados ao setor de eletricidade. A organização por fonte de geração (solar, hidráulica, biomassa, eólica, petróleo, carvão, gás natural e nuclear) visa a facilitar o cruzamento e a análise de dados sobre potenciais energéticos, tecnologias de geração, capacidade instalada e usinas em construção, projeto ou análise.

Inicialmente, foram abordadas as fontes renováveis, começando com a energia solar, base de quase todas as demais fontes energéticas. Em seguida, vem a energia hidráulica, responsável por cerca de 90% da geração de eletricidade no Brasil. Biomassa e energia eólica completam a etapa das renováveis. As fontes não-renováveis começam pelo petróleo, seguido do carvão, gás natural e nuclear. Na penúltima seção, são abordados aspectos institucionais do setor elétrico brasileiro e a configuração do sistema elétrico interligado. O trabalho é finalizado com uma abordagem panorâmica, regional e setorializada do consumo de energia elétrica, assim como de indicadores socioeconômicos e demográficos importantes para o planejamento do setor elétrico brasileiro.

1 O território brasileiro é dividido em 8 grandes bacias hidrográficas e aproximadamente 80 sub-bacias.

## 2 – ENERGIA SOLAR

### 2.1 – Generalidades

Quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos – são formas indiretas de energia solar. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, através de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico.

O aproveitamento térmico para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, ocorre através da absorção ou penetração da radiação solar nas edificações, reduzindo as necessidades de aquecimento e iluminação. Melhor aproveitamento térmico da radiação solar pode ser feito com o auxílio de técnicas mais sofisticadas de arquitetura e construção.

O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito através do uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais usados em aplicações residenciais e comerciais (hotéis, restaurantes, clubes, hospitais etc.), para o aquecimento de água (higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes). Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor. Neste último caso, pode-se gerar energia mecânica, com o auxílio de uma turbina a vapor, e, posteriormente, eletricidade, por meio de um gerador de corrente elétrica.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma força eletromotriz, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, através do uso de células solares.

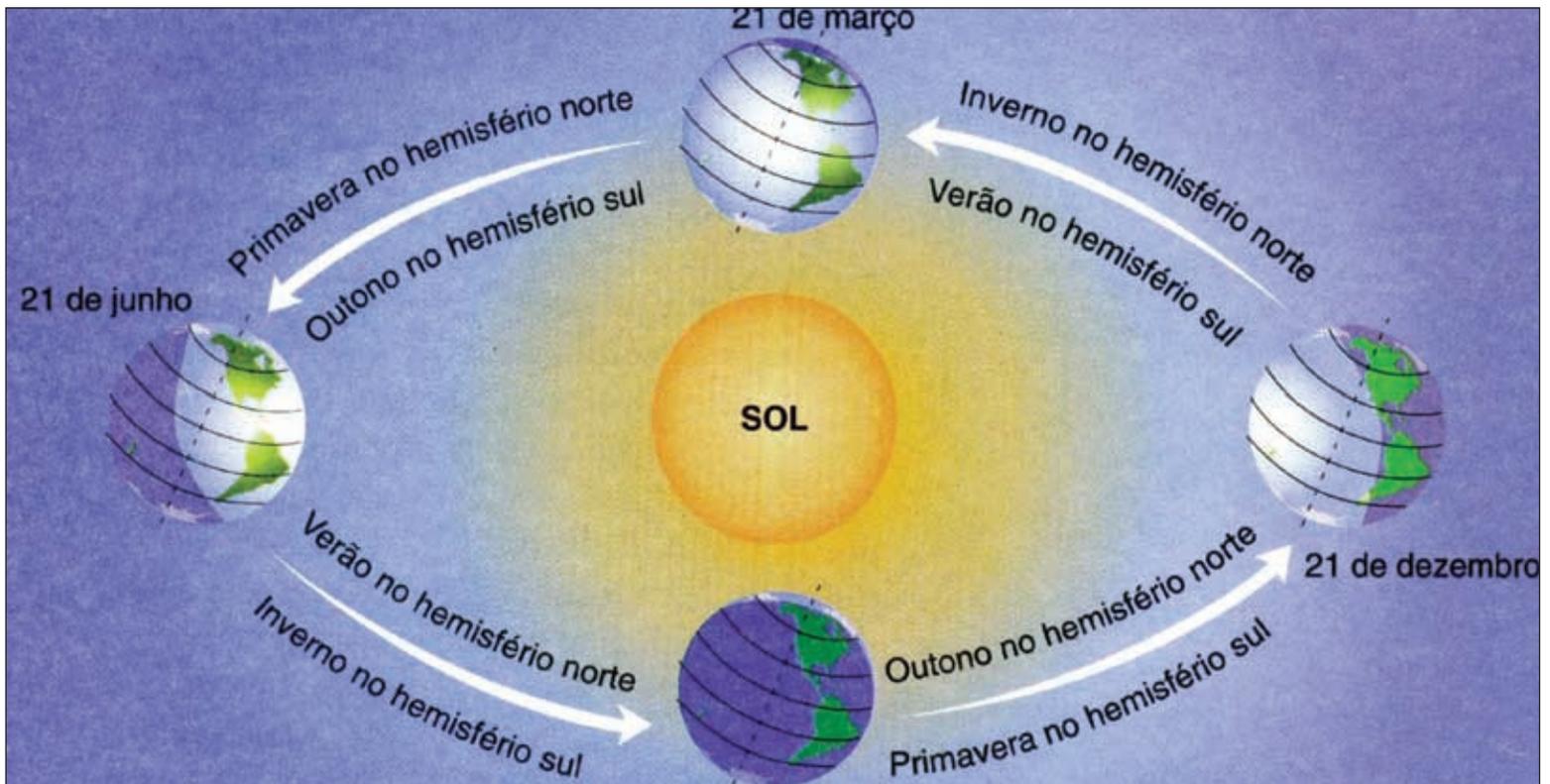
Entre os vários processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados atualmente são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica. No Brasil, o primeiro é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido a características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas da rede de energia elétrica.

## 2 – ENERGIA SOLAR

## 2.2 – Radiação Solar

Além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar etc.), a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso devido à inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente (movimento de rotação) e à trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol (translação ou revolução), como ilustrado na Figura 2.1.

Desse modo, a duração solar do dia – período de visibilidade do Sol ou de claridade – varia, em algumas regiões e períodos do ano, de zero hora (Sol abaixo da linha do horizonte durante o dia todo) a 24 horas (Sol sempre acima da linha do horizonte). Como indicado na Tabela 2.1, as variações são mais intensas nas regiões polares e nos períodos de solstício<sup>1</sup>. O inverso ocorre próximo à linha do Equador e durante os equinócios, quando a duração solar do dia é igual à duração da noite em toda a Terra.



Fonte: Magnoli & Scalzaretto, 1998.

**Figura 2.1** – Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol

<sup>1</sup> Dias em que a duração solar do dia varia de zero a vinte e quatro horas de um pólo ao outro. Isso ocorre entre os dias 20 e 21 de junho e entre 21 e 22 de dezembro. No Hemisfério Sul, o primeiro caso é denominado solstício de inverno (dia mais curto do ano) e o segundo, solstício de verão (dia mais longo do ano). No Hemisfério Norte, ocorre exatamente o inverso, devido à simetria existente entre os dois hemisférios.



Como indicado anteriormente, a radiação solar depende também das condições climáticas e atmosféricas. Somente parte da radiação solar atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Mesmo assim, estima-se que a energia solar incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial [CRESESB, 1999].

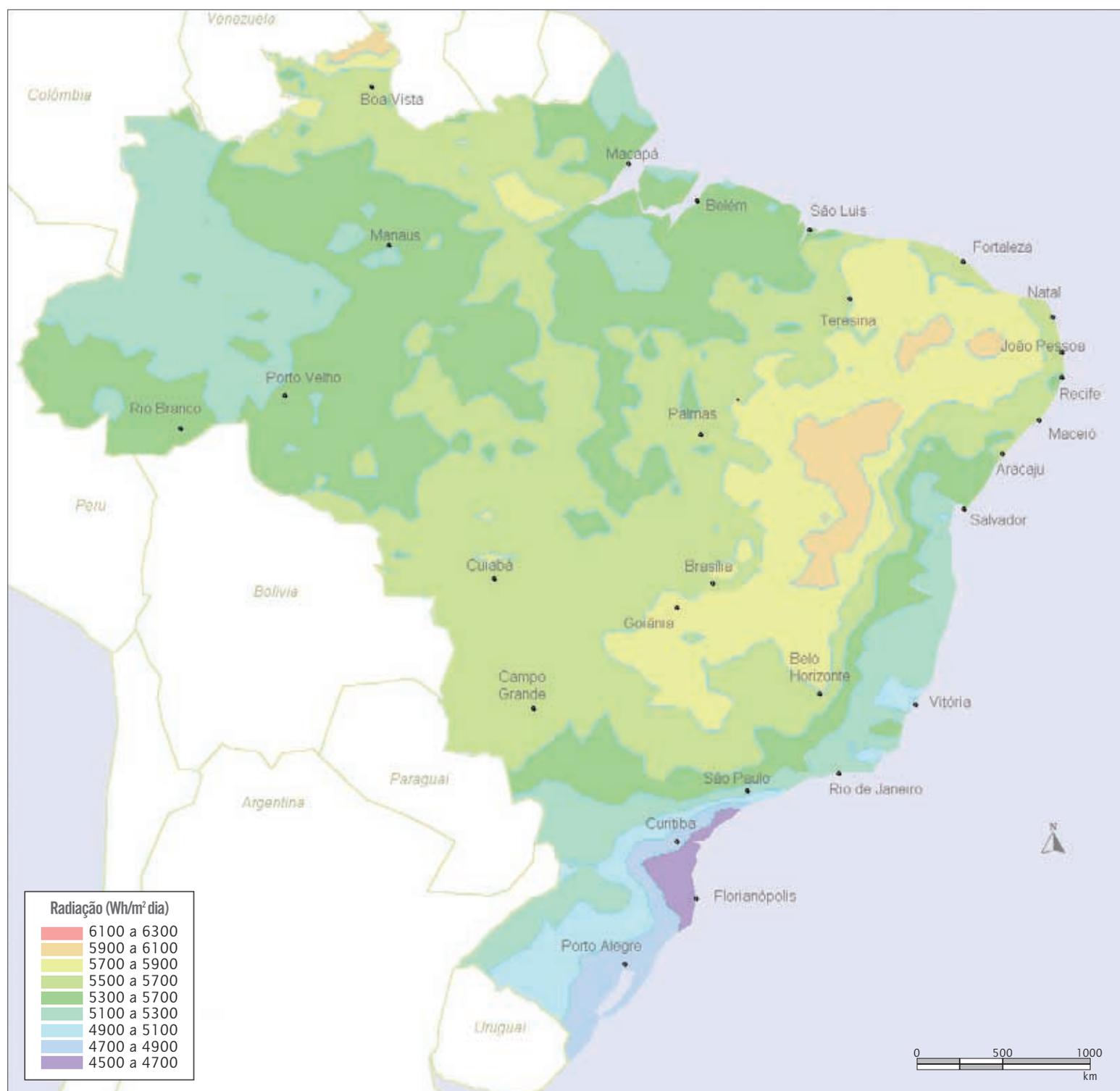
No Brasil, entre os esforços mais recentes e efetivos de avaliação da disponibilidade de radiação solar, destacam-se os seguintes: a) Atlas Solarimétrico do Brasil, iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB; b) Atlas de Irradiação Solar no Brasil, elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e o Laboratório de Energia Solar – LABSOLAR, da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

O *Atlas Solarimétrico do Brasil* – publicado em agosto de 1997 – apresenta uma estimativa da radiação solar incidente no país, através da interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações solarimétricas distribuídas em vários pontos do território nacional. Devido, porém, ao número relativamente reduzido de estações experimentais e às variações climáticas locais e regionais, o segundo trabalho faz estimativas da radiação solar a partir de imagens de satélites.

Como lembrado por pesquisadores do Centro de Pesquisas de Eletricidade – CEPEL, ambos os modelos apresentam falhas e limites e não devem ser vistos como concorrentes. Ao contrário, devem ser complementares, procurando reunir o máximo possível de dados, de forma a melhorar as estimativas e avaliações da disponibilidade de radiação solar no Brasil [CRESESB, 1999].

A Figura 2.2 apresenta o índice médio anual de radiação solar no País, em watt-hora por metro quadrado ao dia ( $Wh/m^2.dia$ ), segundo o *Atlas de Irradiação Solar no Brasil*. Como pode ser visto, os maiores índices de radiação são observados na Região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco, onde a média anual é de aproximadamente  $6 kWh/m^2.dia$ . Os menores índices são observados no Litoral Sul-Sudeste, incluindo a Serra do Mar, e na Amazônia Ocidental, respectivamente. No Amapá e Leste do Pará, onde também se observam índices inferiores à média nacional.

É importante ressaltar que mesmo as regiões com menores índices de radiação apresentam grande potencial de aproveitamento energético. Como apresentado nos próximos itens, existe uma infinidade de pequenos aproveitamentos da energia solar no Brasil, mas isso ainda é pouco significativo, diante do grande potencial existente.



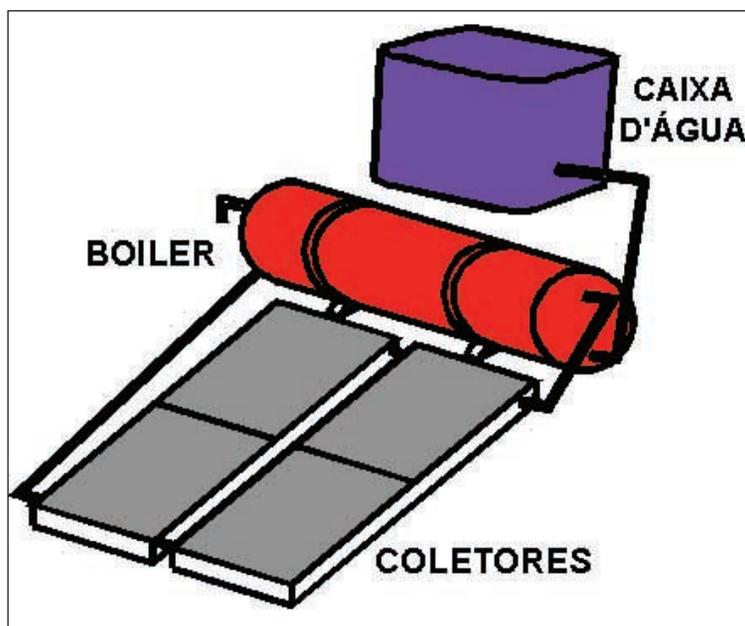
Fonte: INMET & LABSOLAR, 1998 (adaptado).

**Figura 2.2** – Radiação solar no Brasil – média anual típica (Wh/m².dia)

## 2.3 – Tecnologias de Aproveitamento

### 2.3.1 – Aproveitamentos Térmicos

**Coletor solar:** A radiação solar pode ser absorvida por coletores solares, principalmente para aquecimento de água a temperaturas relativamente baixas (inferiores a 100 °C). O uso dessa tecnologia ocorre predominantemente no setor residencial<sup>3</sup>, mas há demanda significativa e aplicações em outros setores, como edifícios públicos e comerciais, hospitais, restaurantes, hotéis e similares. Esse sistema de aproveitamento térmico da energia solar, também denominado aquecimento solar ativo, envolve o uso de um coletor solar discreto. O coletor é instalado normalmente no teto das residências e edificações e, por isso, é também conhecido como teto solar. Devido à baixa densidade da energia solar que incide sobre a superfície terrestre, o atendimento de uma única residência pode requerer a instalação de vários metros quadrados de coletores. Para o suprimento de água quente de uma residência típica (três ou quatro moradores), são necessários cerca de 4 m<sup>2</sup> de coletor. Um exemplo de coletor solar plano é apresentado na Figura 2.3.



Fonte: GREEN, 2000.

**Figura 2.3** – Ilustração de um sistema solar de aquecimento de água

**Concentrador solar:** O aproveitamento da energia solar aplicado a sistemas que requerem temperaturas mais elevadas ocorre através de concentradores solares, cuja finalidade é captar a energia solar incidente numa área relativamente grande e concentrá-la numa área muito menor, de modo que a temperatura desta última aumente substancialmente. A superfície refletora (espelho) dos concentradores tem forma parabólica ou esférica, de modo que os raios solares que nela incidem são refletidos para uma superfície bem menor, denominada foco, onde se localiza o material a ser aquecido. Os sistemas parabólicos de alta concentração atingem temperaturas bastante elevadas<sup>4</sup> e índices de eficiência que variam de 14% a 22% de aproveitamento da energia solar incidente, podendo ser utilizada

para a geração de vapor e, conseqüentemente, de energia elétrica. Contudo, a necessidade de focalizar a luz solar sobre uma pequena área exige algum dispositivo de orientação, acarretando custos adicionais ao sistema, os quais tendem a ser minimizados em sistemas de grande porte. Entre meados e final dos anos 1980, foram instalados nove sistemas parabólicos no sul da Califórnia, EUA, com tamanhos que variam entre 14 MW e 80 MW, totalizando 354 MW de potência instalada (Figura 2.4). Trata-se de sistemas híbridos, os quais operam com auxílio de gás natural, de modo a atender a demanda em horários de baixa incidência solar. Os custos da eletricidade gerada têm variado entre US\$ 90 e US\$ 280 por megaWatt-hora. Recentes melhoramentos têm sido feitos, visando a reduzir custos e aumentar a eficiência de conversão. Em lugar de pesados espelhos de vidro, têm-se empregado folhas circulares de filme plástico aluminizado [NREL, 2000].



Foto: Warren Gretz (NREL, 1991).

**Figura 2.4** – Sistema térmico de geração solar de energia elétrica (Califórnia – EUA)

### 2.3.2 – Conversão Direta da Radiação Solar em Energia Elétrica

Além dos processos térmicos descritos acima, a radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica, por meio de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro se caracteriza pelo surgimento de uma força eletromotriz, provocada pela junção de dois metais, quando tal junção está a uma temperatura mais elevada do que as outras extremidades dos fios. Embora muito empregado na construção de medidores de temperatura, seu uso comercial para a geração de eletricidade tem sido impossibilitado pelos baixos rendimentos obtidos e pelos custos elevados dos materiais.

3 Nos países em que há maior uso da energia solar – Israel, Grécia, Austrália e Japão –, cerca de 80% a 90% dos equipamentos têm sido destinados ao uso doméstico [Everett, 1996].

4 Um exemplo interessante é o espelho parabólico de Odeillo, na França, cuja temperatura chega a 3.800 °C [Everett, 1996].

O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar (ou outras formas apropriadas de energia). Entre os materiais mais apropriados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente na superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as melhores células apresentam um índice de eficiência de 25% [Green *et al.*, 2000].

Para a geração de eletricidade em escala comercial, o principal obstáculo tem sido o custo das células solares. Segundo Bajay *et al.* [2000], atualmente os custos de capital variam entre 5 e 15 vezes os

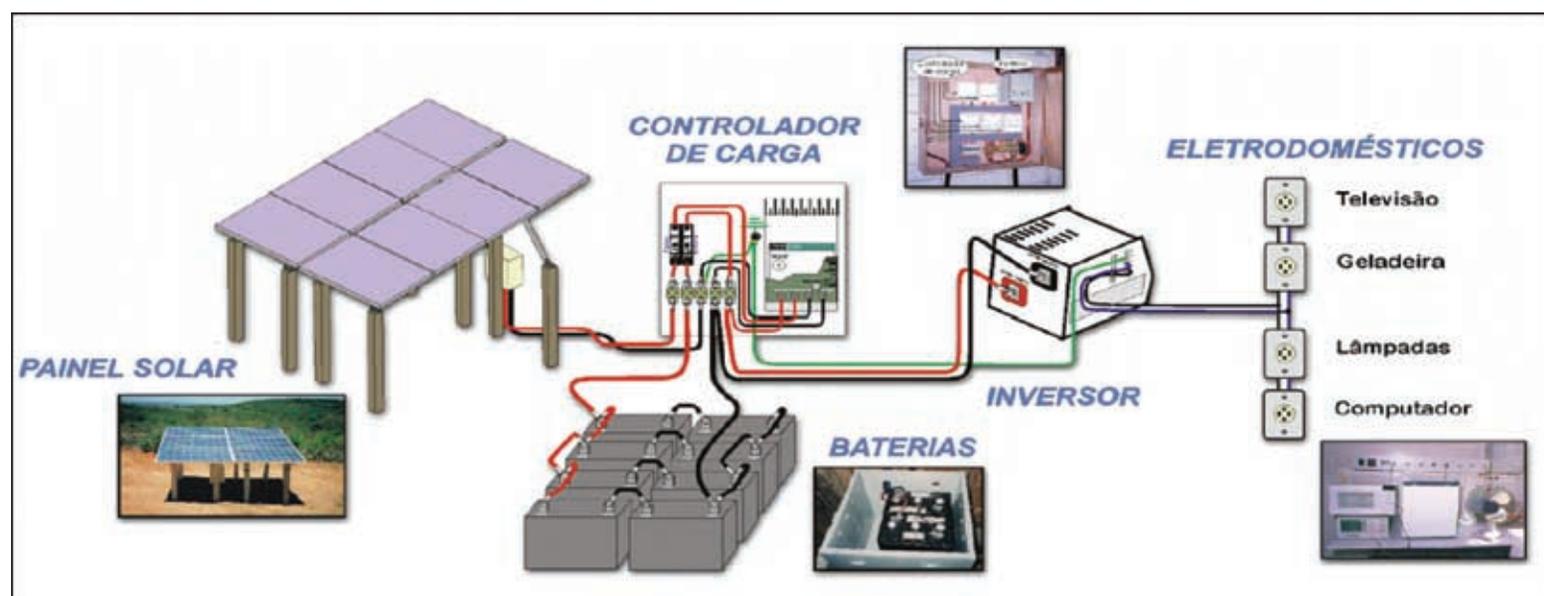
custos unitários de uma usina a gás natural que opera com ciclo combinado. Têm-se observado, contudo, grandes reduções, como indicam estudos feitos pela Agência Internacional de Energia [IEA, 1999]. Nos últimos dez anos, os custos de capital foram reduzidos em cerca de 40%, e espera-se o mesmo nos próximos dez anos. Os valores estão situados na faixa de US\$ 200 a US\$ 300 por megaWatt-hora e entre US\$ 3 e US\$ 7 mil por quiloWatt instalado (Tabela 2.2).

A figura 2.5 ilustra um sistema completo de geração fotovoltaica de energia elétrica.

**Tabela 2.2** – Eficiência de conversão e custo de células solares

Tipo de célula	Eficiência (%)			Custo (US\$/Wp)
	Teórica	Laboratório	Comercial	
Silício de cristal simples	30,0	24,7	12 a 14	4 a 7
Silício concentrado	27,0	28,2	13 a 15	5 a 8
Silício policristalino	25,0	19,8	11 a 13	4 a 7
Silício amorfo 17,0	13,0	4 a 7	3 a 5	

Fonte: Green *et al.*, 2000.



Fonte: CRESESB, 2000.

**Figura 2.5** – Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica

## 2.4 – Projetos de Aproveitamento da Energia Solar no Brasil

Recentemente, grandes esforços têm sido direcionados ao aproveitamento da energia solar no Brasil, particularmente por meio de sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade, visando ao atendimento de comunidades isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional. Devidamente contemplados pela nova ótica da política energética nacional, esses projetos têm levado eletricidade a milhares de comunidades e domicílios brasileiros.

Além de apoio técnico, científico e financeiro de diversos órgãos e instituições brasileiras (MME, Eletrobrás/Cepel e universidades, entre outros), esses projetos têm tido apoio de organismos internacionais, particularmente da Agência Alemã de Cooperação Técnica – GTZ e do Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory*) – NREL/DOE.

Também a área de aproveitamento da energia solar para aquecimento de água tem adquirido importância nas regiões Sul e Sudeste do País, onde uma parcela expressiva do consumo de energia elétrica é destinada a esse fim, principalmente no setor residencial.

A seguir, são descritos os principais projetos nacionais de geração fotovoltaica de energia elétrica e de aproveitamento da energia solar para aquecimento de água.

### 2.4.1 – Aquecimento de Água

Segundo informações da Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento [ABRAVA, 2000], existiam até recentemente cerca de 250.000 coletores solares residenciais instalados no Brasil, o que correspondia a somente 0,6% dos cerca de 40 milhões de domicílios brasileiros. Somente com aquecimento doméstico de água para banho, são gastos anualmente cerca de 20 bilhões de kWh de energia elétrica<sup>5</sup>, os quais poderiam ser supridos com energia solar, com enormes vantagens socioeconômicas e ambientais. Mais grave ainda é o fato de que quase toda essa energia deve ser gerada em poucas horas do dia (basicamente entre 18h e 20h), o que significa sobrecarga no sistema.

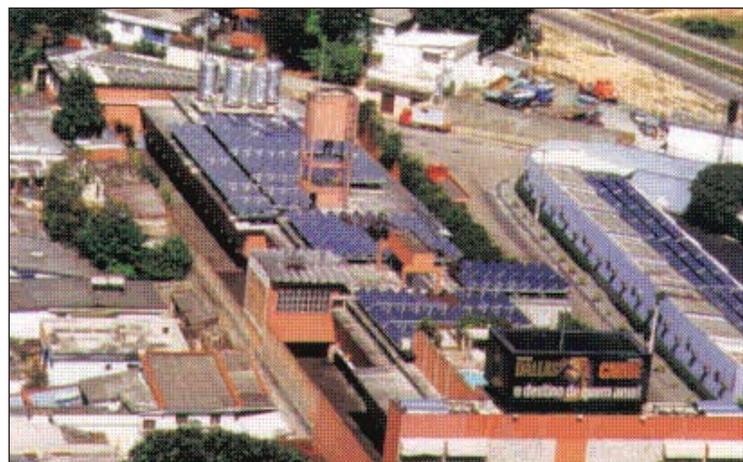
Estudos revelam que, entre 18h e 19h, cerca de 50% dos aparelhos são usados simultaneamente [Ferrari, 1996]. Tomando-se como referência uma potência média de 3 kW por aparelho, uma duração média de 10 minutos por banho e um índice de posse de 0,69 aparelho por domicílio<sup>6</sup>, estima-se que o chuveiro elétrico contribui com 12,8% da demanda máxima do sistema elétrico brasileiro; o que corresponde a aproximadamente 6.800 MW de potência instalada<sup>7</sup>.

Além disso, há uma enorme demanda em prédios públicos e comerciais (escolas, hotéis, motéis, restaurantes, hospitais etc.), que pode ser devidamente atendida por sistemas de aquecimento solar central, como ilustrado na Figura 2.6.

Um dos principais entraves à difusão da tecnologia de aquecimento solar de água é o custo de aquisição dos equipamentos, particularmente para residências de baixa renda. Segundo a ABRAVA, o preço de um coletor solar adequado a uma residência de baixa renda custa atualmente cerca de R\$ 550,00, ao passo que o preço de um chuveiro elétrico convencional é da ordem de R\$ 15,00. Para as concessionárias, porém, estima-se um custo cerca de 100 vezes maior<sup>8</sup> [ABRAVA, 2000].

Contudo, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro indica cenários futuros muito mais favoráveis ao uso da energia solar para aquecimento de água no País. Entre os principais elementos propulsores dessa tecnologia, destaca-se a criação e a regulamentação da Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. Outro fato importante tem sido a criação de linhas de crédito para aquisição e instalação de coletores solares. A Caixa Econômica Federal já dispõe de R\$ 400 milhões para o financiamento de projetos residenciais, com regras e incentivos segundo o perfil socioeconômico do usuário.

Embora pouco significativo diante do grande potencial existente, já existem vários projetos de aproveitamento da radiação solar para aquecimento de água no País, tanto para fins comerciais (hotéis, restaurantes, hospitais etc.) como residenciais. A Figura 2.6 ilustra um exemplo comercial de aproveitamento térmico da energia solar na Cidade de Belo Horizonte – MG, o qual se tornou referência em energia solar térmica. O sistema possui área total de 804 m<sup>2</sup> de coletores solares e capacidade de armazenamento de água de 60.000 litros. Entre outros exemplos encontrados em Belo Horizonte, destaca-se o do Centro de Operações da ECT, que possui área total de 100 m<sup>2</sup> de coletores e capacidade de armazenamento de água de 10.000 litros [CRESESB, 2000].



Fonte: CRESESB, 2000.

**Figura 2.6** – Sistema comercial de aquecimento solar de água (Belo Horizonte – MG)

5 Nesta estimativa, considerou-se que o chuveiro/aquecedor elétrico representa cerca de 25% do consumo residencial de energia elétrica e tomou-se como referência os dados de 1998 [MME, 1999].

6 Pesquisa nacional de posse de aparelhos e hábitos de uso [Procel, 1989].

7 Mais que 50% de toda a capacidade instalada em Itaipu (12.600 MW).

8 Da ordem de R\$ 1.600 (US\$ 1 = R\$ 1,82, 04/09/00), segundo estimativas da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL – Custos Marginais de Expansão – Relatório interno [LABSOLAR, 2000]. É importante lembrar que as concessionárias tendem a repassar esse valor para o consumidor final, principalmente no novo arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro.

## 2.4.2 – Sistemas Fotovoltaicos

Existe uma infinidade de pequenos projetos nacionais de geração fotovoltaica de energia elétrica, principalmente para o suprimento de eletricidade em comunidades rurais e (ou) isoladas do Norte e Nordeste do Brasil. Esses projetos, de cunho essencialmente social, dividem-se basicamente em três categorias: i) bombeamento de água, para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura; ii) iluminação pública; e iii) sistemas energéticos coletivos – eletrificação de escolas, postos de saúde e telefônicos e centros comunitários. Entre outros, estão a eletrificação de cercas, a produção

de gelo e a dessalinização de água [CRESESB, 1996].

O planejamento e a coordenação da grande maioria desses projetos são de responsabilidade do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – Prodeem, instituído pelo Governo Federal, em dezembro de 1994, no âmbito da Secretaria de Energia, do Ministério de Minas e Energia – MME. Desde a sua criação, foram investidos US\$ 21,45 milhões, totalizando 5.956 projetos e 2.952 kWp (quilowatt-pico) de potência instalada. Como indicado na Tabela 2.3, esses projetos incluem bombeamento de água, iluminação pública e sistemas energéticos coletivos [MME, 2001].

**Tabela 2.3 – Projetos fotovoltaicos coordenados pelo Prodeem/MME**

Fases	Energéticos			Iluminação Pública			Bombeamento			Totalização		
	Qtd. (A)	Potência KWp (B)	Total US\$ 1mil (C)	Qtd. (D)	Potência KWp (E)	Total US\$ 1mil (F)	Qtd. (G)	Potência KWp (H)	Total US\$ 1mil (I)	Qtd. (J)=A+D+G	Potência KWp (L)=B+E+H	Total US\$ 1mil (M)=C+F+I
Fase I	190	87	526	137	7	76	54	78	480	381	172	1.081
Fase II	387	195	1.621	242	17	197	179	213	1.635	808	425	3.453
Fase III	843	526	3.495	0	0	0	224	165	1.173	1.067	691	4.668
Emerg.	0	0	0	0	0	0	800	235	2.221	800	235	2.221
Fase IV	1.660	972	5.456	0	0	0	1.240	457	4.569	2.900	1.429	10.026
<b>Total</b>	<b>3.080</b>	<b>1.781</b>	<b>11.098</b>	<b>379</b>	<b>24</b>	<b>272</b>	<b>2.497</b>	<b>1.147</b>	<b>10.078</b>	<b>5.956</b>	<b>2.952</b>	<b>21.449</b>

Observações:

1. Os sistemas energéticos incluem módulos, baterias, controladores, inversores cc/ca e estrutura de fixação dos módulos.
2. Os sistemas de bombeamento incluem módulos, inversores/controladores, bombas d'água e estrutura de fixação dos módulos.
3. Dados das Fases I e II fornecidos pelo CEPEL.

Fonte: PRODEEM / DNDE / SEN / MME

A Figura 2.7 apresenta um exemplo, que se refere a um sistema flutuante de bombeamento de água para irrigação, instalado no Açude Rio dos Peixes, Município de Capim Grosso – BA. O sistema é formado por 16 painéis M55 da *Siemens* e uma bomba centrífuga de superfície *Mc Donald* de 1 HP DC. Em época de cheia, o sistema fica a 15 m da margem do açude e bombeia água a uma distância de 350 m, com vazão de 12 m<sup>3</sup> por dia. Trata-se de uma parceria entre o *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, tendo ainda a participação da Secretaria de Agricultura e Irrigação do Estado da Bahia e a Associação de Moradores de Rio do Peixe [CRESESB, 2000].



Fonte: CRESESB, 2000.

**Figura 2.7 – Sistema fotovoltaico de bombeamento de água para irrigação (Capim Grosso – BA)**

Entre as outras regiões com maior difusão de projetos fotovoltaicos, destacam-se o Vale do Ribeira e o Pontal do Paranapanema, situados no Litoral Sul e Extremo-Oeste do Estado de São Paulo, respectivamente. No primeiro caso, predominam sistemas de eletrificação de escolas, postos de saúde e unidades de preservação ambiental (estações ecológicas,

parques estaduais etc.), além de atendimento a pequenas comunidades rurais. A Figura 2.8 apresenta o caso do Núcleo Perequê, constituído por laboratórios de pesquisa, tanques de cultivos para a fauna marinha, auditório para conferências e seminários, alojamentos com refeitório, cozinha e gabinetes de estudo [IEE, 2000].



Fonte: IEE, 2000.

**Figura 2.8** – Sistema de eletrificação fotovoltaica do Núcleo Perequê (Vale do Ribeira – SP)

No segundo caso, destacam-se os sistemas de bombeamento de água em assentamentos fundiários. Entre outros municípios da região, destaca-se Mirante do Paranapanema, onde mais de 200 famílias

foram beneficiadas por esses sistemas. Entre novembro de 1998 e janeiro de 1999, cerca de 440 famílias foram beneficiadas em toda a região (Tabela 2.4) [IEE, 2000].

**Tabela 2.4** – Sistemas de bombeamento de água na região do Pontal do Paranapanema – SP

Comunidade	Município	Altura Man.(m)	Reservatório (l)	Potência (Wp)	Famílias
Santa Cruz I	Mte. do Paranapan.	86	7.500	1.470	43
Santa Cruz II	Mte. do Paranapan.	92	7.500	1.470	12
Santana I	Mte. do Paranapan.	-	7.500	2.241	22
Santana II	Mte. do Paranapan.	74	27.500	2.490	35
Santa Rosa II	Mte. do Paranapan.	92	7.500	1.890	30
Santa Isabel	Mte. do Paranapan.	92	7.500	2.988	67
Palu	Pres. Bernardes	67	7.500	1.280	14
Santa Maria	Pres. Venceslau	80	7.500	-	75
Santa Rita	Tupi Paulista	50	7.500	-	31
Yapinary	Ribeirão dos Índios	85	7.500	1.494	20
Yapinary	Ribeirão dos Índios	68	7.500	1.494	19
Maturi	Caiuá	74	27.500	-	50
Primavera I	Pres. Venceslau	74	7.500	1.743	23

Fonte: IEE, 2000.

Um exemplo típico de bombeamento fotovoltaico de água na região do Pontal do Paranapanema é apresentado na Figura 2.9. O reservatório tem capacidade de armazenamento de 7.500 litros e altura manométrica de 86 metros, abastecendo 43 famílias. O sistema fotovoltaico é constituído de 21 módulos MSX 70, com potência nominal de 1.470 Wp [IEE, 2000].



Fonte: IEE, 2000.

**Figura 2.9** – Sistema de bombeamento fotovoltaico – Santa Cruz I (Mirante do Paranapanema – SP)

Uma síntese por região e unidade da federação dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica no Brasil é apresentada na Tabela 2.5. Como se observa, a grande maioria desses projetos se localiza nas regiões Norte e Nordeste do país. Na Região Norte, destacam-se os estados do Pará e do Acre, totalizando cerca de 400 comunidades atendidas até o ano de 2000. No Nordeste, há uma distribuição regional mais homogênea dos projetos, com destaque para a Bahia, onde foram atendidas 474 comunidades até 2000 [MME, 2001].

Uma visão geográfica mais detalhada desses projetos é dificultada pela natureza e localização dos mesmos, os quais envolvem um grande número de empresas e instituições<sup>9</sup> e estão distribuídos em milhares de pequenas, remotas e desconhecidas localidades. Tendo em vista, porém, a importância desse tipo de informação e o empenho dos referidos agentes, espera-se que esses dados sejam brevemente disponibilizados.

**Tabela 2.5** – Distribuição regional dos sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica no Brasil

Região	UF	Atendimento até 1999		Atendimento em 2000		Atendimento até 2000	
		Comunid.	US\$1 mil	Comunid.	US\$1 mil	Comunid.	US\$1 mil
N	AC	46	253	74	474	120	726
	AM	26	173	3	17	29	190
	AP	16	143	0	0	16	143
	PA	119	825	157	711	276	1.536
	RO	22	306	13	113	35	418
	RR	6	33	12	64	18	97
	TO	1	15	0	0	1	15
	<b>TOTAL</b>	<b>236</b>	<b>1.747</b>	<b>259</b>	<b>1.378</b>	<b>495</b>	<b>3.126</b>
NE	AL	129	535	5	16	134	552
	BA	199	614	275	881	474	1.496
	CE	112	397	6	16	118	413
	MA	97	575	52	186	149	760
	PB	100	278	6	18	106	296
	PE	147	445	6	16	153	461
	PI	124	1.041	4	25	128	1.066
	RN	134	391	13	49	147	441
	SE	125	342	2	7	127	349
	<b>TOTAL</b>	<b>1.167</b>	<b>4.619</b>	<b>369</b>	<b>1.215</b>	<b>1.536</b>	<b>5.834</b>
SE	ES	7	70	27	136	34	206
	MG	16	303	80	294	96	598
	RJ	9	146	29	173	38	319
	SP	92	413	0	0	92	413
	<b>TOTAL</b>	<b>124</b>	<b>932</b>	<b>136</b>	<b>603</b>	<b>260</b>	<b>1.535</b>
S	PR	2	28	3	13	5	41
	RS	5	39	51	274	56	313
	SC	3	35	85	506	88	541
	<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>102</b>	<b>139</b>	<b>793</b>	<b>149</b>	<b>896</b>
CO	GO	42	246	44	157	86	403
	MS	56	403	0	0	56	403
	MT	12	144	6	16	18	160
BRASIL	<b>TOTAL:</b>	<b>110</b>	<b>793</b>	<b>50</b>	<b>173</b>	<b>160</b>	<b>966</b>
	<b>TOTAL:</b>	<b>1.647</b>	<b>8.193</b>	<b>953</b>	<b>4.164</b>	<b>2.600</b>	<b>12.356</b>
<b>Equipamentos em fase de distribuição</b>							<b>9.093</b>

Fonte: PRODEEM / DNDE / SEN / MME

<sup>9</sup> Além dos já referidos órgãos e instituições, esses projetos são implementados e/ou monitorados por um grande número de instituições públicas e privadas (superintendências regionais, secretarias estaduais e municipais, empresas do setor elétrico e fabricantes de equipamentos, entre outros).

Existem também sistemas híbridos, integrando painéis fotovoltaicos e grupos geradores a diesel. No município de Nova Mamoré, Estado de Rondônia, está em operação, desde abril de 2001, o maior sistema híbrido solar-Diesel do Brasil (Figura 2.10). O sistema Diesel possui 3 motores de 54 kW, totalizando 162 kW de potência instalada. O sistema fotovoltaico é constituído por 320 painéis de 64 W, perfazendo uma capacidade nominal de 20,48 kW. Os painéis estão dispostos em 20 colunas de 16 painéis, voltados para o norte geográfico, com inclinação de 10 graus em relação ao plano horizontal, ocupando uma área de aproximadamente 300 m<sup>2</sup> (Figura 2.10). Esse sistema foi instalado pelo Laboratório de Energia Solar – Labsolar da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, no âmbito do Projeto BRA/98/019, mediante contrato de prestação de serviços, celebrado entre a ANEEL/PNUD e a Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária – FAPEU da Universidade.



Fonte: ANEEL, 2000.

**Figura 2.10** – Sistema híbrido solar-Diesel de Araras, Nova Mamoré – RO

## 2.5 – Impactos Socioambientais

Uma das restrições técnicas à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é a baixa eficiência dos sistemas de conversão de energia, o que torna necessário o uso de grandes áreas para a captação de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne economicamente viável. Comparando-se, contudo, a outros recursos, como a energia hidráulica, por exemplo, observa-se que a limitação de espaço não é tão restritiva ao aproveitamento da energia solar. Tomando-se como referência um índice médio global de radiação solar no Brasil de 1.800 kWh/m<sup>2</sup> ao ano, o consumo total de energia elétrica em 1998 (cerca de 300 TWh) e uma eficiência de conversão de 12%, seriam necessários 1.400 km<sup>2</sup> de coletores solares (0,016% do território nacional); o que corresponde a somente 5% da área alagada por usinas hidrelétricas no Brasil, como ilustrado no próximo capítulo.

## 3 – ENERGIA HIDRÁULICA

### 3.1 – Generalidades

O uso da energia hidráulica foi uma das primeiras formas de substituição do trabalho animal pelo mecânico, particularmente para bombeamento de água e moagem de grãos. Entre as características energéticas mais importantes, destacam-se as seguintes: disponibilidade de recursos, facilidade de aproveitamento e, principalmente, seu caráter renovável.

A energia hidráulica é proveniente da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, através da evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície terrestre. Ao contrário das demais fontes renováveis, já representa uma parcela significativa da matriz energética mundial e possui tecnologias devidamente consolidadas. Atualmente, é a principal fonte geradora de energia elétrica para mais de 30 países e representa cerca de 20% de toda a eletricidade gerada no mundo.

No Brasil, água e energia têm uma forte e histórica interdependência, de forma que a contribuição da energia hidráulica ao desenvolvimento econômico do país tem sido expressiva. Seja no atendimento das diversas demandas da economia – atividades industriais, agrícolas, comerciais e de serviços –, ou da própria sociedade, melhorando o conforto das habitações e a qualidade de vida das pessoas. Também desempenha papel importante na integração e desenvolvimento de regiões distantes dos grandes centros urbanos e industriais.

A participação da energia hidráulica na matriz energética nacional é da ordem de 42%, gerando cerca de 90% de toda a eletricidade produzida no país. Apesar da tendência de aumento de outras fontes, devido a restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, estima-se que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica.

O recente processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem estimulado a geração descentralizada de energia elétrica, de modo que as fontes não-convencionais, principalmente as renováveis, tendem a ocupar maior espaço na matriz energética nacional. Nesse contexto, as pequenas centrais hidrelétricas terão um papel extremamente importante, como abordado na Seção 3.8.

## 3 – ENERGIA HIDRÁULICA

### 3.2 – Disponibilidade de Recursos Hidráulicos

Uma primeira estimativa da quantidade de energia hidráulica disponível no mundo poder ser feita através da simples aplicação da fórmula de cálculo da energia potencial (EP):

$$EP = M \text{ (massa)} \times g \text{ (aceleração da gravidade)} \times h \text{ (altura)}$$

A precipitação média anual na terra é da ordem de 1017 kg e a altura média da superfície terrestre (em relação ao nível do mar) é de 800 m. Portanto, a energia hidráulica potencial é da ordem de 200 mil TWh por ano, o que equivale a duas vezes o consumo médio anual de energia primária no mundo [Boyle, 1996].

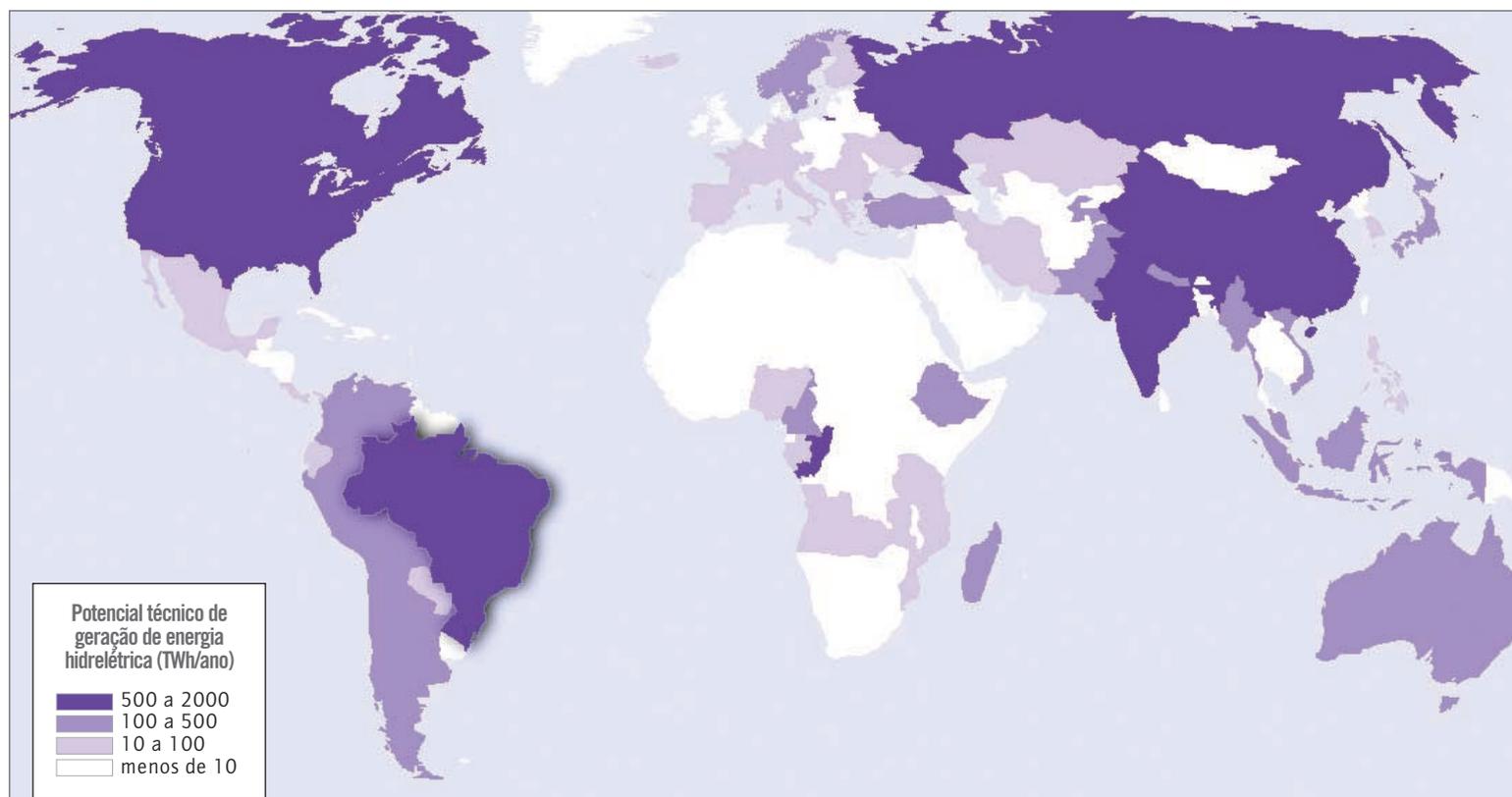
Essa estimativa é pouco realística, pois, na prática, é impossível o aproveitamento de todo esse volume de água. Primeiramente, em virtude da inacessibilidade a parte desse volume e da re-evaporação, antes que possa ser utilizado; em segundo lugar, porque há perdas de energia devido à turbulência e fricção da água nos canais e tubulações, de modo que a altura efetiva tende a ser bastante inferior à altura real. Há, ainda, perdas no processo de conversão, embora o sistema "turbo-gerador" seja um dos métodos mais eficientes de aproveitamento de energia primária (os modelos mais eficientes chegam a atingir um índice 90%).

Estima-se, assim, que apenas um quarto do referido volume de água precipitada esteja efetivamente disponível para aproveitamento hidráulico. Desse modo, a energia hidráulica disponível na Terra é de aproximadamente 50.000 TWh por ano; o que corresponde, ainda assim, a cerca de quatro vezes a quantidade de energia elétrica gerada no mundo atualmente.

Essa quantia supostamente disponível de energia hidráulica, também denominada recurso total, é ainda irrealística do ponto de vista técnico. A quantidade efetivamente disponível depende das condições locais do aproveitamento (como a topografia e o tipo de chuva), e do tempo efetivo de operação do sistema. Teoricamente, uma usina poderia operar continuamente (8.760 horas por ano); isto é, com um fator de capacidade de 100%. Na prática, porém, esse índice é da ordem de 40% apenas, em função de problemas operacionais e da necessidade de manutenção.

Desse modo, estima-se que a energia hidráulica efetivamente disponível na Terra, isto é, o potencial tecnicamente aproveitável, varie de 10.000 TWh a 20.000 TWh por ano [UN, 1992].

A Figura 3.1 ilustra o potencial técnico de aproveitamento da energia hidráulica no mundo. Como se observa, os maiores potenciais estão localizados na América do Norte, antiga União Soviética, China, Índia e Brasil. O Continente Africano é o que apresenta os menores potenciais.



Fonte: Elaborado a partir de IJHD, 2000.

**Figura 3.1** – Potencial técnico de aproveitamento hidrelétrico no mundo –1999

### 3.3 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro

O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em cerca de 260 GW, dos quais 40,5% estão localizados na Bacia Hidrográfica do Amazonas. Entre as demais bacias, destacam-se a do Paraná, com 23% desse potencial, a do Tocantins (10,6%) e a do São Francisco (10%). As bacias do Uruguai e do Atlântico Leste representam cerca de 5% cada uma e

as demais (Atlântico Sudeste e Atlântico Norte/Nordeste) somam juntas apenas 5% do referido potencial. Contudo, apenas 63% desse potencial foi inventariado, de modo que essas proporções mudam significativamente em termos de potencial conhecido. Como indica a Tabela 3.1, a Bacia do Amazonas representa apenas 19,4% do potencial inventariado, subindo substancialmente os índices relativos às bacias do Paraná, São Francisco e Tocantins.

**Tabela 3.1 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica – situação em dezembro de 2000**

Bacia Hidrográfica	Código	Inventariado [a]		Remanescente [b]		Total [a + b]	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Bacia do Rio Amazonas	1	31.899	19,4	73.510	77,0	105.410	40,5
Bacia do Rio Tocantins	2	24.831	15,1	2.709	2,8	27.540	10,6
Bacia do Atlântico Norte/Nordeste	3	2.047	1,2	1.355	1,4	3.402	1,3
Bacia do Rio São Francisco	4	23.847	14,5	2.472	2,6	26.319	10,1
Bacia do Atlântico Leste	5	12.037	7,3	2.055	2,2	14.092	5,4
Bacia do Rio Paraná	6	51.708	31,4	8.670	9,1	60.378	23,2
Bacia do Rio Uruguai	7	10.903	6,6	2.434	2,5	13.337	5,1
Bacia do Atlântico Sudeste	8	7.327	4,5	2.290	2,4	9.617	3,7
Brasil	-	164.599	100,0	95.496	100,0	260.095	100,0

Fonte: Eletrobras, 2000a.

Na Bacia do Amazonas, destaca-se a sub-bacia 18 (Rio Xingu), com 13,7% do potencial inventariado no País (Tabela 3.2). Outras sub-bacias do Amazonas, cujos potenciais estimados são consideráveis, são a do Rio Tapajós (17), a do Rio Madeira (15) e a do Rio Negro (14). Na Bacia do Tocantins, destaca-se a sub-bacia 29 (Rio Itacaiunas e outros), com 6,6% do potencial brasileiro inventariado. Na Bacia do São Francisco, o destaque vai para a sub-bacia 49, que representa 11% do

potencial inventariado. Na Bacia do Paraná, existem várias sub-bacias com grandes potenciais, entre elas a 64 (Paraná, Paranapanema e outros), com 8,4% do potencial hidrelétrico inventariado no País.

A ilustração do potencial hidráulico brasileiro, por sub-bacia hidrográfica, é apresentada na Figura 3.2.

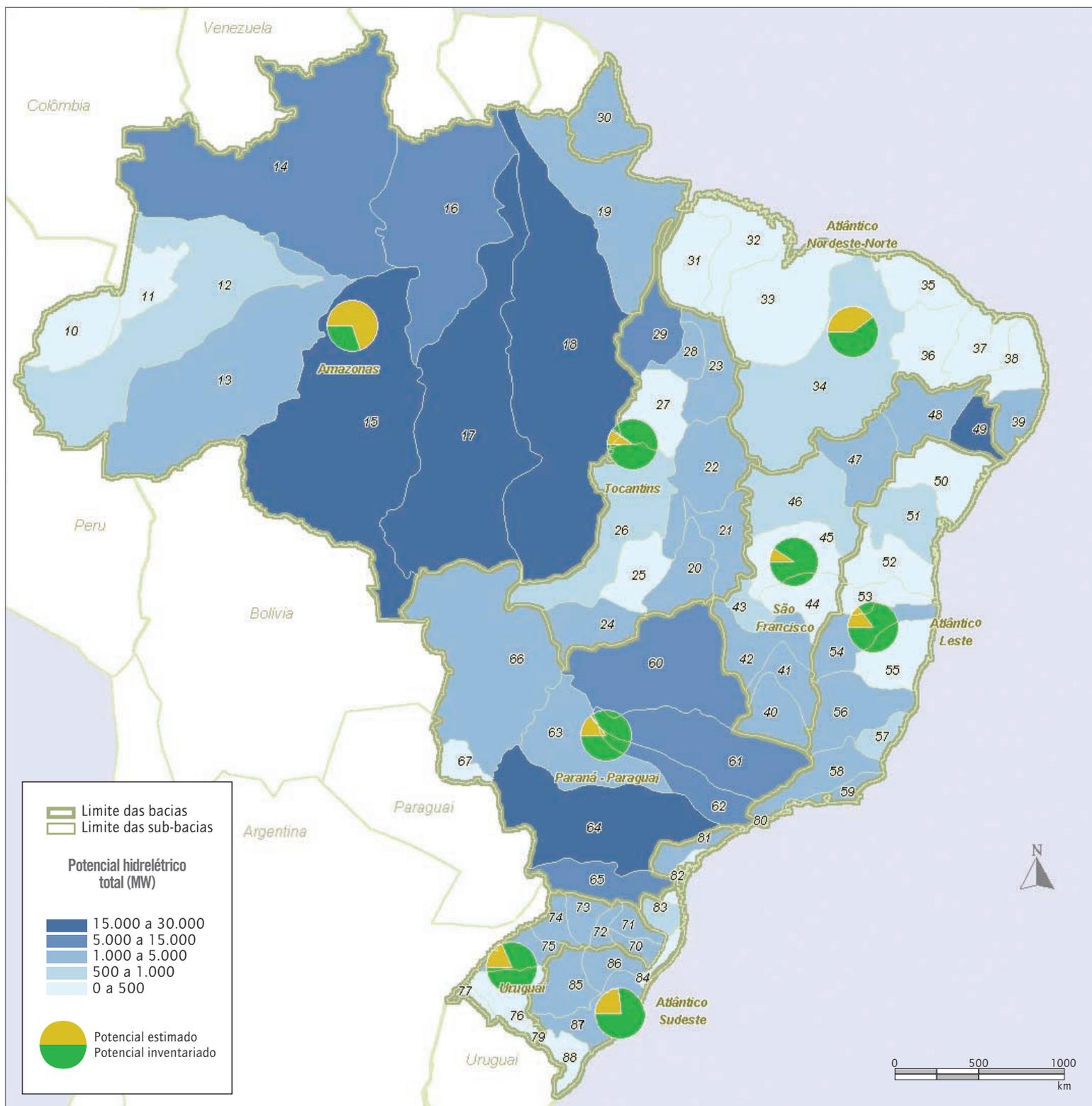
**Tabela 3.2 – Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica – dezembro de 2000**

Sub-Bacia Hidrográfica	Código	Inventariado [a]		Remanescente [b]		Total [a + b]	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Rio Solimões, Javari, Itaquaí	10	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rio Solimões, Içá, Jandiatuba e Outros	11	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rio Solimões, Juruá, Japurá e Outros	12	0	0,0	535	0,6	535	0,2
Rio Solimões, Purus, Coari e Outros	13	0	0,0	4.196	4,4	4.196	1,6
Rio Solimões, Negro, Branco e Outros	14	958	0,6	12.058	12,6	13.016	5,0
Rio Amazonas, Madeira, Guaporé e Outros	15	1.834	1,1	19.743	20,7	21.578	8,3
Rio Amazonas, Trombetas e Outros	16	6.248	3,8	752	0,8	7.000	2,7
Rio Amazonas, Tapajós, Juruena e Outros	17	198	0,1	29.581	31,0	29.779	11,4
Rio Amazonas, Xingu, Iriti, Paru	18	22.501	13,7	5.465	5,7	27.966	10,8
Rio Amazonas, Jari, Pará e Outros	19	160	0,1	1.180	1,2	1.340	0,5
Rio Tocantins, Maranhão, Almas e Outros	20	2.220	1,3	354	0,4	2.574	1,0
Rio Tocantins, Paranã, Palma e Outros	21	1.144	0,7	933	1,0	2.077	0,8
Rio Tocantins, M. Alves, Sono e Outros	22	3.474	2,1	323	0,3	3.796	1,5
Rio Tocantins, M. Alves Grande	23	3.732	2,3	123	0,1	3.855	1,5
Rio Araguaia, Caiapó, Claro e Outros	24	1.232	0,7	144	0,2	1.376	0,5
Rio Araguaia, Crixás-Açu, Peixe	25	0	0,0	47	0,0	47	0,0
Rio Araguaia, Mortes, Javaés e Outros	26	145	0,1	657	0,7	802	0,3
Rio Araguaia, Coco, Pau D'arco e Outros	27	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rio Araguaia, Muricizal, Lontra	28	2.043	1,2	0	0,0	2.043	0,8
Rio Tocantins, Itacaiúnas e Outros	29	10.843	6,6	128	0,1	10.971	4,2
Rios Oiapoque, Araguari e Outros	30	679	0,4	592	0,6	1.271	0,5
Rios Meruú, Acará, Guama e Outros	31	0	0,0	63	0,1	63	0,0
Rios Gurupi, Turiaçu e Outros	32	0	0,0	63	0,1	63	0,0
Rios Mearim, Itapecuru e Outros	33	3	0,0	247	0,3	250	0,1
Rio Paraíba	34	348	0,2	343	0,4	692	0,3
Rios Acaraú, Piranji e Outros	35	4	0,0	0	0,0	4	0,0
Rio Jaguaribe	36	5	0,0	0	0,0	5	0,0
Rios Apodi, Piranhas e Outros	37	6	0,0	0	0,0	6	0,0
Rios Paraíba, Potengi e Outros	38	1	0,0	6	0,0	7	0,0
Rios Capibaribe, Mundaú e Outros	39	1.000	0,6	41	0,0	1.041	0,4
Rios São Francisco, Paraopeba e Outros	40	1.161	0,7	531	0,6	1.692	0,7
Rios São Francisco, Das Velhas	41	767	0,5	452	0,5	1.219	0,5
Rios São Francisco, Paracatu e Outros	42	235	0,1	822	0,9	1.057	0,4
Rios São Francisco, Urucuia e Outros	43	336	0,2	192	0,2	528	0,2
Rios São Francisco, Verde, Grande	44	384	0,2	109	0,1	493	0,2
Rios São Francisco, Carinhanha	45	206	0,1	149	0,2	354	0,1
Rios São Francisco, Grande e Outros	46	598	0,4	217	0,2	816	0,3
Rios São Francisco, Jacaré e Outros	47	1.050	0,6	0	0,0	1.050	0,4
Rios São Francisco, Pajeú e Outros	48	1.533	0,9	0	0,0	1.533	0,6
Rios São Francisco, Moxotó e Outros	49	17.578	10,7	0	0,0	17.578	6,8
Rios Vaza-Barris, Itapicuru e Outros	50	0	0,0	11	0,0	11	0,0

**Tabela 3.2 – Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica – dezembro de 2000 (continuação)**

Sub-Bacia Hidrográfica	Código	Inventariado [a]		Remanescente [b]		Total [a + b]	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Rios Paraguai, Jequiriçá e Outros	51	607	0,4	198	0,2	805	0,3
Rio de Contas	52	59	0,0	94	0,1	153	0,1
Rios Pardo, Cachoeira e Outros	53	0	0,0	135	0,1	135	0,1
Rio Jequitinhonha	54	2.112	1,3	344	0,4	2.456	0,9
Rios Mucuri, São Mateus e Outros	55	204	0,1	255	0,3	458	0,2
Rio Doce	56	4.541	2,8	100	0,1	4.641	1,8
Rios Itapemirim, Itabapoana e Outros	57	548	0,3	177	0,2	725	0,3
Rio Paraíba do Sul	58	2.916	1,8	383	0,4	3.299	1,3
Rios Macaé, São João e Outros	59	1.052	0,6	359	0,4	1.411	0,5
Rio Paranaíba	60	10.202	6,2	2.566	2,7	12.768	4,9
Rio Grande	61	8.781	5,3	896	0,9	9.677	3,7
Rios Paraná, Tietê e Outros	62	5.429	3,3	199	0,2	5.628	2,2
Rios Paraná, Pardo e Outros	63	3.776	2,3	762	0,8	4.538	1,7
Rios Paraná, Paranapanema e Outros	64	13.800	8,4	1.245	1,3	15.045	5,8
Rios Paraná, Iguaçu e Outros	65	8.727	5,3	1.140	1,2	9.867	3,8
Rios Paraguai, São Lourenço e Outros	66	992	0,6	1.862	2,0	2.854	1,1
Rios Paraguai, Apa e Outros	67	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rios Paraná, Corrientes e Outros	68	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rios Paraná, Tercero e Outros	69	1	0,0	0	0,0	1	0,0
Rio Pelotas	70	1.131	0,7	204	0,2	1.335	0,5
Rio Canoas	71	1.492	0,9	90	0,1	1.582	0,6
Rios Uruguai, do Peixe e Outros	72	1.145	0,7	848	0,9	1.993	0,8
Rios Uruguai, Chapecó e Outros	73	3.344	2,0	372	0,4	3.716	1,4
Rios Uruguai, da Várzea e Outros	74	2.649	1,6	318	0,3	2.967	1,1
Rios Uruguai, Ijuí e Outros	75	752	0,5	431	0,5	1.183	0,5
Rios Uruguai, Ibicuí e Outros	76	17	0,0	172	0,2	189	0,1
Rios Uruguai, Quaraí e Outros	77	373	0,2	0	0,0	373	0,1
Rios Uruguai e Outros	78	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rio Uruguai, Negro e Outros	79	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Rios Itapanhaú, Itanhaém e Outros	80	2.902	1,8	29	0,0	2.931	1,1
Rio Ribeira do Iguape	81	1.074	0,7	89	0,1	1.163	0,4
Rios Nhundiaquara, Itapocu e Outros	82	164	0,1	259	0,3	423	0,2
Rio Itajaí-Açu	83	474	0,3	98	0,1	572	0,2
Rios Tubarão, Ararangua e Outros	84	36	0,0	178	0,2	214	0,1
Rio Jacuí	85	1.015	0,6	576	0,6	1.591	0,6
Rio Taquari	86	1.510	0,9	76	0,1	1.586	0,6
Lagoa dos Patos	87	153	0,1	857	0,9	1.010	0,4
Lagoa Mirim	88	0	0,0	128	0,1	128	0,0

Fonte: Eletrobrás, 2000a.



Nota: os números correspondem aos códigos das sub-bacias, como indicado nas tabelas 3.2 e 3.4.

**Figura 3.2 – Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica**

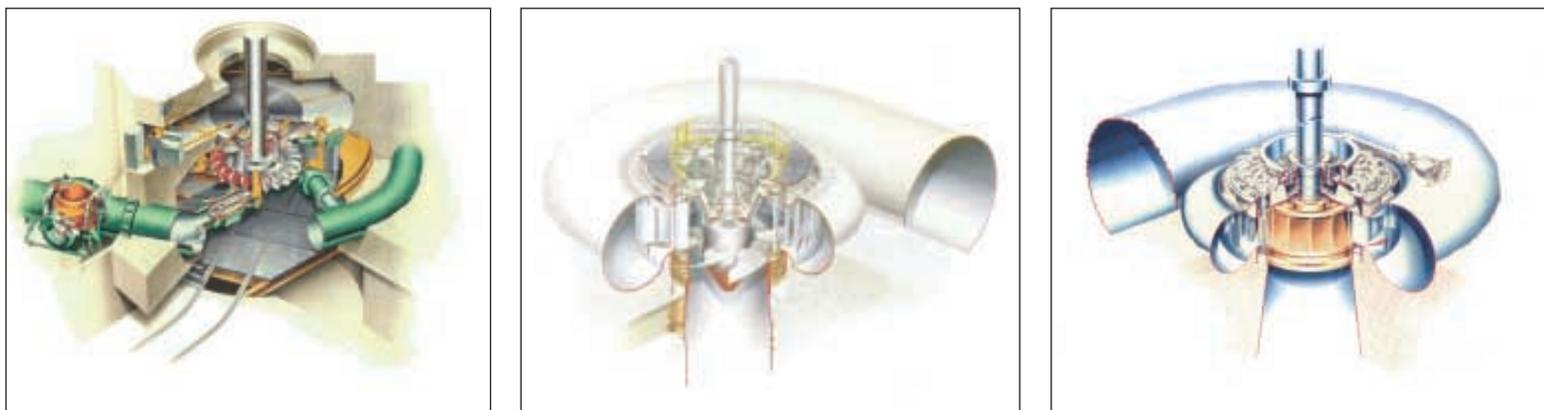
### 3.4 – Tecnologias de Aproveitamento

Com exceção de pequenos aproveitamentos diretos da energia hidráulica para bombeamento de água, moagem de grãos e outras atividades similares, o aproveitamento da energia hidráulica é feito através do uso de turbinas hidráulicas, devidamente acopladas a um gerador de corrente elétrica. Com eficiência que pode chegar a 90%, as turbinas hidráulicas são atualmente as formas mais eficientes de conversão de energia primária em energia secundária.

As turbinas hidráulicas apresentam uma grande variedade de formas

e tamanhos. O modelo mais utilizado é o de Francis, uma vez que se adapta tanto a locais com baixa queda quanto a locais de alta queda. Como trabalha totalmente submerso, seu eixo pode ser horizontal ou vertical [Ramage, 1996].

Entre outros modelos de turbinas hidráulicas, destacam-se o de Kaplan, adequado a locais de baixa queda (10 m a 70 m), e o de Pelton, mais apropriado a locais de elevada queda (200 m a 1.500 m). A Figura 3.3 apresenta um exemplo de turbina hidráulica para cada um dos três modelos citados.



Fonte: GE, 2000.

**Figura 3.3** – Exemplos de turbinas hidráulicas (Francis, Kaplan e Pelton, respectivamente)

Em relação às usinas hidrelétricas, os seguintes aspectos podem ser usados na classificação das usinas [Ramage, 1996]: i) altura efetiva da queda d'água; ii) capacidade ou potência instalada; iii) tipo de turbina empregada; iv) localização, tipo de barragem, reservatório etc. Contudo, esses fatores são interdependentes. Geralmente, a altura da queda determina os demais e uma combinação entre esta e a capacidade instalada determina o tipo de planta e instalação.

Não há limites muito precisos para a classificação do tipo de queda e, portanto, os valores variam entre fontes e autores. O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, da Escola Federal de Itajubá – EFEI, considera de baixa queda uma instalação com altura de até 15 m; instalações com alturas superiores a 150 m são consideradas de alta queda e instalações com altura entre esses dois valores são consideradas de média queda [CERPCH, 2000].

Segundo a referida fonte, os locais mais favoráveis às instalações de alta queda se encontram geralmente nas ribeiras de grandes declives, formados por rápidos ou cascatas. Nesse caso, as obras de

tomada d'água e de prevenção de enchentes são, em geral, de dimensões limitadas e custos reduzidos. A maioria dos investimentos de construção civil é constituída pelo conduto hidráulico. A turbina mais adequada é a do tipo Pelton, com o uso de geradores de alta velocidade, cujas dimensões e preços unitários são sensivelmente mais baixos do que para as máquinas mais lentas.

No Brasil, um exemplo típico desse tipo de aproveitamento hidráulico é a Usina Hidrelétrica de Henry Borden (Figura 3.4), localizada no Rio Pedras, município de Cubatão, Estado de São Paulo. O primeiro grupo gerador (seção externa) foi construído em pouco mais de um ano e entrou em operação em 1926, com potência nominal de 35 MW. Em 1952, iniciaram-se as obras da seção subterrânea, que entrou em operação em 1956. Atualmente, a capacidade instalada nas duas seções é de 887,4 MW, o suficiente para atender à demanda de uma cidade com cerca de dois milhões de habitantes. Seu sistema adutor capta água do Reservatório do Rio das Pedras, conduzindo até o pé da Serra do Mar, em Cubatão, aproveitando um desnível de cerca de 720 m [EMAE, 2001].



Foto: EMAE, 2001.

**Figura 3.4** – Usina Hidrelétrica de Henry Borden (Cubatão – SP)

Em instalações de média queda – a maioria dos projetos hidrelétricos brasileiros, os principais componentes da construção civil são a tomada d'água, as obras de proteção contra enchentes e o conduto hidráulico. As turbinas mais utilizadas são do tipo Francis, com velocidades de rotação entre 500 rpm e 750 rpm. No caso de velocidades mais baixas, pode-se usar um multiplicador de velocidade, de modo a reduzir os custos dos geradores.

Um exemplo desse tipo de barragem é o da Usina Hidrelétrica de Itaipu (Figura 3.5), a maior hidrelétrica em operação no mundo. Com uma potência instalada de 12.600 MW (18 unidades geradoras de 700 MW), Itaipu é responsável atualmente por cerca de 25% de toda energia elétrica consumida no Brasil. As obras civis tiveram início em janeiro de 1975 e a usina entrou em operação comercial em maio de 1984. A última unidade geradora entrou em operação em abril de 1991. Atualmente, estão sendo instaladas mais duas unidades geradoras, o que aumentará sua capacidade nominal para 14.000 MW [ITAIPU, 2001].



Foto: Itaipu, 2001.

**Figura 3.5** – Vista panorâmica da Usina Hidrelétrica de Itaipu

Um exemplo interessante e particular de barragem de média queda é o da Usina Hidrelétrica de Funil (Figura 3.6), localizada no Rio Paraíba do Sul, Município de Itatiaia – RJ. Construída na década de 60, a barragem é do tipo abóbada de concreto, com dupla curvatura, única no Brasil. Com uma capacidade nominal de 216 MW, sua operação teve início em 1969 [FURNAS, 2001].

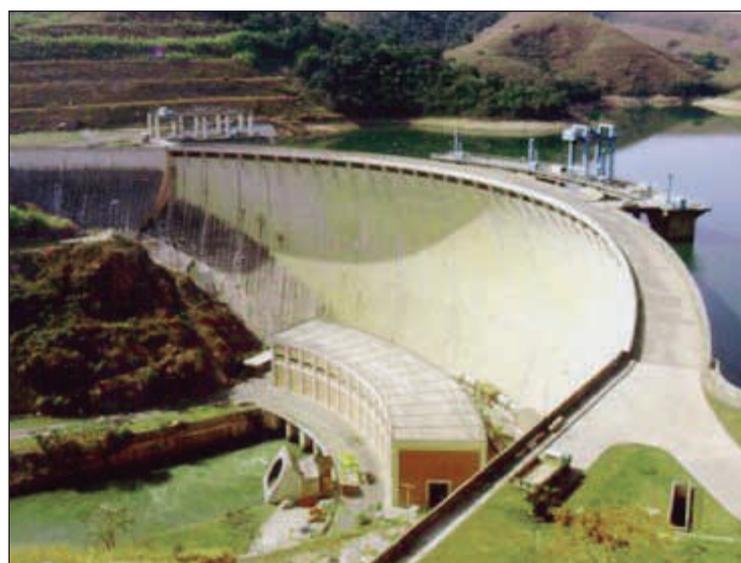


Foto: Furnas, 2001.

**Figura 3.6** – Usina Hidrelétrica de Funil (Itatiaia – RJ)

Em instalações de baixa queda, a casa de força é integrada às obras de tomada d'água ou localizada a uma pequena distância. As turbinas são do tipo Kaplan ou Hélice, com baixa velocidade (entre 70 e 350 rpm). As obras civis podem ser reduzidas pelo uso de grupos axiais do tipo bulbo e o custo dos geradores também pode ser reduzido, com o uso de multiplicadores de velocidade.

No Brasil, um exemplo típico de aproveitamento hidrelétrico de baixa queda é o da Usina Hidrelétrica de Jupia (Figura 3.7), localizada no Rio Paraná, Município de Três Lagoas – SP. Com reservatório de 330 km<sup>2</sup>, a usina possui 14 turbinas Kaplan, totalizando uma potência instalada de 1.551 MW.

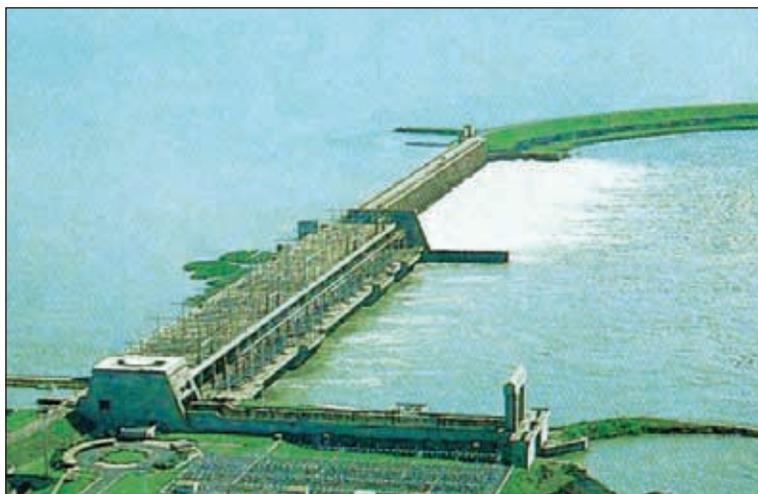
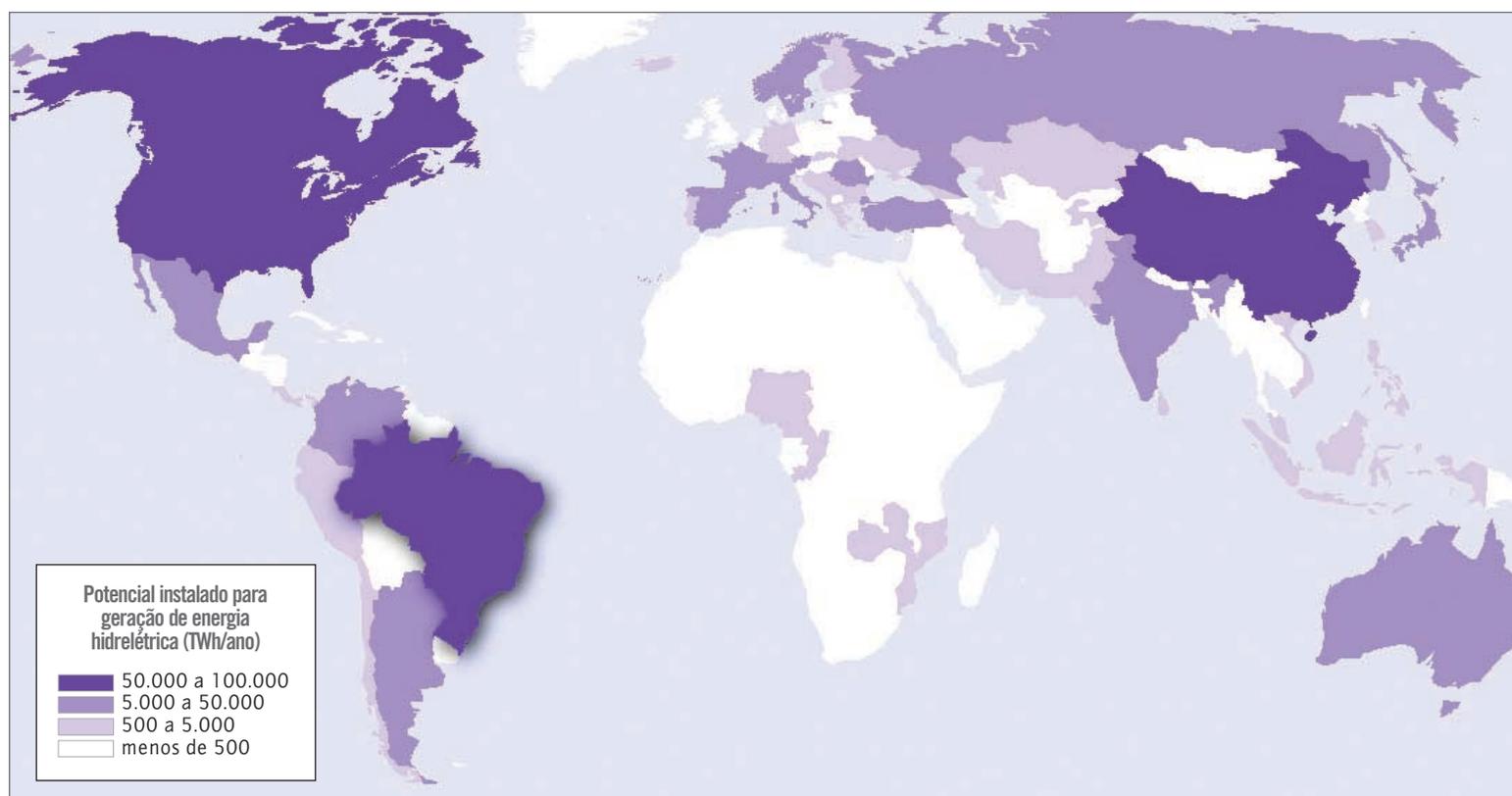


Foto: ANEEL, 2001.

**Figura 3.7** – Usina Hidrelétrica de Jupia – Rio Paraná  
(Três Lagoas – SP)

### 3.5 – Capacidade Instalada

A energia hidráulica é a segunda maior fonte de geração de energia elétrica no mundo, com uma participação de aproximadamente 18%. Em vários países, entre os quais o Brasil, sua participação é superior a 90%. Em termos absolutos, os cinco maiores produtores de energia hidrelétrica no mundo são Canadá, Estados Unidos, Brasil, China e Rússia, respectivamente, conforme ilustrado na Figura 3.8. Em 1998, esses países foram responsáveis por mais de 50% de toda a produção mundial de energia hidrelétrica [IEA, 2000; MME, 2000a].



Fonte: Elaborado a partir de IJHD, 2000.

**Figura 3.8** – Capacidade instalada em usinas hidrelétricas no mundo – 1999

No Brasil, a geração hidrelétrica tem garantido, nos últimos anos, a produção de cerca de 95% da eletricidade consumida no país. A capacidade instalada atualmente é da ordem de 61 GW, o que representa cerca de 37% do potencial inventariado e 23% do potencial estimado. Quase 2/3 da capacidade instalada estão

localizados na Bacia do Rio Paraná. Outras bacias importantes são a do São Francisco e a do Tocantins, com 17% e 9%, respectivamente, da capacidade instalada no país. As bacias com menor potência instalada são as do Atlântico Norte/Nordeste, Rio Uruguai e Amazonas, que somam apenas 2% da capacidade instalada no Brasil (Tabela 3.3).

**Tabela 3.3** – Capacidade instalada por bacia hidrográfica (MW) – situação em janeiro de 2001

Bacia Hidrográfica	Código	(MW)	(%)
Rio Amazonas	1	592	0,98
Rio Tocantins	2	5.394	8,91
Atlântico N/NE	3	303	0,50
Rio São Francisco	4	10.473	17,31
Atlântico Leste	5	2.367	3,91
Rio Paraná	6	38.580	63,76
Rio Uruguai	7	294	0,49
Atlântico Sudeste	8	2.508	4,15
Total	-	60.511	100,00

Fonte: Elaborado a partir de IJHD, 2000.

Na Bacia do Paraná, destacam-se as sub-bacias 60 (Rio Paranaíba), 61 (Grande), 62 (Tietê), 64 (Parapanema) e 65 (Iguaçu), com índices que variam de 11% a 14,4% da capacidade instalada no País (Tabela 3.4). Na Bacia do São Francisco, destaca-se a sub-bacia 49 (rios São Francisco, Moxotó e outros), onde estão localizadas as usinas hidrelétricas de Xingó e Paulo Afonso IV, que somam juntas 5.460 MW de potência instalada. Na Bacia do Tocantins, destaca-se a sub-bacia 29, onde se localiza a Usina

Hidrelétrica de Tucuruí, que representa, atualmente, cerca de 7% da capacidade instalada no país e terá sua capacidade duplicada num futuro próximo, como abordado no item 3.6.

Uma ilustração da capacidade instalada por sub-bacia hidrográfica é apresentada na Figura 3.9.

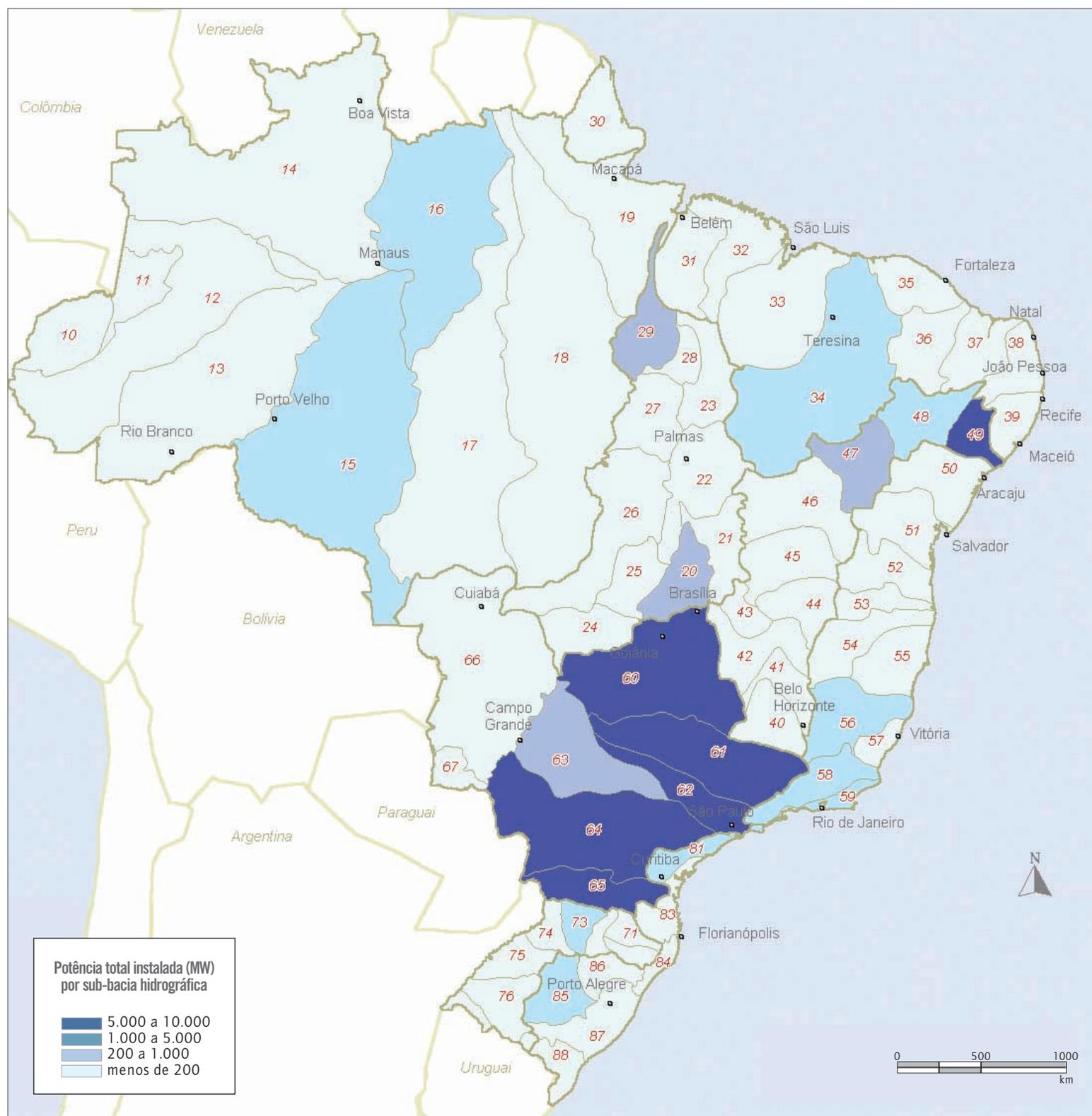
**Tabela 3.4 – Capacidade instalada por sub-bacia hidrográfica (MW) – situação em Janeiro de 2001**

<b>Sub-Bacia Hidrográfica</b>	<b>Código</b>	<b>(MW)</b>	<b>(%)</b>
Sub-Bacia Hidrográfica	Código	(MW)	(%)
Rio Solimões, Javari, Itacuai	10	0	0,0
Rio Solimões, Içá, Jandiatuba e Outros	11	0	0,0
Rio Solimões, Juruá, Japurá e Outros	12	0	0,0
Rio Solimões, Purus, Coari e Outros	13	0	0,0
Rio Solimões, Negro, Branco e Outros	14	0	0,0
Rio Amazonas, Madeira, Guaporé e Outros	15	255	0,4
Rio Amazonas, Trombetas e Outros	16	280	0,5
Rio Amazonas, Tapajós, Juruena e Outros	17	22	0,0
Rio Amazonas, Xingu, Iriri, Paru	18	33	0,1
Rio Amazonas, Jari, Pará e Outros	19	2	0,0
Rio Tocantins, Maranhão, Almas e Outros	20	1.295	2,1
Rio Tocantins, Paranã, Palma e Outros	21	41	0,1
Rio Tocantins, M. Alves, Sono e Outros	22	38	0,1
Rio Tocantins, M. Alves Grande	23	2	0,0
Rio Araguaia, Caiapó, Claro e Outros	24	4	0,0
Rio Araguaia, Crixás-Açu, Peixe	25	0	0,0
Rio Araguaia, Mortes, Javaés e Outros	26	12	0,0
Rio Araguaia, Coco, Pau D'arco e Outros	27	0	0,0
Rio Araguaia, Muricizal, Lontra	28	1	0,0
Rio Tocantins, Itacaiunas e Outros	29	4.001	6,6
Rios Oiapoque, Araguari e Outros	30	68	0,1
Rios Meru, Acara, Guampa e Outros	31	0	0,0
Rios Gurupi, Turiacu e Outros	32	0	0,0
Rios Mearim, Itapecuru e Outros	33	0	0,0
Rio Paraíba	34	225	0,4
Rios Acarau, Piranji e Outros	35	4	0,0
Rio Jaguaribe	36	0	0,0
Rios Apodi, Piranhas e Outros	37	0	0,0
Rios Paraíba, Potengi e Outros	38	0	0,0
Rios Capibaribe, Mundaú e Outros	39	6	0,0
Rios São Francisco, Paraopeba e Outros	40	29	0,0
Rios São Francisco, Das Velhas	41	38	0,1
Rios São Francisco, Paracatu e Outros	42	0	0,0
Rios São Francisco, Urucuia e Outros	43	0	0,0
Rios São Francisco, Verde, Grande	44	4	0,0
Rios São Francisco, Carinhanha	45	8	0,0
Rios São Francisco, Grande e Outros	46	21	0,0
Rios São Francisco, Jacaré e Outros	47	2.550	4,2
Rios São Francisco, Pajeu e Outros	48	396	0,7
Rios São Francisco, Moxotó e Outros	49	7.426	12,3
Rios Vaza-Barris, Itapicuru e Outros	50	1	0,0

**Tabela 3.4 – Capacidade instalada por sub-bacia hidrográfica (MW) – situação em janeiro de 2001 (continuação)**

<b>Bacia Hidrográfica</b>	<b>Código</b>	<b>(MW)</b>	<b>(%)</b>
Rios Paraguai, Jequiricá e Outros	51	3	0,0
Rio de Contas	52	53	0,1
Rios Pardo, Cachoeira e Outros	53	3	0,0
Rio Jequitinhonha	54	8	0,0
Rios Mucuri, São Mateus e Outros	55	0	0,0
Rio Doce	56	526	0,9
Rios Itapemirim, Itabapoana e Outros	57	187	0,3
Rio Paraíba do Sul	58	615	1,0
Rios Macaé, São João e Outros	59	971	1,6
Rio Paranaíba	60	7.009	11,6
Rio Grande	61	7.461	12,3
Rios Paraná, Tietê e Outros	62	6.794	11,2
Rios Paraná, Pardo e Outros	63	1.860	3,1
Rios Paraná, Paranapanema e Outros	64	8.718	14,4
Rios Paraná, Iguçu e Outros	65	6.629	11,0
Rios Paraguai, São Lourenço e Outros	66	110	0,2
Rios Paraguai, Apa e Outros	67	0	0,0
Rios Paraná, Corrientes e Outros	68	0	0,0
Rios Paraná, Tercero e Outros	69	0	0,0
Rio Pelotas	70	0	0,0
Rio Canoas	71	13	0,0
Rios Uruguai, do Peixe e Outros	72	3	0,0
Rios Uruguai, Chapecó e Outros	73	255	0,4
Rios Uruguai, da Várzea e Outros	74	11	0,0
Rios Uruguai, Ijuí e Outros	75	12	0,0
Rios Uruguai, Ibicuí e Outros	76	0	0,0
Rios Uruguai, Quaraí e Outros	77	0	0,0
Rios Uruguai e Outros	78	0	0,0
Rio Uruguai, Negro e Outros	79	0	0,0
Rios Itapanhau, Itanhaém e Outros	80	904	1,5
Rio Ribeira do Iguape	81	530	0,9
Rios Nhundiaquara, Itapocu e Outros	82	95	0,2
Rio Itajaí-Açu	83	43	0,1
Rios Tubarão, Araranguá e Outros	84	11	0,0
Rio Jacuí	85	857	1,4
Rio Taquari	86	6	0,0
Lagoa dos Patos	87	62	0,1
Lagoa Mirim	88	1	0,0

Fonte: Eletrobrás 2000a.



Nota: Os números correspondem aos códigos das sub-bacias, como indicado nas Tabelas 3.2 e 3.4.

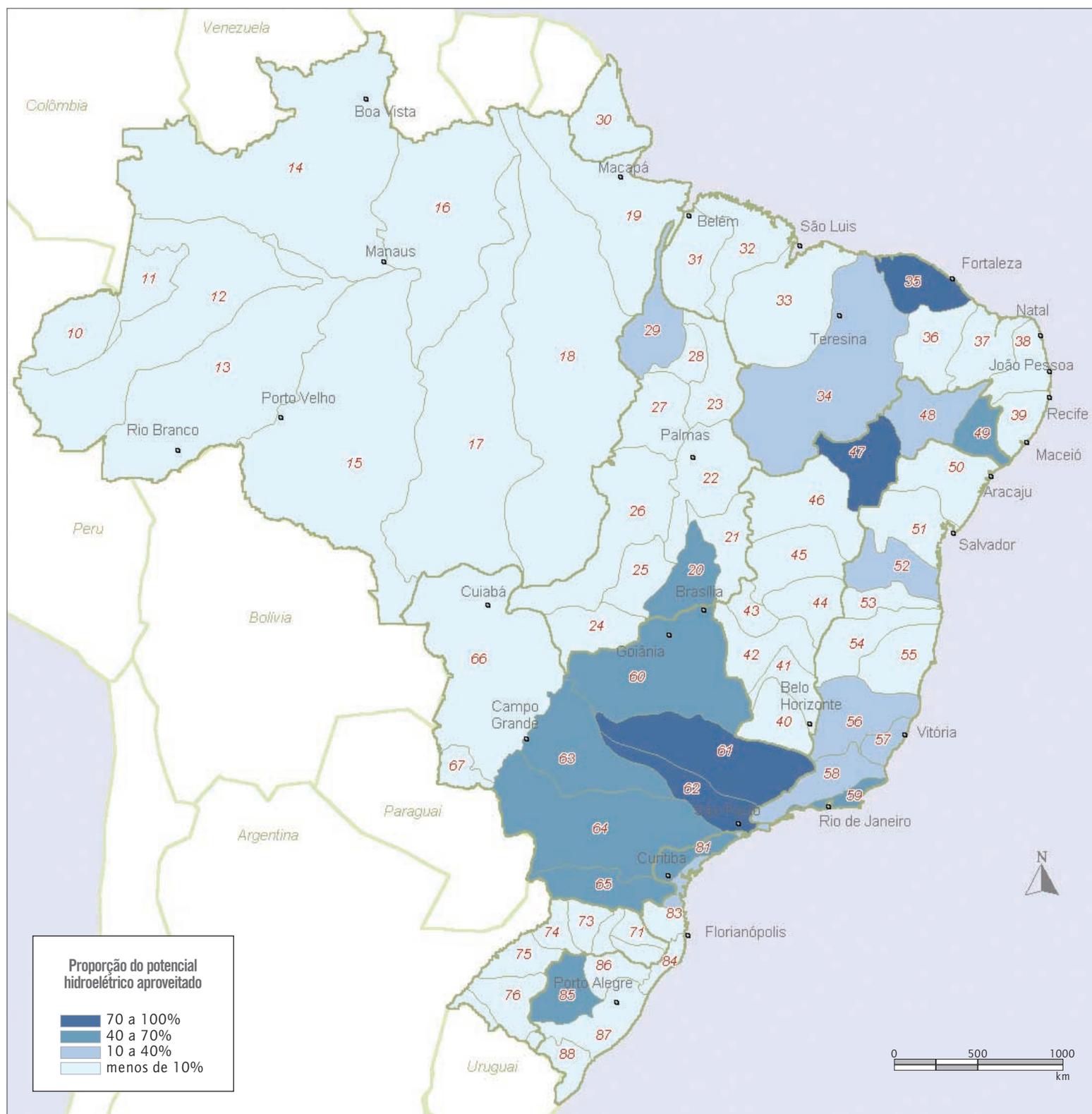
**Figura 3.9** – Capacidade instalada em UHEs no Brasil por sub-bacia hidrográfica

Em termos de esgotamento dos potenciais, verifica-se que as bacias mais saturadas são a do Paraná e a do São Francisco, com índices de aproveitamento (razão entre potencial aproveitado e potencial existente) de 64% e 40%, respectivamente (Tabela 3.5). As menores taxas de aproveitamento são verificadas nas bacias do Amazonas, Uruguai e Atlântico Norte/Nordeste, respectivamente. Em nível nacional, cerca de 23% do potencial hidrelétrico estimado já foram aproveitados. Em relação ao potencial inventariado, essa proporção aumenta para 37%.

A Figura 3.10 ilustra os índices de aproveitamento dos potenciais hidráulicos brasileiros por sub-bacia hidrográfica. Na Bacia do Paraná, os maiores índices são observados nos rios Grande (sub-bacia 61), Tietê (62), Paranaíba (60) e Iguaçu (64), respectivamente. Nas demais bacias, destacam-se a 47, no São Francisco, cujo potencial já foi totalmente aproveitado, e as sub-bacias 35, 59 e 85 (Atlântico Nordeste, Leste e Sudeste, respectivamente), todas com índices superiores a 50%.

**Tabela 3.5 – Potenciais inventariado, existente e aproveitado e índices de aproveitamento por bacia**

Bacia Hidrográfica	Código	Inventariado [a] (MW)	Existente [b] ( MW)	Aproveitado [c] ( MW)	[c/a]	[c/b]
Bacia do Rio Amazonas	1	31.899	105.410	592	0,02	0,01
Bacia do Rio Tocantins	2	24.831	27.540	5.394	0,22	0,20
Bacia do Atlântico Norte/Nordeste	3	2.047	3.402	303	0,15	0,09
Bacia do Rio São Francisco	4	23.847	26.319	10.473	0,44	0,40
Bacia do Atlântico Leste	5	12.037	14.092	2.367	0,20	0,17
Bacia do Rio Paraná	6	51.708	60.378	38.580	0,75	0,64
Bacia do Rio Uruguai	7	10.903	13.337	294	0,03	0,02
Bacia do Atlântico Sudeste	8	7.327	9.617	2.508	0,34	0,26
Brasil	-	164.599	260.095	60.511	0,37	0,23



**Figura 3.10** – Taxa de aproveitamento do potencial hidroelétrico brasileiro

Os baixos índices de aproveitamento da Bacia do Amazonas são devidos ao relevo predominante da região (planícies), a sua grande diversidade biológica e distância dos principais centros consumidores de energia. Já na região centro-sul do país, o desenvolvimento econômico muito mais acelerado e o relevo predominante (planaltos) levaram a um maior aproveitamento dos seus potenciais hidráulicos. Contudo, o processo de interiorização do país e o próprio esgotamento dos melhores potenciais das regiões Sul e Sudeste levarão a um maior aproveitamento hidráulico em regiões mais remotas e economicamente menos desenvolvidas, como abordado na seção 3.6.

### 3.6 – Centrais Hidrelétricas no Brasil

Em janeiro de 2002, havia registro de 433 centrais hidrelétricas em operação no Brasil, das quais 304 eram empreendimentos de pequeno porte – micro e pequenas centrais hidrelétricas (descritas

na Seção 3.8), perfazendo uma capacidade instalada de 62.020 MW [ANEEL, 2002].

Como indicado na Tabela 3.6, a geração hidrelétrica no Brasil é constituída essencialmente de grandes empreendimentos. As 23 centrais hidrelétricas com capacidade de geração superior a 1.000 MW correspondem a 71,4% da capacidade instalada no país. Os 337 empreendimentos com potência igual ou inferior a 30 MW representam apenas 2,4% da capacidade instalada.

Conforme ilustra a Figura 3.11, a maioria das grandes centrais hidrelétricas brasileiras está localizada na Bacia do Paraná, notadamente nas sub-bacias do Paranaíba (60), Grande (61) e Iguaçu (65). Entre as demais, destacam-se Tucuruí, no Rio Tocantins, e Sobradinho, Paulo Afonso e Xingó, no Rio São Francisco (Tabela 3.7).

**Tabela 3.6 – Distribuição das UHEs em operação por faixa de potência – janeiro de 2002**

Faixa de Potência (MW)	Nº de usinas	Potência (MW)	Potência (%)
Até 30	337	1.509	2,4%
De 31 a 100	29	1.667	2,7%
De 101 a 500	36	9.219	14,9%
De 501 a 1.000	8	5.365	8,7%
Acima de 1.000	23	44.260	71,4%
Total	433	62.020	100,0%

Fonte: ANEEL, 2002.

**Tabela 3.7 – Centrais hidrelétricas em operação no Brasil (exceto micro e PCHs) – janeiro de 2002**

Usina	Proprietário	Município-UF	Rio	Pot. (kW)
Itaipu (parte Brasil)	Itaipu Binacional	Foz do Iguaçu – PR	Paraná	6.300.000
Tucuruí I e II	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Tucuruí – PA	Tocantins	4.001.000
Ilha Solteira	Companhia Energética de São Paulo	Ilha Solteira – SP	Paraná	3.444.000
Xingó	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Canindé de S. Francisco – SE	São Francisco	3.162.000
Paulo Afonso IV	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	2.462.400
Itumbiara	Furnas Centrais Elétricas S/A	Itumbiara – GO	Paranaíba	2.124.000
São Simão	Companhia Energética de Minas Gerais	Santa Vitória – MG	Parnaíba	1.710.000
Foz do Areia	Copel Geração S/A	Pinhão – PR	Iguaçu	1.676.000
Jupiá	Companhia Energética de São Paulo	Castilho – SP	Paraná	1.551.200
Itaparica	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Glória – BA	São Francisco	1.479.600
Itá	Gerasul e Itá Energética S/A	Itá – SC	Uruguai	1.450.000
Marimbondo	Furnas Centrais Elétricas S/A	Fronteira – MG	Grande	1.440.000
Salto Santiago	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Saudade do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.420.000
Água Vermelha	AES Tietê S/A	Indiaporã – SP	Grande	1.396.200
Serra da Mesa	Furnas Centrais Elétricas S/A	Cavalcante – GO	Tocantins	1.293.000
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S/A	Alpinópolis – MG	Grande	1.270.000
Segredo	Copel Geração S/A	Mangueirinha – PR	Iguaçu	1.260.000
Salto Caxias	Copel Geração S/A	Capitão Leon. Marques – PR	Iguaçu	1.240.000
Porto Primavera	Companhia Energética de São Paulo	Anaurilândia – MS	Paraná	1.210.000
Emborcação	Companhia Energética de Minas Gerais	Cascalho Rico – MG	Paranaíba	1.192.000
Salto Osório	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Quedas do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.078.000
Sobradinho	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Juazeiro – BA	São Francisco	1.050.300
Estreito	Furnas Centrais Elétricas S/A	Rifaina – SP	Grande	1.050.000
Henry Borden	Empr. Metropolitana de Águas e Energia S/A	Cubatão – SP	Pedras	889.000
Três Irmãos	Companhia Energética de São Paulo	Pereira Barreto – SP	Tietê	807.500
Paulo Afonso III	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	794.200
Cachoeira Dourada	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada – MG	Paranaíba	658.000
Capivara	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Porecatu – PR	Paranapanema	640.000
Taquaruçu	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Sandovalina – SP	Paranapanema	554.000
Itaúba	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Pinhal Grande – RS	Jacuí	512.400
Nova Ponte	Companhia Energética de Minas Gerais	Nova Ponte – MG	Araguari	510.000
Peixoto	Furnas Centrais Elétricas S/A	Ibiraci – MG	Grande	478.000
Paulo Afonso II	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	443.000
Volta Grande	Companhia Energética de Minas Gerais	Conceição das Alagoas – MG	Grande	437.000
Jaguara	Companhia Energética de Minas Gerais	Rifaina – SP	Grande	425.600
Chavantes	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Chavantes – SP	Paranapanema	414.000
Moxotó	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	400.000
Três Marias	Companhia Energética de Minas Gerais	Três Marias – MG	São Francisco	396.000
Miranda	Companhia Energética de Minas Gerais	Indianópolis – MG	Araguari	390.000
Nilo Peçanha	Light Serviços de Eletricidade S/A	Piraí – RJ	Piraí	378.420
Corumbá I	Furnas Centrais Elétricas S/A	Caldas Novas – GO	Corumbá	375.000
Rosana	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Diamante do Norte – PR	Paranapanema	369.200
Nova Avanhandava	AES Tietê S/A	Buritama – SP	Tietê	347.400
Porto Colômbia	Furnas Centrais Elétricas S/A	Guaira – SP	Grande	320.000

**Tabela 3.7 – Centrais hidrelétricas em operação no Brasil (exceto micro e PCHs) – janeiro de 2002 (continuação)**

Usina	Proprietário	Município-UF	Rio	Pot. (kW)
Promissão	AES Tietê S/A	Ubarana – SP	Tietê	264.000
Capivari/Cachoeira	Copel Geração S/A	Antonina – PR	Capivari	252.000
Balbina	Manaus Energia S/A	Presidente Figueiredo – AM	Uatumã	250.000
Boa Esperança	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Guadalupe – PI	Parnaíba	237.300
Passo Fundo	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Entre Rios do Sul – RS	Passo Fundo	226.000
Funil	Furnas Centrais Elétricas S/A	Itatiaia – RJ	Paraíba do Sul	216.000
Samuel	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Porto Velho – RO	Jamari	216.000
Igarapava	Cemig, CMM, CVRD, CSN, Eletrosilex S/A e MMV	Igarapava – SP	Grande	210.000
Manso	Furnas e Produtores Energéticos de Manso S/A	Chapada dos Guimarães – MT	Manso	210.000
Ilha dos Pombos	Light Serviços de Eletricidade S/A	Além Paraíba – MG	Paraíba do Sul	189.730
Paulo Afonso I	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Paulo Afonso – BA	São Francisco	180.001
Jacuí	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Salto do Jacuí – RS	Jacuí	180.000
Passo Real	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Salto do Jacuí – RS	Jacuí	158.000
Bariri	AES Tietê S/A	Boracéia – SP	Tietê	143.100
Barra Bonita	AES Tietê S/A	Barra Bonita – SP	Tietê	140.760
Guilmam-Amorim	Cia. Sid. Belgo-Mineira e Samarco Mineração	Antônio Dias – MG	Piracicaba	140.040
Ibitinga	AES Tietê S/A	Ibitinga – SP	Tietê	131.490
Fontes Nova	Light Serviços de Eletricidade S/A.	Piraí – RJ	Piraí	130.300
Dona Francisca	CEEE e Dona Francisca Energética S/A	Agudo – RS	Jacuí	125.000
Mascarenhas	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Aimorés – MG	Doce	123.000
Porto Estrela	Cia. de Tecidos Norte de Minas, Cemig e CVRD	Açucena – MG	Santo Antônio	112.000
Euclides da Cunha	AES Tietê S/A	São José do Rio Pardo – SP	Pardo	108.800
Salto Grande	Companhia Energética de Minas Gerais	Braúnas – MG	Santo Antônio	102.000
Pereira Passos	Light Serviços de Eletricidade S/A.	Piraí – RJ	Lajes	99.110
Jurumirim	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Cerqueira César – SP	Paranapanema	97.700
Vigário	Light Serviços de Eletricidade S/A	Piraí – RJ	Piraí	90.820
Paraibuna	Companhia Energética de São Paulo	Paraibuna – SP	Paraibuna	85.000
Canoas I	CBA, Duke Energy e Geração Paranapanema	Cândido Mota – SP	Paranapanema	82.500
Caconde	AES Tietê S/A	Caconde – SP	Pardo	80.400
Sá Carvalho	Sá Carvalho S/A	Antônio Dias – MG	Piracicaba	74.100
Alecrim	Companhia Brasileira de Alumínio	Miracatu – SP	Juquiá-Guaçu	72.000
Canoas II	CBA, Duke Energy e Geração Paranapanema	Andirá – PR	Paranapanema	72.000
Salto Grande	Duke Energy e Geração Paranapanema S/A	Cambará – PR	Paranapanema	70.000
Coaracy Nunes	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Ferreira Gomes – AP	Araguari	67.982
Sobragi	Companhia Paraibuna de Metais	Belmiro Braga – MG	Paraibuna	60.000
Itupararanga	Companhia Brasileira de Alumínio	Votorantim – SP	Sorocaba	56.170
Santa Branca	Light Serviços de Eletricidade S/A	Jacareí – SP	Paraíba do Sul	56.050
Rosal	Rosal Energia S/A	B.Jesus do Itabapoana – RJ	Itabapoana	55.000
Itutinga	Companhia Energética de Minas Gerais	Itutinga – MG	Grande	52.000
Camargos	Companhia Energética de Minas Gerais	Itutinga – MG	Grande	48.000
Canastra	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Canela – RS	Santa Maria	44.800
Juba I	Itamarati Norte S/A - Agropecuária	Barra do Bugres – MT	Juba	42.000
Juba II	Itamarati Norte S/A - Agropecuária	Barra do Bugres – MT	Juba	42.000
Guaricana	Copel Geração S/A	Guaratuba – PR	Arraial	40.860
Barra	Companhia Brasileira de Alumínio	Tapiraí – SP	Juquiá-Guaçu	40.400

**Tabela 3.7 – Centrais hidrelétricas em operação no Brasil em janeiro de 2002 (exceto micro e PCHs) (continuação)<sup>1</sup>**

<b>Usina</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município – UF</b>	<b>Rio</b>	<b>Pot. (kW)</b>
Salto do Iporanga	Companhia Brasileira de Alumínio	Juquiá – SP	Assungui	36.870
Fumaça	Companhia Brasileira de Alumínio	Ibiúna – SP	Juquiá-Guaçu	36.400
Santa Cecília	Light Serviços de Eletricidade S/A	Barra do Pirai – RJ	Paraíba do Sul	34.960
Americana	CPFL Geração de Energia S/A	Americana – SP	Atibaia	34.000
Suíça	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Santa Leopoldina – ES	Santa Maria	33.400
Limoeiro	AES Tietê S/A	São José do Rio Pardo – SP	Pardo	32.000
Curuá-Una	Centrais Elétricas do Pará S/A	Santarém – PA	Curuá-Una	30.300
Funil	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Ubatã – BA	das Contas	30.000
França	Companhia Brasileira de Alumínio	Juquitiba – SP	Juquiá-Guaçu	29.520
Assis Chateaubriand	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	Ribas do Rio Pardo – MS	Pardo	29.500
Isamu Ikeda	Celtins	Monte do Carmo – TO	Balsas Mineiro	29.064
Porto Raso	Companhia Brasileira de Alumínio	Tapiraí – SP	Juquiá-Guaçu	28.400
Nova Maurício	Valesul Alumínio S/A	Leopoldina – MG	Novo	27.872
Jaguari	Companhia Energética de São Paulo	Jacareí – SP	Jaguari	27.600
Paranoá	Companhia Energética de Brasília	Brasília – DF	Paranoá	26.000
Muniz Freire	Samarco Mineração S/A	Muniz Freire – ES	Pardo	25.000
Palmeiras	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Rio dos Cedros – SC	dos Cedros	24.600
Serraria	Companhia Brasileira de Alumínio	Juquiá – SP	Juquiá - Guaçu	24.000
Rasgão	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A	Pirapora do Bom Jesus – SP	Tietê	22.000
Emboque	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Raul Soares – MG	Matipó	21.400
Macabu	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Trajano de Moraes – RJ	Macabu	21.000
Pedra	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Jequié – BA	das Contas	20.007
Bracinho	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Schroeder – SC	Bracinho	19.000
Rio do Peixe	Companhia Jaguari de Energia	São José do Rio Pardo – SP	Peixe	18.060
Piau	Companhia Energética de Minas Gerais	Santos Dumont – MG	Piau	18.010
Areal	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Areal – RJ	Preto	18.000
Paranapanema	Companhia Luz e Força Santa Cruz	Piraju – SP	Paranapanema	18.000
Antas II	Dep. Mun. de Eletricidade de Poços de Caldas	Poços de Caldas – MG	Antas	16.920
Rio Bonito	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Santa Maria de Jetibá – ES	Santa Maria	16.800
Chaminé	Copel Geração S/A	São José dos Pinhais – PR	São João	16.400
São Domingos	Companhia Energética de Goiás	São Domingos – GO	São Domingos	14.336
Agro Trafo	Celtins	Dianópolis – TO	Palmeiras	14.040
Jaguari	CPFL Geração de Energia S/A	Pedreira – SP	Jaguari	14.000
Gafanhoto	Companhia Energética de Minas Gerais	Divinópolis – MG	Pará	12.880
Casca III	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	Chapada dos Guimarães – MT	Casca	12.420
Brecha	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Guaraciaba – MG	Piranga	12.400
Bugres	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Canela – RS	Santa Cruz	11.700
Glória	Valesul Alumínio S/A	Muriaé – MG	Glória	11.360
Porto Góes	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.	Salto – SP	Tietê	10.500
Eloy Chaves	CPFL Geração de Energia S/A	Espírito Santo do Pinhal – SP	Mogi-Guaçu	8.800

Fonte: ANEEL, 2002.

<sup>1</sup> O Anexo 4 apresenta um diagrama topológico das usinas hidrelétricas existentes e em operação no Brasil, incluindo também as PCHs.



**Figura 3.11** – Usinas hidrelétricas por classe de potência e bacia hidrográfica

Como indicado anteriormente, o relevo da região centro-sul do Brasil, mais favorável ao aproveitamento de seus potenciais hidrelétricos, conjugado com o processo de ocupação do território brasileiro e de desenvolvimento socioeconômico do país, levou a uma forte concentração das UHEs nessa região. Conforme ilustra a Figura 3.12, na primeira metade do Século XX, a grande maioria dos projetos hidrelétricos foi instalada na Região Sudeste. No período de 1945 a 1970, os empreendimentos se espalharam mais em direção ao Sul e ao Nordeste, com destaque para os estados do Paraná e Minas Gerais.

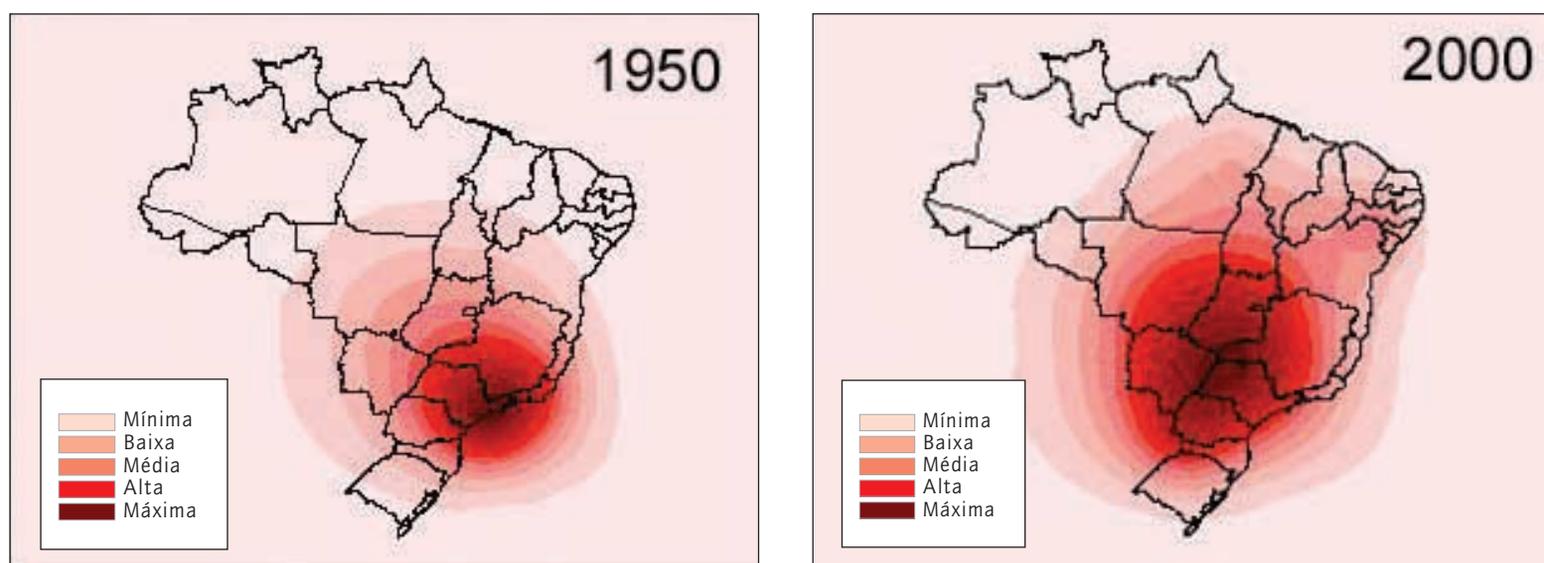
Entre 1970 e meados dos anos 1980, espalharam-se por diversas regiões do país, graças ao aprimoramento de tecnologias de transmissão de energia elétrica em grandes blocos e distâncias. Nesse mesmo período, verificou-se também uma forte concentração de projetos na zona de transição entre as regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde estão duas importantes sub-bacias do Paraná (Grande e Paranaíba). Mais recentemente, têm-se destacado as regiões Norte e Centro-Oeste, principalmente o Estado de Mato Grosso.



**Figura 3.12** – Usinas hidrelétricas por ano de instalação

A Figura 3.13 ilustra melhor a evolução da concentração de UHEs no país. Como se observa, até 1950, as usinas estavam concentradas próximas ao litoral, entre os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. Atualmente, há uma dispersão mais acentuada, cujo

centro de massa está localizado entre os estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Goiás. Na seção, verifica-se que os futuros projetos hidrelétricos deverão ocupar também áreas menos povoadas e economicamente pouco desenvolvidas.



**Figura 3.13** – Evolução da concentração das usinas hidrelétricas no Brasil (1950 e 2000)

### 3.7 – Futuros Projetos Hidrelétricos no Brasil

Como indicado na Seção 3.1, apesar da participação crescente de outras fontes energéticas na geração de energia elétrica, a hidroeletricidade continua sendo muito importante na expansão do setor elétrico brasileiro. Somando-se a potência nominal das usinas em construção, em ampliação, concedidas e autorizadas, verifica-se que a energia hidráulica irá adicionar ao sistema elétrico nacional

cerca de 14.500 MW, nos próximos anos. Incluindo-se as usinas em projeto, o valor sobe para 15.443 MW. Desse total, 36% estão localizados na Bacia do Tocantins, 24% na Bacia do Uruguai, 19% na Bacia do Paraná e 14% na Bacia do Atlântico Leste. As bacias do Amazonas e do Atlântico Sudeste deverão contribuir com 7% da nova capacidade instalada. As do Atlântico Norte/Nordeste e do São Francisco deverão adicionar apenas 1% ao sistema hidrelétrico do País (Tabela 3.8).

**Tabela 3.8** – Capacidade a ser instalada nos próximos anos por bacia e situação do projeto (MW e %)

Bacia Hidrográfica	Código	Construção	Ampliação	Concedida	Projeto	Autorização	Total
Rio Amazonas	1	248,10	2,65	0,00	153,20	84,09	488,04
Rio Tocantins	2	1.333,20	4.125,00	0,00	9,80	16,06	5.484,06
Atlântico N/NE	3	1,50	0,00	0,00	11,20	25,10	37,80
Rio São Francisco	4	105,00	2,02	0,00	8,22	25,00	140,24
Atlântico Leste	5	660,00	12,40	793,00	267,52	392,46	2.125,38
Rio Paraná	6	823,29	1.418,85	406,36	107,68	112,44	2.868,62
Rio Uruguai	7	2.590,00	0,00	1.000,00	15,04	46,65	3.651,69
Atlântico Sudeste	8	129,20	0,00	45,00	376,75	96,50	647,45
<b>Total</b>	-	<b>5.890,30</b>	<b>5.560,92</b>	<b>2.244,36</b>	<b>949,41</b>	<b>798,30</b>	<b>15.443,28</b>
Rio Amazonas	1	4,2%	0,0%	0,0%	16,1%	10,5%	3,2%
Rio Tocantins	2	22,6%	74,2%	0,0%	1,0%	2,0%	35,5%
Atlântico N/NE	3	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	3,1%	0,2%
Rio São Francisco	4	1,8%	0,0%	0,0%	0,9%	3,1%	0,9%
Atlântico Leste	5	11,2%	0,2%	35,3%	28,2%	49,2%	13,8%
Rio Paraná	6	14,0%	25,5%	18,1%	11,3%	14,1%	18,6%
Rio Uruguai	7	44,0%	0,0%	44,6%	1,6%	5,8%	23,6%
Atlântico Sudeste	8	2,2%	0,0%	2,0%	39,7%	12,1%	4,2%
<b>Total</b>	-	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Em termos de sub-bacia, destaca-se a 29 (Tocantins e afluentes), onde se localiza Tucuruí, cuja capacidade será ampliada de 4.000 MW para 8.125 MW, representando 27% da capacidade a ser instalada nos próximos anos. Fato similar ocorre com a sub-bacia 64 (Paraná e afluentes), devido à ampliação de Itaipu, que terá sua capacidade nominal ampliada em 1.400 MW. Na Bacia do Uruguai, destaca-se a sub-Bacia 73, onde está localizada a UHE de Machadinho com 1.140 MW de potência.

A Tabela 3.9 apresenta a relação das centrais hidrelétricas em construção no país, segundo informações de janeiro de 2002 – *Banco*

*de Informações de Geração* – BIG [ANEEL, 2002]. Os dados indicam a existência de 20 novos projetos, que irão adicionar ao sistema elétrico 6.284 MW de potência instalada. Como já mencionado, o maior empreendimento em construção é a UHE de Machadinho, no Rio Pelotas, Município de Maximiliano de Almeida – RS, com 1.140 MW. Em segundo lugar, vem Campos Novos, no Rio Canoas – SC, e Luís Eduardo Magalhães, no Tocantins, com 880 MW e 850 MW, respectivamente. Entre outros empreendimentos de grande porte, verificam-se Barra Grande (690 MW), Rio Pelotas, Cana Brava (450 MW), rio Tocantins, e Itapebi (450 MW), Rio Jequitinhonha, Bahia.

**Tabela 3.9 – Centrais hidrelétricas em construção no Brasil (exceto micro e PCHs) – janeiro de 2002**

Usina	Proprietário(s)	Município(s) – UF	Rio	Pot. (kW)
Machadinho	VBC, Alcoa, Valesul, DME e C. Corrêa	Maximiliano de Almeida – RS	Pelotas	1.140.000
Campos Novos	Campos Novos Energia S/A.	Abdon Batista e outros – SC	Canoas	880.000
Luís Eduardo Magalhães	CEB, EDP, Investco, Paulista e Rede Lag.	Miracema do Tocantins e Palmas – TO	Tocantins	850.000
Barra Grande	Alcoa, VBC, Camargo Corrêa e DME	Anita Garibaldi – SC e Esmeralda – RS	Pelotas	690.000
Cana Brava	Companhia Energética Meridional	Cavalcante – GO e Minaçu – GO	Tocantins	450.000
Itapebi	Itapebi Geração de Energia S/A	Itapebi – BA	Jequitinhonha	450.000
Aimorés	CEMIG e Vale do Rio Doce	Aimorés – MG e Baixo Guandu – ES	Doce	330.000
Funil	CEMIG e Vale do Rio Doce	Lavras - MG e Perdões – MG	Grande	180.000
Ponte de Pedra	Ponte de Pedra Energética S/A	Itiquira – MT e Sonora – MS	Correntes	176.100
Itiquira I e II	Triunfo Part. e Investimentos S/A	Itiquira – MT	Itiquira	156.000
Candongá	Alcan Emp. Ltda. e Vale do Rio Doce	Rio Doce e S Cruz do Escalvado – MG	Doce	140.000
Corumbá IV	Corumbá Concessões S/A	Luziânia – GO	Corumbá	127.000
Guaporé	Min. Santa Elina e Tangará Energia S/A	Pontes e Lacerda – MT	Guaporé	120.000
Quebra Queixo	Companhia Energética Chapecó	Ipuacu – SC e São Domingos – SC	Chapecó	120.000
Jauru	Cinco Estrelas Agrop. e Queiroz Galvão	Indiavaí – MT e Jauru – MT	Jauru	110.000
Queimado	Cia. Energética de Brasília e CEMIG	Cristalina – GO e Unaí – MG	Preto	105.000
Santo Antônio	Jari Energética S/A	Almeirim – PA e Mazagão – AP	Jari	100.000
Pirajú	Companhia Brasileira de Alumínio	Piraju – SP	Paranapanema	70.000
Santa Clara	Companhia Energética Santa Clara	Nanuque e Serra dos Aimorés – MG	Mucuri	60.000
Ponte de Pedra	Eletricidade de Mato Grosso Ltda.	São José do Rio Claro – MT	Pte. de Pedra	30.000

Fonte: ANEEL, 2002.

Em relação aos projetos outorgados (construção não iniciada até janeiro de 2002), há 23 usinas que deverão adicionar 3.753 MW ao sistema elétrico nacional (Tabela 3.10). Em termos de potência

instalada, o maior projeto é o Foz do Chapecó, no Rio Uruguai, Santa Catarina, com 855 MW. Destacam-se, ainda, Peixe Angical, no Tocantins, com 452 MW, e Irapé, no Jequitinhonha, com 360 MW.

**Tabela 3.10 – Usinas hidrelétricas outorgadas (construção não iniciada até janeiro de 2002)**

<b>Usina</b>	<b>Proprietário(s)</b>	<b>Município(s) – UF</b>	<b>Rio</b>	<b>Pot. (kW)</b>
Foz do Chapecó	Cia. Vale do Rio Doce e Foz do Chapecó Energia	Águas de Chapecó – SC	Uruguai	855.000
Peixe Angical	Energia Paulista, Enerpeixe e Rede Peixe Energia	Peixe – TO	Tocantins	452.000
Irapé	Companhia Energética de Minas Gerais	Berilo – MG	Jequitinhonha	360.000
Capim Branco I	C. Corrêa, Cemig, CBE, CAP, CMM e CVRD	Araguari – MG	Araguari	240.000
Capim Branco II	C. Corrêa, Cemig, CBE, CAP, CMM e CVRD	Araguari – MG	Araguari	210.000
Serra do Facão	Alcoa, CBA, DME e Votorantim Cimentos Ltda.	Catalão – GO	São Marcos	210.000
Itaocara	Light Sinergias Ltda.	Aperibé – RJ	Paraíba do Sul	195.000
Castro Alves	Companhia Energética Rio das Antas	Nova Pádua – RS	Das Antas	130.000
Monte Claro	Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves – RS	Das Antas	130.000
Murta	Murta Energética S/A	Coronel Murta – MG	Jequitinhonha	120.000
Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Foz do Jordão – PR	Jordão	119.000
Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Candói – PR	Jordão	119.000
Baú I	CAT-LEO Energia S/A	Rio Doce – MG	Doce	110.000
14 de Julho	Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves – RS	Das Antas	100.000
Corumbá III	Energética Corumbá III S/A	Luziânia – GO	Corumbá	93.600
Rondon II	Eletrogoes S/A	Pimenta Bueno – RO	Comemoração	73.500
Itumirim	Companhia Energética Itumirim	Aporé – GO	Corrente	50.000
Picada	Cia. Paraibuna de Metais e Paraibuna de Energia Ltda.	Juiz de Fora – MG	Peixe	50.000
Ourinhos	Ourinhos Energia S/A	Jacarezinho – PR	Paranapanema	44.000
Barra do Braúna	CAT-LEO Energia S/A	Laranjal – MG	Pomba	39.000
Espora	Fuad Rassi, Engenharia Indústria e Comércio Ltda.	Aporé – GO	Corrente	32.000
Salto das Nuvens	Companhia Paulista Ferro-Ligas	Tangará da Serra – MT	Seopotuba	20.000
Salto Pinhal	CPFL Geração de Energia S/A	Espírito Santo do Pinhal – SP	Mogi-Guaçu	580

Fonte: ANEEL, 2002.



**Figura 3.14** – Localização de futuros projetos hidrelétricos no Brasil

### 3.8 – Pequenas Centrais Hidrelétricas

As recentes mudanças institucionais e regulamentares, introduzindo incentivos aos empreendedores interessados e removendo uma série de barreiras à entrada de novos agentes na indústria de energia elétrica, assim como a revisão do conceito de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) têm estimulado a proliferação de

aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil. Esses empreendimentos procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos marcados pela expansão agrícola nacional, promovendo o desenvolvimento de regiões remotas do País. Com isso, espera-se adicionar ao sistema elétrico nacional cerca de 5.000 MW de potência nos próximos 10 anos.

Para estimular a construção de novas PCHs, a ANEEL criou condições de incentivo aos empreendedores, destacando-se as seguintes:

1. Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico (Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
2. Descontos superiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999);
3. Livre comercialização de energia para consumidores de carga igual ou superior a 500 kW (Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998);
4. Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
5. Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível – CCC, quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados (Resolução nº 245, de 11 de agosto de 1999);
6. Comercialização da energia gerada pelas PCHs com concessionárias de serviço público, tendo como limite tarifário o valor normativo estabelecido pela Resolução nº 22, de 1º de fevereiro de 2001;

Em janeiro de 2002, havia 304 empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte – micro e pequenas centrais hidrelétricas – em operação no Brasil, totalizando 859 MW de potência instalada e apenas 1,4% do parque hidrelétrico brasileiro<sup>1</sup> [ANEEL, 2002]. O Anexo 1-A apresenta a relação dessas centrais.

Como ilustrado na Figura 3.15, a maioria dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos se localiza nas regiões Sul e Sudeste, nas bacias do Paraná e Atlântico Sudeste, próximo dos grandes centros consumidores de energia elétrica. Na Bacia do Paraná, destacam-se as sub-bacias 61 (Rio Grande), 62 (Tietê) e 64 (Paraná/Parapanema), com 59 aproveitamentos e cerca de 300 MW de potência instalada. Na bacia do Atlântico Sudeste, destacam-se as sub-bacias 56 (Rio Doce) e 58 (Rio Paraíba do Sul), com 37 aproveitamentos e aproximadamente 250 MW de capacidade instalada. A maioria dos demais aproveitamentos se localiza no Centro-Oeste do país, principalmente nos estados de Mato Grosso e Tocantins.

2 Ressalte-se que, na verdade, há muito mais empreendimentos com características de PCH, os quais foram outorgados anteriormente à Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e, portanto, não-enquadrados nessa categoria.



**Figura 3.15** – Localização dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos (micro e PCHs) existentes no Brasil

Quanto aos novos empreendimentos, havia 24 centrais em construção (Tabela 3.11) e 97 outorgadas (Anexo 1-B), que deverão adicionar ao sistema elétrico brasileiro 1.513 MW de potência instalada. Como ilustrado na Figura 3.16, a distribuição geográfica

desses novos aproveitamentos é bastante semelhante à dos já existentes. A maioria se localiza nas regiões Sul e Sudeste. Nas demais regiões, destaca-se o Estado de Mato Grosso.

**Tabela 3.11 – Pequenas centrais hidrelétricas em construção no Brasil – Janeiro de 2002**

<b>Usina</b>	<b>Proprietário(s)</b>	<b>Município(s) – UF</b>	<b>Rio</b>	<b>Pot. (kW)</b>
Passo do Meio	Brascan Energética e Calçados Azaléia	Bom Jesus – RS	Das Antas	30.000
Salto Corgão	Galera Centrais Elétricas Ltda.	Nova Lacerda – MT	Corgão	26.300
Alto Jauru	Araputanga Centrais Elétricas S/A	Araputanga – MT	Jauru	20.020
Baruíto	Global Energia Elétrica S/A	Campo Novo do Parecis – MT	Sangue	18.000
Pedrinho I	Energética Rio Pedrinho S/A	B. Ventura de S. Roque – PR	Pedrinho	15.000
Braço Norte III	Guarantã Energética Ltda.	Guarantã do Norte – MT	Braço Norte	14.160
Pesqueiro	Pesqueiro Energia S/A	Jaguariaíva – PR	Jaguariaíva	10.960
Dourados	CPFL Geração de Energia S/A	Nuporanga – SP	Sapucaí Mirim	10.800
Buriti	Agropecuária Fockink Ltda.	Sapezal – MT	Buriti	10.000
Fumaça	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Mariana – MG	Gualaxo do Sul	10.000
Furnas do Segredo	CEEE e Guascor Serviços Ltda.	Jaguari – RS	Jaguari	9.200
São Joaquim	CPFL Geração de Energia S/A	Guará – SP	Sapucaí-Mirim	8.050
Rolador	Dep. Mun. de Eletr. de Poços de Caldas	Poços de Caldas – MG	Das Antas	7.800
Ferradura	BT Geradora de Energia Elétrica Ltda.	Erval Seco – RS	Guarita	7.500
Rio Branco	Hidrossol Hidrelétricas Cassol Ltda.	Alta Floresta d´Oeste – RO	Branco	6.900
ARS	ARS - Agro Rio Von Den Steinen Ltda.	Nova Ubiratã – MT	Von den Steinen	5.877
Vitorino	Anhambi Agroindustrial Ltda.	Itapejara d´Oeste – PR	Vitorino	5.280
Salto Forqueta	Coop. Reg. de Eletrificação Teutônica Ltda.	Putinga – RS	Forqueta	4.500
Nova Xavantina	Conspavi Construção e Pavimentação	Barra do Garças – MT	Ribeirão Galheiros	3.200
São João	Cachoeira Parecis Agropecuária Ltda.	Cerejeiras – RO	São João	3.000
Marcol	Madeira Rio Colorado Ltda.	Vilhena – RO	Pimenta Bueno	2.500
Paina II	Sengés Papel e Celulose Ltda.	Castro – PR	Socavão	1.200
Lamins	AES Força Empreendimentos Ltda.	Passa Quatro – MG	Verde	848
Ribeirão	AES Força Empreendimentos Ltda.	Baependi – MG	Furnas	180

Fonte: ANEEL, 2002.



**Figura 3.16** – Futuros aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte (micro e PCHs) no Brasil

### 3.9 – Aspectos Socioambientais

Historicamente, o aproveitamento de potenciais hidráulicos para a geração de energia elétrica exigiu a formação de grandes reservatórios e, conseqüentemente, a inundação de grandes áreas. Na maioria dos casos, tratava-se de áreas produtivas e (ou) de grande diversidade biológica, exigindo a realocação de grandes contingentes de pessoas e animais silvestres.

Com a intensificação dos fluxos migratórios, provocada inicialmente pela atração de pessoas à construção do empreendimento e, posteriormente, pelo encerramento dessas atividades e realocação dos atingidos pelo reservatório, verificou-se o agravamento de doenças sexualmente transmissíveis, aumento do número de acidentes, violências etc.

A formação de reservatórios de acumulação de água e regularização de vazões provoca alterações no regime das águas e a formação de

microclimas, favorecendo certas espécies (não necessariamente as mais importantes) e prejudicando, ou até mesmo extinguindo, outras. Entre as espécies nocivas à saúde humana, destacam-se parasitas e transmissores de doenças endêmicas, como a malária e a esquistossomose.

Dois exemplos internacionais de graves problemas decorrentes de empreendimentos hidrelétricos são Akossombo (Gana) e Assuam (Egito). Além de alterações de ordem hídrica e biológica, esses projetos provocaram o aumento da prevalência da esquistossomose mansônica, que em ambos os casos ultrapassou o índice de 70% da população local e circunvizinha, entre outros transtornos de ordem cultural, econômica e social [Andreazzi, 1993].

Há também os perigos de rompimento de barragens e outros acidentes correlatos, que podem causar problemas de diversas ordens e dimensões. Um exemplo clássico é o de Macchu, na Índia, onde 2.500 pessoas pereceram, em razão da falha de uma barragem em 1979 [Eletronuclear, 2001]. Devem haver, portanto, estudos prévios e medidas de prevenção desse tipo de impacto potencial.

No Brasil, há vários exemplos de grandes impactos socioambientais decorrentes de empreendimentos hidrelétricos, como Tucuruí e Balbina, na Amazônia, e Sobradinho, no Nordeste do País. O caso de Tucuruí é bastante ilustrativo desses impactos, como indicado pela Comissão Mundial de Barragens e resumido no Quadro 3.1.

### **Quadro 3.1 – Síntese dos impactos socioambientais da Usina Hidrelétrica de Tucuruí**

A Usina Hidrelétrica de Tucuruí está localizada na Bacia Hidrográfica do Rio Tocantins, numa região de floresta tropical úmida, com 4.240 MW de potência instalada e previsão de duplicação de sua capacidade até 2006. Com a formação de 2.800 km<sup>2</sup> de área alagada, foi necessário o deslocamento de 4.407 famílias.

As obras tiveram início em 1976, e a usina entrou em operação em 1984. Com o objetivo inicial de gerar energia elétrica para as cidades da Amazônia Oriental, para favorecer a ocupação e o desenvolvimento da região norte do País e viabilizar a navegação, a partir de eclusas. Contudo, o enorme potencial minerológico da região atraiu indústrias eletrointensivas para o local, principalmente de alumínio, que necessitam de muita energia. Diante dessa demanda, Tucuruí também iria fornecer energia para o parque industrial. Atualmente, a usina fornece 50% de sua geração para as indústrias e o restante para centros urbanos dos estados do Pará e Maranhão.

A falta de uma legislação ambiental, o desrespeito à legislação vigente e a ausência de dados sobre a região, provocaram uma série de impactos, esperados ou não. Entre os impactos inesperados, destacam-se os seguintes: isolamento da população ribeirinha após o enchimento do reservatório; ocupação irregular e desordenada; conflito de uso da água; ausência de infra-estrutura; proliferação intensa de mosquitos; intensificação da atividade madeireira predatória; perdas de zonas de pesca a jusante do barramento; aparecimento de grandes cardumes a montante; enorme mortalidade de animais com o enchimento do reservatório; emissão de gases de efeito estufa a partir da superfície do lago; reassentamento em áreas impróprias para a agricultura; alto índice de abandono de lotes e de comercialização dos mesmos; pressão na estrutura fundiária local; destruição das relações sociais das comunidades indígenas na região; suprimimento de energia seletivo, sem atendimento à população atingida; mudanças da estrutura produtiva agro-extrativista para industrial; oferta de empregos aquém da mão-de-obra atraída para a região; conflito entre pesca artesanal e comercial; compensação financeira para os municípios que tiveram áreas inundadas. Entre os impactos esperados destacam-se a perda da rica biodiversidade local.

Fonte: La Rovere, 2000 (adaptado).

É importante, contudo, ressaltar que esses e outros impactos indesejáveis não são entraves absolutos à exploração dos potenciais remanescentes. Primeiramente, porque os maiores aproveitamentos já foram realizados. Em segundo lugar, porque esses impactos podem ser evitados ou devidamente mitigados, com estudos prévios (geológicos, hidrológicos e socioambientais), que se tornaram exigência do poder concedente e dos órgãos legislativos.

Os graves e indesejados impactos de grandes hidrelétricas do passado levaram, portanto, à incorporação da variável ambiental e de outros aspectos no planejamento do setor elétrico, principalmente na construção de novos empreendimentos. O Quadro 3.2 relaciona uma série de preocupações e (ou) exigências legais para a implantação de novos empreendimentos hidrelétricos.

**Quadro 3.2 – Aspectos incorporados no planejamento e execução de novos projetos hidrelétricos**

- Um projeto hidrelétrico deve incluir objetivos de desenvolvimento local e regional, não se limitando à geração de energia elétrica e a benefícios externos à região;
- A implantação de novos empreendimentos hidrelétricos deve ser efetuada previamente à revisão dos estudos de inventário hidrelétrico de toda sub-bacia hidrográfica, contemplando, além da partição de queda, a avaliação dos impactos sociais e ambientais decorrentes;
- A importância de um processo de avaliação prévia dos impactos ambientais de diversas alternativas exige a criação e aperfeiçoamento de novos mecanismos de participação pública em todas as etapas do projeto de grandes barragens;
- A implantação de empreendimentos hidrelétricos deve contar com a avaliação e respaldo de um comitê de bacia hidrográfica, que deve disciplinar a negociação entre os diversos agentes e usuários da água;
- Devem ser objeto de revisão legal os critérios de definição da área diretamente impactada pelo empreendimento, com direito à compensação financeira, não se restringindo ao percentual de área inundada, e à criação de mecanismos de controle social da destinação e aplicação dos recursos financeiros;
- A incerteza científica sobre a magnitude e a relevância dos impactos e riscos ambientais do empreendimento deve suscitar a adoção do "princípio de precaução" ao longo de todas as etapas de planejamento, construção e operação do projeto;
- O empreendedor deve reconhecer que os movimentos sociais são interlocutores legítimos na definição das políticas públicas e na tomada de decisão que afetam o seu modo de vida;
- Deve haver garantia de acesso às informações técnicas, em linguagem apropriada ao domínio público, referente ao projeto e aos impactos associados;
- É necessário criar canais permanentes de comunicação entre o empreendedor e as comunidades atingidas pelo empreendimento ao longo de todo o ciclo do projeto;
- Devem ser promovidas ações de desenvolvimento integrado, com ênfase em projetos de energia renovável e de melhoria da qualidade de vida da população, principalmente nas áreas rurais e (ou) regiões menos desenvolvidas.

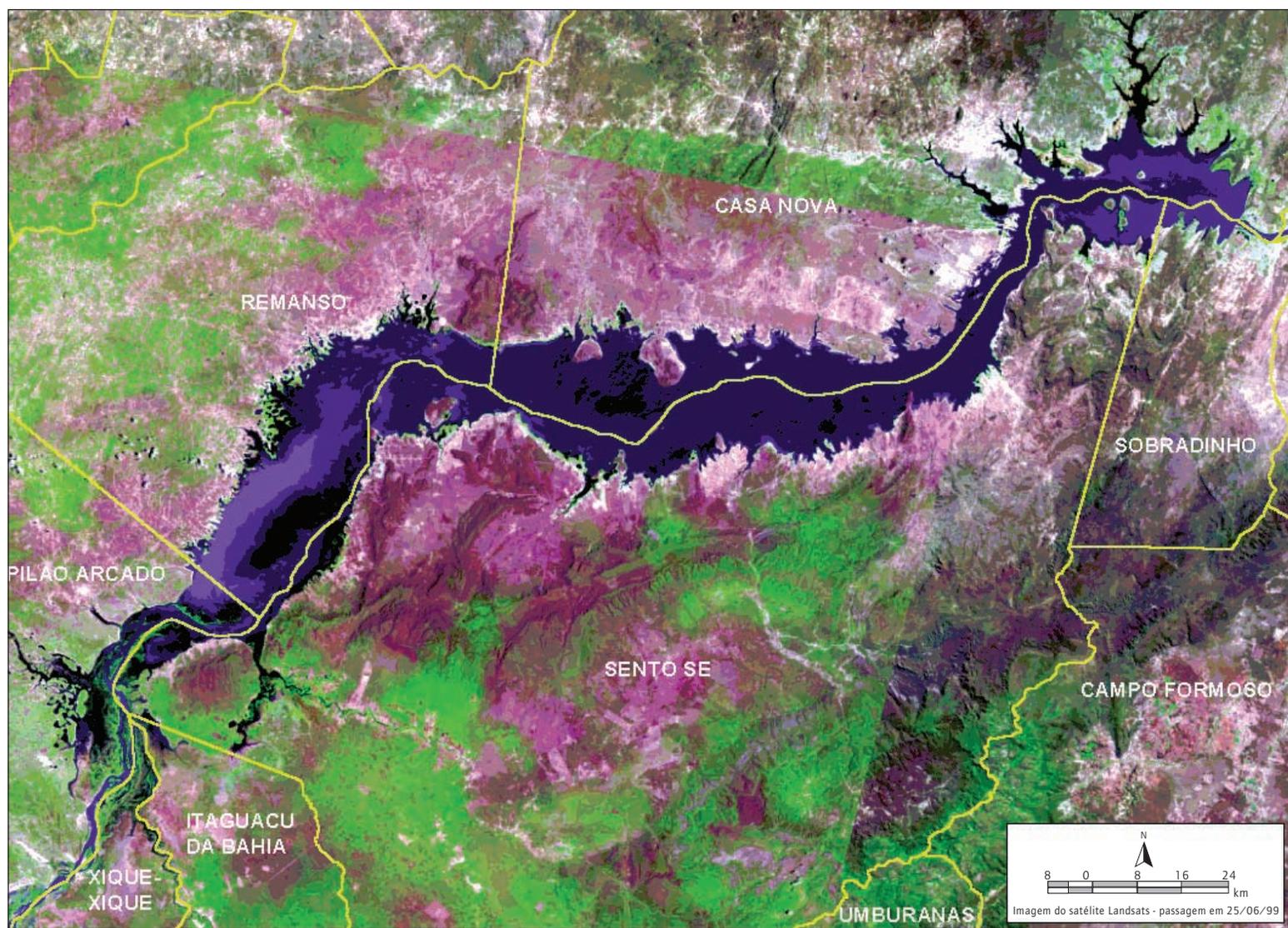
Fonte: La Rovere, 2000 (adaptado).

Também é importante mencionar a existência de ações atuais de mitigação de impactos causados no passado; o que já se tornou atividade importante de muitas empresas, por força da lei ou espontaneamente. Outro aspecto a ser mencionado é o de que impactos negativos inevitáveis podem (e devem) ser devidamente compensados por impactos positivos. Além da geração de energia elétrica, um empreendimento hidrelétrico pode proporcionar uma série de outros benefícios, como contenção de cheias, transporte hidroviário, turismo/recreação etc.

A localização e a dimensão dos principais reservatórios hidrelétricos no Brasil são ilustradas na Figura 3.17. Verifica-se, portanto, que os maiores reservatórios são os seguintes: Sobradinho, no Rio São Francisco (ver também Figura 3.18); Tucuruí e Serra da Mesa, no Rio Tocantins; Balbina, no Rio Uatumã, afluente indireto do Rio Amazonas; Ilha Solteira e Itaipu, no Paraná. Estima-se que a área inundada por aproveitamentos hidrelétricos no Brasil seja da ordem de 36.000 km<sup>2</sup> [Ferreira *et al.*, 1997]; o equivalente a 82% da extensão territorial do Estado do Rio de Janeiro e 0,4% de todo o território brasileiro.



**Figura 3.17 – Usinas hidrelétricas segundo a área inundada**



**Figura 3.18** – Imagem de satélite do reservatório da Usina Hidrelétrica de Sobradinho



## 4 – BIOMASSA

### 4.1 – Introdução

Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. Assim como a energia hidráulica e outras fontes renováveis, a biomassa é uma forma indireta de energia solar. A energia solar é convertida em energia química, através da fotossíntese, base dos processos biológicos de todos os seres vivos.

Embora grande parte do planeta esteja desprovida de florestas, a quantidade de biomassa existente na terra é da ordem de dois trilhões de toneladas; o que significa cerca de 400 toneladas *per capita*. Em termos energéticos, isso corresponde a mais ou menos 3.000 EJ por ano; ou seja, oito vezes o consumo mundial de energia primária (da ordem de 400 EJ por ano) [Ramage & Scurlock, 1996].

Uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente, através da combustão em fornos, caldeiras, etc. Para aumentar a eficiência do processo e reduzir impactos socioambientais, tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias de conversão eficiente, como a gaseificação e a pirólise.

A médio e longo prazo, a exaustão de fontes não-renováveis e as pressões ambientalistas acarretarão maior aproveitamento energético da biomassa. Mesmo atualmente, a biomassa vem sendo mais utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração e no suprimento de eletricidade de comunidades isoladas da rede elétrica. No primeiro caso, destaca-se no Brasil o setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo; no segundo, existem alguns projetos interessantes na Amazônia, como abordado na próxima seção.

### 4.2 – Disponibilidade de Recursos, Produção e Consumo de Biomassa

Embora grande parte da biomassa seja de difícil contabilização, devido ao uso não-comercial, estima-se que, atualmente, ela representa cerca de 14% de todo o consumo mundial de energia primária. Esse índice é superior ao do carvão mineral e similar ao do gás natural e ao da eletricidade. Nos países em desenvolvimento, essa parcela aumenta para 34%, chegando a 60% na África (Tabela 4.1).

## 4 – BIOMASSA

**Tabela 4.1 – Consumo mundial de energia primária (1995 – MtEP)**

País ou Região	Biomassa [1]	Outros	Total [2]	[1/2]
China	206	649	855	0,24
Leste Asiático	106	316	422	0,25
Sul da Ásia	235	188	423	0,56
América Latina	73	342	415	0,18
África	205	136	341	0,60
Países em Desenvolvimento	825	1.632	2.457	0,34
Países da OCDE	81	3.044	3.125	0,03
Total	930	5.713	6.643	0,14

Fonte: IEA, 1998.

Atualmente, várias tecnologias de aproveitamento estão em fase de desenvolvimento e aplicação. Mesmo assim, estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA) indicam que, futuramente, a biomassa ocupará uma menor proporção na matriz energética mundial – cerca de 11% em 2020 [IEA, 1998]. Outros estudos indicam que, ao contrário da visão geral que se tem, o uso da biomassa deverá se manter estável ou até mesmo aumentar, devido a duas razões, a saber: i) crescimento populacional; ii) urbanização e melhoria nos padrões de vida [Hall *et al.*, 2000]. Segundo os autores, um aumento nos padrões de vida faz com que pessoas de áreas rurais e urbanas de países em desenvolvimento passem a usar mais carvão vegetal e lenha, em lugar de resíduos (pequenos galhos de árvore, restos de materiais de construção, etc.). Ou seja, a urbanização não leva necessariamente à substituição completa da biomassa por combustíveis fósseis.

A precariedade e falta de informações oficiais sobre o uso da biomassa para fins energéticos deve-se principalmente aos seguintes fatores: i) trata-se de um energético tradicionalmente utilizado em países pobres e setores menos desenvolvidos; ii) trata-se de uma fonte energética dispersa, cujo uso tradicional é muito ineficiente; iii) o uso tradicional da biomassa para fins energéticos é indevidamente associado a problemas de desflorestamento e desertificação.

Contudo, essa imagem relativamente pobre da biomassa está mudando, graças aos seguintes fatores: i) esforços recentes de mensuração mais acurada do seu uso e potencial, através de novos estudos, demonstrações e plantas-piloto; ii) uso crescente da biomassa como um vetor energético moderno (graças ao desenvolvimento de tecnologias eficientes de conversão), principalmente em países industrializados; iii) reconhecimento das vantagens ambientais do uso racional da biomassa, principalmente no controle das emissões de CO<sub>2</sub> e enxofre [Rosillo-Calle *et al.*, 2000].

No Brasil, além da produção de álcool, queima em fornos, caldeiras e outros usos não-comerciais, a biomassa apresenta grande potencial no setor de geração de energia elétrica. Como indicado anteriormente, o setor sucroalcooleiro gera uma grande quantidade de resíduos, que pode ser aproveitada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração<sup>1</sup>. A produção de madeira, em forma de lenha, carvão vegetal ou toras também gera uma grande quantidade de resíduos, que pode igualmente ser aproveitada na geração de energia elétrica.

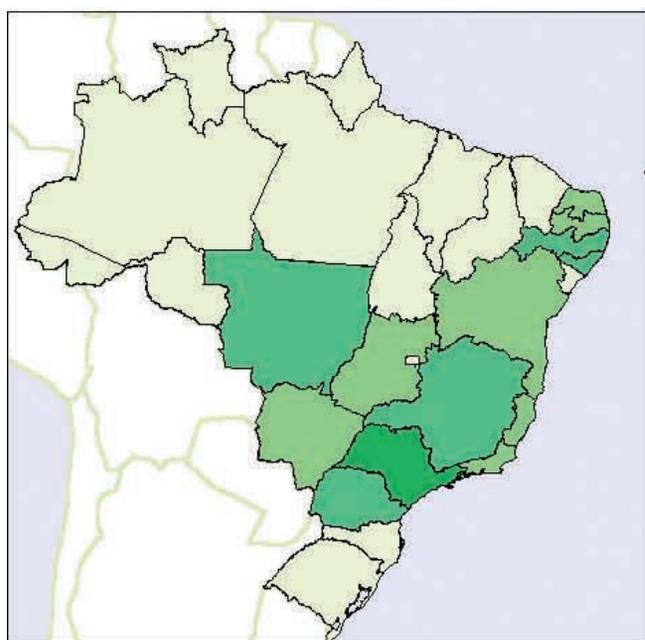
A quantidade de energia aproveitável a partir de resíduos de extração vegetal é função do poder calorífero desses resíduos. Também pesa sobre a decisão econômica de implantação de usinas de aproveitamento o transporte desses resíduos até as usinas. O tipo de produção de madeira, atividade extrativista ou reflorestamento, influi na distribuição espacial dos resíduos gerados. Nos casos de extração seletiva e beneficiamento descentralizado, o aproveitamento de resíduos pode se tornar economicamente inviável. Como ilustrado na Figura 4.1, os estados brasileiros com maior potencial de aproveitamento de resíduos da madeira para a geração de energia elétrica são: Pará (atividade extrativista) e São Paulo (reflorestamento).

Ao contrário da produção de madeira, o cultivo e o beneficiamento da cana são realizados em grandes e contínuas extensões e o aproveitamento de resíduos (bagaço, palha, etc.) é facilitado pela centralização dos processos de produção. O Estado de São Paulo é o maior produtor nacional de cana-de-açúcar. Entre os demais estados, destacam-se Paraná e Pernambuco (Figura 4.1).

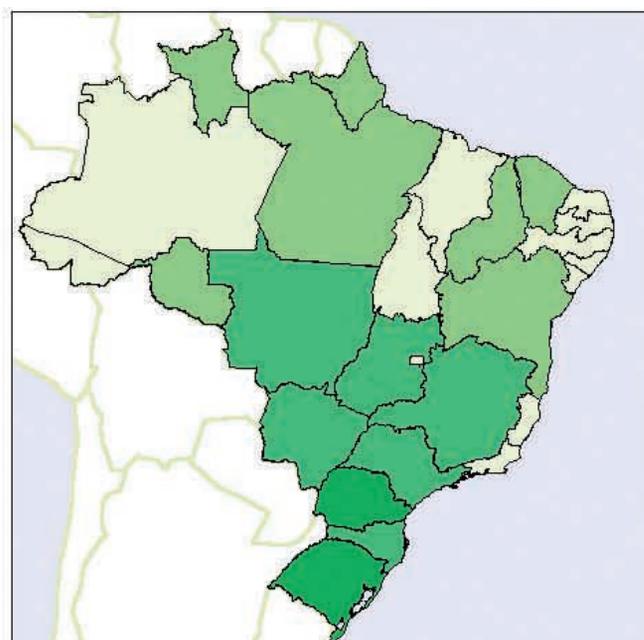
Em alguns estados brasileiros, principalmente na Região Amazônica, verifica-se também a importância de várias plantas para a produção de óleo vegetal, que pode ser queimado em caldeiras e motores de combustão interna, para a geração de energia elétrica e atendimento de comunidades isoladas do sistema elétrico. Entre essas plantas destaca-se o dendê, com produtividade média anual de 4 toneladas de óleo por hectare (dez vezes maior que a da soja, por exemplo!) e maior disponibilidade tecnológica para o uso do óleo. Outras culturas de grande potencial são o buriti, o babaçu e a andiroba, fartamente encontrados na região [Freitas *et al.*, 1996].

Os resíduos agrícolas também apresentam grande potencial no setor de geração de energia elétrica. Como ilustrado nos mapas da Figura 4.1, os maiores potenciais são verificados nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com destaque para os Estados do Paraná e Rio Grande do Sul.

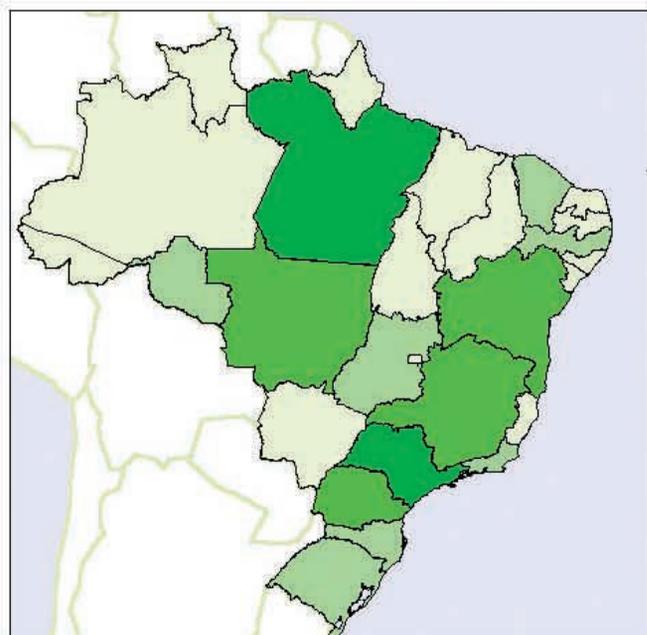
<sup>1</sup> Detalhes sobre a co-geração e o aproveitamento energético da biomassa são apresentados nos próximos itens.



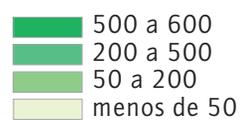
Potencial de geração de energia elétrica através do aproveitamento de cana-de-açúcar (GWh/ano)



Potencial de geração de energia elétrica através do aproveitamento de resíduos agrícolas (GWh/ano)



Potencial de geração de energia elétrica através do aproveitamento de resíduos de madeira (GWh/ano)



Potencial de geração de energia elétrica através do aproveitamento de óleos vegetais (GWh/ano)



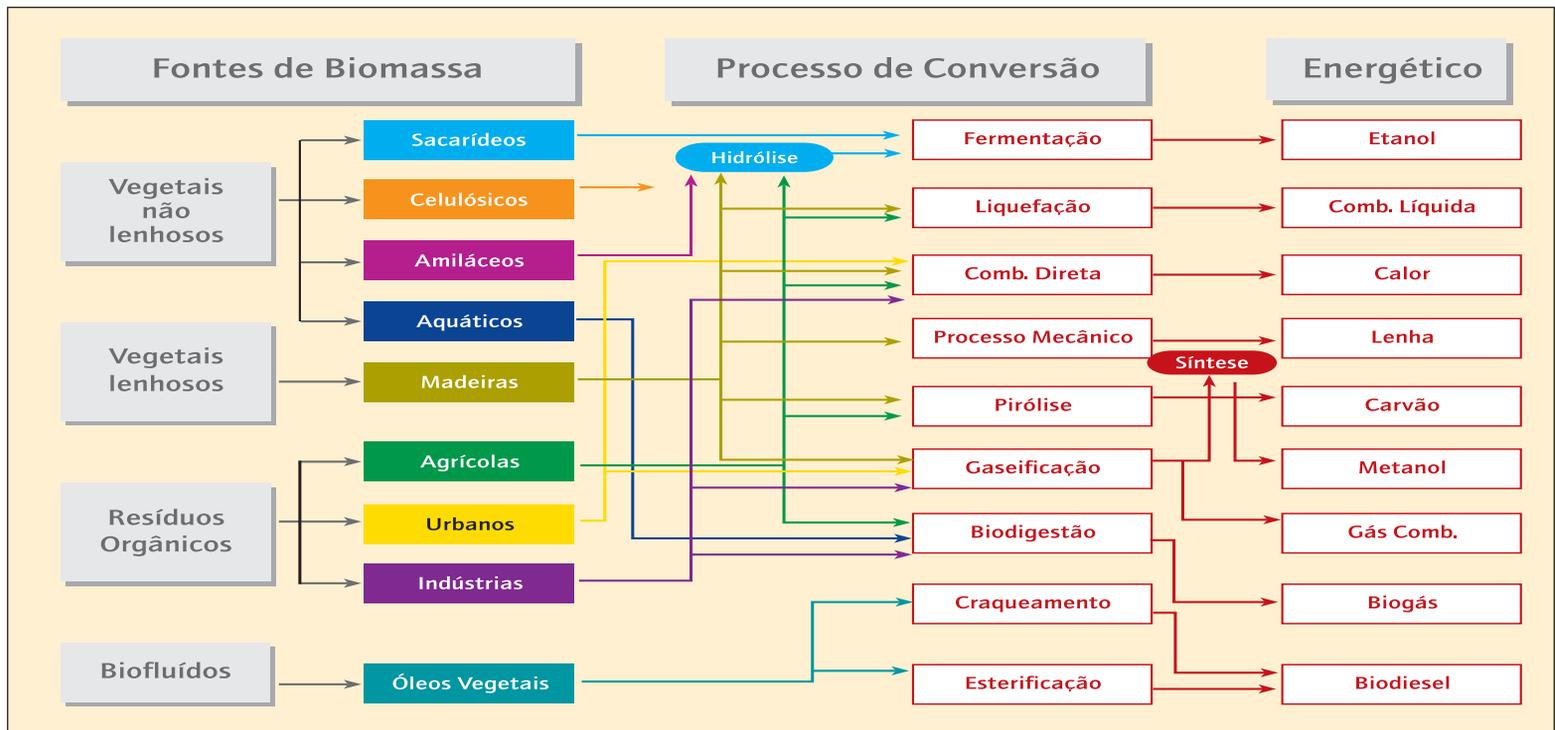
Fonte: CENBIO, 2000.

**Figura 4.1** – Potencial de geração de energia elétrica a partir de biomassa

### 4.3 – Tecnologias de Aproveitamento

O aproveitamento da biomassa pode ser feito através da combustão direta (com ou sem processos físicos de secagem, classificação, compressão, corte/quebra

etc.), processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação). A Figura 4.2 apresenta os principais processos de conversão da biomassa em energéticos.



Fonte: Elaborado a partir de MME, 1982.

Figura 4.2 – Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa

As principais tecnologias de aproveitamento energético da biomassa são descritas a seguir.

**Combustão direta:** combustão é a transformação da energia química dos combustíveis em calor, através das reações dos elementos constituintes com o oxigênio fornecido. Para fins energéticos, a combustão direta ocorre essencialmente em fogões (cozção de alimentos), fornos (metalurgia etc.) e caldeiras (geração de vapor etc.). Embora muito prático e, às vezes, conveniente, o processo de combustão direta é normalmente muito ineficiente. Outro problema da combustão direta é a alta umidade (20% ou mais no caso da lenha) e a baixa densidade energética do combustível (lenha, palha, resíduos etc.), o que dificulta o seu armazenamento e transporte.

**Gaseificação:** como o próprio termo indica, gaseificação é um processo de conversão de combustíveis sólidos em gasosos, através de reações termoquímicas, envolvendo vapor quente e ar, ou oxigênio, em quantidades inferiores à estequiométrica (mínimo teórico para a combustão). Há vários tipos de gaseificadores, com grandes diferenças de temperatura e/ou pressão. Os mais comuns são os reatores de leito fixo e de leito fluidizado. O gás resultante é uma mistura de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, dióxido de carbono e nitrogênio, cujas proporções variam de acordo com as condições do processo, particularmente se é ar ou oxigênio que está sendo usado na oxidação.

A gaseificação de biomassa não é um processo recente, entretanto, atualmente o maior interesse deve-se principalmente à limpeza e versatilidade do combustível gerado quando comparado aos combustíveis sólidos. A limpeza se refere à remoção de componentes químicos nefastos ao meio ambiente e à saúde humana, entre os quais o enxofre. A versatilidade se refere à possibilidade de usos alternativos, como em motores de combustão interna e turbinas a gás. Outra vantagem da gaseificação é que, sob condições adequadas, pode produzir gás sintético, que pode ser usado na síntese de qualquer hidrocarboneto.

Nos processos mais simples, o gás resultante contém cerca de 30% de nitrogênio e 20% de CO<sub>2</sub>, o que significa um combustível de baixo conteúdo energético (cerca de 900 kcal/m<sup>3</sup>) e impróprio para certos fins, como o uso em motores de combustão interna. Contudo, as vantagens da eliminação de poluentes tende a compensar o processo, de modo que o combustível resultante pode ser de grande importância para uso local. Um exemplo é a geração de eletricidade em comunidades isoladas das redes de energia elétrica, sem a necessidade de um ciclo a vapor, através da queima direta do gás em motores de combustão interna [Sanchez *et al.*, 1997].

**Pirólise:** a pirólise ou carbonização é o mais simples e mais antigo processo de conversão de um combustível (normalmente lenha) em outro de melhor qualidade e conteúdo energético (carvão essencialmente). O processo consiste em aquecer o material original (normalmente entre 300 °C e 500 °C), na "quase-ausência" de ar, até que o material volátil seja retirado. O principal produto final (carvão) tem uma densidade energética duas vezes maior do que aquela do material de origem e queima em temperaturas muito mais elevadas. Além de gás combustível, a pirólise produz alcatrão e ácido piro-lenhoso.

A relação entre a quantidade de lenha (material de origem) e a de carvão (principal combustível gerado) varia muito de acordo com as características do processo e o teor de umidade do material de origem. Em geral, são necessárias de quatro a dez toneladas de lenha para a produção de uma tonelada de carvão. Se o material volátil não for coletado, o custo relativo do carvão produzido fica em torno de dois terços daquele do material de origem (considerando o conteúdo energético).

Nos processos mais sofisticados, costuma-se controlar a temperatura e coletar o material volátil, visando melhorar a qualidade do combustível gerado e o aproveitamento dos resíduos. Neste caso, a proporção de carvão pode chegar a 30% do material de origem. Embora necessite de tratamento prévio (redução da acidez), o líquido produzido pode ser usado como óleo combustível.

Nos processos de pirólise rápida, sob temperaturas entre 800 °C e 900 °C, cerca de 60% do material se transforma num gás rico em hidrogênio e monóxido de carbono (apenas 10% de carvão sólido); o que a torna uma tecnologia competitiva com a gaseificação. Contudo, a pirólise convencional (300 °C a 500 °C) ainda é a tecnologia mais atrativa, devido ao problema do tratamento dos resíduos, que são maiores nos processos com temperatura mais elevada [Ramage & Scurlock, 1996].

A pirólise pode ser empregada também no aproveitamento de resíduos vegetais, como subprodutos de processos agroindustriais. Nesse caso, é necessário que se faça a compactação dos resíduos, cuja matéria-prima é transformada em briquetes. Através da pirólise, os briquetes adquirem maiores teores de carbono e poder calorífico, podendo ser usados com maior eficiência na geração de calor e potência. Ensaios de laboratório têm sido realizados no Laboratório de Combustíveis Alternativos da Universidade Estadual de Campinas [Luengo & Bezzon, 1997].

**Digestão anaeróbia:** a digestão anaeróbia, assim como a pirólise, ocorre na ausência de ar; mas, nesse caso, o processo consiste na decomposição do material pela ação de bactérias (microrganismos acidogênicos e metanogênicos). Trata-se de um processo simples, que ocorre naturalmente com quase todos os compostos orgânicos.

O tratamento e o aproveitamento energético de dejetos orgânicos (esterco animal, resíduos industriais, etc.) podem ser feitos através da digestão anaeróbia em biodigestores, onde o processo é favorecido pela umidade e aquecimento. O aquecimento é provocado pela própria ação das bactérias, mas, em regiões ou épocas de frio, pode ser necessário calor adicional, visto que a temperatura deve ser de pelo menos 35 °C.

Em termos energéticos, o produto final é o biogás, composto essencialmente por metano (50% a 75%) e dióxido de carbono. Seu conteúdo energético gira em torno de 5.500 kcal por metro cúbico. O efluente gerado pelo processo pode ser usado como fertilizante.

**Fermentação:** fermentação é um processo biológico anaeróbio, em que os açúcares de plantas como a batata, o milho, a beterraba e, principalmente, a cana de açúcar, são convertidos em álcool, por meio da ação de microrganismos (usualmente leveduras). Em termos energéticos, o produto final, o álcool, é composto por etanol e, em menor proporção, metanol, e pode ser usado como combustível (puro ou adicionado à gasolina – cerca de 20%) em motores de combustão interna.

**Transesterificação:** transesterificação é um processo químico que consiste da reação de óleos vegetais com um produto intermediário ativo (metóxido ou etóxido), oriundo da reação entre álcoois (metanol ou etanol) e uma base (hidróxido de sódio ou de potássio) [Ribeiro *et al.*, 2001]. Os produtos dessa reação química são a glicerina e uma mistura de ésteres etílicos ou metílicos (biodiesel). O biodiesel tem características físico-químicas muito semelhantes às do óleo diesel e, portanto, pode ser usado em motores de combustão interna, de uso veicular ou estacionário.

#### 4.4 – Geração de Eletricidade a partir de Biomassa

Embora ainda muito restrito, o uso de biomassa para a geração de eletricidade tem sido objeto de vários estudos e aplicações, tanto em países desenvolvidos como em países em desenvolvimento. Entre outras razões, estão a busca de fontes mais competitivas de geração e a necessidade de redução das emissões de dióxido de carbono.

Na busca de soluções para esses e outros problemas subjacentes, as reformas institucionais do setor elétrico têm proporcionado maior espaço para a geração descentralizada de energia elétrica e a co-geração (produção combinada de calor útil e energia mecânica). Neste contexto, a biomassa apresenta-se técnica e economicamente competitiva. Além de mais favorável ao meio ambiente, o uso energético da biomassa promove a geração local e descentralizada de empregos, reduzindo o problema do êxodo rural e a dependência externa de energia, em função da sua disponibilidade local.

Embora seja difícil avaliar o peso relativo da biomassa na geração mundial de eletricidade, por conta da falta de informações confiáveis, projeções da Agência Internacional de Energia indicam que ela deverá passar de 10 TWh em 1995 para 27 TWh em 2020 [IEA, 1998].

Estudos indicam que, nos Estados Unidos, a capacidade instalada no final dos anos 1970 era de apenas 200 MW, subindo para 8,4 GW no início dos anos 1990 [Walter & Nogueira, 1997]. A maioria corresponde a plantas de co-geração, com utilização de resíduos agrícolas e florestais. Embora com eficiência termodinâmica relativamente baixa (18% a 26%), essas plantas têm sido economicamente competitivas. Os custos foram avaliados em cerca de US\$ 1.400,00 por kW instalado e entre US\$ 65,00 e US\$ 80,00 por kWh gerado.

Segundo os autores, as metas do Departamento Americano de Energia (DOE) são de 18 GW de capacidade instalada em 2010 e, para 2030, 100 GW. Espera-se que o desenvolvimento de novas tecnologias, como o acoplamento de sistemas de gaseificação e a integração da pirólise às turbinas a gás, aumente substancialmente a eficiência termodinâmica das plantas e reduza os custos de capital e geração. Em termos de eficiência, estima-se que os índices serão de 35% a 40%. Quanto aos custos, o kW instalado deverá ficar na faixa de US\$ 770,00 a US\$ 900,00 e o MWh gerado, entre US\$ 40,00 e US\$ 50,00.

Os autores indicam ainda várias outras experiências internacionais, entre as quais se destaca o caso da Finlândia, onde a geração descentralizada de energia é uma tradição e a biomassa ocupa uma importante posição na matriz energética (cerca de 20% do consumo de energia do país).

No Brasil, a biomassa representa cerca de 20% da oferta primária de energia. A imensa superfície do território nacional, quase toda localizada em regiões tropicais e chuvosas, oferece excelentes condições para a produção e o uso energético da biomassa em larga escala. Apesar disso, o desmatamento de florestas naturais vem acontecendo por razões essencialmente não-energéticas, como a expansão da pecuária extensiva e da agricultura itinerante.

No caso específico do Estado de São Paulo, o mais industrializado do país, com uma densidade populacional superior à da China, a produção de biomassa energética, através da cana-de-açúcar, é intensa, sendo comparável à produção de energia hidráulica. Isso se deve ao fato de o Estado ser importador de eletricidade (40% do que consome) e exportador de álcool para o resto do país. Verifica-se, portanto, que, apesar da produção de biomassa ser mundialmente considerada uma atividade extremamente demandante de terras, mesmo numa região com alta densidade demográfica é possível encontrar áreas para essa atividade. A maior parte da energia dessa biomassa é utilizada na produção do etanol – combustível líquido. Por meio de tecnologias mais eficientes, como hidrólise da celulose e hemicelulose na produção do etanol, seria possível produzir muito mais energéticos secundários, eletricidade e etanol, a partir da energia primária dessa biomassa.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 1999, a participação da biomassa na produção de energia elétrica é resumida a cerca de 3%, dividida entre o bagaço de cana-de-açúcar (1,2%), os resíduos madeiros da indústria de papel e celulose (0,8%), resíduos agrícolas e silvícolas diversos (0,6%) e a lenha (0,2%) [MME, 1999].

Atualmente, o recurso de maior potencial para geração de energia elétrica é o bagaço de cana-de-açúcar. A alta produtividade alcançada pela lavoura canavieira, acrescida de ganhos sucessivos nos processos de transformação da biomassa sucroalcooleira, tem disponibilizado enorme quantidade de matéria orgânica sob a forma de bagaço nas usinas e destilarias de cana-de-açúcar, interligadas aos principais sistemas elétricos, que atendem a grandes centros de consumo dos estados das regiões Sul e Sudeste. Além disso, o período de colheita da cana-de-açúcar coincide com o de estiagem das principais bacias hidrográficas do parque hidrelétrico brasileiro.

Na produção de etanol, cerca de 28% da cana é transformada em bagaço. Em termos energéticos, o bagaço equivale a 49,5%, o etanol a 43,2% e o vinhoto

a 7,3%. Mesmo com esse alto valor energético, o bagaço é pobremente utilizado nas usinas, sendo praticamente incinerado na produção de vapor de baixa pressão (20 kgf/cm<sup>2</sup>). Esse vapor é utilizado em turbinas de contrapressão nos equipamentos de extração (63%) e na geração de eletricidade (37%). A maior parte do vapor de baixa pressão (2,5 kgf/cm<sup>2</sup>) que deixa as turbinas é utilizada no aquecimento do caldo (24%) e nos aparelhos de destilação (61%); o restante (15%) não é aproveitado [Freitas, 2000].

Em 1998, foram produzidos cerca de 84,3 milhões de toneladas de bagaço de cana-de-açúcar. Desse montante, somente 3,8 milhões de toneladas (4,5%) foram utilizados na produção de energia elétrica; o restante foi utilizado para produção de calor em caldeiras de baixa eficiência, nas indústrias de produção de álcool etílico (43%), de alimentos e bebidas – açúcar e aguardente (53,3%) – e, em menor escala, nas indústrias de papel e celulose (0,1%).

Contudo, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro sinaliza um novo quadro para a biomassa no país. Entre outros mecanismos de incentivo ao uso da biomassa para a geração de energia elétrica, destaca-se a criação do Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA –, instituído pela Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001. Esse programa tem a finalidade de agregar ao sistema elétrico brasileiro 3.300 MW de potência instalada a partir de fontes alternativas renováveis, cujos prazos e regras estão sendo definidos e regulamentados pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE – e pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com a colaboração de outras instituições, entre elas a ANEEL e a Eletrobrás.

Os principais mecanismos de incentivo previstos no PROINFA são a garantia de compra, por um prazo de até 15 anos, da energia gerada, e o estabelecimento de um valor de referência compatível com as características técnico-econômicas do empreendimento. Entre outros incentivos, destaca-se a redução não-inferior a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No que diz respeito à biomassa particularmente, está sendo elaborado pelo MME e pela GCE um programa de incentivo específico, com a finalidade de agregar ao sistema elétrico nacional, até dezembro de 2003, 2.000 MW de geração de energia elétrica a partir de biomassa. Além dos incentivos previstos pelo PROINFA, deverá haver um programa de financiamento com taxas de juros reduzidas e prazos de carência e amortização coerentes com a natureza dos investimentos.

Além disso, a ANEEL tem estimulado e procurado regulamentar o uso da biomassa na geração de energia elétrica. Entre outras ações, destaca-se a definição de regras para a entrada de novos empreendedores, particularmente autoprodutores e produtores independentes, levando em consideração as peculiaridades e custos desse tipo de geração em sistemas elétricos isolados e interligados<sup>2</sup>, como descrito a seguir:

**Sistema Interligado:** A Resolução ANEEL nº 233, de julho de 1999, estabelece limites para o repasse dos preços de compra de energia elétrica, livremente negociados com as distribuidoras, para as tarifas dos consumidores cativos. Esse limite, denominado valor normativo, tem por objetivo proteger os consumidores cativos de eventuais aumentos indesejados nas suas tarifas de

2 A conceituação e delimitação desses sistemas encontram-se na Seção 10.2 – configuração do sistema elétrico brasileiro.

fornecimento. No que diz respeito às fontes alternativas, os valores normativos atuam como incentivo à sua implementação no parque gerador. Os valores normativos das fontes alternativas são expressivamente superiores ao valor normativo das fontes competitivas (hidrelétricas e termelétricas convencionais),

estabelecendo assim o diferencial competitivo aplicado a esse segmento. A Resolução nº 22, de fevereiro de 2001, revoga a resolução anterior e atualiza os valores normativos, cria e define a classificação "biomassa e resíduos" e dá outras providências. A Tabela 4.2 apresenta esses novos valores.

**Tabela 4.2 – Valores normativos segundo a Resolução ANEEL nº 22/2001**

Fonte de geração	R\$/MWh	US\$/MWh*	Valor índice
Competitiva	72,35	36,85	1,00
Carvão Nacional	74,86	38,13	1,03
Pequena Central Hidrelétrica	79,29	40,39	1,10
Biomassa e Resíduos	89,86	45,77	1,24
Energia Eólica	112,21	57,15	1,55
Energia Solar	264,12	134,53	3,65

\*R\$ 1,00 = US\$ 1,9633

**Sistemas Isolados:** A Resolução ANEEL nº 245, de agosto de 1999, estende os benefícios da sistemática de rateio da Conta Consumo de Combustíveis – CCC – a empreendimentos que substituam a geração termelétrica a derivado de petróleo ou atenda a novos mercados. Assim, a energia gerada a partir de biomassa, PCHs e outras fontes alternativas pode ser remunerada pelo valor da geração a base de óleo diesel ou óleo combustível. Através desse mecanismo, que subsidia usinas a biomassa por até 8 anos, os produtores de eletricidade a partir de resíduos agrícolas e florestais, óleos vegetais e outras matérias-primas de origem orgânica podem receber valores variando de US\$ 60,00 a US\$ 120,00 por MWh, de acordo com a distância e o custo do óleo diesel ou combustível utilizado na usina. Sistemas integrados de geração de energia e alimentos a partir da biomassa, como os de comunidades rurais e áreas isoladas da Amazônia, podem ser favorecidos por esse mecanismo.

#### 4.5 – Centrais Termelétricas a Biomassa no Brasil

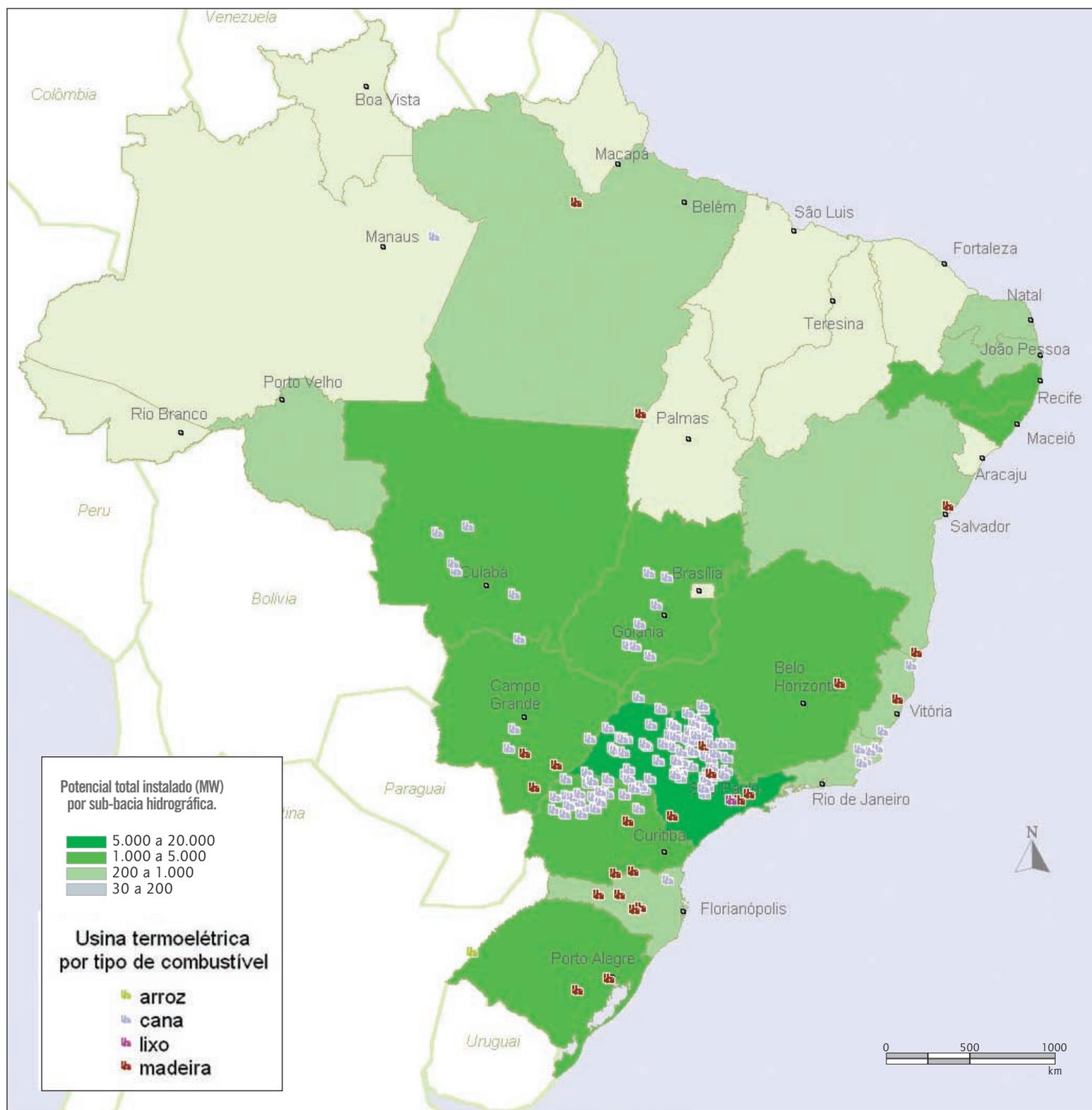
Em janeiro de 2002, havia registro de 159 termelétricas a biomassa em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de 992 MW, o que corresponde a 8% do parque térmico de geração e a 1,4% de toda a capacidade instalada no país [ANEEL, 2002]. Com exceção de quatro usinas que operam

com resíduos de madeira (25,5 MW) e três com casca de arroz (14,4 MW), os demais empreendimentos são centrais co-geradoras a bagaço de cana.

Como ilustra a Figura 4.3, a grande maioria dessas usinas está localizada no Estado de São Paulo, onde está concentrada grande parte do setor sucroalcooleiro do país. Nessa figura, estão incluídas as 12 centrais termelétricas que usam como combustível licor negro, cuja composição dificulta a classificação em uma das categorias convencionais (combustível fóssil ou biomassa).

As centrais que operam com licor negro são empreendimentos do setor de papel e celulose e totalizam 621 MW de potência instalada. O maior desses empreendimentos é a Usina de Aracruz, no Espírito Santo, com aproximadamente 150 MW de capacidade de geração. Entre outras centrais de maior porte, destacam-se Cenibra, em Belo Oriente – MG, com 100 MW, e Bahia Sul, Mucuri – BA, com 92 MW de potência.

O Anexo 2 apresenta uma lista completa das centrais termelétricas a biomassa em operação no Brasil, destacando-se o nome do empreendimento, o proprietário, o município e a unidade da federação, assim como a potência instalada e o tipo de combustível utilizado.



Fontes: ANEEL, 2000 e CENBIO, 2000.

**Figura 4.3 – Usinas termelétricas a biomassa e potencial de geração por Estado**

Em relação aos novos empreendimentos, há um em construção, que usará como combustível cavaco de madeira – Central Termelétrica de Piratini, localizada no município de mesmo nome, no Rio Grande do Sul, com 10 MW de potência instalada, e 18 outorgados, que deverão adicionar ao sistema elétrico nacional 105 MW de capacidade de geração.

Entre as 18 centrais outorgadas, dez terão como combustível resíduos de madeira (51 MW), seis irão queimar bagaço de cana (31 MW) e duas usinas, com 23 MW de potência instalada, usarão o biogás como combustível. Como indicado na Tabela 4.3, tratam-se de empreendimentos de pequeno porte, com capacidade de geração entre 1.250 kW e 20.000 kW.

**Tabela 4.3 – Projetos autorizados de centrais termelétricas a biomassa – janeiro de 2002**

Usina	Proprietário	Município	Combustível	Potência (kW)
Bandeirante	Biogás Energia Ambiental S/A	São Paulo – SP	Biogás	20.000
Triálcool	Laginha Agro Industrial S/A	Canápolis – MG	Bagaço de Cana	11.500
Ecoluz	Ecoluz do Paraná Ltda.	Guarapuava – PR	Cavaco de Madeira	10.000
Itacoatiara	BK Energia Ltda.	Itacoatiara – AM	Cavaco de Madeira	9.000
S. José do R. Claro	BK Energia S. José do Rio Claro	S. José do Rio Claro – MT	Cavaco de Madeira	9.000
Pumaty	Pumaty Ind. de Açúcar e Álcool	Joaquim Nabuco – PE	Bagaço de Cana	8.000
UFA	Alto Alegre S/A Açúcar e Álcool	Presidente. Prudente – SP	Bagaço de Cana	5.200
Coinbra - Frutesp	Frutesp Industrial Ltda.	Bebedouro – SP	Bagaço de Cana	5.000
Galvani	Galvani S/A	Paulínia – SP	Bagaço de Cana	4.000
Apiacás	Enerbrax Part. & Empr. Ltda.	Apiacás – MT	Cavaco de Madeira	4.000
Aripuanã	Enerbrax Part. & Empr. Ltda.	Aripuanã – MT	Cavaco de Madeira	4.000
Juara	Enerbrax Part. & Empr. Ltda.	Juara – MT	Cavaco de Madeira	4.000
Juína	Enerbrax Part. & Empr. Ltda.	Juína – MT	Cavaco de Madeira	4.000
Vila Rica	Enerbrax Part. & Empr. Ltda.	Vila Rica – MT	Cavaco de Madeira	4.000
Jatiboca	Cia Agrícola Pontenovense	Urucânia – MG	Bagaço de Cana	3.800
PCT Barueri	Cetesb	Carapicuíba – SP	Biogás	2.601
Florevale	Florestal do V. do Jequitin.	Grão Mogol – MG	Cavaco de Madeira	2.000
Sguário Itapeva	Sguário Ind. de Madeira Ltda.	Nova Campina – SP	Cavaco de Madeira	1.485
Floraplac	Floraplac Industrial Ltda.	Paragominas – PA	Bagaço de Cana	1.250

Fonte: ANEEL, 2002.

#### 4.6 – Usinas e Sistemas de Co-geração

A geração termelétrica implica necessariamente a produção de calor residual, que pode ser aproveitado, ainda que parcialmente, através da co-geração. Essa tecnologia consiste da produção simultânea e seqüencial de calor de processo e potência mecânica e (ou) elétrica. Além de opção importante de geração distribuída de energia elétrica [Walter, 2000], a co-geração é uma forma de racionalização do uso de recursos naturais e de redução de impactos socioambientais negativos, particularmente em decorrência da emissão de gases de efeito estufa [Abdalad, 1999; Coelho, 1999].

Um sistema padrão de co-geração consiste de uma turbina a vapor ou de combustão (turbina a gás), que aciona um gerador de corrente elétrica, e um trocador de calor, que recupera o calor residual e (ou) gás de exaustão, para produzir água quente ou vapor. Desse modo, gasta-se até 30% a menos de combustível do que seria necessário para produzir calor de geração e de processo separadamente e amplia-se a eficiência térmica do sistema, podendo atingir um índice de 90%.

Além da geração de energia mecânica e elétrica, a recuperação de calor residual pode ser destinada a sistemas de aquecimento de fluidos, climatização de ambientes, geração de vapor, secagem de produtos agrícolas, etc. No Brasil, destaca-se a geração de eletricidade, principalmente no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, cuja potência instalada é da

ordem de 600 MW (Tabela 4.4). Nesse Estado, o período de safra da cana-de-açúcar coincide com o período de menor hidraulicidade do sistema elétrico da região, tornando a opção ainda mais vantajosa.

Em média, cada tonelada de cana processada requer cerca de 12 kWh de energia elétrica, o que pode ser gerado pelos próprios resíduos da cana (palha, bagaço, vinhoto etc.). Os custos de geração já são competitivos com os do sistema convencional de suprimento, o que possibilita a auto-suficiência do setor em termos de suprimento energético. Medidas legais e regulatórias estão sendo tomadas, de modo a facilitar a comercialização de excedentes.

Trabalho recente, elaborado pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa, com a colaboração de outras instituições e o apoio financeiro da ANEEL, indica um potencial técnico<sup>3</sup> de co-geração de excedentes de energia elétrica de 3.852 MW no setor sucroalcooleiro do Brasil [CENBIO, 2002]<sup>4</sup>.

Contudo, apenas 132 MW estavam sendo comercializados em setembro de 2001, o que corresponde a cerca de 11% do potencial técnico dessas usinas e a somente 3,4% do referido potencial brasileiro. Os dados revelam ainda que há, porém, perspectivas de 1.578 MW em novos projetos (348 MW em curto prazo, 772 MW em médio prazo e 458 MW em longo prazo), o que corresponde a 28% do potencial técnico indicado pelo levantamento.

<sup>3</sup> Considerando-se o uso de tecnologias eficientes, comercialmente disponíveis no Brasil.

<sup>4</sup> Ressalte-se que esses dados se referem a apenas 51% das usinas sucroalcooleiras dos países, uma vez que as demais não responderam ao questionário utilizado no levantamento dos dados.

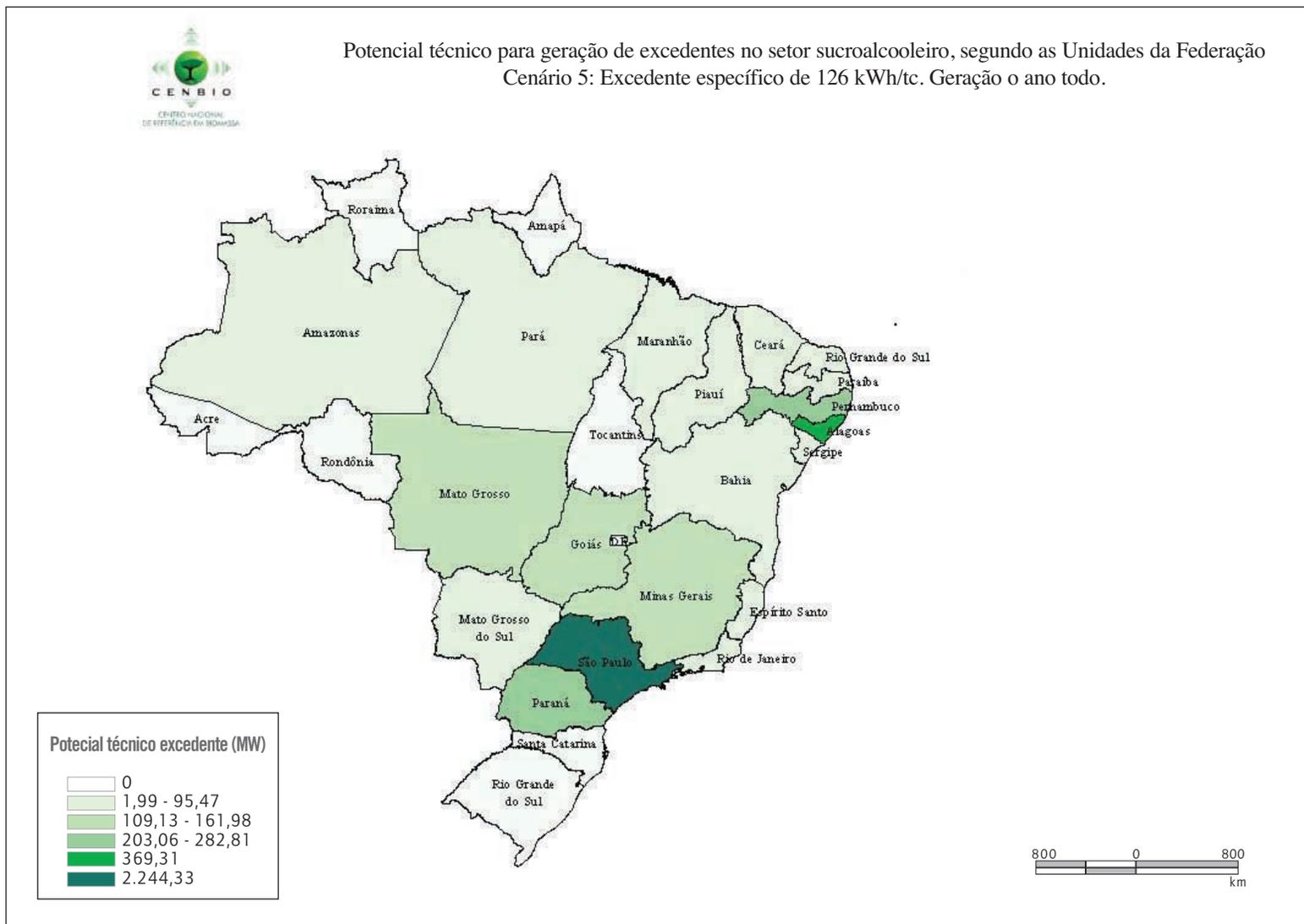
A Tabela 4.4 apresenta uma síntese desses resultados por região e unidade da federação. Como se observa, a maior parte da capacidade instalada e do potencial de geração de excedentes se localiza no Estado de São Paulo. Outros estados com grandes potenciais são Alagoas (369 MW), Paraná (283 MW) e Pernambuco (203 MW).

A Figura 4.4 ilustra o potencial de geração de excedentes de energia elétrica no setor sucroalcooleiro do Brasil, segundo as unidades da federação.

**Tabela 4.4 – Potência instalada e potencial de geração de excedentes no setor sucroalcooleiro (MW)**

Unidade da Federação	Potência Instalada	Excedente gerado em 00/01	Potencial de Geração	Perspectivas de Geração de Excedente*			Total
				Curto prazo	Médio prazo	Longo prazo	
São Paulo	851	110	2.244	135	368	140	643
Alagoas	173	0	369	27	38	35	100
Pernambuco	102	0	203	37	10	44	91
Paraná	95	0	283	55	133	102	290
Mato Grosso	61	6	125	20	11	28	59
Goiás	50	5	109	16	107	21	144
Minas Gerais	50	5	162	9	41	2	52
Mato Grosso do Sul	37	0	95	21	18	33	72
Rio de Janeiro	30	0	60	0	19	15	34
Paraíba	26	0	52	18	10	0	28
Rio Grande do Norte	16	0	29	3	3	0	6
Espírito Santo	13	0	39	0	10	0	10
Bahia	13	0	33	7	2	9	18
Sergipe	7	0	21	0	3	17	20
Piauí	6	7	3	0	0	0	0
Maranhão	5	0	12	0	0	15	15
Pará	3	0	7	0	0	0	0
Amazonas	1	0	3	0	0	0	0
Ceará	1	0	2	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.540</b>	<b>133</b>	<b>3.851</b>	<b>348</b>	<b>773</b>	<b>461</b>	<b>1.582</b>

\* Curto prazo: 2002; médio prazo: 2003-2004; longo prazo: a partir de 2005.  
Fonte: CENBIO, 2002.



Fonte: CENBIO, 2002.

**Figura 4.4 – Potencial de geração de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro do Brasil**

#### 4.7 – Aspectos Socioambientais

Do ponto de vista técnico-econômico, os principais entraves ao maior uso da biomassa na geração de energia elétrica são a baixa eficiência termodinâmica das plantas e os custos relativamente altos de produção e transporte. De um modo mais genérico, incluindo aspectos socioambientais, verifica-se a necessidade de maior gerenciamento do uso e ocupação do solo, devido à falta de regularidade no suprimento (sazonalidades da produção), criação de monoculturas, perda de biodiversidade, uso intensivo de defensivos agrícolas,

etc. Esses entraves tendem a ser contornados, a médio e longo prazos, pelo desenvolvimento, aplicação e aprimoramento de novas e eficientes tecnologias de conversão energética da biomassa [Cortez *et al.*, 1999].

Além de ambientalmente mais favorável do que outras fontes convencionais de energia, o aproveitamento energético e racional da biomassa tende a promover o desenvolvimento de regiões menos favorecidas economicamente, por meio da criação de empregos e da geração de receita, conforme exemplo ilustrado no Quadro 4.1.

#### **Quadro 4.1 – Exemplo de uso de óleos vegetais na geração de energia elétrica**

##### **Óleo de andiroba pode substituir diesel**

Carauari, 16/05/2000 - A comunidade de São Roque, localizada no município de Carauari, a cerca de 800 km a sudoeste de Manaus, no Amazonas, realiza este ano uma experiência piloto, substituindo o diesel por óleo de andiroba, em um gerador de energia de 144 kVA, especialmente adaptado. A andiroba é uma árvore relativamente abundante nas várzeas do rio Juruá, de cujas sementes tradicionalmente se extrai óleo para produção de sabão e sabonete caseiro. O uso em motores, no lugar do diesel, tornou-se possível graças a uma nova tecnologia de extração do óleo, 50% mais produtiva, e de processos de depuração, ainda em fase de testes. A adaptação do motor é simples, apenas no sistema de pré-aquecimento, e foi feita na Alemanha. O motor foi doado pela organização não-governamental Biomass Users Network. Na ponta do lápis, o óleo de andiroba é mais caro do que o diesel, mas a alternativa pode ser uma solução para comunidades muito isoladas, que hoje dependem de longas viagens de barco para obter o diesel dos geradores de energia e motores de popa das canoas e voadeiras (como são chamados os barcos de alumínio). "O custo de produção do óleo de andiroba está entre 1 e 1,5 real o litro, enquanto o diesel aqui é comprado a R\$0,85", diz o engenheiro eletricista José de Castro Corrêa, da Universidade do Amazonas, coordenador do projeto. "A diferença fica menor se tirarmos o subsídio do diesel e considerarmos que a queima do óleo de andiroba não produz óxidos de enxofre (causadores da chuva ácida) e não há emissão de carbono (porque o crescimento da árvore seqüestra o carbono emitido na queima do óleo)". O projeto de pesquisa já tem 3 anos e vem atraindo a atenção dos órgãos financiadores de pesquisas, como o Conselho Nacional de Pesquisas Científicas e Tecnológicas, CNPq, e mesmo da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Este ano, a comunidade de São Roque aumentou a capacidade de produção de 60 para 450 kg de andiroba por hora, o que rende aproximadamente 150 litros de óleo por hora e equivale ao processamento de 60 toneladas de sementes por safra. Para os ribeirinhos de toda a várzea do Juruá, a venda das sementes de andiroba para uma futura usina de processamento de óleo é tida como uma das poucas saídas para a atual estagnação econômica da região. Castro ainda trabalha com o aproveitamento da torta de andiroba (casca e polpa após a retirada do óleo) para a fabricação de velas e sprays repelentes de mosquitos. Além de utilizar um resíduo, esses repelentes não são tóxicos para o homem, como os de origem sintética. A pesquisa sobre as propriedades repelentes da andiroba é da Fundação Osvaldo Cruz e já existem indústrias colocando estas velas no mercado.

Fonte: Agência Estado (Liana John)

## 5 – ENERGIA EÓLICA

### 5.1 – Generalidades

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cataventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água.

Assim como a energia hidráulica, a energia eólica é utilizada há milhares de anos, com as mesmas finalidades, a saber: bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do Século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial.

A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo. Em 1991, a Associação Européia de Energia Eólica estabeleceu como metas a instalação de 4.000 MW de energia eólica na Europa até o ano 2000 e 11.500 MW até o ano 2005. Essas e outras metas estão sendo cumpridas muito antes do esperado (4.000 MW em 1996, 11.500 MW em 2001). As metas atuais são de 40.000 MW na Europa até 2010. Nos Estados Unidos, o parque eólico existente é da ordem de 2.500 MW e prevê-se uma instalação anual em torno de 1.500 MW para os próximos anos [EC, 1999; Windpower, 2000].

O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, caiu muito entre os anos 1980 e 1990. Estimativas conservadoras indicam que o custo de uma turbina eólica moderna está em torno de US\$ 1.000,00 por kW instalado. Os custos de operação e manutenção variam de US\$ 0,006 a US\$ 0,01 por kWh de energia gerada, nos dez primeiros anos, e de US\$ 0,015 a US\$ 0,02 por kWh, após dez anos de operação [BTM, 2000].

Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, etc.) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Espera-se, portanto, que a energia eólica venha a ser muito mais competitiva economicamente na próxima década.

## 5 – ENERGIA EÓLICA

## 5.2 – Disponibilidade de Recursos

A avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre velocidade e regime de ventos. Geralmente, uma avaliação rigorosa requer levantamentos específicos, mas dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , a uma altura de 50 metros; o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s [Grubb and Meyer, 1993]. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 32% na Europa Ocidental, como indicado na Tabela 5.1.

**Tabela 5.1 – Distribuição da área de cada continente segundo a velocidade média do vento**

Região/Continente	Velocidade do Vento (m/s) a 50 m de Altura					
	6,4 a 7,0		7,0 a 7,5		7,5 a 11,9	
	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)
África	3.750	12	3.350	11	200	1
Austrália	850	8	400	4	550	5
América do Norte	2.550	12	1.750	8	3.350	15
América Latina	1.400	8	850	5	950	5
Europa Ocidental	345	8,6	416	10	371	22
Europa Oriental & ex-URSS	3.377	15	2.260	10	1.146	5
Ásia (excluindo ex-URSS)	1.550	6	450	2	200	5
Total do Globo	13.650	10	9.550	7	8.350	6

Fonte: Organização Mundial de Meteorologia, segundo Grubb and Meyer, 1993.

Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano, o que significa mais de 30 vezes o consumo atual de eletricidade no mundo. Devido, porém, a restrições socioambientais<sup>1</sup>, apenas 53.000 TWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis (Tabela 5.2). Ainda assim, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade.

No Brasil, os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha (PE), no início dos anos 1990. Os resultados dessas medições possibilitaram a determinação do potencial eólico local e a instalação das primeiras turbinas eólicas do Brasil. Maiores informações sobre o potencial eólico brasileiro são apresentadas na seção 5.3.

**Tabela 5.2 – Estimativas do potencial eólico mundial**

Região	Porcentagem de Terra Ocupada <sup>1)</sup>	Potencial Bruto (TWh/ano)	Densidade Demográfica (hab/km <sup>2</sup> )	Potencial Líquido (TWh/ano)
África	24	106.000	20	10.600
Austrália	17	30.000	2	3.000
América do Norte	35	139.000	15	14.000
América Latina	18	54.000	15	5.400
Europa Ocidental	42	31.400	102	4.800
Europa Oriental & ex-URSS	29	106.000	13	10.600
Ásia (excluindo ex-URSS)	9	32.000	100	4.900
Total do Globo[2]	23	498.400	-	53.000

Fonte: Grubb and Meyer, 1993; 1) Em relação ao potencial bruto; 2) Excluindo-se Groenlândia, Antártida, a maioria das ilhas e os recursos *offshore*

1 Existência de áreas densamente povoadas e/ou industrializadas e outras restrições naturais, como regiões muito montanhosas, por exemplo.

### 5.3 – Potencial Eólico Brasileiro

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW. Hoje a maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000 MW. A razão dessas divergências decorre principalmente da falta de informações (dados de superfície) e às diferentes metodologias empregadas<sup>2</sup>.

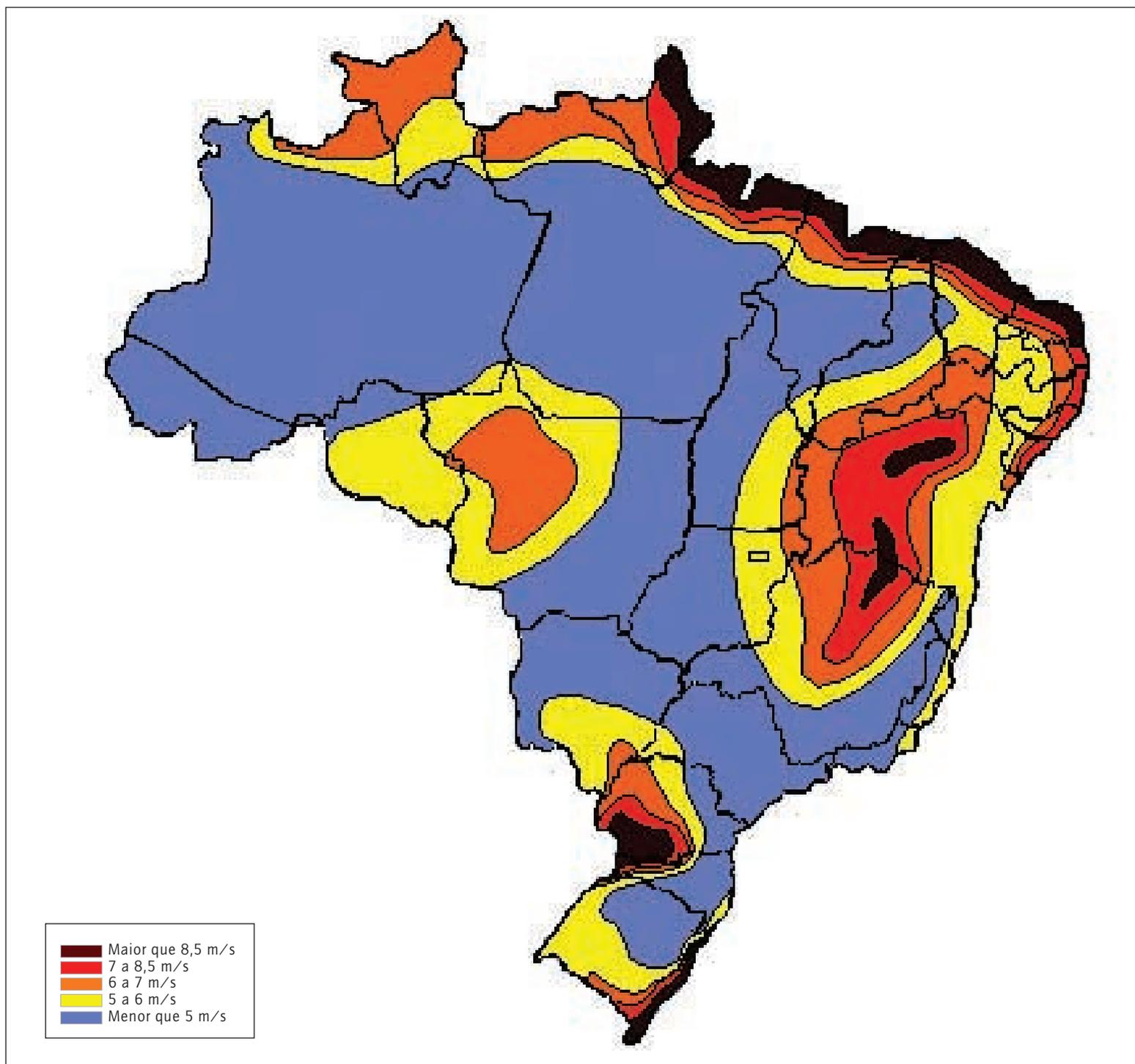
De qualquer forma, os diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no país. Os primeiros estudos foram feitos na Região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, o Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, publicou em 1998 a primeira versão do *Atlas Eólico da Região Nordeste*. Com o auxílio de modelos atmosféricos e simulações computacionais, foram feitas estimativas para todo o país, dando origem a uma versão preliminar do Atlas Eólico Brasileiro (Figura 5.1), que deverá ser concluído pelo CBEE até abril de 2002.

Segundo esses resultados, os melhores potenciais estão no litoral das regiões Norte e Nordeste, onde a velocidade média do vento, a 50 m do solo, é superior a 8 m/s. Entre outras regiões com grande potencial eólico, destacam-se o Vale São Francisco, o Sudoeste do Paraná e o Litoral Sul do Rio Grande do Sul (Figura 5.1).

Também o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL elaborou recentemente um atlas eólico nacional, cujos resultados estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico: <http://www.cresesb.cepel.br/abertura.htm>. Segundo esses dados, o potencial eólico brasileiro é da ordem de 140.000 MW.

Em termos de unidade da federação, já existem vários trabalhos desenvolvidos, entre eles o *Atlas Eólico do Ceará*, elaborado pela Secretaria Estadual de Infra-Estrutura, com a colaboração de outras instituições (<http://www.seinfra.ce.gov.br/downloads.php>) e o *Mapa Eólico do Estado do Paraná*, elaborado pela Companhia Paranaense de Energia – Copel, também em parceria com outras instituições (<http://www.copel.com/copel/port/negocios-ger-energiaeolica.html>).

2 Também o conceito de potencial eólico pode ser interpretado de diferentes maneiras, devido à complexidade na determinação das restrições técnico-econômicas e, principalmente, socioambientais ao aproveitamento eólico.

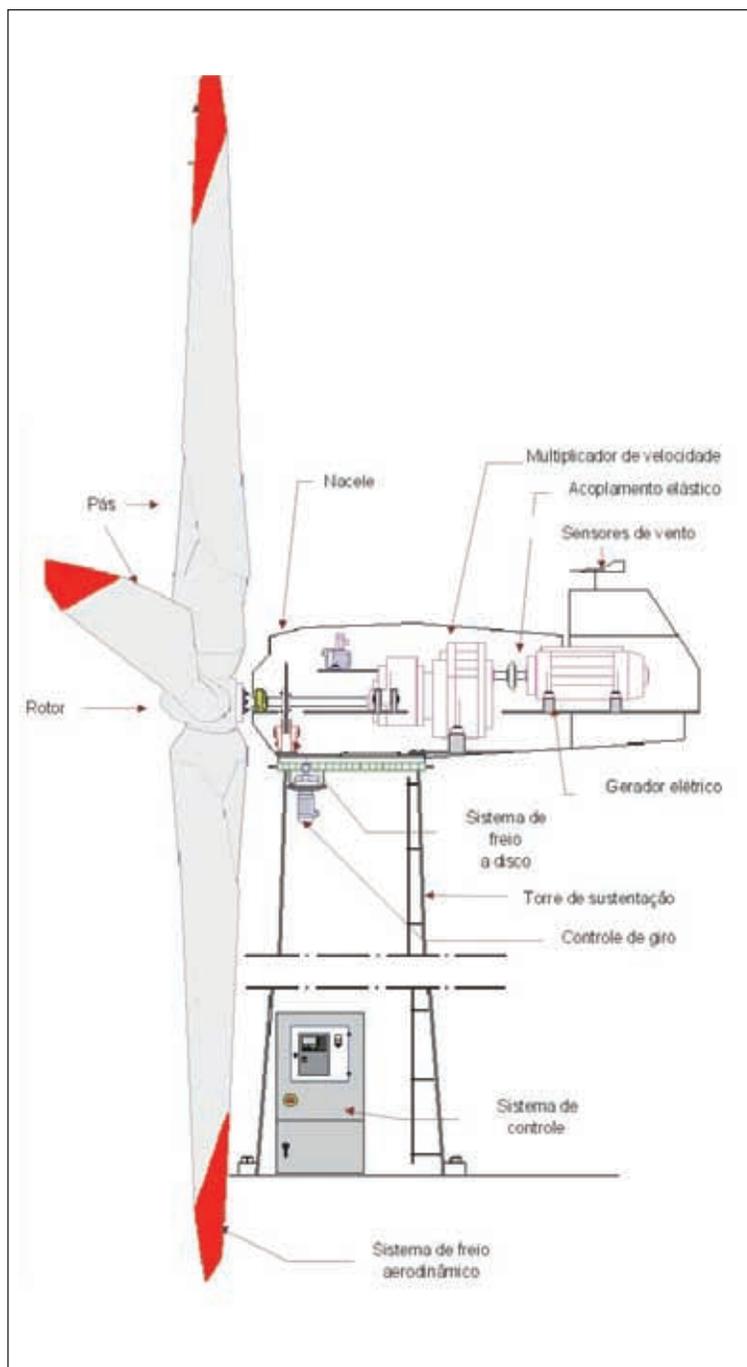


Fonte: CBEE, 1999 (adaptado).

**Figura 5.1** – Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998)

## 5.4 – Tecnologias de Aproveitamento – Turbinas Eólicas

No início da utilização da energia eólica, surgiram turbinas de vários tipos – eixo horizontal, eixo vertical, com apenas uma pá, com duas e três pás, gerador de indução, gerador síncrono, etc. Com o passar do tempo, viu-se consolidar o projeto de turbinas eólicas com as seguintes características: eixo de rotação horizontal, três pás, alinhamento ativo, gerador de indução, estrutura não-flexível, como ilustrado na Figura 5.2 [CBEE, 2000].



Fonte: CBEE, 2001.

**Figura 5.2** – Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna

Entretanto, algumas características de projeto ainda geram polêmica, como a utilização ou não do controle do ângulo de passo (*pitch*) das pás para limitar a potência máxima gerada. A tendência atual é a combinação das duas técnicas de controle de potência (*stall e pitch*) em pás que podem variar o ângulo de passo para ajustar a potência gerada, sem, contudo, utilizar esse mecanismo continuamente [Wind Directions, 2000].

Quanto à capacidade de geração elétrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a potência das máquinas aumentou para a faixa de 100 kW a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas ofereciam modelos de 300 kW a 750 kW. Em 1997, foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte. Atualmente, existem mais de mil turbinas eólicas com potência nominal superior a 1 MW em funcionamento no mundo [Boyle, 1996; BTM, 2000; Windpower, 2000].

Quanto ao porte, as turbinas eólicas podem ser classificadas da seguinte forma (Figura 5.3):

- Pequenas – potência nominal menor que 500 kW
- Médias – potência nominal entre 500 kW e 1000 kW
- Grandes – potência nominal maior que 1 MW



Fotos: CBEE, 2001.

**Figura 5.3** – Exemplos de turbinas eólicas (da esquerda para a direita: pequena, média e grande)

Nos últimos anos, as maiores inovações tecnológicas foram a utilização de acionamento direto (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos e novos sistemas de controle, que permitem o funcionamento das turbinas em velocidade variável, com qualquer tipo de gerador. A tecnologia atual oferece uma variedade de máquinas, segundo a aplicação ou local de instalação. Quanto à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede elétrica ou destinadas ao suprimento de eletricidade de comunidades ou sistemas isolados. Em relação ao local, a instalação pode ser feita em terra firme ou *off-shore* e em locais de ventos fortes ou moderados.

## 5.5 – Capacidade Instalada no Mundo

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000 MW. Em 1994, ela subiu para 3.734 MW, divididos entre Europa (45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000 MW e, em setembro de 2000, a capacidade instalada no mundo já era superior a 15.000 MW. O mercado tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente na Alemanha, EUA, Dinamarca e Espanha, onde a potência adicionada anualmente supera 3.000 MW [AWEA, 2000; BTM, 2000].

Esse crescimento de mercado fez com que a Associação Européia de Energia Eólica estabelecesse novas metas, indicando que, até 2020, a energia eólica poderá suprir 10% de toda a energia elétrica requerida no mundo. De fato, em alguns países e regiões, a energia

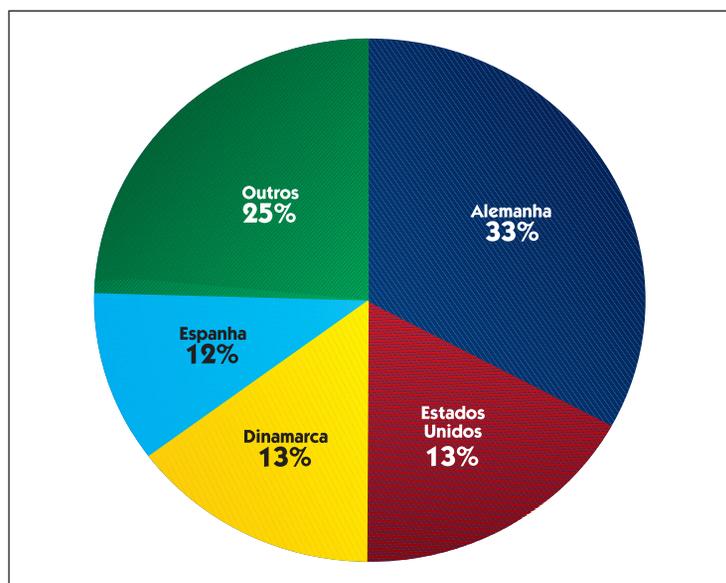
eólica já representa uma parcela considerável da eletricidade produzida. Na Dinamarca, por exemplo, a energia eólica representa 13% de toda a eletricidade gerada e a meta é aumentar essa parcela para 50% até 2030. Na região da Schleswig-Holstein, na Alemanha, cerca de 17% do parque de energia elétrica instalado é de origem eólica. Na região de Navarra, na Espanha, essa parcela é de 23%. Em termos de capacidade instalada, estima-se que, até 2020, a Europa já terá instalado 100.000 MW.

A Tabela 5.3 apresenta a evolução recente da capacidade instalada em vários países e regiões do mundo. Alemanha, EUA, Espanha e Dinamarca são responsáveis por 75% da capacidade instalada no mundo (Figura 5.4). Em termos de geração de energia, esses países foram responsáveis por cerca de 70% de toda a energia eólica gerada no mundo em 1999.

**Tabela 5.3 – Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW)**

País/região	1997	1998	1999	2000*
Alemanha	2.080	2.874	4.445	4.997
Estados Unidos	1.590	1.927	2.492	2.514
Dinamarca	1.116	1.450	1.742	2.009
Espanha	512	834	1.530	1.804
Brasil	3	7	20	20
Outros	2.283	2.822	3.226	3.737
Europa	4.766	6.569	9.307	10.670
Ásia	1.116	1.194	1.287	1.428
América	1.645	2.062	2.706	2.729
Austrália e Pacífico	33	63	116	165
África e Oriente Médio	24	26	39	89
Total	7.584	9.914	13.455	15.081

Fonte: Windpower, 2000. \*Dados referentes ao mês de outubro.



Fonte: Windpower, 2000.

**Figura 5.4 – Energia eólica – distribuição da capacidade instalada no mundo até outubro de 2000**

## 5.6 – Energia Eólica no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro

A participação da energia eólica na geração de energia elétrica ainda é praticamente desprezível no Brasil. Como apresentado na Tabela 5.4, em janeiro de 2002 havia apenas 6 centrais eólicas em operação no país, perfazendo uma capacidade instalada de 18,8 MW. Entre essas centrais, destacam-se Taíba e Prainha, no Estado do Ceará, que representam 80% do parque eólico nacional.

No entanto, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro e os esforços do Governo Federal para amenizar os impactos da crise no abastecimento de energia elétrica, têm despertado o interesse de muitos empreendedores. Em 5 de julho de 2001, foi instituído o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA – Resolução nº 24, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, com o objetivo de agregar ao sistema elétrico nacional 1.050 MW de energia eólica até o final de 2003.

**Tabela 5.4 – Centrais eólicas em operação no Brasil – situação em janeiro de 2002<sup>3</sup>**

<b>Central Eólica</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Localidade</b>	<b>UF</b>	<b>Potência(kW)</b>
Fernando de Noronha I	Companhia Energética de Pernambuco	Fernando de Noronha	PE	75
Fernando de Noronha II	Centro Brasileiro de Energia Eólica	Fernando de Noronha	PE	225
Morro do Camelinho	Companhia Energética de Minas Gerais	Gouveia	MG	1.000
Palmas	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas	PR	2.500
Taíba	Wobben Wind Power Ind. e Com. Ltda.	São Gonçalo do Amarante	CE	5.000
Prainha	Wobben Wind Power Ind. e Com. Ltda.	Aquiraz	CE	10.000

Fonte: ANEEL, 2002.

Os principais benefícios previstos no Proeólica – não regulamentados até janeiro de 2002 – são a garantia de compra da energia gerada por um prazo mínimo de 15 anos e preços baseados no valor normativo estabelecido pela ANEEL (Resolução nº 22, de fevereiro de 2001).

Entre outros fatores que deverão estimular o uso da energia eólica no Brasil destaca-se a criação do Programa de Incentivo ao Uso de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), como mencionado no capítulo anterior – Seção 4.4.

Em janeiro de 2002, havia registro de 38 empreendimentos eólicos autorizados pela ANEEL, que deverão agregar ao sistema elétrico nacional 3.338 MW, o que corresponde a cerca de 15% de todas as usinas outorgadas pela ANEEL, cuja construção não havia sido iniciada. Como apresentado na Tabela 5.5 e ilustrado na Figura 5.5, a grande maioria dos projetos se localizam no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Observam-se, porém, projetos no interior de Pernambuco, na Bahia e no Rio de Janeiro.

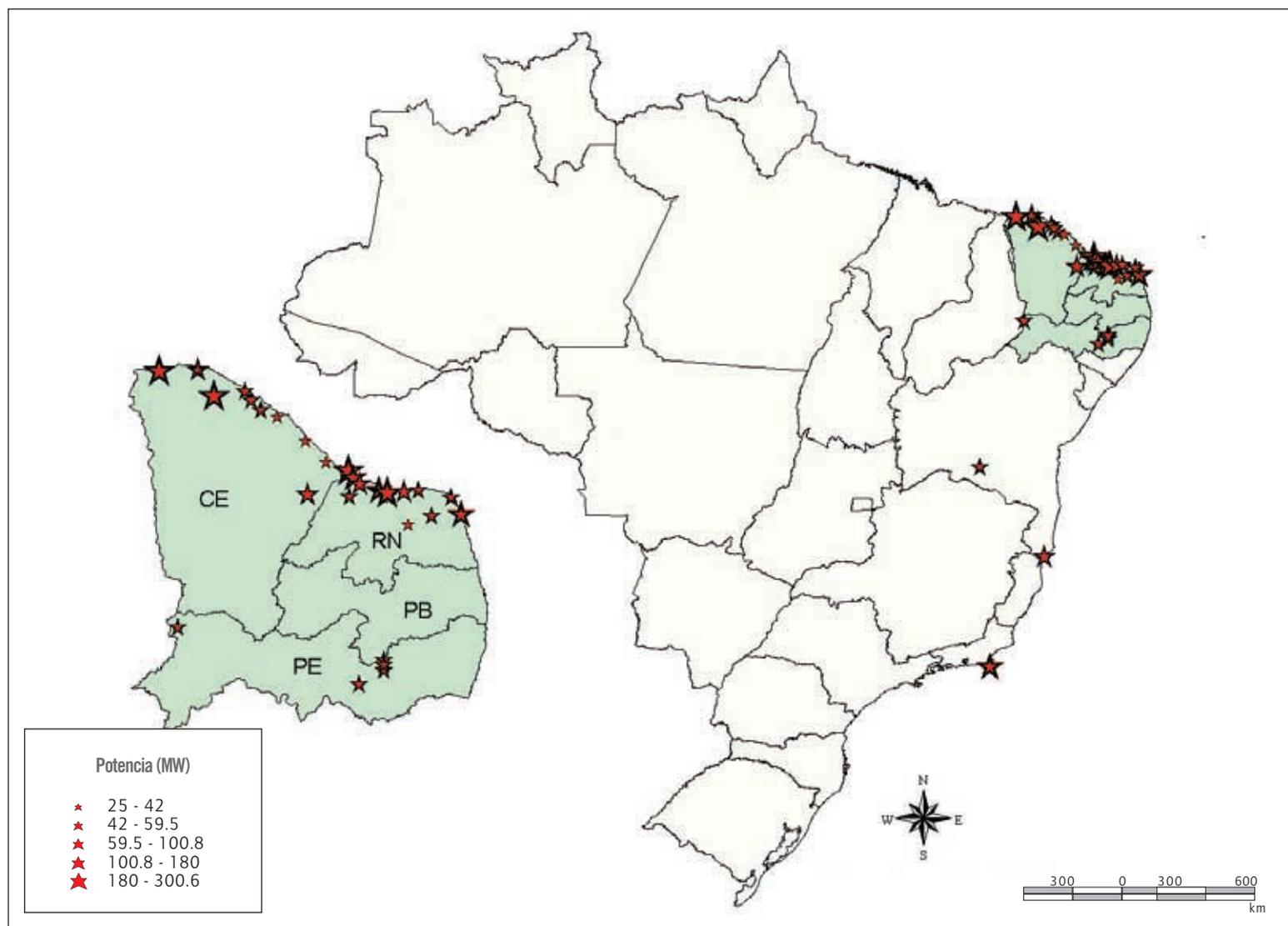
A seguir, descreve-se as principais características dos projetos em operação no País [CBEE, 2000].

<sup>3</sup> Registre-se, também, a Central Eólica do Mucuripe, no Município de Fortaleza – CE, que tinha potência instalada de 1.200 kW e estava desativada para ampliação de sua capacidade de geração para 2.400 kW.

**Tabela 5.5 – Centrais eólicas outorgadas (construção não-iniciada) – situação em janeiro de 2002**

<b>Empreendimento</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município – UF</b>	<b>Potência (kW)</b>
Parque Eólico de Beberibe	Fuhrmet Energy Brasil Ltda.	Beberibe – CE	25.000
Pecém	CPL Participações Ltda.	Caucaia – CE	25.200
CE 7 – Icapuí	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Aracati – CE	29.750
Pecém	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Caucaia – CE	31.200
Quintanilha Machado II	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Arraial do Cabo – RJ	39.600
RN 18 - Serra do Feiticeiro	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Lajes – RN	39.950
Volta do Rio	CPL Participações Ltda.	Acaraú – CE	42.000
Pecém	Fuhrlander Energia Brasil Ltda.	S. Gonçalo do Amarante – CE	46.000
CE 10 – Acaraú	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Acaraú – CE	49.300
CE 4 – Lagoinha	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Paraipaba e Trairi – CE	49.300
RN 15 - Rio do Fogo	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Maxaranguape – RN	49.300
RN 20 - Serra do Mossoró	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Mossoró – RN	49.300
RN 3 – Gameleira	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Touros – RN	49.300
RN 5 – Calcanhar	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Touros – RN	49.300
RN 6 - Macacos	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	João Câmara – RN	49.300
Alegria I	New Energy Options Ltda.	Guamaré – RN	51.000
BA 3 – Caetité	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Caetité – BA	59.500
CE 9 – Salgada	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Paraipaba – CE	59.500
PE 1 – Marcolândia	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Arapirina – PE	59.500
PE 2 - Serra da Macambira	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Pesqueira e Poção – PE	59.500
PE 3 – Poção	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Poção – PE	59.500
PE 4 – Serra do Ororobó	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Pesqueira e Poção – PE	59.500
PE 6 – Buíque	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Buíque – PE	59.500
RN 10 - Três Irmãos	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	São Bento do Norte – RN	59.500
RN 14 - São Bento do Norte	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	São Bento do Norte – RN	59.500
Praia do Morgado	CPL Participações Ltda.	Acaraú – CE	79.200
RN 1 – Mel	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Areia Branca – RN	89.250
BA 2 – Costa Dourada	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Mucuri – BA	99.450
CE 5 – Apodi	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Limoeiro do Norte – CE	99.450
Alegria II	New Energy Options Ltda.	Guamaré – RN	100.800
Quintanilha Machado I	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Arraial do Cabo – RJ	135.000
RN 4 – Pititinga	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Maxaranguape – RN	149.600
Verdes Mares	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Tibau – RN	158.400
Fazenda Nova	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Porto do Mangue – RN	180.000
Maceió	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Itapipoca – CE	235.800
CE 11 – Camocim	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Camocim – CE	249.900
RN 11 – Guamaré I e II	Energias Renováveis do Brasil Ltda.	Guamaré e Macau – RN	249.900
Redonda	SIIF Énergies do Brasil Ltda.	Icapuí – CE	300.600

Fonte: ANEEL, 2002.



**Figura 5.5** – Localização dos projetos eólicos outorgados no Brasil – situação em janeiro de 2002

#### **Turbinas Eólicas do Arquipélago de Fernando de Noronha-PE:**

a primeira turbina foi instalada em junho de 1992, sendo a primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América do Sul. Esse projeto foi realizado pelo Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, com financiamento do *Folkecenter* (um instituto de pesquisas dinamarquês), em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. A turbina possui um gerador assíncrono de 75 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura (Figura 5.6 a). Na época em que foi instalada, a geração de eletricidade dessa turbina correspondia a cerca de 10% da energia gerada na Ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 70.000 litros de óleo diesel por ano. A turbina

eólica continua em funcionamento e produz, de acordo com a CELPE, uma média de 120 MWh por ano. A segunda turbina (Figura 5.6 b) foi instalada em maio de 2000 e entrou em operação em 2001. O projeto foi realizado pelo CBEE, com a colaboração do *RISØ National Laboratory* da Dinamarca, e financiado pela ANEEL. A turbina é composta de um gerador assíncrono de 225 kW, pás de 13 m de comprimento, torre de 30 m de altura e sistema de controle especial. Na fase experimental de funcionamento, produziu cerca de 60 MWh por mês. Juntas, as duas turbinas geram até 25% da eletricidade consumida na ilha. Esses projetos tornaram Fernando de Noronha o maior sistema híbrido eólico-diesel do Brasil.



Fonte: Memória da Eletricidade, 2000.

**Figura 5.6 a** – Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha – PE (75 kW)



Fonte: ANEEL, 2000.

**Figura 5.6 b** – Segunda turbina eólica de Fernando de Noronha – PE (225 kW)



Fonte: CRESESB, 2000.

**Figura 5.7** – Central Eólica do Morro do Camelinho (Gouveia – MG)

**Central Eólica Experimental do Morro do Camelinho – MG:** instalada em 1994, no Município de Gouveia –MG, e com capacidade nominal de 1 MW, a central eólica do Morro do Camelinho foi a primeira usina eólica do Brasil. O projeto foi realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, com o apoio financeiro do governo alemão – Programa Eldorado. A central é constituída por 4 turbinas de 250 kW, com rotor de 29 m de diâmetro e torre de 30 m de altura (Figura 5.7). Em média, a geração de eletricidade é da ordem de 2.000 MWh por ano [CBEE, 2001].



Fonte: CBEE, 2000.

**Figura 5.8** – Central Eólica de Taíba (São Gonçalo do Amarante – CE)

**Central Eólica de Taíba – CE:** Localizada no Município de São Gonçalo do Amarante – CE, a Central Eólica de Taíba (Figura 5.8), com 5 MW de potência, foi a primeira do mundo instalada sobre dunas e a primeira da América do Sul construída e operada por um Produtor Independente de Energia (PIE). Em operação desde janeiro de 1999, a central é composta por 10 turbinas de 500 kW, geradores assíncronos, rotores de 40 m de diâmetro e torre de 45 m de altura. Estima-se que a geração média anual seja da ordem de 17.500 MWh, o suficiente para atender à demanda residencial de um município típico brasileiro com cerca de 50.000 habitantes [Eólica Notícias, 2000].



Fonte: CBEE, 2000.

**Figura 5.9 – Central Eólica da Prainha (Aquiraz – CE)**

**Central Eólica de Prainha – CE:** Localizada no Município de Aquiraz – CE, a Central Eólica de Prainha (Figura 5.9) é o maior parque eólico da América do Sul, com capacidade de 10 MW (20 turbinas de 500 kW). O projeto foi realizado pela Wobben Windpower e inaugurado em abril de 1999. As turbinas utilizam geradores síncronos, funcionam com velocidade variável e com controle de potência por *pitch* (ângulo de passo das pás). As torres são de aço, tubulares e com 45 m de altura. A geração de energia dessa central é suficiente para atender à demanda residencial de um município típico brasileiro com cerca de 100 mil habitantes [Eólica Notícias, 2000].



Fonte: COPEL, 2001.

**Figura 5.10 – Central Eólica de Palmas (Palmas – PR)**

**Central Eólica de Palmas – PR:** Trata-se da primeira central eólica do Sul do Brasil, localizada no Município de Palmas – PR, com potência instalada de 2,5 MW (Figura 5.10). Realizado pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL e Wobben Windpower, o projeto foi inaugurado em novembro de 1999, com 5 turbinas de 500 kW, idênticas àquelas de Taíba e Prainha [Eólica Notícias, 2000].

## 5.7 – Impactos Socioambientais

Entre os principais impactos socioambientais de usinas eólicas destacam-se os sonoros e os visuais. Os impactos sonoros são devidos ao ruído dos rotores e variam de acordo com as especificações dos equipamentos [Araújo *et al.*, 2000]. Segundo os autores, as turbinas de múltiplas pás são menos eficientes e mais barulhentas que os aerogeradores de hélices de alta velocidade. A fim de evitar transtornos à população vizinha, o nível de ruído das turbinas deve atender às normas e padrões estabelecidos pela legislação vigente.

Os impactos visuais são decorrentes do agrupamento de torres e aerogeradores, principalmente no caso de centrais eólicas com um número considerável de turbinas, também conhecidas como fazendas eólicas. Os impactos variam muito de acordo com o local das instalações, o arranjo das torres e as especificações das turbinas. Apesar de efeitos negativos, como alterações na paisagem natural, esses impactos tendem a atrair turistas, gerando renda, emprego, arrecadações e promovendo o desenvolvimento regional.

Outro impacto negativo de centrais eólicas é a possibilidade de interferências eletromagnéticas, que podem causar perturbações nos sistemas de comunicação e transmissão de dados (rádio, televisão, etc.) [Taylor, 1996]. Segundo o autor, essas interferências variam muito segundo o local de instalação da usina e suas especificações técnicas, particularmente o material utilizado na fabricação das pás. Também a possível interferência nas rotas de aves deve ser devidamente considerada nos estudos e relatórios de impactos ambientais (EIA/RIMA).



## 6 - PETRÓLEO

### 6.1 – Generalidades

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos (moléculas de carbono e hidrogênio) que tem origem na decomposição de matéria orgânica, principalmente o plâncton (plantas e animais microscópicos em suspensão nas águas), causada pela ação de bactérias em meios com baixo teor de oxigênio. Ao longo de milhões de anos, essa decomposição foi-se acumulando no fundo dos oceanos, mares e lagos e, pressionada pelos movimentos da crosta terrestre, transformou-se na substância oleosa denominada petróleo. Essa substância é encontrada em bacias sedimentares específicas, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários.

Embora conhecido desde os primórdios da civilização humana, somente em meados do século XIX tiveram início a exploração de campos e a perfuração de poços de petróleo. A partir de então, a indústria petrolífera teve grande proliferação, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Apesar da forte concorrência com o carvão e com outros combustíveis considerados nobres naquela época, o petróleo ganhou projeção no cenário internacional, principalmente após a invenção dos motores a gasolina e a óleo Diesel.

Durante muitas décadas, o petróleo foi o grande propulsor da economia internacional, chegando a representar aproximadamente 50% do consumo mundial de energia primária, no início dos anos 1970. Embora com redução gradativa ao longo do tempo, sua participação na matriz energética mundial é ainda da ordem de 33% e deverá manter-se expressiva por várias décadas.

Além da importância absoluta no setor de transportes, o petróleo ainda é o principal responsável pela geração de energia elétrica em diversos países do mundo. Apesar da expansão recente da hidreletricidade e da diversificação das fontes de geração de energia elétrica, o petróleo ainda é responsável por aproximadamente 10% de toda a eletricidade gerada no mundo [Paffenbarger, 1997].

### 6.2 – Reservas, Produção e Consumo

Durante muitos séculos, o homem procurou abrigo e instalação de suas atividades cotidianas em locais próximos de recursos naturais, particularmente energéticos. Com a descoberta dos combustíveis fósseis e da eletricidade, isso deixou de ser uma preocupação, de modo que, atualmente, os grandes centros consumidores estão localizados quase sempre distantes das grandes reservas e dos potenciais energéticos. O caso do petróleo ilustra bem essa nova tendência do homem moderno.

## 6. PETRÓLEO

Como indicado na Tabela 6.1, há uma grande irregularidade na distribuição geográfica das reservas mundiais de petróleo, em razão das condições geológicas específicas das regiões detentoras. Cerca de 2/3 das reservas provadas estão localizados no Oriente Médio, que representa apenas 6% do consumo mundial. Por outro lado, Estados Unidos e Europa, que possuem apenas 10% das reservas, são responsáveis por mais de 50% do consumo mundial.

Os dados da Tabela 6.1 indicam, também, que as reservas mundiais durariam cerca de quarenta anos, desconsiderando-se novas descobertas e mantendo-se a produção nos patamares de 1998.

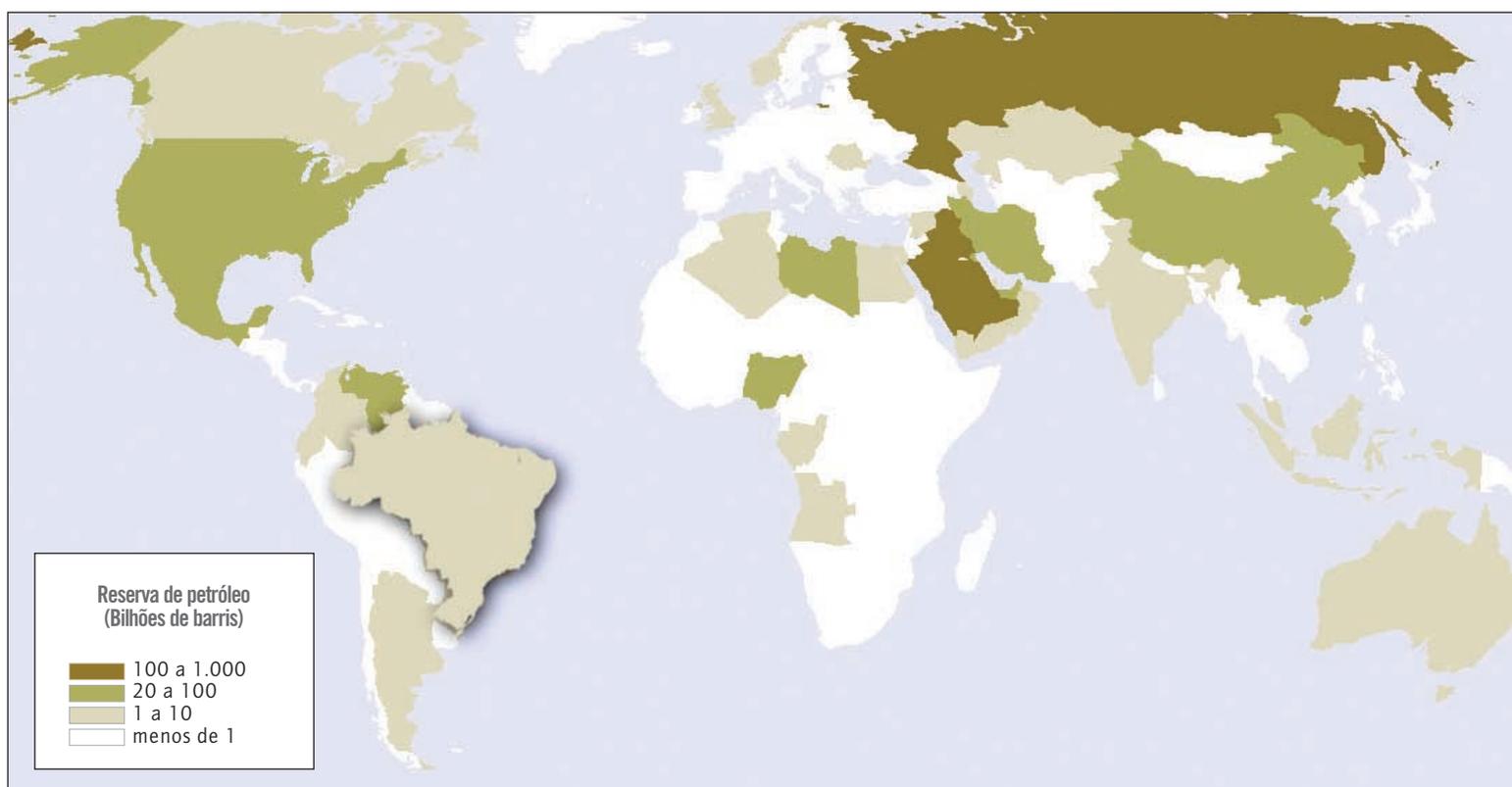
A distribuição geográfica do consumo mundial de petróleo é apresentada na Figura 6.2.

**Tabela 6.1 – Reservas, produção e consumo de petróleo no mundo em 1998**

	Reservas (R)		Produção (P)		Consumo		R/P(*)
	(10 <sup>6</sup> ton)	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(anos)
América do Norte	85,1	8,1	667,0	19,0	1.017,5	30,0	18,1
América do Sul & Central	89,5	8,5	343,3	9,8	216,7	6,4	37,4
Europa (menos URSS)	20,7	2,0	325,1	9,2	759,6	22,4	8,4
Antiga URSS	65,4	6,2	361,3	10,3	184,4	5,4	24,8
Oriente Médio	673,7	64,0	1096,8	31,2	204,2	6,0	83,2
África	75,4	7,2	360,1	10,2	112,0	3,3	28,0
Ásia (Pacífico)	43,1	4,1	365,4	10,4	894,6	26,4	15,9
Total	1.052,9	100,0	3.518,9	100,0	3.389,0	100,0	41,0

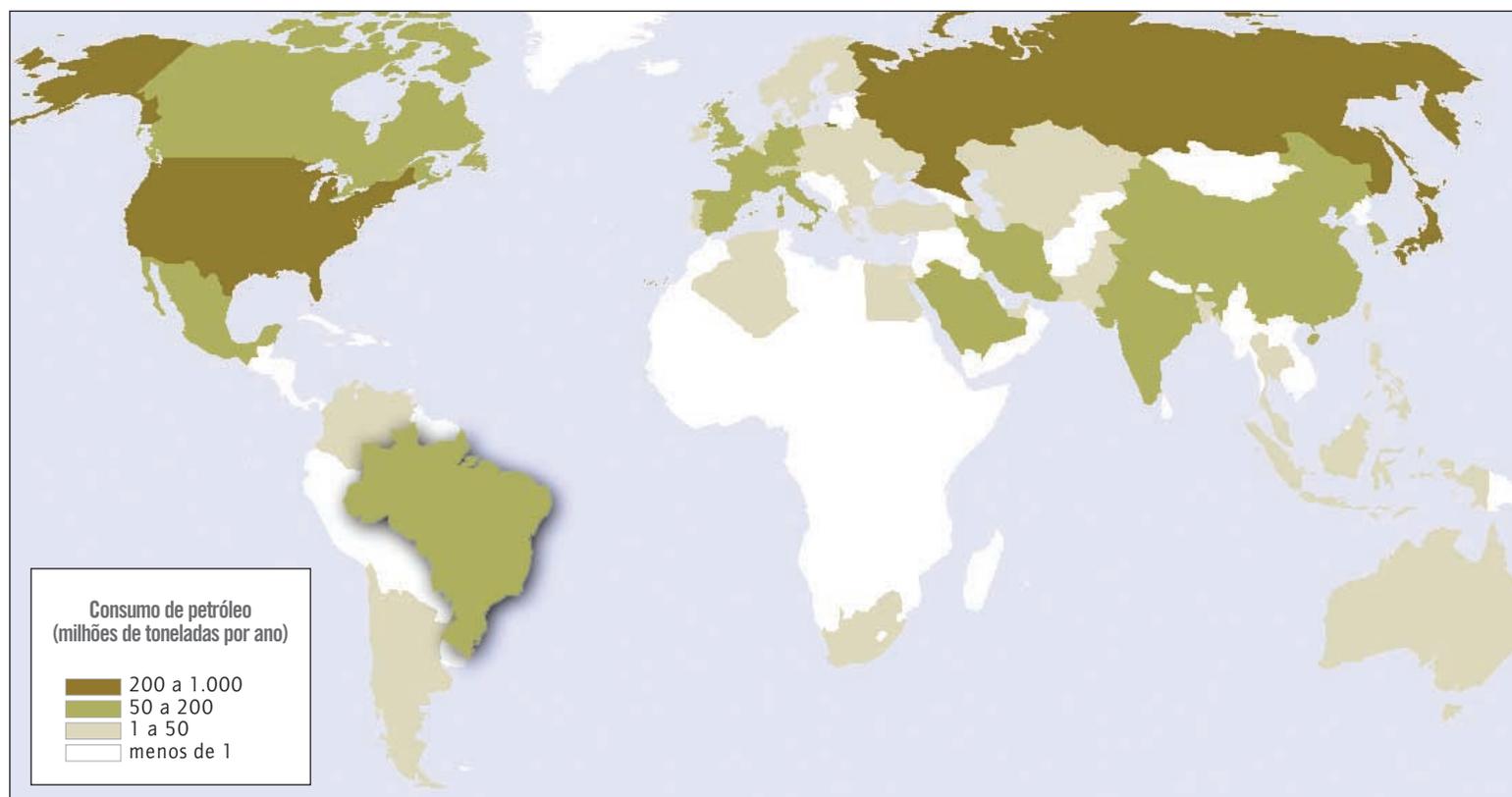
(\*): Tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 1998.

Fonte: Elaboração própria a partir de BP Amoco, 1999a.



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999 a.

**Figura 6.1 – Reservas provadas de petróleo em 1998 (bilhões de barris)**



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999a.

**Figura 6.2 – Consumo de petróleo no mundo em 1998 (milhões de toneladas)**

No Brasil, as reservas provadas são da ordem de 7,36 bilhões de barris e a produção anual está na faixa dos 350 milhões de barris, o que significa uma relação reservas/produção de vinte anos. Cerca de 90% das reservas estão localizados no mar, principalmente na Bacia de Campos [ANP, 2000].

### 6.3 – Uso de Derivados de Petróleo na Geração de Eletricidade

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo ocorre por meio da queima desses combustíveis em caldeiras, turbinas e motores de combustão interna. O caso das caldeiras e turbinas é similar ao dos demais processos térmicos de geração e mais usado no atendimento de cargas de ponta e/ou aproveitamento de resíduos do refino de petróleo. Os grupos geradores Diesel são mais adequados ao suprimento de comunidades e de sistemas isolados da rede elétrica convencional.

Com exceção de alguns poucos países da OCDE, o uso de petróleo para geração de eletricidade tem sido decrescente desde os anos 1970. O obsolescimento das plantas de geração, os requerimentos de proteção ambiental e o aumento da competitividade de fontes alternativas são os principais responsáveis por isso. Contudo, o

petróleo continua sendo muito importante na geração de energia elétrica nesses países, principalmente no suprimento de cargas de pico e no atendimento a sistemas isolados.

Entre 1960 e 1973, o uso de petróleo na geração termelétrica cresceu a uma taxa média de 19% ao ano, chegando a constituir 26% de toda geração de eletricidade no mundo. Em alguns países (Japão, Dinamarca, Itália, Irlanda e Portugal), chegou a representar 60%. Com a crise do petróleo, nos anos 1970, o carvão voltou a ocupar maior expressividade na geração de eletricidade, e fontes alternativas, como o gás natural, tornaram-se mais atrativas [Paffenbarger, 1997]. Segundo a mesma fonte, a capacidade instalada foi muito reduzida e parte dela foi adaptada para o uso de outros combustíveis, particularmente o gás natural. Nos últimos dez anos, a participação relativa do petróleo na geração de eletricidade tem sido em torno de 10%.

Aproximadamente 4/5 da capacidade instalada em plantas termelétricas a óleo Diesel ou combustível (200 GW) estão concentrados em seis países (Tabela 6.2), entre os quais EUA e Japão, que somam juntos 55% da capacidade instalada no mundo. Entre outros, destacam-se Itália e México, onde os derivados de petróleo representam cerca de 50% de toda a energia elétrica gerada.

**Tabela 6.2** – Capacidade instalada das plantas termelétricas a derivados de petróleo e parcela da geração de eletricidade nos países da OCDE

País	Capacidade (GW)	Parcela da Geração (1990-1994)
Japão	63,0	27%
Estados Unidos	47,1	4%
Itália	18,3	49%
México	18,0	55%
França	9,0	2%
Reino Unido	8,0	9%
Outros	36,6	4%

Fonte: BP Amoco, 1999 a.

A partir de 1980, a operação das plantas a óleo começou a ser transferida da base para o pico de demanda do sistema e, conseqüentemente, a taxa de utilização (fator de capacidade) tem sido reduzida. Assim, a capacidade instalada tem sido mais expressiva do que a geração de energia.

Nos anos 1980, a geração termelétrica a óleo foi muito importante, em vários países (Holanda, Reino Unido, Irlanda etc.), para a provisão de flexibilidade de operação e planejamento do sistema. Atualmente, as principais funções de um sistema termelétrico a óleo são as seguintes:

1. Atendimento da demanda de ponta;
2. Provisão de flexibilidade de operação e planejamento;
3. Atendimento a sistemas remotos e/ou isolados;
4. Provisão de carga básica ou intermediária, quando não há alternativas mais econômicas.

No caso do Brasil, onde historicamente a geração de energia elétrica é predominantemente hídrica (mais de 90% atualmente), a geração térmica, particularmente com derivados de petróleo, é muito pouco expressiva no âmbito nacional. Contudo, tem desempenhado um papel importante no atendimento da demanda de pico do sistema elétrico e, principalmente, no suprimento de energia elétrica a municípios e comunidades não atendidos pelo sistema interligado.

Em janeiro de 2002, havia 15 centrais termelétricas a óleo combustível em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade instalada de 945 MW [ANEEL, 2002]. Entre essas, destacam-se a de Piratininga, no município de São Paulo, com 472 MW de potência instalada, e a de Camaçari, na Bahia, com 290 MW. As demais apresentam capacidade de geração que varia entre 2,3 MW – caso da Citrosuco, em Limeira – SP – e 68 MW – caso da Termo Norte I, em Porto Velho – RO (Tabela 6.3).

**Tabela 6.3** – Usinas termelétricas a óleo combustível em operação no Brasil em janeiro de 2002

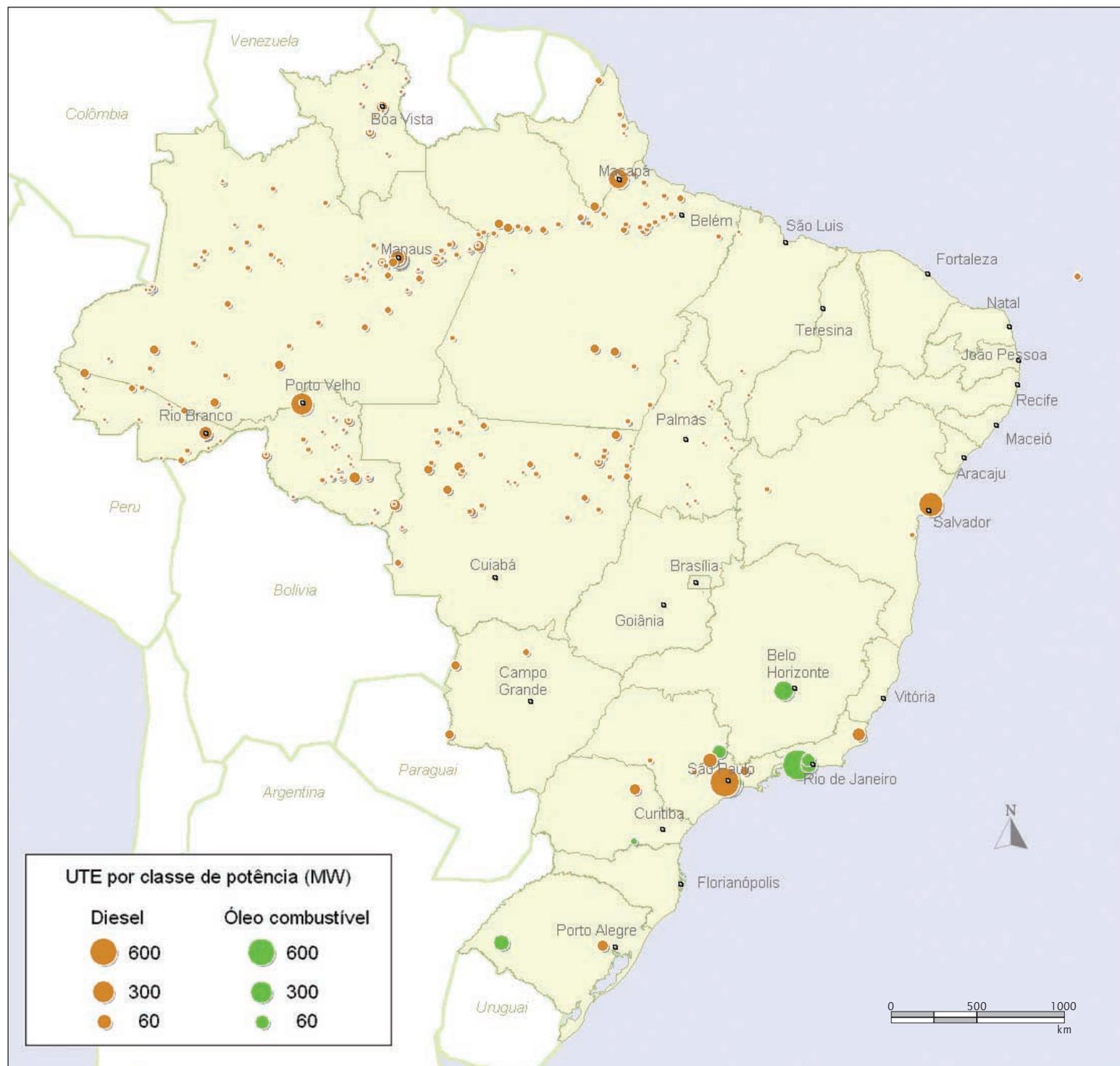
Usina	Proprietário	Município	UF	Potência (kW)
Piratininga	Emp. Metropolitana de Águas e Energia S/A	São Paulo	SP	472.000
Wartsila	El Paso Rio Negro Energia Ltda.	Manaus	AM	166.360
Termo Norte I	Termo Norte Energia Ltda.	Porto Velho	RO	68.000
International Paper	International Paper do Brasil Ltda.	Mogi Guaçu	SP	50.500
Porto Trombetas	Mineração Rio do Norte S/A	Oriximiná	PA	43.200
Celpav II	Votorantim Celulose e Papel S/A	Luís Antônio	SP	32.600
Nutepa	Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica	Porto Alegre	RS	24.000
Cadam	Calium da Amazônia S/A	Almeirim	PA	20.100
Alberto Pasqualini	Refinaria Alberto Pasqualini	Canoas	RS	18.000
Capuava	Capuava Energy Ltda.	Santo André	SP	17.000
Solvay	Solvay Indupa do Brasil S/A	Santo André	SP	11.000
CTE Fibra	Fibra S/A	Americana	SP	9.200
Reman	Petróleo Brasileiro S/A	Manaus	AM	6.400
Orsa	Orsa Celulose, Papel e Embalagens S/A	Nova Campina	SP	4.500
Citrosuco	Citrosuco Paulista S/A	Limeira	SP	2.300

Fonte: ANEEL, 2002.

Em termos de novos empreendimentos, registra-se a autorização para a construção da Central Termelétrica COFEPAR, da Companhia de Fertilizantes e Energia do Paraná Ltda., no município de Araucária – PR, que terá capacidade de geração de 650 MW e deverá utilizar óleo ultraviscoso como combustível.

Quanto à geração termelétrica a óleo Diesel, em janeiro de 2002 havia 355 usinas em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade

instalada de 2.868 MW [ANEEL, 2002]. Esses empreendimentos são predominantemente formados por pequenos grupos geradores destinados ao atendimento de comunidades isoladas da rede elétrica, principalmente na região Norte do país, como ilustrado na Figura 6.3. Há também centrais de grande porte, interligadas ao sistema elétrico nacional, como a de Cuiabá – MT, com 526 MW de potência, e a de Camaçari – BA, com 293 MW. Para maiores detalhes, ver Anexo 3.



**Figura 6.3** – Centrais termelétricas a derivados de petróleo em operação no Brasil – abril de 2001

Em relação aos novos empreendimentos, registra-se a existência de sete projetos autorizados pela ANEEL, perfazendo uma potência instalada de 23 MW. Entre esses projetos, destacam-se o da

Energyworks do Brasil Ltda., com 11 MW de capacidade de geração, a ser construído no Rio de Janeiro, e o da Grendene Sobral S/A, com 4,5 MW, no município de Sobral – CE (Tabela 6.4).

**Tabela 6.4 – Termelétricas a óleo Diesel outorgadas (construção não-iniciada) – janeiro de 2002**

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Potência (kW)
EnergyWorks Optiglobe Rio	Energyworks do Brasil Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	10.949
Grendene Sobral	Grendene Sobral S/A	Sobral	CE	4.500
Kaiser - Feira de Santana	Cervejarias Kaiser Nordeste S/A	Feira de Santana	BA	1.600
Kaiser - Araraquara	Cervejarias Kaiser do Brasil Ltda	Araraquara	SP	1.600
Grendene Fortaleza	Grendene Sobral S/A	Fortaleza	CE	1.500
São Miguel	Jarcel Celulose S/A	Almeirim	PA	1.472
Corumbiara	Guascor do Brasil Ltda.	Corumbiara	RO	960

Fonte: ANEEL, 2002.

#### 6.4 – Impactos Socioambientais

Os principais impactos da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo decorrem da emissão de poluentes na atmosfera, principalmente os chamados gases de efeito estufa (GEE). Os mais problemáticos são o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ) e o óxido nitroso  $\text{N}_2\text{O}$ .

Pelo menos parte das mudanças climáticas verificadas nas últimas décadas, entre elas o aumento da temperatura média do planeta, tem sido atribuída ao aumento da concentração desses gases na atmosfera. Grande porção dessas emissões decorre da queima de combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) para a geração de energia elétrica.

Uma das possíveis conseqüências do aquecimento global do planeta é o derretimento de grandes geleiras (notadamente na Antártida) e, por conseguinte, a elevação do nível do mar e o alagamento de áreas costeiras e insulares, atingindo grandes contingentes de pessoas e animais silvestres e alterando a biodiversidade dessas regiões.

Entre outros poluentes atmosféricos decorrentes da queima de derivados de petróleo, principalmente em plantas termelétricas, destacam-se o dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ )<sup>1</sup> e o chamado *material particulado*, constituído de pós e cinzas em suspensão nos gases emitidos durante a queima de combustíveis fósseis. Além de alterações na biodiversidade local, esses poluentes provocam diversos males à saúde humana, como distúrbios respiratórios, alergias, lesões degenerativas no sistema nervoso e em órgãos vitais, câncer etc. [Kompac, 2001]. Esses distúrbios tendem a se agravar no inverno, quando inversões térmicas provocam o aprisionamento do ar quente e dificultam a dispersão dos poluentes.

Existem, contudo, tecnologias e processos que permitem a remoção desses poluentes e a redução de seus efeitos nefastos. Os equipamentos mais usuais são os ciclones e os precipitadores eletrostáticos, os quais são mais eficientes na remoção de partículas mais grosseiras. Esses equipamentos podem ser combinados com dispositivos mais eficientes, como os filtros cerâmicos e de mangas, que podem remover até 99% do material particulado [Kompac, 2001].

<sup>1</sup> Ver item 7.5, que trata dos impactos ambientais decorrentes da queima de carvão mineral.

## 7 – CARVÃO MINERAL

### 7.1 – Generalidades

O carvão é uma complexa e variada mistura de componentes orgânicos sólidos, fossilizados ao longo de milhões de anos, como ocorre com todos os combustíveis fósseis. Sua qualidade, determinada pelo conteúdo de carbono, varia de acordo com o tipo e o estágio dos componentes orgânicos. A turfa, de baixo conteúdo carbonífero, constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; o linhito apresenta um índice que varia de 60% a 75%; o carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, contém cerca de 75% a 85% de carbono, e o mais puro dos carvões, o antracito, apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90%.

Da mesma forma, os depósitos variam de camadas relativamente simples e próximas da superfície do solo e, portanto, de fácil extração e baixo custo, a complexas e profundas camadas, de difícil extração e custos elevados.

Em termos de contribuição na matriz energética mundial, o carvão é atualmente responsável por cerca de 22% de todo o consumo mundial de energia primária [BP, 1999] e 45% de toda a eletricidade gerada no mundo [IEA, 1997]. Apesar dos graves impactos no meio ambiente, o carvão é considerado a maior fonte de energia para uso local. As principais razões para isso são as seguintes: i) abundância das reservas; ii) distribuição geográfica das reservas; iii) baixos custos e estabilidade nos preços, relativamente a outros combustíveis.

Embora fontes renováveis, como biomassa, solar e eólica, venham a ocupar maior parcela na matriz energética mundial, o carvão deverá continuar sendo, por muitas décadas, o principal insumo para a geração de energia elétrica, especialmente nos países em desenvolvimento [IEA, 1997]. Para isso, no entanto, são necessários avanços na área de P&D, visando a atender aos seguintes requisitos: i) melhorar a eficiência de conversão; ii) reduzir impactos ambientais (principalmente na emissão de gases poluentes); iii) aumentar sua competitividade comercial. Embora não sejam mutuamente excludentes, esses fatores são normalmente conflitantes, principalmente os itens ii e iii.

### 7.2 – Reservas, Produção e Consumo

O carvão mineral é o mais abundante dos combustíveis fósseis, com reservas provadas da ordem de 1 trilhão de toneladas, o suficiente para atender à demanda atual por mais de duzentos anos, como indicado na Tabela 7.1. Verifica-se, ainda, que as reservas estão concentradas na América do Norte, na Ásia e na Europa (incluindo a antiga URSS), totalizando 81,5% das reservas mundiais. Na América do Norte, destacam-se os EUA, com cerca de 25% das reservas mundiais. Nas demais regiões, destacam-se a Rússia (16%), a China (12%) e a Austrália (9%).

## 7 – CARVÃO MINERAL

**Tabela 7.1 – Reservas, produção e consumo de carvão mineral no mundo em 1998**

	Reservas (R)		Produção (P)		Consumo		R/P(*)
	(10 <sup>6</sup> ton)	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(anos)
América do Norte	256.477	26,1	636,5	28,5	565,6	25,5	235
América do Sul & Central	21.574	2,2	29,2	1,3	18,6	0,8	>500
Europa (menos URSS)	122.032	12,4	260,5	11,7	350,5	15,8	158
Antiga URSS	230.178	23,4	181,0	8,1	166,5	7,5	>500
Oriente Médio	193	0,0	0,8	0,0	95,9	4,3	186
África	61.412	6,2	123,0	5,5	1.015,5	45,8	266
Ásia (Pacífico)	292.345	29,7	999,8	44,8	1.056,2	47,6	146
Total	984.211	100,0	2.230,8	100,0	2.219,4	100,0	218

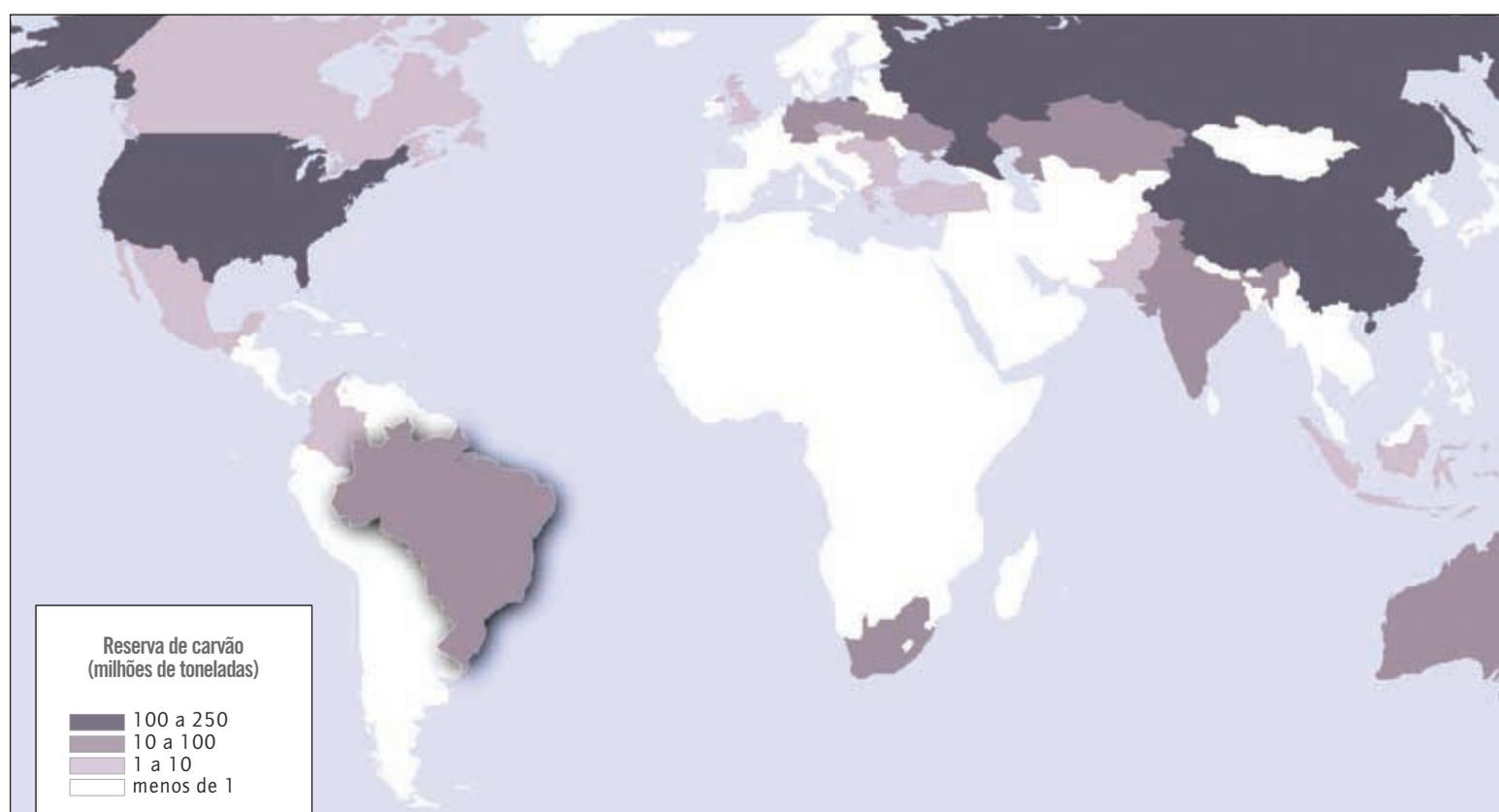
(\*): Tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 1998.

Fonte: BP Amoco, 1999 b.

Quanto à produção, destacam-se a China e os Estados Unidos, com 28% e 26,4%, respectivamente, de todo o carvão produzido no mundo em 1998. Em relação ao consumo, valem as mesmas observações: em 1998, os índices foram de 27,7% e 25%, respectivamente, do consumo mundial.

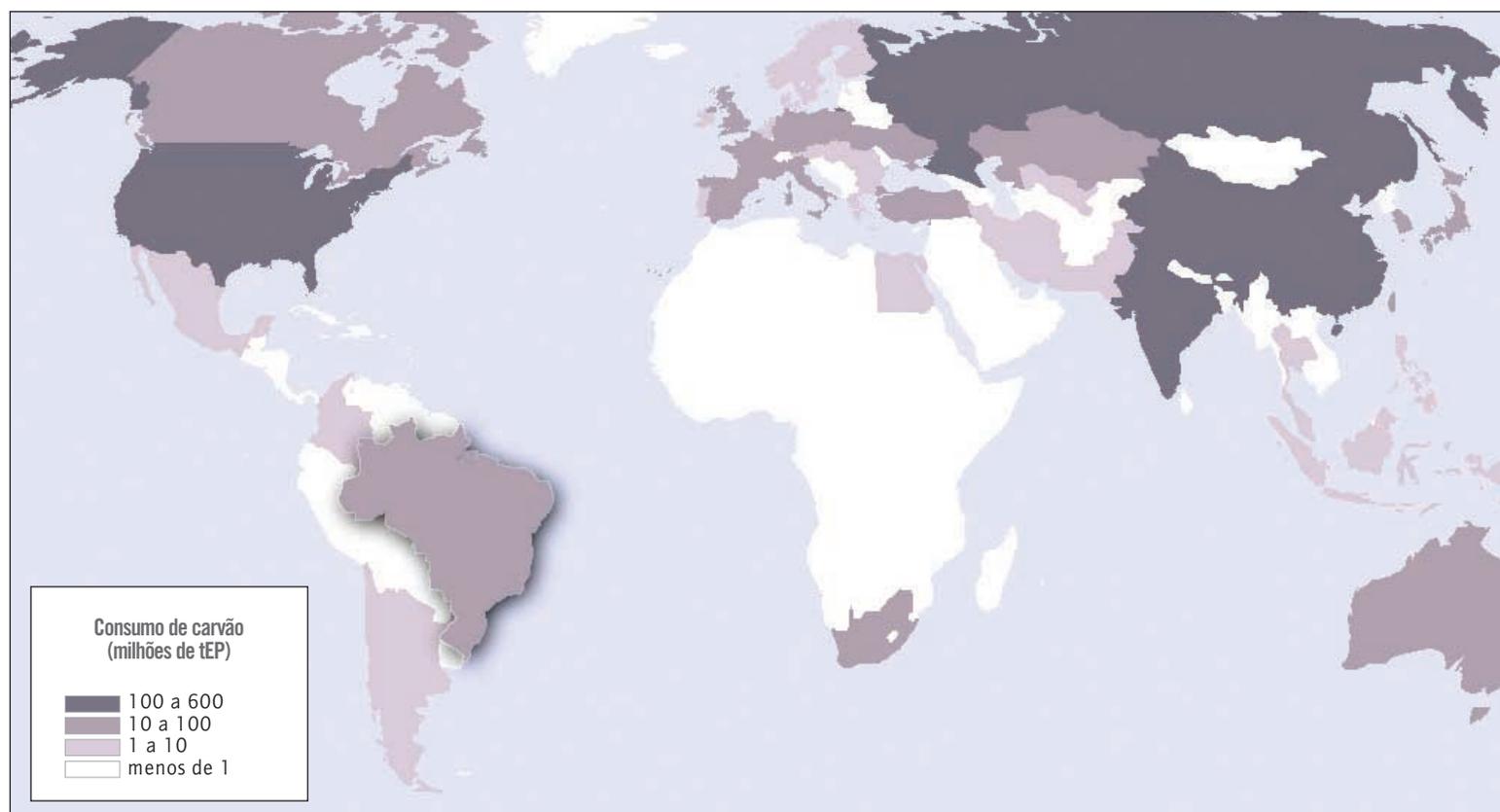
As Figuras 7.1 e 7.2 ilustram as reservas mundiais e o consumo de

carvão mineral no ano de 1998. No Brasil, as principais reservas de carvão mineral estão localizadas no Sul do país (Figura 7.3), notadamente no Estado do Rio Grande do Sul, que detém mais de 90% das reservas nacionais. No final de 1999, as reservas nacionais de carvão eram da ordem de 32 bilhões de toneladas [CPRM, 2000], o que corresponde a cerca de 50% das reservas sul-americanas e a 1,2% das reservas mundiais.



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999b.

**Figura 7.1 – Reservas mundiais de carvão mineral em 1998 (trilhões de toneladas)**

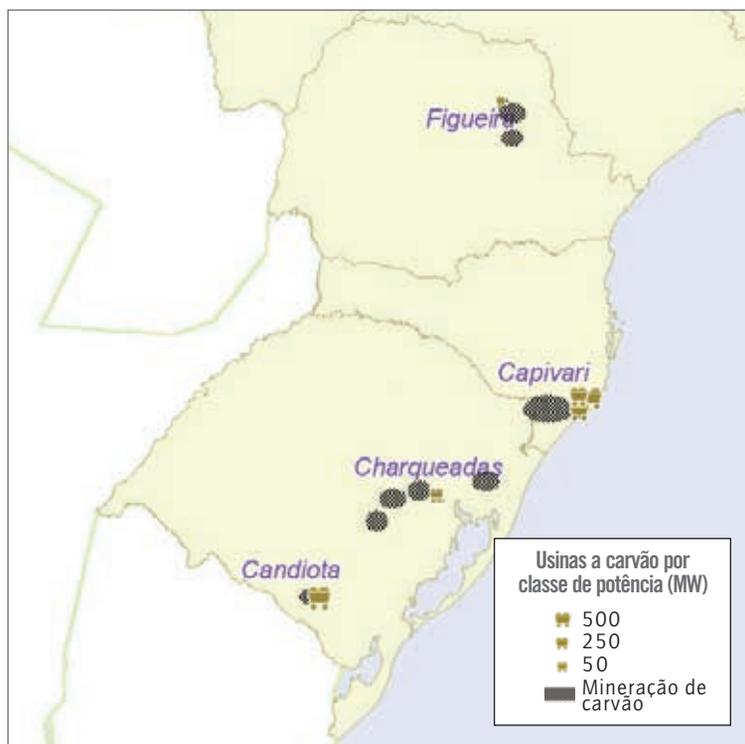


Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999b.

**Figura 7.2** – Consumo mundial de carvão mineral em 1998 (milhões de tEP)

No entanto, o uso energético do carvão mineral ainda é bastante restrito, representando apenas 1% da matriz energética nacional [MME, 2000 a]. Entre outras restrições, os altos teores de cinza e enxofre (da ordem de 50% e 2,5%, respectivamente) são os principais responsáveis pelo baixo índice de aproveitamento do carvão no Brasil. Espera-se, porém, que o desenvolvimento de tecnologias de remoção de impurezas e de combustão eficiente,

como descrito no próximo item, proporcione maiores índices de aproveitamento desse recurso. O uso de carvão importado no país para fins energéticos é ainda mais reduzido. A primeira termelétrica a ser construída no Brasil, a UTE de Sepetiba, com 1.377 MW, utilizará carvão mineral com teores de cinza e enxofre significativamente menores que os apresentados pelo carvão nacional (da ordem de 15% e 1%, respectivamente).



**Figura 7.3** – Reservas e produção de carvão mineral no Brasil

### 7.3 – Tecnologias de Aproveitamento

Para assegurar a importância do carvão na matriz energética mundial, atendendo principalmente às metas ambientais, têm-se pesquisado e desenvolvido tecnologias de remoção de impurezas (limpeza) e de combustão eficiente do carvão (*Clean Coal Technologies*). Essas tecnologias podem ser instaladas em qualquer um dos quatro estágios da cadeia do carvão, como descrito a seguir [IEA, 1997]:

1. Remoção de impurezas antes da combustão;
2. Remoção de poluentes durante o processo de combustão;
3. Remoção de impurezas após a combustão;
4. Conversão em combustíveis líquidos (liquefação) ou gasosos (gaseificação).

**Remoção de Impurezas antes da Combustão:** Trata-se de um conjunto de técnicas destinadas à remoção de grandes proporções de enxofre e outras impurezas antes da combustão, visando a reduzir a produção de cinzas e  $SO_x$  durante o estágio de combustão. Após a remoção dessas impurezas, o carvão pode ser usado não somente para a geração de energia elétrica, mas também para processos industriais que requerem combustíveis sólidos de melhor qualidade. Atualmente, utilizam-se processos físicos e químicos de remoção de impurezas, mas uma nova tecnologia de remoção biológica, por meio de técnicas enzimáticas e microbiológicas, tem sido investigada. Os processos físicos, comercialmente disponíveis, removem cerca de 30% a 50% do enxofre orgânico (10% a 30% do total) do carvão e cerca de 60% dos compostos minerais que formam as cinzas durante a combustão. Tais processos incluem a flutuação de espumas, a

ciclonização de líquidos pesados, a aglomeração seletiva e a separação magnética ou eletrostática.

**Combustão Pulverizada:** Nos processos atuais de combustão pulverizada (CP), o carvão é queimado como partículas pulverizadas, aumentando substancialmente a eficiência da combustão e conversão. A maioria das tecnologias modernas de CP atinge 99% de eficiência na combustão. A eficiência de conversão da energia térmica em energia elétrica pode chegar a 43%, no caso de plantas com ciclo a vapor supercrítico (temperatura entre 700 °C e 720 °C). Ganhos adicionais de eficiência podem ser alcançados, mas atualmente o encarecimento do sistema não os justifica. Esperam-se, porém, melhoramentos futuros, elevando a eficiência a 50%, sem aumento de custo.

**Combustão em Leito Fluidizado:** A tecnologia de combustão em leito fluidizado permite a redução de enxofre (até 90%) e de  $NO_x$  (70-80%), pelo emprego de partículas calcárias e de temperaturas inferiores ao processo convencional de pulverização. Uma das vantagens em relação à combustão pulverizada convencional é a redução de enxofre sem perdas de eficiência térmica. Outra vantagem dessa tecnologia é que ela pode queimar resíduos e carvões de baixa qualidade, com baixo índice de emissões, sendo, portanto, adequada também a sistemas de incineração.

**Gaseificação Integrada a Ciclos Combinados:** A tecnologia de gaseificação integrada do carvão é recente e consiste na reação do carvão com vapor de alta temperatura e um oxidante (processo de gaseificação), dando origem a um gás combustível sintético de médio poder calorífico. Esse gás pode ser queimado em turbinas a gás, onde o calor residual dos gases de exaustão pode ser recuperado e aproveitado por meio de uma turbina a vapor (ciclo combinado). Isso possibilita a remoção de cerca de 95% do enxofre e a captura de 90% do nitrogênio.

Em termos de perspectivas, estudos indicam que as várias tecnologias de uso racional do carvão apresentam diferentes estágios de desenvolvimento. Somente uma delas, a combustão pulverizada (CP) pode ser considerada tecnológica e comercialmente aprovada [CIAB, 1999]. Todas têm suas vantagens e desvantagens individuais. A CP é a de maior maturidade tecnológica e, atualmente, a planta em operação de maior eficiência é um sistema de CP. Em termos de flexibilidade de combustível, destacam-se as plantas de leito fluidizado (LF). Em termos ambientais, destaca-se a gaseificação integrada (GI).

Nos próximos dez anos, grande parte da instalação de novas plantas de geração termelétrica a carvão deverá ocorrer no Sudeste Asiático, principalmente na China e na Índia. A maioria delas será formada por plantas de CP, porém de eficiência relativamente baixa. É necessário, portanto, maior incentivo às tecnologias mais eficientes nesses países [CIAB, 1999].

A Tabela 7.2 e o Quadro 7.1, a seguir apresentados sintetizam o estado da arte de várias tecnologias de limpeza e combustão eficiente do carvão.

**Tabela 7.2 – Síntese do estado da arte de tecnologias de combustão eficiente do carvão**

Tecnologia	Situação	Eficiência de Conversão (%)	Custo de Capital (US\$/kWe)	Redução nas Emissões (%)	
				SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>
Combustão Pulverizada	Comercial	38-47	1300-1500		
Comb. em Leito Fluid. I (1)	Com./Dem.	34-37	1450-1700	90-95	60
Comb. em Leito Fluid. II (2)	Com./Dem.	37-39	1450-1700	90-95	60
Comb. em Leito Fluid. III (3)	Demonstrado	42-45	1450-1700	98-99	70
Gaseificação Integrada (GI)	Demonstrado	45-48	1450-1700	92-99	98-99
Célula de Combustível GI	P&D	40-60	1700-1900	85-95	92
Combustão Direta (Turbina)	P&D	35-45	1200	85-95	70-80
Combustão Direta (Diesel)	P&D	35-40	500-1000	80	50

Fonte: IEA, 1997 – Energy Technologies for the 21<sup>st</sup> Century

1) Pressão atmosférica

2) Circulação (vapores sub e supercríticos)

3) Pressurização (vapores sub e supercríticos)

**Quadro 7.1 – Necessidade de P&D em tecnologias de limpeza e combustão eficiente do carvão**

Tecnologia	Necessidade de P&D
Combustão Pulverizada	Parâmetros de combustão otimizada Pesquisas teóricas e experimentais de redução de NO <sub>x</sub> Técnicas avançadas de const. e aplicação de materiais de alta temperatura
Limpeza de Gás de Exaustão	Catalisadores eficientes de baixo custo e longa vida útil Redução não-catalítica de NO <sub>x</sub> Absorvente seco para remoção de SO <sub>2</sub> Utilização de produtos sólidos
Combustão em Leito Fluidizado	Componentes eficientes de longa durabilidade Disposição das cinzas Demonstração dos processos de combustão pressurizada
Turbina a Gás	Temperatura mais elevada de entrada Novas tecnologias de resfriamento e materiais cerâmicos Queimadores de alta temper. com baixo fluxo de gás calorífico e NO <sub>x</sub>
Ciclo Combinado	Limpeza de gás quente Integração da combustão em LF e da gaseificação em termelétricas Flexibilização e modulação dos componentes Combustão pulverizada e pressurizada Componentes de metal líquido para ciclo binário de Rankine
Gaseificação	Demonstração de operações confiáveis
Hidrogenação	Melhoramentos nos processos de hidrogenação, incluindo refino

Fonte: IEA, 1997 – Energy Technologies for the 21<sup>st</sup> Century

## 7.4 – Geração Termelétrica a Carvão no Brasil

O carvão mineral é a principal fonte de geração de energia elétrica em vários países, dentre os quais se destacam os seguintes: Estados Unidos, China, Índia, Alemanha, Japão e África do Sul. Em 1997, foi responsável por 38% de toda a eletricidade gerada no mundo (5.337 TWh) [MME, 2000]. A abundância das reservas e o desenvolvimento de tecnologias de "limpeza" e combustão eficiente, conjugados à necessidade de expansão dos sistemas elétricos e restrições ao uso de outras fontes, indicam que o carvão mineral continuará sendo, por muitas décadas, uma das principais fontes de geração de energia elétrica.

No Brasil, a participação do carvão na geração de eletricidade ainda é muito reduzida (1,5% em 1999), em virtude do grande potencial hidráulico do país e das características físicas e geográficas das reservas. Contudo, essa parcela deverá aumentar num futuro próximo,

em razão do esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos e dos referidos avanços tecnológicos na remoção de impurezas.

Os primeiros aproveitamentos do carvão mineral para a geração de energia elétrica no Brasil datam de fins dos anos 1950, com a sua substituição por óleo Diesel e eletricidade no setor de transporte ferroviário. Naquela época, foram iniciados estudos e, em seguida, a construção das usinas termelétricas de Charqueadas, no Rio Grande do Sul, com 72 MW de potência instalada, Capivari, em Santa Catarina, com 100 MW, e Figueira, no Paraná, com 20 MW [ANEEL/ANP, 2000].

Em janeiro de 2002, havia sete centrais termelétricas a carvão mineral em operação no Brasil, totalizando 1.461 MW de potência instalada (Tabela 7.3). Três dessas usinas formam o complexo termelétrico de Jorge Lacerda (Figura 7.4), no município de Capivari de Baixo, no Estado de Santa Catarina.

**Tabela 7.3** – Centrais termelétricas a carvão mineral em operação no Brasil em janeiro de 2002

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Potência (kW)
Figueira	Copel Geração	Figueira	PR	20.000
Alegrete	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Alegrete	RS	66.000
Charqueadas	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Charqueadas	RS	72.000
Jorge Lacerda A	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari de Baixo	SC	232.000
Jorge Lacerda B	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari de Baixo	SC	262.000
Jorge Lacerda IV	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Capivari do Baixo	SC	363.000
Pres. Médici A/B	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Candiota	RS	446.000

Fonte: ANEEL, 2002.



Foto: Gerasul, 2001.

**Figura 7.4** – Unidade do complexo termelétrico de Jorge Lacerda

Quanto aos novos empreendimentos, havia o registro de três centrais outorgadas (construção não-iniciada), que deverão adicionar ao sistema elétrico nacional 2.359 MW de potência instalada. Entre

esses projetos, destaca-se o de Sepetiba, no Estado do Rio de Janeiro, com 1.377 MW (Tabela 7.4).

**Tabela 7.4 – Centrais termelétricas a carvão mineral outorgadas (construção não-iniciada) – janeiro de 2002**

<b>Empreendimento</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>UF</b>	<b>Potência (kW)</b>
Sepetiba	Inepar Energia S/A	Itaguaí	RJ	1.377.000
Seival	Copelmi Mineração S/A	Candiota	RS	542.000
Sul Catarinense	Usina Termelétrica Sul Catarinense S/A	Treviso	SC	440.300

Fonte: ANEEL, 2002.

### **7.5 – Impactos Socioambientais**

Os maiores impactos socioambientais (negativos) do carvão decorrem de sua mineração, que afeta principalmente os recursos hídricos, o solo e o relevo das áreas circunvizinhas. A abertura dos poços de acesso aos trabalhos de lavra, feita no próprio corpo do minério, e o uso de máquinas e equipamentos manuais, como retro-escavadeiras, escarificadores e rafas, provocam a emissão de óxido de enxofre, óxido de nitrogênio, monóxido de carbono e outros poluentes da atmosfera.

Durante a drenagem das minas, feita por meio de bombas, as águas sulfurosas são lançadas ao ambiente externo, provocando a elevação das concentrações de sulfatos e de ferro e a redução de pH no local de drenagem.

O beneficiamento do carvão gera rejeitos sólidos, que também são depositados no local das atividades, criando extensas áreas cobertas de material líquido, as quais são lançadas em barragens de rejeito ou diretamente em cursos de água. Grande parte das águas de bacias hidrográficas circunvizinhas é atingida pelo acúmulo de materiais poluentes (pirita, siltito e folhelhos). As pilhas de rejeito são percoladas pelas águas pluviais, ocorrendo a lixiviação de substâncias tóxicas que contaminam os lençóis freáticos. A posterior

separação de carvão coqueificável de outras frações de menor qualidade forma novos depósitos que cobrem muitos hectares de solos cultiváveis.

No Brasil, a região Sul é a que apresenta maiores transtornos relacionados ao impacto da extração de carvão. As cidades de Siderópolis e Criciúma estão entre as que apresentam graves problemas socioambientais. Em virtude dos rejeitos das minas de carvão, a cidade de Siderópolis enfrenta a ocupação desordenada das terras agricultáveis. Os trabalhadores das minas e seus familiares também são afetados diretamente pelas emanções de poeiras provenientes desses locais. Doenças respiratórias, como asma, bronquite, enfisema pulmonar e até mesmo a pneumoconiose, estão presentes no cotidiano dessa população.

Além dos referidos impactos da mineração, a queima de carvão em indústrias e termelétricas provoca graves impactos socioambientais, em face da emissão de material particulado e de gases poluentes, dentre os quais se destacam o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>). Além de prejudiciais à saúde humana, esses gases são os principais responsáveis pela formação da chamada chuva ácida, que provoca a acidificação do solo e da água e, conseqüentemente, alterações na biodiversidade, entre outros impactos negativos, como a corrosão de estruturas metálicas.



## 8 – GÁS NATURAL

### 8.1 – Generalidades

De modo similar aos demais combustíveis fósseis, o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, decorrentes da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos. Em seu estado bruto ou natural, o gás natural é composto principalmente por metano, com proporções variadas de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas. Os maiores teores de carbono são encontrados no gás natural não-associado<sup>1</sup> [GASNET, 2000].

As principais propriedades do gás natural são a sua densidade em relação ao ar, o poder calorífico, o índice de Wobbe, o ponto de orvalho da água e dos hidrocarbonetos e os teores de carbono,  $\text{CO}_2$ , hidrogênio, oxigênio e compostos sulfurosos. Outras características intrínsecas importantes são os baixos índices de emissão de poluentes, em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos, os baixos índices de odor e de contaminantes. Ainda, em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte como de aproveitamento [ANEEL, 2000].

Além de insumo básico da indústria gasoquímica, o gás natural tem-se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial como no de transporte e na geração de energia elétrica. Neste último caso, a entrada do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o uso do gás natural na geração termelétrica.

### 8.2 – Reservas, Produção e Consumo

A Tabela 8.1 apresenta dados sobre reservas, produção e consumo mundial de gás natural no ano de 1998. Conforme se observa, as reservas estão concentradas na antiga União Soviética, onde se destaca a Rússia (33% das reservas mundiais), e no Oriente Médio (34%), com destaque para o Irã, que detém cerca de 16% das reservas mundiais. O restante das reservas (27,4%) está relativamente bem distribuído entre as demais regiões do planeta.

Quanto à produção, destacam-se a Rússia e os Estados Unidos, com 28% e 24%, respectivamente, da produção mundial em 1998. Em relação ao consumo, além desses dois países, merecem destaque a Alemanha e o Reino Unido, que somam cerca de 8% do consumo mundial.

Os dados indicam ainda que as reservas mundiais durariam cerca de sessenta anos, desconsiderando novas descobertas e mantendo a produção nos patamares de 1998.

<sup>1</sup> O termo *associado* é usado quando o gás natural é encontrado em reservatórios que contêm proporções significativas de petróleo

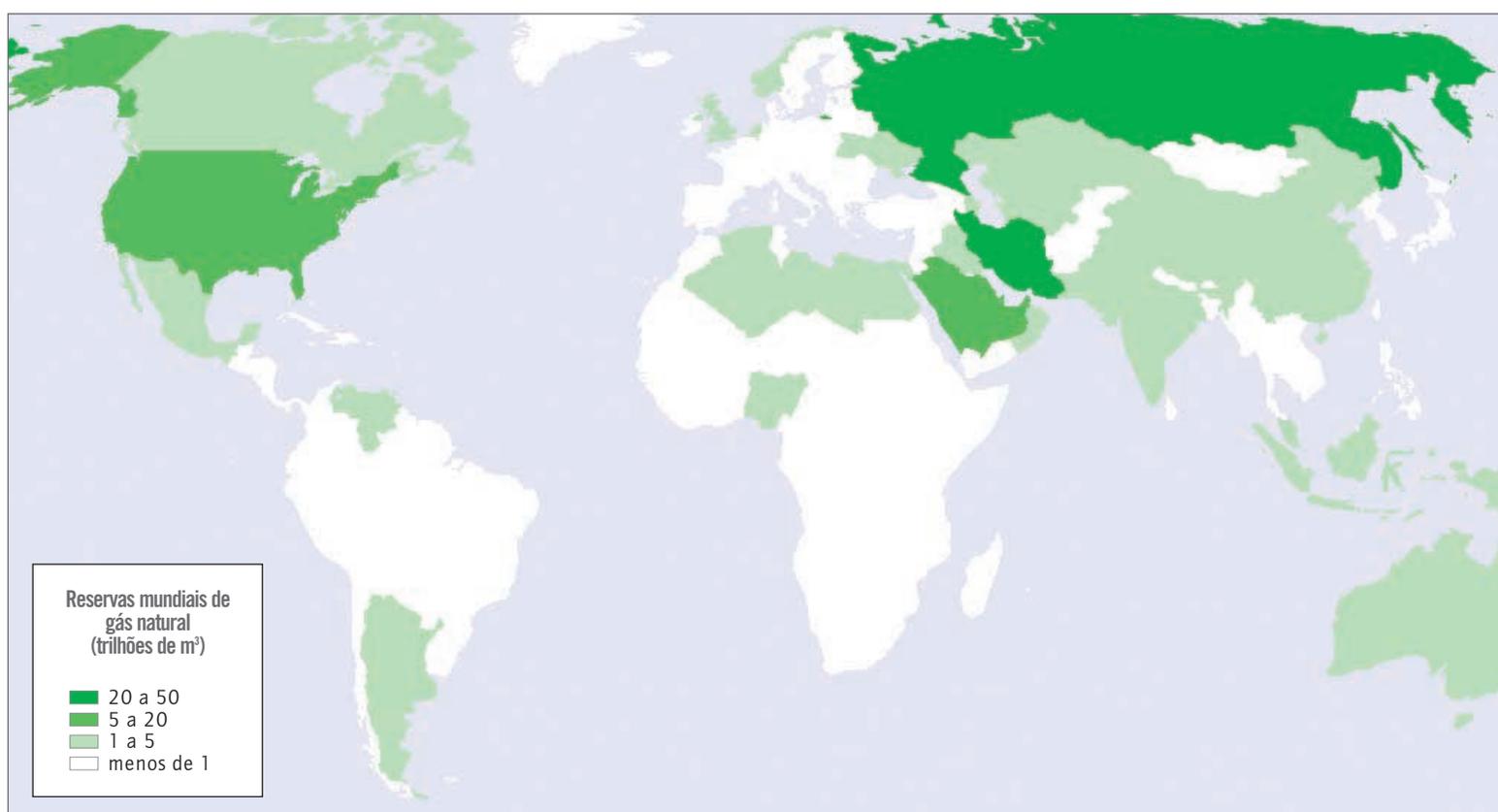
**Tabela 8.1** – Reservas, produção e consumo de gás natural no mundo em 1998

	Reservas		Produção		Consumo		R/P(*)
	(10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup> )	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(10 <sup>6</sup> tEP)	(%)	(anos)
América do Norte	8,35	5,6	665,1	32,5	647,1	32,0	11,4
América do Sul & Central	6,21	4,3	78,0	3,8	77,3	3,8	71,5
Europa (menos URSS)	5,21	3,6	246,9	12,1	384,5	19,1	18,3
Antiga URSS	56,70	38,8	579,6	28,3	476,1	23,6	83,4
Oriente Médio	49,53	33,8	162,9	8,0	154,6	7,7	>100
África	10,22	7,0	91,1	4,5	43,8	2,2	>100
Ásia (Pacífico)	10,17	6,9	221,3	10,8	233,0	11,6	41,4
Total	146,39	100,00	2.044,9	100,0	2.016,4	100,0	63,4

(\*):Tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 1998.

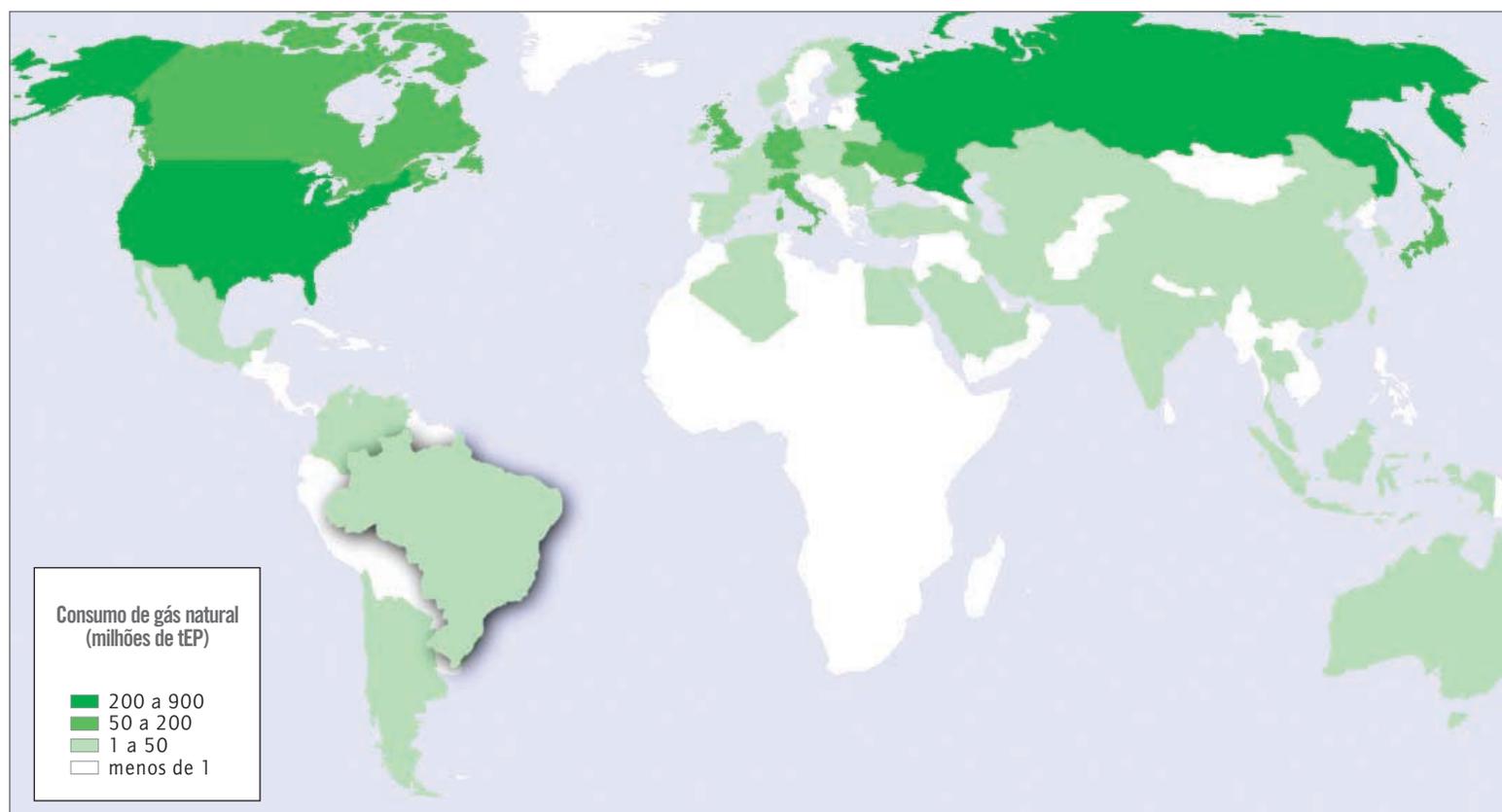
Fonte: BP Amoco, 1999 c.

Uma visão panorâmica das reservas mundiais e do consumo de gás natural em 1998 é apresentada nas Figuras 8.1 e 8.2, respectivamente, segundo o relatório anual da PB Amoco, de 1999.



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999 c.

**Figura 8.1** – Reservas mundiais de gás natural em 1998 (trilhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999 c.

**Figura 8.2 – Consumo mundial de gás natural em 1998 (milhões de tEP)**

A participação do gás natural no consumo mundial de energia primária é atualmente da ordem de 16%, com tendência de aumento. Em alguns países, principalmente os da OCDE, o gás natural já ocupa um importante lugar na matriz energética. Entre esses, destacam-se a Bélgica, a França, a Alemanha, a Holanda e o Reino Unido, os quais representam juntos cerca de 90% do consumo de gás dos países membros da OCDE [IEA, 2000].

No Brasil, as reservas provadas são da ordem de 230 bilhões de m<sup>3</sup>, dos quais 42% estão localizados no Estado do Rio de Janeiro, 25% no Amazonas e 10% na Bahia. A produção é concentrada no Rio de Janeiro (42%) e na Bahia (18%) [ANP, 2000].

A participação do gás natural na matriz energética brasileira ainda é pouco expressiva, da ordem de 2,5% do consumo final (valor referente ao ano de 1999); porém, com a entrada de gás importado, notadamente da Bolívia, esse índice aumentará significativamente num futuro próximo.

### 8.3 – Geração Termelétrica a Gás Natural<sup>2</sup>

Atualmente, o gás natural é responsável por cerca de 17,5% de toda a eletricidade gerada no mundo. Estudos prospectivos indicam que esse índice deverá alcançar 30% até 2020 [IEA, 1998].

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muitos anos, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico.

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, tornando o gás natural uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil. Atualmente, as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos atingem 42%. Em 1999, os menores custos de capital foram inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência (110-330 MW).

Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural, estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais.

2 Texto elaborado a partir de Bajay *et al* (2000)

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional. Tem-se, assim, uma combinação dos ciclos de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais.

Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 1960, mas apenas nos anos 1970 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade (a maioria na faixa de 15 MW a 20 MW), foram construídas e postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40%. Em virtude do aumento da oferta de gás natural e da redução de seus preços, além dos avanços tecnológicos alcançados, os ciclos combinados têm-se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW, e apresentam rendimentos térmicos próximos de 60%. Estudos prospectivos indicam rendimentos de até 70%, num período relativamente curto [Gregory e Rogner, 1998]. Susta e Luby (1997) afirmam que eficiências dessa ordem podem ser alcançadas em ciclos de potência que utilizem turbinas a gás operando com temperaturas máximas mais elevadas – da ordem de 1.600 °C (atualmente, a temperatura máxima das turbinas atinge 1.450 °C). Uma alternativa é o uso da chamada combustão seqüencial, em que há reaquecimento dos gases de exaustão.

Outros melhoramentos importantes são a redução das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação e a redução das perdas térmicas entre os dois ciclos (das turbinas a gás e a vapor). A redução das irreversibilidades pode ser viabilizada com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão. Sistemas de maior capacidade têm sido projetados para dois ou três níveis de pressão, com a possibilidade de reaquecimento no nível de pressão intermediária. Já a redução das perdas pode ser viabilizada com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão [Horlock, 1995].

#### 8.4 – Centrais Termelétricas a Gás Natural no Brasil

Com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e a construção do gasoduto Bolívia–Brasil, o gás natural tornou-se uma alternativa importante para a necessária expansão da capacidade de geração de energia elétrica. Nesse contexto, o Governo Federal instituiu o chamado Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), pelo Decreto nº 3.371, de 24/2/2000. Por meio da Portaria nº 43, de 25/2/2000, o Ministério de Minas e Energia definiu 49 centrais

termelétricas integrantes do PPT, totalizando uma capacidade nominal prevista de aproximadamente 16 GW.

Como indicado na Tabela 8.2, em janeiro de 2002, havia 32 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade de geração de 2.753 MW. A maioria desses empreendimentos é constituída de centrais termelétricas de pequeno porte, com potência inferior a 10 MW. Contudo, existem grandes empreendimentos, como o de Uruguiana, no Rio Grande do Sul, com 640 MW de potência instalada, e o de Santa Cruz, no Rio de Janeiro – RJ, com 600 MW. Mais três empreendimentos de grande porte estão localizados no Estado do Rio de Janeiro: Macaé Merchant, com 350 MW, Eletrobolt, em Seropédica, com 350 MW, e CTE II, em Volta Redonda, com 235 MW.

Em construção, havia 14 centrais, totalizando 6.857 MW de potência instalada. Como indicado na Tabela 8.3, esses projetos majoritariamente, são empreendimentos de grande porte, com destaque para a Termo-Rio, que terá 1.163 MW de potência instalada. Exceto Iguatemi Bahia, com apenas 8,3 MW, as demais terão capacidade que varia entre 108 MW (Corumbá – MS) e 852 MW (Ibirité – MG).

A Figura 8.4 apresenta a localização dos projetos autorizados, cuja construção não havia sido iniciada até janeiro de 2002.

De modo geral, essas usinas estão sendo construídas e operadas por autoprodutores, atendendo simultaneamente às suas necessidades de calor e potência elétrica (co-geração). Em 1998, havia 2.614 MW de potência instalada, dos quais 37% no setor sucroalcooleiro e 27% na indústria de papel e celulose. As perspectivas são de que essa capacidade seja quadruplicada até 2003, com destaque para o setor de refino de petróleo, que terá sua participação aumentada de 6% para 41%. Também o setor de comércio e serviços deverá ocupar posição importante nesse cenário, passando de 2% para 14% a sua participação em termos de capacidade instalada [ANEEL, 2000].

A localização dos gasodutos existentes, em construção e em análise é apresentada na Figura 8.5.

**Tabela 8.2 – Centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil em janeiro de 2002**

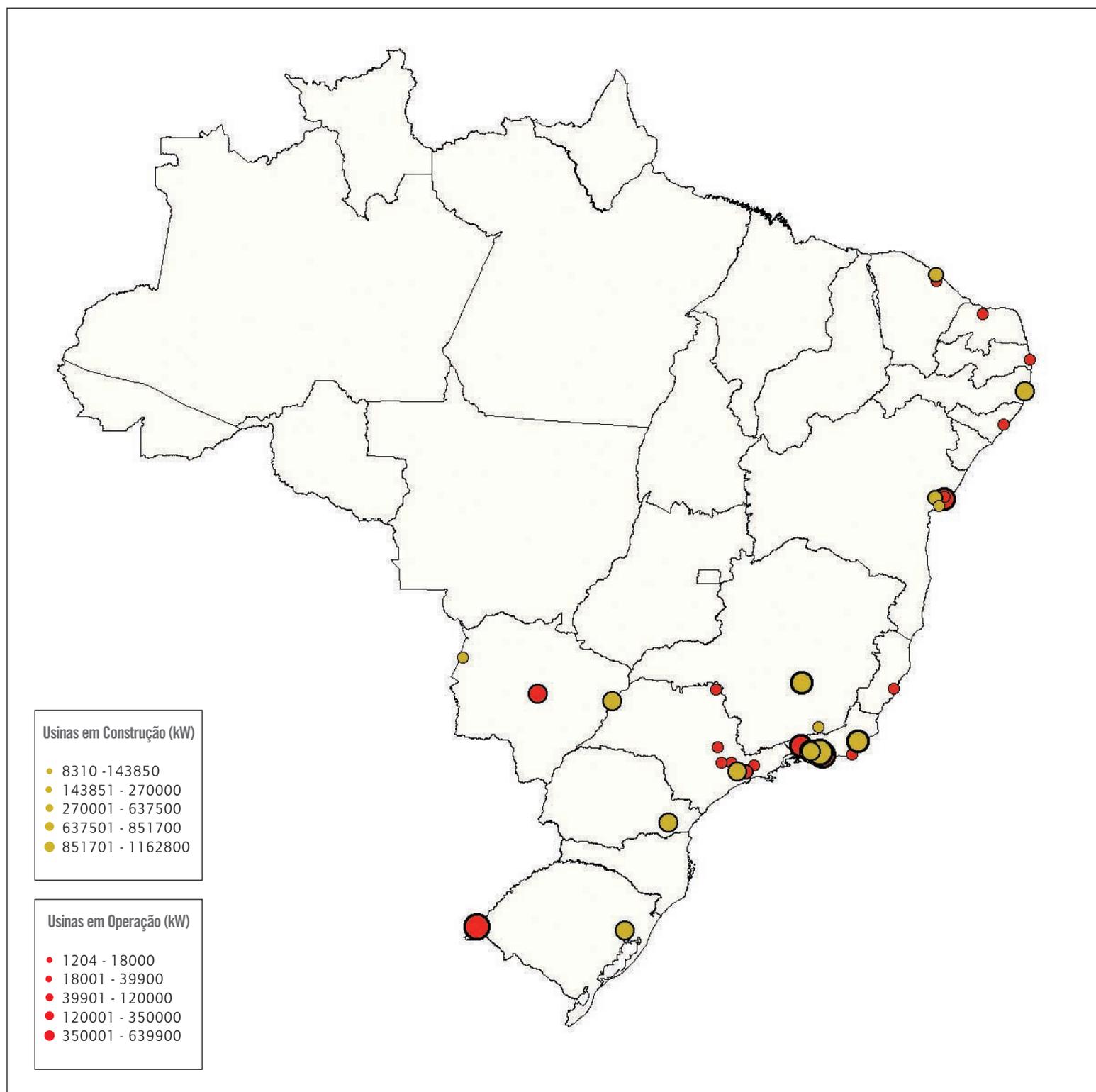
<b>Empreendimento</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>UF</b>	<b>Pot.(kW)</b>
Uruguaiana	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda.	Uruguaiana	RS	639.900
Santa Cruz	Furnas Centrais Elétricas S/A	Rio de Janeiro	RJ	600.000
Eletrobolt	Sociedade Fluminense de Energia Ltda	Seropédica	RJ	350.000
Macaé Merchant	El Paso Rio Claro Ltda.	Macaé	RJ	350.000
Copene	Petroquímica do Nordeste	Camaçari	BA	250.400
CTE II	CSN - Companhia Siderúrgica Nacional	Volta Redonda	RJ	235.200
Willian Arjona	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Campo Grande	MS	120.000
Suzano	Companhia Suzano de Papel e Celulose	Suzano	SP	39.900
Camaçari (Fases I e II)	FAFEN Energia S/A	Camaçari	BA	30.000
Metalurgia Caraíba	Caraíba Metais S/A	Dias d'Ávila	BA	18.000
Brahma	Energyworks do Brasil Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	13.080
Nitro Química	Companhia Nitro Química Brasileira	São Paulo	SP	12.000
Energy Works Jacareí	Energyworks do Brasil Ltda	Jacareí	SP	9.800
Eucatex	Eucatex S/A Indústria e Comércio	Salto	SP	9.800
Messer	Messer Grieshein do Brasil Ltda.	Jundiaí	SP	8.000
Alto do Rodrigues	Petróleo Brasileiro S/A	Alto do Rodrigues	RN	6.500
Geração - Área II	Coop. dos Prod. de Cana de SP	Limeira	SP	6.000
Termo Toalia	Companhia de Tecidos Norte de Minas	João Pessoa	PB	5.680
Energy Works Pacatuba	Energyworks do Brasil Ltda.	Pacatuba	CE	5.552
Globo	Infoglobo Comunicações Ltda.	Duque de Caxias	RJ	5.160
PROJAC	TV Globo Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	4.950
Iguatemi Fortaleza	Cond. Civil Shopping Center Iguatemi	Fortaleza	CE	4.794
Ponta do Costa	Refinaria Nacional de Sal S/A	Cabo Frio	RJ	4.000
Koblitz Energia Ltda.	Suape, CGDe, Koblitz Energia Ltda.	Cabo de Santo Agostinho	PE	4.000
Bayer	Bayer S/A	São Paulo	SP	3.840
Carioca Shopping	Adm. Carioca de Shopping Centers Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	3.200
CINAL/TRIKEM	Trikem S/A	Marechal Deodoro	AL	3.188
Latasa Jacareí	Latas de Alumínio S/A	Pedregulho	SP	2.560
Latasa Santa Cruz	Latas de Alumínio S/A	Rio de Janeiro	RJ	2.240
Vitória Apart Hospital	Vitória Apart Hospital S/A	Serra	ES	2.100
Inapel	Inapel Embalagens Ltda.	Guarulhos	SP	1.204

Fonte: ANEEL, 2002.

**Tabela 8.3** – Centrais termelétricas a gás natural em construção no Brasil em janeiro de 2002

<b>Empreendimento</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>UF</b>	<b>Potência (kW)</b>
Termo-Rio	Termo-Rio S/A	Duque de Caxias	RJ	1.162.800
Ibirité	Ibiritermo Ltda.	Ibirité	MG	851.700
Norte Fluminense	Termétrica Norte Fluminense S/A	Macaé	RJ	765.000
Termopernambuco	Termopernambuco S/A	Ipojuca	PE	637.500
Canoas (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	Canoas	RS	601.800
Nova Piratininga (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	São Paulo	SP	571.200
Riogen I	Rio de Janeiro Generation Ltda.	Seropédica	RJ	531.800
Araucária	U.E.G. Araucária Ltda.	Araucária	PR	484.500
Três Lagoas	Petróleo Brasileiro S/A	Três Lagoas	MS	465.800
Termo Ceará	Termo Ceará Ltda.	Caucaia	CE	270.000
Termobahia I	Termobahia Ltda.	São Francisco do Conde	BA	255.000
Juiz de Fora	Termétrica Juiz de Fora S/A	Juiz de Fora	MG	143.650
Corumbá	Termocorumbá Ltda.	Corumbá	MS	108.000
Iguatemi Bahia	Shopping Center Iguatemi Bahia	Salvador	BA	8.310

Fonte: ANEEL, 2002.

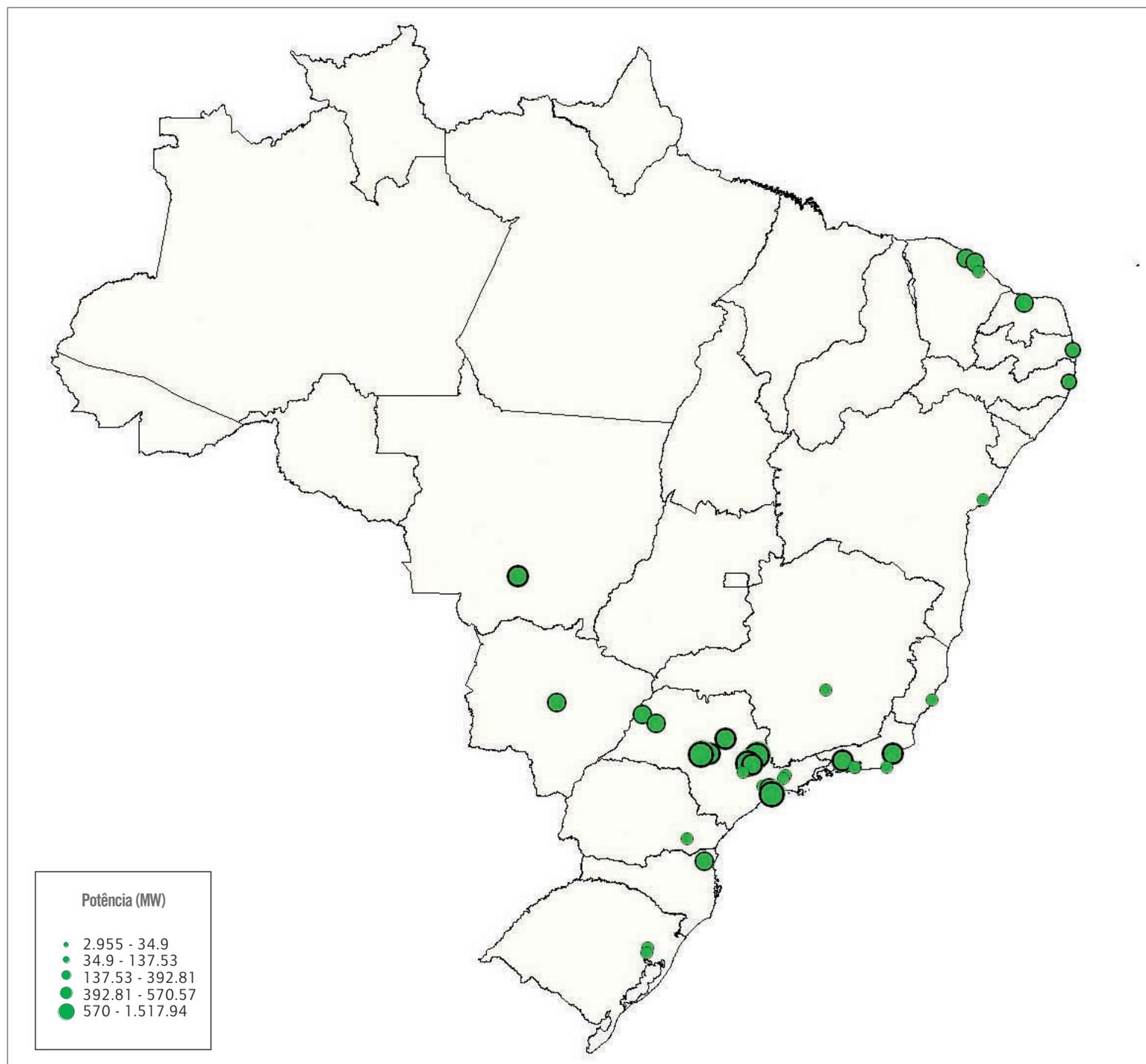


**Figura 8.3** – Localização das termelétricas a gás natural em operação e em construção no Brasil

**Tabela 8.4 – Termelétricas a gás natural outorgadas (construção não-iniciada) – situação em janeiro de 2002**

<b>Empreendimento</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>UF</b>	<b>(kW)</b>
Carioba II	InterGen do Brasil Ltda.	Americana	SP	1.517.940
São Paulo I & II	Onyx Generating Ltda.	Piratininga	SP	1.350.000
CCBS (Cubatão)	Baixada Santista Energia Ltda.	Cubatão	SP	950.000
DSG Mogi Mirim (Fases I e II)	D.S.G. Mineração Ltda.	Mogi-Mirim	SP	890.800
Araraquara	Emp. Bras. de Geração de Energia	Araraquara	SP	570.570
Paulínia	D.S.G. Mineração Ltda.	Paulínia	SP	552.500
Cuiabá II	Geração Centro Oeste Ltda.	Cuiabá	MT	529.200
Cabiúnas	Light Serviços de Eletricidade S/A	Paracambi	RJ	511.200
Duke Energy 1 (D1)	Duke Energy 1 Brasil Ltda.	Pederneiras	SP	510.100
Eletrobrás (Fases I e II)	Centrais Elétricas Brasileiras S/A	Macaé	RJ	500.000
Termocatarinense Norte - UTCN	TCN Energia Ltda.	Guaramirim	SC	392.810
Dunas	BP Brasil Ltda.	S. Gon. Amarante	CE	374.000
Ribeirão Moinho	Termoelétrica Ribeirão Moinho Ltda.	Andradina	SP	357.000
Fortaleza	Central Termoelétrica Fortaleza S/A	Caucaia	CE	356.500
Vale do Açu	Termoaçu S/A	Alto do Rodrigues	RN	347.400
Mato Grosso do Sul Power (I e II)	El Paso Mato Grosso do Sul Ltda.	Campo Grande	MS	288.150
Capuava	Capuava Cogeração Ltda.	Santo André	SP	271.830
Valparaíso	Soc. Valparaísoense de Energia Ltda.	Valparaíso	SP	260.800
Pecém	Nordeste Energia S/A	Caucaia	CE	240.000
Campo Grande	Emp. Energética de MS S/A	Campo Grande	MS	237.150
Paraíba	Companhia Paraibuna de Gás	João Pessoa	PB	137.530
Termosergipe (Fases I e II)	Termosergipe S/A	Carmópolis	SE	135.000
Energy Works Rhodia Paulínia	Energyworks do Brasil Ltda.	Paulínia	SP	103.600
Coteminas	Cia de Tecidos Norte de Minas	S. Gon. Amarante	RN	99.732
Termocabo	Termocabo Ltda.	Cabo de S. Agost.	PE	94.600
Energy Works Rhodia Santo André	Energyworks do Brasil Ltda.	Santo André	SP	69.000
EnergyWorks Corn Products Mogi	Energyworks do Brasil Ltda.	Mogi Guaçu	SP	34.900
Polibrasil Globenergy	Polibrasil Resinas S/A	Mauá	SP	23.080
Geradores de Energia F-242	Emp. Brasileira de Aeronáutica S/A	S. J. dos Campos	SP	11.010
EnergyWorks Corn Products	Energyworks do Brasil Ltda.	Balsa Nova	PR	10.800
Jacareí	Companhia Brasileira de Bebidas	Jacareí	SP	10.500
Jaguariúna	Companhia Brasileira de Bebidas	Jaguariúna	SP	7.902
Engevix - Limei 1	Engevix Engenharia Ltda.	Limeira	SP	6.000
Juatuba	Companhia Brasileira de Bebidas	Juatuba	MG	5.250
CEG	Cia. Dist. de Gás do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	RJ	4.984
Vulcabras	Comercial Vulcabras Ltda..	Horizonte	CE	4.980
Camaçari Ambev	Ind. de Bebidas Antártica S/A	Camaçari	BA	4.907
Paraíba Ambev	Ind. de Bebidas Antártica S/A	João Pessoa	PB	4.907
Rio de Janeiro Refrescos Coca-Cola	Rio de Janeiro Refrescos Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	4.800
S. A. V. – Unisinos	S.A.V – Unisinos	São Leopoldo	RS	4.600
Vitopel Globenergy	Vitopel do Brasil Ltda.	Mauá	SP	3.800
Praia da Costa	Construtora Sá Cavalcanti Ltda.	Vila Velha	ES	3.646
Shopping Taboão	TDS Centro Comercial Ltda.	Taboão da Serra	SP	3.646
Stepie Ulb	Stepie Ulb S/A	Canoas	RS	3.300
Salinas Perynas	Companhia Salinas Perynas	Cabo Frio	RJ	3.000
IGW/Service Energy	IGW Trust S/A	São Paulo	SP	2.955

Fonte: ANEEL, 2002.



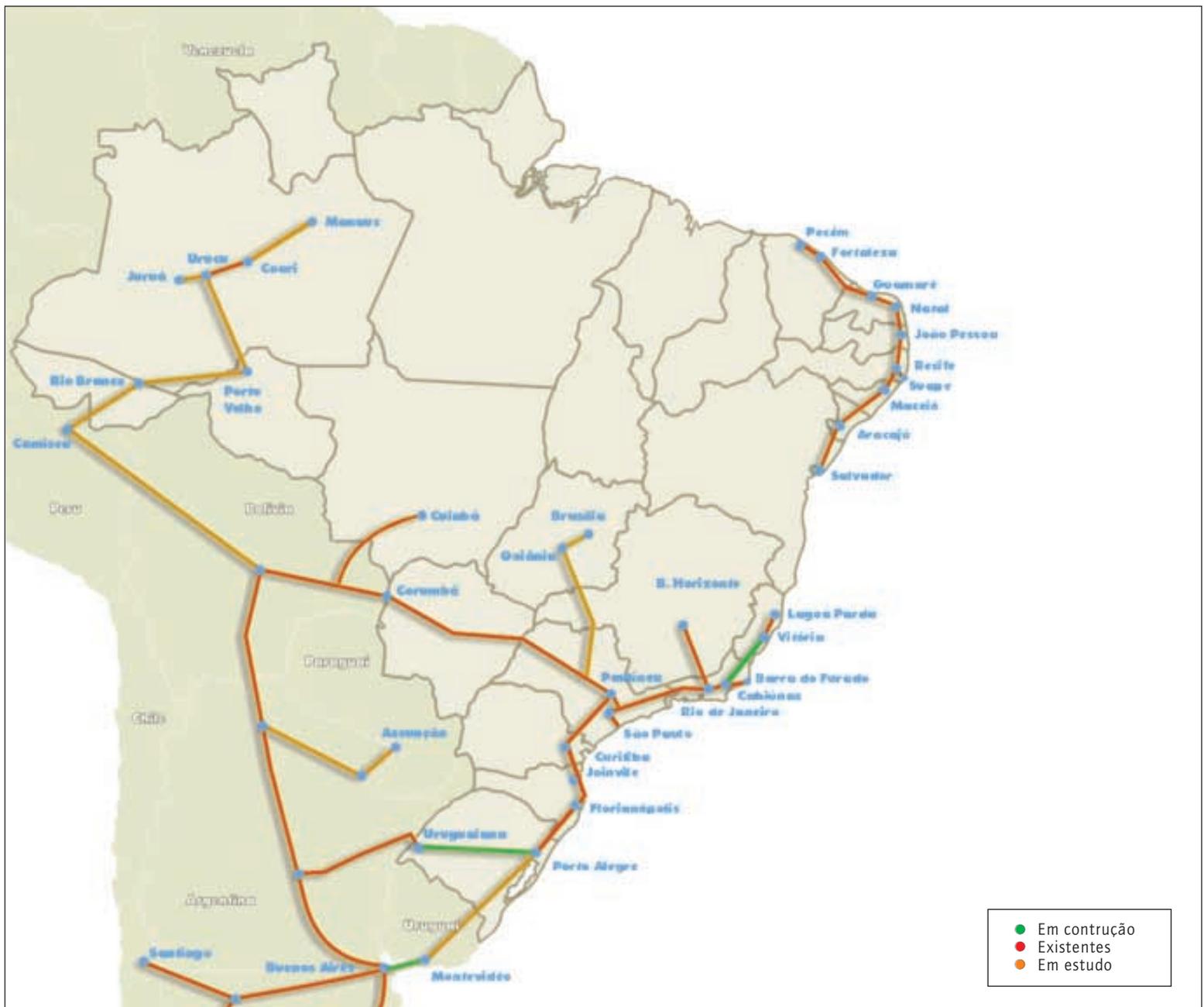
**Figura 8.4** – Termelétricas a gás natural – projetos outorgados (construção não-iniciada)

### 8.5 – Impactos Socioambientais

Apesar das vantagens relativas do gás natural, quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também gera impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente na geração de energia elétrica. Um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água. Nesse caso, mais de 90% do uso de água de uma central termelétrica pode ser destinado ao sistema de resfriamento. Embora existam tecnologias de

redução da quantidade de água necessária e mitigação de impactos, isso tem sido uma fonte de problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes [Bajay *et al.*, 2000].

Segundo a referida fonte, a demanda média de água de uma central termelétrica operando em ciclo a vapor simples é da ordem de 94 m<sup>3</sup> por MWh. No caso de ciclos combinados, o valor é de aproximadamente 40 m<sup>3</sup> por MWh. Esses índices podem variar substancialmente de



Fonte: [http://www.gasnet.com.br/gasnet\\_br/m\\_br\\_mapa.htm](http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/m_br_mapa.htm)

**Figura 8.5** – Representação dos gasodutos existentes, em construção e em análise no Brasil

acordo com a configuração adotada. Em geral, os valores são mais baixos nos sistemas de co-geração.

Estudos prospectivos, realizados recentemente no Estado de São Paulo, indicam que os impactos da geração termelétrica a gás natural sobre os recursos hídricos deverão ser consideráveis, notadamente quando se tratar de centrais termelétricas que utilizam sistemas de resfriamento com torre úmida [Ferreira et al., 2000]. Segundo os autores, a região mais crítica é a da bacia dos rios Capivari, Piracicaba e Jundiá, onde está prevista a construção de seis usinas térmicas a gás, segundo o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT). Com potência total de 3.600 MW, essas centrais deverão captar cerca de 4.100 m<sup>3</sup> por hora, dos quais 2/3

serão evaporados. O volume captado seria suficiente para suprir as necessidades básicas de uma população de 400 mil habitantes.

Em termos de poluição atmosférica, destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), entre os quais o dióxido de nitrogênio (NO<sub>2</sub>) e o óxido nítrico (N<sub>2</sub>O), que são formados pela combinação do nitrogênio com o oxigênio. O NO<sub>2</sub> é um dos principais componentes do chamado *smog*<sup>3</sup>, com efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com outros gases, como o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>). O N<sub>2</sub>O é um dos gases causadores do chamado efeito estufa e também contribui com a redução da camada de ozônio [CASA, 2001].

3 Mistura de fumaça (contendo vários poluentes) e de nevoeiro, que, sob determinadas condições atmosféricas, se forma sobre os grandes centros urbanos e industriais

## 9 – ENERGIA NUCLEAR

### 9.1 – Generalidades

A energia nuclear ou nucleoe elétrica é proveniente da fissão do urânio em reator nuclear. Apesar da complexidade de uma usina nuclear, seu princípio de funcionamento é similar ao de uma termelétrica convencional, onde o calor gerado pela queima de um combustível produz vapor, que aciona uma turbina, acoplada a um gerador de corrente elétrica (ver Figura 9.1). Na usina nuclear, o calor é produzido pela fissão do urânio no reator, cujo sistema mais empregado (PWR – *Pressurized Water Reactor*) é constituído de três circuitos, a saber: primário, secundário e de refrigeração. No primeiro, a água é aquecida a uma temperatura de aproximadamente 320 °C, sob uma pressão de 157 atmosferas. Em seguida, essa água passa por tubulações e vai até o gerador de vapor, onde vaporiza a água do circuito secundário, sem que haja contato físico entre os dois circuitos. O vapor gerado aciona uma turbina, que movimenta o gerador e produz corrente elétrica [Eletronuclear, 2001].

### 9.2 – A Energia Nuclear no Contexto do Setor Elétrico Internacional

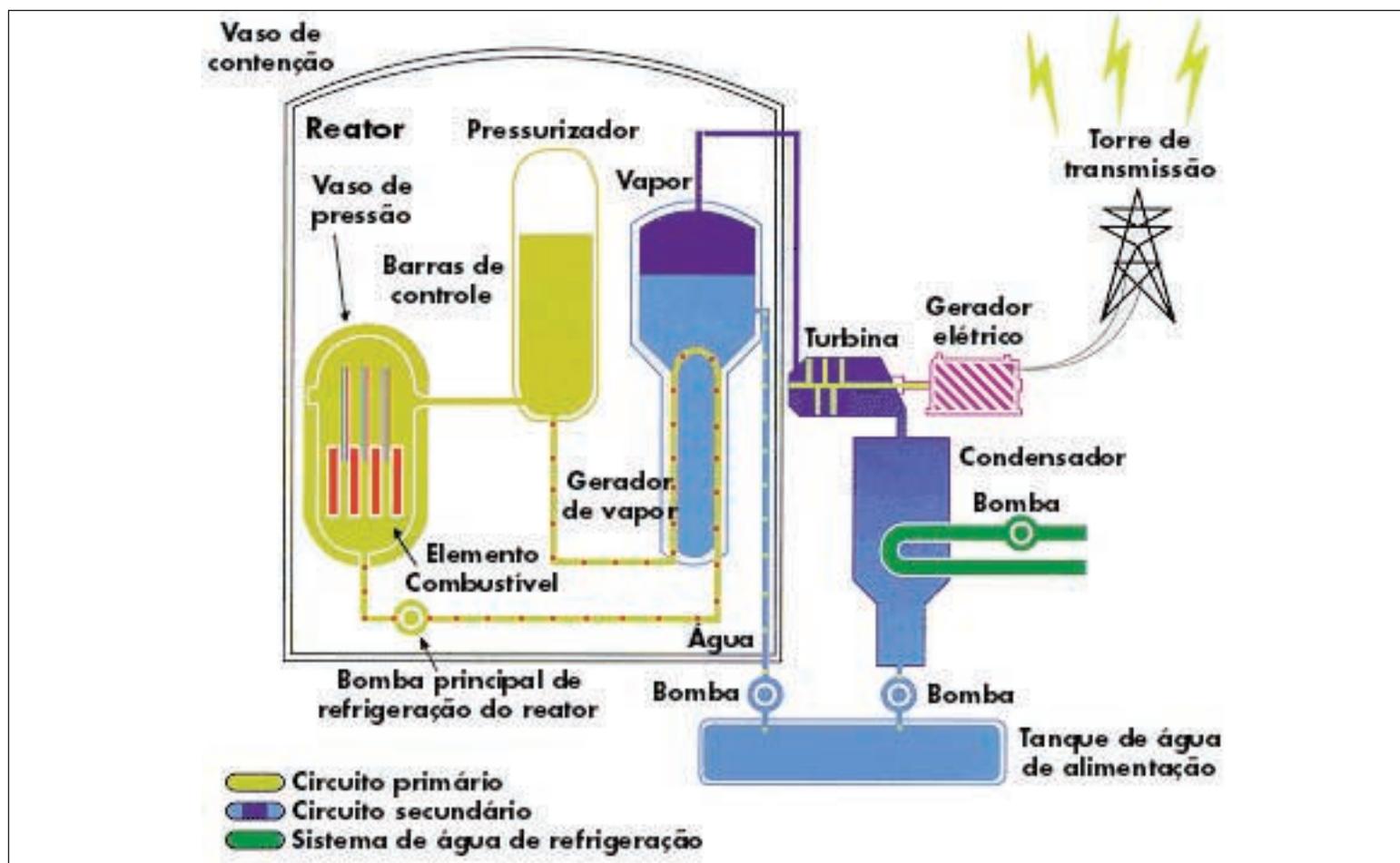
Os choques internacionais do petróleo, nos anos 1970, e a crise energética subsequente levaram à busca de fontes alternativas de geração de eletricidade. Nesse contexto, a energia nuclear era vista como a alternativa mais promissora, recebendo a atenção de muitos analistas e empreendedores, assim como vultosos investimentos. Em pouco mais de duas décadas, passou de uma participação desprezível (0,1%) para 17% da produção mundial de energia elétrica, ocupando assim o terceiro lugar entre as fontes de geração<sup>1</sup> [Eletronuclear, 2001].

Segundo a mesma fonte, no final de 1996, havia 442 usinas nucleares em operação no mundo, totalizando 350 GW de potência instalada e 2.300 TWh de energia gerada. Cerca de 80% da capacidade instalada está nos países da OCDE, dentre os quais se destacam os EUA, com 28%, a França (18%) e o Japão (12,5%). Os valores são similares em termos de geração de energia elétrica.

Contudo, o futuro da energia nuclear não é muito promissor, em virtude dos problemas de segurança e dos altos custos de disposição dos rejeitos nucleares. Com exceção de pouquíssimos países, dentre os quais a França e o Japão, a opinião pública internacional tem sido sistematicamente contrária à geração termonuclear de energia elétrica. Nos últimos anos, o número de centrais nucleares em operação tem sido radicalmente reduzido, sendo comparável àquele dos anos 1960, quando teve início o desenvolvimento da indústria de energia nuclear [Bajay et al., 2000].

Além disso, a opção nuclear encontra restrições de ordem econômico-financeira, como indicado na revista *Energy Economist*, em dezembro de 1999 (nº 218), segundo a fonte citada no parágrafo anterior: "Seu problema é que no mundo liberalizado da eletricidade, no qual são favorecidas as tecnologias de geração que viabilizam plantas de menor capacidade e de construção mais rápida e barata, os reatores nucleares, em geral, não atendem a nenhuma dessas condições".

<sup>1</sup> Nos países da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico), a geração termonuclear ocupa o segundo lugar entre as fontes, com 24% da produção, segundo dados de 1997 [Eletronuclear, 2001].



Fonte: Eletronuclear, 2001.

**Figura 9.1** – Diagrama esquemático de uma usina termonuclear

Segundo a referida fonte, um estudo da Agência Internacional de Energia (IEA) indica que a viabilidade econômica da geração termonuclear, comparada à geração a gás natural e a carvão mineral, para centrais que poderiam entrar em operação até 2005, restringe-se a um cenário em que as taxas de desconto estariam muito abaixo das expectativas atuais dos investidores.

A Figura 9.2 permite uma visão panorâmica da produção mundial de energia elétrica por usinas nucleares (milhões de tEP), tomando-se como base os dados de 1998. Como já mencionado, destacam-se os Estados Unidos e a França, responsáveis por quase metade de toda a geração termonuclear no mundo. Dentre outros países, estão o Japão, a Alemanha e a Rússia. No Brasil, a energia nuclear representa apenas 1% da eletricidade produzida e as expectativas para o futuro são pouco promissoras, como abordado no próximo item.

### 9.3 – A Energia Nuclear no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro<sup>2</sup>

No final dos anos 1960, o Governo Brasileiro decidiu ingressar na geração termonuclear, visando a conhecer melhor essa tecnologia e a adquirir experiências para um futuro supostamente promissor da

opção nuclear, a exemplo do que ocorria em vários outros países. Na época, cogitava-se sobre a necessidade de complementação térmica para o suprimento de eletricidade no Rio de Janeiro. Decidiu-se, então, que essa complementação ocorresse por meio da construção de uma usina nuclear (Angra I), com capacidade nominal da ordem de 600 MW, na cidade de Angra dos Reis – RJ.

A construção de Angra I (657 MW) teve início em 1972. A primeira reação nuclear em cadeia ocorreu em março de 1982 e a usina entrou em operação comercial em janeiro de 1985, mas logo após saiu de operação e retornou somente em abril de 1987, operando de modo intermitente até dezembro de 1990 (nesse período, operou com 600 MW médios durante apenas 14 dias). Entre 1991 e 1994, as interrupções foram menores ou menos frequentes, mas somente a partir de 1995 a usina passou a ter operação mais regular.

Em junho de 1975, foi assinado com a República Federal da Alemanha o Acordo de Cooperação para o Uso Pacífico da Energia Nuclear. Em julho do mesmo ano, foi feita a aquisição das usinas de Angra II e Angra III, junto à empresa alemã Kraftwerk Union A.G. – KWU, subsidiária da Siemens. A construção de Angra II (1.309 MW) teve início em 1976 e a previsão inicial para a usina entrar em operação era 1983. Em virtude,

<sup>2</sup> O conteúdo deste item baseia-se no documento elaborado pelo conselho Nacional de Política Energética (CNPE), intitulado O Setor Elétrico Brasileiro - Situação Atual e Perspectivas [CNPE, 2000]

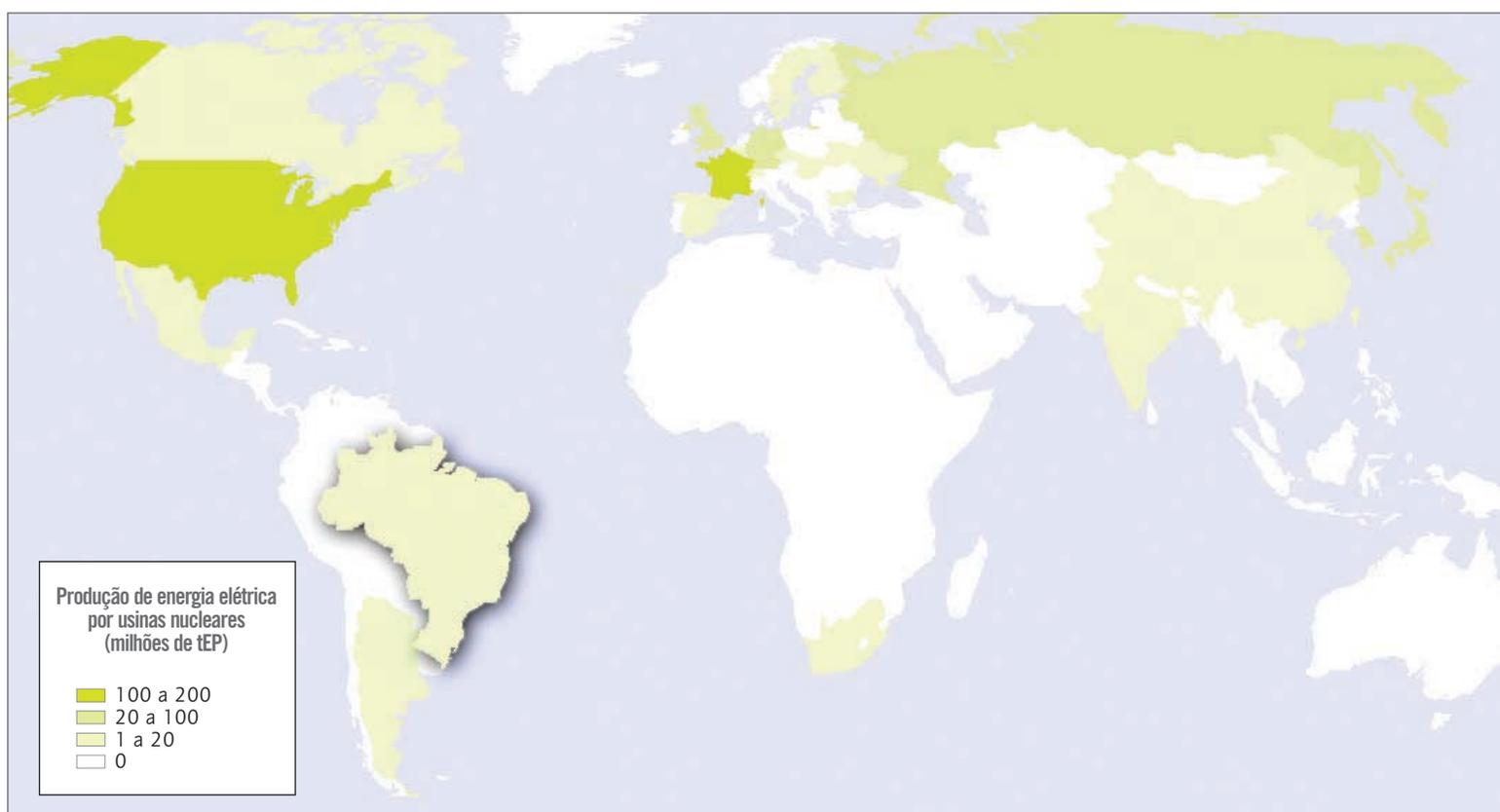
porém, da falta de recursos, a construção ficou paralisada durante vários anos e a operação do reator ocorreu somente em julho de 2000, com carga de 200 MW a 300 MW. Entre 20 de agosto e 3 de setembro daquele ano, a usina funcionou regularmente, com 915 MW médios. A partir de então, operou de modo intermitente até 9 de novembro, quando passou a operar com potência de 1.365 MW médios.

Atualmente, o suprimento de eletricidade do Estado do Rio de Janeiro é fortemente dependente da operação de Angra I e II, e espera-se que, juntamente com as termelétricas do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) programadas para o Estado, haja minimização da dependência externa de energia e maior diversificação das fontes locais de suprimento.

#### 9.4 – Reservas, Extração e Beneficiamento de Urânio no Brasil

Com cerca de 30% do território prospectado, o Brasil possui atualmente a sexta maior reserva de urânio do mundo. As reservas nacionais são estimadas em 309.200 toneladas. Desse total, 46% estão localizados no município de Itataia, no Ceará, e 33%, no Estado da Bahia, nos municípios de Lagoa Real e Caetité, como indicado na Tabela 9.1.

O urânio é um metal branco-níquel, pouco menos resistente que o aço, encontrado nas rochas da crosta terrestre. Sua principal aplicação comercial é a geração de energia elétrica, como combustível para reatores nucleares de potência. Para isso, passa por uma série de estágios e processos, dentre os quais a mineração, o



Fonte: Elaborado a partir de BP Amoco, 1999 d.

**Figura 9.2** – Produção mundial de energia elétrica por usinas nucleares em 1998 (milhões de tEP)

beneficiamento e a produção do elemento combustível, composto por pastilhas de dióxido de urânio ( $UO_2$ ) [INB, 2001].

O primeiro complexo mineiro-industrial de urânio no Brasil foi instalado em 1982, no município de Caldas, no sul de Minas Gerais [INB, 2001]. Segundo a referida fonte, desde o início de sua operação, a unidade de Caldas produziu cerca de 1.300 toneladas de concentrado de urânio ( $U_3O_8$ ) – o suficiente para o suprimento de Angra I e de programas de desenvolvimento tecnológico. A extração

de urânio nas reservas de Caldas já não é mais viável economicamente, de modo que foi transferida para a unidade de Lagoa Real, permanecendo em Caldas apenas o beneficiamento. A produção de elementos combustíveis é feita em Rezende-RJ, onde há duas unidades produtoras.

A Figura 9.3 apresenta a localização das principais reservas nacionais de urânio, as unidades de extração, beneficiamento e produção de

elementos combustíveis e as usinas termonucleares de Angra dos Reis, no Estado do Rio de Janeiro.

### 9.5 – Aspectos Socioambientais

Embora seja a terceira maior fonte geradora de eletricidade no mundo, evitando a emissão de consideráveis quantidades de dióxido de carbono e outros poluentes, a energia nuclear tem sido vista mais como um perigo

de autodestruição do que uma fonte ilimitada de energia, como esperado no início do seu desenvolvimento tecnológico. O impacto ambiental de usinas termonucleares tem sido muito enfatizado nas últimas décadas, sendo hoje preocupação de movimentos ambientalistas, tanto em termos globais como regionais. Além de uma remota – mas não desprezível – possibilidade de contaminação do solo, do ar e da água por radionuclídeos, o aquecimento das águas do corpo receptor pela descarga de efluentes representa um risco para o ambiente local.

**Tabela 9.1** – Reservas de urânio no Brasil – situação em janeiro de 2001

Depósitos	Medidas e Indicadas	Inferidas	Total
Lagoa Real e Caetité (BA)	94.000	6.700	100.700
Itataia (CE)	91.200	51.300	142.500
Outros	39.500	26.500	66.000
Total	224.700	84.500	309.200

Fonte: INB, 2001.



**Figura 9.3** – Reservas nacionais de urânio, unidades de extração, beneficiamento e produção de elementos combustíveis e usina termonuclear de Angra dos Reis

As usinas termonucleares utilizam grandes quantidades de água em seu sistema de refrigeração, que funciona em paralelo com o circuito de água e vapor para geração de energia elétrica. A separação desses sistemas impede a contaminação dos efluentes por materiais radioativos em condições rotineiras de funcionamento das usinas. Em regiões costeiras, onde as usinas utilizam água do mar para refrigeração, o lançamento dessa água, combinado com outros fatores, como a pluviosidade, a altura da termoclina, correntes, marés e regime de ventos, tende a ocasionar alteração na temperatura natural do corpo receptor. Nesse caso, uma tarefa imprescindível é a separação dos efeitos naturais, como a influência de massas oceânicas de água, insolação, estratificação e correntes locais, dos efeitos da descarga de águas de refrigeração. A Usina de Angra I, situada na praia de Itaorna, no município de Angra dos Reis, descarrega cerca de 30 m<sup>3</sup>/s de água utilizada para a refrigeração do sistema de geração de energia elétrica no saco de Piraquara de Fora, baía da Ilha Grande, no Estado do Rio de Janeiro.

Os perigos da autodestruição foram bem evidenciados em abril de 1986, quando a explosão de um dos quatro reatores da usina nuclear de Chernobyl, na Ucrânia, provocou o mais trágico acidente nuclear da história. A nuvem radioativa atingiu proporções gigantescas, cobrindo grande parte do território europeu e atingindo milhões de pessoas. Os danos causados pelo acidente foram incalculáveis e ainda hoje há sérias conseqüências, entre as quais mutações genéticas provocadas pela emissão de material radioativo e contaminação do solo, vegetação e corpos d'água.

## 10 – ASPECTOS INSTITUCIONAIS

### 10.1 – Organização Institucional do Setor

A exemplo do que tem ocorrido em vários países, o setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reestruturação, com profundas modificações no quadro institucional, financeiro, regulatório etc. O processo, ainda em andamento, de privatização das concessionárias estaduais e federais de energia elétrica, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a reestruturação da Eletrobrás são as principais mudanças institucionais do setor.

Nesse novo contexto, as atribuições do Estado concentram-se essencialmente na formulação de políticas energéticas para o setor e na regulação de suas atividades, incluindo geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A elaboração de políticas e diretrizes para o setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), auxiliado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A regulamentação e a fiscalização das referidas atividades, incluindo a operação do sistema interligado (função do ONS), são atribuições da ANEEL.

A desverticalização do setor<sup>1</sup> e a introdução da livre concorrência nas áreas de geração e comercialização de energia elétrica têm proporcionado a entrada de capital privado, a redução de custos e o aumento da eficiência global do sistema. O nascimento desse mercado aberto é feito com base na criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), um ambiente de comercialização de energia elétrica, onde ocorrem as transações de compra e venda não cobertas por contratos bilaterais. Fazem parte do MAE as 62 maiores empresas do setor elétrico brasileiro (Figura 10.1).

A passagem do modelo monopolista para o de livre concorrência está em fase de transição. Até 2001, todos os contratos de geração em vigor tinham de ser respeitados integralmente, incluindo as previsões de crescimento de demanda, feitas na ocasião da assinatura dos contratos. Em 2002, todo o incremento de demanda deverá ser comercializado livremente, segundo as regras do MAE. A partir de 2003, os contratos atualmente em vigor passarão a ter as quantidades de energia comercializadas aumentadas gradativamente, 25% por ano, como definido pela ANEEL. O mercado deverá estar totalmente aberto à livre competição em 2006 [ANEEL, 2000].

Até recentemente, as áreas de concessão das concessionárias estaduais eram quase todas delimitadas pelos limites geográficos de cada Estado. Após a reestruturação do setor, algumas empresas foram obrigadas a separar suas atividades de geração, transmissão e distribuição, dando origem a novas concessionárias, como ilustrado na Figura 10.1.

## 10 – ASPECTOS INSTITUCIONAIS

1 Segmentação das atividades do setor: geração, transmissão, distribuição e comercialização

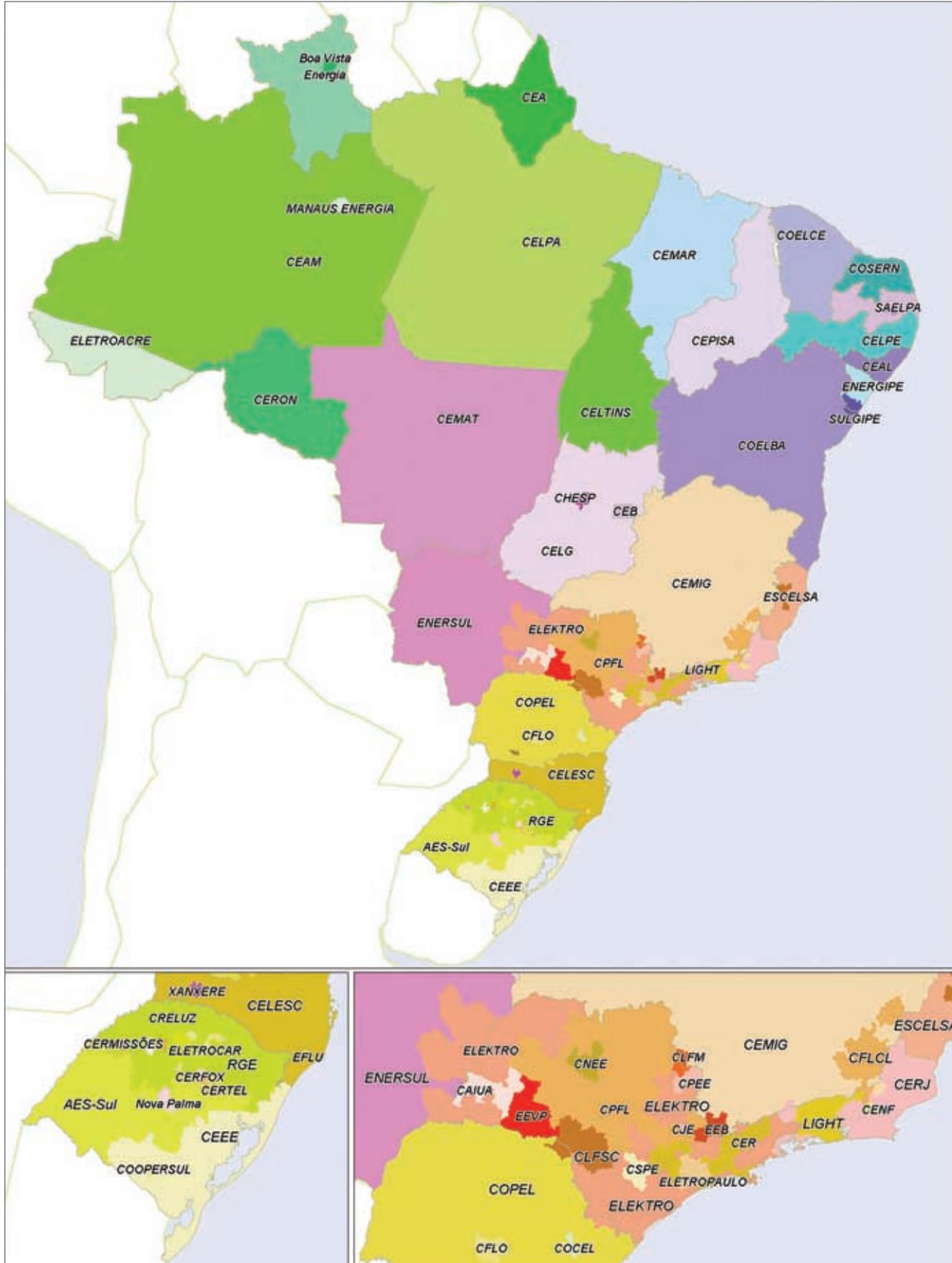


Figura 10.1 – Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica

Na maioria dos estados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão ainda corresponde aos limites geográficos estaduais; em outros, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, existem concessionárias com áreas de abrangência bem menores que a do estado. Há, também, áreas de concessão descontínuas, que ultrapassam os limites geográficos do estado-sede da concessionária.

## 10.2 – Configuração do Sistema Elétrico Nacional

Como já mencionado, o Sistema Elétrico Nacional é fortemente dependente de energia hidráulica, e os melhores potenciais hidrelétricos do país não estão localizados próximos dos grandes centros consumidores. Outros fatores importantes são a grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do país, o que tende a gerar excedentes de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. Dessa forma, a transmissão de grandes quantidades de energia elétrica e a interligação do sistema são fundamentais para o suprimento de eletricidade no país.

O sistema nacional de transmissão de energia elétrica tem por finalidade a distribuição espacial da energia gerada, conectando as usinas geradoras às subestações de distribuição. Visando à otimização temporal e econômica da geração, isto é, a alocação eficiente e racional da energia gerada, o Sistema Elétrico Nacional opera de forma interligada. Assim, o déficit na geração de energia de uma região pode ser compensado pelo excesso de capacidade de geração em outra(s).

Tradicionalmente, o sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão, em razão do nível de desagregação do mercado consumidor. A rede primária é responsável pela transmissão de grandes "blocos" de energia, visando ao suprimento de grandes centros consumidores e à alimentação de eventuais consumidores de grande porte. A rede secundária – subtransmissão – é basicamente uma extensão da transmissão, objetivando o atendimento de pequenas cidades e consumidores industriais de grande porte. A subtransmissão faz a realocação dos grandes blocos de energia, recebidos de subestações de transmissão, entre as subestações de distribuição [Eletrobrás, 2000 b].

No entanto, a distinção entre as referidas redes é dificultada pelas características do sistema, que apresenta vários níveis de tensão e está sempre em evolução. A rede de transmissão é caracterizada pelas linhas de tensão igual ou superior a 230 kV, e a de subtransmissão, por linhas de tensão entre 69 kV, e 138 kV. Essa classificação não é rígida, de forma que há linhas de transmissão de 138 kV, buscando dar continuidade de fluxo, no caso de contingências em linhas de tensão superior paralelas a elas [Eletrobrás, 2000 b].

Uma visão simplificada da configuração do sistema nacional de transmissão de energia elétrica é ilustrada na Figura 10.2. Uma versão mais completa e atualizada é apresentada anexa.

A distribuição espacial das subestações de transmissão pode ser visualizada na Figura 10.3.

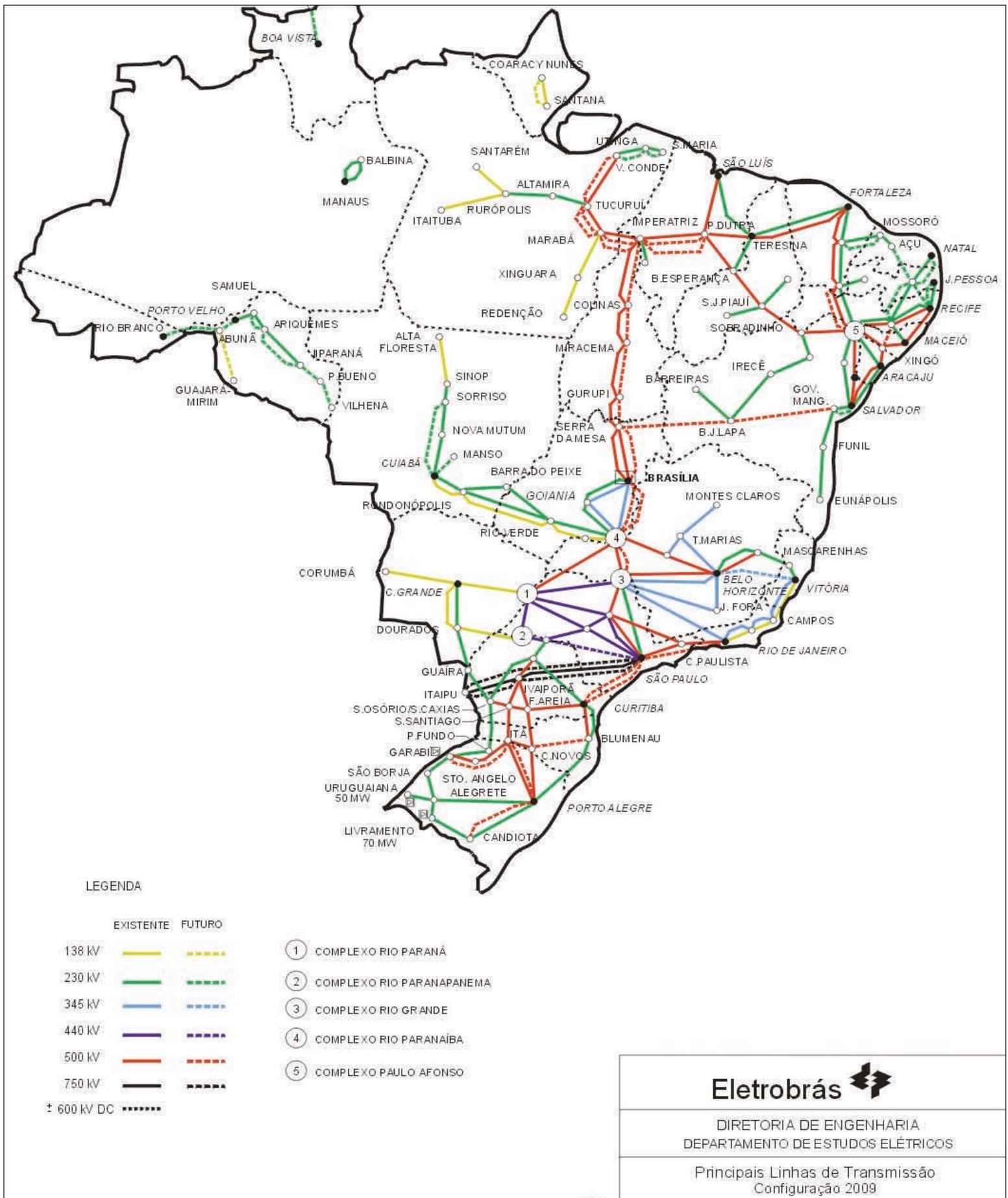


Figura 10.2 – Mapa do sistema nacional de transmissão de energia elétrica



**Figura 10.3** – Distribuição espacial das subestações de transmissão de energia elétrica



Fonte: Itaipu, 2001

**Figura 10.4** – Subestação da Usina Hidrelétrica de Itaipu

## 11 – ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS

### 11.1 – Introdução

Embora o consumo de eletricidade não seja necessariamente um bom indicador do grau de desenvolvimento de uma região ou país, as atividades socioeconômicas tornam-se cada vez mais dependentes desse recurso. Dessa forma, o suprimento de energia elétrica tem-se tornado fator indispensável ao bem-estar social e ao crescimento econômico do Brasil. Contudo, é ainda muito deficitário em várias regiões, seja pela falta de acesso ou pela precariedade do atendimento.

Como evidenciado anteriormente, a disponibilidade de recursos energéticos e de tecnologias de aproveitamento não é fator limitante ao crescimento econômico do país. Contudo, a grande extensão do território nacional, a distribuição geográfica dos recursos e as peculiaridades regionais são importantes desafios ao planejamento da oferta e gerenciamento da demanda. Como abordado na seção anterior, o Setor Elétrico Brasileiro vem passando por mudanças e ajustes, a fim de evitar que esses desafios tornem-se um entrave ao desenvolvimento socioeconômico do país.

De uma análise detalhada da disponibilidade de recursos energéticos, tecnologias de aproveitamento, projetos em operação e desenvolvimento e demandas setoriais de energia, deverão surgir as políticas e as diretrizes nacionais do setor de eletricidade. Os três primeiros itens dessa seqüência foram abordados anteriormente. Esta seção é dedicada, portanto, ao consumo de energia elétrica e seus condicionantes socioeconômicos e demográficos. Analogamente às seções anteriores, procura-se fazer uma abordagem panorâmica, regional e setorializada dos indicadores analisados.

Inicialmente, são abordados alguns indicadores demográficos e socioeconômicos mais diretamente ligados ao consumo de energia elétrica, como crescimento e distribuição espacial da população, fluxos migratórios e níveis de atividade econômica. Em seguida, abordam-se a situação atual e possíveis cenários futuros sobre o atendimento de energia elétrica no país, assim como a evolução recente da demanda, por setor de atividade, região geográfica e unidade da federação. Esses aspectos são fundamentais para a formulação de políticas energéticas e de desenvolvimento regional, visando a promover o uso eficiente de recursos naturais e a ocupação racional do território brasileiro.

### 11.2 – Indicadores Demográficos e Socioeconômicos

O Brasil possui extensão territorial de aproximadamente 8,5 milhões de km<sup>2</sup> e população de 170 milhões de habitantes, o que significa uma densidade demográfica de 20 habitantes por km<sup>2</sup>. Há, porém, forte concentração da população brasileira e de suas atividades socioeconômicas numa pequena proporção do território nacional. Com 11% do território brasileiro, a região Sudeste concentra cerca de 43% da população e 56% do poder de compra do país. Por outro lado, a região Norte corresponde a 45% do território nacional, 7,6% da população brasileira e apenas 4,9% do poder de compra do país (ver Tabela 11.1). Verifica-se, ainda, que 28% da população brasileira vive na região Nordeste, que detém apenas 16,5% do poder de compra da nação.

## 11 – ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS

As concentrações e desigualdades tornam-se ainda mais intensas quando se comparam unidades da federação (Tabela 11.2). Os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, com 3,4% do território nacional, concentram 30% da população do país e 46% do seu poder de compra. Em termos de Produto

Interno Bruto, observa-se que os índices *per capita* variam de US\$ 1.575,00 (Tocantins) a US\$ 14.854,00 (Distrito Federal). O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)<sup>1</sup> varia de 0,534 (Piauí) a 0,869 (Rio Grande do Sul e Distrito Federal), com média nacional de 0,830.

**Tabela 11.1 – Indicadores socioeconômicos e demográficos – Brasil e suas regiões**

<b>Região</b>	<b>Área</b> (km <sup>2</sup> )	<b>População</b> [1]	<b>Densidade</b> (hab/km <sup>2</sup> )	<b>PIB</b> [2]	<b>IPC</b> [3]	<b>IDH</b> [4]
Sul	577.214	25.071.211	43,43	6.865	0,158	0,860
Sudeste	927.287	72.262.411	77,93	8.843	0,557	0,857
Nordeste	1.558.201	47.679.381	30,60	3.085	0,165	0,608
Norte	3.869.739	12.919.949	3,34	4.705	0,049	0,727
Centro-Oeste	1.612.077	11.611.491	7,20	7.073	0,073	0,848
Brasil	8.544.518	169.544.443	19,84	6.495	1,000	0,830

1) Dados preliminares do Censo 2000 [IBGE, 2001].

2) Produto Interno Bruto (US\$/hab.) – valores de 1996, ponderados pelo poder de compra [IPEA, 2001].

3) Índice de Potencial de Consumo – expressa o poder de compra de cada região [Gazeta Mercantil, 1998].

4) Índice de Desenvolvimento Humano – valores de 1996 [IPEA, 2001].

1 O IDH, cujos valores variam de 0 a 1, combina três indicadores básicos de desenvolvimento: longevidade, educação e renda.

**Tabela 11.2 – Indicadores socioeconômicos e demográficos no Brasil**

Unidade da Federação	Área	População	Densidade	PIB	IPC	IDH
	(km²)	(habitantes)	(hab/km²)	[1]	[2]	[3]
Paraná	199.709	9.558.126	47,9	6.485,0	5,62	0,847
Santa Catarina	95.443	5.333.284	55,9	6.519,0	3,06	0,863
Rio Grande do Sul	282.062	10.179.801	36,1	7.395,0	7,08	0,869
Minas Gerais	588.384	17.835.488	30,3	5.968,0	8,51	0,823
Espírito Santo	46.184	3.093.171	67,0	6.251,0	1,45	0,836
Rio de Janeiro	43.910	14.367.225	327,2	8.653,0	11,63	0,844
São Paulo	248.809	36.966.527	148,6	10.536,0	34,07	0,868
Piauí	252.379	2.840.969	11,3	2.004,0	0,75	0,534
Alagoas	27.933	2.817.903	100,9	2.496,0	0,95	0,538
Maranhão	333.366	5.638.381	16,9	2.158,0	1,35	0,547
Paraíba	56.585	3.436.718	60,7	2.438,0	1,10	0,557
Ceará	146.348	7.417.402	50,7	2.667,0	2,40	0,590
Pernambuco	98.938	7.910.992	80,0	3.213,0	3,45	0,615
Bahia	567.295	13.066.764	23,0	3.677,0	4,77	0,655
Rio G. do Norte	53.307	2.770.730	52,0	4.083,0	1,03	0,668
Sergipe	22.050	1.779.522	80,7	5.122,0	0,66	0,731
Tocantins	278.421	1.155.251	4,1	1.575,0	0,39	0,587
Pará	1.253.165	6.188.685	4,9	4.268,0	2,24	0,703
Acre	153.150	557.337	3,6	5.741,0	0,20	0,754
Amazonas	1.577.820	2.840.889	1,8	5.718,0	1,17	0,775
Amapá	143.454	475.843	3,3	5.370,0	0,17	0,786
Roraima	225.216	324.152	1,4	6.231,0	0,13	0,818
Rondônia	238.513	1.377.792	5,8	6.448,0	0,58	0,820
Mato Grosso	906.807	2.498.150	2,8	5.003,0	1,20	0,767
Goiás	341.289	4.994.897	14,6	5.238,0	2,60	0,786
Mato G. do Sul	358.159	2.075.275	5,8	6.410,0	1,23	0,848
Distrito Federal	5.822	2.043.169	350,9	14.854,0	2,23	0,869

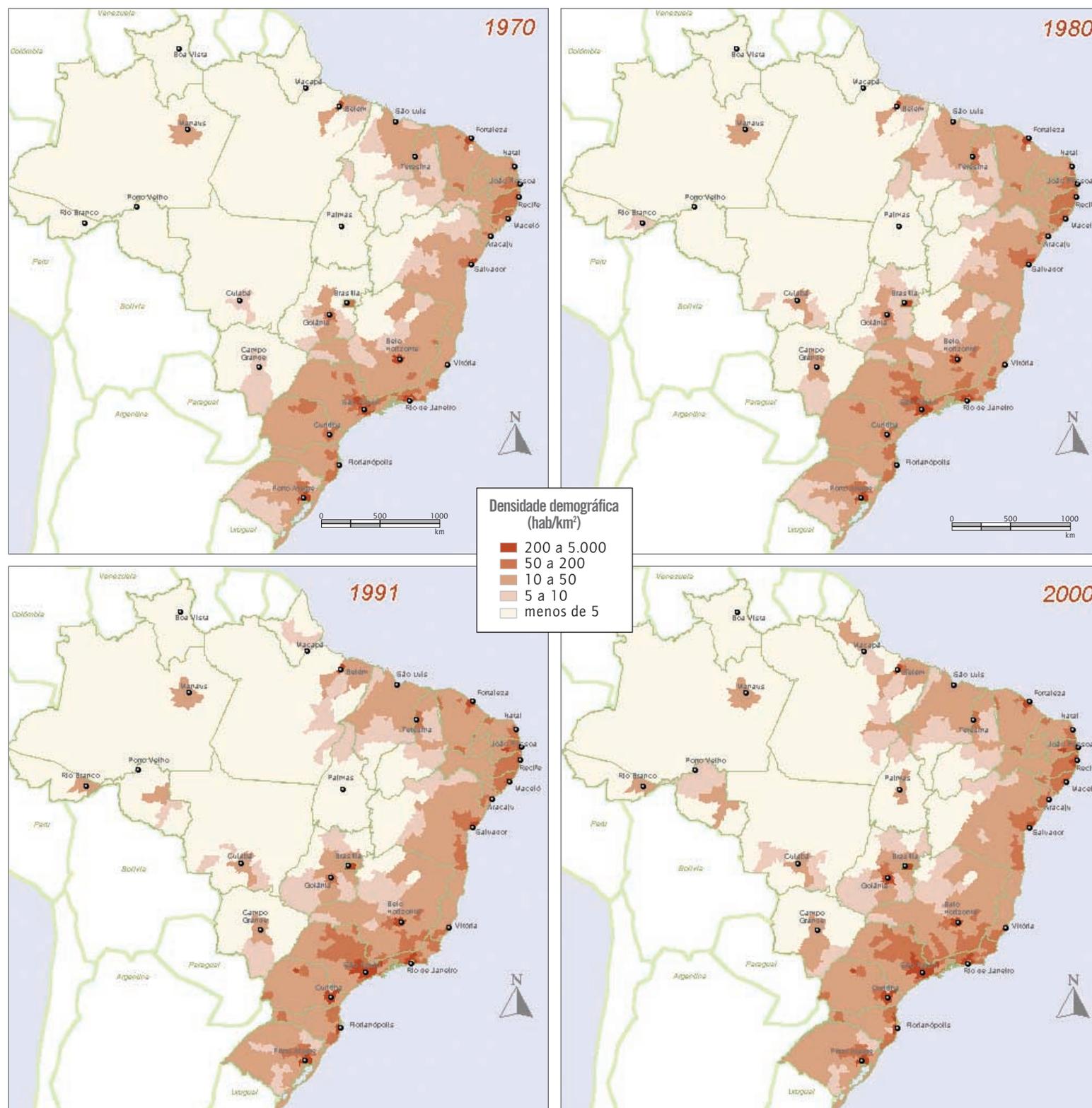
1) Produto Interno Bruto (US\$/hab.) – valores de 1996, ponderados pelo poder de compra [IPEA, 2001].

2) Índice de Potencial de Consumo – expressa o poder de compra de cada região [Gazeta Mercantil, 1998].

3) Índice de Desenvolvimento Humano – valores de 1996 [IPEA, 2001].

A Figura 11.1 ilustra o processo de ocupação do território brasileiro no período de 1970 a 2000. Apesar da tendência de interiorização do país, a maioria da população brasileira e suas atividades

econômicas se encontram nas regiões litorâneas. Nas regiões Norte e Centro-Oeste, observa-se uma concentração relativamente forte de pessoas apenas nas capitais dos Estados.



Fonte: Elaborado com base nos dados dos censos demográficos de 1970, 1980, 1991 e 2000.

**Figura 11.1** – Distribuição espacial da população brasileira (densidade demográfica – hab/km<sup>2</sup>)

Também se observa forte tendência de formação de grandes centros urbanos, inclusive em regiões mais afastadas do litoral. Em agosto de 2000, dos 5.507 municípios existentes, 31 tinham mais de 500 mil habitantes, representando quase 30% da população brasileira (Tabela 11.3). Mais de 50% dos brasileiros viviam em cidades com

população superior a 100 mil habitantes. A concentração demográfica do país é ainda mais expressiva do que esses valores indicam, em virtude da existência de grande número de pequenas cidades próximas dos grandes centros urbano-industriais.

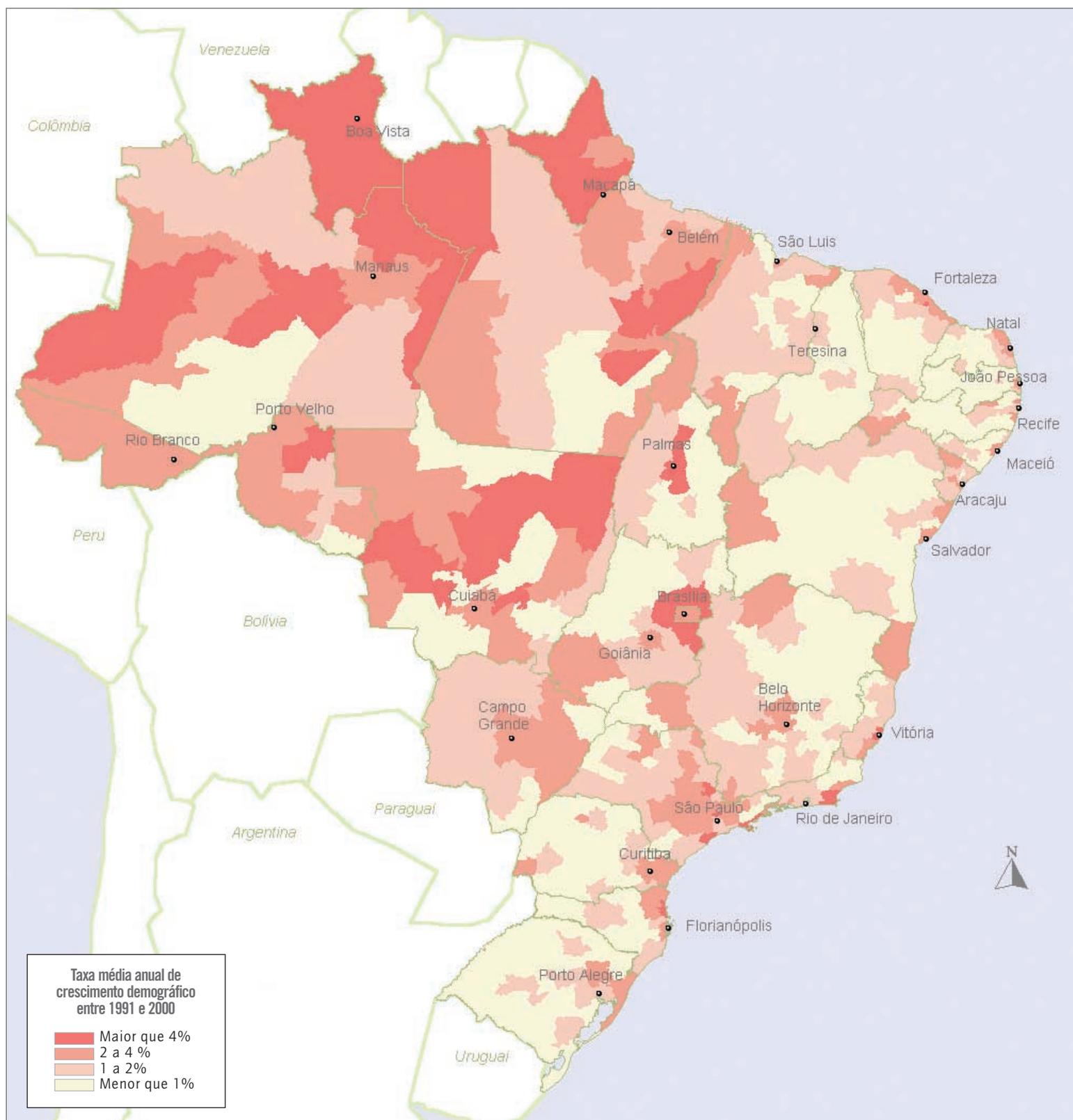
**Tabela 11.3** – Distribuição dos municípios e da população brasileira segundo o tamanho das cidades

Faixa de População	Nº de Municípios	População
Até 10.000	2.642	8,2%
De 10.001 a 50.000	2.338	28,5%
De 50.001 a 100.000	303	12,4%
De 100.001 a 250.000	140	12,7%
De 250.001 a 500.000	53	10,6%
De 500.001 a 1.000.000	18	7,4%
Acima de 1.000.000	13	20,2%

A Figura 11.2 ilustra melhor o processo de interiorização por que passa o país, tomando como referência a taxa média anual de crescimento demográfico entre 1991 e 2000. Como se observa, várias regiões pouco povoadas, principalmente no Norte e Centro-Oeste, apresentaram índices de crescimento bastante superiores à média nacional. Por outro lado, cidades como Porto Alegre, São Paulo e Rio de Janeiro apresentaram índices de crescimento bastante inferiores à média nacional, indicando fluxos migratórios em direção a regiões menos povoadas e pouco desenvolvidas. Contudo, verifica-se ainda o "inchamento" de grandes centros urbanos, dentre os quais se destaca Brasília, cuja população subiu de cerca de 1,6 milhão para 2 milhões de habitantes entre 1991 e 2000; e observa-se um crescimento ainda mais acelerado no seu entorno (média superior a 4% ao ano!).

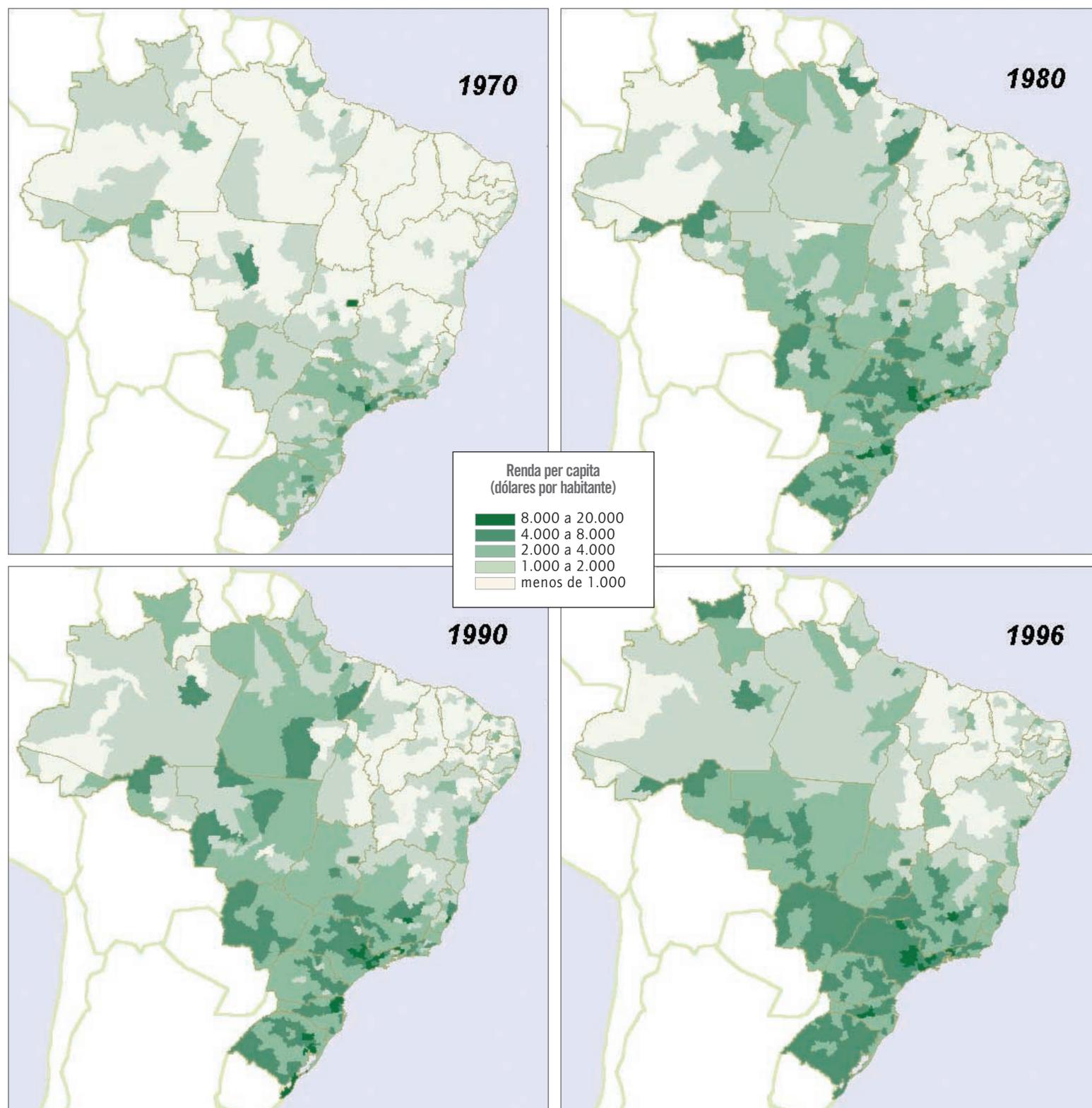
A Figura 11.3 ilustra a evolução da renda *per capita* nacional entre 1970 e 1996. Inicialmente, observa-se que, de modo geral, houve um aumento considerável, porém, algumas regiões, principalmente no Norte e Nordeste, ainda apresentam valores muito baixos. No interior do Nordeste, observam-se índices mais próximos da média nacional apenas em algumas regiões da Bahia, dentre elas a Microrregião de Barreiras, no sudoeste do Estado. As regiões Norte e Centro-Oeste experimentaram crescimento considerável entre 1970 e 1996.

Entre os estados com maior crescimento, destaca-se Mato Grosso do Sul. Nas regiões Sudeste e Sul, destacam-se os Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul, respectivamente.



Fonte: Elaborado com base nos dados dos censos demográficos de 1991 e 2000.

**Figura 11.2 – Taxa média anual de crescimento da população brasileira entre 1991 e 2000**



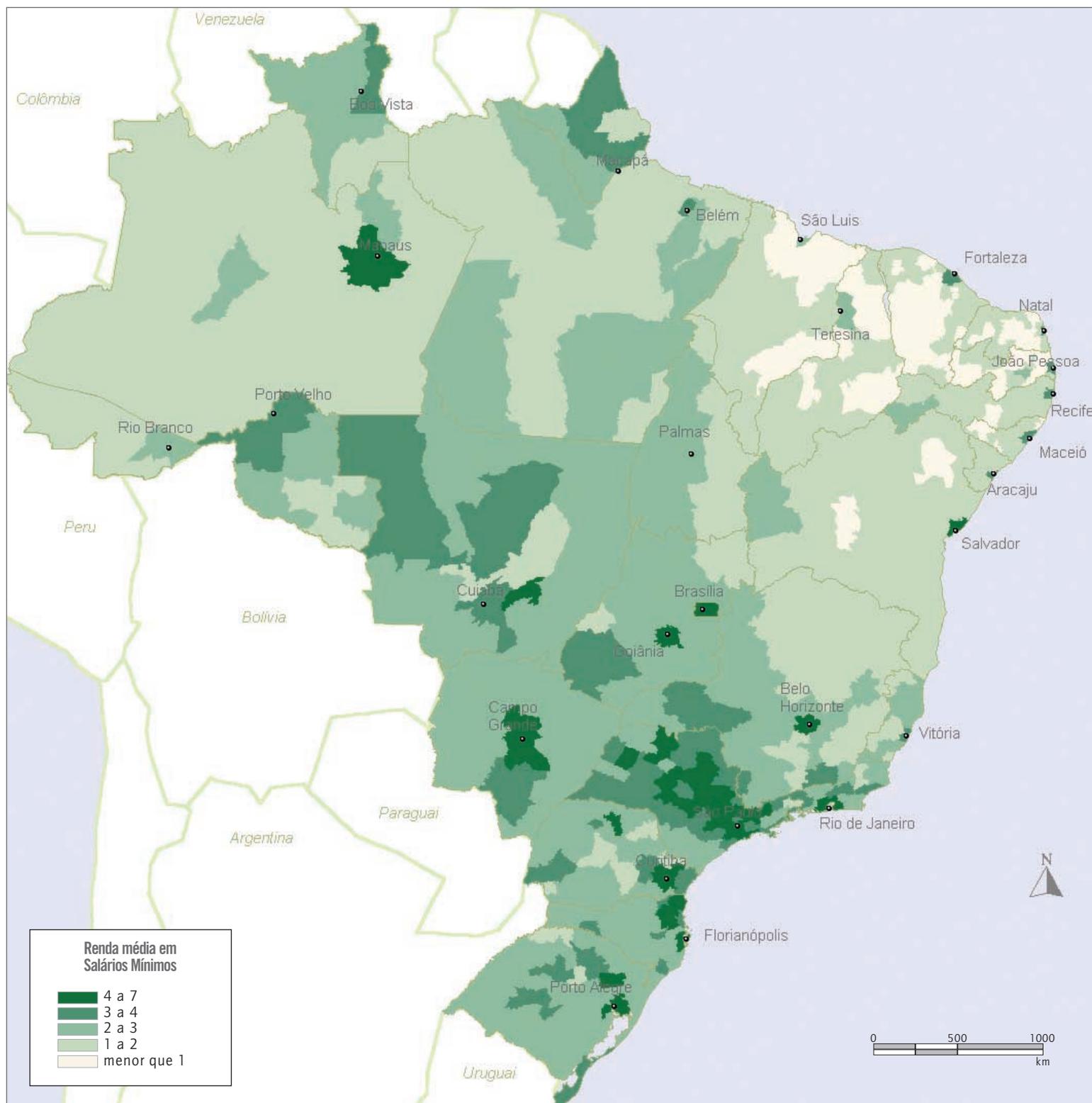
Fonte: Elaborado a partir de IPEA, 2001.

**Figura 11.3 – Evolução da renda per capita no Brasil (US\$ de 1998)<sup>2</sup>**

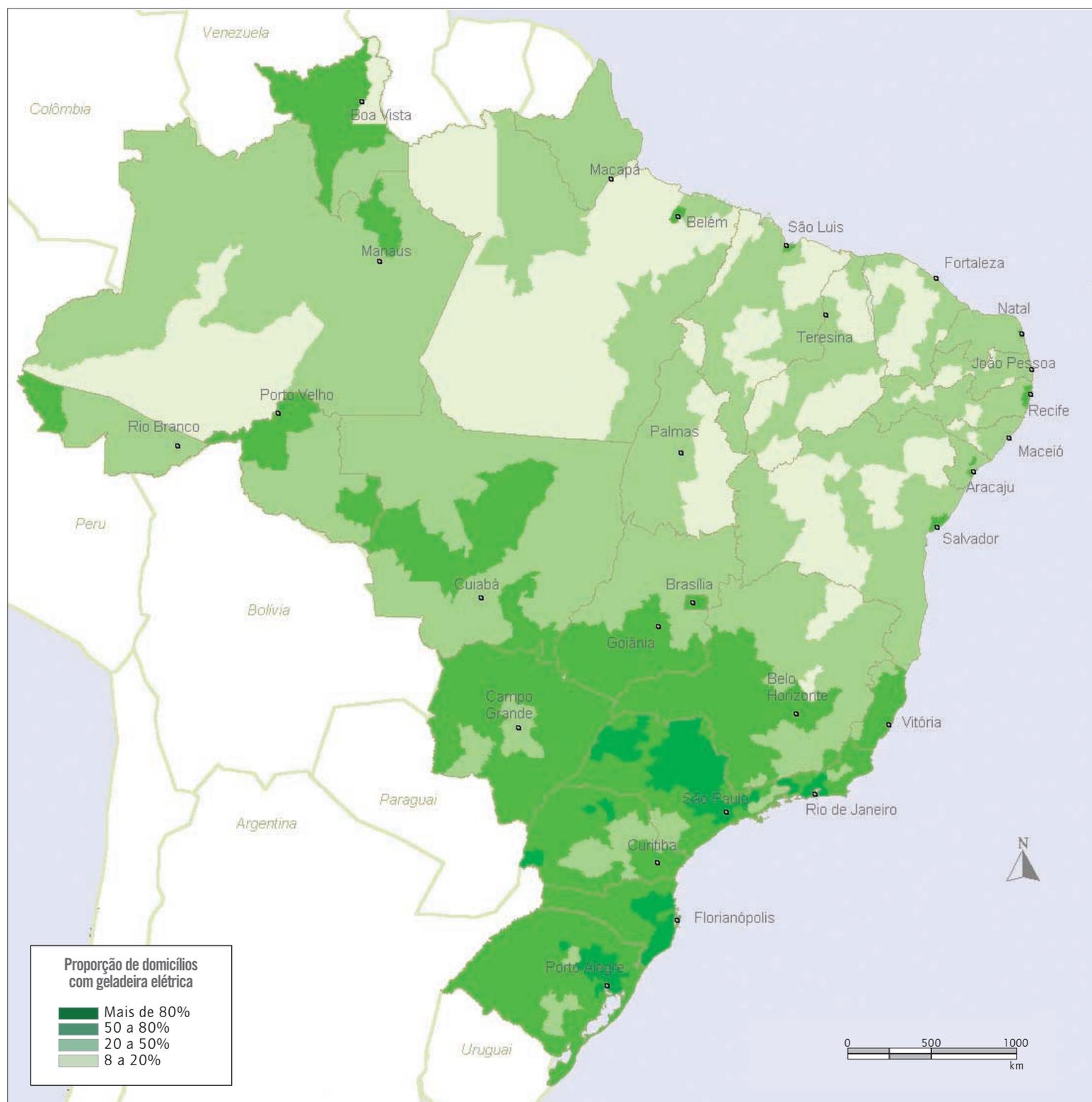
2 Esses valores devem ser vistos como aproximações em função das inevitáveis deficiências de algumas bases de dados, a partir das quais foram feitas as estimativas [IPEA, 2001]

A Figura 11.4 ilustra o rendimento médio mensal do chefe do domicílio, segundo informações do Censo Demográfico de 1991. Conforme se observa, a distribuição de renda é bastante irregular, tanto em termos regionais como entre estados e municípios. Nas regiões Norte e Nordeste, observam-se valores mais próximos da média nacional apenas nas capitais dos estados. De modo geral, os

menores índices são observados na região Nordeste, principalmente no Maranhão, Piauí e Ceará. Os melhores índices são observados na região Centro-Sul do país, com destaque para o Estado de São Paulo. É importante observar, ainda, que, na maioria dos municípios brasileiros, a renda média mensal do chefe do domicílio era inferior a três salários mínimos (vigentes naquela época).



**Figura 11.4 – Renda média mensal do chefe do domicílio em salários mínimos de 1991**



**Figura 11.5** – Índice de posse de geladeiras em 1991 – proporção de domicílios com geladeira

Um indicador fortemente relacionado ao grau de desenvolvimento econômico de uma região é o índice de posse de eletrodomésticos.

A Figura 11.5 ilustra o exemplo da geladeira. Confrontando as figuras 11.4 e 11.5, observa-se que, de fato, há forte correlação entre a posse desse equipamento e o rendimento médio do domicílio. Esse indicador é também relacionado à taxa de eletrificação residencial, como analisado no próximo item.

A Tabela 11.4 apresenta maiores informações sobre posse de

eletrodomésticos, tomando-se como referência os dados da Pesquisa de Orçamentos Familiares [IBGE, 1996]. Como se observa, os dados variam sensivelmente entre as regiões. Em alguns casos (ar-condicionado, ventilador etc.), essas variações se devem principalmente a fatores climáticos. Há outros (forno de microondas, videocassete etc.) em que ficam evidentes as diferenças socioeconômicas regionais. Observa-se, ainda, o grande potencial de crescimento do parque de aparelhos de vários eletrodomésticos, o que significa maior demanda e consumo de energia elétrica, como abordado na próxima seção.

**Tabela 11.4 – Posse de eletrodomésticos nas regiões metropolitanas do Brasil – 1996**

Equipamento	Belém	B. Horizonte	Curitiba	Fortaleza	P. Alegre	Recife	Rio	Salvador	S. Paulo
Antena parabólica	0,01	0,02	0,02	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02
Ar-condicionado	0,15	0,01	0,01	0,05	0,16	0,13	0,23	0,04	0,01
Aspirador de pó	0,05	0,12	0,38	0,03	0,33	0,06	0,16	0,05	0,33
Batedeira de bolo	0,21	0,31	0,51	0,15	0,43	0,26	0,33	0,22	0,51
Conjunto de som	0,53	0,70	0,59	0,52	0,65	0,64	0,64	0,60	0,64
Enceradeira	0,08	0,50	0,22	0,09	0,23	0,07	0,19	0,10	0,27
Ferro elétrico	0,89	0,92	0,93	0,78	0,90	0,86	0,93	0,87	0,95
Forno de microondas	0,06	0,10	0,20	0,04	0,18	0,05	0,11	0,05	0,26
Freezer	0,23	0,16	0,23	0,08	0,28	0,13	0,21	0,15	0,17
Geladeira	0,81	0,89	0,91	0,72	0,93	0,79	0,95	0,84	0,94
Liquídificador	0,80	0,84	0,82	0,77	0,82	0,83	0,86	0,82	0,86
Máquina de costura	0,30	0,38	0,43	0,28	0,32	0,31	0,35	0,24	0,38
Lavadora de pratos	0,03	0,04	0,10	0,01	0,11	0,02	0,04	0,01	0,10
Lavadora de roupas	0,33	0,38	0,60	0,11	0,56	0,18	0,39	0,20	0,62
Secadora de roupas	0,04	0,04	0,20	0,01	0,34	0,01	0,04	0,01	0,13
Microcomputador	0,04	0,08	0,08	0,03	0,07	0,03	0,06	0,05	0,09
Ozonizador	0,07	0,07	0,05	0,05	0,09	0,03	0,08	0,06	0,05
Secador de cabelos	0,13	0,41	0,48	0,12	0,51	0,23	0,29	0,17	0,44
Televisão	0,90	0,93	0,94	0,88	0,96	0,89	0,97	0,91	0,95
Torradeira elétrica	0,03	0,08	0,10	0,02	0,16	0,03	0,12	0,02	0,10
Ventilador/circulador	0,77	0,46	0,44	0,62	0,82	0,77	0,90	0,59	0,51
Videocassete	0,24	0,38	0,37	0,18	0,42	0,25	0,39	0,26	0,43

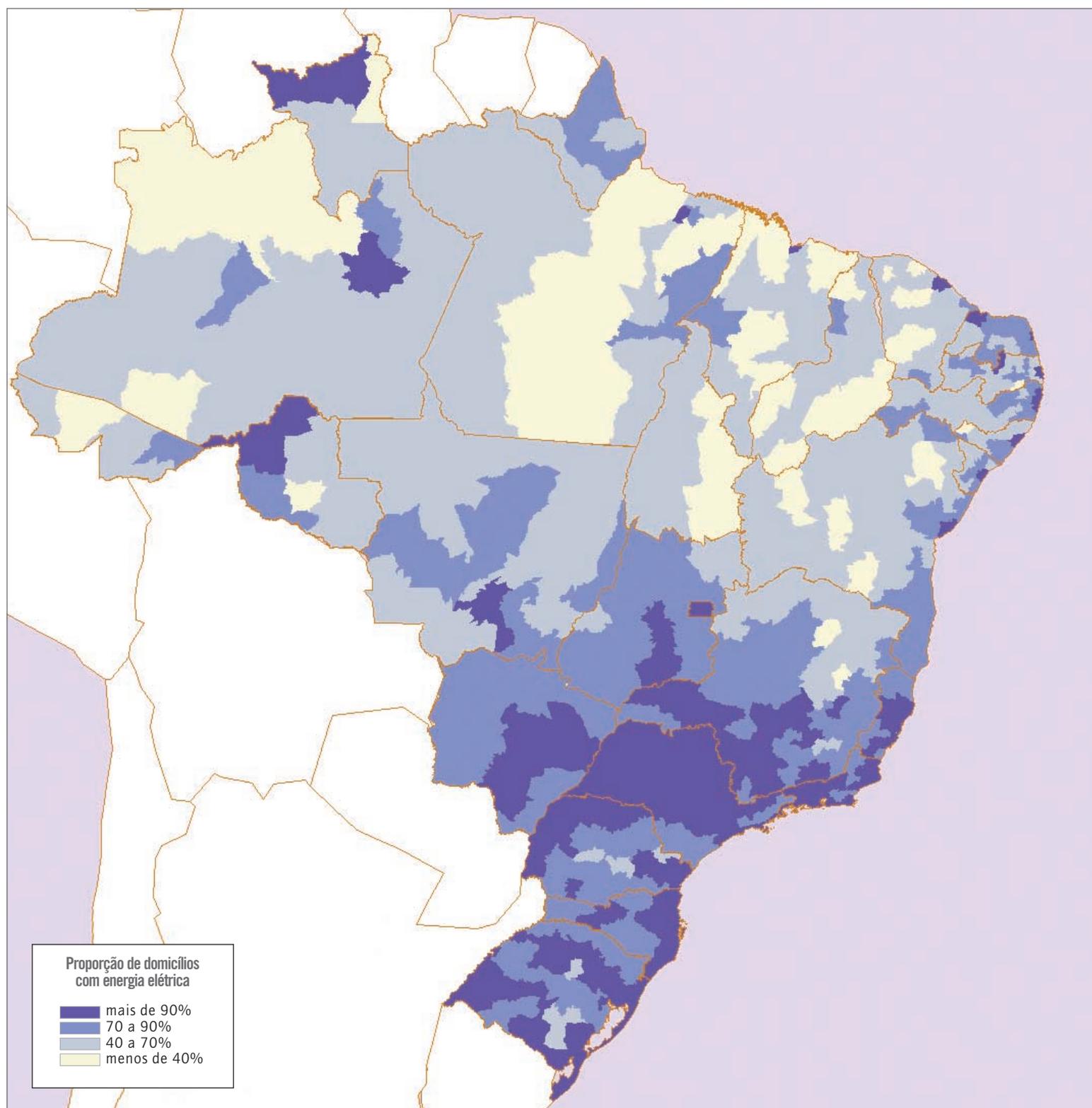
Fonte: IBGE, 1996.

## 11.3 – Demanda e Consumo de Eletricidade

### 11.3.1 – Índices de atendimento

A Figura 11.6 ilustra a taxa de eletrificação dos domicílios brasileiros, isto é, a proporção de domicílios com energia elétrica, segundo informações do Censo Demográfico de 1991 [IBGE, 1994]. Confrontando-se esse mapa com os anteriores, verifica-se que há uma forte correlação entre a taxa de eletrificação residencial e os demais

indicadores socioeconômicos. De modo geral, verificam-se melhores índices nas regiões Sul, Sudeste e parte da região Centro-Oeste. Entre as regiões com baixos índices de eletrificação, destacam-se a do Alto Solimões, no Amazonas, e grande parte do Estado do Pará, desde a fronteira com Mato Grosso até o Oceano Atlântico. Ainda na região Norte, observam-se índices muito baixos na região central do Acre, no sudoeste do Amazonas e leste do Tocantins. Na região Nordeste, verificam-se várias regiões com baixos índices, entre elas grande parte do Maranhão e Piauí e algumas regiões do Ceará e da Bahia.

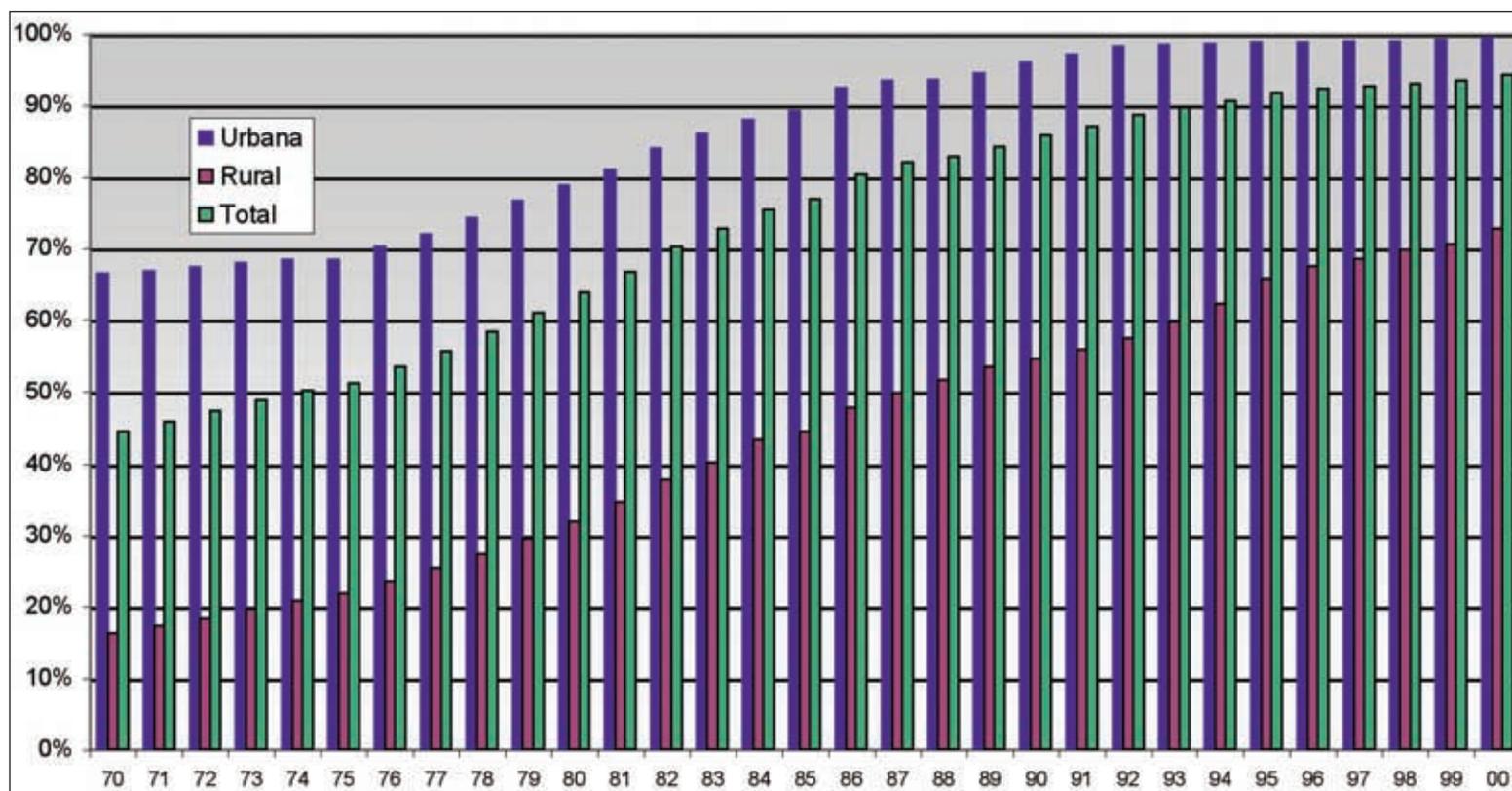


Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE, 1991.

**Figura 11.6** – Taxa de eletrificação residencial – proporção de domicílios eletrificados – 1991

Logicamente, o maior déficit de atendimento está na área rural, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, o que dificulta a contabilização do contingente de brasileiros que vivem às escuras. Uma estimativa recente foi feita pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica [ABRADEE, 2000], em parceria com a Eletrobrás e o IBGE. Segundo esses dados, em dezembro de 1999, havia no Brasil cerca de 2,8 milhões de domicílios e aproximadamente 11 milhões de pessoas sem energia elétrica (9,7 milhões na área rural), o que corresponde a uma taxa de eletrificação residencial de 93,5%. Na zona rural, o índice de atendimento cai para 70,7% e, na urbana, sobe para 99,2%.

A Figura 11.7 apresenta a evolução das taxas de eletrificação rural, urbana e total dos domicílios brasileiros, segundo o referido levantamento. Uma análise desses dados indica que o período de maior crescimento da taxa de eletrificação no Brasil foi entre 1975 e 1985, quando o índice de atendimento dos domicílios passou de 51% para 77% (na área rural, passou de 22% para 45%). Nos anos 1990, cresceu 8,4 pontos percentuais e, nos últimos cinco anos, apenas 2,5 pontos percentuais.

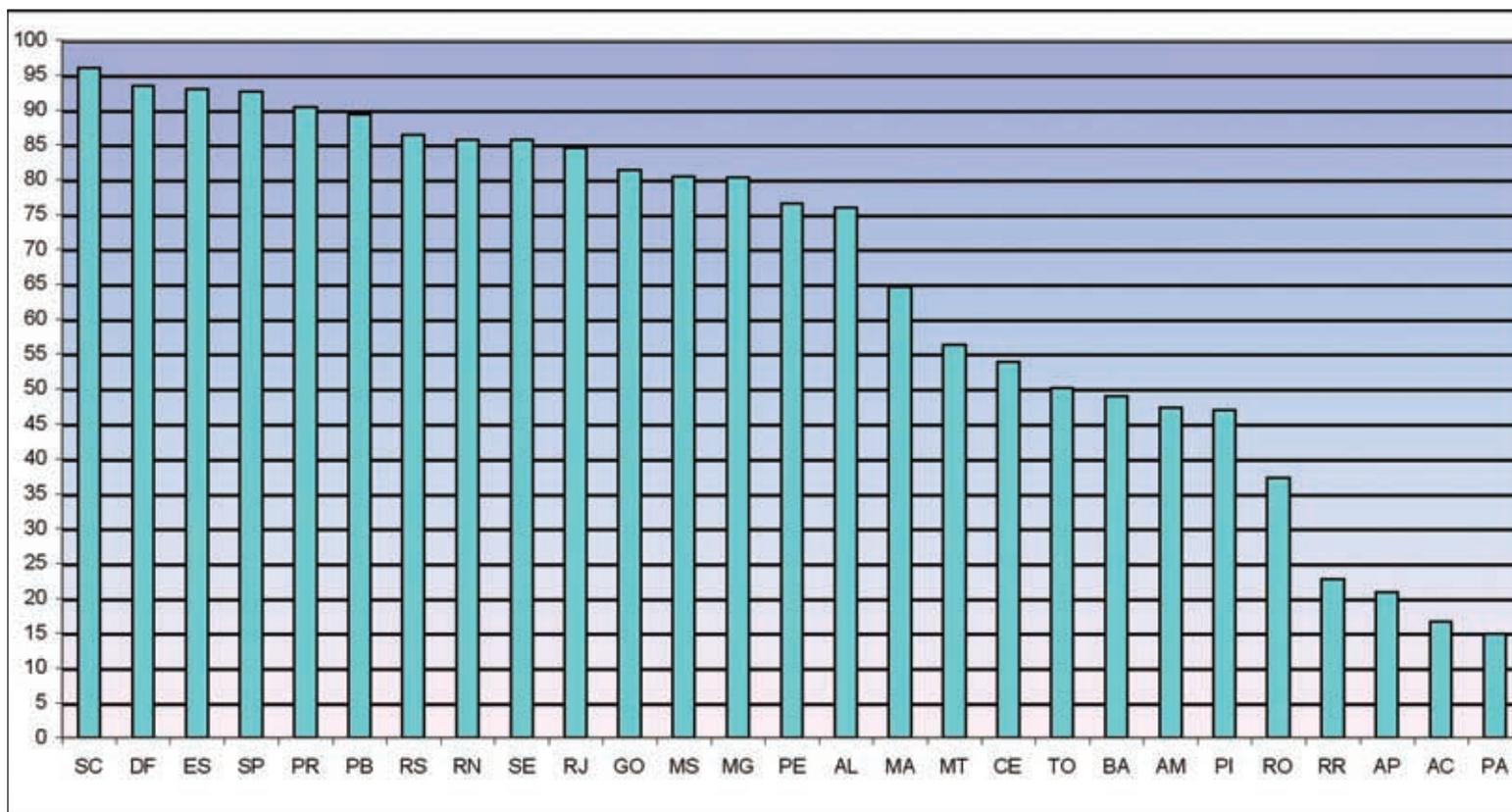


Fonte: Elaborado a partir de ABRADEE, 2000.

**Figura 11.7** – Evolução da taxa de eletrificação dos domicílios brasileiros entre 1970 e 2000

A taxa de eletrificação rural no Brasil, por unidade da federação, é apresentada na Figura 11.8. De acordo com esses dados, os Estados mais críticos são Pará, Acre, Amapá e Roraima, com índices de atendimento que variam de 15% a 23%. Os melhores índices são

verificados em Santa Catarina, Distrito Federal, Espírito Santo e São Paulo. Observa-se ainda que em oito estados o referido índice era inferior a 50%.



Fonte: Elaborado a partir de ABRADDEE, 2000.

**Figura 11.8** – Taxa de eletrificação rural no Brasil, por unidade da federação – dados de 1999 (%)

Para melhorar esse quadro, o Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia e com o apoio técnico e financeiro da Eletrobrás, criou recentemente um importante programa nacional de eletrificação rural, denominado "Luz no Campo" [Eletrobrás, 2000 c]. A meta do programa é a eletrificação de 1 milhão de propriedades e domicílios rurais, num prazo de quatro anos, beneficiando cerca de cinco milhões de pessoas. Com isso, a taxa de eletrificação rural do

país deverá atingir um índice de 82,5%, segundo os referidos cálculos e estimativas da ABRADDEE.

O grau de difusão e intensidade da iluminação elétrica no Brasil é ilustrado na Figura 11.9, por meio de imagens de satélite (vista noturna do continente sul-americano) produzidas pelo Instituto Nacional de Pesquisa Espacial (INPE).



Fonte: INPE, 2000 (adaptado).

**Figura 11.9** – Vista noturna do continente sul-americano a partir de imagens de satélite

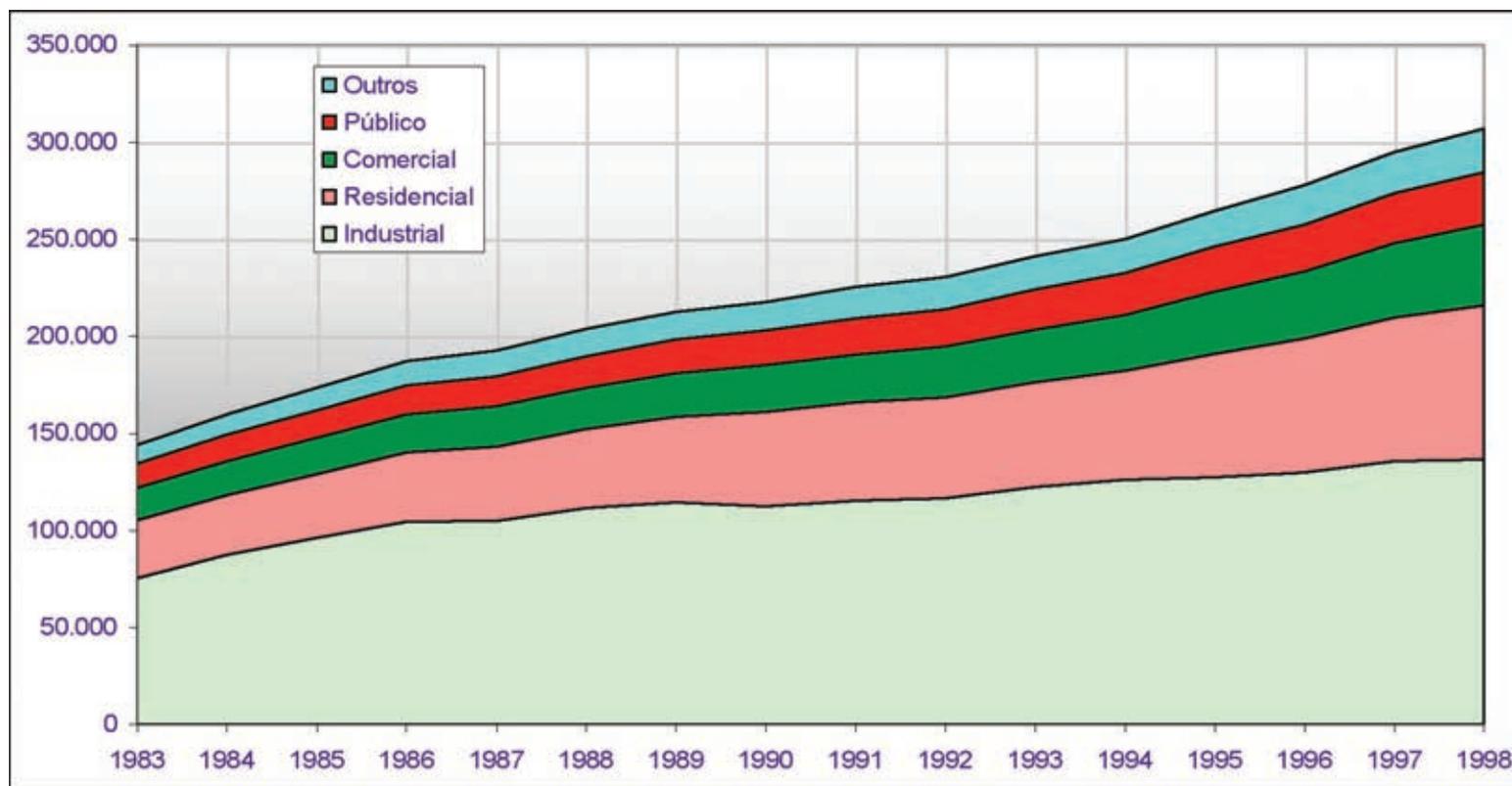
### 11.3.2 – Consumo de eletricidade por região e setor de atividade

Assim como em outros países em desenvolvimento, o consumo de energia elétrica tem crescido substancialmente no Brasil. Nas três últimas décadas, aumentou 7,5% a.a., ao passo que a população

brasileira cresceu 2% a.a. e a economia (PIB), assim como o consumo final de energia, cresceu cerca de 4% a.a. Desse modo, a participação da eletricidade no consumo final de energia passou de 16%, em 1970, para 39,5%, em 1999 [MME, 2000 a].

A Figura 11.10 ilustra o que ocorreu nos últimos 15 anos. Nota-se, assim, que o consumo aumentou de cerca de 140 GWh, em 1983, para mais de 300 GWh, em 1998, o que significa uma taxa média anual de crescimento de 5,2%. Em termos setoriais, destaca-se o

setor industrial, responsável por cerca de 45% do consumo nacional (Figura 11.11). Observa-se, porém, uma tendência de redução de sua participação, que era de 52% em 1983.

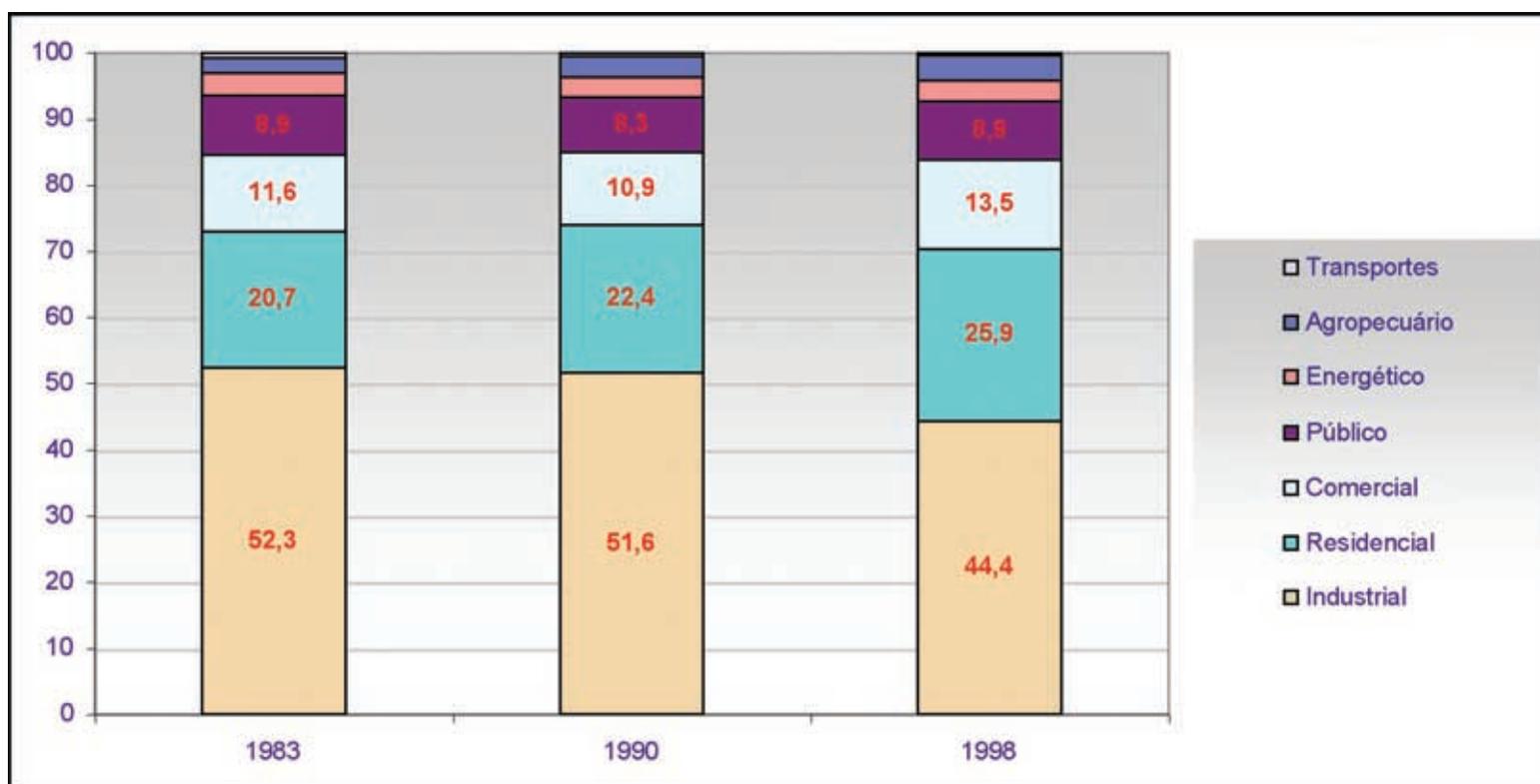


Fonte: Elaborado a partir de MME, 1999.

**Figura 11.10** – Consumo de energia elétrica no Brasil entre 1983 e 1998 (GWh)

O setor residencial é o segundo maior consumidor de energia elétrica no país, com participação na ordem de 26% do consumo nacional. Ao contrário do industrial, tem apresentado aumento de sua participação, cujo índice era de 21% em 1983. Entre os demais

setores, destaca-se o comercial, responsável por 13,5% do consumo de energia elétrica do país em 1998. Assim como o residencial, o setor comercial tem aumentado sua participação nos últimos anos (Figura 11.11).

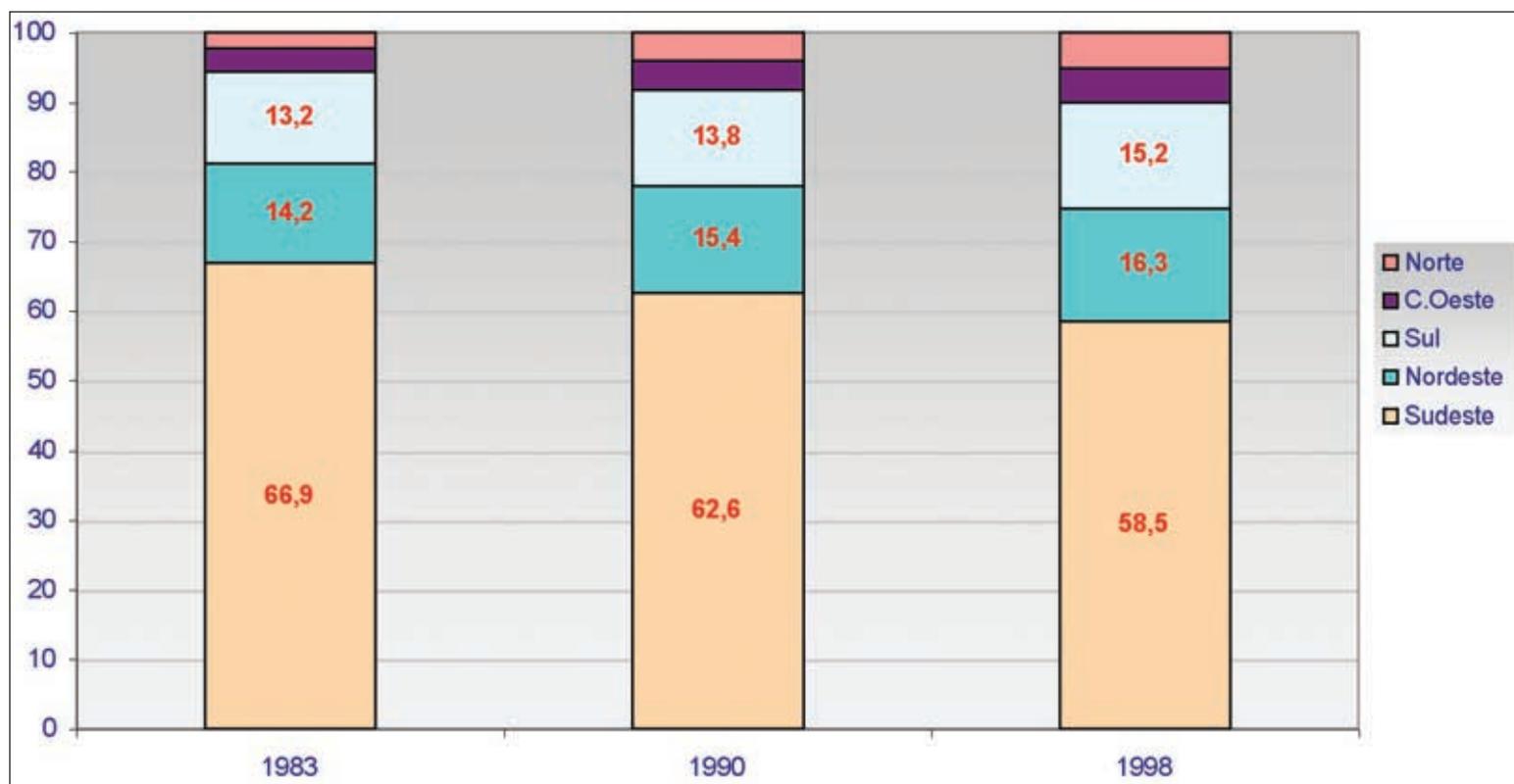


Fonte: Elaborado a partir de MME, 1999.

**Figura 11.11** – Participação de cada setor de atividade no consumo de eletricidade no país (%)

Em termos regionais, observa-se grande disparidade entre as regiões, como indicado na Figura 11.12. A região Sudeste, com 43% da população brasileira e 11% do território nacional, é responsável por quase 60% do consumo de energia elétrica do país, ao passo que as regiões Norte e Centro-Oeste, com 14,5% da população e 64% do território, somam apenas 10%. Nota-se, porém, uma tendência de redução dessas disparidades.

As disparidades são ainda maiores quando se compara o consumo por unidade da federação (Tabela 11.5). Conforme se observa, enquanto em alguns estados o consumo residencial ultrapassava o índice anual de 600 kWh por habitante, em outros era inferior a 200 kWh por habitante. Incluindo os demais setores de atividade (consumo total), as disparidades aumentam ainda mais: 2.658 kWh *per capita* em São Paulo, contra 404 kWh *per capita* no Piauí.



Fonte: Elaborado a partir de MME, 1999.

**Figura 11.12** – Distribuição do consumo de energia elétrica no Brasil por região (%)

**Tabela 11.5 – Evolução do consumo per capita de eletricidade (kWh/hab.ano)**

Unidade da Federação	1984		1996		Cresc. (% a.a.) 1984/1996	
	Residencial	Total	Residencial	Total	Residencial	Total
São Paulo	392	2.049	695	2.658	4,9	2,2
Espírito Santo	189	1.700	466	2.529	7,8	3,4
Rio de Janeiro	433	1.729	664	2.233	3,6	2,2
Minas Gerais	189	1.492	404	2.193	6,5	3,3
Santa Catarina	213	1.261	497	2.070	7,3	4,2
Pará	114	445	208	1.860	5,2	12,7
Paraná	193	910	432	1.668	7,0	5,2
Rio Grande do Sul	279	1.041	478	1.666	4,6	4,0
Distrito Federal	327	1.010	638	1.631	5,7	4,1
Maranhão	60	308	147	1.447	7,7	13,8
Mato Grosso do Sul	194	576	460	1.352	7,5	7,4
Alagoas	106	867	224	1.280	6,4	3,3
Goiás	150	606	409	1.203	8,7	5,9
Sergipe	140	730	261	1.192	5,4	4,2
Bahia	112	943	202	1.180	5,1	1,9
Amazonas	175	580	326	998	5,3	4,6
Rio Grande do Norte	106	401	257	983	7,7	7,8
Mato Grosso	198	423	419	980	6,4	7,3
Amapá	171	624	393	927	7,2	3,4
Pernambuco	137	652	287	863	6,3	2,4
Roraima	230	620	397	799	4,6	2,1
Rondônia	136	325	316	674	7,3	6,3
Ceará	100	329	218	660	6,7	6,0
Paraíba	91	311	206	654	7,1	6,4
Acre	120	274	277	537	7,2	5,8
Piauí	71	195	182	404	8,2	6,3
Tocantins*	-	-	200	435	-	-

\*Criado em 1988, com a divisão do Estado de Goiás.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme mencionado na introdução e verificado no decorrer de vários capítulos, alguns aspectos importantes foram abordados superficialmente, em função da falta de dados e de informações consistentes e atualizadas. No Capítulo 2, destaca-se a necessidade de maiores informações sobre projetos de aproveitamento da energia solar – térmica e fotovoltaica – no Brasil. Um mapeamento desses projetos certamente facilitará o trabalho de analistas e orientará o processo decisório de empreendedores e demais agentes do setor. Espera-se, assim, que essas lacunas sejam satisfatoriamente preenchidas na próxima edição.

Também em relação a outras fontes e tecnologias alternativas há falta de informação consistente e atualizada, inclusive sobre potenciais de aproveitamento energético. Em relação à biomassa particularmente, sabe-se que há uma grande variedade de recursos energéticos, desde culturas nativas até resíduos de diversos tipos de biomassa. Verifica-se, por exemplo, a falta de informações a respeito do aproveitamento energético de resíduos da biomassa, principalmente para geração de energia elétrica. Nesse campo, espera-se maior aprofundamento e abrangência de trabalhos, como o *Atlas Brasileiro de Biomassa*, desenvolvido pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), que deverá tornar-se uma fonte importante de dados e informações de interesse do setor elétrico.

No que diz respeito aos aspectos socioeconômicos, há uma certa defasagem nos dados de alguns indicadores, em virtude da periodicidade com que são habitualmente gerados. Essa defasagem deverá ser menor na próxima edição, graças à consolidação dos resultados do último censo demográfico. Deverão ainda ser incorporadas a esse capítulo informações específicas do setor elétrico, como o mapeamento do consumo específico de energia elétrica dos diversos setores de atividade e das regiões do país.

Na área de geração de energia elétrica, um histórico do sistema indica a predominância da energia hidráulica, que ainda é responsável por cerca de 84% da capacidade instalada no país. Uma visão prospectiva do setor é dificultada pelas incertezas quanto aos futuros empreendimentos. Contudo, pode-se destacar as termelétricas a gás natural, cujas unidades em construção irão adicionar cerca de 7 mil megawatts ao sistema elétrico interligado. Considerando-se a implementação dos novos projetos autorizados pela ANEEL, o gás natural deverá ocupar posição privilegiada na matriz de geração de energia elétrica do país. Em poucos anos, sua capacidade de geração poderá ser superior a 20 mil megawatts.

Também as fontes alternativas renováveis terão participação crescente e substancial na geração de energia elétrica, com destaque para a biomassa e a energia eólica. Quanto à biomassa, o maior potencial de aproveitamento a curto e médio prazos está no setor sucroalcooleiro, cujas empresas deverão estar gerando cerca de 1.600 megawatts excedentes de energia elétrica até 2005, segundo levantamento realizado pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa [CENBIO, 2002]. Vale ressaltar, ainda, as expectativas em relação ao aproveitamento de diversos resíduos de biomassa, como a casca de arroz, o cavaco de madeira e o biogás. Em relação à energia eólica, a conjuntura atual do Setor Elétrico Brasileiro e os projetos já autorizados pela ANEEL indicam que essa fonte deverá ter participação importante na matriz energética nacional já nos próximos três ou quatro anos.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com sinceros agradecimentos ao apoio e à colaboração indispensável de várias instituições e técnicos do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica espera ter contribuído com dados e informações importantes para o desenvolvimento equilibrado e sustentável do Setor Elétrico Brasileiro. Espera-se também que as parcerias e as contribuições sejam ainda maiores nas próximas edições.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALAD, R. *Perspectivas da Geração Termelétrica no Brasil e Emissões de CO<sub>2</sub>*. Dissertação (Mestrado) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). Relacionamento "cliente x concessionária" – direitos e deveres. SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, XIV, novembro de 2000, Foz do Iguaçu - PR. *Anais...* Foz do Iguaçu: ABRADEE, 2000.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE REFRIGERAÇÃO, AR-CONDICIONADO, VENTILAÇÃO E AQUECIMENTO (ABRAVA). 2000 Disponível em <<http://www.abrava.com.br>>

ANDREAZZI, M. A. R. *Impactos de Hidrelétricas para a Saúde na Amazônia*. Rio de Janeiro: Ed. Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Instituto de Medicina Social (Série Estudos em Saúde Coletiva, 78).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Relatório Estatístico dos Índices de Continuidade DEC e FEC*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Principais Realizações 1998/2000*.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). FÓRUM SOBRE GERAÇÃO TERMELÉTRICA, 29 de novembro a 01 de dezembro de 2000, Brasília. *Anais...* Brasília. ANEEL, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA/AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANEEL/ANP). *Perspectivas da Termelétricidade no Brasil*. Relatório Técnico. Brasília, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Banco de Informações de Geração – BIG*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). *Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo 1990 – 1999*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>

ARAÚJO, M. S. M. *Relatório de Análise do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL - Estudos de Caso*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000. 122 p.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA). *Global Wind Energy Market Report*. Disponível em <<http://www.awea.org/faq/global99.html>>

Bajay, S. V.; Walter, A. C. S. Geração descentralizada de energia elétrica. SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE COGERAÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA, Campinas. *Anais...* Campinas: Unicamp, 1989. p.19-42.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S.; FERREIRA, A.L. *Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro*. Campinas - SP, maio de 2000. Relatório Técnico - Fase 5: Otimização das práticas de planejamento e dos procedimentos regulatórios envolvidos no dimensionamento, construção e operação de usinas termelétricas.
- BP AMOCO. (1999a). *Statistical Review Of World Energy 1999* - Disponível em < <http://www.bpamoco.com/worldenergy/oil> >
- BP AMOCO. (1999b). *Statistical Review Of World Energy 1999* - Disponível em < <http://www.bpamoco.com/worldenergy/coal> >
- BP AMOCO. (1999c). *Statistical Review Of World Energy 1999* - Disponível em < <http://www.bpamoco.com/worldenergy/naturalgas> >
- BP AMOCO. (1999d). *Statistical Review of World Energy 1999* - Disponível em < <http://www.bpamoco.com/worldenergy/nuclear> >
- BOYLE, G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. New York: Oxford University Press, 1996.
- BTM. In: MADSEN, B. (editor). *International Wind Energy Development World Market Update 1999*. Dinamarca: BTM Consult, 2000.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). *Plano de Expansão Decenal 1998-2007*. Rio de Janeiro: GCPS/Eletróbrás, 1998.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A (ELETROBRÁS) 2000 a. *Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro*. Disponível em < <http://www.eletróbras.gov.br> >
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A (ELETROBRÁS) 2000 b. *Rede de Transmissão e Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro*. Disponível em < <http://www.eletróbras.gov.br> >
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A (ELETROBRÁS) 2000 c. *Programa "Luz no Campo"*. Disponível em < <http://www.eletróbras.gov.br> >
- CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA (CBEE)/UFPE. 1999. *Atlas Eólico do Brasil - dados preliminares de 1998*. Disponível em < <http://www.eolica.com.br> >
- CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA (CBEE)/UFPE. 2000. Disponível em < <http://www.eolica.com.br> >
- CENTRO DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (CERPCH). Escola Federal de Itajubá – EFEI 2000. Disponível em < <http://www.cerpch.efei.br> >
- CLEAN AIR STRATEGIC ALLIANCE (CASA). Disponível em < <http://www.casahome.org/nitrogen.htm> >
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO (CESP). 2001. Disponível em < <http://www.cesp.com.br> >
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO (CHESF). 2001. Disponível em < <http://www.chesf.gov.br> >
- COAL INDUSTRY ADVISORY BOARD (CIAB). Disponível em < <http://www.iea-coal.org.uk> >
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). *O Setor Elétrico Brasileiro – Situação Atual e Perspectivas*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2000 (minuta).
- COELHO, S. T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa. Um modelo para o Estado de São Paulo*. Tese (Doutorado) - PIPGE/USP, agosto de 1999.
- CORTEZ, L. A. B. Uso de Resíduos Agrícolas para Fins Energéticos: o Caso da Palha de Cana-de-Açúcar. *Revista Brasileira de Energia*, Rio de Janeiro, v. VI, nº.1, p. 66-81, 1º semestre, 1999.
- COMPANHIA DE PESQUISA EM RECURSOS MINERAIS (CPRM). 1999. Disponível em < <http://www.cprm.gov.br> >
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Informe Técnico*, ano II, nº 1, junho de 1996.

- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL, novembro de 1999.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). 2000. Disponível em < <http://www.cresesb.cepel.br/cresesb.htm> >
- DESSUS, B. *Atlas des Énergies - pour un monde vivable*. Paris: Dd. Syros, 1994.
- EUROPEAN COMMISSION (EC). *Wind Energy – The Facts, A Plan for Action in Europe*, Bélgica: European Commission 1999.
- Eletronuclear S.A. (ELETRONUCLEAR) 2001. *A Energia Nuclear – História, Princípios de Funcionamento...* Disponível em < <http://www.eletronuclear.gov.br/funcionamento.htm> >
- ELVIDGE, C. D., BAUGH, K. E., KIHN, E. A., KROEHL, H. W., DAVIS, E. R., DAVIS, C. Relation Between Satellite Observed Visible – Near Infrared Emissions, Population, and Energy Consumption. *International Journal of Remote Sensing*, v. 18, p. 1373-1379, 1997.
- EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (EMAE). 2001. (...) Disponível em < <http://www.emae.com.br> >
- EÓLICA NOTÍCIAS. (2000), Recife: Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2000.
- EVERETT, B. Solar Thermal Energy. In: BOYLE, G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. New York: Oxford University Press, 1996.
- FERRARI, E. L. *Utilização de Curvas de Carga de Consumidores Residenciais, Medidas para Determinação de Diversidade da Carga e Carregamento de Transformadores de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica/USP, São Paulo, 1996.
- FERREIRA, R. S. A.; SILVEIRA, C. A. C.; MEJIA, L. FREITAS, M. A. V. Política de Recursos Hídricos: Eficiência de Geração do Setor Elétrico. *Interfaces da Gestão de Recursos Hídricos – Desafios da Lei de Águas de 1997*. Brasília: Ministério de Meio Ambiente – Secretaria de Recursos Hídricos, 2000. p. 324-340.
- FREITAS, M. A. V.; DI LASCIO, M. A.; ROSA, L. P. Biomassa Energética Renovável para o Desenvolvimento Sustentável da Amazônia. *REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA*, Rio de Janeiro, v. 5, nº 1, p. 71-97, 1º sem./1996.
- FREITAS, M. A. V. *Setor Elétrico Brasileiro – Oportunidades em Energias Renováveis, 2001*. CD-ROM Energee Aneel.
- FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A (FURNAS). 2001. *Parque Gerador*. Disponível em < <http://www.furnas.com.br> >
- GAS NET LTDA. *O que é gás natural (GASNET)*. Disponível em < <http://www.gasnet.com.br/index.htm> >
- GAZETA MERCANTIL. *Atlas do Mercado Brasileiro*. Publicação anual, ano I, nº 1, dezembro de 1998.
- GENERAL ELECTRIC. TURBINES (GE). 2000. *General Information*. Disponível em < <http://www.gepower.com/hydro> >
- GRUPO DE ESTUDOS EM ENERGIA (GREEN)/PUC-MG. 2000. *Térmica x Fotovoltaica*. Disponível em < [http://www.green.pucminas.br/Termica\\_X\\_PV.htm](http://www.green.pucminas.br/Termica_X_PV.htm) >
- GREEN, M. A.; K. EMERY; D. L. KING; S. IGARI; W. WARTA. Solar Cell Efficiency Tables (Version 16). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 8, p. 377-384, 2000.
- GREGORY, K. ROGNER, H. H. Energy resources and conversion technologies for the 21<sup>st</sup> century. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 3: 171-229, 1998.
- HARDER, C. *Serving maps on the internet*. California: Ed. Environmental Systems Research Institute (ESRI), (1998).
- HORLOCK, J. H. Combined power plants – past, present and future. *Journal of Engineering for Gas Turbine and Power*, 117: 608-616, October 1995.

- HALL, D. O.; HOUSE, J. I.; SCRASE, I. Overview of Biomass Energy. In: ROSILLO-CALLE, F., BAJAY, S. V. e ROTHMAN, H. *Industrial Uses of Biomass Energy: the example of Brazil*. Londres – New York: Taylor & Francis, 2000 (capítulo 1).
- GRUBB, M.J. e MEYER, N.I. Wind Energy: Resources, Systems, and Regional Strategies. In: JOHANSSON, T. B; KELLY H; REDDY, A; WILLIAMS, R. *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. Washington, D.C: Island Press, , 1993.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Censo Demográfico de 1970*. Rio de Janeiro, 1973.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Censo Demográfico de 1980*. Rio de Janeiro, 1985.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Censo Demográfico de 1991*. Rio de Janeiro, 1994.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). 1996. *Pesquisa de Orçamentos Familiares*. Disponível em < <http://www.sidra.ibge.gov.br> >
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Censo Agropecuário de 1996*. Rio de Janeiro, 1997.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Estrutura Produtiva Empresarial de 1994 – Resultado do censo cadastro*. Rio de Janeiro-RJ. CD ROM.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Malha Municipal Digital do Brasil*. Rio de Janeiro, 1997. 1 CD-ROM.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Contagem da População de 1996*. Rio de Janeiro, 1998. 1 CD-ROM
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Anuário Estatístico do Brasil de 1997*. Rio de Janeiro, 1998. 1 CD-ROM.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Base de Informações Municipais*. Rio de Janeiro, 1998. 1 CD-ROM.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). 1997. *Energy Technologies for the 21<sup>st</sup> Century*. Disponível em < <http://www.iea.org/techno/index.htm> >
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). *Nuclear Power: Sustainability, Climate Change and Competition*. Paris: IEA/OECD, 1998.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). 2000. Disponível em < <http://www.iea.org/weo/index.htm> >
- THE INTERNATIONAL JOURNAL ON HYDROPOWER & DAMS (IJDH). *World Atlas & Industry Guide*. Aqua-Media International Ltd., 2000.
- INDÚSTRIAS NUCLEARES BRASILEIRAS (INB). 1999. Rio de Janeiro. Disponível em < <http://www.inb.gov.br> >
- INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA – LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR EMC/UFSC (INMET – LABSOLAR). *Atlas de Irradiação Solar do Brasil*. Brasília, 1998.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISA ESPACIAL (INPE). 1999. Disponível em < <http://www.cptec.inpe.br> >
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISA ESPACIAL (INPE). 2000. Disponível em < <http://www.cptec.inpe.br> >
- INSTITUTO DE PESQUISAS APLICADAS (IPEA). *A Economia Brasileira em Perspectiva* Rio de Janeiro-RJ, 1998. CD-ROM. .
- ITAIPIU. 2001. *Itaipu Binacional*. Disponível em < <http://www.itaipu.gov.br/empresaport> >
- KOMPAC. 2001. *Grupo Kompac. Energia e Meio Ambiente*. Disponível em < <http://www.kompac.com.br> >
- LABSOLAR. 2000. *Laboratório de Energia Solar/UFSC*. Disponível em < <http://www.labsolar.ufsc.br> >

- LUENGO, C. A. e; BEZZON, G. Energéticos Derivados da Biomassa. *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*. Manaus: EDUA/EFEI, 1997. (Capítulo VIII)
- MAGNOLI, D.; e SCALZARETTO, R. *Geografia – espaço, cultura e cidadania*. V. 1. São Paulo: Moderna, 1998.
- MAGUIRRE, D. J.; GOODCHILD, M. F.; RHIND, D. W. *Geographical Information Systems: Principles and Applications*. Londres: Longman, 1991.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional. Biomassa, Biocombustíveis, Bioenergia*. Brasília: MME, 1982.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional*. Brasília: MME, 1999.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional*. Brasília: MME, 1999.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Energia. Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético. *PRODEEM – Energia das Pequenas Comunidades: Relatório Técnico*, dezembro de 2001.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). 2000. Disponível em < [http://www.nrel.gov/energy\\_resources](http://www.nrel.gov/energy_resources) >
- PAFFENBARGER, J. *Oil in Power Generation*. Paris: International Energy Agency/OCDE, 1997.
- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). *Pesquisa Nacional sobre Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo*. 3 V. 1989.
- RAMAGE, J. Hydroelectricity. In: BOYLE, G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. New York: Oxford University Press, 1996.
- RAMAGE, J; SCURLOCK, J. Biomass. In: BOYLE, G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. New York: Oxford University Press, 1996.
- RIBEIRO, S. K.; CABRAL, S. D.; OLIVEIRA, L. B.; MATTOS, L. B.; SAMPAIO, M. R. *Transporte Sustentável: alternativas para ônibus urbanos*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, novembro de 2001.
- SANCHEZ, C. G.; LORA E. S. e GÓMEZ E. O. Gaseificação. *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*. Manaus: EDUA/EFEI, 1997 (Capítulo 1).
- LA ROVERE, E. L.; MENDES, F. E. *Complexo Hidrelétrico de Tucuruí, Brasil. Estudo de Caso preparado para a Comissão Mundial de Barragens*. Cidade do Cabo, 2000. Disponível em < [www.dams.org](http://www.dams.org) >
- RIBEIRO, C. M.; LIMA; J. H. G, PEREIRA; O. L. S, DINIZ; BERTO, L. C. Tecnologia Fotovoltaica: Uma Alternativa Real para Eletrificação Rural no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA VII, 1999, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro, 1999.
- ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S.V.; ROTHMAN, H. *Industrial Uses of Biomass Energy: the example of Brazil*. Londres – Nova York: Taylor & Francis, 2000.
- SEMINÁRIO ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS - Energias Renováveis 2000. Brasília: *Anais...* Câmara dos Deputados – Comissão de Minas e Energia, agosto de 2000.
- SUSTA, M. R.; LUBY, P. Combined cycle power plant efficiency: a prognostic extrapolation. *Gas Turbine World*, p. 21-24, abril de 1997.
- TAYLOR, D. Wind Energy. In: BOYLE, G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. New York: Oxford University Press, 1996.
- UNITED NATIONS. *1990 Energy Statistics Yearbook*, New York: United Nations, 1992.
- VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. *Meteorologia Básica e Aplicações*. Viçosa - MG: Universidade Federal de Viçosa - Imprensa Universitária, 1991.
- WALTER, A. C. S.; NOGUEIRA, L. A. H. Produção de Eletricidade a partir da Biomassa. *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*. Manaus: EDUA/EFEI, 1997. (Capítulo XI).

WORLD COMISSIOM ON DAMS. *Estudo de caso da Comissão Mundial de Barragens – Usina Hidrelétrica de Tucuruí*. Rio de Janeiro: Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente, RJ, 2000.

WIND DIRECTIONS, Inglaterra: European Wind Energy Association, V. 20, may. 2000.

WINDPOWER MONTHLY NEWS MAGAZINE. Volumes 14 (1998), 15 (1999) e 16 (2000). Dinamarca, 2000.  
Disponível em < <http://www.windpower-monthly.com> >

**Anexo 1-A – Micro e Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação no Brasil em Janeiro de 2002**

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
Água Suja	1.200	Eloi Brunetta	Novo São Joaquim - MT	Córrego água suja
Alegre	2.880	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Alegre – ES	Ribeirão Alegre
Alta Floresta	4.400	Eletricidade de Rondônia Ltda.	Alta Floresta d' Oeste - RO	Branco
Alto Araguaia	800	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Alto Araguaia – MT e S. Rita do Araguaia – GO	Araguaia
Alto Benedito Novo	2.544	Coop. de Energia Elétrica S. Maria de Responsabilidades Ltda.	Benedito Novo - SC	Benedito
Alto Fêmeas	9.999	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	São Desidério - BA	Fêmeas
Alto Jatapu	5.000	Companhia Energética de Roraima	São João da Baliza – RR	Jatapu
Altoé I	744	Hidroelétrica Altoé Ltda.	Cerejeiras - RO	Osório
Altoé II	1.103	Hidroelétrica Altoé Ltda.	Cerejeiras - RO	São João I
Amorim	1.800	Companhia Siderúrgica de Belgo-Mineira	Antônio Dias - MG	Piracicaba
Anil	2.080	Companhia Energética de Minas Gerais	Santana do Jacaré – MG	Jacaré
Anna Maria	1.560	CAT-LEO Energia S/A	Santos Dumont - MG	Pinho
Antas I	4.850	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	Poços de Caldas - MG	Rio das Antas
Aparecida	360	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Muqui - ES	Muqui do Sul
Aprovale	1.520	Associação de Produtores Rurais do Vale do Cedro	Lucas do Rio Verde – MT	Cedro
Apucarantina	9.550	Copel Geração S/A	Tamarana - PR	Apucarantina
Araras	4.000	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Varjota - CE	Acaraú
Aripuanã	800	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Aripuanã - MT	Aripuanã
Avante	1.000	Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda.	Ibiaçá - RS	Ligeiro
B	940	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Capitão do Mato
Bagagem	480	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Natividade - TO	Ponte Alta
Barra	5.200	Trombini Papel e Embalagens S/A	Candói - PR	Jordão
Barulho	1.320	Companhia de Nickel do Brasil	Liberdade - MG	Ribeirão do Barulho
Batista	2.704	Amanary Eletricidade Ltda	Pilar do Sul - SP	Turvo
Benfica	1.000	Companhia Industrial Itaunense	Itaúna - MG	São João
Benjamim Mário Baptista	9.000	CAT-LEO Energia S/A	Manhuaçu - MG	Manhuaçu
Bicas	1.560	Companhia Minas da Passagem	Mariana - MG	Gualaxo do Norte
Boa Vista I	1.192	Companhia Brasileira de Papel	Turvo - PR	Marrecas
Bom Jesus do Galho	360	Companhia Energética de Minas Gerais	Bom Jesus do Galho - MG	Sacramento
Bortolan (José Togni)	720	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	Poços de Caldas - MG	Rio das Antas
Boyes	1.120	Companhia Industrial e Agrícola Boyes	Piracicaba - SP	Piracicaba
Braço Norte	5.180	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Guarantã do Norte - MT	Braço Norte
Braço Norte II	10.752	Eletricidade da Amazônia S/A	Guarantã do Norte - MT	Braço Norte
Brigadeiro Velloso III	240	Campo de Provas Brigadeiro Velloso	Novo Progresso - PA	Braço Norte
Brito	2.900	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Ponte Nova - MG	Piranga
Buricá	1.360	Coop.de Energia e Desenvolvimento Rural Entre Rios Ltda.	Independência – RS e Inhacorá - RS	Buricá
Buritís	800	CPFL Geração de Energia S/A	Buritizal - SP	Bandeira
Cabixi	2.700	Cassol Indústria e Comércio de Materiais Ltda - Cabixi	Vilhena - RO	Cabixi
Caboclo	4.160	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Ouro Preto - MG	Maynard
Cachoeira	10.000	Eletrogoes S/A	Vilhena - RO	Ávila
Cachoeira	2.920	Companhia Brasileira de Papel	Guarapuava - PR	Pequeno
Cachoeira Alta	302	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Manhumirim - MG	Jequitibá
Cachoeira Bento Lopes	1.400	Companhia Tecidos Santanense	Conceição do Pará - MG	Pará
Cachoeira da Onça	900	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	São Gabriel da Palha - ES	São José
Cachoeira do Furado	2.880	Companhia Siderúrgica de Belgo-Mineira	Taquaraçu de Minas - MG	Taquaraçu
Cachoeira do Oito	240	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	Colatina - ES	Pancas
Cachoeira do Rosário	1.600	Companhia Tecidos Santanense	Pará de Minas - MG	São João
Cachoeira dos Prazeres	1.800	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Ouro Preto - MG	Maynard
Cachoeira Poço Preto	4.000	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	Itararé - SP	Itararé
Cachoeira Velonorte	160	Cachoeira Velonorte S/A	Cachoeira da Prata - MG	Ribeirão dos Macacos
Cafundó	986	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	Júlio de Castilhos e Nova Palma - RS	Soturno

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
Cajurú	7.200	Companhia Energética de Minas Gerais	Carmo do Cajuru - MG	Pará
Camargo Corrêa	1.200	Agropecuária e Industrial S/A	Nortelândia - MT	Santana
Candói	1.040	Santa Clara Indústria de Pasta e Papel Ltda.	Candói - PR	Caracu
Capão Preto	5.520	CPFL Geração de Energia S/A	São Carlos - SP	Quilombo/Negro
Capigui	4.470	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Passo Fundo - RS	Capigui
Capote	2.000	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	Ribeirão Branco - SP	Apiáí-Guaçu
Caquende	950	Recimap Indústria e Comércio Ltda.	Piedade dos Gerais - MG	Macaúbas
Carandaí	1.842	Companhia Industrial Fluminense	Coronel Xavier Chaves - MG	Carandaí
Casca II	3.520	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Chapada dos Guimarães - MT	Casca
Cascata das Andorinhas	512	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Cruz Alta - RS	Potiribu
Catete	1.944	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	Nova Friburgo - RJ	Bengalas
Caveiras	3.900	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Lages - SC	Caveiras
Cavernoso	1.260	Copel Geração S/A	Virmond - PR	Cavernoso
Rio dos Cedros	8.300	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Rio dos Cedros - SC	dos Cedros
Celso Ramos	5.700	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Faxinal dos Guedes - SC	Chapecozinho
Chave do Vaz	850	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Cantagalo - RJ	Negro
Chibarro	2.288	CPFL Geração de Energia S/A	Araraquara - SP	Ribeirão Chibarro
Chopim I	2.080	Copel Geração S/A	Itapejara d'Oeste - PR	Chopim
Codorna	1.944	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Marinhos
Colorado	1.250	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Tapera - RS	Puitã
Congonhal 1	1.816	AES Força Empreendimentos Ltda.	Baependi - MG	Jacu
Congonhal 2	416	AES Força Empreendimentos Ltda.	Baependi - MG	Jacu
Coronel Américo Teixeira	5.600	Companhia Industrial Belo Horizonte	Santana do Riacho - MG	Riachinho
Coronel Domiciano	5.040	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Muriaé - MG	Fumaça
Corujão	680	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Araguaína - TO	Lontra
Costa Rica	16.000	Costa Rica Energética Ltda.	Costa Rica - MS	Sucuriú
Cotovelo do Jacuí	3.340	Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Ltda.	Victor Graeff - RS	Jacuí
Cris	80	Piquiri Indústria e Comércio de Papéis Ltda.	Boa Ventura de São Roque e Turvo - PR	Pedrinho
Cristo Rei	960	Indústrias Reunidas Cristo Rei Ltda.	Campo Mourão - PR	Ranchinho
Culuene	1.794	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Paranatinga e Primavera do Leste - MT	Culuene
Coremas	3.520	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Coremas - PB	Piancó
D	1.360	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Capitão do Mato
Derivação do Rio Jordão	6.540	Copel Geração S/A	Reserva do Iguacu - PR	Jordão
Diacal I	800	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Dianópolis - TO	Palmeiras
Diacal II	5.040	Celtins Energética S/A	Dianópolis - TO	Palmeiras
Dianópolis	5.500	Celtins Energética S/A	Dianópolis - TO	Manoel Alvinho
Dona Maria Piana	990	Monte Carlo Indústria de Bebidas Ltda.	Flores da Cunha - RS	Herval
Dona Rita	2.408	Dep. de Águas e Energia Elétrica do Estado de Minas Gerais	Santa Maria de Itabira - MG	Tanque
Dorneles	1.200	Ferro Liga Ltda.	Passa Tempo - MG	Pará
Dr. Henrique Portugal	800	AES Força Empreendimentos Ltda.	Santa Rita de Jacutinga - MG	Bananal
E	1.400	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Cor. Capitão do Mato
E Nova	2.744	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Capitão do Mato
Emas	3.360	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Pirassununga - SP	Mogi-Guaçu
Eng. Bernardo Figueiredo	1.000	Nadir Figueiredo Indústria e Comércio S/A	Pedreira - SP	Jaguari
Ernestina	4.960	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Ernestina - RS	Jacuí
Ervália	6.970	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Ervália e Guiricema - MG	dos Bagres
Esmeril	1.836	CPFL Geração de Energia S/A	Patrocínio Paulista - SP	Ribeirão Esmeril
Ester	581	Usina Açucareira Ester S/A	Cosmópolis - SP	Ribeirão Pirapitingui
Euclidelândia	1.400	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Cantagalo - RJ	Negro
F	3.972	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima - MG	Cor. Capitão do Mato
Fagundes	4.800	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Areal - RJ	Fagundes
Faxinal I	2.788	Madeira Faxinal Ltda.	Aripuanã - MT	Aripuanã
Flor do Brasil	2.960	Indústria Comércio Cultura de Madeiras Sguário S/A	Ribeira - SP	Catas Altas

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
Flor do Mato	4.800	Celulose Irani S/A	Ponte Serrada - SC	Mato
Forquilha	1.118	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Maximiliano de Almeida – RS	Forquilha
Franca Amaral	5.000	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	B.Jesus do Itabapoana – RJ e S.J. do Calçado – ES	Itabapoana
Fruteiras	8.736	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Cachoeiro de Itapemirim – ES	Fruteiras
Funil	3.600	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Ouro Preto – MG	Maynart
G	1.440	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima – MG	Cor. Capitão do Mato
Garcia	9.600	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Angelina – SC	Garcia
Gavião Peixoto	4.115	CPFL Geração de Energia S/A	Gavião Peixoto - SP	Jacaré-Açu
Guaporé	668	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Guaporé – RS	Guaporé
Guarita	1.760	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Erval Seco – RS	Guarita
Guary	4.800	CAT-LEO Energia S/A	Santos Dumont - MG	Pinho
Hacker	400	Metalúrgica Hacker Ltda.	Xanxerê – SC e Xaxim – SC	Xanxerê
Herval	1.520	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Santa Maria do Herval – RS	Cadeia
Herval	387	Hachmann Indústria e Comércio Ltda.	Capinzal – SC	Lajeado / Herval
Humaytá	1.000	Usina Pedroza S/A	Bonito – PE	Humaytá
Ijuizinho	3.600	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural das Missões	Entre-Ijuís - RS	Ijuizinho
Ijuizinho	1.118	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Eugênio de Castro – RS	Ijuizinho
Ilhéus	2.560	Companhia Paulista Ferro-Ligas	Barbacena - MG	Mortes
Itaipava	3.880	Grandview do Brasil Ltda.	Santa Rosa de Viterbo – SP	Pardo
Itaquerê I	72	Eloi Brunetta	Novo São Joaquim – MT	Itaquesinho
Itaquerê II	112	Eloi Brunetta	Novo São Joaquim – MT	Itaquesinho
Itatinga	15.000	Companhia Docas do Estado de São Paulo	Bertioga – SP	Itatinga
Ituerê	3.600	Valesul Alumínio S/A	Rio Pomba - MG	Pomba
Ivaí	768	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Júlio de Castilhos - RS	Ivaí
Ivo Silveira	2.100	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Campos Novos - SC	Lajeado Santa Cruz
Jacutinga	720	Companhia Energética de Minas Gerais	Jacutinga – MG	Mogi-Guaçu
Jaguaricatu I	1.760	Sengés Papel e Celulose Ltda.	Sengés – PR	Jaguaricatu
Jaguaricatu II	2.400	Sengés Papel e Celulose Ltda.	Sengés – PR	Jaguaricatu
João de Deus	1.568	Companhia Industrial Aliança Bondespachense	Bom Despacho - MG	Lambari
Joasal	8.000	Companhia Energética de Minas Gerais	Juiz de Fora - MG	Paraibuna
Jorda Flor	1.392	Amanary Eletricidade Ltda.	Pilar do Sul - SP	Turvo
Jucu	4.840	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Domingos Martins - ES	Jucu
Juína	2.648	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Juína – MT	Aripuanã
Júlio de Mesquita Filho	14.541	Foz do Chopim Energética Ltda.	Cruzeiro do Iguaçu – PR	Chopim
Jurupará	7.200	Companhia Brasileira de Alumínio	Ibiúna – SP e Piedade – SP	Peixe
Lageado	1.776	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Lajeado – TO	Lageado Grande
Lago Azul	2.000	Destilaria Lago Azul S/A	Cristalina – GO e Ipameri – GO	Ribeirão Castelhano
Lajes	2.070	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Wanderlândia - TO	Lajes
Laranja Doce	720	CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A	Martinópolis - SP	Laranja Doce
Lençóis	1.680	CPFL Geração de Energia S/A	Macatuba – SP	Lençóis
Lobo	2.000	Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Itirapina – SP	Ribeirão do Lobo
Luiz Dias	2.430	Companhia Energética de Minas Gerais	Itajubá – MG	Lourenço Velho
Macaco Branco	2.363	Companhia Jaguari de Energia	Campinas – SP	Jaguari
Machado Mineiro	3.050	Companhia Energética de Minas Gerais	Águas Vermelhas – MG e S.João do Paraíso – MG	Pardo
Mafrás	840	Indústria e Comércio de Madeiras Ltda.	Ibirama – SC	Itajaí do Norte
Mambaí	352	Companhia Energética de Goiás	Sítio d´Abadia - GO	Corrente
Margarida	809	Consórcio Simareli / Mazutti	Comodoro - MT	Margarida
Marmelos	4.000	Companhia Energética de Minas Gerais	Juiz de Fora - MG	Paraibuna
Marmelos III	360	Mineração Corrêa Ltda.	Campos do Jordão - SP	Sapucaí-Guaçu
Martins	7.700	Companhia Energética de Minas Gerais	Uberlândia - MG	Uberabinha
Marzagão	923	Fertiligas Indústria e Comércio Ltda.	Sabará - MG	Ribeirão Arrudas
Mata Cobra	3.860	Centrais Elétricas de Carazinho S/A	Carazinho - RS	da Várzea
Matipó	416	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Matipó - MG	Matipó

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
Mazutti	465	Consórcio Simareli / Mazutti	Comodoro - MT	Mazutti
Melissa	960	Companhia Paranaense de Energia	Nova Aurora - PR	Melissa
Mello	8.480	Valesul Alumínio S/A	Rio Preto - MG	Santana
Mogi-Guaçu	7.200	AES Tietê S/A	Mogi Guaçu - SP	Mogi-Guaçu
Monjolinho	450	CPFL Geração de Energia S/A	São Carlos - SP	Ribeirão Monjolinho
Monte Alto	7.360	Companhia Cimento Portland Itaú	Passos - MG	São João
Monte Belo	4.000	Eletrossol Centrais Elétricas Cassol Ltda.	Alta Floresta d'Oeste - RO	Saldanha
Monteiros	680	Companhia Eletroquímica Jaraguá	Candeias - MG	Ribeirão dos Monteiros
Mosquito	340	Companhia Energética de Goiás	Campos Belos - GO	Mosquito
Mourão I	8.048	Copel Geração S/A	Campo Mourão - PR	Mourão
Neblina	6.468	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Ipanema - MG	Manhuaçu
Nerinha	400	Piquiri Indústria e Comércio de Papéis Ltda.	Campina do Simão e S. Maria do Oeste - PR	Piquiri
Nova	1.200	Companhia Nacional de Estamparia Ciane	Jaguariaíva - PR	Jaguariaíva
Nova Palma	306	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	Júlio de Castilhos e Nova Palma - RS	Soturno
Paciência	4.080	Companhia Energética de Minas Gerais	Matias Barbosa - MG	Paraibuna
Pacífico Mascarenhas	2.944	Companhia Fiação Tecidos Cedro Cachoeira	Santana do Riacho - MG	Parauninha
Paes Leme	1.920	AES Força Empreendimentos Ltda.	Passa-Vinte - MG	Bananal
Pandeiros	4.200	Companhia Energética de Minas Gerais	Januária - MG	Pandeiros
Paraúna	4.280	Companhia Energética de Minas Gerais	Gouveia - MG	Paraúna
Pari	1.344	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A	Cândido Mota - SP	Pari
Passo de Ajuricaba	3.400	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Ijuí - RS	Ijuí
Passo do Inferno	1.490	Companhia Estadual de Energia Elétrica	São Francisco de Paula - RS	Santa Cruz
Usina Cucaú	1.224	Companhia Geral Melhoramento Pernambuco	Gameleira - PE	Serinhaém
Paulo Mascarenhas	1.000	Companhia Fabril Mascarenhas	Rio Doce - MG	Peixe
Pedro Pedrossian	1.344	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Alto Paraguai - MT	Paraguazinho
Pery	4.400	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Curitibanos - SC	Canoas
Peti	9.400	Companhia Energética de Minas Gerais	São Gonçalo do Rio Abaixo - MG	Santa Bárbara
Piabanha	9.000	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Areal - RJ	Piabanha
Piedade	416	Faixa Azul Indústria de Móveis para Escritório Ltda.	Piedade - SP	Peixe
Pilar	1.300	Amanary Eletricidade Ltda.	Pilar do Sul - SP	Turvo
Pinhal	400	CPFL Geração de Energia S/A	Espírito Santo do Pinhal - SP	Mogi-Guaçu
Pinheirinho	636	Companhia Luz e Força Mococa	Monte Santo de Minas - MG	Pinheirinho
Piracicaba	9.000	Companhia Siderúrgica de Belgo-Mineira	João Monlevade e Rio Piracicaba - MG	Piracicaba
Piraí	1.500	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Joinville - SC	Piraí
Pirambeira	528	AES Força Empreendimentos Ltda.	Baependi - MG	Furnas
Pirapama	1.444	Companhia Industrial Pirapama	Escada - PE	Pirapama
Pirapó	690	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Cerro Largo - RS	Ijuí
Pissarrão	800	Companhia Energética de Minas Gerais	Araguari - MG	Piçarrão
Pitangui	720	Companhia Paranaense de Energia	Ponta Grossa - PR	Pitangui
Pitinga	24.960	Mineração Taboca S/A	Presidente Figueiredo - AM	Pitinga
Poço Fundo	9.160	Companhia Energética de Minas Gerais	Poço Fundo - MG	Machado
Ponte Alta	280	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Ponte Alta do Bom Jesus - TO	Ponte Alta
Ponte do Silva	152	Serra da Mesa Energia S/A	Manhuaçu - MG	São Luiz
Poquim	1.408	Companhia Energética de Minas Gerais	Itambacuri - MG	Poquim
Pouso Alegre	352	Companhia Eletroquímica Jaraguá	Formiga - MG	Pouso Alegre
Poxoróo (José Fragelli)	1.200	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Poxoróo - MT	Poxoróo
Presidente Goulart	8.000	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Correntina - BA	Correntina
Primavera	8.120	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Poxoróo e Primavera do Leste - MT	das Mortes
Quatiara	2.600	CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A	Rancharia - SP	do Peixe
Rede Elétrica Piquete	3.340	Indústria de Material Bélico do Brasil	Wenceslau Braz - MG	Bicas
Reinaldo Gonçalves	1.000	Companhia Nacional de Energia Elétrica	Borborema - SP e Itápolis - SP	São Lourenço
Rio Alegre	760	Hidroelétrica Panambi S/A	Condor - RS	Alegre
Rio da Prata	2.135	Consórcio Simareli / Mazutti	Comodoro - MT	Prata

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
Rio das Pedras	370	Indústria de Pasta Mecânica Rio das Pedras Ltda.	Curitibanos – SC	das Pedras
Rio de Pedras	9.280	Companhia Energética de Minas Gerais	Itabirito – MG	Pedras
Rio do Peixe	720	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Videira – SC	Peixe
Rio do Peixe	9.680	Companhia Paulista de Energia Elétrica	São José do Rio Pardo – SP	Peixe
Rio dos Patos	1.710	Copel Geração S/A	Prudentópolis - PR	dos Patos
Rio Fortaleza	880	Coop. de Energia e Des. Rural do Médio Uruguai Ltda.	Erval Seco – RS e Seberi – RS	Fortaleza
Rio Novo	1.280	Companhia Luz e Força Santa Cruz	Avaré – SP	Novo
Rio Palmeira	950	Hidroelétrica Panambi S/A	Panambi – RS	Palmeira
Rio Preto	425	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Barra de São Francisco – ES	Preto
Rio Tigre	2.080	Fábrica Papel Primo Tedesco S/A	Chapecó – SC	Tigre
Roça Grande	752	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Manhuaçu – MG	Manhuaçu
Rochedo	4.000	Companhia Energética de Goiás	Piracanjuba – GO	Meia Ponte
Ronuro	874	Sopave Norte S/A Mercantil Rural	Paranatinga – MT	Ronuro
Salesópolis	2.000	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A	Salesópolis – SP	Tietê
Saltinho	850	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Vacaria – RS	Ituim
Salto	4.240	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Ouro Preto – MG	Maynart
Salto Weissbach	6.300	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Blumenau – SC	Itajaí-Açu
Salto Belo	3.600	Enercoop S/A	Novo São Joaquim – MT	Noidore
Salto Claudelino	2.300	Óleos Vegetais Paraná S/A	Clevelândia – PR	Chopim
Salto Cristo Rei	960	Celulose Irani S/A	Ponte Serrada - SC	Irani
Salto Curucaca	7.342	Santa Maria Companhia Papel e Celulose	Guarapuava – PR	Jordão
Salto da Barra	2.000	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	Itapeva – SP	Apiáí-Guaçu
Salto de Alemoa	828	Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	Coronel Vivida e Pato Branco – PR	Chopim
Salto do Jardim	280	Polpex Ltda.	Porto Vitória – PR	Jangada
Salto do Paraopeba	2.460	Companhia Energética de Minas Gerais	Jeceaba – MG	Paraopeba
Salto do Passo Velho	1.900	Companhia Energética de Minas Gerais	Xanxerê – SC	Chapecozinho
Salto do Vau	960	Companhia Paranaense de Energia	Cruz Machado e União da Vitória – PR	Palmital
Salto Grande	3.398	CPFL Geração de Energia S/A	Campinas – SP	Atibaia
Salto Mauá	19.550	Klabin Fábrica de Papel e Celulose S/A	Tibagi – PR	Tibagi
Salto Morais	2.394	Companhia Energética de Minas Gerais	Ituiutaba – MG	Tijuco
Salto Rio Branco	2.400	Santa Clara Indústria de Cartões Ltda.	Imbituva e Prudentópolis – PR	Patos
Salto São Luiz	323	Prefeitura Municipal de Chopinzinho	Chopinzinho – PR	Chopinzinho
Salto São Pedro	3.472	Santa Maria Companhia Papel e Celulose	Pinhão – PR	Jordão
Salto Voltão	3.700	Companhia Energética de Minas Gerais	Xanxerê – SC	Chapecozinho
Samburá	800	Companhia Eletroquímica Jaraguá	São Roque de Minas – MG	
San Juan	3.600	Ferro-Ligas Piracicaba Ltda.	Cerquilha – SP	Sorocaba
Santa Adélia	832	WIMOR Empreendimentos e Participações Ltda.	Boituva – SP e Tatuí – SP	Sorocaba
Santa Cecília	424	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Miraf – MG	Bom Sucesso
Santa Cruz	364	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	Estância – SE	Piauí
Santa Cruz	1.400	Cimento Rio Branco S/A	Rio Branco do Sul - PR	Tacaniça
Santa Helena	2.240	S/A Indústrias Votorantim	Votorantim – SP	Sorocaba
Santa Lúcia	5.000	Agropecuária Maggi Ltda.	Sapezal – MT	Juruena
Santa Luzia	450	Companhia Energética de Minas Gerais	Centralina – MG	Piedade
Santa Luzia d´Oeste	3.000	Cassol Indústria e Comércio de Materiais Ltda. - Cabixi	Alta Floresta d´Oeste – RO	Colorado
Santa Maria	3.000	Companhia de Cimento Portland Maringá	Itapeva – SP	Apiáí-Guaçu
Santa Maria	420	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	Colatina – ES	Santa Maria
Santa Rosa	640	Companhia Fiação e Tecidos Santa Rosa	Valença – RJ	Flores
Santa Rosa	1.528	Companhia Estadual de Energia Elétrica	Três de Maio - RS	Santa Rosa
Santa Tereza	588	Cia Industrial de Bebidas São Paulo	Amparo – SP e Pedreira – SP	Camanducaia
Santana	4.320	CPFL Geração de Energia S/A	São Carlos - SP	Jacaré-Guaçu
São Bernardo	6.820	Companhia Energética de Minas Gerais	Piranguçu – MG	São Bernardo
São Domingos	2.400	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Torixoréu – MT	São Domingos

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município(s) - UF	Rio
São Gabriel da Cachoeira	3.940	Ministério da Aeronáutica	São Gabriel da Cachoeira - AM	Igarapé Miuá
São João	3.200	Companhia Cimento Portland Itaú	Itaú de Minas - MG	São João
São João I	660	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	Ponta Porã - MS	São João
São João II	590	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	Ponta Porã - MS	São João
São Jorge	2.344	Copel Geração S/A	Ponta Grossa - PR	Pitangui
São José	788	Companhia Sul Paulista de Energia	São Miguel Arcanjo - SP	Turvinho
São Lourenço	500	Centrais Elétricas Santa Catarina S/A	Mafra - SC	São Lourenço
São Luiz	1.800	Celulose Irani S/A	Ponte Serrada - SC	Irani
São Patrício	1.570	Companhia Hidroelétrica São Patrício	Rianópolis - GO	das Almas
São Pedro	2.160	Companhia Fiação e Tecelagem São Pedro	Itu - SP	Tietê
São Sebastião	680	Companhia Luz e Força Mococa	Arceburgo - MG e Mococa - SP	Canoas
Sede	500	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	Ijuí - RS	Potiribu
Sinceridade	1.416	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	Manhuaçu - MG e Reduto - MG	Manhuaçu
Sobrado	4.820	Celtins Energética S/A	Taguatinga - TO	Sobrado
Socorro	208	CPFL Geração de Energia S/A	Socorro - SP	Peixe
Soledade	882	Coop. de Energia e Des. Rurais Fontoura Xavier Ltda.	Fontoura Xavier - RS	Arroio Fão
Sumidouro	2.120	Companhia Energética de Minas Gerais	Bom Jesus do Galho - MG	Sacramento
Tabocas	464	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	Santa Teresa - ES	Tabocas
Taguatinga	1.750	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Taguatinga - TO	Abreu
Toca	1.000	Companhia Estadual de Energia Elétrica	São Francisco de Paula - RS	Santa Cruz
Tombos	12.000	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Tombos - MG	Carangola
Trapiche	1.360	Usina Trapiche S/A	Rio Formoso e Sirinhaém - PE	Sirinhaém
Três Capões	1.267,50	Companhia Força e Luz do Oeste	Guarapuava - PR	Jordão
Três Saltos	800	CPFL Geração de Energia S/A	Torrinha - SP	Pinheirinho
Tronqueiras	8.400	Companhia Energética de Minas Gerais	Coroaci - MG	Tronqueiras
Turvinho	800	Companhia Sul Paulista de Energia	São Miguel Arcanjo - SP	Ribeirão Turvinho
Ubirajara Machado	800	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	Poços de Caldas - MG	das Antas
Viçosa (Bicame)	4.000	Castelo Energética S/A	Conceição do Castelo - ES	Castelo
Votorantim	3.000	S/A Indústrias Votorantim	Votorantim - SP	Sorocaba
Xavier	5.280	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	Nova Friburgo - RJ	Grande
Xicão	1.808	Companhia Energética de Minas Gerais	Campanha - MG	Santa Cruz

Fonte: Banco de Informações de Geração - ANEEL, 2002.

**Anexo 1-B – Projetos Outorgados de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil – Situação em Janeiro de 2002**

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município	Rio
Água Limpa	14.000	CNBO – Produtora de Energia Elétrica Ltda	Dianópolis – TO e Novo Jardim – TO	Palmeiras
Aiuruoca	16.000	Eletroriver S/A	Aiuruoca – MG	Aiuruoca
Alto Rio Grande	27.900	AES Força Empreendimentos Ltda	Piedade do Rio Grande e Sant. do Garambéu – MG	Grande
Areia	11.400	CNBO – Produtora de Energia Elétrica Ltda	Dianópolis – TO e Novo Jardim – TO	Palmeiras
Areia Branca	20.000	HP1 do Brasil Ltda.	Caratinga – MG e Ipanema – MG	Manhuaçu
Barra da Paciência	22.000	Eletroriver S/A	Açucena – MG e Gonzaga – MG	Corrente Grande
Benedito Alto	331	Hidrelétrica Sens Ltda	Benedito Novo – SC	Benedito
Boa Vista II	5.500	Companhia Brasileira de Papel	Turvo – PR	Marreco
Bolsa	3.960	SIIF Énergies do Brasil Ltda	Rio Preto – MG	Paraíba do Sul
Bonfante	19.000	BSB Energética S/A	Comendador Levy – RJ e Simão Pereira – MG	Paraibuna
Caçador	15.000	Caçador Energética S/A	Nova Bassano – RS e Serafina Corrêa – RS	Carreiro
Cachimbo	5.000	Eletricidade de Rondônia Ltda.	Alta Floresta d´Oeste – RO	Branco
Cachoeira da Fumaça	2.560	Usina Jaciara S/A	Jaciara – MT	Tenente Amaral
Cachoeira da Providência	11.700	CAT–LEO Energia S/A	Jequeri – MG e Pedra do Anta – MG	Casca
Cachoeira de Macacos	4.560	Concrebrás S/A	Perdizes – MG e Sacramento – MG	Araguari
Cachoeira Encoberta	22.000	CAT–LEO Energia S/A	Muriaé – MG	Glória
Cachoeira Escura	20.700	CAT–LEO Energia S/A	Jequeri – MG	Casca
Cachoeira Formosa	5.000	ROVEMA Veículos e Máquinas Ltda.	Buritis – RO	Candeias
Cachoeira Grande	10.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Antônio Dias e Coronel Fabriciano – MG	Cocais Pequeno
Cachoeira Grande	4.300	CAT–LEO Energia S/A	Canaã – MG e Jequeri – MG	
Cachoeirão	27.000	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	Alvarenga – MG e Pocrane – MG	Manhuaçu
Caeté	4.400	Caeté Empreendimentos Energéticos Ltda	Santo Antônio do Leverger – MT	Caeté
Caldeirões	15.000	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Barra Longa – MG	Gualaxo do Sul
Calheiros	19.000	Eletroriver S/A	B. Jesus do Itabapoana – RJ e S. J. do Calçado – ES	Itabapoana
Canoa Quebrada	28.000	Amper Energia Ltda	Lucas do Rio Verde – MT e Sorriso – MT	Verde
Carangola	15.000	Eletroriver S/A	Carangola – MG	Carangola
Carlos Gonzatto	8.550	CESBE S/A – Engenharia e Empreendimentos	Campo Novo – RS	Turvo
Carrapatos	21.600	AES Tietê S/A	Caconde – SP	Pardo
Cascata	3.900	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo	Mairiporã – SP	Juqueri
Cascata das Andorinhas	1.000	Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai	Nonoai – RS	Lajeado do Tigre
Cocais Grande	10.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Antônio Dias – MG	Ribeirão Grande
Corrente Grande	14.000	Eletroriver S/A	Açucena – MG e Gonzaga – MG	Corrente Grande
Cotiporã	13.000	Cotiporã Energética S/A	Cotiporã – RS	Carreiro
Cristina	3.500	Eletroriver S/A	Cristina – MG	Lambari
Esmeralda	22.200	Desenvix S/A	Barracão e Pinhal – RS	Bernardo José
Fortuna II	9.000	Construtora Barbosa Mello S/A	Guanhães – MG e Virgínia – MG	Corrente Grande
Fumaça IV	4.500	Eletroriver S/A	Dores do Rio Preto – ES e Espera Feliz – MG	Preto
Funil	22.500	Eletroriver S/A	Dores de Guanhães – MG	Guanhães
Furquim	6.000	Alcan Alumínio do Brasil S/A	Mariana – MG	Ribeirão do Carmo
Granada	14.000	CAT–LEO Energia S/A	Abre Campo – MG	Matipó
Guaraú	5.800	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo	São Paulo – SP	Juqueri
Hidrelétrica Rio São Marcos	1.000	Hidrelétrica Rio São Marcos Ltda	Flores da Cunha – RS e São Marcos – RS	São Marcos
Ibituruna	30.000	Consita Ltda	Bom Sucesso – MG e Ibituruna – MG	das Mortes
Indiavaí	28.000	Arapucel Indiavaí S/A	Indiavaí – MT e Jauru – MT	Jauru
Juara	12.000	Agropecuária Estrela de Fogo Ltda.	Juara – MT	dos Peixes
Jurumirim	18.000	CAT–LEO Energia S/A	Rio Casca – MG e São Pedro dos Ferros – MG	Casca
Linha 3 Leste	13.500	Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda	Ijuí – RS	Ijuí
Linha Emília	13.000	Linha Emília Energética S/A	Dois Lajeados – RS	Carreiro
Lúcia Cherobim	25.500	Cherobim Energética S/A	Lapa – PR e Porto Amazonas – PR	Iguaçu
Mato Limpo	8.100	SIIF Énergies do Brasil Ltda	Rio Preto – MG	Santana
Maurício	1.280	Companhia Força e Luz Cataguazes–Leopoldina	Leopoldina – MG	Novo

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município	Rio
Miguel Pereira	736	Companhia Força e Luz Cataguazes–Leopoldina	Miraí – MG	Muriaé
Monte Serrat	25.000	BSB Energética S/A	Comendador Levy – RJ e Simão Pereira – MG	Paraibuna
Nhandu	10.000	Usina Elétrica do Nhandu Ltda	Novo Mundo – MT	Nhandu
Ninho da Águia	13.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Delfim Moreira – MG	Santo Antônio
Ombreiras	15.000	Arapucel Ombreiras S/A	Araputanga – MT e Jauru – MT	Jauru
Palestina	12.480	CAT–LEO Energia S/A	Guarani – MG	Pomba
Paracambi	30.000	Lightger Ltda	Paracambi – RJ	Ribeirão das Lajes
Paraíso I	21.000	Castelo Energética S/A	Costa Rica – MS	Paraíso
Paraitinga	7.000	Eletroriver S/A	Campos de Cunha – SP	Paraitinga
Pipoca	20.000	HP2 do Brasil Ltda	Caratinga – MG e Ipanema – MG	Manhuaçu
Piranhas	16.060	Performance Recusos Humanos e Assessoria Empresarial Ltda.	Piranhas – GO	Piranhas
Pirapetinga	30.000	Consita Ltda	Bom Sucesso – MG e Ibituruna – MG	das Mortes
Ponte	24.000	CAT–LEO Energia S/A	Descoberto – MG e Guarani – MG	Pomba
Portobello	15.000	Garcia Energética S/A	Angelina – SC e Major Gercino – SC	Garcia
Pratinha	163	C.A. Rezende e Cia Ltda	Pratinha – MG	Ribeirão da Prata
Pulador	6.400	Coop. de Energia e Des. Rurais Fontoura Xavier Ltda.	Itapuca – RS e União da Serra – RS	Pulador
Rezende	3.000	SIIF Énergies do Brasil Ltda	Rio Preto – MG	Santana
Rio Bonito	544	Planejamento Consultoria e Administração Ltda	Caiapônia – GO	Bonito
Rio Palmeiras	800	Fornasa Administração de Bens Próprios Ltda	Orleans – SC e Urussanga – SC	Palmeiras
Rochedo	4.000	Usina Elétrica do Nhandu Ltda	Novo Mundo – MT	Ribeirão do Rochedo
Salto	15.900	Salto Jauru Energética S/A	Indiavaí – MT e Jauru – MT	Jauru
Salto Cafesoca	7.500	Sociedade Amapaense de Produção de Energia Elétrica	Oiapoque – AP	Oiapoque
Salto Natal	14.000	Brascan Energética S/A	Campo Mourão – PR	Mourão
Santa Alice	624	Companhia Paulista de Energia Elétrica	São José do Rio Pardo – SP	Fatura
Santa Edwiges I	10.100	Centrais Elétricas Rio das Almas S/A	Buritinópolis – GO e Mambaí – GO	Piracanjuba
Santa Edwiges II	12.100	Centrais Elétricas Rio das Almas S/A	Buritinópolis – GO e Mambaí – GO	Buritis
Santa Edwiges III	6.500	Centrais Elétricas Rio das Almas S/A	Buritinópolis – GO	Buritis
Santa Fé	29.000	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Alegre – ES	Itapemirim
Santa Laura	15.000	Engemix S/A	Faxinal dos Guedes – SC e Ouro Verde – SC	Chapecozinho
Santa Lúcia II	7.028	Maggi Energia S/A	Sapezal – MT	Juruena
Santa Rosa	940	Indústrias de Compensados Guararapes Ltda	Abelardo Luz – SC e Vargeão – SC	Chapecó
Santa Rosa I	17.300	Construtécnica Engenharia Ltda	Belmiro Braga – MG e Rio das Flores – RJ	Preto
Santa Rosa II	30.000	Monteiro Aranha S/A	Bom Jardim – RJ e Cordeiro – RJ	Grande
Santa Terezinha	1.000	JHG Telecom Participações Ltda	Borda da Mata – MG e Tocos do Moji – MG	Mogi–Guaçu
São Bernardo	15.000	C. J. Energética Ltda	Barracão – RS e Esmeralda – RS	Bernardo José
São Domingos II	28.000	Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda	São Domingos – GO	São Domingos
São Gonçalo	13.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	São Gonçalo do Rio Abaixo – MG	Santa Bárbara
São João	25.000	Castelo Energética S/A	Castelo – ES e Conceição do Castelo – ES	Castelo
São João	21.000	Brascan Energética S/A	Prudentópolis – PR	São João
São Joaquim	21.000	Eletroriver S/A	Alfredo Chaves – ES	Benevente
São Romão	3.500	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Chalé – MG e Durandé – MG	José Pedro
São Simão	27.000	Eletroriver S/A	Alegre – ES	Itapemirim
Sítio Grande	25.000	Construtécnica Engenharia Ltda	São Desidério – BA	das Fêmeas
Triunfo	22.080	CAT–LEO Energia S/A	Astolfo Dutra – MG	Pomba
Cachoeira do Urubu	9.000	Usina União e Indústria S/A	Escada – PE e Primavera – PE	Ipojuca
Varginha	7.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Chalé – MG e São José do Mantimento – MG	José Pedro
Várzea Alegre	7.000	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	Conceição de Ipanema – MG	José Pedro

Fonte ANEEL, 2002

**Anexo 2 – Centrais Termelétricas a Biomassa em Operação no Brasil em Janeiro de 2002**

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município	Combustível
Açucareira Quatá	6.400	Acucareira Quatá S/A	Quatá – SP	Bagaço de Cana
Água Bonita	1.200	Destilaria Água Bonita Ltda.	Tarumã – SP	Bagaço de Cana
Água Limpa	2.399,40	Agroindustrial Oeste Paulista Ltda.	Monte Aprazível – SP	Bagaço de Cana
Albertina	4.250	Companhia Albertina Mercantil e Industrial	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
Alcídia	4.000	Destilaria Alcídia S/A	Teodoro Sampaio – SP	Bagaço de Cana
Alcoazul	7.400	Álcool Azul S/A	Araçatuba – SP	Bagaço de Cana
Alcomira	2.400	Alcomira S/A	Mirandópolis – SP	Bagaço de Cana
Alta Mogiana	10.000	Usina Alta Mogiana S/A Açúcar e Álcool	São Joaquim da Barra – SP	Bagaço de Cana
Alvorada	2.400	Alvorada Agropecuária Ltda.	Chã de Alegria – PE	Bagaço de Cana
Barra	15.800	Usina da Barra S/A Açúcar e Álcool	Barra Bonita – SP	Bagaço de Cana
Barra Grande de Lençóis	11.310	Usina Barra Grande de Lençóis S/A	Lençóis Paulista – SP	Bagaço de Cana
Barralcool	11.600	Usina da Barra S/A	Barra do Bugres – MT	Bagaço de Cana
Batatais	3.900	Usina Batatais S/A – Açúcar e Álcool	Batatais – SP	Bagaço de Cana
Bazan	7.600	Usina Bazan S/A	Pontal – SP	Bagaço de Cana
Bela Vista	2.400	Usina Açucareira Bela Vista S/A	Pontal – SP	Bagaço de Cana
Bellão & Schiavon	650	Destilaria Bellão & Schiavon Ltda.	Santa Cruz das Palmeiras – SP	Bagaço de Cana
Benálcool	3.800	Benálcol Açúcar e Álcool S/A	Bento de Abreu – SP	Bagaço de Cana
Bom Retiro	3.600	Usina Açucareira Bom Retiro S/A	Capivari – SP	Bagaço de Cana
Branco Peres	2.400	Branco Peres Álcool S/A	Adamantina – SP	Bagaço de Cana
Caeté	19.000	Usina Caeté S/A	São Miguel dos Campos – AL	Bagaço de Cana
Carolo	8.000	Açucareira Bortolo Carolo S/A	Pontal – SP	Bagaço de Cana
Casa de Força	3.960	Alcoeste Destilaria Fernandópolis S/A	Fernandópolis – SP	Bagaço de Cana
Catanduva	9.000	Virgolino de Oliveira Catanduva S/A Açúcar e Álcool	Ariranha – SP	Bagaço de Cana
Termelétrica Irmãos Biagi	3.200	Irmãos Biagi S/A Açúcar e Álcool	Buritizal – SP	Bagaço de Cana
Cerradinho	5.200	Usina Cerradinho Açúcar e Álcool S/A	Catanduva – SP	Bagaço de Cana
Cevasa	4.000	Central Energética Vale do Sapucaí	Patrocínio Paulista – SP	Bagaço de Cana
Citrosuco	7.000	Citrosuco Paulista S/A	Matão – SP	Bagaço de Cana
Clealco	5.000	Clealco Açúcar e Álcool Ltda.	Clementina – SP	Bagaço de Cana
Cocal	28.200	Cocal Comércio Indústria Cana Açúcar e Álcool Ltda.	Paraguaçu Paulista – SP	Bagaço de Cana
Cofercatu	4.000	Cooperativa Agropecuária dos Cafeicultores de Porecatu Ltda.	Florestópolis – PR	Bagaço de Cana
Colombo	12.500	Usina Colombo S/A Açúcar e Álcool	Ariranha – SP	Bagaço de Cana
Coocarol	4.000	Cooperativa Agro Ind. de Produtores de Cana de Rondon	Rondon – PR	Bagaço de Cana
Cooperfrigo	4.000	Coop. de Autogestionária dos Trab. na Produção Frigorífica	Promissão – SP	Bagaço de Cana
Cooperval	3.600	Coop. Agrícola de Produtores de Cana do Vale do Ivaí Ltda.	Jandaia do Sul – PR	Bagaço de Cana
Coprodiá	6.000	Coop. Agr. de Prod. de Cana de Campo Novo do Parecis Ltda.	Campo Novo do Parecis – MT	Bagaço de Cana
Coraci	1.384	Usina Coraci Destilaria de Álcool Ltda.	São Pedro do Turvo – SP	Bagaço de Cana
Corona	14.400	Açucareira Corona S/A	Guariba – SP	Bagaço de Cana
Costa Pinto	9.360	Cosan S/A Indústria e Comércio	Piracicaba – SP	Bagaço de Cana
Cresciumal	4.380	Usina Cresciumal S/A	Leme – SP	Bagaço de Cana
Dacal	2.700	Dacal Destilaria de Álcool Califórnia Ltda.	Parapuã – SP	Bagaço de Cana
Decasa	2.400	DECASA – Destilaria de Álcool Caiuá S/A	Caiuá – SP	Bagaço de Cana
Della Coletta	2.600	Destilaria Della Coletta Ltda.	Bariri – SP	Bagaço de Cana
Delos	700	Delos Destilaria Lopes da Silva Ltda.	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
Delta	17.937,50	Usina Caeté S/A	Delta – MG	Bagaço de Cana
Descalvado	2.400	Usina Ipiranga Açúcar e Álcool Ltda.	Descalvado – SP	Bagaço de Cana
Destil	2.000	Destilaria Itajobi Ltda.	Marapoama – SP	Bagaço de Cana
Destilaria Andrade	7.200	Andrade Açúcar e Álcool S/A	Pitangueiras – SP	Bagaço de Cana
Destilaria de Álcool Ibaít	3.600	Destilaria de Álcool Ibaít Ltda.	Ibaít – PR	Bagaço de Cana
Destilaria Guaricanga	1.600	Destilaria Guaricanga S/A	Presidente Alves – SP	Bagaço de Cana
Destilaria Malosso	1.200	Irmãos Malosso Ltda.	Itápolis – SP	Bagaço de Cana
Destilaria Melhoramentos	1.980	Destilaria Melhoramentos S/A	Jussara – PR	Bagaço de Cana

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município	Combustível
Destilaria Paraguauçu	3.600	Destilaria Paraguauçu Ltda.	Paraguauçu Paulista – SP	Bagaço de Cana
Destivale	3.200	Destilaria Vale do Tietê S/A	Araçatuba – SP	Bagaço de Cana
Diana	2.873	Diana Destilaria de Álcool Nova Avandava Ltda.	Avandava – SP	Bagaço de Cana
Dois Córregos	3.600	Dois Córregos Açúcar e Álcool Ltda.	Dois Córregos – SP	Bagaço de Cana
DVRT	2.000	Destilaria Vale do Rio Turvo Ltda.	Onda Verde – SP	Bagaço de Cana
Ester	7.700	Usina Açucareira Ester S/A	Cosmópolis – SP	Bagaço de Cana
Fany	1.200	Destilaria Santa Fany Ltda.	Regente Feijó – SP	Bagaço de Cana
Ferrari	4.000	Ferrari Agro Indústria Ltda.	Pirassununga – SP	Bagaço de Cana
Flórida Paulista	3.800	Destilaria Flórida Paulista – Floralco Ltda.	Flórida Paulista – SP	Bagaço de Cana
Furlan	2.400	Usina Açucareira Furlan S/A	Santa Bárbara d'Oeste – SP	Bagaço de Cana
Galo Bravo	9.000	Destilaria Galo Bravo S/A Açúcar e Álcool	Ribeirão Preto – SP	Bagaço de Cana
Gasa	4.000	Guanabara Agro-Industrial S/A	Andradina – SP	Bagaço de Cana
Generalco	3.800	Destilaria Generalco S/A	General Salgado – SP	Bagaço de Cana
Goianésia	4.734	Sociedade Açucareira Monteiro de Barros Ltda.	Goianésia – GO	Bagaço de Cana
Goiasa	4.000	Goiatuba Álcool Ltda.	Goiatuba – GO	Bagaço de Cana
Guarani	8.200	Açúcar Guarani S/A	Severínia – SP	Bagaço de Cana
Guarani – Cruz Alta	10.400	Açúcar Guarani S/A	Olímpia – SP	Bagaço de Cana
Guaxuma	14.312	Laginha Agro Industrial S/A	Coruripe – AL	Bagaço de Cana
Ibirá	7.952,50	Irmãos Biagi S/A Açúcar e Álcool	Santa Rosa de Viterbo – SP	Bagaço de Cana
Ipiranga	2.400	Usina Ipiranga Açúcar e Álcool Ltda.	Mococa – SP	Bagaço de Cana
Iracema	14.000	Companhia Industrial e Agrícola Ometto	Iracemópolis – SP	Bagaço de Cana
Itaiquara	1.200	Usina Itaiquara de Açúcar e Álcool S/A	Tapiratiba – SP	Bagaço de Cana
Itamarati	28.000	Usinas Itamarati S/A	Nova Olímpia – MT	Bagaço de Cana
Iturama	13.000	S/A Usina Coruripe Açúcar e Álcool	Iturama – MG	Bagaço de Cana
J. Pilon	3.800	J.Pilon S/A Açúcar e Álcool	Cerquillo – SP	Bagaço de Cana
Jacarezinho	4.600	Companhia Agrícola Usina Jacarezinho	Jacarezinho – PR	Bagaço de Cana
Jaciara	2.800	Usina Jaciara S/A	Jaciara – MT	Bagaço de Cana
Jalles Machado	10.000	Jalles Machado S/A	Goianésia – GO	Bagaço de Cana
Jardeste	4.250	Jardeste S/A Álcool e Açúcar	Jardinópolis – SP	Bagaço de Cana
Junqueira	7.204	Fundação de Assistência Social Sinhá Junqueira	Igarapava – SP	Bagaço de Cana
Londra	1.200	Destilaria Londra Ltda.	Itaí – SP	Bagaço de Cana
Lucélia	4.208,75	Central de Álcool Lucélia Ltda.	Lucélia – SP	Bagaço de Cana
Lwarcel	4.000	Lwarcel Celulose e Papel Ltda.	Lençóis Paulista – SP	Bagaço de Cana
Maluf	1.880	Usina Maluf S/A Açúcar e Álcool	Santo Antônio de Posse – SP	Bagaço de Cana
Mandu	4.800	Usina Mandu S/A	Guaíra – SP	Bagaço de Cana
Maracaí	11.000	Usina Maracaí S/A Açúcar e Álcool	Maracaí – SP	Bagaço de Cana
MB	9.400	Usina de Açúcar e Álcool MB Ltda.	Morro Agudo – SP	Bagaço de Cana
Moema	12.000	Usina Moema Açúcar e Álcool Ltda.	Orindiúva – SP	Bagaço de Cana
Moreno	5.520	Central Energética Moreno Açúcar e Álcool Ltda.	Luís Antônio – SP	Bagaço de Cana
Mumbuca	504	Destilaria Pyles Ltda.	Platina – SP	Bagaço de Cana
Nardini	21.400	Nardini Agroindustrial Ltda.	Vista Alegre do Alto – SP	Bagaço de Cana
Nova Tamoio	3.600	Açucareira Nova Tamoio S/A	Araraquara – SP	Bagaço de Cana
Ometto Pavan	11.400	Ometto Pavan S/A Açúcar e Álcool	Américo Brasiliense – SP	Bagaço de Cana
Panorâmica	1.980	Indústria e Comércio Iracema Ltda.	Itaí – SP	Bagaço de Cana
Pantanal	5.000	Usina Pantanal de Açúcar e Álcool Ltda.	Jaciara – MT	Bagaço de Cana
Paraíso	3.700	Agrícola, Industrial e Comercial Paraíso Ltda.	Brotas – SP	Bagaço de Cana
Pederneiras	1.700	Indústria de Aguardente Pederneiras Ltda.	Tietê – SP	Bagaço de Cana
Pedra	15.000	Irmãos Biagi S/A Açúcar e Álcool	Serrana – SP	Bagaço de Cana
Pedras de Fogo	4.900	Gramame Industrial e Agrícola S/A	Pedras de Fogo – PB	Bagaço de Cana
Perobácool	2.400	Perobácool Indústria de Açúcar e Álcool Ltda.	Perobal – PR	Bagaço de Cana
Pioneiros	3.600	Destilaria Pioneiros S/A	Sud Mennucci – SP	Bagaço de Cana
Ruette	2.700	Antônio Ruette Agroindustrial Ltda.	Paraíso – SP	Bagaço de Cana
Santa Adélia	8.000	Usina Santa Adélia S/A	Jaboticabal – SP	Bagaço de Cana

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município	Combustível
Santa Cândida	5.600	Santa Cândida Açúcar e Álcool Ltda.	Bocaina – SP	Bagaço de Cana
Santa Elisa – Unidade I	35.200	Companhia Energética Santa Elisa	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
Santa Elisa – Unidade II	4.000	Companhia Energética Santa Elisa	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
Santa Fé	4.800	Usina Santa Fé S/A	Nova Europa – SP	Bagaço de Cana
Santa Helena	4.350	Cosan S/A Indústria e Comércio	Rio das Pedras – SP	Bagaço de Cana
Sta. Helena Açúcar e Álcool	4.400	Usina Santa Helena Açúcar e Álcool S/A	Santa Helena de Goiás – GO	Bagaço de Cana
Santa Hermínia	1.200	Usina Santa Hermínia S/A	Ibirarema – SP	Bagaço de Cana
Santa Isabel	5.000	Usina Santa Isabel Ltda.	Novo Horizonte – SP	Bagaço de Cana
Santa Lúcia	4.400	Usina Santa Lúcia S/A	Araras – SP	Bagaço de Cana
Santa Lydia	5.300	Usina Santa Lydia S/A	Ribeirão Preto – SP	Bagaço de Cana
Santa Maria de Lençóis	1.200	Destilaria Santa Maria de Lençóis Ltda.	Lençóis Paulista – SP	Bagaço de Cana
Santa Rita	5.200	Usina Santa Rita S/A – Açúcar e Álcool	Santa Rita do Passa Quatro – SP	Bagaço de Cana
Santa Rosa	1.380	Usina Santa Rosa Ltda.	Boituva – SP	Bagaço de Cana
Santa Terezinha	2.400	Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda.	Tapejara – PR	Bagaço de Cana
Santa Terezinha (Ivaté)	4.000	Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda.	Ivaté – PR	Bagaço de Cana
Santo Antônio	6.800	Bioenergia Cogeneradora Ltda.	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
Santo Antônio	1.160	Usina Santo Antônio S/A Açúcar e Álcool	Piracicaba – SP	Bagaço de Cana
São Carlos	6.800	Usina Açucareira de Jaboticabal S/A	Jaboticabal – SP	Bagaço de Cana
São Domingos	8.000	Usina São Domingos – Açúcar e Álcool S/A	Catanduva – SP	Bagaço de Cana
São Francisco	3.187,50	Cosan S/A Indústria e Comércio	Elias Fausto – SP	Bagaço de Cana
São Francisco	3.337,50	Bioenergia Cogeneradora Ltda.	Sertãozinho – SP	Bagaço de Cana
São João	12.000	U.S.J. – Açúcar e Álcool S/A	Araras – SP	Bagaço de Cana
São João da Boa Vista	4.000	Dedini Açúcar e Álcool Ltda.	São João da Boa Vista – SP	Bagaço de Cana
São José	27.700	Açucareira Zillo Lorenzetti	Macatuba – SP	Bagaço de Cana
São José	2.400	Usina São José S/A Açúcar e Álcool	Rio das Pedras – SP	Bagaço de Cana
São José da Estiva	6.900	Usina São José da Estiva S/A Açúcar e Álcool	Novo Horizonte – SP	Bagaço de Cana
São Luiz	4.800	Usina São Luiz S/A	Ourinhos – SP	Bagaço de Cana
São Luiz	6.000	Dedini S/A – Agroindústria	Pirassununga – SP	Bagaço de Cana
São Manoel	4.400	Usina Açucareira São Manuel	São Manuel – SP	Bagaço de Cana
São Martinho	19.000	Usina São Martinho S/A	Pradópolis – SP	Bagaço de Cana
Serra	3.000	Cosan S/A Indústria e Comércio	Ibaté – SP	Bagaço de Cana
Sobar	3.864	Sobar S/A – Álcool e Derivados	Espírito Santo do Turvo – SP	Bagaço de Cana
Trombini	4.870	Trombini Papel e Embalagens S/A	Fraiburgo – SC	Bagaço de Cana
UJU	10.000	Usina Alto Alegre S/A Açúcar e Álcool	Colorado – PR	Bagaço de Cana
Unialco	3.600	Unialco S/A Álcool e Açúcar	Guararapes – SP	Bagaço de Cana
União São Paulo	10.200	União São Paulo S/A – Agricultura, Indústria e Comércio	Rafard – SP	Bagaço de Cana
Univalem	8.000	Univalem S/A Açúcar e Álcool	Valparaíso – SP	Bagaço de Cana
Urbano Jaraguá	3.000	Urbano Agroindustrial Ltda.	Jaraguá do Sul – SC	Bagaço de Cana
Uruba	5.000	Laginha Agro Industrial S/A	Atalaia – AL	Bagaço de Cana
Vale do Ivaí	3.920	Vale do Ivaí S/A – Açúcar e Álcool	São Pedro do Ivaí – PR	Bagaço de Cana
Vale do Rosário	29.600	Companhia Açucareira Vale do Rosário	Morro Agudo – SP	Bagaço de Cana
Viralcool	5.000	Viralcool – Açúcar e Álcool Ltda.	Pitangueiras – SP	Bagaço de Cana
Virgolino de Oliveira	5.800	Virgolino de Oliveira Catanduva S/A Açúcar e Álcool	Itapira – SP	Bagaço de Cana
Vista Alegre	1.200	Agro Industrial Vista Alegre Ltda.	Itapetininga – SP	Bagaço de Cana
Vitória de Santo Antão	3.000	Destilaria JB Ltda.	Vitória de Santo Antão – PE	Bagaço de Cana
Zanin	8.000	Usina Zanin Açúcar e Álcool Ltda.	Araraquara – SP	Bagaço de Cana
Cisframa	4.000	Comércio e Indústria de Madeira São Francisco Ltda.	Canoinhas – SC	Cavaco de Madeira
Pizzatto	2.000	Indústrias Pedro N. Pizzatto Ltda.	General Carneiro – PR	Cavaco de Madeira
Rio Pardo	4.500	Rio Pardo Indústria de Papéis e Celulose Ltda.	Santa Rosa de Viterbo – SP	Cavaco de Madeira
Ripasa	15.000	Ripasa S/A – Celulose e Papel	Limeira – SP	Cavaco de Madeira
Termelétrica Forjasul	1.800	Forjasul Encruzilhada Indústria de Madeiras Ltda.	Encruzilhada do Sul – RS	Serragem Marvalhada
Itaqui	4.200	Camil Alimentos S/A	Itaqui – RS	Casca de Arroz
Urbano São Gabriel	2.200	Urbano Agroindustrial Ltda.	São Gabriel – RS	Casca de Arroz
Uruguiana	8.000	BK Energia Ltda.	Uruguiana – RS	Casca de Arroz

**Anexo 3 – Centrais Termelétricas a Óleo Diesel em Operação no Brasil em Janeiro de 2002**

<b>Usina</b>	<b>Potência (kW)</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>
Cuiabá	525.600	Empresa Produtora de Energia	Cuiabá – MT
Camaçari	292.500	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Camaçari – BA
Rio Madeira	178.590	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Porto Velho – RO
Floresta	147.810	Boa Vista Energia S/A	Boa Vista – RR
Mauá (UTM-II)	137.220	Manaus Energia S/A	Manaus – AM
Santana	126.900	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Santana – AP
El Paso D	121.000	El Paso Amazonas Energia S/A	Manaus – AM
El Paso B	120.000	El Paso Amazonas Energia S/A	Manaus – AM
Electron (TG)	120.000	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Manaus – AM
Aparecida (UTM I)	97.600	Manaus Energia S/A	Manaus – AM
Termo Norte II	79.200	Termo Norte Energia Ltda.	Porto Velho – RO
El Paso A	50.400	El Paso Amazonas Energia S/A	Manaus – AM
Barro Vermelho	49.600	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Rio Branco – AC
Rio Branco II	45.550	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Rio Branco – AC
Carioba	36.160	CPFL Geração de Energia S/A	Americana – SP
Rio Acre	36.000	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Rio Branco – AC
Campos	30.000	Furnas Centrais Elétricas S/A	Campos – RJ
Rio Branco I	28.100	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	Rio Branco – AC
Jardim Equatorial	22.400	Boa Vista Energia S/A	Boa Vista – RR
São Jerônimo	20.000	Cia. de Ger. Térmica de Energia Elétrica	São Jerônimo – RS
Centro (Boa Vista)	18.800	Boa Vista Energia S/A	Boa Vista – RR
Vilhena	17.515	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Vilhena – RO
Parintins	16.798	Companhia Energética do Amazonas	Parintins – AM
Manacapuru	15.520	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Juína	13.952	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Juína – MT
Guajará-Mirim	13.314	Guascor do Brasil Ltda.	Guajará-Mirim – RO
Cruzeiro do Sul	12.760	Guascor do Brasil Ltda.	Cruzeiro do Sul – AC
Itacoatiara	11.840	Companhia Energética do Amazonas	Itacoatiara – AM
Pimenta Bueno	10.500	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Pimenta Bueno – RO
Juara	10.400	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Juara – MT
Brasília	10.000	Companhia Energética de Brasília	Brasília – DF
Irlanduba	9.800	Companhia Energética do Amazonas	Irlanduba – AM
Humaitá	9.100	Companhia Energética do Amazonas	Humaitá – AM
Munguba	8.752	Jarcel Celulose S/A	Almeirim – PA
Tefé	8.700	Companhia Energética do Amazonas	Tefé – AM
Coari	8.631	Companhia Energética do Amazonas	Coari – AM
Tabatinga	8.400	Companhia Energética do Amazonas	Tabatinga – AM
Borba	6.810	Companhia Energética do Amazonas	Borba – AM
Canarana	6.748	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Canarana – MT
Laranjal do Jari	6.400	Companhia de Eletricidade do Amapá	Laranjal do Jari – AP
Lábrea	5.790	Companhia Energética do Amazonas	Lábrea – AM
Monte Dourado	5.730	Jarcel Celulose S/A	Almeirim – PA
Optiglobe	5.474	Energyworks do Brasil Ltda.	São Paulo – SP
Alvorada D´Oeste	5.448	Guascor do Brasil Ltda.	Alvorada d´Oeste – RO
Eirunepé	5.400	Companhia Energética do Amazonas	Eirunepé – AM
Atlas	5.310	Atlas Frigorífico S/A	Santana do Araguaia – PA
São José do Rio Claro	5.224	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	S. José do Rio Claro – MT
Colorado do Oeste	5.200	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Colorado do Oeste – RO
Maués	5.199	Companhia Energética do Amazonas	Maués – AM
Breves II	5.026	Guascor do Brasil Ltda.	Breves – PA
Oriximiná	5.026	Guascor do Brasil Ltda.	Oriximiná – PA
Carauari	4.976	Companhia Energética do Amazonas	Carauari – AM

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Tucumã	4.840	Centrais Elétricas do Pará S/A	Tucumã – PA
São Félix do Xingu	4.770	Centrais Elétricas do Pará S/A	São Félix do Xingu – PA
S. Gabriel da Cachoeira	4.676	Companhia Energética do Amazonas	S. Gab. da Cachoeira – AM
Vila Rica	4.672	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Vila Rica – MT
Brasnorte	4.654	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Brasnorte – MT
Pimenta Bueno	4.500	ROVEMA Veículos e Máquinas Ltda.	Pimenta Bueno – RO
Porto Murtinho	4.500	Emp. Energ. de Mato Grosso do Sul S/A	Porto Murtinho – MS
Óbidos	4.378	Guascor do Brasil Ltda.	Óbidos – PA
Caracaraí	4.320	Companhia Energética de Roraima	Caracaraí – RR
Juruena	4.301	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Juruena – MT
Alenquer	4.190	Guascor do Brasil Ltda.	Alenquer – PA
Monte Alegre	4.188	Guascor do Brasil Ltda.	Monte Alegre – PA
Oesp	4.000	S/A O Estado de São Paulo	São Paulo – SP
Benjamin Constant	3.993	Companhia Energética do Amazonas	Benjamin Constant – AM
Novo Progresso	3.970	Centrais Elétricas do Pará S/A	Novo Progresso – PA
Manicoré	3.886	Companhia Energética do Amazonas	Manicoré – AM
Santana do Araguaia	3.851	Centrais Elétricas do Pará S/A	Santana do Araguaia – PA
Soure	3.756	Guascor do Brasil Ltda.	Soure – PA
Dori Alimentos	3.750	Dori Ind. e Com. de Produtos Alimentícios Ltda.	Marília – SP
Boca do Acre	3.710	Companhia Energética do Amazonas	Boca do Acre – AM
Brasília	3.657	Guascor do Brasil Ltda.	Brasília – AC
Codajás	3.636	Companhia Energética do Amazonas	Codajás – AM
Sena Madureira	3.444	Guascor do Brasil Ltda.	Sena Madureira – AC
Autazes	3.400	Companhia Energética do Amazonas	Autazes – AM
Buriti	3.324	Guascor do Brasil Ltda.	Buriti – RO
Machadinho	3.257	Guascor do Brasil Ltda.	Machadinho d'Oeste – RO
Coxim	3.060	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	Coxim – MS
Oiapoque	3.000	Companhia de Eletricidade do Amapá	Oiapoque – AP
Apuí	2.862	Companhia Energética do Amazonas	Apuí – AM
Basf Guaratinguetá	2.850	Basf S/A	Guaratinguetá – SP
Nova Brasilândia	2.838	Guascor do Brasil Ltda.	Nova Brasilândia – RO
Nova Olinda do Norte	2.776	Companhia Energética do Amazonas	N. Olinda do Norte – AM
Querência do Norte	2.748	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Querência – MT
Portel	2.513	Guascor do Brasil Ltda.	Portel – PA
Comodoro	2.501	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Comodoro – MT
Prodome	2.501	Prodome Ind. Química e Farmacêutica	Campinas – SP
Bebidas Ipiranga	2.500	Companhia de Bebidas Ipiranga	Ribeirão Preto – SP
Record	2.500	Rádio e Televisão Record S/A	São Paulo – SP
Tarauacá	2.484	Guascor do Brasil Ltda.	Tarauacá – AC
São Félix do Araguaia	2.424	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	S. Félix do Araguaia – MT
Novo Aripuanã	2.416	Companhia Energética do Amazonas	Novo Aripuanã – AM
Tabaporã	2.400	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Tabaporã – MT
Castanho	2.324	Companhia Energética do Amazonas	Careiro – AM
Tubarão	2.314	Companhia Energética de Pernambuco	Fernando Noronha – PE
Tapurah	2.282	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Tapurah – MT
Almeirim	2.201	Guascor do Brasil Ltda.	Almeirim – PA
Salvaterra	2.201	Guascor do Brasil Ltda.	Salvaterra – PA
Uruará	2.098	Companhia Energética do Amazonas	Uruará – AM
Barreirinha	2.016	Companhia Energética do Amazonas	Barreirinha – AM
São Paulo de Olivença	2.008	Companhia Energética do Amazonas	S. Paulo de Olivença – AM
São Miguel do Guaporé	2.007	Guascor do Brasil Ltda.	S. Miguel do Guaporé – RO
Campos Belos	2.000	Companhia Energética de Goiás	Campos Belos – GO
Hudtelfa I	2.000	Tecelagem Hudtelfa Ltda.	Nova Odessa – SP

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Síncrotron	2.000	Associação Brasileira de Tecnologia de Luz Síncrotron	Campinas – SP
Nova Monte Verde	1.934	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Nova Monte Verde – MT
Porto Alegre do Norte	1.910	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	P. Alegre do Norte – MT
Porto dos Gaúchos	1.900	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Porto dos Gaúchos – MT
Mercocítrico	1.850	Mercocítrico Fermentações S/A	Santa Rosa de Viterbo – SP
Apiacás	1.834	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Apiacás – MT
Confresa	1.824	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Confresa – MT
Ribeirão Cascalheira	1.800	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Ribeirão Cascalheira – MT
Barcelos	1.794	Companhia Energética do Amazonas	Barcelos – AM
Urucurituba (Tabocal)	1.772	Companhia Energética do Amazonas	Urucurituba – AM
Gurupá	1.675	Guascor do Brasil Ltda.	Gurupá – PA
Juruti	1.675	Guascor do Brasil Ltda.	Juruti – PA
Boa Vista do Ramos	1.674	Companhia Energética do Amazonas	Boa Vista do Ramos – AM
Costa Marques	1.661	Guascor do Brasil Ltda.	Costa Marques – RO
Amapá	1.620	Companhia de Eletricidade do Amapá	Amapá – AP
Santo Antônio do Içá	1.612	Companhia Energética do Amazonas	Santo Antônio do Içá – AM
Ilha Grande (Camamu)	1.577	Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia	Camamu – BA
Anori	1.566	Companhia Energética do Amazonas	Anori – AM
Canutama	1.550	Companhia Energética do Amazonas	Canutama – AM
Nhamundá	1.550	Companhia Energética do Amazonas	Nhamundá – AM
Tapauá	1.550	Companhia Energética do Amazonas	Tapauá – AM
Colniza	1.548	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Cuiabá – MT
Cotriguaçu	1.536	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Cotriguaçu – MT
Ponta de Pedras	1.499	Guascor do Brasil Ltda.	Ponta de Pedras – PA
Envira	1.472	Companhia Energética do Amazonas	Envira – AM
Fonte Boa	1.468	Companhia Energética do Amazonas	Fonte Boa – AM
Novo Airão	1.428	Companhia Energética do Amazonas	Novo Airão – AM
Feijó	1.420	Guascor do Brasil Ltda.	Feijó – AC
STV	1.420	Sociedade Torre de Vigia de Bíbias	Cesário Lange – SP
Xapuri	1.420	Guascor do Brasil Ltda.	Xapuri – AC
Terra Santa	1.344	Guascor do Brasil Ltda.	Terra Santa – PA
Nova Maringá	1.320	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Nova Maringá – MT
Calçoene	1.296	Companhia de Eletricidade do Amapá	Calçoene – AP
Alto Alegre	1.240	Companhia Energética de Roraima	Alto Alegre – RR
Pacaraima	1.240	Companhia Energética de Roraima	Pacaraima – RR
Atalaia do Norte	1.220	Companhia Energética do Amazonas	Atalaia do Norte – AM
Amaturá	1.218	Companhia Energética do Amazonas	Amaturá – AM
Jutaí	1.214	Companhia Energética do Amazonas	Jutaí – AM
Itapiranga	1.208	Companhia Energética do Amazonas	Itapiranga – AM
Ipixuna	1.178	Companhia Energética do Amazonas	Ipixuna – AM
Nova Bandeirantes	1.178	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Nova Bandeirantes – MT
São José do Xingu	1.164	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	São José do Xingu – MT
Muaná	1.163	Guascor do Brasil Ltda.	Muaná – PA
Pauini	1.150	Companhia Energética do Amazonas	Pauini – AM
Cujubim	1.111	Guascor do Brasil Ltda.	Cujubim – RO
Seringueiras	1.111	Guascor do Brasil Ltda.	Seringueiras – RO
Manaquiri	1.094	Companhia Energética do Amazonas	Manaquiri – AM
Fazenda Cabeceirinha	1.080	Barreiras Com. e Agropecuária Ltda.	Barreiras – BA
Hiperideal	1.080	Serrana Empreendimentos e Participações Ltda.	Cuiabá – MT
Luciara	1.058	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Luciara – MT
São Francisco	1.038	Guascor do Brasil Ltda.	S. Miguel do Guaporé – RO
Oeiras do Pará	1.008	Guascor do Brasil Ltda.	Oeiras do Pará – PA
Porto de Moz	1.008	Guascor do Brasil Ltda.	Porto de Moz – PA

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
S. Seb. da Boa Vista	1.008	Guascor do Brasil Ltda.	S. Seb. da Boa Vista – PA
S. Sebastião do Uatumã	1.004	Companhia Energética do Amazonas	S. Seb. do Uatumã – AM
Tonantins	1.002	Companhia Energética do Amazonas	Tonantins – AM
Sta. Terezinha de Goiás	1.000	Companhia Energética de Goiás	Sta. Terez. de Goiás – GO
Gerador de Emergência	996	Mineração Morro Velho Ltda.	Nova Lima – MG
Alvarães	988	Companhia Energética do Amazonas	Alvarães – AM
Ilha do Mel	980	Copel Geração S/A	Paranaguá – PR
Anajás	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	Anajás – PA
Castelo dos Sonhos	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	Altamira – PA
Fordlândia	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	Aveiro – PA
Jacareacanga	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	Jacareacanga – PA
Nova Esperança do Piriá	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	N. Esperança do Piriá – PA
Santa Cruz do Arari	960	Centrais Elétricas do Pará S/A	Santa Cruz do Arari – PA
Silves	942	Companhia Energética do Amazonas	Silves – AM
Bonfim	940	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Maraã	930	Companhia Energética do Amazonas	Maraã – AM
Beruri	928	Companhia Energética do Amazonas	Beruri – AM
Careiro da Várzea	928	Companhia Energética do Amazonas	Careiro da Várzea – AM
Sta. Izabel do Rio Negro	926	Companhia Energética do Amazonas	S. Isabel do Rio Negro – AM
Normândia	920	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Santa Terezinha	920	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Santa Terezinha – MT
Juruá	900	Companhia Energética do Amazonas	Juruá – AM
Uarini	870	Companhia Energética do Amazonas	Uarini – AM
Novo Horizonte do Norte	844	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	N. Horizonte do Norte – MT
Caapiranga	842	Companhia Energética do Amazonas	Caapiranga – AM
Vila Extrema	838	Guascor do Brasil Ltda.	Guajará-Mirim – RO
Gaúcha do Norte	832	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Gaúcha do Norte – MT
Novo Remanso	832	Companhia Energética do Amazonas	Itacoatiara – AM
Chupinguaia	831	Guascor do Brasil Ltda.	Vilhena – RO
Curralinho	827	Guascor do Brasil Ltda.	Curralinho – PA
Anamá	807	Companhia Energética do Amazonas	Anamá – AM
Iauaretê	807	Companhia Energética do Amazonas	S. Gab. da Cachoeira – AM
BSH Continental	800	BSH Continental Eletrodomésticos Ltda.	Hortolândia – SP
Itamarati	780	Companhia Energética do Amazonas	Itamarati – AM
Alto da Boa Vista	768	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Alto Boa Vista – MT
Santa Maria das Barreiras	750	Centrais Elétricas do Pará S/A	S. Maria das Barreiras – PA
Afuá	720	Guascor do Brasil Ltda.	Afuá – PA
Bagre	720	Centrais Elétricas do Pará S/A	Bagre – PA
Frigor Hans	720	Frigor Hans Ind. e Com. De Carnes Ltda.	Jundiá – SP
Curuá	700	Guascor do Brasil Ltda.	Curuá – PA
Campo Novo	692	Guascor do Brasil Ltda.	C. de Rondônia – RO
Nova Califórnia	692	Guascor do Brasil Ltda.	Guajará-Mirim – RO
Faro	672	Guascor do Brasil Ltda.	Faro – PA
Prainha	672	Guascor do Brasil Ltda.	Prainha – PA
Melgaço	624	Centrais Elétricas do Pará S/A	Melgaço – PA
Chaves	620	Centrais Elétricas do Pará S/A	Chaves – PA
Canabrava do Norte	608	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	Canabrava do Norte – MT
Vila Brasil	600	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Aveiro	580	Centrais Elétricas do Pará S/A	Aveiro – PA
Guajará	580	Companhia Energética do Amazonas	Ipixuna – AM
B. Vista do S. Domingos	568	Centrais Elétricas de Rondônia S/A	Costa Marques – RO
Jaci-Paraná	560	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Barreira do Campo	550	Centrais Elétricas do Pará S/A	Barreira do Campo – PA

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Tasso Fragoso	550	Companhia Energética do Maranhão	Tasso Fragoso – MA
Limoeiro	547	Companhia Energética do Amazonas	Japurá – AM
Vale do Anari	544	Guascor do Brasil Ltda.	Machadinho d´Oeste – RO
Santa Cruz do Xingu	524	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	São José do Xingu – MT
Assis Brasil	509	Guascor do Brasil Ltda.	Assis Brasil – AC
Porto Walter	509	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Walter – AC
Passarão	480	Companhia Energética de Roraima	Boa Vista – RR
Calama	472	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Halotek	472	Hatolek – Fadel Industrial Ltda.	Palmital – SP
Manoel Urbano	448	Guascor do Brasil Ltda.	Manoel Urbano – AC
Bannach	440	Centrais Elétricas do Pará S/A	Bannach – PA
Conquista	440	Ind. e Com. de Bebidas Conquista Ltda.	Palmital – SP
Formoso	440	Companhia Energética de Minas Gerais	Formoso – MG
Estirão do Equador	432	Companhia Energética do Amazonas	Atalaia do Norte – AM
Palmeiras	432	Companhia Energética do Amazonas	Atalaia do Norte – AM
Apiáú	412	Companhia Energética de Roraima	Mucajaí – RR
Vista Alegre	408	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Pracuúba	400	Companhia de Eletricidade do Amapá	Pracuúba – AP
Cucui	360	Companhia Energética do Amazonas	S. Gab. da Cachoeira – AM
Pacarana	344	Guascor do Brasil Ltda.	Espigão d´Oeste – RO
Marechal Thaumaturgo	342	Guascor do Brasil Ltda.	Mal. Thaumaturgo – AC
Fortaleza do Abunã	333	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
São Carlos	333	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Lourenço	324	Companhia de Eletricidade do Amapá	Calçoene – AP
Tancredópolis	312	Guascor do Brasil Ltda.	Alvorada d´Oeste – RO
Ilha das Peças	300	Copel Geração S/A	Guaraqueçaba – PR
Vila Cameté	298	Companhia Energética do Amazonas	Barreirinha – AM
Ipiranga	288	Companhia Energética do Amazonas	Santo Antônio do Itá – AM
Itapeçu	288	Companhia Energética do Amazonas	Urucurituba – AM
Mocambo	288	Companhia Energética do Amazonas	Parintins – AM
Vila Bittencourt	288	Companhia Energética do Amazonas	
Abunã	280	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Vila Central	280	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Engenheiro Darlan Vono	264	Guascor do Brasil Ltda.	Machadinho d´Oeste – RO
Santana do Guaporé	264	Guascor do Brasil Ltda.	S. Miguel do Guaporé – RO
Boa Esperança	260	Guascor do Brasil Ltda.	Presidente Médici – RO
Taiano	240	Companhia Energética de Roraima	Alto Alegre – RR
Uiramutã	240	Companhia Energética de Roraima	Uiramutã – RR
Terra Boa	232	Guascor do Brasil Ltda.	Alvorada d´Oeste – RO
Belém do Solimões	224	Companhia Energética do Amazonas	Tabatinga – AM
Isidrolândia	216	Guascor do Brasil Ltda.	Alta Floresta d´Oeste – RO
Santa Maria do Boiaçú	216	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Surumu	212	Companhia Energética de Roraima	Pacaraima – RR
Jundiá	208	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Caviana	200	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Ilha de Santana	200	Companhia de Eletricidade do Amapá	Santana – AP
Vila dos Palmares	200	Centrais Elétricas do Pará S/A	Tailândia – PA
Cabury	196	Companhia Energética do Amazonas	Parintins – AM
Vila Augusto Montenegro	190	Companhia Energética do Amazonas	Urucurituba – AM
Capixaba	186	Guascor do Brasil Ltda.	Capixaba – AC
Batavo	184	Companhia Energética do Maranhão	Balsas – MA
São Francisco	184	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Vila Amazônia	184	Companhia Energética do Amazonas	Parintins – AM
Araras	183	Guascor do Brasil Ltda.	Guajará-Mirim – RO

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Surpresa	183	Guascor do Brasil Ltda.	Guajará-Mirim – RO
Urucumacua	183	Guascor do Brasil Ltda.	Pimenta Bueno – RO
Feijoa	180	Companhia Energética do Amazonas	Benjamin Constant – AM
Pedras	180	Companhia Energética do Amazonas	Barreirinha – AM
Vila Caiambé	178	Companhia Energética do Amazonas	Tefé – AM
Vila Sacambu	172	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Novo Céu	170	Companhia Energética do Amazonas	Autazes – AM
Vista Alegre	160	Companhia Energética de Roraima	Caracaraí – RR
Jordão	150	Guascor do Brasil Ltda.	Jordão – AC
Santa Rosa dos Purus	150	Guascor do Brasil Ltda.	Santa Rosa do Purus – AC
Campinas	146	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Gama	144	Gama Comércio de Petróleo S/A	Assis – SP
Mutum Paraná	144	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Nova Conquista	144	Guascor do Brasil Ltda.	Vilhena – RO
Tuiué	144	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Japurá	128	Companhia Energética do Amazonas	Japurá – AM
Rolim de Moura	122	Guascor do Brasil Ltda.	Cerejeiras – RO
Demarcação	120	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Pedras Negras	120	Guascor do Brasil Ltda.	Costa Marques – RO
São Sebastião	120	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
São Silvestre	120	Companhia Energética de Roraima	Alto Alegre – RR
Equador	108	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Félix Pinto	108	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Tabajara	97	Guascor do Brasil Ltda.	Machadinho d'Oeste – RO
Arara	92	Companhia Energética do Amazonas	Caapiranga – AM
Axinim	80	Companhia Energética do Amazonas	Borba – AM
Contão	80	Companhia Energética de Roraima	Pacaraima – RR
Maloca Três Corações	80	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Murituba	80	Companhia Energética do Amazonas	Codajás – AM
Nazaré	80	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Mutum	72	Companhia Energética de Roraima	Uiramutã – RR
Napoleão	72	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Jacaré	67	Companhia Energética do Amazonas	Manacapuru – AM
Maloca Malacacheta	65	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Petrolina do Norte	65	Companhia Energética de Roraima	Caracaraí – RR
Socó	65	Companhia Energética de Roraima	Uiramutã – RR
Vila São José	65	Companhia Energética de Roraima	Caracaraí – RR
Vila União	65	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Vila Vilena	64	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Campos Novos	57	Companhia Energética de Roraima	Mucajaí – RR
Trairão	57	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Vila Cachoeirinha	57	Companhia Energética de Roraima	Caracaraí – RR
Maloca da Raposa	57	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Maracanã	57	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Conceição da Galera	51	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Maici	51	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Porto Murtinho	51	Guascor do Brasil Ltda.	Costa Marques – RO
Santa Catarina	51	Guascor do Brasil Ltda.	Porto Velho – RO
Terra Nova	50	Companhia Energética do Amazonas	Careiro da Várzea – AM
Vila Urucurituba	50	Companhia Energética do Amazonas	Autazes – AM
Zé Açú	50	Companhia Energética do Amazonas	Parintins – AM
Água Fria	48	Companhia Energética de Roraima	Uiramutã – RR
Maloca Boca da Mata	48	Companhia Energética de Roraima	Pacaraima – RR

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Sacaí	48	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Serra Grande II	48	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Tepequem	48	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Vila Caícubi	48	Companhia Energética de Roraima	Caracarái – RR
Rio do Ouro	44	Guascor do Brasil Ltda.	Chupinguaia – RO
Maloca Araçá	32	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Nova Esperança	32	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Paredão	32	Companhia Energética de Roraima	Alto Alegre – RR
Vila Remanso	26	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Cabo Sobral	24	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Lago Grande	24	Companhia Energética de Roraima	Caracarái – RR
Maloca Araçá do Amajari	24	Companhia Energética de Roraima	Amajari – RR
Maloca Flexal	24	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Maloca Guariba	24	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Maloca Santa Rosa	24	Companhia Energética de Roraima	Pacaraima – RR
Maloca Vista Alegre	24	Companhia Energética de Roraima	Boa Vista – RR
Olho d'Água	24	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Panacarica	24	Companhia Energética de Roraima	Caracarái – RR
Santa Maria do Xeruíni	24	Companhia Energética de Roraima	Caracarái – RR
Terra Preta	24	Companhia Energética de Roraima	Caracarái – RR
Vila Antônio Campos	24	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Vila Floresta	24	Companhia Energética de Roraima	Rorainópolis – RR
Xumina	14	Companhia Energética de Roraima	Normandia – RR
Canauanim	10	Companhia Energética de Roraima	Cantá – RR
Jacamim	10	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Maloca Araçá	10	Companhia Energética de Roraima	Uiramutã – RR
Maloca do Manoá	10	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR
Maloca São Marcos	10	Companhia Energética de Roraima	Boa Vista – RR
Pium	10	Companhia Energética de Roraima	Bonfim – RR

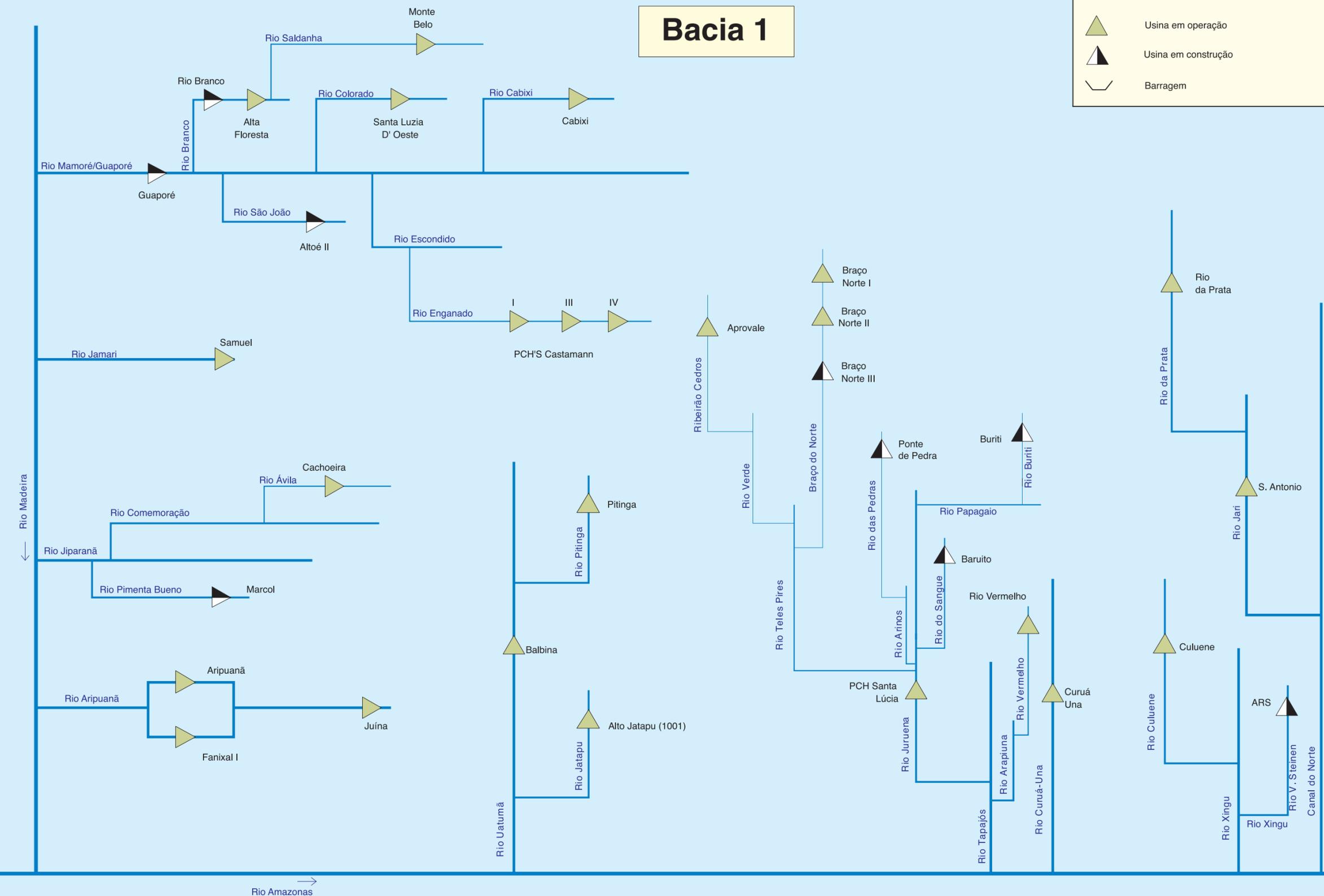
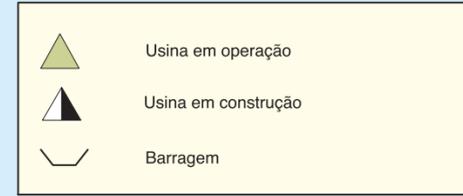
Fonte: ANEEL, 2002

## **ANEXO 4**

**Diagrama Topológico  
dos Aproveitamentos Hidrelétricos**



# Bacia 1

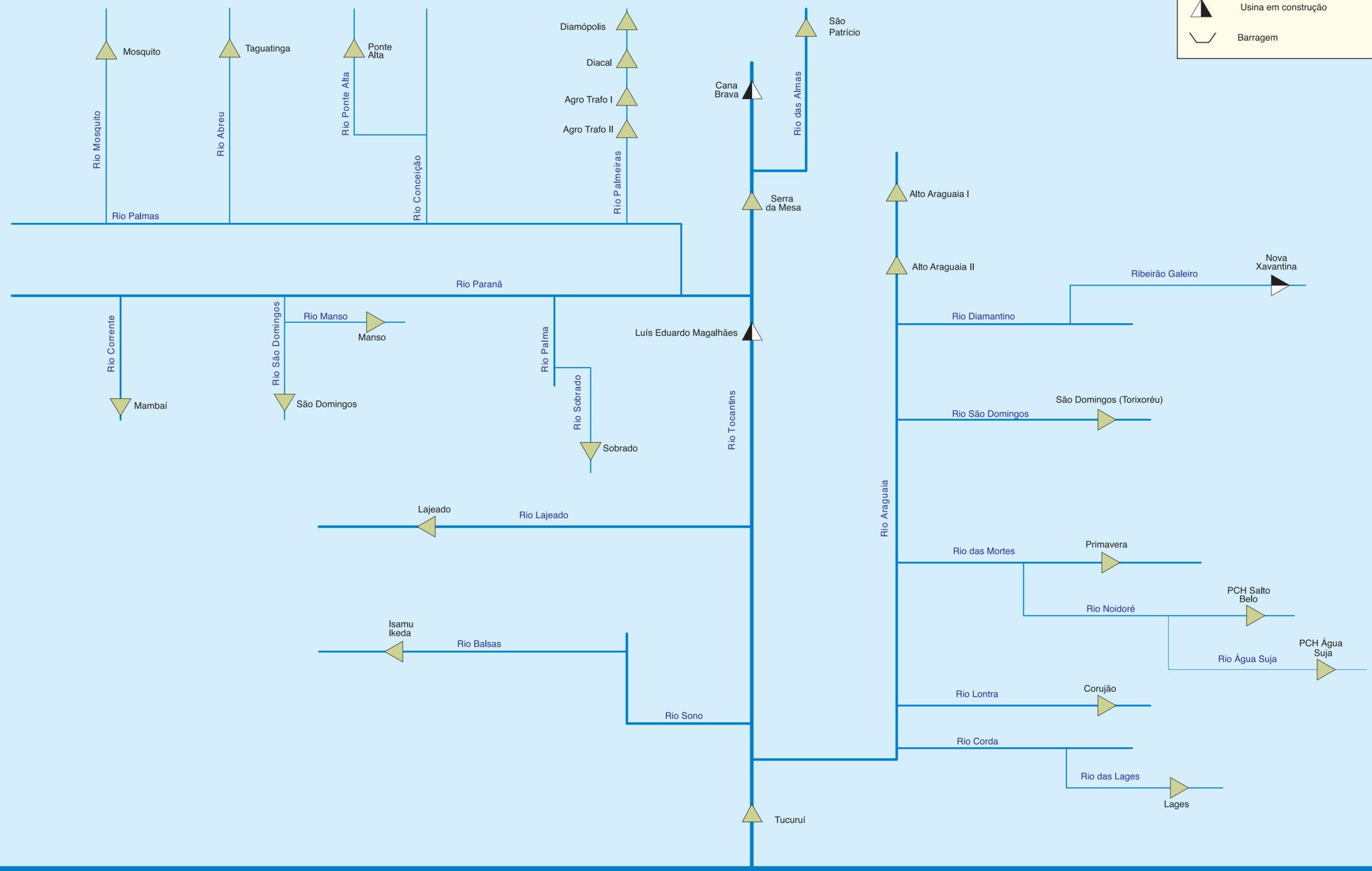


Oceano Atlântico



# Bacia 2

	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem



Oceano Atlântico



# Bacia 3

	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem

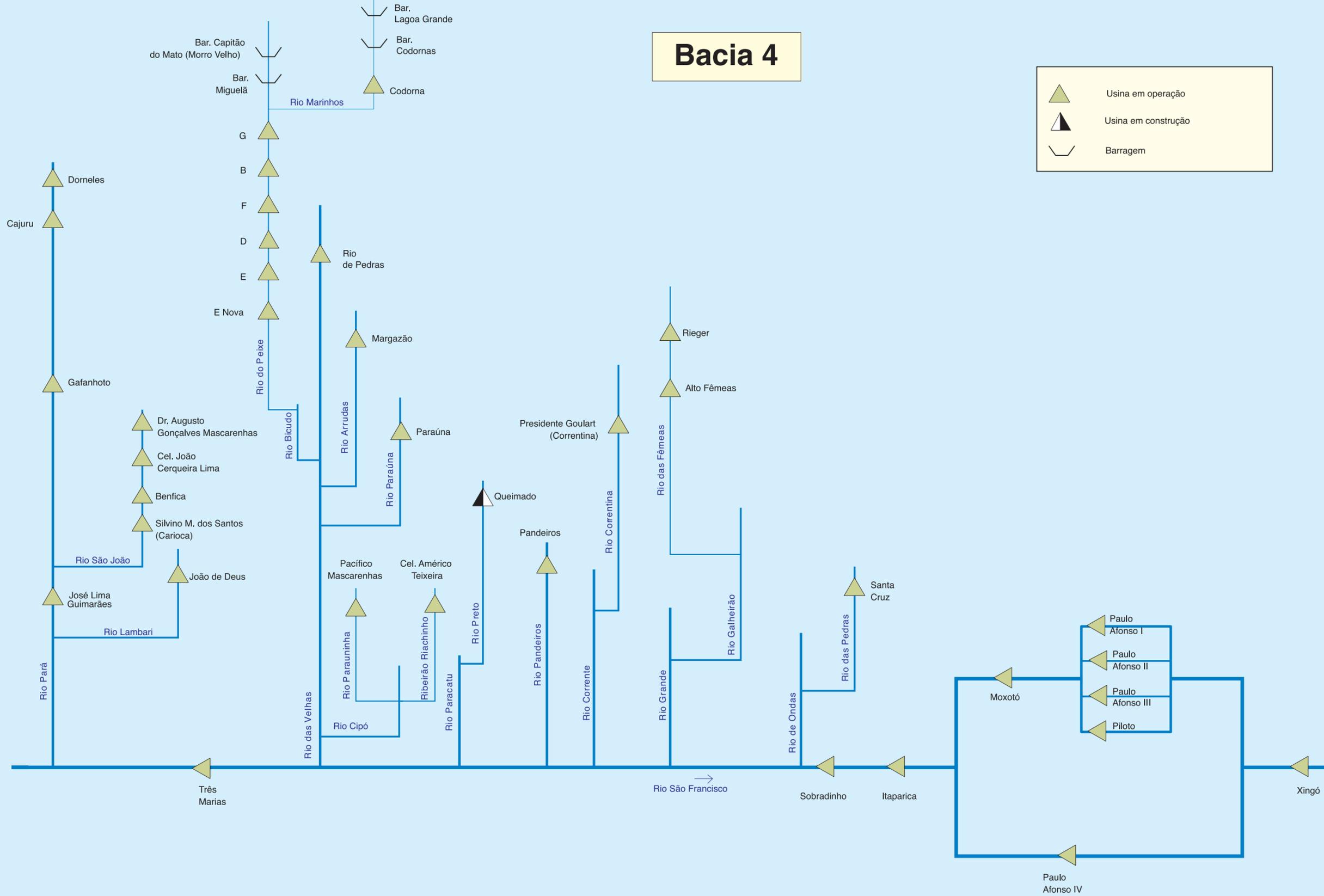


Oceano Atlântico



# Bacia 4

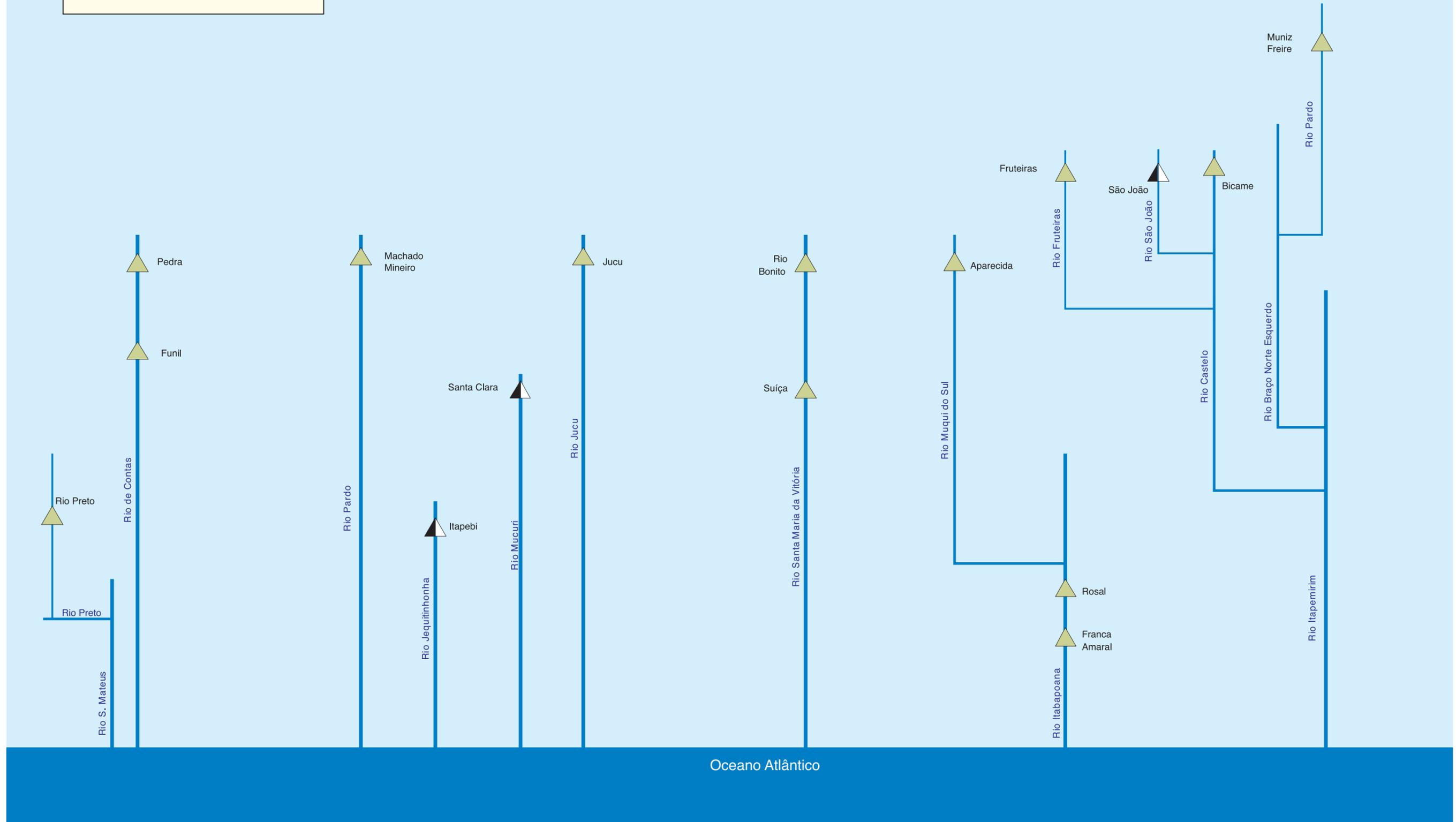
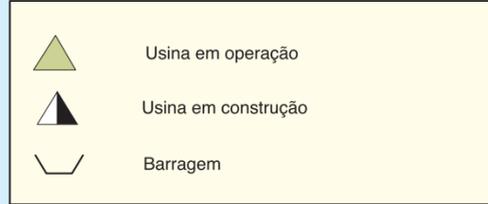
	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem

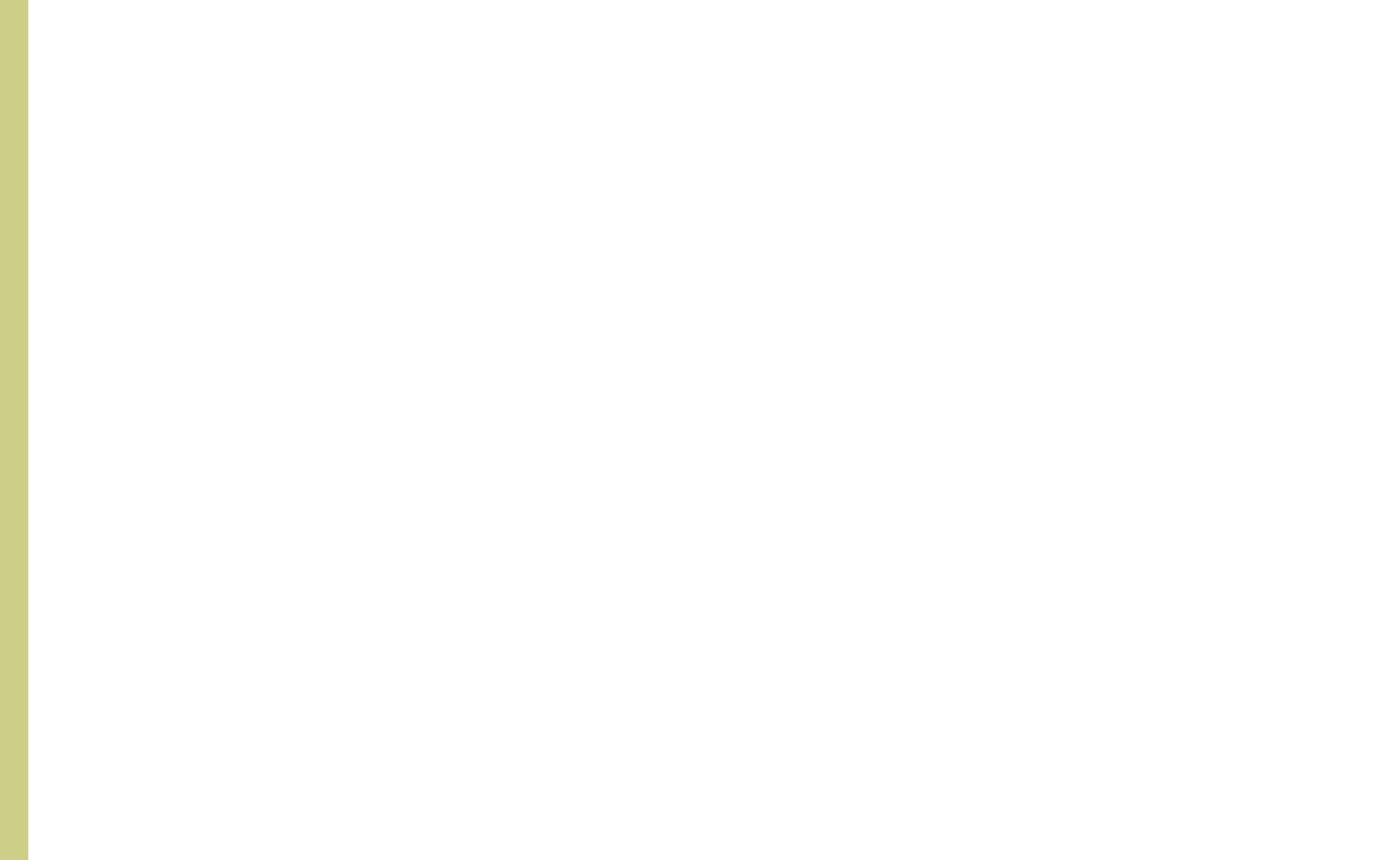


Oceano Atlântico

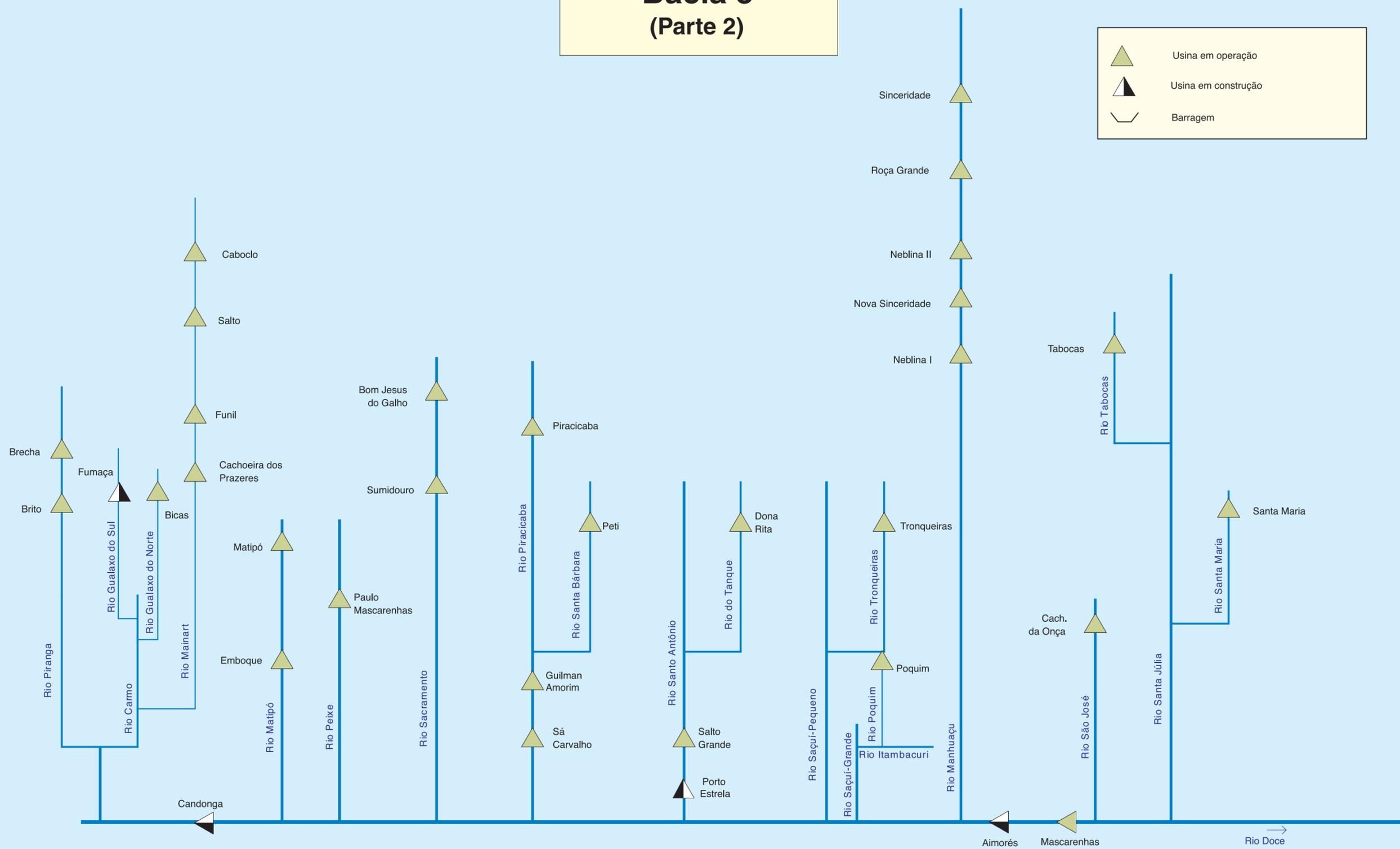


# Bacia 5 (Parte 1)





# Bacia 5 (Parte 2)

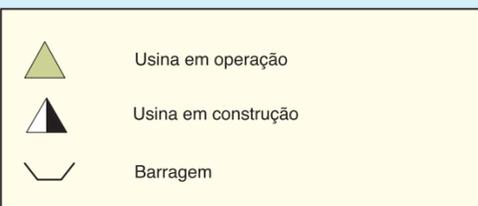


	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem

Oceano Atlântico

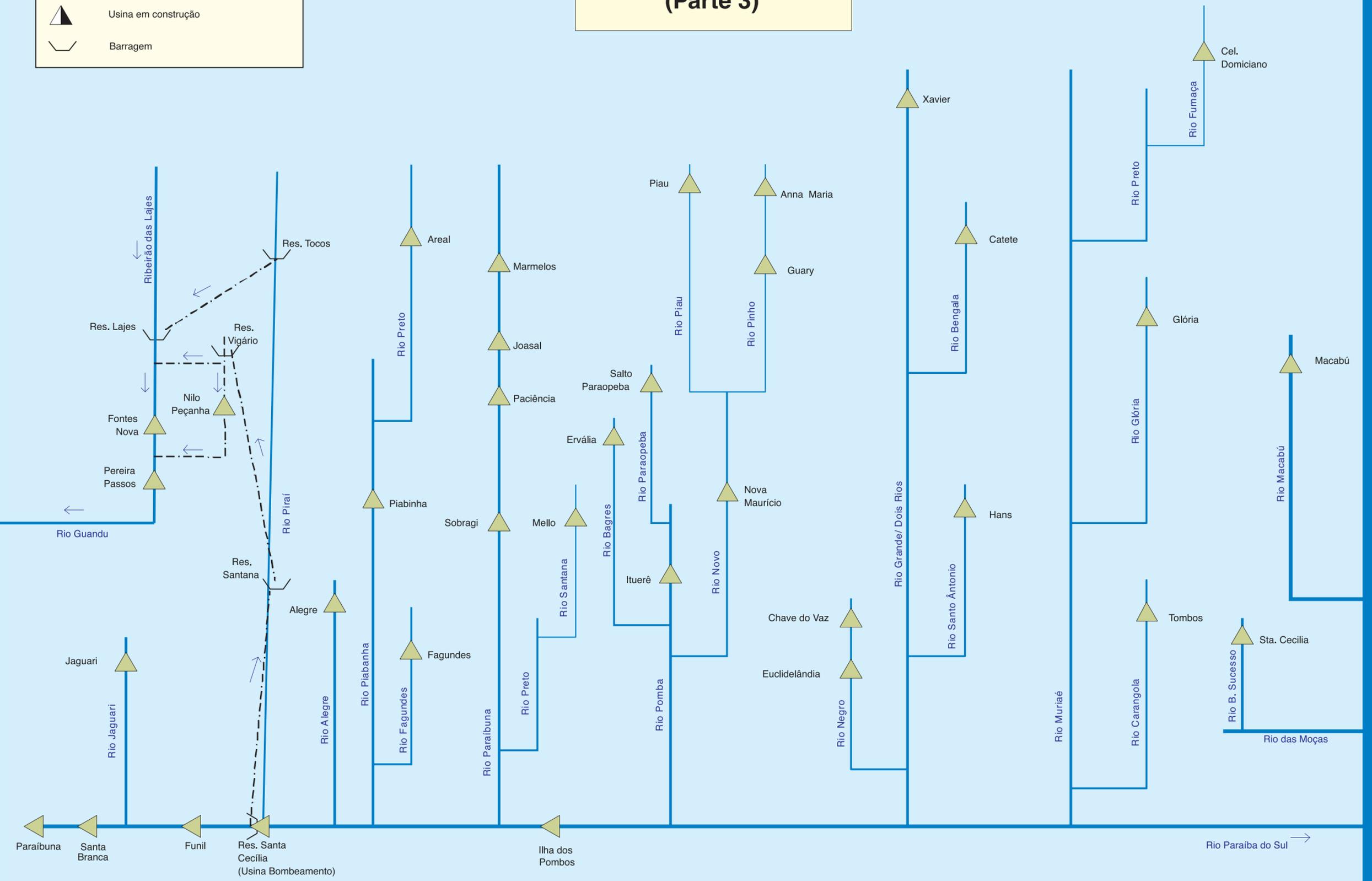


# Bacia 5 (Parte 3)



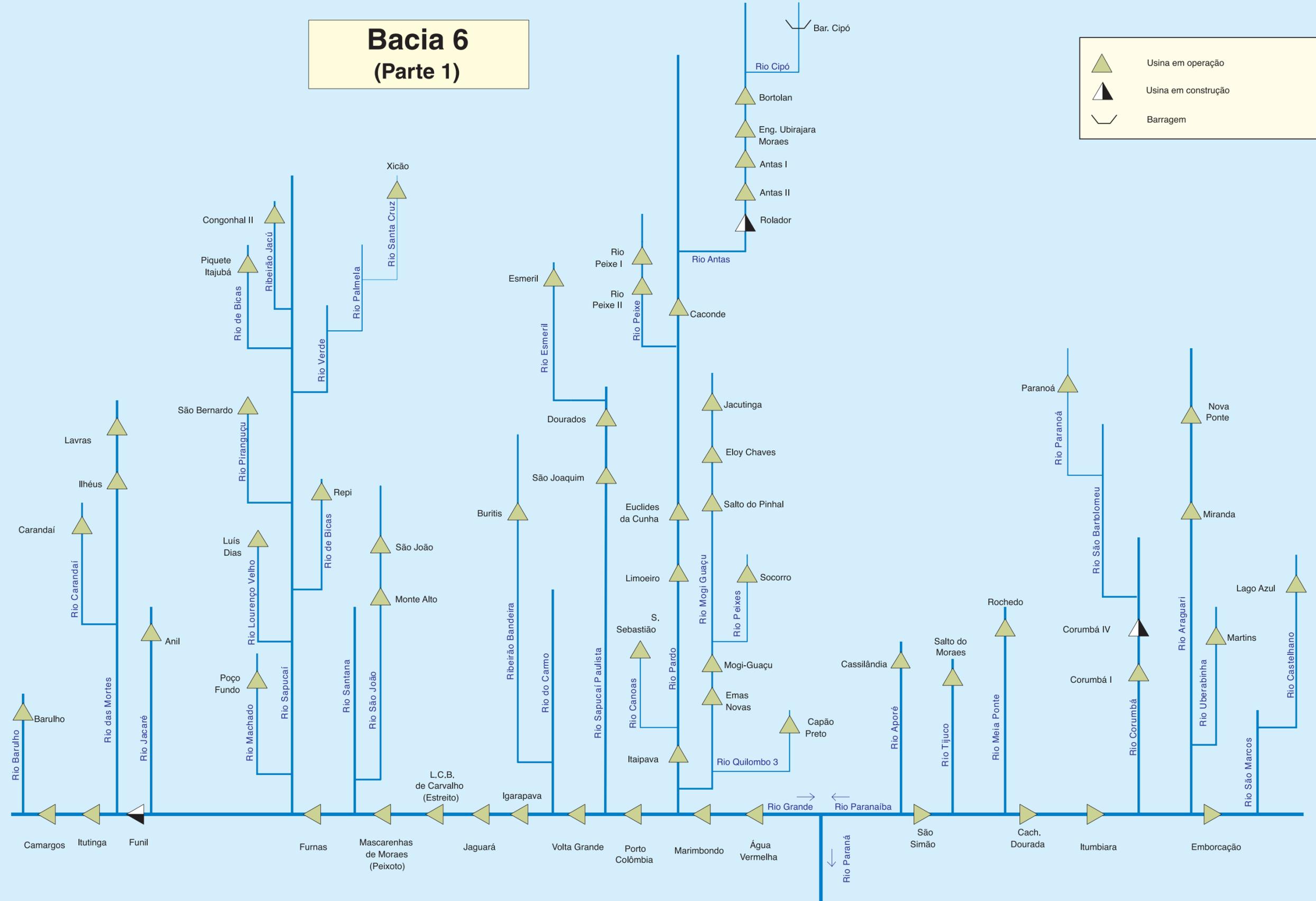
Oceano Atlântico

Oceano Atlântico



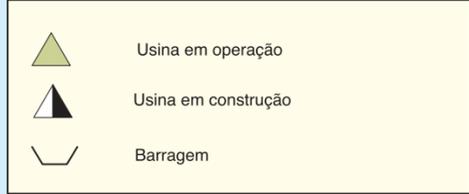


# Bacia 6 (Parte 1)

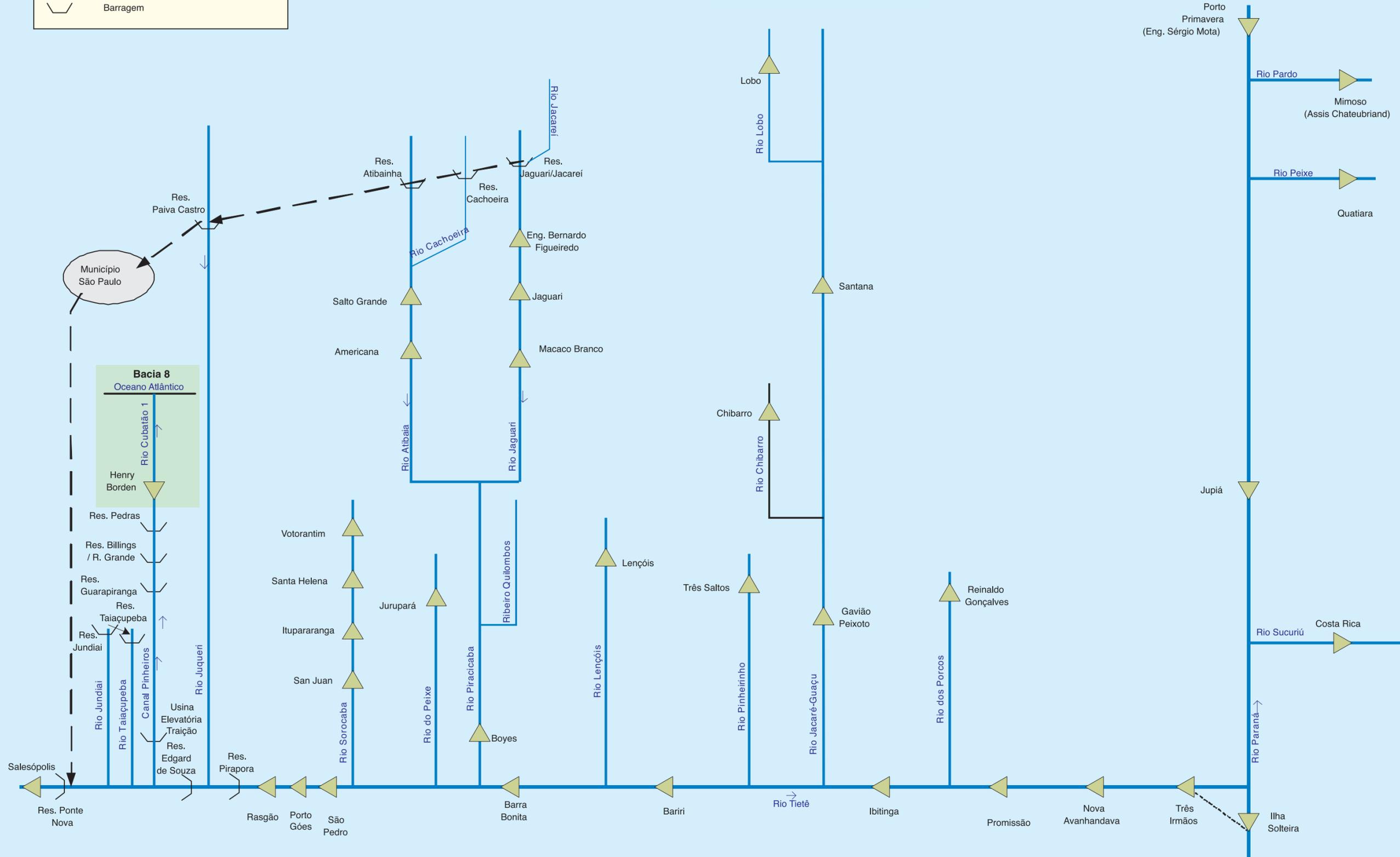


	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem



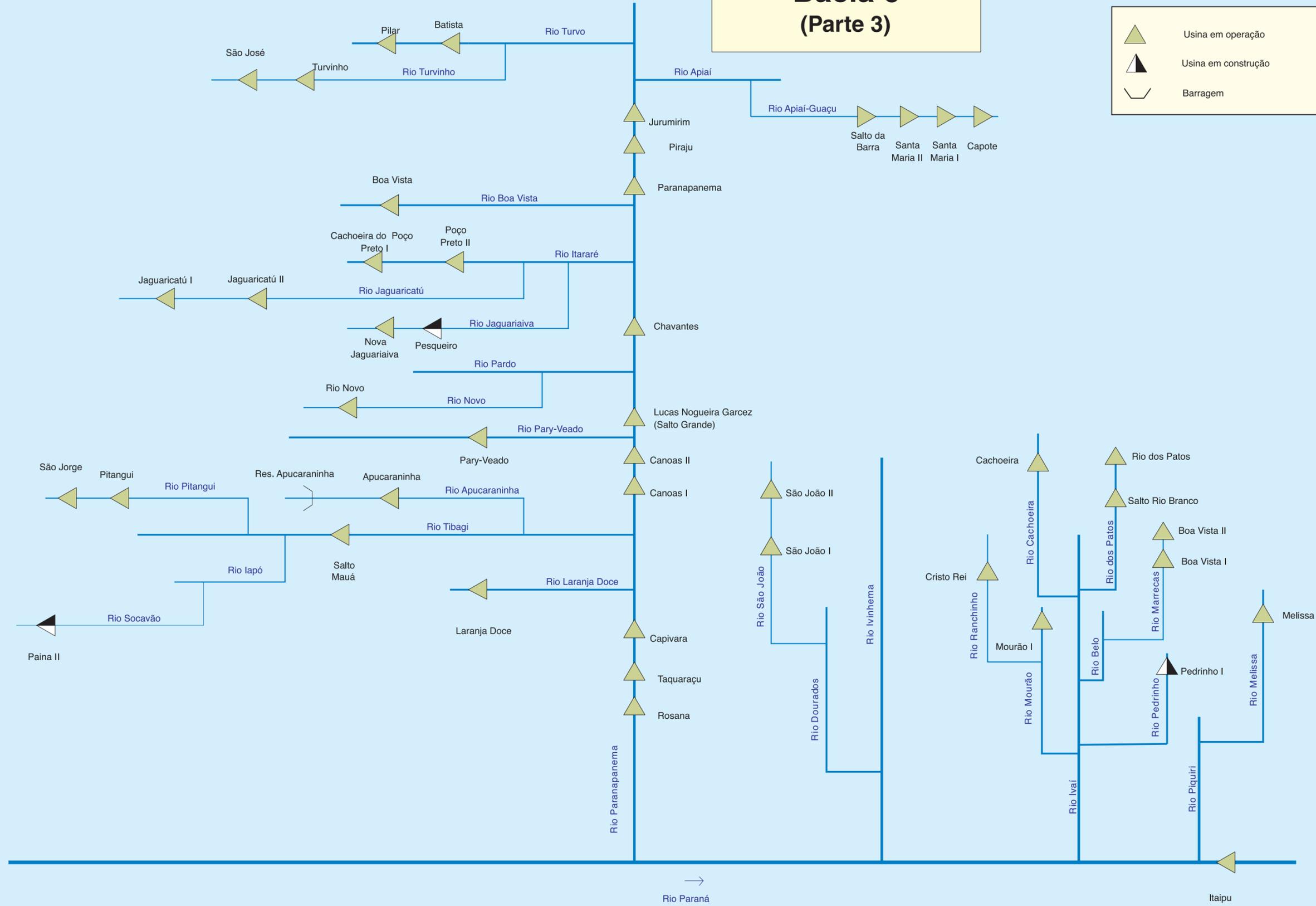
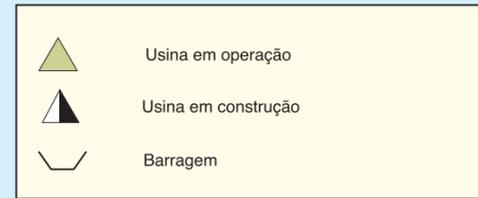


# Bacia 6 (Parte 2)



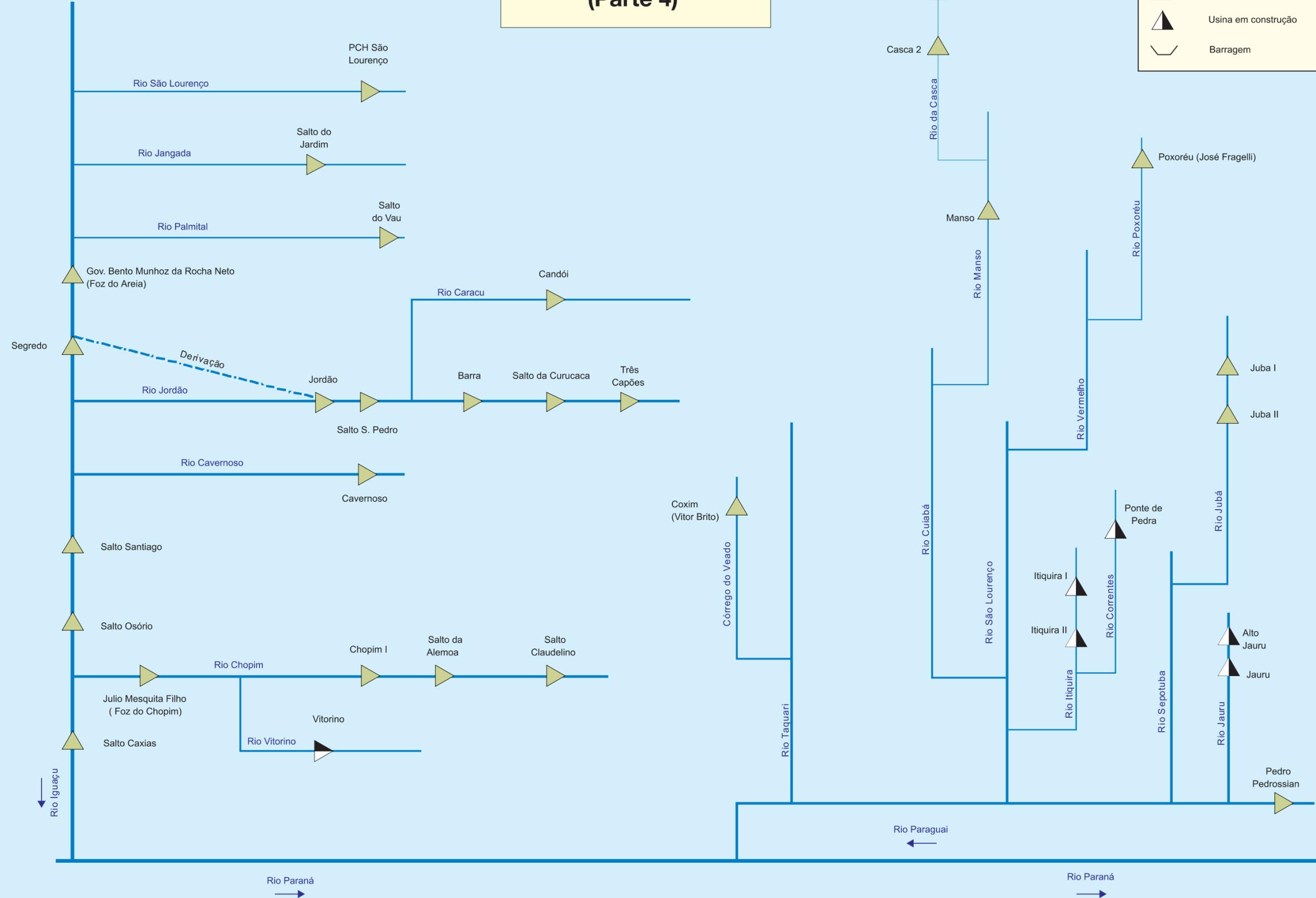


# Bacia 6 (Parte 3)





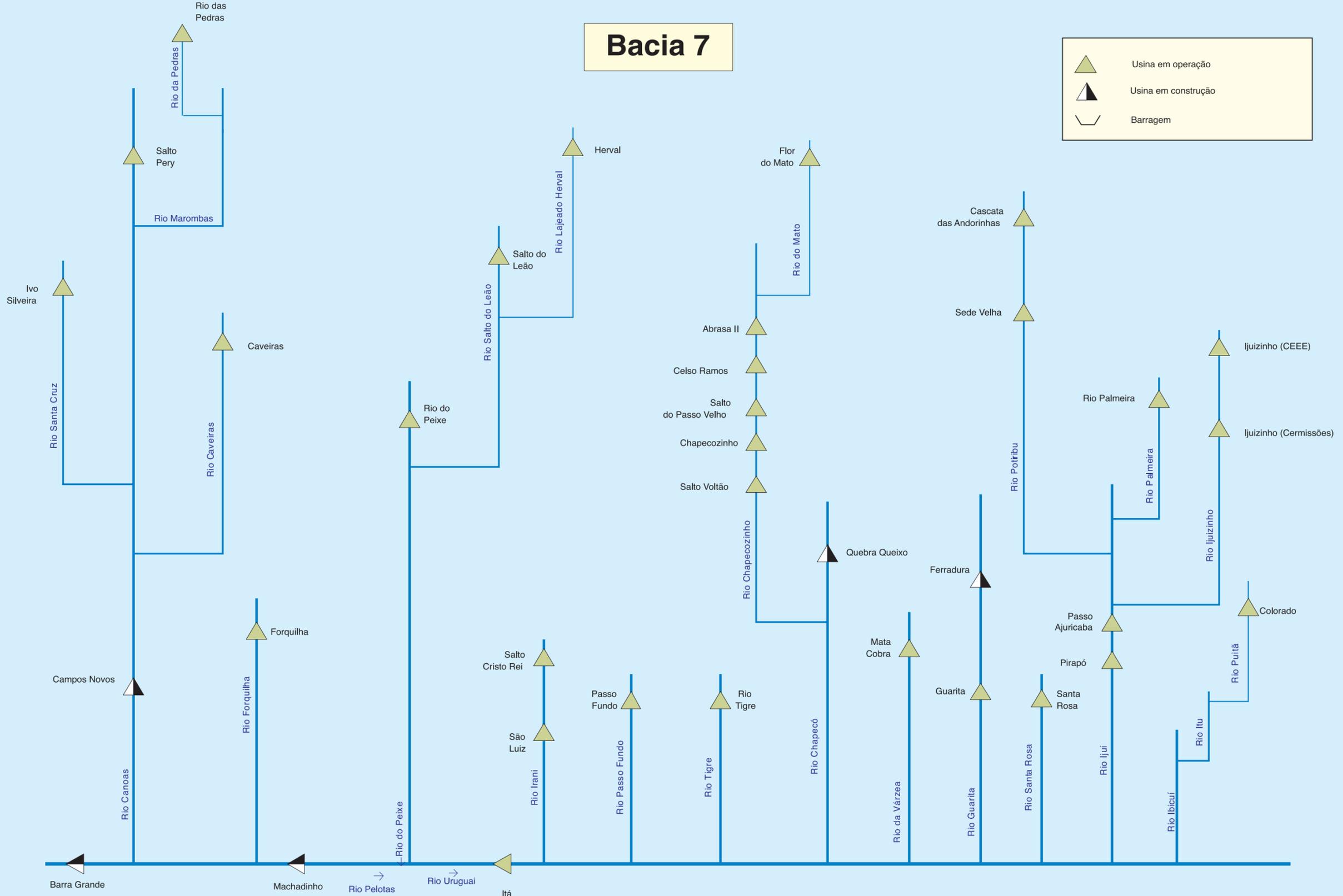
# Bacia 6 (Parte 4)





# Bacia 7

	Usina em operação
	Usina em construção
	Barragem











*AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA*

**Superintendência de Estudos e Informações Hidrológicas**

**SGAN - Quadra 603 - Módulos "I" e "J"  
Brasília - DF - 70830-030  
Tel. 55 (61) 426 5600 Ouvidoria: 0800 61 2010  
[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)**