

ASPECTOS INSTITUCIONAIS

2

O setor elétrico brasileiro, nos últimos anos, tem passado por importantes alterações de cunho estrutural e institucional, migrando de uma configuração centrada no monopólio estatal como provedor dos serviços e único investidor para um modelo de mercado, com a participação de múltiplos agentes e investimentos partilhados com o capital privado. Esta reestruturação foi estabelecida no bojo da reforma do papel do Estado, iniciada em meados da década de 90, possibilitada, por sua vez, pela disposição constitucional de 1988. Esta possibilidade sustentou também a execução da privatização de ativos de serviços de energia elétrica sob controle estadual e federal, onde se inserem as empresas de distribuição de energia elétrica.

Dentre as principais adequações de caráter estrutural citam-se: a exploração dos serviços de energia elétrica por terceiros, mediante licitação, o controle e operação dos sistemas elétricos de forma centralizada, o livre acesso e uso das redes elétricas, a segmentação das atividades setoriais (geração, transmissão, distribuição e comercialização), criação e regulamentação da comercialização de energia elétrica e a criação da figura do consumidor livre. De cunho institucional citam-se as criações do regulador e fiscalizador dos serviços, do operador nacional do sistema interligado, da câmara de comercialização de energia elétrica e da empresa de planejamento energético.

No quadro atual, consolidado pelas leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, compete:

- a) ao Poder Executivo a formulação de políticas e diretrizes para o setor elétrico, subsidiadas pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE, formado por ministros de Estado, sob coordenação do Ministro de Estado de Minas e Energia;
- b) ao Poder Concedente, exercido também pelo Poder Executivo, os atos de outorga de direito de exploração dos serviços de energia elétrica;
- c) ao regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a normatização das políticas e diretrizes estabelecidas e a fiscalização dos serviços prestados;
- d) ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a coordenação e a supervisão da operação centralizada do sistema interligado;
- e) à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sucedânea do Mercado Atacadista de Energia (MAE), o exercício da comercialização de energia elétrica;
- f) à Empresa de Planejamento Energético – EPE a realização dos estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico, de responsabilidade do Poder Executivo, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME; e

g) aos agentes setoriais (geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores) a prestação dos serviços de energia elétrica aos consumidores finais.

2.1. CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O Sistema Elétrico Nacional é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente no Norte do País.

2.1.1. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL⁽²⁾

O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A Figura 2.1 ilustra de forma simplificada a integração entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor.

Como as usinas hidrelétricas são construídas em espaços onde melhor se podem aproveitar as aflúncias e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no País um extenso sistema de transmissão. Essa distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do País, tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, obterem-se os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras.

Desde meados da década de 70, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada, no intuito de se obterem ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação coordenada busca minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplar restrições intra e extra-setoriais e aumentar a confiabilidade do atendimento. Atualmente, no SIN, essa atividade é exercida pelo ONS.

Conceitualmente, a operação centralizada do Sistema Interligado Nacional está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de ge-

ração e transmissão para atender o mercado. A interdependência operativa é causada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, mediante a construção e operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas, que podem ser de outras empresas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma análoga.

A utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver *superavits* hidrelétricos em outros pontos do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento ao mercado como um todo, e não apenas aos consumidores de sua empresa proprietária. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento ao mercado consumidor também exige interconexão e integração entre os agentes.

2.1.2. SISTEMAS ISOLADOS

Nos Sistemas Isolados, em outubro de 2003, havia 345 centrais elétricas em operação e distribuídas como segue:

- Região Norte: 304;
- Estado de Mato Grosso: 36;
- Estados de Pernambuco, Bahia, Maranhão e Mato Grosso do Sul: 5.

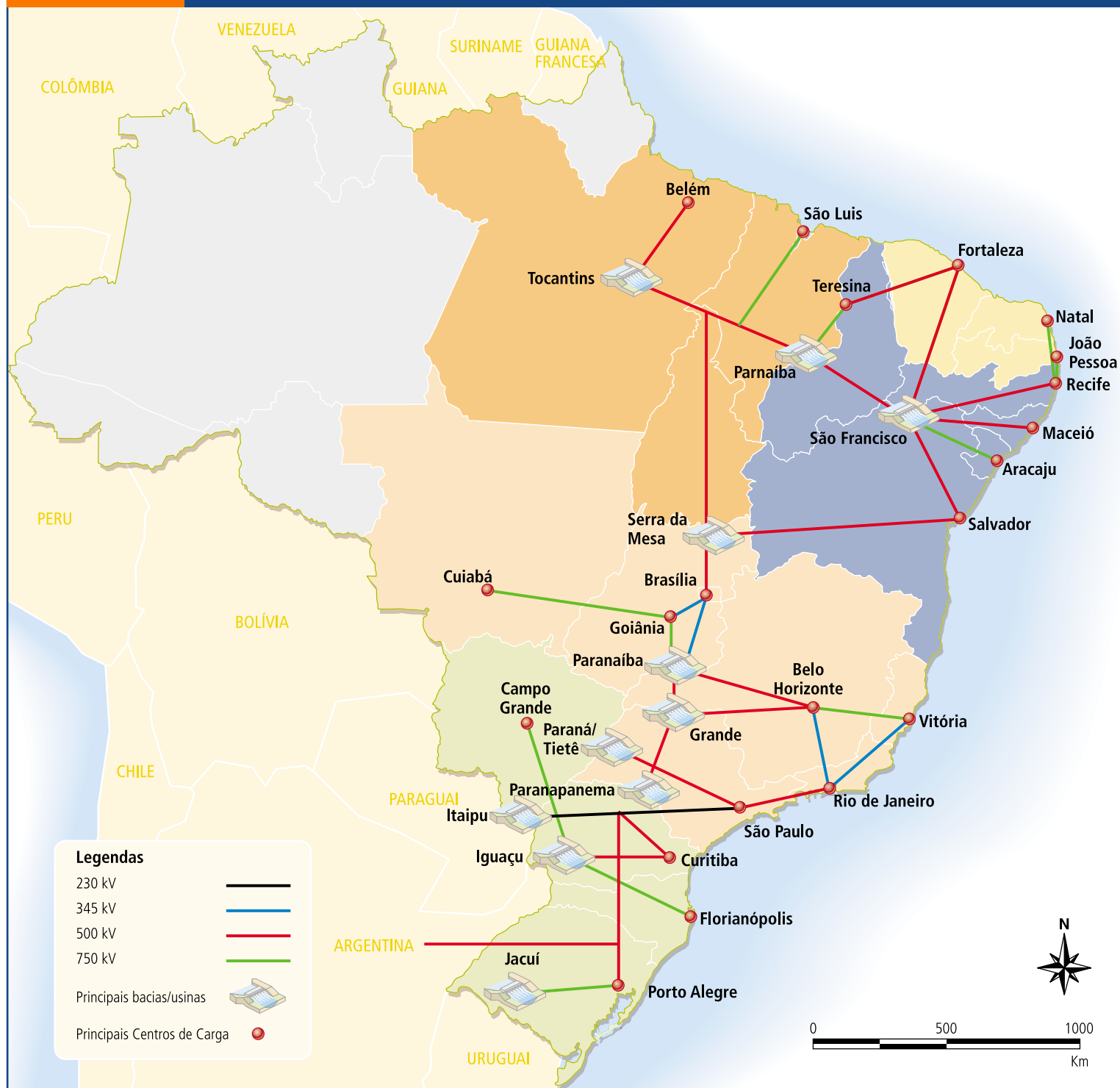
Tomados em conjunto, esses sistemas cobrem quase 50% do território nacional e consomem em torno de 3% da energia elétrica utilizada no País. A distribuição espacial e a listagem das referidas centrais constam, respectivamente, na Figura 2.2 e no Anexo 1.

Os mais importantes Sistemas Isolados, do ponto de vista da dimensão do consumo, são os que atendem às capitais da região Norte – Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista – exceto Belém, que está interligada ao SIN. Nos sistemas de Manaus, Porto Velho e Macapá, a geração de eletricidade é hidrotérmica. Em Rio Branco a geração local é puramente térmica, com o suprimento complementado por meio da interligação, em 230 kV, ao sistema de Porto Velho. O sistema que atende Boa Vista e parte do interior do Estado de Roraima passou a ser suprido pela energia importada da Venezuela, por meio de uma interligação, em 230 kV, com o sistema da hidrelétrica de Guri, naquele país. A maioria dos sistemas do interior desses Estados é suprida por unidades geradoras a diesel.

(2) O conteúdo deste item baseia-se nas informações fornecidas pelo ONS (2003b)

FIGURA 2.1

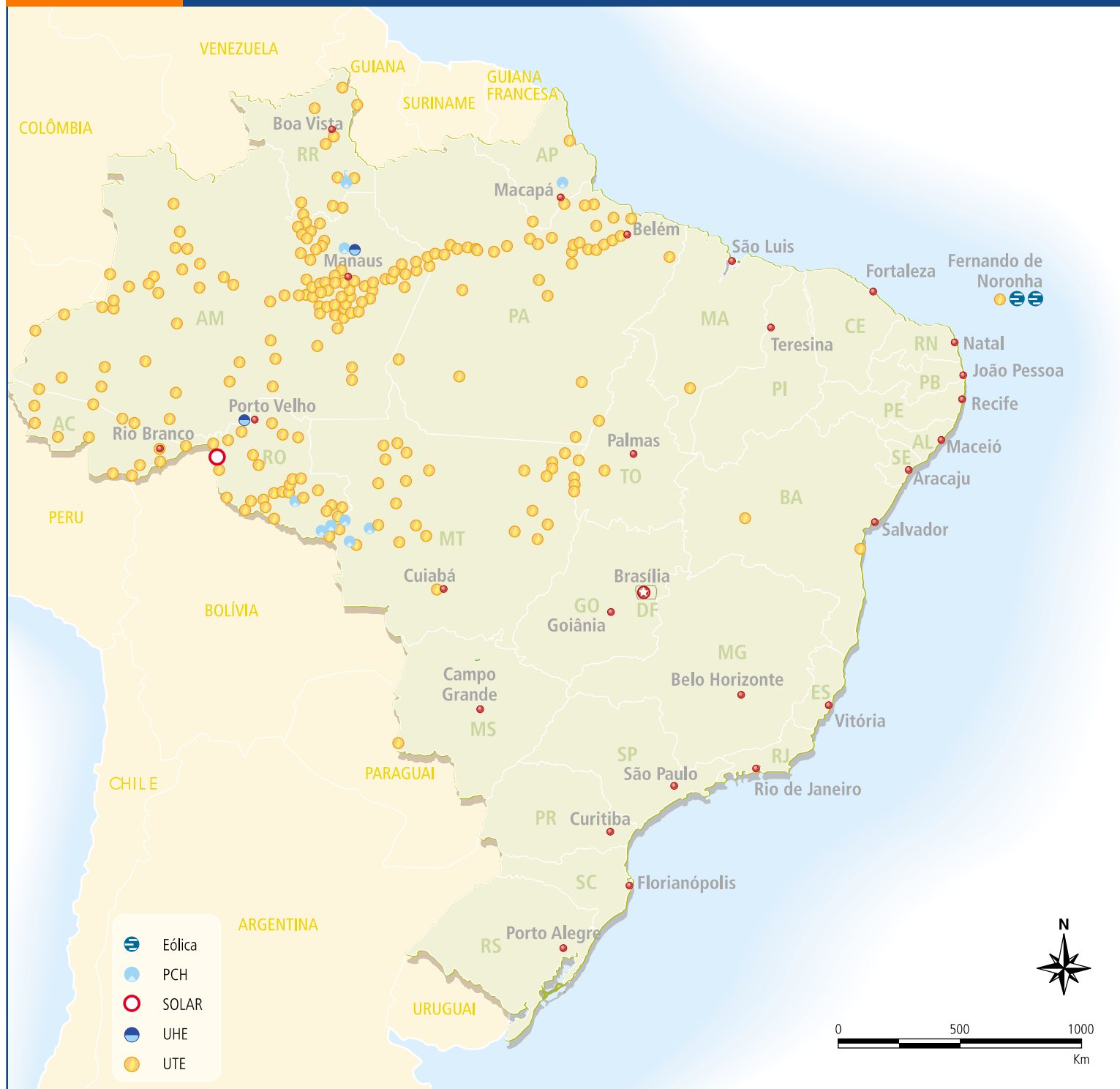
Mapa com representação simplificada da integração entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor



Fonte: OPERADOR NACIONAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – ONS. 2003. Disponível em: www.ons.br/ons/sin/index.htm (adaptado).

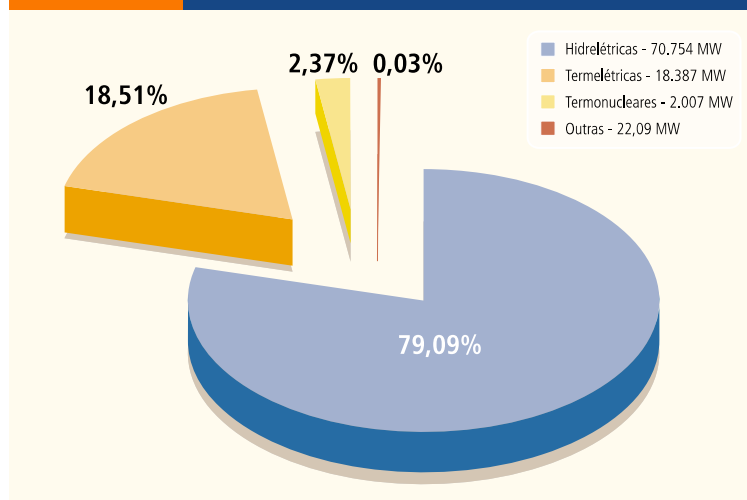
FIGURA 2.2

Centrais elétricas que compõem os Sistemas Isolados –
Situação em outubro de 2003



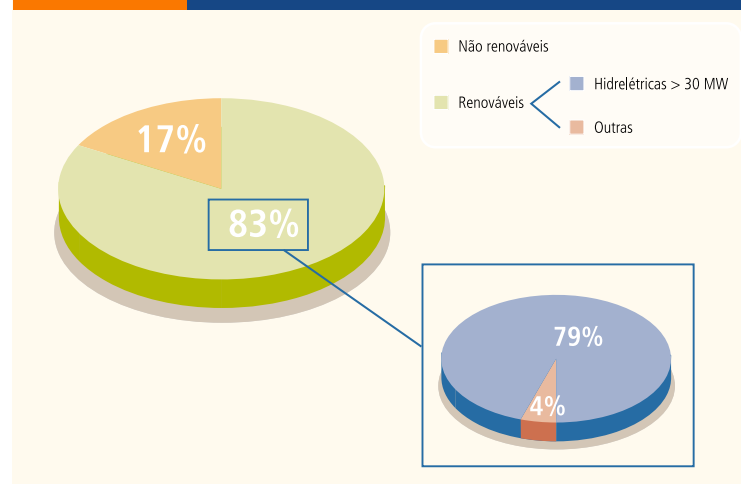
Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

FIGURA 2.3 Participação percentual dos tipos de centrais na capacidade instalada (MW) para geração de energia elétrica no Brasil – Situação em outubro de 2003



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

FIGURA 2.4 Participação percentual das fontes renováveis e não renováveis na capacidade instalada (MW) para geração de energia elétrica no Brasil – Situação em outubro de 2003



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

2.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme mencionado anteriormente, o sistema de geração de energia elétrica do Brasil, com cerca de 91.170 MW instalados, é basicamente hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidrelétricas. A Figura 2.3 mostra a participação dos tipos de centrais de geração na capacidade instalada no País.

Essas centrais, para efeito de outorga, são objetos de concessão, autorização ou registro, segundo enquadramento realizado em função do tipo de central, da potência a ser instalada e do destino da energia. Segundo o destino da energia, o empreendimento de geração pode ser classificado como autoprodução de energia (APE), produção independente de energia (PIE) ou produção de energia elétrica destinada ao atendimento do serviço público de distribuição (SP). A autoprodução é caracterizada quando o agente produz energia para o consumo próprio, podendo, com a devida pré-autorização, comercializar o excedente (APE-COM). Na produção independente, por sua conta e risco, o agente gera energia para comercialização com distribuidoras ou diretamente com consumidores livres.

Do capítulo 3 ao 10 é abordada de forma mais detalhada a situação dos potenciais de geração segundo as principais fontes primárias de

energia do País. Uma atualização dinâmica destas informações pode ser obtida no Banco de Informações de Geração (BIG) disponível no site da ANEEL (www.aneel.gov.br/15.htm).

A Figura 2.4 permite uma visualização da participação percentual das fontes renováveis e não renováveis na capacidade instalada para geração de energia elétrica no País.

A redução de impactos ambientais negativos, a promoção de desenvolvimento sustentável e a diminuição de riscos hidrológicos no suprimento de energia elétrica do País são objetivos que justificam políticas tendentes a alterar os percentuais supracitados, como parte de uma meta maior de diversificar a matriz energética do País. Nesse sentido, para o SIN, destacam-se incentivos como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), instituídos pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002. O PROINFA tem como principal meta, a ser alcançada até 2022, o atendimento de dez por cento do consumo anual de energia elétrica no País por fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa).

Nos Sistemas Isolados, o principal incentivo ao aproveitamento de fontes alternativas é a sub-rogação da CCC – extensão dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis –, em que se prevêem mecanismos para induzir a utilização de recursos energéticos locais, a valoriza

zação do meio ambiente e a maior eficiência econômica e energética.

Como se verá no capítulo 4, a participação nos resultados da exploração dos aproveitamentos hidrelétricos ou a compensação financeira por esta exploração constituem instrumentos que propiciam investimentos sociais para os habitantes das localidades envolvidas. Em 2003, 593 municípios em 22 Estados brasileiros foram beneficiados com os royalties de Itaipu e/ou a compensação financeira dos demais empreendimentos hidrelétricos⁽³⁾, num total de R\$ 1,2 bilhão.

2.2.1. CO-GERAÇÃO

A geração termelétrica implica necessariamente a produção de calor residual, que pode ser aproveitado, ainda que parcialmente, por meio da co-geração. Essa tecnologia consiste na produção simultânea e seqüencial de calor de processo e potência mecânica e/ou elétrica. Além de opção importante como geração distribuída de energia elétrica (WALTER; NOGUEIRA, 1997), 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, 2000; COELHO, 2002). 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.

Um sistema padrão de co-geração consiste basicamente em 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% menos do combustível que seria necessário para produzir separadamente calor de geração e de processo e amplia-se a eficiência térmica do sistema, que pode atingir um índice de 90%.

Grandes empresas brasileiras vêm implantando sistemas de co-geração com a utilização do gás natural ou do próprio lixo industrial. O material que antes era descartado pela indústria de celulose passou a ser utilizado como combustível para aquecer as caldeiras. No Brasil, destaca-se ainda, na utilização da co-geração, o setor sucroalcooleiro. O Capítulo 5 apresenta mais informações sobre o potencial da co-geração com aproveitamento de biomassa. A Figura 2.6 permite uma panorâmica dos sistemas de co-geração em operação no País, os quais encontram-se listados na Tabela 2.1. Nas Tabelas 2.2 e 2.3 constam, respectivamente, os empreendimentos em construção e aqueles que possuem autorização, mas ainda não iniciaram construção (apenas outorgados). As empresas que investem em co-geração precisam obter autorização para implantação dos seus projetos.

(3) Excetuando as caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

FIGURA 2.5 Subestação Londrina - PR



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

2.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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, 2002).

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 Figura 2.1 e o encarte que acompanha este Atlas permitem uma visualização das redes de transmissão no País. Na Figura 2.5, a subestação de Londrina aparece como um exemplo.

A seleção das propostas para a outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica (construção, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado) é feita por intermédio de licitações. Até o final de 2003, as licitações realizadas pela ANEEL para o sistema de transmissão resultaram em mais de 9.700 km em linhas de transmissão, com significativa predominância de empreendedores da iniciativa privada. Na Tabela 2.4 estão listadas todas as linhas de transmissão licitadas pela ANEEL, segundo identificação no mapa da Figura 2.7, com respectivas características. As subestações estão listadas na Tabela 2.5.

TABELA 2.1 Centrais de co-geração em operação no País – Situação em outubro de 2003

Usina	Município	UF	Potência (kW)	Proprietário	Serviço	Fonte	Combustível
Açominas	Congonhas	MG	66.340,00	Aço Minas Gerais S/A	APE	Outros	Gás de Alto Forno
Cogeração International Paper (Fases I e II)	Mogi Guaçu	SP	50.500,00	International Paper do Brasil Ltda.	APE-COM	Fóssil	Óleo Combustível
Energy Works Kaiser Pacatuba	Pacatuba	CE	5.552,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Copesul	Triunfo	RS	74.400,00	Companhia Petroquímica do Sul	PIE	Outros	Gás de Processo
Globo	Duque de Caxias	RJ	5.160,00	Globo Comunicações Ltda.	APE-COM	Fóssil	Gás Natural
Energy Works Rhodia Santo André	Santo André	SP	11.000,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Suape, CGD e Koblitz Energia Ltda.	Cabo de Santo Agostinho	PE	4.000,00	Suape, CGD e Koblitz Energia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Suzano	Suzano	SP	38.400,00	Companhia Suzano de Papel e Celulose	APE	Fóssil	Gás Natural
Celpav IV	Jacareí	SP	107.480,00	Votorantim Celulose e Papel S/A	APE-COM	Biomassa	Licor Negro
Barra Grande de Lençóis	Lençóis Paulista	SP	62.900,00	Usina Barra Grande de Lençóis S/A	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Coinbra - Cresciumal	Leme	SP	5.700,00	Coinbra Cresciumal S/A	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Energy Works Kaiser Jacareí	Jacareí	SP	8.592,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
São Francisco	Sertãozinho	SP	6.737,50	Bioenergia Cogeneradora Ltda.	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Lucélia	Lucélia	SP	15.700,00	Central de Alcool Lucélia Ltda.	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Santa Adélia	Jaboticabal	SP	42.000,00	Termoelétrica Santa Adélia Ltda.	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
UGPU (Messer)	Jundiaí	SP	7.700,00	Sociedade Brasileira Arliquido Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Guarani - Cruz Alta	Olimpia	SP	30.000,00	Açúcar Guarani S/A	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
São José da Estiva	Novo Horizonte	SP	19.500,00	Usina São José da Estiva S/A Açúcar e Alcool	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
PROJAC Central Globo de Produção	Rio de Janeiro	RJ	4.950,00	TV Globo Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Unidade de Geração de Energia -Área II	Limeira	SP	6.000,00	Cooperativa dos Produtores de Cana, Açúcar e Alcool do Estado de São Paulo	APE	Fóssil	Gás Natural
Energy Works Rhodia Paulínia	Paulínia	SP	10.000,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Iguatemi Fortaleza	Fortaleza	CE	4.794,00	Condomínio Civil Shopping Center Iguatemi	APE	Fóssil	Gás Natural
Cesar Park Business Hotel/Globenergy	Guarulhos	SP	2.100,00	Inpar Construções e Empreendimentos Imobiliários Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Bayer	São Paulo	SP	3.840,00	Bayer S/A	APE	Fóssil	Gás Natural
CTE Fibra	Americana	SP	9.200,00	Fibra S/A	APE	Fóssil	Óleo Combustível
Cerradinho	Catanduva	SP	29.000,00	Usina Cerradinho Açúcar e Alcool S/A	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
EnergyWorks Corn Products Mogi	Mogi Guaçu	SP	21.400,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
EnergyWorks Corn Products Balsa	Balsa Nova	PR	10.800,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Santa Elisa - Unidade I	Sertãozinho	SP	58.000,00	Companhia Energética Santa Elisa	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Carioca Shopping	Rio de Janeiro	RJ	3.200,00	Administradora Carioca de Shopping Centers S/C Ltda.	APE-COM	Fóssil	Gás Natural
IGW/Service Energy	São Paulo	SP	2.825,00	Telecomunicações de São Paulo S/A	APE	Fóssil	Gás Natural
Santo Antônio	Sertãozinho	SP	23.000,00	Bioenergia Cogeneradora Ltda.	PIE	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Stepie Ulb	Canoas	RS	3.300,00	Stepie Ulb S/A	PIE	Fóssil	Gás Natural
Inapel	Guarulhos	SP	1.204,00	Inapel Embalagens Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Eucatex	Salto	SP	9.800,00	Eucatex S/A Indústria e Comércio	PIE	Fóssil	Gás Natural
Bunge Araxá	Araxá	MG	11.500,00	Bunge Fertilizantes S/A	APE	Outros	Enxofre
Millennium	Camaçari	BA	4.781,00	Millennium Inorganic Chemicals do Brasil S/A	APE	Fóssil	Gás Natural

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

TABELA 2.2 Centrais de co-geração em construção no País – Situação em outubro de 2003

Usina	Município	UF	Potência (kW)	Proprietário	Serviço	Fonte	Combustível
Iguatemi Bahia	Salvador	BA	8.310,00	Condomínio Shopping Center Iguatemi Bahia	APE	Fóssil	Gás Natural
Camaçari Ambev	Camaçari	BA	5.256,00	Companhia Brasileira de Bebidas	PIE	Fóssil	Gás Natural
Paraíba Ambev	João Pessoa	PB	5.256,00	Companhia Brasileira de Bebidas	PIE	Fóssil	Gás Natural
Jaguariúna	Jaguariúna	SP	7.902,00	Companhia Brasileira de Bebidas	PIE	Fóssil	Gás Natural
Jacareí	Jacareí	SP	10.500,00	Companhia Brasileira de Bebidas	PIE	Fóssil	Gás Natural

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

TABELA 2.3 Centrais de co-geração apenas outorgadas – Situação em outubro de 2003

Usina	Município	UF	Potência (kW)	Proprietário	Serviço	Fonte	Combustível
S. A. V. - Unisinos	São Leopoldo	RS	4.600,00	S.A.V - Unisinos	APE	Fóssil	Gás Natural
Shopping Taboão	Taboão da Serra	SP	3.646,00	TDS Centro Comercial Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Praia da Costa	Vila Velha	ES	3.646,00	Construtora Sá Cavalcanti Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Engevix - Limei 1	Limeira	SP	6.000,00	Engevix Engenharia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Rio de Janeiro Refrescos Coca Cola	Rio de Janeiro	RJ	4.800,00	Rio de Janeiro Refrescos Ltda.	APE	Fóssil	Gás Natural
Juatuba	Juatuba	MG	5.250,00	Companhia Brasileira de Bebidas	PIE	Fóssil	Gás Natural
Polibrasil Globenergy	Mauá	SP	23.080,00	Polibrasil Resinas S/A	APE	Fóssil	Gás Natural
EnergyWorks Rhodia Ster	Cabo de Santo Agostinho	PE	10.700,00	Energyworks do Brasil Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Anhanguera	Limeira	SP	278.290,00	Tractebel Energia S/A	PIE	Fóssil	Gás Natural
Engevix - Pinhais 1	São José dos Pinhais	PR	3.000,00	Engevix Engenharia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Viamão Ambev	Viamão	RS	4.680,00	Companhia Brasileira de Bebidas	APE	Fóssil	Gás Natural
Estância Ambev	Estância	SE	4.680,00	Companhia Brasileira de Bebidas	APE	Fóssil	Gás Natural
Engevix - Blu 4	Blumenau	SC	11.000,00	Engevix Engenharia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
Engevix - Brus 1	Brusque	SC	7.520,00	Engevix Engenharia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural
CENPES-Petrobrás	Rio de Janeiro	RJ	3.200,00	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento	APE	Fóssil	Gás Natural
Engevix-Blu 1	Blumenau	SC	3.000,00	Engevix Engenharia Ltda.	PIE	Fóssil	Gás Natural

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

FIGURA 2.6 Centrais de co-geração em operação no País – situação em outubro de 2003



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

FIGURA 2.7 Linhas de transmissão licitadas ou autorizadas pela ANEEL



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

TABELA 2.4 Linhas de transmissão licitadas ou autorizadas pela ANEEL

Identificação no mapa (Figura 2.8)	Empreendimento	Subestações interligadas	Município / UF	Licitação (Ano)	Tensão (kV)	Circuito	Extensão (Km)	Situação
LT.1	Taquaruçu - Assis - Sumaré	Taquaruçu - Sumaré	Sandovalina - Sumaré / SP	1999	440	Simple	505.0	OPERAÇÃO
LT.2	Campos Novos - Blumenau	Campos Novos - Blumenau	Campos Novos - Blumenau / SC	1999	500	Simple	252.5	OPERAÇÃO
LT.3	Interligação Norte-Sul II	Imperatriz - Samambaia	Imperatriz / MA - Samambaia / DF	2000	500	Simple	1,278.0	OPERAÇÃO PARCIAL
LT.4	Expansão da Interligação Norte-Sul	Samambaia - Itumbiara	Samambaia / DF - Araporã / MG	2000	500	Simple	280.0	OPERAÇÃO
LT.5	Expansão da Interligação Norte-Sul	Samambaia - Emborcação	Samambaia / MG - Araguari/MG	2000	500	Simple	295.0	OPERAÇÃO
LT.6	Interligação Sudeste Nordeste	Serra da Mesa - Sapeaçu	Minaçu / GO - Sapeaçu / BA	2000	230	Simple	1,050.0	OPERAÇÃO
LT.7	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	Bateias - Ibiuna	Campo Largo - Ibiúna / PR	2000	345	Duplo	328.0	OPERAÇÃO
LT.8	Tucuruí – Vila do Conde C2	Seccionadora Tucuruí - Vila do Conde	Tucuruí - Barcarena / PA	2000	500	Simple	323.0	OPERAÇÃO
LT.9	Expansão da Interligação Norte - Nordeste C3	Tucuruí - Presidente Dutra	Tucuruí / PA - Presidente Dutra / MA	2000	500	Simple	924.0	OPERAÇÃO
LT.10	Bateias – Jaguariava	Bateias - Jaguariava	Campo Largo / PR - Jaguariava / PR	2001	230	Simple	137.1	CONSTRUÇÃO
LT.11	Ouro Preto 2 - Vitória	Ouro Preto 2 - Vitória	Ouro Preto / MG - Vitória / ES	2001	500/345	Simple	370.0	CONSTRUÇÃO
LT.12	Goianinha – Mussure C3	Goianinha - Mussure	Condado / PE - João Pessoa / PB	2001	230	Simple	51.0	OPERAÇÃO
LT.13	Chavantes – Botucatu	Chavantes - Botucatu	Chavantes - Botucatu / SP	2001	230	Simple	137.0	CONSTRUÇÃO
LT.14	Xingó – Angelim	Xingó- Angelim	Canindé do São Francisco - São João / PE	2001	500	Simple	200.0	OPERAÇÃO
LT.15	Angelim - Campinas Grande	Angelim - Campina Grande	São João / PE - Campina Grande / PB	2001	230	Simple	186.0	OPERAÇÃO
LT.16	Presidente Médici - Pelotas 3	Presidente Médici - Pelotas 3	Candiota - Pelotas / RS	2002	230	Simple	130.0	CONSTRUÇÃO
LT.17	Uruguaiana - Maçambará	Usina de Uruguaiana- Macambará	Uruguaiana - Macambará / RS	2002	230	Simple	130.0	CONSTRUÇÃO
LT.18	Macambara - Santo Ângelo	Macambará - Santo Ângelo	Macambará - Santo Ângelo / RS	2002	230	Simple	205.0	CONSTRUÇÃO
LT.19	Santo Ângelo - Santa Rosa	Santo Ângelo - Santa Rosa	Santo Ângelo - Santa Rosa / RS	2002	230	Simple	51.0	CONSTRUÇÃO
LT.20	Campos Novos - Lagoa Vermelha	Campos Novos - Lagoa Vermelha	Campos Novos / SC - Lagoa Vermelha / RS	2002	230	Simple	84.0	CONSTRUÇÃO
LT.21	Lagoa Vermelha - Santa Marta	Lagoa Vermelha - Santa Marta	Lagoa Vermelha - Passo Fundo / RS	2002	230	Simple	90.0	CONSTRUÇÃO
LT.22	Vila do Conde - Santa Maria	Vila do Conde - Santa Maria	Barcarena - Santa Maria do Pará / PA	2002	230	Simple	179.0	CONSTRUÇÃO
LT.23	Tijuco Preto - Cachoeira Paulista	Tijuco Preto - Cachoeira Paulista	Mogi das Cruzes - Cachoeira Paulista / SP	2002	500	Simple	181.0	CONSTRUÇÃO
LT.24	Tucuruí - Açailândia	SE Seccionadora Tucuruí - Marabá	Tucuruí - Açailândia / PA	2002	500	Duplo / Simple	222.3	CONSTRUÇÃO
LT.25	Itumbiara - Marimbondo	Itumbiara - Marimbondo	Araporã - Fronteira / MG	2002	500	Simple	212.0	CONSTRUÇÃO
LT.26	Paraiso - Açu	Paraiso - Açu	Santa Cruz - Açu / RN	2002	230	Simple	135.0	CONSTRUÇÃO
LT.27	LT Londrina - Assis	Londrina - Assis	Londrina / PR - Assis / SP	2003	525	Simple	120.0	LEILOADA
LT.28	LT Assis - Araraquara	Assis - Araraquara	Assis - Araraquara / SP	2003	525	Simple	250.0	LEILOADA
LT.29	LT Salto Santiago - Ivaiporã	Salto Santiago - Ivaiporã	Rio Bonito do Iguacu - Manoel Ribas / PR	2003	525	Simple	167.0	LEILOADA
LT.30	LT Ivaiporã - Cascavel Oeste	Ivaiporã - Cascavel Oeste	Manoel Ribas - Cascavel / PR	2003	525	Simple	209.0	LEILOADA
LT.31	LT Teresina II - Sobral III	Teresina II - Sobral III	Teresina / PI - Sobral / CE	2003	500	Simple	322.0	LEILOADA
LT.32	LT Sobral III - Fortaleza II	Sobral III - Fortaleza II	Sobral - Fortaleza / CE	2003	500	Simple	219.0	LEILOADA
LT.33	LT Camaçari II - Sapeaçu	Camaçari II - Sapeaçu	Camaçari - Sapeaçu / BA	2003	500	Simple	106.0	LEILOADA
LT.34	LT Machadinho - Campos Novos	Machadinho - Campos Novos	Piratuba - Campos Novos / SC	2003	525	Simple	51.0	LEILOADA
LT.35	LT Coxipó - Cuiabá	Coxipó - Cuiabá	Cuiabá / MT	2003	230	Duplo	25.0	LEILOADA
LT.36	LT Cuiabá - Rondonópolis	Cuiabá - Rondonópolis	Cuiabá - Rondonópolis / MT	2003	230	Simple	168.0	LEILOADA
LT.37	LT Montes Claros - Irapé	Montes Claros - Irapé	Montes Claros - Berilo / MG	2003	345	Simple	150.0	LEILOADA

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

TABELA 2.5 Subestações licitadas ou autorizadas pela ANEEL

Empreendimento	Município / UF	Licitação (Ano)	Tensão (kV)	Situação
Angelim	São João / PE	2000	230 / 500	OPERAÇÃO
Itajubá	Itajubá / MG	2001	138 / 500	OPERAÇÃO

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

2.4. DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.4.1. CONCESSIONÁRIAS

Na maioria dos Estados brasileiros, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão das empresas de distribuição corresponde aos limites geográficos estaduais; em outros, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, existem concessionárias com áreas de abrangência menores. Há, também, áreas de concessão descontínuas, que ultrapassam os limites geográficos do Estado-sede da concessionária, como ilustrado na Figura 2.9.

Os contratos de concessão das empresas prestadoras dos serviços de distribuição de energia estabelecem regras a respeito da tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores e usuários. Da mesma forma, definem penalidades para possíveis irregularidades.

Esse universo de distribuidoras de energia elétrica hoje é constituído por 24 empresas privadas, 21 privatizadas, 4 municipais, 8 estaduais e 7 fe-

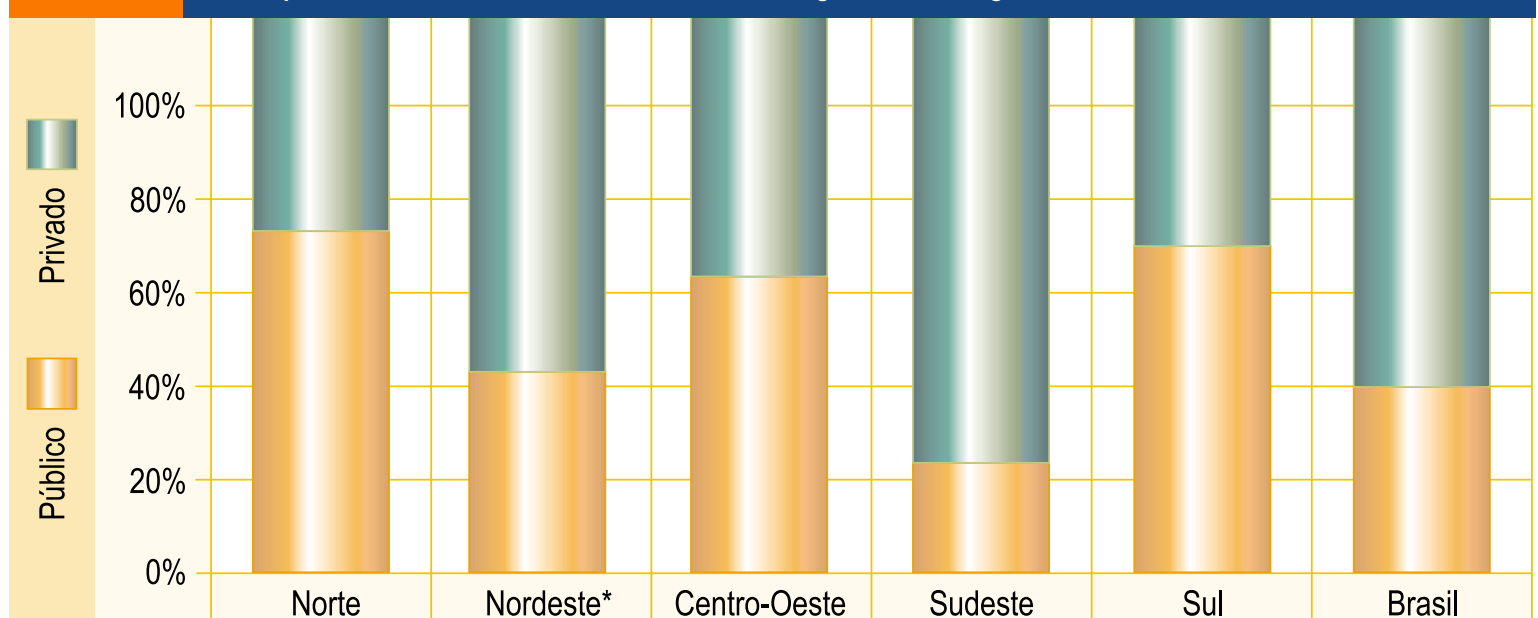
derais (ver Tabela 2.6). No Brasil, segundo o controle acionário, cerca de 60% da energia elétrica são distribuídos por empresas cujo o controle acionário é privado, como pode ser observado na Figura 2.8.

2.4.2. PERMISSIONÁRIAS E AUTORIZADAS (COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL)

As cooperativas de eletrificação rural (CERs), atualmente em processo de regularização na ANEEL, atuam em aproximadamente 1.402 municípios⁽⁴⁾, o que corresponde a 25% do total de municípios brasileiros, atendendo em torno de seiscentos mil consumidores em todo o País, concentrados nas regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste (ver Tabela 2.7), conforme Figura 2.10. Desse universo atendido, cerca de 75% dos beneficiados são rurais e 25% urbanos.

A delimitação das áreas de atuação das CERs (listadas no Anexo 2) na área das concessionárias distribuidoras de energia está sendo realizada de acordo com a Resolução ANEEL n° 12, de 11 de janeiro de 2002. As CERs poderão ser regularizadas como permissionárias de serviços públicos de energia elétrica ou como autorizadas. A cooperativa titular de autorização será classificada como consumidor rural.

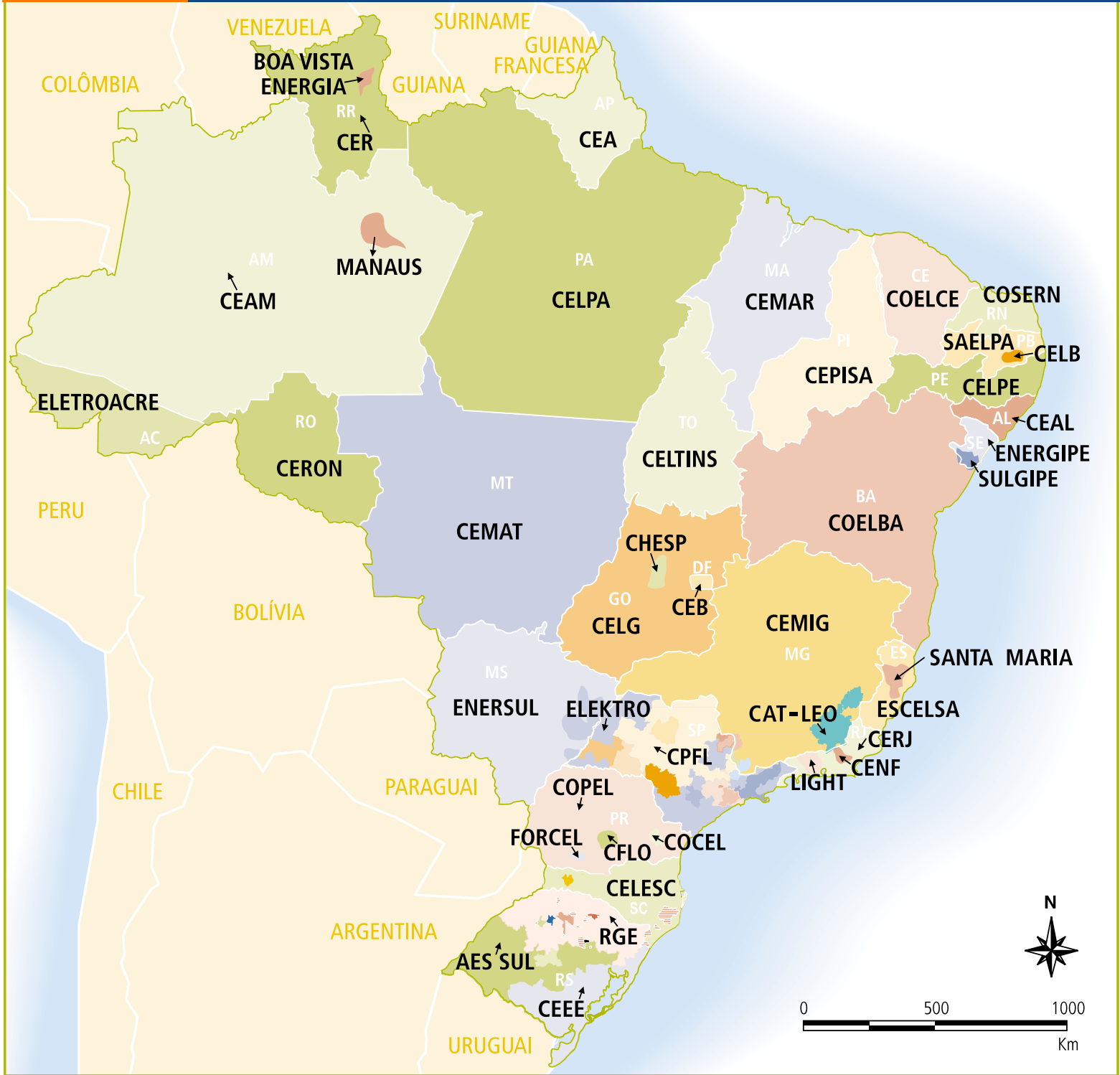
FIGURA 2.8 Participação das distribuidoras no mercado de energia elétrica, segundo o controle acionário



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado. 2004.

(*) A CEMAR, privatizada em 15/06/2000, foi considerada como controle acionário público, pois está sob intervenção do Governo Federal, de acordo com a Resolução ANEEL n° 439, de 21 de agosto de 2002.

FIGURA 2.9a Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

FIGURA 2.9b Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição, 2004.

TABELA 2.6 Concessionárias distribuidoras atuantes no Brasil

Concessionária	Controle Acionário	Estados de Atuação
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia – AES SUL	Privatizada	RS
Bandeirante Energia – BANDEIRANTE	Privatizada	SP
Boa Vista Energia – BOA VISTA	Federal	RR
CAIUÁ – Serviços de Eletricidade – CAIUÁ	Privada	SP
Centrais Elétricas de Carazinho – ELETROCAR	Municipal	RS
Centrais Elétricas de Rondônia – CERON	Federal	RO
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Privatizada	PA
Centrais Elétricas Mato-grossenses - CEMAT	Privatizada	MT
Centrais Elétricas Santa Catarina - CELESC	Estadual	SC, PR
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ	Privatizada	RJ, MG
Companhia Paulista de Energia Elétrica – CPEE	Privada	SP
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	Privada	SE
Companhia Campo-larguense de Energia – COCEL	Municipal	PR
Companhia de Eletricidade Nova Friburgo – CENF	Privada	RJ
Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	Federal	AC
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	Estadual	AP
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	Privatizada	BA
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS	Privada	TO
Companhia Energética da Borborema – CELB	Privatizada	PB
Companhia Energética de Alagoas – CEAL	Federal	AL
Companhia Energética de Brasília – CEB	Estadual	DF
Companhia Energética de Goiás – CELG	Estadual	GO
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG	Estadual	MG
Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	Privatizada	PE
Companhia Energética de Roraima – CER	Estadual	RR
Companhia Energética do Amazonas – CEAM	Federal	AM
Companhia Energética do Ceará – COELCE	Privatizada	CE
Companhia Energética do Maranhão – CEMAR	Privatizada	MA
Companhia Energética do Piauí – CEPISA	Federal	PI
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN	Privatizada	RN
Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE	Estadual	RS
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CAT-LEO	Privada	MG, RJ
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO	Privada	PR
Companhia Hidrelétrica São Patrício – CHESP	Privada	GO
Companhia Jaguari de Energia – JAGUARI	Privada	SP
Companhia Luz e Força Mococa – CLFM	Privada	MG, SP
Companhia Luz e Força Santa Cruz – CLFSC	Privada	SP, PR
Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE	Privada	SP

Concessionárias distribuidoras atuantes no Brasil (cont.)		
Concessionária	Controle Acionário	Estados de Atuação
Companhia Paranaense de Energia – COPEL	Estadual	PR, SC
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL	Privatizada	SP
Companhia Piratininga de Força e Luz	Privatizada	SP
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE	Privada	SP
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA	Privada	SC
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DMEPC	Municipal	MG
Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DEMEI	Municipal	RS
Elektro Eletricidade e Serviços – ELEKTRO	Privatizada	SP, MS
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema – EEVP	Privada	SP
Empresa Elétrica Bragantina – BRAGANTINA	Privada	MG, SP
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – ENERSUL	Privatizada	MS
Empresa Energética de Sergipe – ENERGIPE	Privatizada	SE
Empresa Força e Luz João Cesa - JOÃO CESAR	Privada	SC
Empresa Força e Luz Urussanga – EFLUL	Privada	SC
Empresa Luz e Força Santa Maria – ELFSM	Privada	ES
Espírito Santo Centrais Elétricas - ESCELSA	Privatizada	ES
Força e Luz Coronel Vivida – FORCEL	Privada	PR
Hidrelétrica Panambi – HIDROPAN	Privada	RS
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	Privada	SC
Light Serviços de Eletricidade – LIGHT	Privatizada	RJ
Manaus Energia	Federal	AM
Metropolitana Eletricidade de São Paulo – ELETROPAULO	Privatizada	SP
Muxfeldt, Marin & Cia – Muxfeldt	Privada	RS
Rio Grande Energia – RGE	Privatizada	RS
S/A de Eletrificação da Paraíba - SAELPA	Privatizada	PB
Usina Hidroelétrica Nova Palma - UHENPAL	Privada	RS

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. 2004.

2.4.3. QUALIDADE NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO

O desempenho das empresas distribuidoras referente à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido com base em indicadores de conjunto e individuais, segundo Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

Os indicadores de conjunto são denominados DEC e FEC. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de

horas em média que um determinado conjunto de unidades consumidoras fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Já o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção nas unidades consumidoras (residência, comércio, indústria etc). A evolução dos indicadores DEC e FEC em cada região e no País está ilustrada nas Figuras 2.11 e 2.12, respectivamente.

Os indicadores individuais, destinados a aferir a qualidade prestada diretamente ao consumidor, são: DIC, FIC e DMIC. Os indicadores DIC (Dura-

TABELA 2.7 Quantitativo de cooperativas de eletrificação rural por estado

Região	Nº de cooperativas	Nº de municípios de atuação
Norte	1	3
Roraima	1	3
Nordeste	41	459
Piauí	1	38
Maranhão	1	12
Ceará	12	18
Rio Grande do Norte	8	169
Paraíba	7	85
Pernambuco	11	148
Sergipe	1	1
Centro-oeste	18	191
Mato Grosso do Sul	4	32
Mato Grosso	1	9
Goiás	13	150
Sudeste	23	191
Minas Geraes	1	28
Rio de Janeiro	5	18
São Paulo	17	145
Sul	43	546
Paraná	7	39
Santa Catarina	21	120
Rio Grande do Sul	15	387
TOTAL	126	1.402

Fonte: Elaborado com base em dados da AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. Aviso de instauração do processo administrativo de regularização das CERS. 2000.

ção de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) indicam, respectivamente, por quanto tempo e o número de vezes em que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica, durante um período considerado. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção ocorrida no período de um mês, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um tempo muito longo.

Um outro instrumento permite a avaliação da melhoria da prestação dos serviços de energia elétrica, a partir da visão e satisfação do consumidor residencial. Trata-se do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), resultante de pesquisa anual que a ANEEL realiza para avaliar o grau de

satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa é feita por amostragem, com a aplicação de questionários diretamente aos consumidores e abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País.

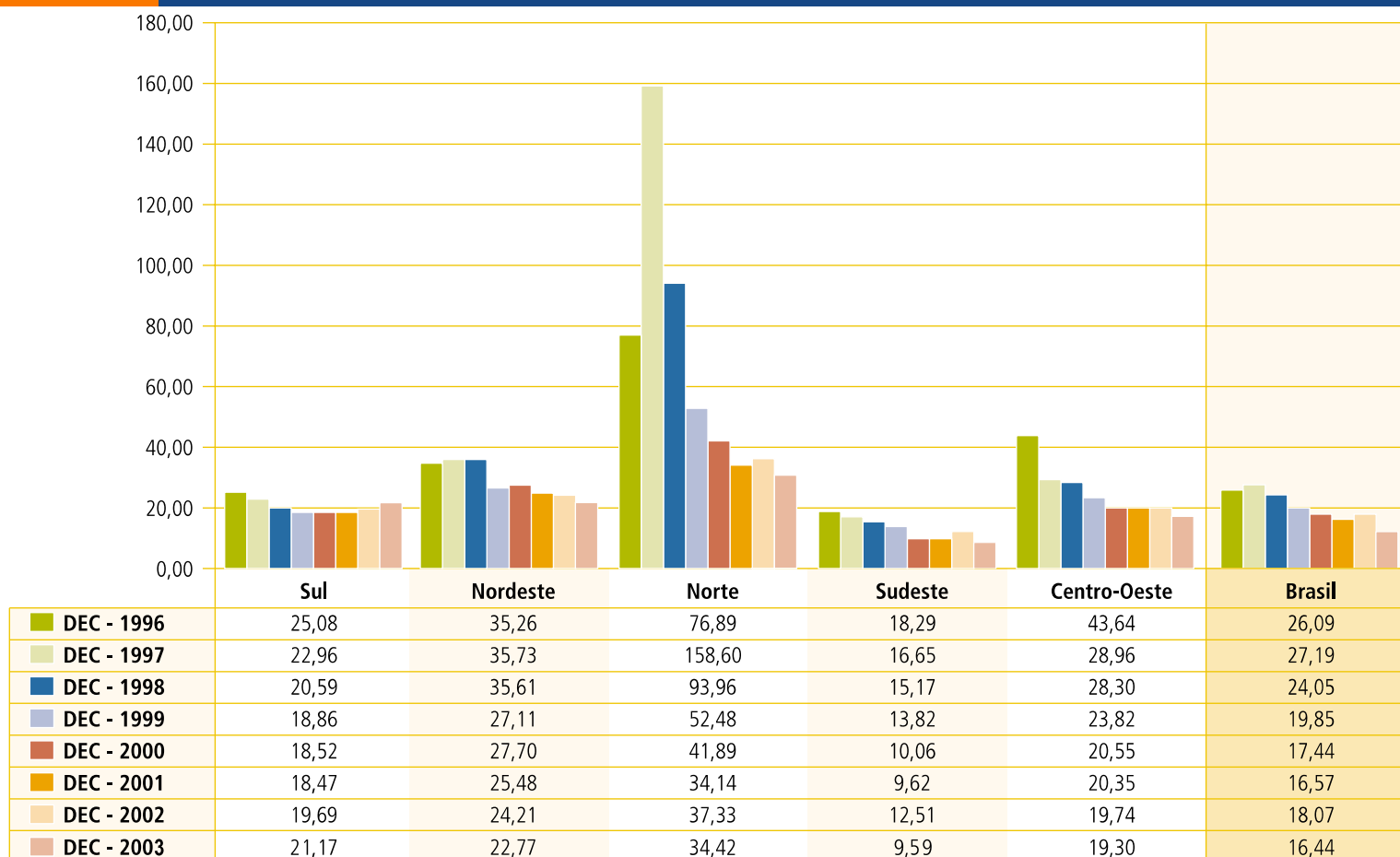
O IASC gera indicadores comparáveis por região e porte de empresa, revelando a percepção global do setor e possibilitando análises comparativas com índices internacionais de satisfação do consumidor (ver Figura 2.13a). Também compõe o cálculo de um componente do reajuste tarifário (*Fator x*). A partir da pontuação obtida pela concessionária distribuidora chega-se ao valor a ser utilizado no cálculo do *Fator x*, o qual será aplicado no reajuste tarifário anual imediatamente posterior à data da pesquisa.

FIGURA 2.10 Distribuição das cooperativas de eletrificação em todo o País (sedes)



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Concessão e Autorização de Transmissão e Distribuição. Aviso de instauração do processo administrativo de regularização das CERs. 2000.

FIGURA 2.11 Evolução do DEC para cada região do País



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição. 2004.

A partir desse índice foi instituído ainda o prêmio “Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC”, um diferencial de estímulo à melhoria dos serviços prestados ao consumidor residencial. As empresas distribuidoras são agrupadas por critérios regionais e por número de unidades consumidoras. Assim, aquelas que têm melhor avaliação em cada categoria recebem, além do troféu, o SELO IASC – marca que pode ser utilizada nas contas de energia elétrica e material institucional da empresa.

Na Figura 2.13b são apresentados os resultados do IASC 2001, 2002 e 2003, o resultado do ACSI (*American Consumer Satisfaction Index*) de 2003 para as empresas de *Utilities* de Energia Elétrica, o resultado do ECSI (*European Consumer Satisfaction Index*) global para 2001, e o HKCSI (*Hong Kong Consumer Satisfaction Index*) de 2002 para Empresas de Eletricidade naquela localidade.

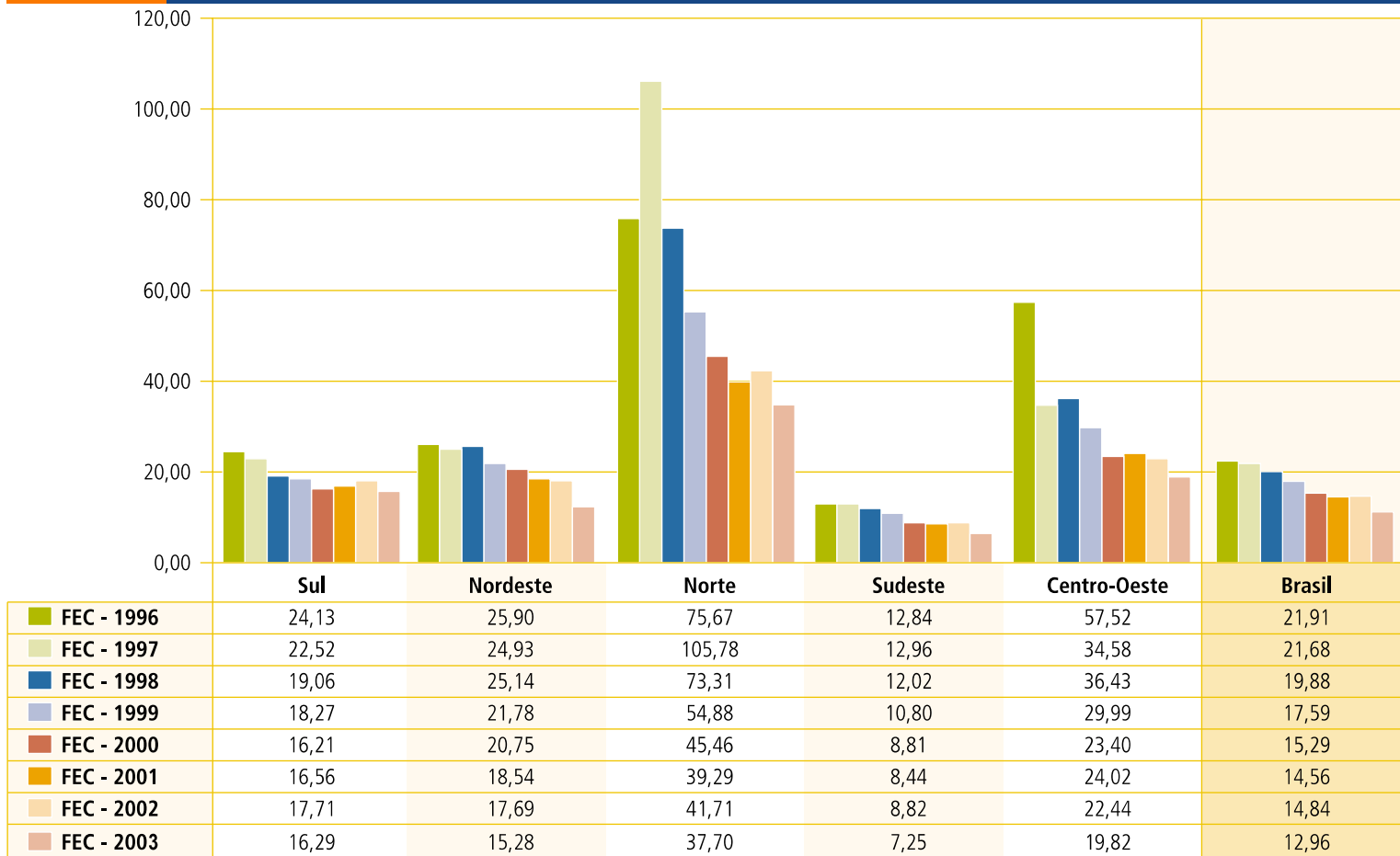
2.5. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os Agentes Comercializadores de Energia Elétrica são empresas que não possuem sistemas elétricos e que, sob autorização, atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia elétrica para concessionários, autorizados ou consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor (consumidores livres).

Até julho de 2003, encontravam-se autorizadas 46 empresas a atuar como comercializadoras de energia, conforme Tabela 2.8. A Figura 2.14 apresenta a evolução do montante comercializado por esses agentes no âmbito do MAE⁽⁵⁾.

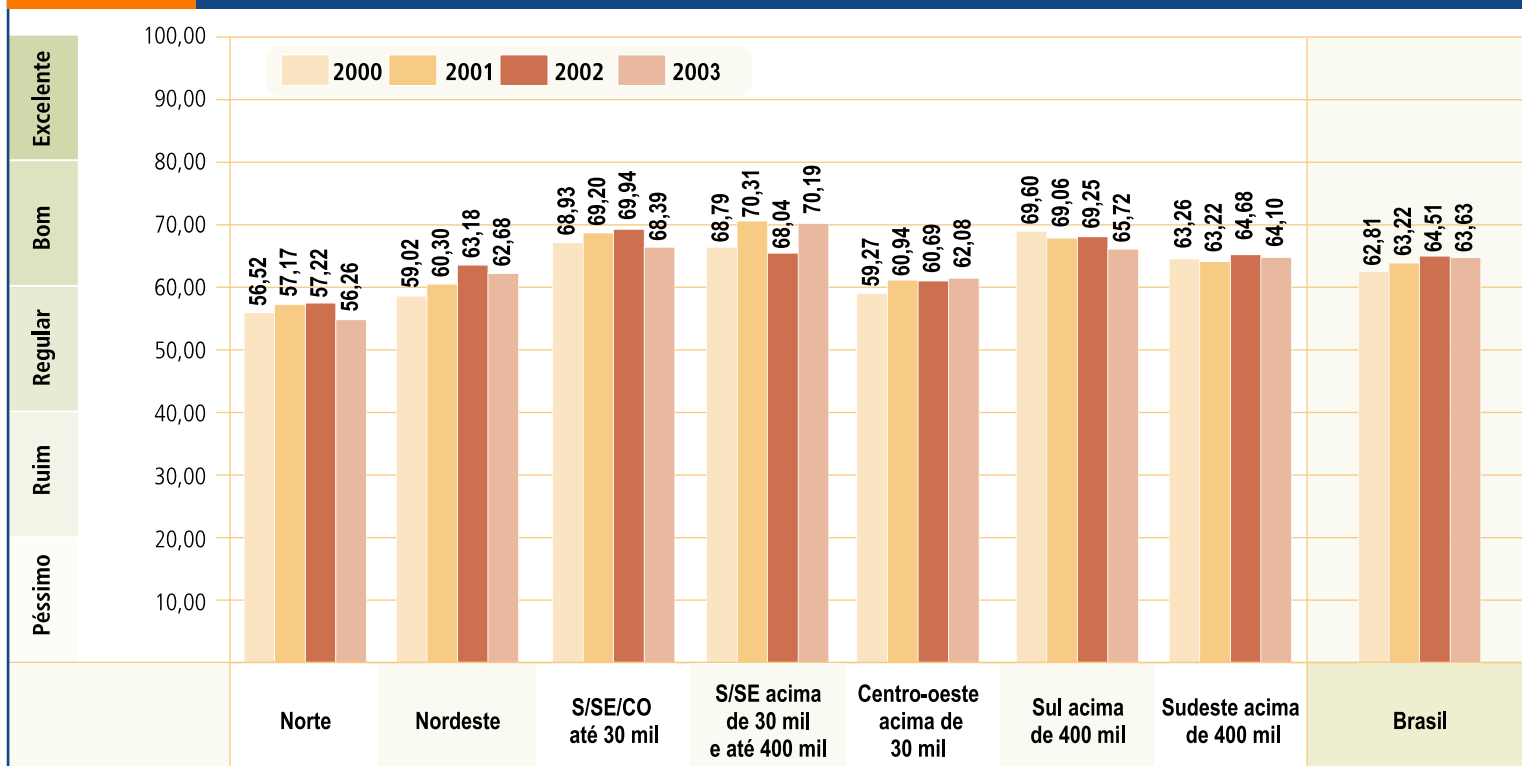
(5) O art. 5º da Lei nº 10848, de 15 de março de 2004, estabelece que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sucederá ao MAE.

FIGURA 2.12 Evolução do FEC para cada região do País



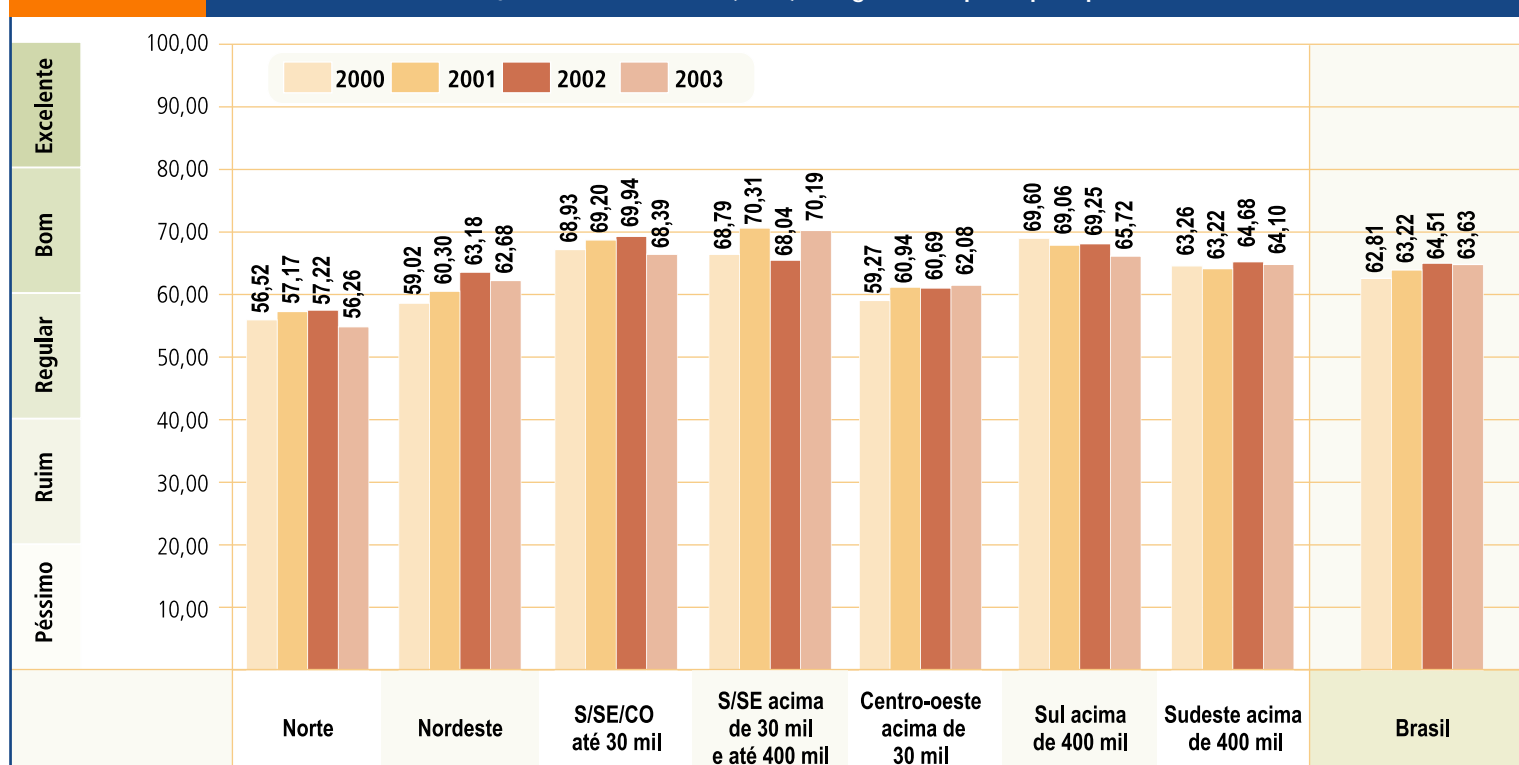
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição. 2004.

FIGURA 2.13a IASC global e por região 2000-2003



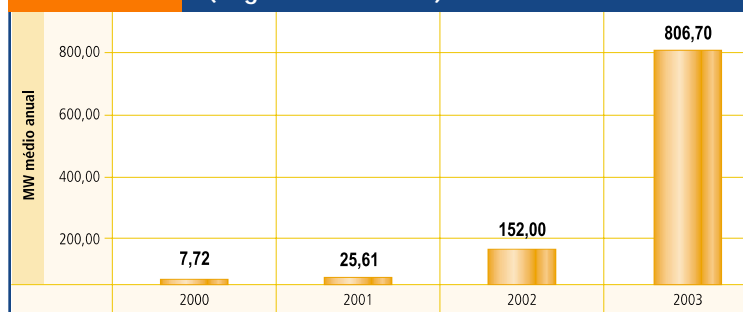
Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. IASC 2003 - índice ANEEL de satisfação do consumidor; resultados gerais. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm/PDF/RELATORIO_GERAL_IASC_2003_%20VGF.pdf.

FIGURA 2.13b Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) e alguns dos principais parâmetros internacionais



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. IASC 2003 - índice ANEEL de satisfação do consumidor; resultados gerais. 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm/PDF/RELATORIO_GERAL_IASC_2003_%20VGF.pdf.

FIGURA 2.14 Evolução do mercado das comercializadoras (negociado no MAE)



Fonte: Elaborado com base em dados do MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA. SINERCOM - Sistema de contabilização e liquidação. 2004.

2.6. DESCENTRALIZAÇÃO (AGÊNCIAS ESTADUAIS)

A ANEEL delega algumas de suas atividades às unidades da Federação, por meio de convênios de cooperação firmados com agências criadas, por leis estaduais, com a finalidade de regular e fiscalizar os serviços públicos.

Dentre as atividades delegadas às agências conveniadas destacam-se a fiscalização, mediação, ouvidoria e o apoio às ações de regulação. Até 2003, treze Estados já haviam assinado convênios com a ANEEL; outras agências estaduais, já criadas, encontram-se em entendimento

com a ANEEL para obter a delegação de atividades (ver Figura 2.15). Com a descentralização das atividades, a ANEEL pode prestar serviços cada vez mais ágeis e próximos do consumidor e dos agentes setoriais, adaptando suas ações à realidade local.

2.7. PROGRAMAS DE PESQUISA & DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (LEI Nº 9.991/2000)

A obrigação das empresas do setor elétrico de investir em pesquisa & desenvolvimento (P&D) e eficiência energética teve início como cláusula contratual. Posteriormente, essa obrigação foi estabelecida na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, quando se fixaram novos percentuais, baseados na Receita Operacional Líquida (%ROL), para investimentos mínimos em P&D e eficiência energética (conforme Tabela 2.9), e ampliou-se a abrangência de agentes do setor elétrico comprometidos com os investimentos.

Dos recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento, 40% são para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, 20% para o Ministério de Minas e Energia⁽⁶⁾ e o restante, assim como os recursos para eficiência energética, aplicados em programas desenvolvidos pelas empresas em ciclos anuais, segundo os regulamentos estabelecidos pela ANEEL. Nas Tabelas 2.10 e 2.11 constam os resultados obtidos e investimentos em cada ciclo para Eficiência Energética e P&D, respectivamente.

(6) A fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os estudos de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos (segundo o art. 12 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004).

TABELA 2.8 Agentes comercializadores em atuação no país

Empresa	Sede
TRADENER Ltda.	Curitiba – PR
Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS	Rio de Janeiro –RJ
TRADENERGY - Empresa de Comercialização de Energia Elétrica Ltda.	Curitiba – PR
ENRON	São Paulo – SP
ENERGY Consultoria e Participações Ltda.	Campo Grande – MS
ATI - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	Brasília – DF
Cia de Interconexão Energética – CIEN	Rio de Janeiro – RJ
CCP Energia Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
CSN Energia S.A.	Rio de Janeiro – RJ
AES TRADING Ltda.	São Paulo – SP
AES INFOENERGY LTDA.	Rio de Janeiro – RJ
COENEL Consultoria em Energia Ltda.	Bento Gonçalves – RS
Pactual Agente Comercializador de Energia Ltda.	São Paulo – SP
Razão Energy Consultoria e Participações Ltda.	São Paulo – SP
Brascan Energy Trader Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
Itambé Energética S.A.	Curitiba – PR
Duke Trading do Brasil Ltda.	São Paulo – SP
Modal Energy S.A.	Rio de Janeiro – RJ
Guaraniana Comércio e Serviços S.A.	Recife – PE
VOTENER – Votorantim Comercializadora de Energia Ltda.	São Paulo – SP
CMS Comercializadora de Energia Ltda.	São Paulo – SP
ECE – Empresa Comercializadora de Energia Ltda.	São Paulo – SP
Rede Comercializadora de Energia S.A.	São Paulo – SP
ENERTRADE - Comercializadora de Energia S.A.	São Paulo – SP
EL PASO Rio Grande Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
Multiner Trader Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
EL PASO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA LTDA.	Rio de Janeiro – RJ
União – Comercializadora de Energia Ltda.	São Paulo – SP
ELECTRA Comercializadora de Energia Elétrica Ltda.	São Paulo – SP
Comercializadora de Energia Elétrica Ltda. – CENEL	Cuiabá – MT
COMERC Comercializadora de Energia Elétrica Ltda.	São Paulo – SP
Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE	Rio de Janeiro – RJ
Delta Comercializadora de Energia Ltda.	São Paulo – SP
CPFL Comercialização Brasil Ltda.	Campinas – SP
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	Florianópolis – SC
Petrobrás Energia Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
Vale do Rio Doce Energia Ltda.	Rio de Janeiro – RJ
CLION Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.	Porto Alegre – RS
Rima Energética Ltda.	Bocaiúva – MG
DUKE Energy International Brasil Marketing Ltda.	São Paulo – SP
ECOM ENERGIA Ltda.	São Paulo – SP
IBS Comercializadora Ltda.	São Paulo – SP
Elektro Comercializadora de Energia Ltda.	Campinas – SP
Iguaçu Comercializadora de Energia Elétrica Ltda.	Xanxerê – SC
COPEN – Cia Paulista de Energia Ltda.	São Paulo – SP

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado. 2004.

FIGURA 2.15 Mapa com as agências estaduais e situação quanto à celebração dos convênios



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. 2004. Disponível em: www.aneel.gov.br.

TABELA 2.9 Regras para aplicação dos recursos em P&D e eficiência energética

Empresa	Regra de transição			Regra definitiva		
	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade
Geração*	0,25** 1,00	–	Até 31/12/2005	1,00	–	Após 31/12/2005
Transmissão	–	–	–	1,00	–	Após celebração de contrato
Distribuição	0,50	0,50	Até 31/12/2005	0,75	0,25	Após 31/12/2005

Fonte: Elaborado com base em dados de BRASIL. Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 25 jul. 2000.

(*) Excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

(**) Percentual válido para as empresas Tractbel, AES-Tietê e Duke Energy.

TABELA 2.10 Resultados obtidos e investimentos em eficiência energética

Ciclo	Número de empresas participantes	Investimento (milhões de R\$)	Demanda retirada da ponta (MW)	Economia de Energia (GWh/ano)
1998 / 1999	17	196	250	755
1999 / 2000	42	230	370	1.020
2000 / 2001	64	165	496	1.932
2001 / 2002	64	185	556	2.166
Período 1998 - 2002	–	776	1.672	5.873
2002 / 2003 (previsão)	64	200	600	2.340

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade. 2004.

TABELA 2.11 Resultados obtidos e investimentos em P&D

Ciclo	Número de empresas participantes	Número de Projetos	Investimento (milhões de R\$)
1998 / 1999	13	63	12,9
1999 / 2000	43	164	29,7
2000 / 2001	67	439	113,13
2001 / 2002	72	535	156,2
2002 / 2003 (até 31/12/2003)	85	468	133,6
Período 1998 - 2003	–	1.669	445,8

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição. 2004.