

3

O Setor Elétrico Brasileiro

Integram o setor elétrico brasileiro todas as empresas que participam da cadeia entre a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Integram também outros atores com os seguintes objetivos: i) formular e executar políticas tarifárias e regulatório; ii) Operar o sistema interligado brasileiro; iii) Fiscalizar os agentes da geração, transmissão, distribuição e comercialização; iv) planejar o crescimento de toda a cadeia do setor elétrico desde a geração até o consumidor, de forma equilibrada.

Nos últimos anos o setor elétrico brasileiro vivenciou diversas transformações. Migrou de um modelo de monopólio estatal para uma economia de mercado. Uma mudança que se consolidou com a entrada de novos agentes no controle das empresas de distribuição de energia e de novos investidores, papel anteriormente exercido pelo Estado.

Na visão formulada por Born [60] em 1998, as mudanças estruturais experimentadas pelo setor elétrico, que vêm ocorrendo nas diversas regiões do planeta, foram inspiradas na idéia da separação entre o produto (a energia) e os serviços (a transmissão e a distribuição). Contrastando com uma estrutura de serviços totalmente verticalizada, surgiram empresas que produzem, transmitem e distribuem energia elétrica e a comercializam. E esse processo passou a ser realizado por meio de empresas denominadas desverticalizadas, que viabilizaram a competição no âmbito da geração e da comercialização de energia. Até há pouco tempo não existia a figura legal do comercializador. E tampouco os conceitos de produtor independente e consumidor livre estavam estabelecidos. As redes de transmissão e distribuição, embora continuem a ser os únicos segmentos monopolistas em operação, passaram a se constituir em novas vias de uso aberto. Vias essas que podem ser utilizadas, indiscriminadamente, por qualquer agente, desde que capaz de adequadamente remunerar o proprietário da instalação. A figura 3.1 ilustra a estrutura regulamentadora que caracteriza o setor elétrico no que diz respeito à competição entre os agentes ou aplicação de monopólio.

Foi a partir da criação de uma rede orgânica de agentes de regulação, operação e comercialização que o setor elétrico foi estruturado [61–77]. Dele

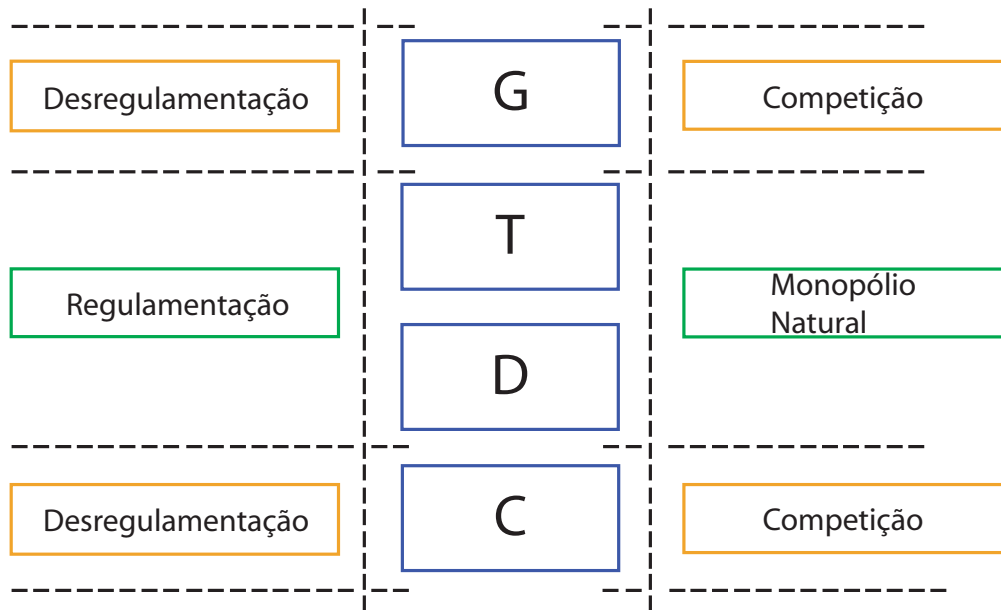


Figura 3.1: Estrutura regulamentadora que caracteriza o setor elétrico no mercado. Nessa figura, “G” denota geração de energia elétrica, “T” transmissão, “D” distribuição e “C” comercialização de energia elétrica.

participam a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). E foi do advento da privatização do setor que foi possível estruturar a geração e a distribuição de energia, cujas diretrizes emanam do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Partes de um todo orgânico, esses são os atores que asseguram o equilíbrio operacional do setor elétrico brasileiro.

Os principais agentes do setor são: as geradoras (que produzem a energia), as transmissoras (responsáveis por transportar a energia do local de sua geração até os centros consumidores), as distribuidoras (que levam a energia até a casa do consumidor) e as comercializadoras (autorizadas a comprar e vender energia para os consumidores livres, ou seja aqueles que demandam potência superior a 3.000 kW¹).

A figura 3.2 apresenta um esquema simplificado da estrutura do setor elétrico que é integrado pela: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. a figura 3.3 ilustra as classes de tensões e tarifas de energia elétrica

A complexidade do “novo modelo”, com a introdução de diferentes agentes também nas áreas de geração, transmissão e comercialização de energia,

¹Os clientes acima de 500 kW de demanda contratada podem ser livres, desde que comprem energia elétrica gerada através de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), ou fontes incentivadas (eólica, biomassa etc.).

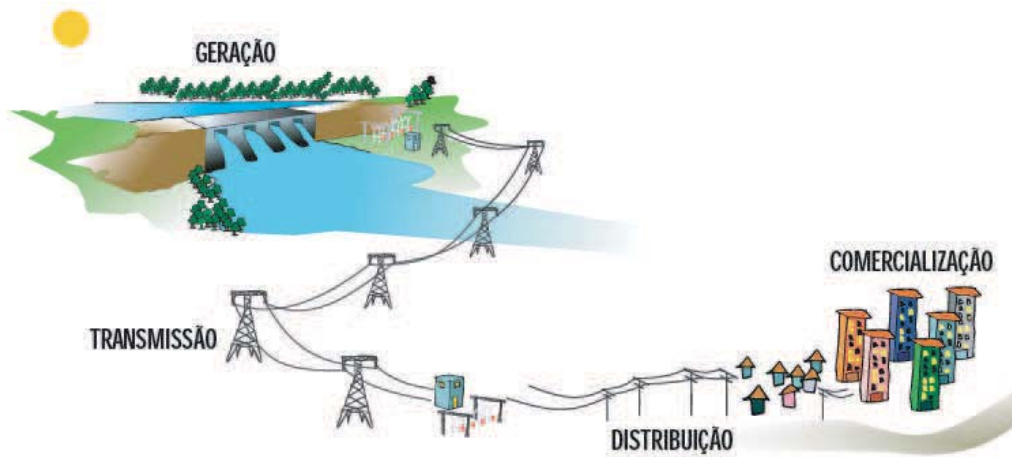


Figura 3.2: Esquema simplificado da estrutura de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Fonte: Aneel.

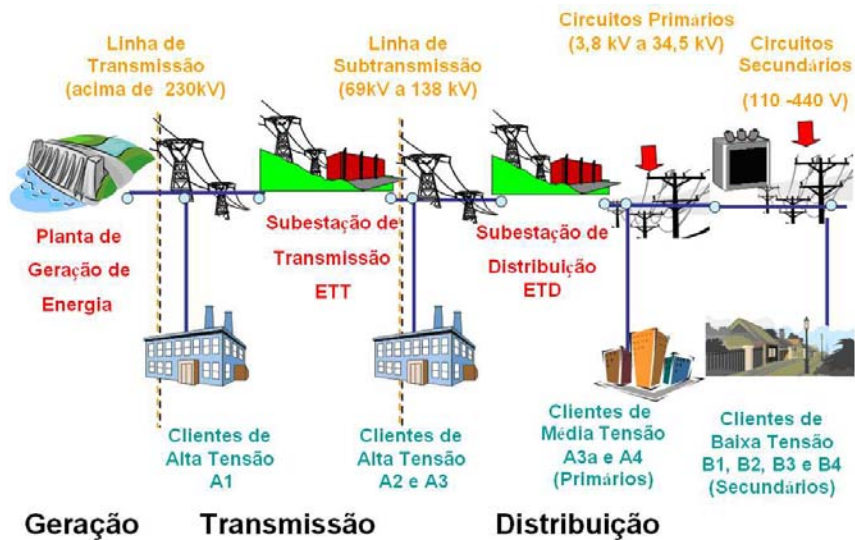


Figura 3.3: Esquemático da estrutura de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com tarifas por classes de tensões. Fonte: Light.

exigiu do Estado a adequação de uma estrutura sistêmica. Por esse motivo, foi criado, em 1997, um órgão regulador do setor: a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

3.1

O papel da Agência Nacional de Energia Elétrica

Adicionalmente ao seu papel de regulador do setor elétrico brasileiro compete a Aneel (2006) [78, 79] informar consumidores, empresas, autoridades e a sociedade em geral sobre as políticas e a legislação que regula o setor elétrico, como forma de reduzir a assimetria de informações entre agentes e usuários. Ou seja, assegurar a validade dos serviços em benefício da sociedade como um todo.

A importante tarefa [78, 79] de criar consciência e promover pelo uso racional de energia é encarada pela Aneel como um desafio que precisa ser superado no desenvolvimento de sua missão de explicar uma de suas atribuições mais complexas: i.e.: fixar uma tarifa de energia que seja, ao mesmo tempo, justa para o consumidor e suficiente para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A Aneel tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade². A figura 3.4, ilustra o equilíbrio entre os interesses estratégicos do governo, dos agentes regulados, dos consumidores e o interesse público. A Aneel tem como funções básicas fiscalizar a prestação do serviço à sociedade e dirimir eventuais conflitos que possam surgir entre os diversos atores do setor. Compete ainda à Aneel a função de conceder o direito de exploração dos serviços. Uma atividade que lhe foi delegada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

No desempenho de sua ação reguladora do setor, a missão da Aneel é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da modernização do setor com vistas a suprir as expectativas da sociedade como um todo.

3.2

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade privada, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos

²www.aneel.gov.br - acessado em 14/01/09.

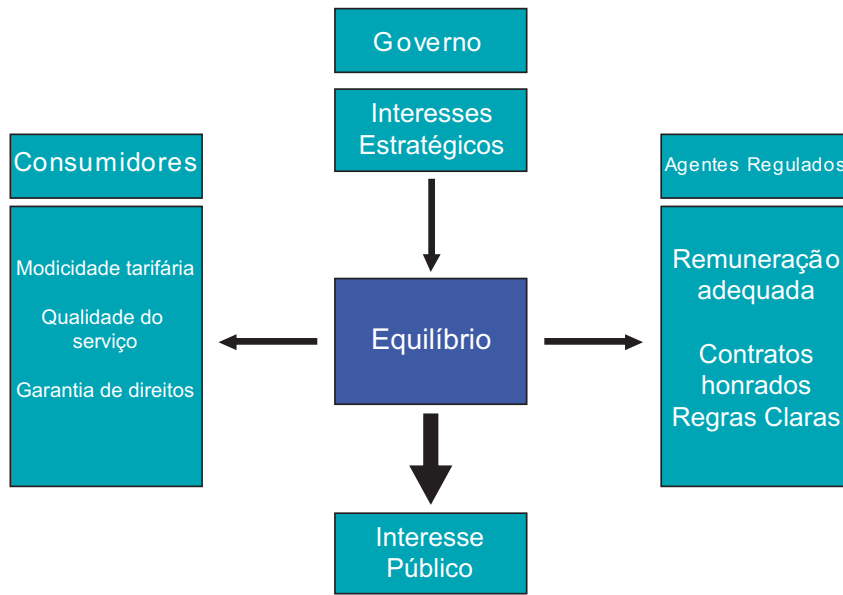


Figura 3.4: - O equilíbrio entre os atores do setor elétrico: uma preocupação permanente da Aneel. Fonte: Aneel.

sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres. O Ministério de Minas e Energia participa como membro com poder de veto em questões que possam introduzir conflitos com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

O ONS foi criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação anteriormente existente. Dentre as suas responsabilidades destacam-se a manutenção dos ganhos sinérgicos resultantes da otimização da operação dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica. E também a viabilização da expansão do sistema de transmissão ao menor custo, asseguradas as características técnicas necessárias à operação do sistema como um todo [80].

O sistema elétrico do país é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) —uma grande rede de transmissão que permite o trânsito de energia entre as regiões do Brasil— e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente na região Norte, cujas principais características são a limitação do intercâmbio de energia e a geração termelétrica.

A figura 3.5 ilustra esquematicamente a composição do SIN e os intercâmbios normalmente estabelecidos. O SIN é formado pelos 4 subsistemas equivalentes: Sul (S), Sudeste Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte

(N), conforme ilustra a figura 3.5. De acordo com o ONS ³, do total de energia elétrica gerada no Brasil, 96,6% integra o SIN. Os 3,4% restantes encontram-se fora da jurisdição do SIN.

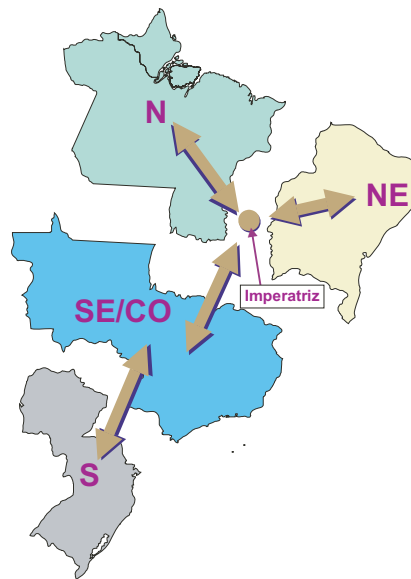


Figura 3.5: Subsistemas equivalentes que integram o SIN. Fonte: ONS – 2009

3.2.1

Benefícios resultantes da ação do ONS

As atividades desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico afetam diretamente a qualidade e o preço do suprimento de energia elétrica nos sistemas interligados. O controle e a coordenação da operação, bem como as demais atividades do ONS, produzem benefícios para todos os agentes setoriais. Por consequência, também impactam sobre os consumidores e, de forma mais geral, sobre a sociedade como um todo.

A opção pela intensa utilização do potencial hidrelétrico do país determinou as características singulares do sistema. As usinas desse tipo são construídas tendo em vista o aproveitamento ideal das aflúências e dos desníveis dos rios, muitas vezes em locais distantes dos centros consumidores. Assim, para atender ao mercado, foi necessário desenvolver um extenso sistema de transmissão, em que as linhas criam uma complexa rede de caminhos alternativos para escoar com segurança a energia produzida até os centros de consumo. Além disso, esses sistemas contribuem para a integração entre as regiões, permitindo que os consumidores sejam beneficiados pela diversidade do comportamento das vazões entre rios de diferentes bacias hidrográficas.

³www.ons.org.br - acessado em 14/01/09.

Sob o ponto de vista organizacional, o sistema elétrico brasileiro tem múltiplos proprietários, de diferentes portes e naturezas, cada qual buscando atingir seus próprios objetivos empresariais. Com o processo de desverticalização e privatização das empresas, o número de agentes aumentou significativamente, bem como o nível de competição entre eles.

Ainda assim, confirmando a experiência adquirida ao longo de mais de duas décadas de operação coordenada entre as empresas, a otimização do uso dos recursos de geração e transmissão disponíveis se impõe pelos benefícios que é capaz de produzir, tanto para os agentes setoriais como para o conjunto dos consumidores. A exploração coordenada dos recursos hidro e termoelétricos permite que se maximize a disponibilidade e a confiabilidade do suprimento, com redução dos custos para os consumidores. Tal maximização se dá pela interdependência operativa das usinas situadas em sequência nos rios, pela interconexão dos sistemas de transmissão das empresas, e pela integração da geração e transmissão no atendimento do mercado.

O ONS afirma que os benefícios da operação coordenada têm permitido adiar investimentos de geração e transmissão, da ordem de 17 bilhões de reais⁴.

3.2.2

Intercâmbio de energia, supervisão e operação

O intercâmbio global de energia elétrica tende a se tornar, cada vez mais, significativo e complexo. Por outro lado, diversos fatores contribuem para essa complexidade:

- concentração de cargas junto às regiões metropolitanas das capitais dos estados federativo;
- geração, predominantemente hidráulica, com usinas de aproveitamentos econômicos cada vez mais distantes dos centros de carga;
- geração térmica a carvão, concentrada na região Sul, principalmente em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul;
- geração térmica a gás natural ao longo dos gasodutos existentes;
- critérios de planejamento e expansão dos sistemas de geração e de transmissão, aliados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que contribuem para a interdependência das empresas e conseqüente aumento de intercâmbios;
- compartilhamento de sistemas de transmissão de extra-alta tensão entre empresas com usinas da mesma região;

⁴Boletim de informações institucionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS - 2000

- adoção, no planejamento, de uma única reserva girante⁵ para todo o Sistema Interligado, como se este pertencesse a uma só empresa.

Disso decorre, naturalmente, uma grande interdependência entre a geração e transmissão das diversas empresas, de modo a assegurar que sejam capazes de operar segundo as melhores condições de confiabilidade, segurança e economicidade de suprimento.

O funcionamento de um grande sistema elétrico em elevadas tensões está condicionado, a cada instante, a diversos fatores. Dentre eles ao jogo conjugado do esquema utilizado na conexão das instalações de transporte, dos consumos solicitados e das produções asseguradas em seus diferentes pontos pelas centrais em funcionamento. Os Planos e Programas de Operação provisionais estabelecidos constituem objeto de estudos repetitivos, cada vez mais precisos, abrangendo períodos de anos, meses, dias e, até de horas. Esses programas são determinados de forma a permitir, simultaneamente:

- segurança de suprimento em caso de defeito em instalações de produção e/ou de transporte;
- qualidade satisfatória no fornecimento de energia no que diz respeito à tensão e frequência;
- suprimento ao menor custo possível, levando-se em conta a característica de melhor rendimento dos equipamentos utilizados e
- correções de desvios com relação às previsões de potência e energia fornecidas.

Quanto à programação da operação, esta consiste na preparação de um programa semanal de operação elétrica e energética do sistema, detalhado (i) no nível diário e (ii) no nível horário, desenvolvido no âmbito de um programa diário complementar. Esses programas são preparados com a antecedência de uma semana e visam a otimizar a utilização dos recursos hidro-energéticos mediante a coordenação entre o planejamento e a operação.

Com a operação visa-se, primordialmente, garantir a execução coordenada do Programa de Operação, bem como revisar este programa em caso de ocorrência de situações imprevistas. Para isso, é monitorado o sistema interligado que busca detectar eventuais violações do comportamento prescrito na programação. Caso ocorram, permitem coordenar sua correção, auxiliando os centros de operação de sistemas das empresas no trabalho de reconfiguração do sistema.

⁵Reserva girante: capacidade não usada disponível de unidades ligadas e sincronizadas com a rede para atender demanda adicional. A reserva girante tem de estar sob controle de regulador automático para responder instantaneamente aos requisitos do sistema. A usina de Itaipu é um exemplo de reserva girante.

3.3

Geração de energia elétrica

De acordo com a Aneel —site Banco de Informações de Geração— [81] o Brasil possui um total de 1.707 empreendimentos em operação, com potência de geração de energia elétrica de 101.043.806 kW (i.e.: 101.044 MW). A tabela 3.1 apresenta as unidades de geração em funcionamento e seus respectivos tipos, quantidades e potências outorgadas e fiscalizadas.

Tabela 3.1: Unidades de geração de energia elétrica em operação no Brasil.

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada ¹ (kW)	Potência Fiscalizada ² (kW)	% ³
CGH	219	115.281	114.802	0,11
EOL	16	248.250	247.050	0,24
PCH	299	2.022.898	2.004.617	1,98
SOL	1	20	20	0
UHE	159	74.572.295	75.066.931	74,29
UTE	1.011	24.329.943	21.603.386	21,38
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,99
Total	1.707	103.295.687	101.043.806	100

1: Potência Outorgada é a potência considerada no ato de outorga.

2: Potência Fiscalizada é a potência considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

3: Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada.

4: Tipos de geração de energia elétrica:

CGH: Centrais Geradoras Hidrelétricas

EOL: Usinas Eolioelétricas

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

SOL: Fontes Alternativas de Energia

UHE: Usinas Hidrelétricas

UTE: Usinas Termelétricas

UTN: Usinas Termonucleares

O Brasil possui 1.418 agentes investindo no mercado de geração de energia elétrica—dados do Banco de Informações de Geração (BIG) —Aneel [81].

A tabela 3.2 e a figura 3.6 apresentam a estrutura da oferta de eletricidade no Brasil para o ano de 2007, de acordo com os dados do BEN 2008 [3].

A simples leitura da tabela 3.3 já denota a clara opção brasileira pela geração hidrelétrica, que responde por mais de 80% da capacidade total gerada de eletricidade em 2007 (BEN 2008) [3]. Essa opção foi justificável face ao amplo potencial existente no país.

Praticamente 80% do potencial hidrelétrico nacional não-explorado encontra-se localizado longe dos grandes centros consumidores. Por exemplo,

Tabela 3.2: Oferta interna de energia elétrica no Brasil em TWh. - Referência: BEN 2008

Fontes	2007	2006	TWh Δ %
Total	482,6	460,1	4,9
Energia Não Renovável	49,6	51,7	-4,1
Gás Natural	16,0	18,3	-12,3
Derivados de Petróleo	13,4	12,4	7,9
Nuclear	12,3	13,8	-10,2
Carvão e Derivados ¹	7,9	7,2	10,4
Energia Renovável	433,0	408,4	6,0
Hidráulica	371,5	348,8	6,5
Importação	40,9	40,9	-0,2
Biomassa ²	20,0	18,5	7,9
Eólica	0,6	0,2	135,8

¹ Inclui gás de coqueria

² Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

Tabela 3.3: Oferta interna de energia elétrica no Brasil em %. - Referência: BEN 2008

Fontes	2007	2006
Energia Não Renovável	10,2	11,3
Gás Natural	3,3	4,0
Derivados de Petróleo	2,8	2,7
Nuclear	2,5	3,0
Carvão e Derivados	1,6	1,6
Energia Renovável	89,8	88,7
Hidráulica ¹	85,6	84,7
Biomassa ²	4,1	4,0
Eólica	0,1	<0,1

¹ Inclui importação.

² Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

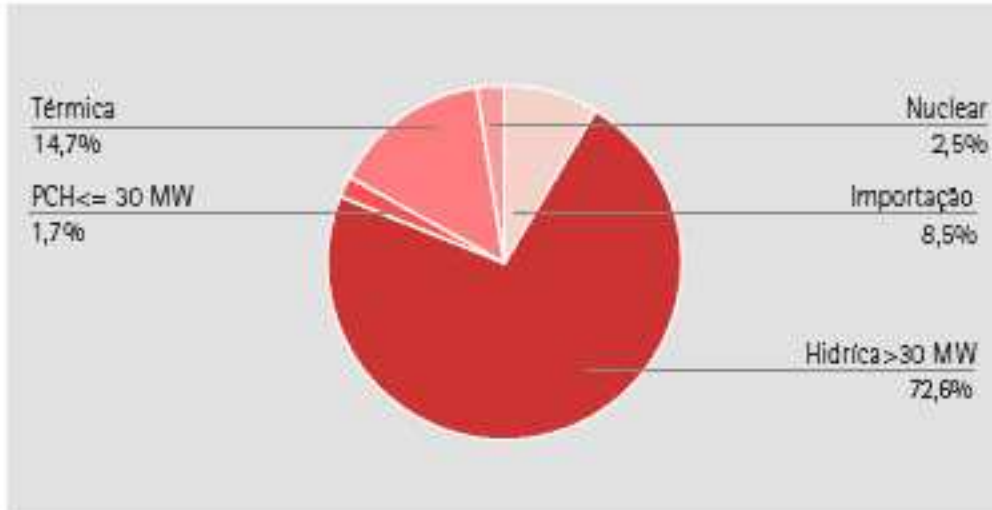


Figura 3.6: Estrutura da eletricidade no Brasil. Fonte: EPE - BEN 2008

as bacias do Paraná e do São Francisco apresentam índice de aproveitamento de 79% e 44%, respectivamente, enquanto que a Bacia do Amazonas apresenta um índice de aproveitamento de apenas 2,6%.

Para efeito de comparação, segundo dados do BEN 2008, o consumo de energia regional para o ano de 2007 no Brasil foi distribuído da seguinte forma: Sudeste 157.105 MWh, 35,3% de toda a energia do SIN, Sul 113.314 MWh 25,5%, Nordeste 65.362 MWh, 14,7%, Centro-Oeste 59.592 MWh, 13,4% e Norte 49.210 MWh, 11,1%. A figura 3.7 ilustra o consumo de energia elétrica por região para o ano de 2007 [3].

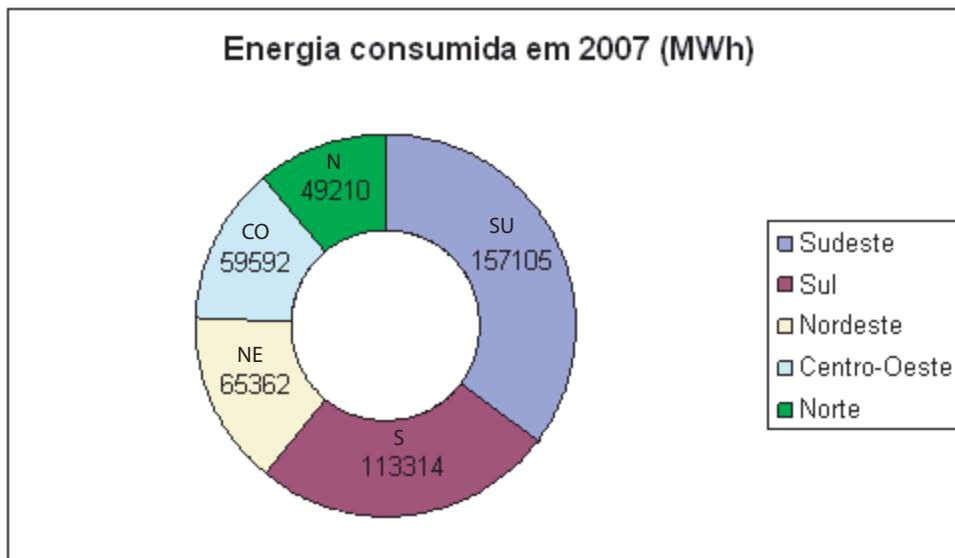


Figura 3.7: Energia consumida no Brasil em 2007 Referência: BEN 2008

A tabela 3.4 apresenta a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil para o ano de (2007), segundo dados do BEN 2008. Esses mesmos dados podem ser visualizados na figura 3.8, que apresenta o percentual de participação de cada um dos estados brasileiros. A tabela 3.5 apresenta as dez maiores empresas (potência instalada) de geração de energia elétrica em operação no país.

Tabela 3.4: Capacidade instalada de energia elétrica por Estado da Federação.
Fonte: Aneel - 2008

	Capacidade Instalada (kW)	% do total
AP	273.993	0,27
MS	7.361.447	7,29
MA	254.248	0,25
BA	8.931.795	8,84
PE	2.389.112	2,36
DF	42.120	0,04
TO	1.468.447	1,45
RO	898.521	0,89
AC	141.350	0,14
SP	21.674.699	21,45
CE	730.420	0,72
MG	18.322.519	18,13
RN	147.436	0,15
PB	61.136	0,06
PR	17.615.958	17,43
AL	7.670.436	7,59
SE	3.184.804	3,15
PA	8.707.770	8,62
AM	1.970.648	1,95
SC	5.554.203	5,50
PI	290.010	0,29
ES	1.410.876	1,40
GO	8.646.295	8,56
RS	6.825.888	6,76
RJ	7.710.037	7,63
MT	2.009.560	1,99
RR	117.278	0,12

3.3.1

Condições operacionais

As usinas hidráulicas podem também ser classificadas segundo suas condições de operação:

- usinas de base;
- usinas de ponta; e,
- usinas de bombeamento.

Usinas de base - São usinas que são capazes de operar continuamente na base da curva de carga durante um longo período (sua máxima descarga

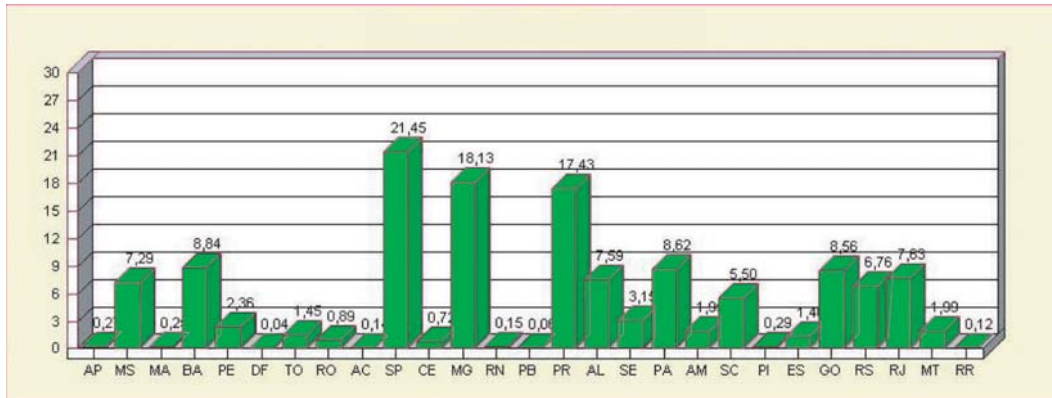


Figura 3.8: Capacidade de geração hidrelétrica por estado (%). Fonte: Aneel - 2008

Tabela 3.5: Os dez maiores agentes de geração de energia elétrica. - Fonte: Abrage - 2008

Nº	Empresas geradoras de energia elétrica	Potência Instalada (kW)
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF)	10.615.131
2º	Furnas Centrais Elétricas S/A. (Furnas)	9.656.900
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.(Eletronorte)	9.256.933
4º	Companhia Energética de São Paulo (CESP)	7.455.300
5º	Itaipu Binacional (Itaipu)	7.000.000
6º	CEMIG Geração e Transmissão S/A (Cemig-GT)	6.782.574
7º	Tractebel Energia S/A (Tractebel)	6.515.350
8º	Copel Geração e Transmissão S.A. (COPEL-GT)	4.542.104
9º	Petróleo Brasileiro S/A. (Petrobras)	4.464.356
10º	AES Tietê S/A	2.651.350

é raramente maior do que o fluxo mínimo do rio). As usinas que funcionam nestas condições são as usinas denominadas a fio d'água e as usinas de grande armazenamento, quando existe grande volume de água armazenado e a precipitação média da bacia é elevada. O fator de capacidade anual das usinas de base varia de 70 a 100%.

Usinas de ponta - Referem-se às usinas projetadas e construídas para atender a picos de carga de um sistema de potência. As usinas que funcionam nestas condições são as usinas com armazenamento de curto período e as usinas com grande armazenamento, quando as condições de água são precárias.

Usinas de bombeamento - São usinas que funcionam no período da ponta gerando energia elétrica e nas horas fora de ponta bombeiam a água de jusante para montante a fim de utilizá-la novamente na hora de ponta. A potência necessária à operação das bombas é fornecida por uma usina a

vapor, algumas vezes suplementada por uma usina hidráulica secundária. Para quedas de cerca de 90 metros é possível o uso da mesma unidade para ambas as funções: bombeamento e geração de energia elétrica. Os reservatórios de tais usinas devem ser grandes o bastante para possibilitar a geração da usina no período de ponta.

3.3.2 Planejamento de funcionamento das usinas

Quando a central hidrelétrica faz parte integrante de um grande sistema, e possui um número razoável de centrais, tanto hidrelétricas como termelétricas, ela pode ser destinada a desempenhar papéis específicos dentro do conjunto. Analisando a figura 3.9 (que ilustra a curva diária de carga de um sistema elétrico) observa-se que é possível conceber regimes de funcionamento diversos uma vez que é possível separar diferentes faixas operativas. Na base do diagrama localiza-se uma zona de potência P_{min} (zona A).

Desta forma, pode-se então dispor de centrais para operar com potências constantes. Prestam-se para o serviço de centrais de base:

- Centrais com fio de água dimensionadas para Q_{min} (fluxo de água mínimo);
- Centrais com reservatórios de regulação total;
- Centrais térmicas com turbinas a vapor;
- Centrais termonucleares.

A figura 3.10 mostra o preenchimento das diferentes zonas distribuídas pela curva de carga do sistema elétrico. A zona A, visualizada como a de carga base. A zona B, aquela associada a fatores de carga relativamente elevados, que pode ser atendida por centrais hidrelétricas com regulação parcial. A zona C, aquela cujo fator de carga é muito baixo, exigindo potências instaladas relativamente grandes, porém com um consumo de água relativamente pequeno. As zonas B e C podem ser atendidas pelos mesmos tipos de centrais. O fator de carga é razoável e a demanda média da vazão pode ser atendida por reservatórios de regulação parcial. A zona D refere-se à ponta da carga e está associada à condição mais desfavorável tendo em vista a sua curta duração. Pode ser atendida por centrais dos seguintes tipos:

- centrais térmicas a motor diesel;
- centrais térmicas com turbinas a gás;
- centrais hidrelétricas de recalque, ou reversíveis.

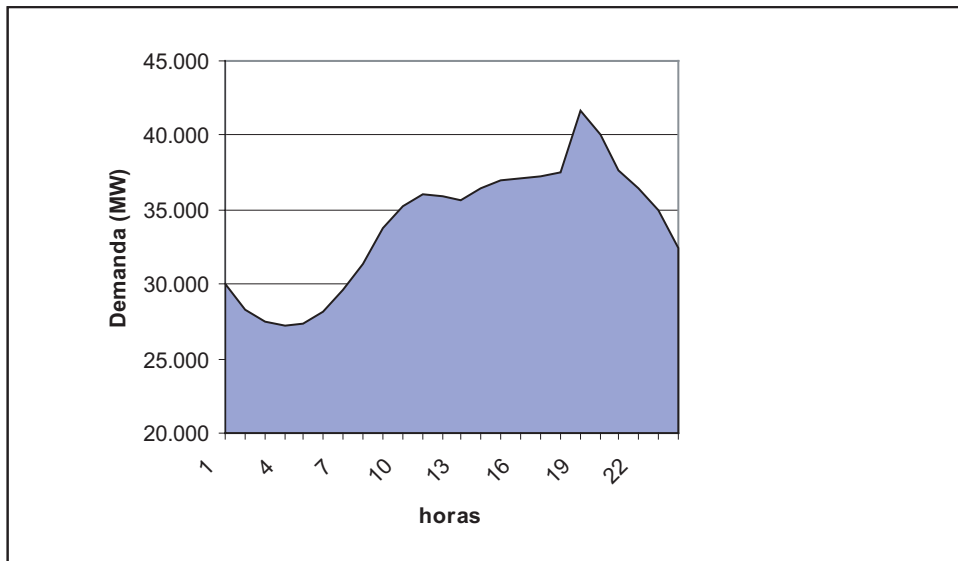


Figura 3.9: Curva diária de carga do sistema elétrico - Subsistema Sudeste. Fonte: ONS - 2008.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0713645/CA

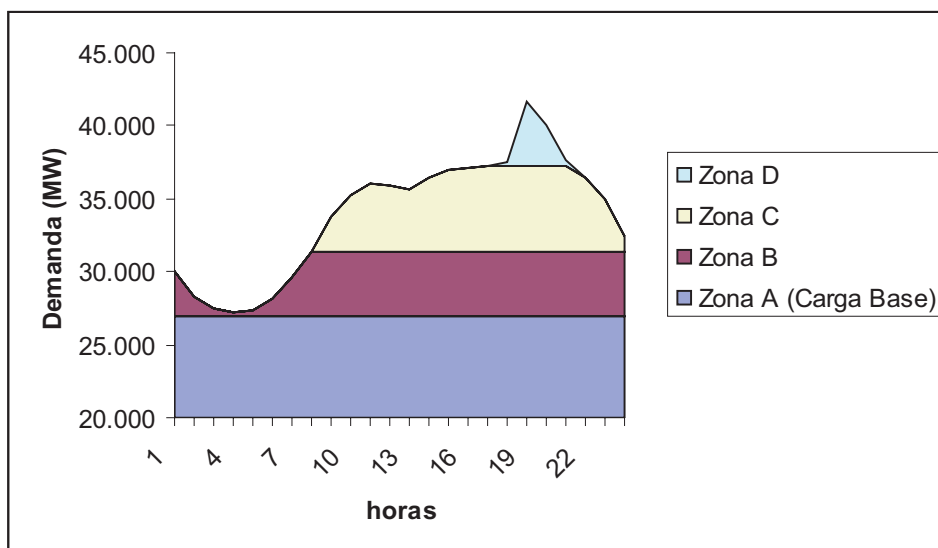


Figura 3.10: Zonas de operação de usinas elétricas em um diagrama de carga.

A regulação das potências de cada central é estabelecida pelo despacho de carga do sistema que, no entanto, terá de obedecer ao plano de operação de cada reservatório, obtido dos diagramas das vazões regularizadas. Assim se comportam pois, caso contrário, permitiriam a sua subtilização ou a sua depleção antecipada.

A regulação deve, no entanto, obedecer a um plano geral que engloba todos os reservatórios que devem formar um sistema integrado. Eventuais excessos de disponibilidades de água em uma central podem ser usados para economia de água em outra, na qual poderá ocorrer deficit. Principalmente se as centrais se encontram em regiões de regimes pluviométricos diferentes.

A termoacumulação tem um perfil parecido com a curva apresentada na figura 3.10, pois permite (i) utilizar energia em períodos de baixa carga, zona A e (ii) reduzir a ponta da carga para o setor elétrico, zona D.

3.3.3

Usinas termoelétricas

Usinas termoelétricas (também denominadas usinas térmicas) são aquelas usinas que geram energia elétrica por meio das seguintes transformações de energia:

- energia térmica gerada pela queima de combustível (carvão, óleo) para gerar energia de vapor em alta pressão a partir de uma massa d'água integrante do processo;
- energia de vapor em alta pressão transformada em energia cinética ao fluir através de um jato para uma pressão mais baixa;
- energia cinética transformada em energia mecânica, pela realização de trabalho mecânico de eixo, devido à impulsão do vapor mantido em alta pressão sobre as palhetas da turbina durante a sua expansão e
- energia mecânica convertida em energia elétrica, no gerador.

3.4

O papel dos poderes executivo e legislativo na política energética

Como órgão executor da política energética do setor elétrico, a constituição brasileira [82] delega ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob forma de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. Esta regulamentação foi aprovada pelo Congresso Nacional, em fevereiro de 1995, por força da Lei nº. 8.987 (Lei das Concessões).

Compete ao poder executivo estabelecer as políticas e as diretrizes para o setor elétrico, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (MME). Em 2004, o Governo Federal decidiu implantar o “Novo Modelo do Setor Elétrico”,

por força das Leis nº 10.847 e 10.848. Essas leis mantêm a formulação de políticas para o setor elétrico como atribuição do Poder Executivo, via MME, com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional. O CNPE é presidido pelo titular do MME. Participam do CNPE os titulares das pastas da Ciência e Tecnologia, Planejamento, Orçamento e Gestão, Fazenda, Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Casa Civil da Presidência da República e da Integração Nacional, Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Compõem ainda o CNPE um representante dos Estados e do Distrito Federal, um representante das universidades brasileiras (especialista em energia), um representante da sociedade civil especialista em energia e o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O “novo modelo do setor elétrico” foi implantado em 15 de março de 2004, com a promulgação das Leis 10.847 e 10.848. Esse modelo preservou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Foram também criados os seguintes novos atores: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para a negociação da energia no mercado livre; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE).

A EPE tem como função realizar estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico, resgatando a responsabilidade do planejamento do setor pelo Estado.

A Lei nº 10.848 criou as normas de comercialização. Têm como objetivo principal a garantia de suprimento, do atendimento ao mercado universalizado e a modicidade tarifária. O critério para os leilões de novos empreendimentos passou a ser o “preço da energia” (vence o investidor que oferecer o preço mais baixo para a energia), contrapondo-se à regra anterior, na qual vencia aquele que propusesse o maior valor pela outorga (uso do bem público).

Para acompanhar as condições de atendimento ao mercado consumidor e sugerir ações para evitar a falta de energia, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também vinculado ao MME.

À medida em que o “novo modelo” promove o planejamento de médio e longo prazo, de forma determinativa, por meio da EPE, tenta-se garantir a coordenação da expansão, visando assim assegurar o suprimento futuro, com menor custo possível. O MME retomou o controle das concessões de geração, direcionando o caminho da expansão, pela via da priorização dos empreendimentos de maior interesse, adotando a prática de leilões de energia nova. A concorrência passa a ser feita pela oferta da menor tarifa de suprimento, sendo

oferecido um contrato de longo prazo, assim convergindo para a modicidade tarifária.

No curto prazo, o novo modelo determina que as distribuidoras devam estar contratadas em 100% dos seus mercados, reduzindo os riscos ligados às exposições financeiras nas operações de curto prazo. Dessa forma assegura-se o atendimento dentro de uma alta margem de confiabilidade.

Com o controle nas mãos do governo (MME), a reforma institucional tem uma característica híbrida, mas com o mercado aberto para a participação privada (distribuição, transmissão e geração) na expansão do sistema.

3.5

Comercialização de energia elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar em 10 de novembro de 2004—regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, tendo sucedido ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). Associação civil integrada pelos agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica. Registra e administra contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos ambientes de contratação regulada e contratação livre. Efetua também a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa Aneel nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela Aneel.

Para a caracterização do que se denomina “clientes livres”, estes devem estar sujeitos às configurações de demanda de potência e tensão de fornecimento contratado junto à distribuidora de energia elétrica. Tais configurações estão caracterizadas na tabela 3.6.

Tabela 3.6: Caracterização de clientes livres.

A partir de	Consumidor	Fornecedor
Jul/1998	≥ 10 MW, 69kV	Sem restrição
	≥ 3 MW (Novos)	Sem restrição
	≥ 500 kW	PCH's e fontes eólica e biomassa
Jul/2000	≥ 3 MW, 69kV	Sem restrição

3.6 Transmissão de energia elétrica

O Brasil conta com extenso sistema elétrico interligado, com mais de 87.000 km (Aneel, 2007) em redes de transmissão. As figuras 3.11 e 3.12 ilustram as principais linhas de transmissão de energia elétrica (e também as respectivas bacias hidroelétricas) hoje instaladas no País.

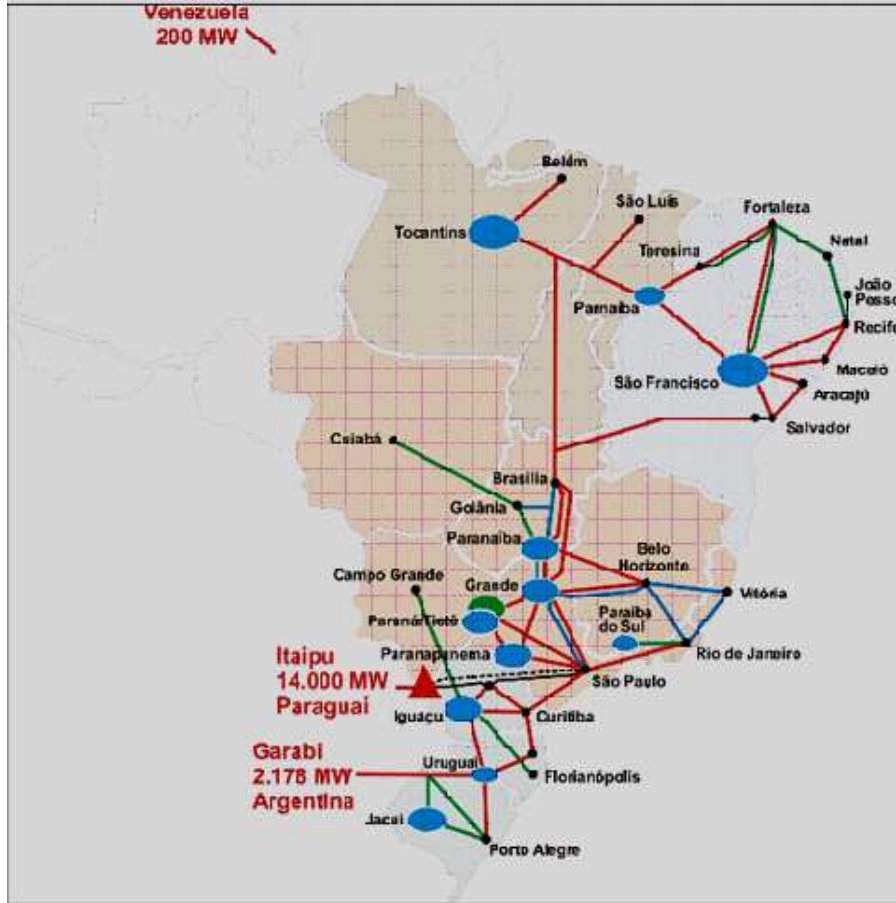


Figura 3.11: Principais bacias hidroelétricas e linhas de transmissão de energia. Fonte: ONS - 2009.

A Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) é constituída por 8 grandes empresas de energia elétrica com ativos na rede de transmissão. As Associadas da ABRATE, em conjunto, são responsáveis por 90% da extensão de linhas de transmissão da rede básica do chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

O sistema de transmissão, composto por linhas e subestações, é a espinha dorsal desse sistema interligado nacional, ligando as fontes de geração aos centros de carga.

A evolução do sistema foi acompanhada pela adoção de tecnologias mais modernas e novos métodos de manutenção. As linhas de 230 kV foram

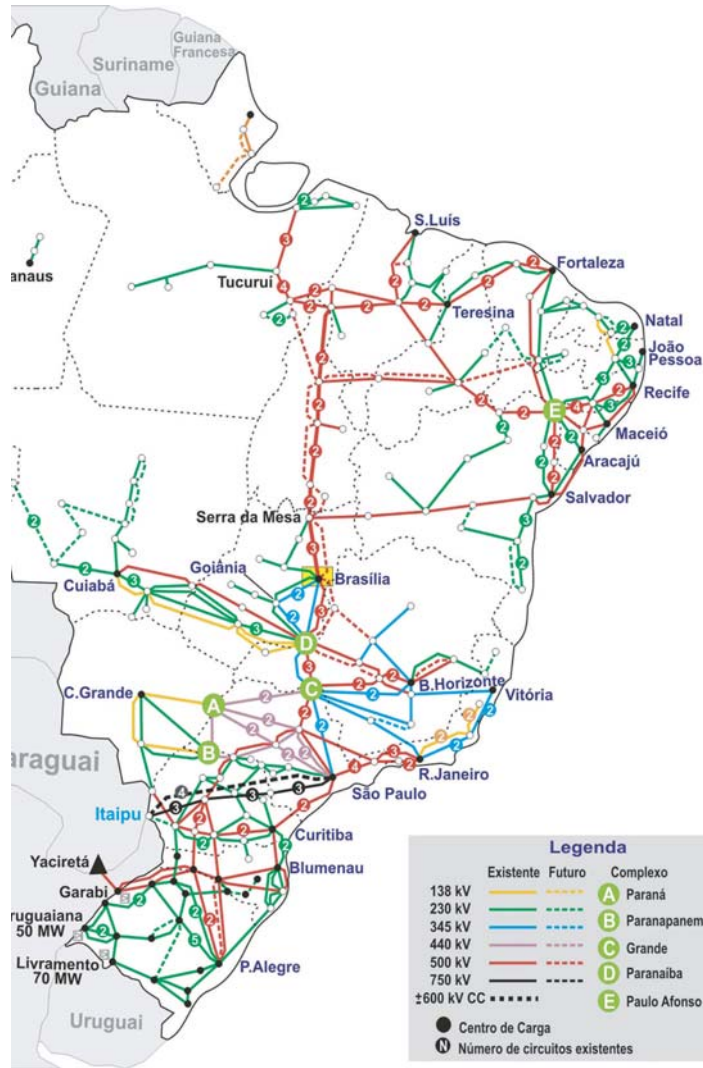


Figura 3.12: Principais linhas de transmissão de energia elétrica. Fonte: ONS - 2009.

sucedidas pelas de extra-alta-tensão, com linhas em 750 kV e elos de corrente contínua.

Em que pese a eventual ocorrência de emergências em seus componentes, algumas das quais com grandes repercussões para os consumidores, o desempenho do sistema de transmissão equipara-se aos dos melhores do mundo, embora seja de complexidade ímpar.

O modelo adotado para o segmento transmissão tem se mostrado atraente para os capitais privados, principalmente pelo baixo risco dos investimentos que lhe são associados. Via de regra são remunerados com receitas asseguradas que permitem razoável taxa de retorno. Esta característica fez com que o segmento praticamente não fosse afetado pelas modificações que foram introduzidas no modelo setorial desde o início de 2003. As perspectivas são, portanto, de continuidade da expansão observada nos últimos anos.

Empresas associadas à ABRATE:

- Cia. Energética de Minas Gerais de Geração e Transmissão S.A. (Cemig)
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP)
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF)
- Cia. Paranaense de Energia (Copel)
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)
- Furnas Centrais Elétricas SA. (FURNAS)
- Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)
- Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul)

3.7

Distribuição de energia elétrica

Segundo dados da Aneel (2007) [78] existem 60.534.265 unidades consumidoras de energia elétrica distribuídas por todo o território brasileiro. Estas unidades são atendidas pelas 64 distribuidoras de energia elétrica conforme suas respectivas áreas de concessão.

Segundo dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) que reúne, como associadas, 48 concessionárias de distribuição de energia elétrica, estatais e privadas, operando em todas as regiões do país, estas representam 99% do mercado brasileiro de energia elétrica. A figura 3.13 identifica, por região do País, essas empresas distribuidoras.

As cargas e consumos de energia associados por região encontram-se, respectivamente, ilustrados nas tabelas 3.7 e 3.8.

Tabela 3.7: Demanda máxima medida por região. Fonte: ONS - 2009

MWmed		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN	2008	51.297	51.993	52.475	52.299	50.724	51.190	51.385	52.489	52.751	54.088	52.337	49.451
	2007	49.924	50.640	52.693	50.863	49.369	48.757	48.657	49.829	50.566	51.983	51.345	51.029
SE/CO	2008	31.314	31.669	32.527	32.462	31.404	31.833	31.941	32.868	32.723	33.677	31.890	29.761
	2007	30.438	31.414	33.092	31.813	30.552	30.228	29.998	30.943	31.575	32.335	31.577	31.347
S	2008	8.908	9.132	8.893	8.688	8.234	8.534	8.612	8.492	8.524	8.696	8.731	8.579
	2007	8.501	8.691	8.928	8.350	8.154	8.046	8.122	8.231	8.096	8.395	8.382	8.578
NE	2008	7.582	7.624	7.457	7.507	7.415	7.165	7.186	7.416	7.743	7.944	7.997	7.451
	2007	7.521	7.167	7.235	7.175	7.089	6.992	7.072	7.100	7.316	7.659	7.823	7.573
N	2008	3.494	3.567	3.597	3.641	3.671	3.657	3.646	3.713	3.760	3.771	3.718	3.660
	2007	3.465	3.368	3.439	3.525	3.574	3.491	3.465	3.555	3.580	3.594	3.564	3.530

A tabela 3.9 lista as 10 maiores distribuidoras brasileiras (classificação segundo o número de clientes, quantidade de energia faturada e faturamento e área de concessão).



Figura 3.13: Distribuidoras de energia elétrica (associadas à Abradee). Fonte: Abradee - 2008

Tabela 3.8: Consumo de energia elétrica por região. Fonte: ONS - 2009

GWh		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN	2008	38.165	36.187	39.042	37.655	37.739	36.857	38.230	39.052	37.981	40.242	38.938	36.792
	2007	37.144	34.030	39.204	36.621	36.731	35.105	36.201	37.073	36.408	38.675	36.968	37.965
SE/CO	2008	23.297	22.042	24.200	23.373	23.365	22.920	23.764	24.453	23.561	25.056	23.726	22.142
	2007	22.646	21.110	24.620	22.905	22.731	21.764	22.319	23.022	22.734	24.057	22.735	23.322
S	2008	6.627	6.356	6.617	6.256	6.126	6.145	6.407	6.318	6.137	6.470	6.496	6.383
	2007	6.325	5.840	6.642	6.012	6.067	5.793	6.043	6.124	5.829	6.246	6.035	6.382
NE	2008	5.641	5.306	5.548	5.405	5.517	5.159	5.347	5.518	5.575	5.910	5.950	5.544
	2007	5.595	4.817	5.383	5.166	5.274	5.035	5.261	5.282	5.267	5.699	5.632	5.635
N	2008	2.600	2.483	2.676	2.622	2.731	2.633	2.712	2.762	2.707	2.806	2.766	2.723
	2007	2.578	2.263	2.559	2.538	2.659	2.514	2.578	2.645	2.578	2.674	2.588	2.626

Tabela 3.9: Empresas de distribuição de energia elétrica. Fonte: Abradee - 2007

	Classificação ordenada por:			
	Nº de clientes	Energia faturada	Faturamento	área de concessão
1	CEMIG	Eletropaulo	Eletropaulo	Manaus
2	Eletropaulo	CEMIG	CEMIG	Celpe
3	Coelba	CPFL	Light	CEMAT
4	Light	Copel	CPFL	CEMIG
5	Copel	Light	Copel	Coelba
6	CPFL	CELESC	CELESC	CELG
7	Celpe	Coelba	Coelba	Cemar
8	Coelce	Elektro	Elektro	Enersul
9	Ampla	Celpe	Bandeirante	Celtins
10	CELESC	Bandeirante	Ampla	Cepisa
Fonte	Aneel	Aneel	Balanços das concessionárias	Abradee

O mercado de energia elétrica experimenta um crescimento da ordem de 4,5% ao ano. Em 2007 foi ultrapassado a casa dos 100 mil MW de potência instalada. O planejamento governamental de médio prazo prevê a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 6 a 7 bilhões/ano para expansão da matriz energética brasileira, em atendimento à demanda do mercado consumidor.

O próximo capítulo discute os fundamentos sobre tarifas de energia apresentando as premissas e as formas para a construção e precificação das tarifas existentes.