



MILTON PINTO

ENERGIA ELÉTRICA

Geração, Transmissão
e Sistemas Interligados



LTC

ENERGIA ELÉTRICA

Geração, Transmissão e
Sistemas Interligados





O GEN | Grupo Editorial Nacional reúne as editoras Guanabara Koogan, Santos, Roca, AC Farmacêutica, Forense, Método, LTC, E.P.U. e Forense Universitária, que publicam nas áreas científica, técnica e profissional.

Essas empresas, respeitadas no mercado editorial, construíram catálogos inigualáveis, com obras que têm sido decisivas na formação acadêmica e no aperfeiçoamento de várias gerações de profissionais e de estudantes de Administração, Direito, Enfermagem, Engenharia, Fisioterapia, Medicina, Odontologia, Educação Física e muitas outras ciências, tendo se tornado sinônimo de seriedade e respeito.

Nossa missão é prover o melhor conteúdo científico e distribuí-lo de maneira flexível e conveniente, a preços justos, gerando benefícios e servindo a autores, docentes, livreiros, funcionários, colaboradores e acionistas.

Nosso comportamento ético incondicional e nossa responsabilidade social e ambiental são reforçados pela natureza educacional de nossa atividade, sem comprometer o crescimento contínuo e a rentabilidade do grupo.

ENERGIA ELÉTRICA

Geração, Transmissão e
Sistemas Interligados

Milton de Oliveira Pinto

Engenheiro electricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN),
especialista em Energia Eólica pela UFRN e pelo Centro de Tecnologias
do Gás & Energias Renováveis (CTGAS-ER),
diretor de Energia Eólica do Centro de Estratégias em
Recursos Naturais & Energia (CERNE)



O autor e a editora empenharam-se para citar adequadamente e dar o devido crédito a todos os detentores dos direitos autorais de qualquer material utilizado neste livro, dispondo-se a possíveis acertos caso, inadvertidamente, a identificação de algum deles tenha sido omitida.

Não é responsabilidade da editora nem do autor a ocorrência de eventuais perdas ou danos a pessoas ou bens que tenham origem no uso desta publicação.

Apesar dos melhores esforços do autor, do editor e dos revisores, é inevitável que surjam erros no texto. Assim, são bem-vindas as comunicações de usuários sobre correções ou sugestões referentes ao conteúdo ou ao nível pedagógico que auxiliem o aprimoramento de edições futuras. Os comentários dos leitores podem ser encaminhados à **LTC — Livros Técnicos e Científicos Editora** pelo e-mail ltc@grupogen.com.br.

Direitos exclusivos para a língua portuguesa

Copyright © 2014 by

LTC — Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda.

Uma editora integrante do GEN | Grupo Editorial Nacional

Reservados todos os direitos. É proibida a duplicação ou reprodução deste volume, no todo ou em parte, sob quaisquer formas ou por quaisquer meios (eletrônico, mecânico, gravação, fotocópia, distribuição na internet ou outros), sem permissão expressa da editora.

Travessa do Ouvidor, 11

Rio de Janeiro, RJ – CEP 20040-040

Tels.: 21-3543-0770 / 11-5080-0770

Fax: 21-3543-0896

ltc@grupogen.com.br

www.ltceditora.com.br

Capa: Christian Monnerat

**CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ**

P726c

Pinto, Milton de Oliveira

Energia elétrica : geração, transmissão e sistemas interligados / Milton de Oliveira

Pinto. - 1. ed. - Rio de Janeiro : LTC, 2014.

il. ; 24 cm.

Inclui bibliografia e índice

Inclui encarte

ISBN 978-85-216-2525-4

1. Engenharia elétrica - Brasil. 2. Serviços de eletricidade - Brasil. I. Título.

13-04947

CDD: 621.3

CDU: 621.3

Plantação de Gaivotas, um livro de poemas
é o nome do primeiro livro que escrevi,
dedicando-o aos meus pais;

Fundamentos de Energia Eólica,
meu segundo livro, também
dediquei aos meus pais;

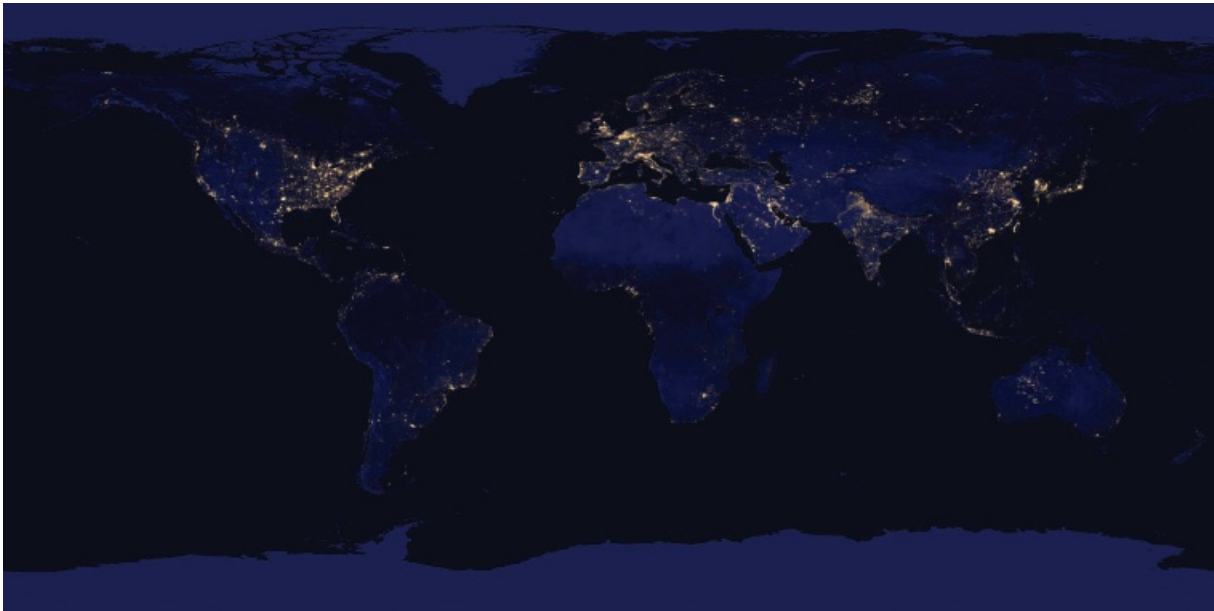
Full of Flowers,
título do meu inesquecível disco,
gravado na terra dos meus
sonhos, Irlanda, novamente
dediquei aos meus pais;

Agora, com
Energia Elétrica - Geração,
Transmissão e Sistemas Interligados,
não farei diferente:
dedico aos meus pais.

Agradecimentos

Agradecer é bom. Deixa-nos suaves, quase livres do efeito da gravidade, e eu gosto disso. Em meu livro anterior, *Fundamentos de Energia Eólica*, eu agradei a Deus e ao mundo... até mesmo, ao então ventilador do meu quarto. Neste meu livro de geração e transmissão dessa coisa que foi descoberta quando alguém (Thales de Mileto) simplesmente esfregou um pano seco em uma barra de âmbar, eu quero agradecer às pessoas de boa vontade que cruzaram, ou não, o meu caminho. Primeiramente, o básico: um *thank you very much plus mega super hiper* aos meus pais. Minha mãe, em sua simplicidade, deu-me mais forças do que eu poderia imaginar. Meu pai, mesmo com o mínimo de instrução, assistia a *Jornada nas Estrelas* comigo e ensina-me mais coisas do que a maioria dos Ph.Ds que conheci. Agradeço aos amigos engenheiros práticos, que, como eu, gostam de ir além das equações e de vê-las dançando no mundo real. Agradeço a competência do pessoal da LTC Editora — em especial, pela gentileza e civilidade de Carla Nery, minha editora responsável. Agradeço a vocês, professores, alunos, leitores, que acham que livros são bons e que é bom ter bons livros, recomendando, desse modo, o que é bom, para que mais pessoas conheçam o que é bom, o que, assim sendo, seria ótimo. Por fim, agradeço a Deus. Agradecer é bom.

Milton de Oliveira Pinto



Fotografia do planeta Terra tirada do espaço em abril de 2012 pela NASA. As regiões claras representam o uso de iluminação de energia elétrica.

1ª Apresentação

Assistir ao programa favorito na TV, resfriar um ambiente, navegar pela internet, preparar uma refeição no forno de micro-ondas, acionar motores em uma fábrica, iluminar vias públicas, fazer trafegar trens e metrô, conservar alimentos por longos períodos são exemplos de atividades que somente são possíveis com a força da eletricidade. Os usuários finais têm contato com esse serviço tão essencial à vida das pessoas por meio das tomadas e dos quadros de distribuição em suas residências, nas fábricas ou nos centros de serviços.

O que poucos sabem é que, para que a energia elétrica chegue aos pontos de consumo ou de uso, ela percorre um longo caminho, que envolve um grande conjunto de atividades, tão bem descritas neste livro, *Energia Elétrica - Geração, Transmissão e Sistemas Interligados*.

É desnecessário discorrer sobre os conceitos da engenharia de geração e transmissão (G&T), pois este trabalho didático o faz de uma só vez, com maestria, simplicidade e profundidade. As páginas que se seguem descrevem a viagem da energia elétrica, em sua velocidade, a partir das usinas geradoras, trafegando por centenas de quilômetros de linhas de transmissão em alta e extra-alta-tensão, até os grandes centros de distribuição para os usuários finais.

Em um espaço de tempo muito pequeno, o aluno, o professor ou o profissional de Engenharia Elétrica encontrará a evolução do serviço de G&T, desde a descoberta da eletricidade até os dias de hoje, quando o serviço se tornou por demais complexo e abrangente. Por isso mesmo, aqui, o profissional da área encontrará capítulos muito bem conectados, que discorrem sobre cada um dos componentes do sistema, sobre a forma como eles se interligam e sobre os mecanismos que os fazem operar com alta confiabilidade e disponibilidade.

Foram os estudos desenvolvidos pela área acadêmica de Sistemas Elétricos que permitiram gerar energia elétrica em qualquer ponto deste imenso território do Brasil e entregá-la em qualquer ponto do país com a mesma qualidade. O segmento de G&T aqui trabalhado, além de muito complexo, é um mundo desconhecido para a grande maioria dos pequenos e grandes usuários da energia elétrica. Este livro conseguiu a proeza de descrevê-lo com simplicidade.

Não bastasse a dissertação sobre o sistema elétrico especificamente, o autor ainda mergulha no extraordinário campo dos procedimentos operacionais que cuida da otimização energética, isto é, do melhor aproveitamento dos recursos disponíveis, bem como da segurança operacional, comparando, ainda, o nosso sistema com outros ao redor do mundo.

Finalmente, podemos encontrar uma visão sistêmica do marco regulatório do setor, indispensável para organizar a atuação de centenas de agentes prestadores do serviço de G&T e, ao mesmo tempo, oferecer confiança aos investidores que decidem aplicar seu capital em uma atividade financeiramente intensiva, com retornos de longo prazo.

Todos encontrarão nas páginas seguintes um trabalho de conteúdo amigável, de larga amplitude e com a simplicidade que caracteriza o autor. Aqui, o leitor encontrará um guia perfeito para a escolha do campo de estudo específico no qual deseja se aprofundar, pois o autor viajou por todos eles.

João Bosco de Almeida

Presidente da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf)

2ª Apresentação

Conheci o professor Milton Pinto no 4º Fórum Nacional Eólico, realizado em Salvador, em 2012. Ele me foi apresentado pelo amigo em comum Jean Paul Prates, um dos maiores entusiastas e visionários da geração eólica no Brasil. Na ocasião, foi feito o lançamento oficial do livro *Fundamentos de Energia Eólica*, de autoria do professor Milton. Esse livro presta um enorme serviço aos profissionais e estudantes interessados no tema, pois apresenta, de forma bastante didática, os conceitos da geração eólica em um momento particularmente importante, caracterizado pela busca do desenvolvimento sustentável, com uso de fontes de energia limpas e renováveis, o que tem fomentado o crescimento da produção de energia eólica no cenário mundial. Como resultado, a produção de energia elétrica por meio de aerogeradores atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante da matriz energética em vários países em que o recurso natural está disponível, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz mundial nas próximas décadas. Não tenho dúvida de que os currículos das escolas de Engenharia no Brasil terão de ser adaptados a essa nova realidade, e o professor Milton deu a sua contribuição nesse sentido.

Agora, o professor Milton concluiu a elaboração deste novo livro, em que aborda o tema *Energia Elétrica – Geração, Transmissão e Sistemas Interligados*, e me dá a honra e a satisfação de apresentá-lo. Ao conhecer esta obra, pude verificar o fascínio que o professor Milton tem pela aquisição e transmissão do conhecimento, começando pela apresentação didática dos conceitos e propósitos que baseiam o tratamento das teorias e dos temas que aborda. Não tenho dúvida em afirmar que se trata de um livro bem ilustrado e com uma boa didática.

Com relação aos sistemas interligados, ressalta-se que o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro tem dimensões continentais, é predominantemente hidrelétrico, o que representa um pouco menos de 70% da capacidade total instalada (de mais de 120 mil MW), e tem uma produção superior a 90% do total, com grandes usinas hidráulicas distantes dos centros de carga, que estão concentrados na costa leste brasileira, do Atlântico Sul. Essa carga rarefeita é atendida por longas linhas de transmissão, cuja extensão atinge mais de 100.000 km nos níveis de 230 kV e acima. Essas características tornam o planejamento e a operação do SIN dos mais complexos em todo mundo.

Por essa razão, o livro dá destaque à geração hidrelétrica, contemplando também outras formas de geração de eletricidade. Aborda os sistemas interligados nacionais e regionais, esclarecendo sobre os principais operadores de sistemas de transmissão do mundo e suas características, comenta sobre o SIN e a transmissão de energia elétrica, bem como apresenta um histórico panorâmico da implantação da energia elétrica no Brasil. O livro traz um bom resumo de alguns tópicos de análise sobre os sistemas de potência e, como encarte, apresenta um mapa-organograma de todo o setor elétrico brasileiro, utilizando uma abordagem quantitativa, técnica e legislativa.

O professor Milton é engenheiro eletricitista e atua na área de energia eólica como Diretor de Eólica do CERNE (Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia), sediado em Natal (RN), cujo criador e presidente é o Jean Paul Prates.

Não tenho dúvidas ao afirmar que o meu currículo de realizações se engrandece ao receber este convite para apresentar o novo livro do professor Milton.

Saulo Cisneiros

Gerente Executivo do Operador Nacional do Sistema

3ª Apresentação

Seguindo uma tendência mundial, ao longo das últimas décadas, o setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reestruturação (desverticalização das empresas de energia elétrica, privatizações de empresas distribuidoras, criação de órgãos fiscalizadores etc.) que trouxe novos desafios aos profissionais desta área. Nos dias de hoje, para atuar com sucesso no setor elétrico brasileiro, compreendendo os problemas e sugerindo soluções, além de ter o embasamento teórico necessário para entender o comportamento dos sistemas elétricos de potência, esses profissionais precisam conhecer e entender o funcionamento do novo modelo do setor elétrico brasileiro e mundial.

Diversos livros apresentam, com a profundidade exigida, o embasamento teórico necessário ao entendimento de aspectos técnicos que regem o comportamento dos sistemas elétricos de potência, mas poucos tratam de questões mais práticas relacionadas ao setor elétrico, como, por exemplo, a diversificação da matriz energética do Brasil e do mundo, o modelo do setor elétrico do Brasil e de outros países, o funcionamento e o gerenciamento dos sistemas interligados. Este livro trata exatamente dessas questões, sendo, portanto, uma ferramenta importante à formação de engenheiros eletricitistas.

Prof. João Bosco Augusto London Junior

*Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
EESC/USP, São Carlos, São Paulo*

4ª Apresentação

Foi uma satisfação tomar contato com esta nova obra do engenheiro Milton de Oliveira Pinto. O livro *Energia Elétrica – Geração, Transmissão e Sistemas Interligados* é de fácil leitura, e os capítulos são apresentados de maneira didática. Trata-se de um material que certamente será útil para as disciplinas, tanto de nível médio quanto de graduação, que objetivarem apresentar uma introdução aos sistemas elétricos de potência.

No Cap. 1, traça-se um histórico interessante dos sistemas de potência. O Cap. 2 apresenta os conceitos básicos da análise de circuitos de corrente alternada que são necessários para o estudo de aspectos da geração e transmissão de energia elétrica, objetos de estudo dos capítulos subsequentes. O Cap. 3 contém informações sobre a geração de eletricidade, em especial no que concerne às gerações hidrelétrica e solar. O sistema de transmissão de energia elétrica é abordado no Cap. 4. Ressalta-se, aqui, a exposição de aspectos elétricos e mecânicos associados a linhas de transmissão. O Cap. 5 enfoca o atual modelo do sistema elétrico brasileiro, e o Cap. 6 apresenta as características dos sistemas interligados do Brasil e do mundo.

Como se pode observar, a leitura deste livro permitirá ao leitor adquirir os conhecimentos básicos mais importantes sobre sistemas de potência, com vistas a aprofundamentos futuros.

Prof. Dr. Carlos A. Castro

*Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo*

5ª Apresentação

O Brasil, enquanto país em desenvolvimento, vive o problema de garantir a ampliação da oferta de energia, a fim de atender à economia e à indústria, e, ao mesmo tempo, preservar os limites naturais e sociais dessas atividades energéticas.

A solução desse dilema é mais simples do que parece. É cada vez mais claro que as energias renováveis são capazes de atender, com segurança, às necessidades energéticas e ambientais de hoje e das próximas décadas. Além disso, são capazes de fazê-lo por custos mais baixos do que o das fósseis e nucleares e gerando mais empregos, não apenas no setor de construção, mas também em novos modelos de negócios em energias descentralizadas.

No entanto, o caminho para o desenvolvimento sustentável não está livre de algumas pedras. Uma delas é o reconhecimento, pelos tomadores de decisão, dos benefícios dessas fontes além dos critérios econômicos contemplados. Outra é a quantidade limitada de informações públicas sobre essas fontes, o que atrasa a sua disseminação, bem como a vontade política que possibilitaria expandi-las.

Esta publicação amplia o debate sobre as fontes de energia, com foco nas renováveis, já iniciado pelo mesmo autor em 2012 no livro *Fundamentos de Energia Eólica*.

O livro também apresenta informações sobre eletricidade na forma de curiosidades instrutivas para aqueles que estudam ou acompanham a área elétrica. Vale o exercício de confrontar algumas das inquietações correntes do setor, como o suprimento e a transmissão de energia, com os desafios já superados dos séculos passados. A reflexão permite valorizar as conquistas alcançadas e seguir almejando maiores evoluções no sistema elétrico. É possível vislumbrar uma nova realidade, na qual a eletricidade não apenas atende aos serviços básicos de infraestrutura, mas também reduz o impacto nas áreas ambiental e social.

Ricardo Baitelo

Engenheiro Eletricista,

Doutor em Planejamento Integrado de Recursos pela Poli-USP e Coordenador da Campanha de Energias Renováveis do Greenpeace Brasil

Prefácio

Este livro foi produzido com o intuito de mostrar dados básicos sobre geração e transmissão de energia elétrica. É sabido que boa parte dos livros de Engenharia Elétrica dá um enfoque meramente matemático aos seus assuntos, o que termina distanciando ou dificultando o aprendizado do aspecto prático, que vai além do teórico. Não é ofensa dizer, e muitos sabem, que há diversos professores de Engenharia com uma didática ineficiente, complicando assuntos que, em essência, são até simples. Isso se dá, na maioria das vezes, não pela falta de conhecimento, mas por imaturidade e insensibilidade, aliadas à falta de experiência prática em fazer a ponte entre o teórico e o mundo real. Pensando nessa deficiência, tentei ser um pouco mais didático e abordei o assunto do melhor modo que pude. Achei prudente dar ao leitor uma visão geral de todo o modelo do sistema elétrico brasileiro, desde o início da implantação da energia elétrica no país, atravessando o forte período da estatização, até chegar à transição para o modelo atual. É de se esperar que um engenheiro tenha entendimento das questões sociais e políticas do setor — caso contrário, ele seria um mero calculista. Entre as formas de geração, pelo fato de ser predominante no Brasil, terminei dando mais espaço à fonte hídrica. Dediquei um capítulo especial à questão dos sistemas interligados, que praticamente não é comentada nos livros de Engenharia Elétrica e nos artigos científicos em português. Por fim, no anexo do livro, disponho de uma tabela de grande utilidade (que chamei de Tabela de Milton), mostrando todo o sistema elétrico brasileiro, com dados técnicos, comerciais e legais. Desse modo, espero contribuir para a melhoria da área com este filho que acabo de gerar e lançar ao mundo.

Milton Pinto

Material Suplementar

Este livro conta com o seguinte material suplementar:

- Ilustrações da obra em formato de apresentação (restrito a docentes)

O acesso ao material suplementar é gratuito, bastando que o leitor se cadastre em: <http://gen-io.grupogen.com.br>.



GEN-IO (GEN | Informação Online) é o repositório de materiais suplementares e de serviços relacionados com livros publicados pelo GEN | Grupo Editorial Nacional, maior conglomerado brasileiro de editoras do ramo científico-técnico-profissional, composto por Guanabara Koogan, Santos, Roca, AC Farmacêutica, Forense, Método, LTC, E.P.U. e Forense Universitária. Os materiais suplementares ficam disponíveis para acesso durante a vigência das edições atuais dos livros a que eles correspondem.

Sumário

1 Histórico dos Sistemas de Potência

Desenvolvimento Histórico dos Sistemas de Potência

2 Análise de Sistemas de Potência

- 2.1 Introdução
- 2.2 A Transmissão em CA e a Transmissão em CC
- 2.3 Elementos Básicos em CA
- 2.4 O Transitório e o Regime Permanente
- 2.5 Reatância Capacitiva, Reatância Indutiva e Impedância
- 2.6 Potência Elétrica
- 2.7 O Fator de Potência
 - 2.7.1 Causas e Consequências de um Baixo Fator de Potência
 - 2.7.2 A Compensação de Reativos
- 2.8 A Qualidade da Energia
- 2.9 Os Sistemas Trifásicos
 - 2.9.1 Os Sistemas Trifásicos Simétricos
 - 2.9.1.1 A Sequência de Fases
 - 2.9.1.2 As Ligações Trifásicas (Estrela e Delta)
- 2.10 A Potência Trifásica
- 2.11 Os Valores por Unidade (p.u.)

3 Geração de Eletricidade

- 3.1 As Formas de Geração
- 3.2 Hidroeletricidade
 - 3.2.1 Componentes de uma Usina Hidrelétrica
 - 3.2.2 As Hidrelétricas no Brasil
 - 3.2.2.1 As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)
 - 3.2.3 O Impacto Ambiental
- 3.3 A Energia Solar
 - 3.3.1 A Radiação Solar
 - 3.3.2 O Fluxo de Radiação Solar
 - 3.3.3 O Potencial Solar Brasileiro
 - 3.3.4 Vantagens e Desvantagens da Energia Solar
- 3.4 O Fator de Capacidade
- 3.5 A Geração Nuclear
 - 3.5.1 A Aurora Nuclear

- 3.5.2 O Programa Nuclear Brasileiro
- 3.5.3 A Radioatividade e o Lixo Atômico
- 3.5.4 A Decadência Nuclear e a Ascensão Renovável
- 3.5.5 A Metamorfose que Deve Acontecer
- 3.6 A Geração Necessária

4 A Transmissão de Energia Elétrica

- 4.1 Introdução
- 4.2 Classificação das Linhas de Transmissão
- 4.3 As Linhas de Transmissão no Brasil
- 4.4 Histórico da Transmissão em CA (Estado da Arte)
- 4.5 Comparações entre a Transmissão em CA e a Transmissão em CC
- 4.6 Escolha da Tensão de Transmissão
- 4.7 Escolha Econômica da Tensão de Transmissão
- 4.8 Os Sistemas CC de Transmissão
 - 4.8.1 A transmissão HVDC
- 4.9 O Efeito Corona
- 4.10 Os Parâmetros de uma Linha de Transmissão
- 4.11 Indutância
- 4.12 Transposição de uma Linha de Transmissão
- 4.13 A Flecha em Linhas Aéreas de Transmissão
 - 4.13.1 Cálculo da flecha
- 4.14 Impacto Ambiental das Linhas de Transmissão
- 4.15 As Torres de Transmissão de Energia Elétrica
 - 4.15.1 Os condutores de transmissão de energia elétrica
 - 4.15.2 Isoladores
 - 4.15.3 As faixas de segurança de uma linha de transmissão
 - 4.15.4 Os esforços na estrutura
 - 4.15.5 A manutenção de linhas de transmissão

5 A Energia Elétrica no Brasil

- 5.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro
- 5.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro
- 5.3 A Criação do ONS e da Aneel
- 5.4 Diversificação e Evolução da Matriz Energética Brasileira
- 5.5 O Sistema Interligado Nacional (SIN)
- 5.6 Os Sistemas Isolados
- 5.7 A Integração Elétrica da América do Sul

6 Sistemas Interligados

- 6.1 Introdução
- 6.2 Os Operadores de Transmissão do Sistema
- 6.3 Análise dos Operadores de Transmissão do Sistema
- 6.4 As Empresas Genco, Transco e Disco

- 6.5 O Sistema Interligado Europeu (ENTSO-E)
- 6.6 O Sistema Interligado Norte-Americano
 - 6.6.1 A Super-Rede Tres Amigas
- 6.7 Os Maiores Operadores de Sistemas Interligados de Energia Elétrica do Planeta
 - 6.7.1 O Sistema Elétrico Australiano
 - 6.7.2 O Sistema Elétrico Chinês da CSG
 - 6.7.3 O Operador de Transmissão Belga ELIA
 - 6.7.4 O Sistema Elétrico do Africano Eskom
 - 6.7.5 O Sistema Elétrico da Coreia do Sul
 - 6.7.6 O Sistema Elétrico Indiano da Powergrid
 - 6.7.7 O Operador do Sistema de Transmissão da Espanha
 - 6.7.8 O Operador do Sistema de Transmissão da França
 - 6.7.9 O Sistema Elétrico Japonês da Tepco
 - 6.7.10 O Operador do Sistema de Transmissão da Itália
 - 6.7.11 O Sistema de Transmissão da Rússia (IPS/UPS)
 - 6.7.12 O Sistema de Transmissão da Companhia Nacional da Rede Elétrica da China
 - 6.7.13 Os Operadores Norte-Americanos de Transmissão da PJM e MISO

Posfácio

Referências

Índice



1

Histórico dos Sistemas de Potência

DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

A eletricidade da era moderna (após o passo inicial de Thales de Mileto, no século VI a.C.), essa coisa que não sabemos ao certo o que é, foi descoberta pelo americano Benjamin Franklin (1706-1790). Em um simples experimento com uma pipa, no ano de 1752, ele verificou a natureza da eletricidade.

Entre 1750 e 1850 aconteceram muitas descobertas, e houve o desenvolvimento dos princípios da eletricidade e do magnetismo. Nomes como Volta, Coulomb, Gauss, Henry e Faraday, entre outros, colaboraram nesse período. A invenção da bateria elétrica data de 1800; do gerador e do motor elétrico, de 1831.

O uso comercial da eletricidade remonta ao início de 1870, quando lâmpadas a arco foram usadas para iluminação pública. O registro mais antigo de uma central de produção de energia elétrica data de 1881, construída por dois eletricitistas em Godalming, na Inglaterra. A central fazia uso de duas rodas de água, gerando uma corrente alternada (CA) que era utilizada para abastecer sete lâmpadas de arco voltaico de 250 V e 34 lâmpadas incandescentes de 40 V. O fornecimento de eletricidade não era constante. A invenção da lâmpada incandescente pelo americano Thomas Alva Edison (1847-1931) deu um grande impulso ao desenvolvimento da energia elétrica, e, apesar do experimento inglês em Godalming, o crédito por usar a eletricidade como um sistema de potência é dado a ele, que desenvolveu uma estação de energia elétrica, a histórica Pearl Street Station, em Nova York, no ano de 1881. Essa estação entrou em operação em 4 de setembro de 1882 pela própria companhia de Edison, a Edison Electric Company, por meio de seis geradores CC (corrente contínua; chamados de dínamos na época), que eram acionados por motores a vapor, fornecendo uma potência de 30 kW em 110 V, destinado a 59 consumidores em uma área aproximada de 1,5 km de raio. Era uma central de CC, operando com um único valor de tensão. Um motor DC (dínamo de corrente contínua) foi desenvolvido pelo oficial naval americano Frank Julian Sprague (1857-1934), promovendo a expansão dos sistemas DC de Edison.

Apesar do avanço para a época, havia o problema de vencer a distância de transmissão, que era de aproximadamente 800 metros, já que a corrente contínua gerada não podia ser facilmente transformada nos valores de alta-tensão necessários para diminuir as perdas de carga envolvidas no processo de transmissão. Eram exigidos condutores com bitolas maiores, inviabilizando uma nova extensão e ainda sendo necessária a construção de novas centrais elétricas com alguma proximidade entre si. A energia era consumida na mesma tensão de geração, e o grande potencial de geração hidráulica ficava, como hoje, um tanto distante do centro consumidor. Se fosse possível elevar e baixar a tensão sem maiores perdas, isso seria, então, uma solução. E foi o que ocorreu, porém em CA, por meio de um passo praticamente definitivo no desenvolvimento dos sistemas de potência, em Londres: a invenção do transformador, em 1881, pelo francês Lucien Gaulard (1850-1888) e pelo inglês John Dixon Gibbs. A invenção foi vendida no mesmo ano para a companhia americana Westinghouse, sendo demonstrada em 1884 em Turim, na Itália. Esse transformador funcionou a partir de um único gerador de CA, iluminando aproximadamente 40 km de uma ferrovia.

Após a demonstração de 1884, George Westinghouse (empresário norte-americano, dono da Westinghouse) importou vários daqueles transformadores, assim como um gerador Siemens. Seu objetivo era promover um aperfeiçoamento do sistema e, posteriormente, fazer uso comercial dele. Já no ano de 1886, a partir das ideias de Gaulard e de Gibbs, foi instalado para Westinghouse, em Great Barrington, no estado americano de Massachusetts, o primeiro sistema de distribuição CA, composto por uma carga de 150 lâmpadas, pelo físico norte-americano William Stanley Junior (1858-1916). O próprio Stanley era o engenheiro chefe da fábrica da Westinghouse em Pittsburgh, Estados Unidos. Como dito antes, a Westinghouse tinha também adquirido o direito americano do uso dos transformadores. É nesse contexto que aparece o nome do cientista servo-americano Nikola Tesla (1856-1943), que desenvolveu o sistema polifásico de CA, colaborando, assim, para sua subsequente proliferação. Tesla era engenheiro da Westinghouse e, entre 1887 e 1888, chegou a registrar várias patentes de motores e geradores de CA, transformadores e sistemas de transmissão.

A primeira linha de transmissão CA data de 1889, com 4 kV, monofásica e com 21 km de extensão entre Willamette Falls e Portland, no estado do Oregon, nos Estados Unidos. Foi na década de 1890 que ocorreu uma grande controvérsia quanto ao tipo de transmissão/distribuição de energia que se deveria padronizar: corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA). A opção em CC era defendida fortemente por Thomas Edison, enquanto George Westinghouse apoiava a opção em CA, baseado na mente não menos brilhante de Tesla. Conhecida como Guerra das Correntes, a história entre Tesla, Westinghouse e Edison é, de fato, incrível em todo esse processo de desenvolvimento da Engenharia da Eletricidade e dos sistemas de potência. Na guerra CA *versus* CC, quem venceu foi a opção em CA. A possibilidade da transmissão de alta-tensão por longas distâncias, a transformação da tensão e o uso mais simples e econômico foram os fatores que tornaram essa opção a vencedora.

A primeira linha trifásica da Alemanha entrou em operação em 1891, com 12 kV e 179 km de extensão. Dois anos depois, em 1893, na Califórnia, foi inaugurada a primeira linha trifásica dos Estados Unidos, funcionando em 2,3 kV e com uma extensão de 12 km. Por volta de 1895, ocorreu um grande crescimento de companhias de transmissão de energia. A

popularização da luz elétrica só se tornou fato na década de 1920. No início, as tensões e frequências eram várias. Frequências de 25, 50, 60, 66 e 133 Hz foram utilizadas, criando, com isso, dificuldades de interconexões, o que levou à necessidade de uma padronização,¹ permitindo, assim, o comércio internacional dos equipamentos elétricos. A Figura 1.1 ilustra as frequências e tensões padronizadas para cada país.

Em 1918, Londres chegou a ter 10 diferentes frequências. Até 1921, foram usadas tensões eficazes CA de 12 kV, 44 kV e 60 kV, chegando a 165 kV em 1922, 220 kV em 1923, 287 kV em 1935, 330 kV em 1953, 500 kV em 1965, 735 kV em 1966, 765 kV em 1969 e 1100 kV em 1990. No Brasil, a primeira linha de transmissão foi construída na cidade mineira de Diamantina, em torno do ano de 1883.²

A transmissão em CC só voltou a entrar em cena em 1954, por meio de um *link* DC de 20 MW, entre a ilha de Gotland e a Suécia, separadas por 96 km. O empreendimento foi realizado pela sueca ASEA e pela Swedish State Power Board (atual Vattenfall) por meio de um cabo submarino de 100 kV com 100 A. No início da década de 1950, houve o surgimento das válvulas de mercúrio, o que colaborou economicamente para o uso dos sistemas de transmissão em CC (conhecidos como sistemas HVDC — *high voltage direct current*), destinados a longas distâncias. Apesar do predomínio da transmissão em CA, há algumas linhas em CC atualmente operando no mundo. Para distâncias superiores a 500 km, pode ser mais vantajoso usar CC do que CA. No Brasil, inclusive, temos duas linhas CC, de +600 kV, da Usina Hidrelétrica Binacional de Itaipu, com extensão aproximada de 810 km, conectando as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP).³ A energia produzida em 50 Hz em CA é convertida para CC e transmitida até Ibiúna (SP), onde será convertida novamente para CA, porém em 60 Hz. O sistema CC de Itaipu opera desde 1984. A primeira linha HVDC dos Estados Unidos foi instalada em 1970, com uma extensão de 1360 km entre Oregon e Califórnia, inicialmente com ± 400 kV e atualmente com ± 500 kV. Até 2008, havia 57 linhas HVDC de até 600 kV instaladas no mundo.

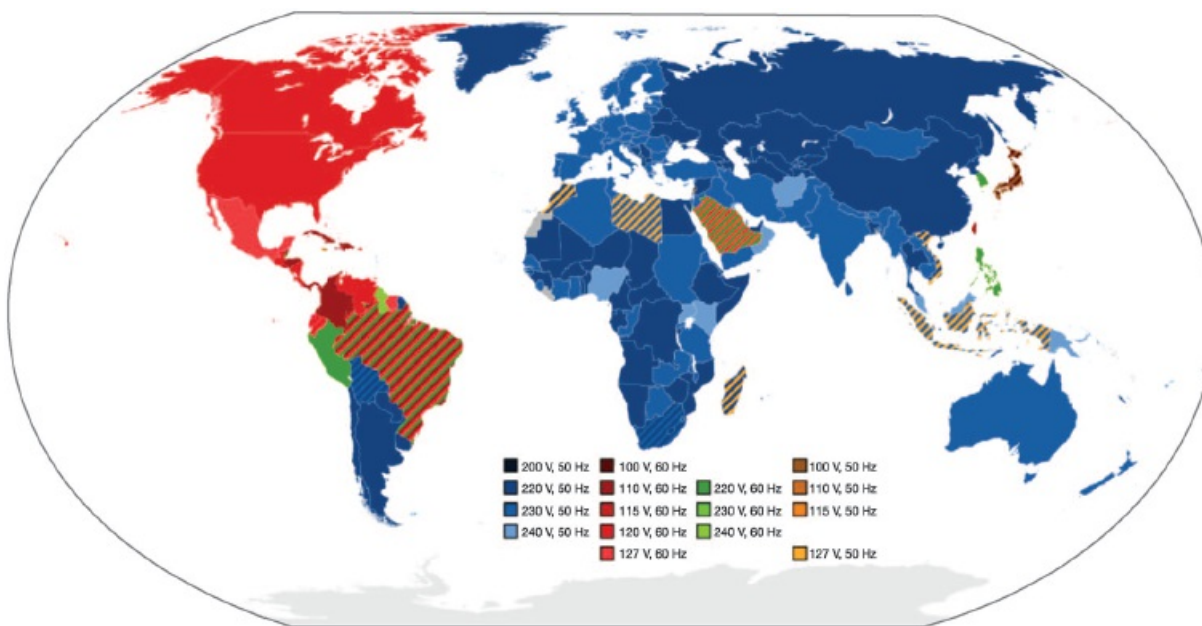


FIGURA 1.1 Indicação das tensões e frequências nominais da rede de distribuição pelos países de todo o mundo.

Fonte: SomnusDe, 2009, Creative Commons.

Há algum tempo, as pequenas concessionárias eram, de modo geral, integradas verticalmente, ou seja, na geração, transmissão e distribuição. A partir da década de 1990, aconteceu um processo de desmembramento, tanto na Europa quanto na América do Norte e em outros pontos do planeta, com a inclusão de novos agentes no setor (por exemplo, as empresas comercializadoras). O desmembramento visava a aumentar a concorrência, diminuindo o preço da energia final para o consumidor.

As concessionárias eram conectadas aos seus vizinhos por meio dos sistemas CA, visando, assim, a um melhor aproveitamento dos seus recursos. Essas interconexões atendiam às oportunidades locais, com uma extensão limitada em sua área. Houve uma melhoria técnica na transição das décadas de 1950-60, permitindo interconexões a maiores distâncias e com maior potência.

No Brasil, a exploração da energia elétrica para iluminação pública começou no fim do século XIX, quando D. Pedro II deu tal concessão a Thomas Alva Edison. Em 1930, o Brasil tinha instalada uma potência aproximada de 350 MW. Só a partir de 1945, com o fim da Segunda Guerra Mundial, o sistema elétrico brasileiro ganhou uma proporção maior, com a construção da primeira grande hidrelétrica, a usina de Paulo Afonso I, com potência instalada de 180 MW. Vieram posteriormente, as usinas de Furnas e de Três Marias, entre outras; a maior delas, a Usina Hidrelétrica Binacional de Itaipu, chegou em 1984.

¹ Atualmente, temos 60 Hz para a maioria do continente americano. Estados Unidos, Canadá e México, além de cinco países da América do Sul (Brasil, Equador, Peru, Venezuela e Colômbia) operam nessa frequência. Na Europa e em boa parte da Ásia e da África, o padrão é de 50 Hz. O Japão usa ambas as frequências, de 60 e 50 Hz (Tóquio usa 50). A vantagem dos sistemas em 60 Hz é que os geradores, motores e transformadores são, geralmente, menores do que os equipamentos em 50 Hz para as mesmas taxas. A vantagem dos sistemas em 50 Hz é que as linhas de transmissão e os transformadores têm reatâncias menores a 50 Hz do que a 60 Hz. Há redes ferroviárias na Alemanha, na Áustria, na Suíça, na Suécia e na Noruega que operam em 16,7 Hz. Uma companhia ferroviária austríaca (Mariazeller Bahn) e alguns sistemas ferroviários em Nova York e Pensilvânia, nos EUA, usam 25 Hz. Também há frequências de até 400 Hz usadas em aviões, navios, espaçonaves, na indústria têxtil e em salas de servidores de computadores.

² Essa linha, de 2 km, transmitia a energia elétrica de uma pequena hidrelétrica, composta por duas rodas d'água e dois dinamos de Gramme. Essa também foi a primeira hidrelétrica brasileira, com 500 kW, em corrente contínua, utilizando as águas do rio Ribeirão do Inferno, afluente do Jequitinhonha. A pequena central tinha uma barragem de alvenaria e um pequeno canal, proporcionando um desnível de cinco metros. Conhecido como o ano da Proclamação da República, 1989 também foi o ano em que entrou em funcionamento a primeira hidrelétrica brasileira pertencente ao Estado, a Usina de Marmelos, com dois geradores de 125 kW cada, instalada no rio Paraibuna, na cidade mineira de Juiz de Fora. A central de Marmelos tinha a função de abastecer as fábricas de tecido e fazer a iluminação pública da cidade.

³ A subestação de Ibiúna, no interior de São Paulo, é considerada a maior unidade conversora de CC em alta-tensão do planeta. Instalada em um terreno com mais de 270 hectares (em torno de 63 hectares estão em áreas energizadas), a unidade é responsável pela transmissão de cerca de 37.000 GWh (eletricidade que equivale a, aproximadamente, 13% do consumo do Brasil e 43% do consumo do estado de São Paulo). Na estação, há conversores HVDC, transformadores conversores, bancos de filtros para harmônicos de 3_a, 5_a, 11_a e 13_a ordens e bancos de filtros passa-altas. Na subestação, a energia em CC é transformada em CA com frequência de 60 Hz, sendo distribuída para Campinas, Guarulhos, Tijuco Preto, Interlagos e Bateias.



2

Análise de Sistemas de Potência

2.1 Introdução

Um sistema elétrico de potência é uma estrutura complexa, quase sempre interligada regional ou nacionalmente, que necessita de estudos sérios para o seu planejamento e operação. A Figura 2.1 mostra as três costumeiras etapas de um sistema de potência, indicando as tarifas de uso do sistema de transmissão (Tust) e distribuição (Tusd) envolvidas. Ainda na Figura 2.1 e para efeitos de simplificação, representamos as três costumeiras fases por uma única, indicando os dados mais relevantes e a topologia do sistema por meio de um diagrama unifilar.

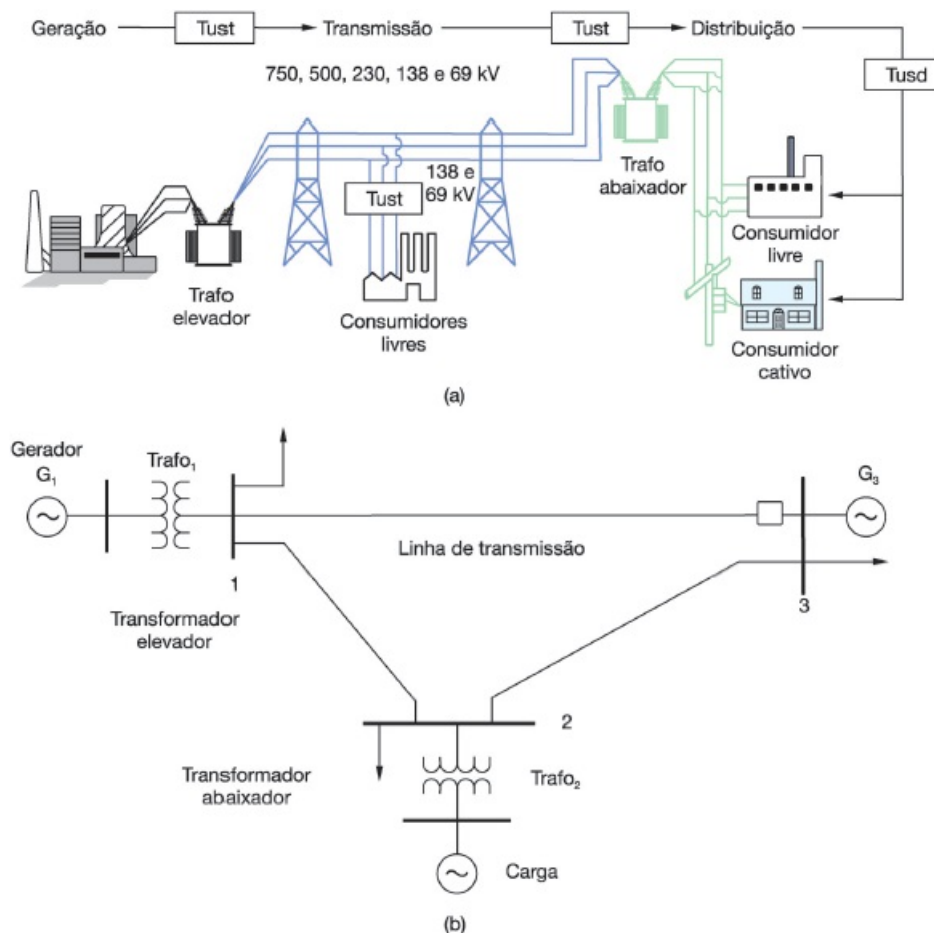


FIGURA 2.1 (a) Ilustração das etapas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; (b) representação unifilar de um sistema de potência.

Gerar, transmitir e distribuir a eletricidade: essa tríade é o objetivo de todo sistema de potência. No entanto, tais passos devem ser dados dentro de certos padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custo financeiro. A confiabilidade indica a probabilidade de o sistema, ou parte dele, realizar suas funções por um determinado período de tempo sem cometer falhas, ou seja, o tempo que levará para falhar. Assim como a confiabilidade, a disponibilidade também é expressa em percentuais e é definida como a probabilidade de que o sistema esteja operando adequadamente quando requisitado para o uso. A disponibilidade, então, nada mais é do que a probabilidade de um sistema não estar com falha ou em reparo quando solicitado a entrar em operação. Matematicamente, a disponibilidade (D) é:

$$D = T_m / T_r (\%) \quad (2.1)$$

em que T_m é o tempo médio entre as falhas, e T_r é o tempo médio do reparo, incluído, neste, o tempo de detecção até a retificação da falha.

2.2 A Transmissão em CA e a Transmissão em CC

O modelo de transmissão de energia elétrica que prevaleceu na maioria das aplicações é o que faz uso da corrente alternada (CA). As razões para a escolha desta em vez da outra, em corrente contínua (CC), são várias. A seguir, seguem alguns dos motivos:

- (a) Para grandes quantidades de energia, a geração de eletricidade em CA é mais econômica do que em CC;
- (b) Os motores que funcionam por meio de uma alimentação em CA são mais baratos;
- (c) Quando se emprega a alimentação em CA, o uso de transformadores é, então, permitido, tornando possível alterar os níveis de tensão ou correntes elétricas;
- (d) A transformação de CA para CC é barata e eficiente, além de ser bem mais simples do que o caminho inverso, ou seja, de CC para CA, que envolve maior complexidade de equipamentos e custos.

Sabe-se que, majoritariamente, há o uso de CA em qualquer instalação residencial, comercial e industrial. Basicamente, é o tipo de transmissão elétrica usada no dia a dia. O uso de CC, ainda que bem restrito, tem sua importância e aplicação em alguns casos (como na alimentação de motores de CC). No caso de linhas de transmissão em CC, por exemplo, não ocorrem os fenômenos de indutância e capacitância. Estes, presentes em CA, podem gerar perdas ao sistema, o que, logicamente, não é recomendável. Outro detalhe a ser considerado no caso de circuitos em CC é que estes não são envolvidos com maiores complicações de cálculo, uma vez que grandezas constantes levam a equações com solução e entendimento menos complexos.

2.3 Elementos Básicos em CA

Uma corrente elétrica, em seu percurso, encontra vários componentes elétricos. Resistores, indutores e capacitores são aqueles considerados básicos. O caso mais simples em um circuito CA é quando a corrente encontra um resistor que simplesmente se opõe à sua passagem. Um dado importante é que, em um resistor, a corrente e a tensão estarão sempre em fase. Esse “casamento” de fase é característica exclusiva dos resistores, não acontecendo nos indutores e capacitores. Os capacitores adiantam a corrente elétrica em 90° , e os indutores a atrasam no mesmo valor. O motivo desse adiantamento ou atraso se deve à própria constituição desses dispositivos, que, em seu funcionamento, exigem o fornecimento de energia para a formação de campos elétricos ou magnéticos. Ver Figura 2.2.

Sabe-se que não há, na prática, capacitores ou indutores ideais. Dessa forma, o ângulo de defasagem da corrente em relação à tensão sempre é menor do que 90° (em atraso ou avanço, respectivamente para cargas indutivas e capacitivas).

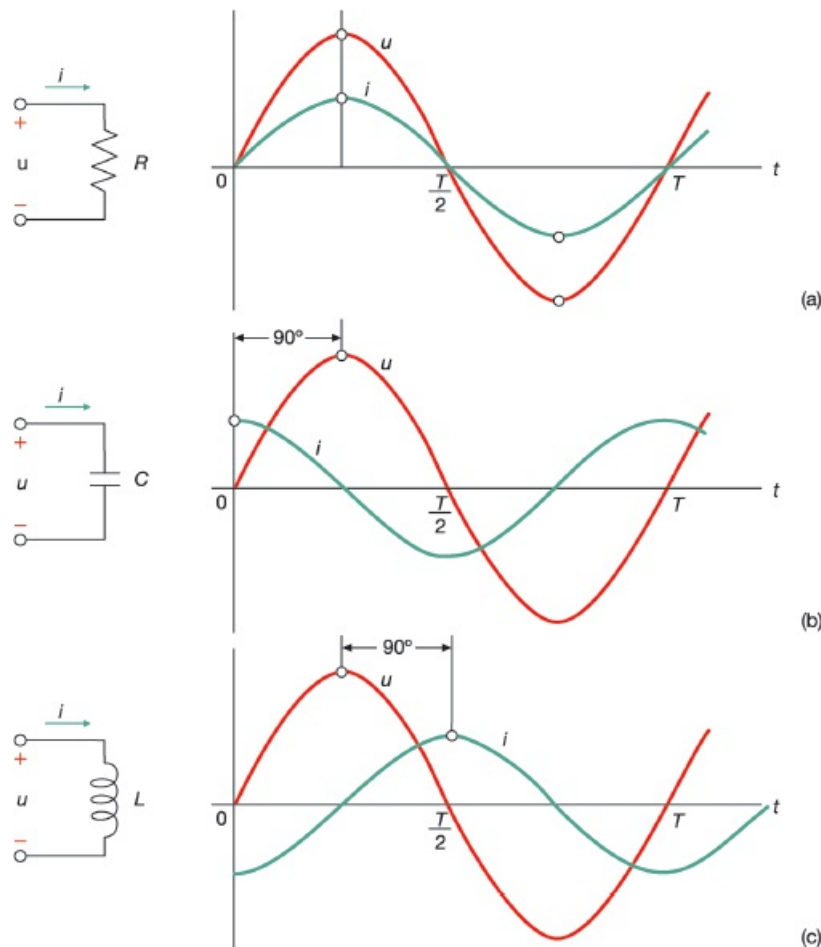


FIGURA 2.2 Formas de onda do relacionamento da tensão (v) com a corrente elétrica (i), em um circuito em CA submetido a um: (a) resistor; (b) capacitor; e (c) indutor.

2.4 O Transitório e o Regime Permanente

No processo de inicialização de um sistema elétrico, em CA ou CC, quando ocorre a energização desse, é comum falar-se em transitórios e regime permanente. É entendido como transitório o momento decorrido em um circuito no qual as tensões e correntes se ajustam até atingir o instante de estabilidade, dito aqui como regime permanente. O tempo gasto pelo transitório dependerá dos elementos que compõem o circuito e de seus valores (na prática, esse tempo é, geralmente, da ordem de poucos milissegundos). Após o transitório, temos o regime permanente, que só é quebrado quando ocorre alguma falta ou interrupção do sistema. Também conhecido por transiente ou *surge*, o transitório pode ter diversas origens: (i) Retorno de energia elétrica; (ii) Descarga atmosférica nos condutores da rede de distribuição primária ou secundária (conhecido, geralmente, por *spike* ou surto de tensão); (iii) Chaveamento de cargas; e (iv) Mau funcionamento de equipamentos elétricos.

2.5 Reatância Capacitiva, Reatância Indutiva e Impedância

O efeito de resistência à passagem de uma corrente elétrica alternada dada por um indutor ou capacitor é chamado de reatância, daí esses dispositivos serem chamados de reativos. A reatância (X), somada à resistência (R), define, em um circuito elétrico, o que chamamos de impedância (Z). Matematicamente, temos:

$$Z = R \pm jX \quad (2.2)$$

em que Z , R e X são medidos em ohms (Ω), sendo R a parte “real” e jX a parte “imaginária”, com $j = \sqrt{-1}$. O inverso de Z é definido como a admitância, que é medida em siemens (S). Com relação à Equação 2.2, perceba que a resistência R é apenas a parte mais “popular” da impedância. Ainda sobre a Equação 2.2, temos que, se a reatância X for indutiva (X_L), o sinal da componente imaginária j será positivo ($X > 0$) e, se a reatância X for capacitiva (X_C), o sinal, então, será negativo ($X < 0$). O caso mais simples é quando não há reatância ($X = 0$), sendo o circuito puramente resistivo. X_C e X_L são dados respectivamente por:

$$X_C = 1/\omega C = 1/2\pi fL \text{ (reatância capacitiva)} \quad (2.3)$$

$$X_L = \omega L = 2\pi fL \text{ (reatância indutiva)} \quad (2.4)$$

em que C é a capacitância (medida em F: farads), ω é a frequência angular, L é a indutância (medida em H: henrys), f é a frequência (medida em Hz: hertz), e π vale aproximadamente 3,14159.

Os chamados efeitos reativos não ocorrem em CC, estando presentes apenas quando há mudança nas condições do circuito. Geometricamente, é possível fazer uma representação da impedância, como visto na Figura 2.3, em que R e X estão em quadratura (ou seja, dispostos em ângulos retos), representados por triângulos retângulos.

Da Figura 2.3, temos que a impedância sofrida por uma carga é dada por:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (2.5)$$

ϕ é o ângulo de defasagem entre a tensão v e a corrente i ($\phi = \text{ângulo } v - \text{ângulo } i$), dado por:

$$\phi = \arctan(X/R) = \tan^{-1}(X/R) \quad (2.6)$$

Acima, temos $\phi > 0$ para cargas indutivas, e $\phi < 0$ para cargas capacitivas.

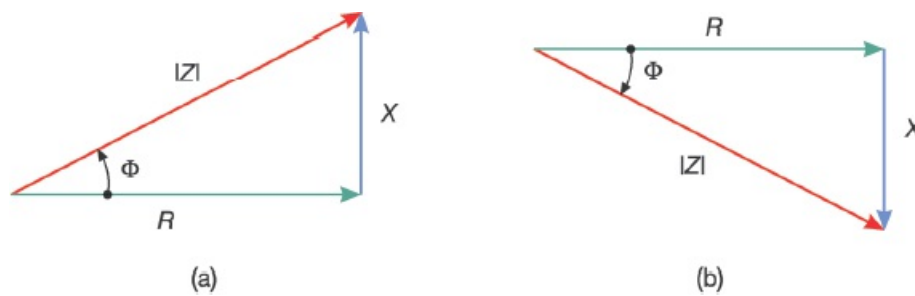


FIGURA 2.3 Representação da impedância com características (a) indutivas e (b) capacitivas.

No dia a dia, é mais comum encontrarmos cargas indutivas do que capacitivas. Exemplos de cargas com características indutivas são as lâmpadas fluorescentes, os motores de indução, os transformadores e as máquinas de solda elétrica. As cargas capacitivas são mais comuns em instalações industriais, usadas como corretores do chamado fator de potência.

2.6 Potência Elétrica

Em termos elétricos, a potência (P) é o produto da d.d.p. (diferença de potencial) com a intensidade de corrente elétrica que percorre um dado circuito — em outras palavras, nada mais é do que o produto da tensão v pela corrente i :

$$P = vi \quad (2.7)$$

P é, geralmente, medida em watts, quando v é dada em volts (V), e i é dada em ampères (A). A potência é, em si, o trabalho realizado pela intensidade de corrente elétrica em um dado intervalo de tempo. No caso de o trabalho ser realizado em um regime de corrente contínua, em que i e v permanecem constantes no tempo, aplicamos diretamente a Equação 2.7. Sabe-se, entretanto, que nem sempre i e v permanecem constantes no tempo; para essa situação, então, a potência (média) gerada nesse intervalo (do tempo 0 ao tempo T) é uma soma temporal das potências instantâneas, que, matematicamente, é simbolizada por:

$$P_{med} = \frac{1}{T} \int_0^T i(t) \times v(t) \times dt \quad (2.8)$$

em que T é o tempo de integração, $i(t)$ é o valor da intensidade de corrente no dado instante t , e $v(t)$ é o valor da tensão nesse mesmo instante. Ora, sabemos que a maioria das aplicações no uso da eletricidade se desenvolve em corrente alternada (CA), e, neste caso, a solução da Equação 2.8 resulta no produto da raiz quadrada dos valores quadrados médios, considerando o ângulo (ϕ) entre v e i . Assim, temos:

$$P = v \times i \times \cos \phi \quad (2.9)$$

em que v e i são ditos valores eficazes de tensão e correntes, e ϕ é o ângulo entre essas duas grandezas. Medida em watts, essa potência é chamada de potência ativa, sendo essa a que é capaz de realizar trabalho útil. A potência ativa é justamente aquela demonstrada nos medidores de energia e nas faturas de eletricidade cobradas pelas concessionárias; é, geralmente, considerada como a potência “real”. No entanto, temos mais dois tipos de potência que influenciam a real: a reativa e a aparente.

- Potência Reativa: usada para manter o campo eletromagnético, é medida em volt-ampère reativo (VAR)¹ e não produz trabalho útil, sendo dada por:

$$Q = v \times i \times \sen \phi \quad (2.10)$$

Há casos em que a potência reativa é cobrada, assim como normalmente acontece com a ativa.

- Potência Aparente: é definida como o produto dos valores RMS (*root mean square*, o valor quadrático médio) da tensão v pela corrente i , medida em volt-ampère (VA), contendo as duas potências (ativa + reativa). Assim:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(vi \cos \phi)^2 + (vi \sin \phi)^2} = [(vi)^2 (\cos^2 \phi + \sin^2 \phi)]^{1/2} = vi \quad (2.11)$$

Da Equação 2.10, podemos extrair a relação trigonométrica mostrada na Figura 2.4, conhecida como o *triângulo das potências*:

Durante a operação dos sistemas de potência, é necessário manter o balanço de potência ativa, a fim de que a frequência do sistema permaneça constante. Por outro lado, é também imprescindível manter o balanço de potência reativa para que se tenha um perfil de tensão estável e que satisfaça aos limites pré-específicos. Na maioria das vezes, um sistema interconectado tem seu funcionamento dito normal quando sua frequência e as tensões de seu barramento permanecem dentro de valores pré-estabelecidos, em uma faixa de limites toleráveis. A estabilidade/constância da frequência é assegurada quando se mantém um equilíbrio entre a potência ativa demandada pela carga e o total de potência ativa que o sistema de geração oferece em cada instante do tempo. Uma boa analogia, que serve para explicar os três tipos de potência, é o exemplo com a cerveja visto na Figura 2.5.

2.7 O Fator de Potência

A relação da onda de corrente elétrica com a de tensão é importante pela capacidade de energia que é transmitida. No caso de correntes alternadas, tais ondas podem estar em fase ou não, e, quanto maior a defasagem, menor será o nível de energia, que é o chamado fator de potência. Se, em um circuito elétrico, estiverem presentes cargas capacitivas ou indutivas, também denominadas reativas, teremos, então, uma diferença de fase entre as ondas de tensão e de corrente devido ao armazenamento energético dessas cargas. Já que esse armazenamento não resultará em energia útil, temos, portanto, um caso de perdas elétricas, em outras palavras, um baixo fator de potência. No caso em que temos apenas cargas resistivas envolvidas, não teremos defasagem angular entre a tensão e a corrente elétrica. Há três modos de definirmos o fator de potência:

- (a) $FP = \cos \phi = \text{ângulo entre } v \text{ e } i$ (da Equação 2.9);
- (b) $FP = R/Z = \text{resistência/impedância}$;
- (c) $FP = P/S = \text{potência ativa/potência aparente}$.

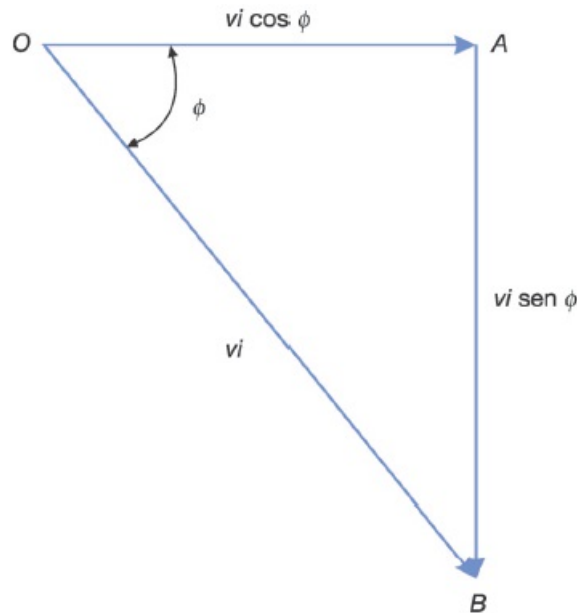


FIGURA 2.4 Esquema trigonométrico mostrando um triângulo com a potência ativa P , a potência reativa Q , e a potência aparente S . O ângulo ϕ entre P e Q é dito como o fator de potência.

O fator de potência é um número entre zero e um. Se $FP = 1$, toda a energia gerada será consumida pela carga, e o circuito será resistivo (tensão e corrente mudam de polaridade conjuntamente, em fase, sem adiantamento ou atrasos entre as ondas; é o caso das lâmpadas incandescentes e dos chuveiros elétricos, que atuam com fator de potência unitário). Se $FP = 0$, não teremos realização de trabalho útil, sendo a energia completamente devolvida à fonte. Os valores intermediários, maiores do que zero e menores do que um, são referentes à defasagem angular (atraso ou adiantamento) entre v e i . Pode-se também dizer que temos dois tipos de fator de potência: (i) Indutivo, quando a instalação elétrica absorve a energia reativa; e (ii) Capacitivo, quando a instalação elétrica fornece a energia reativa. No caso (ii), isso acontece quando equipamentos indutivos

são desligados e capacitores em excesso continuam operando.



FIGURA 2.5 Exemplo ilustrativo com a potência ativa (P), a potência reativa (Q) e a potência aparente (S).

Em um circuito AC com $FP = 0,92$ sendo submetido a uma corrente de 10 A e uma tensão de 220 V, temos:

- Potência aparente: $S = vi = 220 \times 10 = 2200 \text{ VA}$;
- Potência reativa: $Q = v \times i \times \text{sen } \phi = 220 \times 10 \times 0,4^2 = 880 \text{ VAR}$;
- Potência ativa: $P = v \times i \times \text{cos } \phi = 220 \times 10 \times 0,92 = 2024 \text{ W}$.

No exemplo, temos 2200 VA de potência aparente sendo recebida pelo circuito, porém apenas 2024 W são convertidos em energia útil (92% de S), com 880 VAR de energia reativa não gerando trabalho útil, fluindo simplesmente de um ponto ao outro do circuito. Existe uma regulamentação para que a energia entregue a um consumidor, por parte das concessionárias, tenha percentuais mínimos de fator de potência. No Brasil, as regras desses percentuais são estabelecidos pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), no artigo n^o 95 da sua Resolução Normativa n^o 414, de 9 de setembro de 2010. O documento estabelece que o fator de potência de referência nas unidades consumidoras (dos grupos A e B)³ deve ser superior a 92%,⁴ sendo obrigatória a medição no caso dos consumidores do grupo A (com tensões de fornecimento maiores ou iguais a 2,3 kV) e facultativa para os do grupo B (com tensões abaixo de 2,3 kV). O grupo A é composto, basicamente, de residências, lojas, agências bancárias e consumidores de baixa potência, e o grupo B, de indústrias e consumidores de maior porte. A Resolução Normativa n^o 414 prevê a cobrança de energia reativa para os consumidores que tiverem um fator de potência abaixo de 92%, porém isso não ocorre tanto na prática, já que boa parte dos medidores não permite essa aferição, mesmo com a obrigatoriedade de troca de medidores para os consumidores trifásicos. A cobrança dos reativos só acontece em situações em que existe um medidor com capacidade de calcular essa energia, fato ocorrido em indústrias e empresas com faturamento geralmente em alta-tensão. Iniciou-se, recentemente, uma mudança para medidores eletrônicos no âmbito residencial, levando, desse modo, a uma possível medição da energia reativa.

TABELA 2.1 Valores do fator de potência de alguns países

País	Fator de potência
Brasil	0,92
Colômbia	0,90
Espanha	0,92
Argentina	0,92
Uruguai	0,92
Chile	0,93
Coreia do Sul	0,93
França	0,93
Portugal	0,93

Alemanha	0,95
Bélgica	0,95
Estados Unidos	0,95
Suíça	0,95

Fonte: Abinee.

O fato é que boa parte dos consumidores não tem consciência de que é cobrado/multado pelas concessionárias/distribuidoras quando faz mau uso da energia elétrica (no caso de motores mal dimensionados, por exemplo). Por que as concessionárias cobram os reativos? Porque os reativos não produzem energia útil, “poluindo” o sistema, que poderia ser usado de modo mais eficiente. O sistema elétrico encara isso como uma ineficiência, daí a cobrança dos reativos. A Tabela 2.1 traz os valores do fator de potência praticados em alguns países.

2.7.1 Causas e Consequências de um Baixo Fator de Potência

Há diversas causas para os baixos fatores de potência nas instalações elétricas. Algumas são:

- Transformadores operando em vazio ou com pequenas cargas;
- Motores de indução operando em vazio ou sobrecarregados;
- Reatores de lâmpadas fluorescentes.

Evidentemente, um baixo fator de potência não é desejado, do ponto de vista econômico. Entre as consequências de um circuito operando dessa forma, podemos citar:

- A necessidade de se ter condutores com bitolas maiores;
- A necessidade de equipamentos de proteção/manobra com capacidade superior;
- Maiores riscos de acidentes elétricos (curtos-circuitos);
- Aumento da tarifa de energia;
- Um maior valor da intensidade de corrente elétrica;
- Maiores perdas elétricas por efeito joule;
- Oscilação de tensão nos circuitos de distribuição.

O fator de potência é um dado intrínseco ao equipamento, sendo seu valor disponibilizado pelos fabricantes. Em instalações críticas, em que o fator de potência é considerado baixo e compromete o rendimento do serviço, é possível usar um conjunto de capacitores (banco de capacitores) para corrigir a eficiência do sistema. A conexão dos capacitores é feita em paralelo com as cargas.

2.7.2 A Compensação de Reativos

Sabe-se que os capacitores são fontes de energia reativa. Quando aplicados em sistemas de potência, têm como objetivo a compensação de energias reativas produzidas por cargas indutivas ou reatâncias de linhas. Em um sistema de distribuição de energia elétrica, é comum o uso de capacitores para compensar a potência reativa e, conseqüentemente, obter um melhor perfil da onda de tensão, aumentando a capacidade da rede de atender às cargas. Dessa forma, o uso correto desses dispositivos permite a obtenção de uma melhor qualidade de energia, com a redução das perdas e a melhoria do fator de potência.

Determinadas cargas injetam energia reativa indutiva na rede, já que, por sua natureza, não geram trabalho útil, aumentando sua potência. O oposto dessa energia é justamente a energia reativa capacitiva (expressa inclusive com a mesma unidade, mas com sinal contrário), que é, então, injetada na rede, visando minimizar o tráfego de potência reativa nela.

É importante perceber que a redução das perdas representa um lucro na distribuição de energia. A solução técnica de determinar o local, a quantidade e a dimensão dos capacitores representará uma melhor eficiência para a rede. Até a década de 1950, os capacitores eram instalados nas próprias subestações, no início dos alimentadores. Com o avanço tecnológico, que trouxe equipamentos menores, foi possível instalá-los nos postes do sistema de distribuição, em locais mais próximos às cargas. O controle dos reativos pode ser feito de três modos: (i) Com um banco fixo de capacitores ligados diretamente ao barramento — é a opção mais barata, mas pode trazer problemas quando houver cargas dinâmicas, pois isso geraria um excesso de compensação; (ii) Com um banco semiautomático de capacitores ligados ou retificados próximos às cargas, praticamente junto a elas — o controle, nesse caso, é seletivo e, conseqüentemente, melhor e mais custoso; e (iii) Por meio do acionamento automático e independente de um banco de capacitores, que opera de modo otimizado e de acordo com as leituras

da carga, melhorando o fator de potência do circuito. Indicado para a maioria das cargas dinâmicas, esta última (iii) é a opção mais cara.

2.8 A Qualidade da Energia

Quando tratamos da qualidade da energia elétrica, remetemo-nos diretamente ao padrão da energia gerada — no caso brasileiro, a onda senoidal de 60 Hz. Quanto mais ela se encontrar alterada, em amplitude ou frequência, menor será a qualidade de energia. A alteração pode se dar por quedas e surtos de tensão, pela geração de outras frequências diferentes da fundamental etc. O fenômeno pode acontecer no regime transitório ou no permanente e nas fases de geração, transmissão, distribuição ou consumo de energia.

Muitas vezes, a expressão *qualidade da energia* está relacionada com a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica ou com equipamentos elétricos. A interrupção do funcionamento de ambos pode representar um prejuízo de milhões. As concessionárias de energia têm a obrigação de controlar os índices de qualidade de energia. No Brasil, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) fiscaliza as distribuidoras por meio dos parâmetros DEC (duração equivalente por consumidor) e FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora). A DEC indica o número de horas durante as quais, em média, um consumidor não recebe energia elétrica em um dado período (geralmente, um mês ou um ano), e a FEC indica a quantidade média de horas ou minutos em que a interrupção aconteceu na unidade consumidora. Veja o gráfico da Figura 2.6. Outros parâmetros também são usados, como a forma de onda, a simetria do sinal e a faixa-limite do nível de tensão.

2.9 Os Sistemas Trifásicos

Durante a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, os sistemas que praticamente prevaleceram foram os trifásicos. Obviamente, há aplicações em baixa potência ou de uso doméstico que se utilizam apenas de uma fase ou duas — ligações monofásicas e bifásicas são utilizadas na iluminação pública, por exemplo. Quando se fala em geração ou transmissão de energia elétrica, os sistemas são basicamente trifásicos, que podem estar balanceados ou não. A seguir, algumas vantagens desses sistemas:

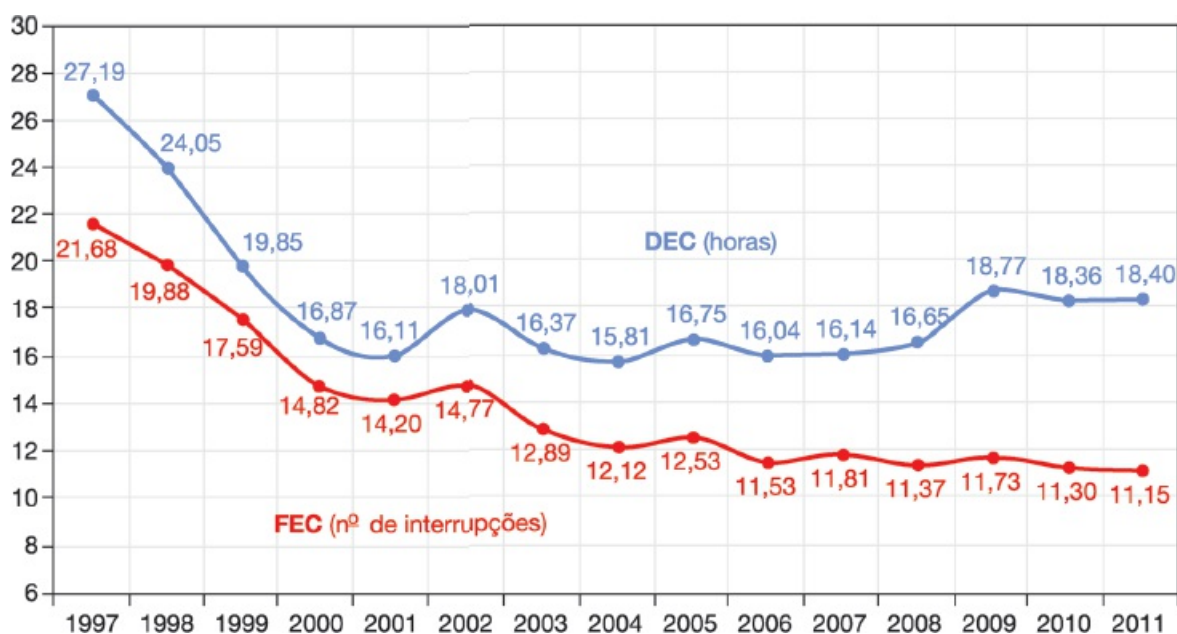


FIGURA 2.6 Parâmetros DEC e FEC no período de 1997 a 2011 no Brasil.

Fonte: Aneel.

- Máquinas trifásicas têm um percentual de quase 50% a mais de potência, quando comparadas às monofásicas com o mesmo volume e o mesmo peso;
- Uso de condutores de menor bitola ao se transmitir a mesma potência de uma rede monofásica;
- Possibilidade de escolher duas tensões distintas a partir da mesma rede (fonte);
- Criação de campos magnéticos giratórios, que são utilizados nos motores mais robustos e baratos, os motores de indução trifásicos.

2.9.1 Os Sistemas Trifásicos Simétricos

Uma única fase em um sistema elétrico em regime permanente é geralmente dada por:

$$v(t) = V_M \text{sen}(\omega t) \quad (2.12)$$

em que V_M é o valor máximo (ou de pico) da tensão $v(t)$, ω é a velocidade angular da onda de tensão no instante $t \times \omega$ (medido em rad/segundos), podendo ser calculada a partir de:

$$\omega = 2\pi f \quad (2.13)$$

sendo f a frequência do sinal em Hertz (Hz).

A relação entre o valor eficaz (ou valor RMS)⁵ de uma onda e o seu valor máximo é definida por:

$$V_{ef} = V_M / \sqrt{2} \quad (2.14)$$

A geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica são feitas, quase sempre, por meio de um sistema em CA composto por três ondas de tensão, as quais se comportam como senóides e estão defasadas e equilibradas entre si por um ângulo de 120° . Sabe-se que as máquinas trifásicas responsáveis pela geração elétrica são mais eficientes quando utilizam plenamente os circuitos magnéticos, e, devido a questões econômicas (do material empregado e da qualidade da energia gerada), a trifásica foi a opção escolhida.

Esses sistemas, como um todo, são, então, denominados sistemas trifásicos simétricos,⁶ cuja representação é:

$$V_a = V_M \text{sen}(\omega t) \text{ ou } V_a = V_M \text{cos}(\omega t) \quad (2.15)$$

$$V_b = V_M \text{sen}(\omega t - 2\pi/3) \text{ ou } V_b = V_M \text{cos}(\omega t \pm 120^\circ) \quad (2.16)$$

$$V_c = V_M \text{sen}(\omega t - 4\pi/3) \text{ ou } V_c = V_M \text{cos}(\omega t \pm 120^\circ) \quad (2.17)$$

em que V_a , V_b e V_c são as tensões de fase, cada uma defasada em 120° (ou $2\pi/3$ rad) da outra. V_a , V_b e V_c também podem ser representados fasorialmente. A geração elétrica trifásica acontece quando interligamos três bobinas idênticas e defasadas entre si em 120° e fazemos com que o conjunto gire com uma velocidade angular constante (ω), proporcionando, assim, o surgimento de tensões iguais, defasadas e simétricas nos terminais de cada bobina. O gráfico da Figura 2.7 ilustra a situação descrita.

Quando um sistema tem cargas (impedâncias) diferentes e a geração fornece valores assimétricos de tensão, temos um sistema assimétrico e não balanceado. Nesse caso, as equações convencionais se tornam de difícil solução.

2.9.1.1 A Sequência de Fases

A ordem pela qual as tensões das fases geradas passam pelo seu valor de pico define a chamada sequência de fase do sistema. Pela análise do gráfico da Figura 2.7 (fase 1 = A; fase 2 = B; e fase 3 = C), temos que as sequências ABC, BCA e CAB são as sequências positivas. O caminho inverso é naturalmente denominado sequência negativa — neste caso, teríamos ACB, CBA e BAC.

2.9.1.2 As Ligações Trifásicas (Estrela e Delta)

Após o processo de geração e transmissão de energia elétrica, esta é fornecida ao consumidor (que, aqui, é geralmente chamado de carga). A carga é conectada por alguns tipos de ligações, sendo duas as mais utilizadas: estrela (ou Y) e delta (ou triângulo). A Figura 2.8 ilustra uma ligação em estrela, e a Figura 2.9, uma ligação em delta.

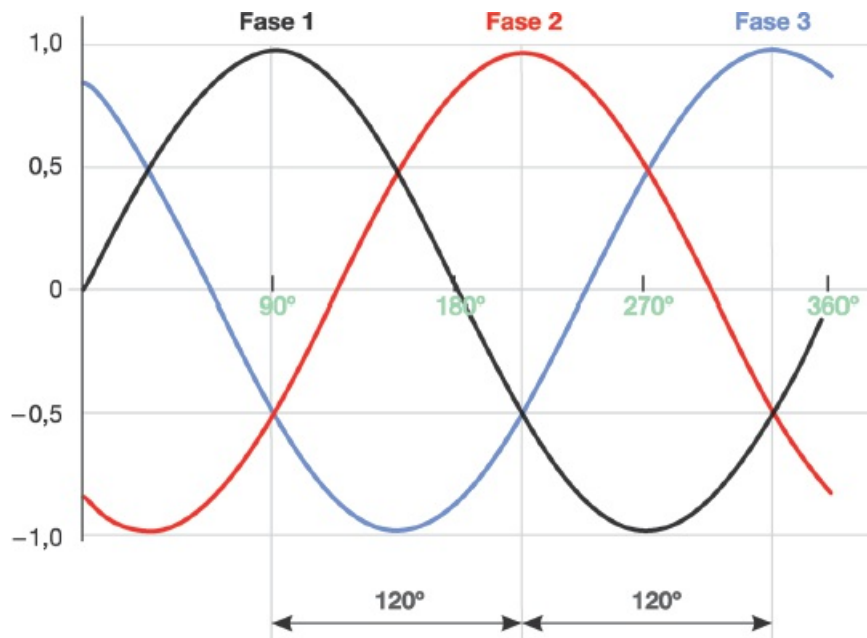


FIGURA 2.7 Gráfico das tensões trifásicas.

Das duas últimas figuras, temos que U e I representam, respectivamente, tensão e corrente. Os índices L , f e N indicam, respectivamente, linha, fase e neutro. R , S e T representam as fases no sistema de distribuição.

- (a) **Ligação em Estrela:** Cada carga recebe uma fase (R , S , T) do gerador e um neutro (N) no outro terminal, que é o ponto comum do sistema. Na ligação em Y , demonstra-se que:

$$v_l = \sqrt{3} v_f \quad (2.18)$$

$$i_l = i_f \quad (2.19)$$

em que i_l é a corrente de linha (intensidade da corrente elétrica que percorre os condutores, fazendo a conexão do gerador com a carga), e i_f é a corrente de fase (intensidade da corrente elétrica que percorre as impedâncias da carga). Perceba que, na ligação em estrela, $i_l = i_f$, pois $i_R, i_S, i_T = i_l = i_f$. Apesar de $i_l = i_f$, elas estão defasadas entre si em 120° . A corrente do neutro é considerada nula, e, em condições normais (sistemas simétricos equilibrados), as cargas estão equilibradas. Dessa forma: $i_R + i_S + i_T = 0$.

As redes de distribuição de energia especificam suas tensões por meio dos valores eficazes de v_l e v_f , sendo comuns os valores de 380 V/220 V e de 220 V/127 V. Perceba, aqui, que o valor de 110 V é um erro popular quando se refere à tensão de fase de 127 V.

- (b) **Ligação em Triângulo:** Cada carga tem pontos de conexão em comum com as outras, com as fases alimentando esses mesmos pontos. Na ligação em delta, demonstra-se que:

$$v_l = v_f \quad (2.20)$$

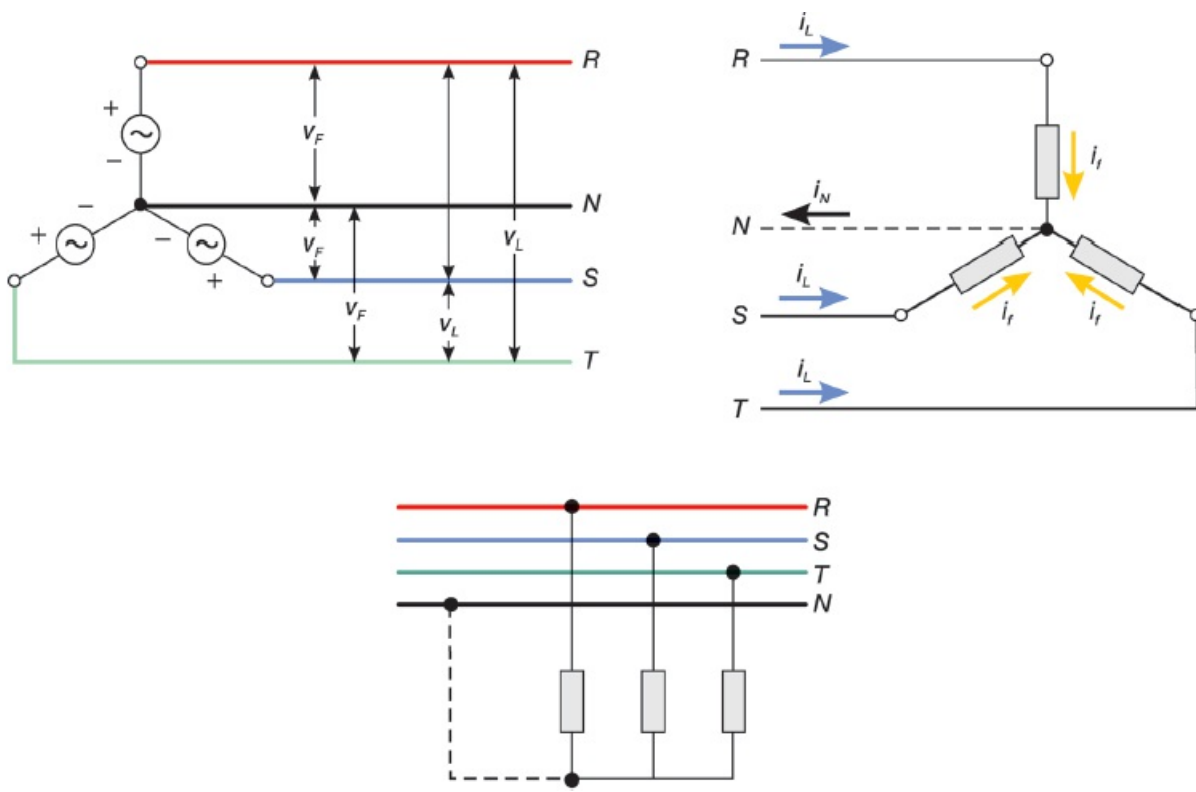


FIGURA 2.8 Ligação trifásica em estrela.

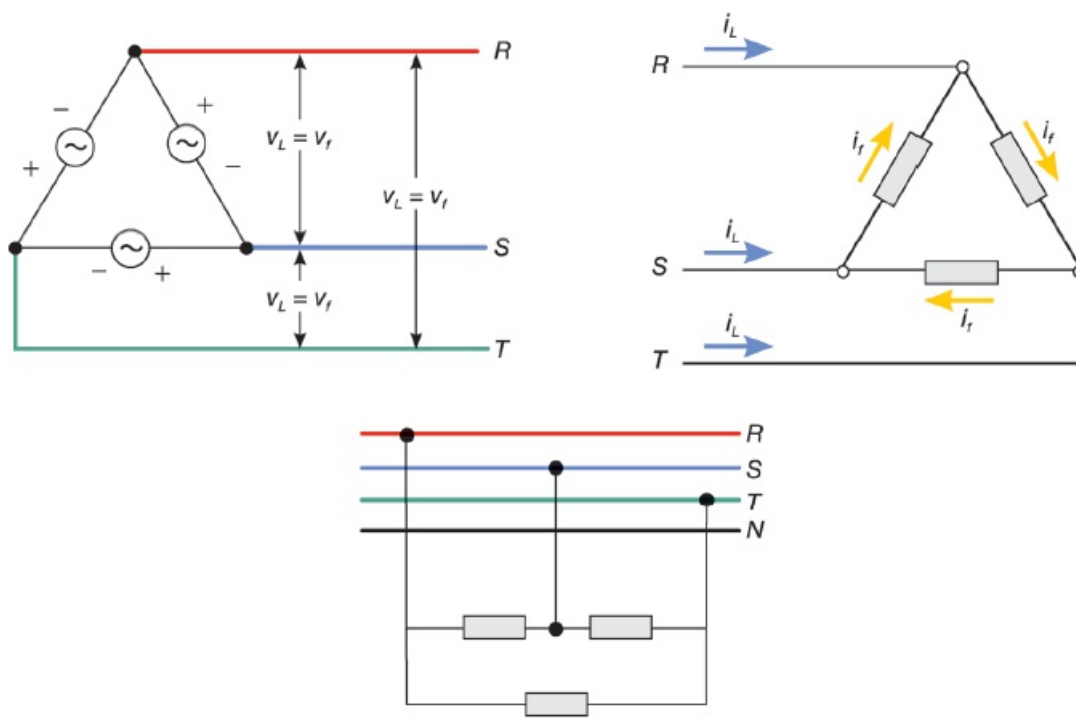


FIGURA 2.9 Ligação trifásica em delta.

$$i_L = \sqrt{3} i_f \quad (2.21)$$

Note que, em delta, não há o neutro. De fato, a tensão gerada é não senoidal por causa da presença dos harmônicos de terceira ordem. Tais tensões fazem surgir correntes elétricas espúrias, que não colaboram para a eficiência do sistema, conseqüentemente gerando perdas.

É importante que se informe que nem sempre as Equações de 2.18 a 2.21 são completamente válidas. A ressalva se deve ao fato de que, nem sempre, temos um sistema perfeitamente balanceado, campo de ação das referidas equações.

2.10 A Potência Trifásica

A potência ativa, fruto de um sistema monofásico, é calculada pela Equação 2.9. Para um sistema com três fases, teremos, então, um somatório das 3 potências. Assim:

$$P = v \times i \times \cos \phi = P_1 \phi = v \times i \times \cos \phi \quad (2.22)$$

$$P_3 \phi = P_R + P_S + P_T \quad (2.23)$$

$$P_3 \phi = 3 P_1 \phi = 3 v \times i \times \cos \phi \quad (2.24)$$

em que R , S e T representam cada uma das fases do sistema. Dessa forma, para a ligação em estrela, basta substituir v_f e i_f , respectivamente, das Equações 2.18 e 2.19 na Equação 2.24 que chegaremos a:

$$P_3 \phi = \sqrt{3} v_l \times i_l \times \cos \phi \quad (2.25)$$

Da mesma forma, para a ligação em delta, basta substituir v_f e i_f , respectivamente, das Equações 2.20 e 2.21 na Equação 2.24 que chegaremos, igualmente, à Equação 2.25. Sendo assim, tanto para as ligações em estrela quanto para as ligações em delta, a potência trifásica terá a mesma base de cálculo, supondo, obviamente, que as cargas estejam equilibradas.

2.11 Os Valores por Unidade (p.u.)

É comum, em cálculos de sistemas de potência, o uso dos chamados valores em p.u. (por unidade), que é a abreviatura de sistemas *por unidade*, uma forma de exprimir as grandezas elétricas de modo normalizado, a partir de valores já previamente estabelecidos. Nos sistemas de potências, temos diferentes tensões de operação, devido à presença dos transformadores, assim como diferentes geradores, o que torna todo o cálculo um tanto difícil. Desse modo, às vezes, é conveniente o uso da grandeza em p.u. (ou em percentual). O valor p.u. é dado pela relação entre o valor real da grandeza e o seu valor de base. Assim:

$$G_{pu} = G_r / G_b \quad (2.26)$$

em que G_{pu} indica a grandeza em p.u., e G_r e G_b significam, respectivamente, o valor real e valor de base da grandeza. Quando todas as grandezas são expressas em função de seus valores de base, os cálculos se tornam mais simples. Em um sistema de potência, é comum escolher como bases a tensão (v) e a potência aparente (S).

Seguem dois simples exemplos de demonstração:

- Em uma base de intensidade de corrente igual a 20 A, a corrente de 15 A valerá, em p.u.:

$$I_{pu} = I_r / I_b = 20 / 15 = 1,33 \text{ p.u. A}$$

- Se quisermos representar 220 V e 380 V em p.u., usando como base o valor de 220 V, teremos, respectivamente, 1 p.u. (220/220) e 1,72 p.u. (380/220).

A simplificação nos cálculos é seguida de algumas vantagens no uso do sistema em p.u., como:

- Em p.u., a impedância de ambos os lados de um transformador é igual;
- Os fabricantes de geradores, transformadores e motores elétricos fornecem valores em p.u. das impedâncias desses equipamentos, a partir de seus valores nominais;
- A variação do valor em p.u. é bem menor se comparada ao equivalente em sua faixa real.

¹A potência reativa não é medida pelos wattímetros.

²De uma tabela de cossenos e senos: $FP = \cos \phi = 0,92 \leftrightarrow \sin \phi = 0,4$, com $\phi = 23^\circ$.

³**Grupo A:** composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica (cobra-se a demanda e a energia que se consome) e subdividido da seguinte forma:

(a) Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

(b) Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

(c) Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

(d) Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

(e) Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e

(f) Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B: composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica (cobra-se apenas a energia que se consome) e subdividido da seguinte forma:

(a) Subgrupo B1 – residencial;

(b) Subgrupo B2 – rural;

(c) Subgrupo B3 – demais classes; e

(d) Subgrupo B4 – iluminação pública.

⁴0,92 capacitivo no período de 6 horas consecutivas, a critério da distribuidora, entre 23 h 30 min e 6 h 30 min, e 0,92 indutivo no período complementar restante.

⁵As tensões indicadas nas tomadas e aparelhos elétricos são valores RMS (geralmente, 127 ou 220 V). Para 220 V, o que se tem, de fato, em uma rede CA, é um valor senoidal máximo de 311,1 V ($V_M = V_{ef} \sqrt{2} = 220 \times 0,707 = 311,1$), variando de +311,1 a -311,1 temporalmente a uma frequência de 60 vezes por segundo ($f = 60$ Hz). O valor de tensão eficaz de 220 V é entendido como o valor correspondente de uma tensão contínua, que produz o mesmo efeito da rede CA em uma dada resistência. Trata-se de um valor de referência, valendo aproximadamente 70,7% do valor de pico do sinal de 311,1 V. É interessante informar que os instrumentos de medição (multímetros) verificam os valores RMS apenas de sinais senoidais.

⁶É sabido que os curtos-circuitos provocam desequilíbrio em um sistema de potência. Em 1918, o engenheiro electricista canadense Charles Legeyt Fortescue (1876-1936) apresentou, em um artigo, a tese de que a decomposição de qualquer sistema de n fases desequilibradas pode ser expressa como a soma de suas respectivas componentes simétricas equilibradas. Assim, Fortescue estabeleceu que um sistema de n fasores desequilibrados pode ser decomposto em n fasores equilibrados, que são, justamente, as componentes simétricas (positiva, negativa e zero).



3

Geração de Eletricidade

3.1 As Formas de Geração

Basicamente, há três fontes naturais de energia para geração de eletricidade em grande escala: fóssil, aquática (ou hídrica) e nuclear. A Figura 3.1 mostra a geração de eletricidade mundial, pela origem dessa geração, no período de 1971 a 2010.

Há, obviamente, uma conexão entre o nível de consumo energético de um país e o seu próprio desenvolvimento. No mundo moderno, a melhora das condições de vida está intrinsecamente ligada ao acesso direto à energia elétrica. Na verdade, o consumo de energia elétrica *per capita* é tomado como índice de desenvolvimento de um país. Desse modo, é incongruente pensar em uma nação desenvolvida sem acesso à energia.

O consumo de energia elétrica tem aumentado em todos os ramos, seja ele residencial, comercial ou industrial. O fato de os combustíveis fósseis serem recursos limitados, aliado ao impacto ambiental que proporcionam, fez com que vários países explorassem fontes alternativas de energia. Energia alternativa é, geralmente, definida como qualquer fonte de energia que não seja baseada em combustíveis fósseis ou em reações nucleares. A eletricidade gerada por meio da ação do vento, dos raios do Sol, de fontes geotérmicas e hídricas e da biomassa são exemplos de energia alternativa, também, por vezes, denominada energia “verde” ou de fontes renováveis (ver Figura 3.2).

Um detalhe que merece atenção é o quanto uma dada tecnologia é eficiente no seu processo de conversão energética. Uma turbina eólica converte, no máximo, 59,3% do vento (o chamado limite de Betz), ao passo que uma turbina hídrica pode alcançar até 90%, e uma a vapor chega a 60%. No caso de uma célula solar, a faixa de eficiência varia bastante, geralmente entre 6 e 40%.

O objetivo básico de um sistema de potência é gerar energia em quantidades suficientes e em locais apropriados, enviá-la em grandes volumes para os centros de consumo e, então, distribuí-la aos consumidores individuais. Todo o processo deve ter segurança, em forma e quantidade certas e com o mínimo de custos e de impacto ambiental possível. A Tabela 3.1 mostra dados comparativos entre três tipos de usinas para geração de eletricidade.

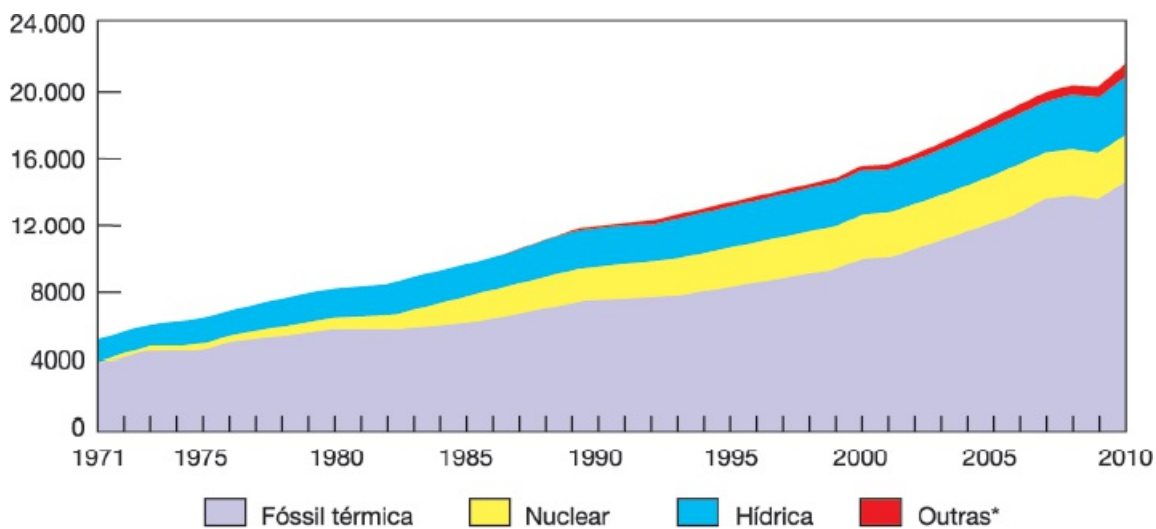


FIGURA 3.1 Geração de eletricidade por tipo de combustível (em TWh) de 1971 a 2010.

*As outras formas incluem eólica, solar, bicompostíveis & resíduos e térmica.

Fonte: Key World Energy Statistics 2012 — IEA (International Energy Agency).



FIGURA 3.2 Entre os tipos de energias renováveis, a eólica foi a que apresentou o maior crescimento nos últimos anos. Parque Eólico de Alegria, em Guamaré (RN).

Foto: Milton Pinto.

TABELA 3.1 Comparativo entre as usinas a vapor, as hidrelétricas e as nucleares

Item	Usina a vapor	Usina hidrelétrica	Usina nuclear
Local	Instalada em um local no qual haja amplo suprimento de água e carvão disponível.	Instalada em um local no qual grandes reservatórios sejam obtidos ao se construir uma barragem.	Instalada em locais distantes de áreas densamente populosas para evitar poluição radioativa.
Custo inicial	Menor do que o de usinas hidrelétricas e nucleares.	Muito alto, devido à construção da barragem e do trabalho de escavação.	Elevadíssimo, devido ao grande investimento na construção do reator.
Limite da fonte de energia	Carvão – com reservas limitadas no mundo todo.	Água – sem dependência, devido às variações de chuva ao longo do ano.	Urânio – com reservas limitadas no mundo todo. Uma pequena quantidade do combustível é capaz de gerar altos índices de eletricidade.
Custo de transporte do combustível	Máximo (devido à grande quantidade de carvão que é transportada para o local da usina).	Praticamente nulo.	Mínimo (devido à pequena quantidade de combustível que é exigida).
Eficiência total	Cerca de 25%.	Cerca de 85%.	Mais eficiente do que usinas a vapor.
Inicialização	Exige muito tempo.	Pode ser feita instantaneamente.	Pode ser feita facilmente.
Espaço exigido	Exige espaço suficiente para as caldeiras e outros dispositivos auxiliares.	Exige uma vasta área, devido ao reservatório.	Exige um espaço mínimo se comparada às outras fontes com capacidade equivalente.
Custo de manutenção	Bem alto (devido à necessidade de pessoal qualificado).	Um pouco baixo.	Elevado (devido à necessidade de pessoal qualificado).
Custo de transmissão e distribuição	Bem baixo, pois tais usinas estão localizadas perto dos grandes centros.	Elevado, pois tais usinas estão localizadas longe dos grandes centros.	Bem baixo, pois tais usinas estão localizadas perto dos centros de carga.

TABELA 3.2 Os dez agentes de maior capacidade instalada no Brasil (usinas em operação em 2012)

Posição	Agente do setor	Potência instalada (kW)
1 ^a	Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf)	10.615.131,00
2 ^a	Furnas Centrais Elétricas S.A.	9.703.000,00
3 ^a	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)	9.131.454,10
4 ^a	Companhia Energética de São Paulo (CESP)	7.461.270,00
5 ^a	Tractebel Energia S.A.	7.141.450,00
6 ^a	Itaipu Binacional	7.000.000,00
7 ^a	CEMIG Geração e Transmissão S.A.	6.781.584,00
8 ^a	Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)	6.288.420,60
9 ^a	Copel Geração e Transmissão S.A.	4.899.350,00
10 ^a	AES Tietê S.A.	2.652.050,00

Fonte: Aneel.

A maior companhia do setor elétrico da América Latina é a brasileira Eletrobras, que atua na geração, transmissão e

distribuição de energia elétrica e controla boa parte do sistema por meio de seis subsidiárias — Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear —, além de ter controle de metade do capital da hidrelétrica de Itaipu. A companhia detém, aproximadamente, 35,5% do total da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, possuindo 37 hidrelétricas, 120 termelétricas, três eólicas (mais 17 que ainda estão em construção por Furnas) e duas termonucleares (Angra I e Angra II). A Eletrobras é dona de 55% das linhas de transmissão no Brasil, o que representa mais de 61 mil km. A Tabela 3.2 traz os dez maiores agentes brasileiros no setor de geração elétrica.

Quando o processo de geração é feito a partir de qualquer produto que resulte em calor, temos, então, uma usina térmica (também chamada de termelétrica). A matéria-prima para uma térmica pode ser o bagaço de diversos tipos de plantas, madeira, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, urânio enriquecido (usinas nucleares) e carvão natural. Em uma usina térmica, o calor aquece uma caldeira com água, gerando vapor d'água em alta pressão, que, por sua vez, moverá as pás da turbina de um gerador. A Figura 3.3 mostra a Usina Termelétrica de Battersea, localizada em Londres e desativada desde 1983, que ficou famosa por ter sido capa do álbum *Animals*, do grupo inglês Pink Floyd.

3.2 Hidroeletricidade

Evidentemente, até a chegada das modernas turbinas hidráulicas usadas nas hidrelétricas, ocorreu um longo processo de desenvolvimento tecnológico.¹ O mais antigo projeto de usina hidrelétrica data de 1878, em Cragside (em Northumberland, Inglaterra), a partir de um esquema do cientista e engenheiro inglês William George Armstrong (1810-1900). A primeira usina hidrelétrica do mundo foi construída junto às quedas d'água das Cataratas do Niágara, na fronteira dos Estados Unidos com o Canadá, em 1879. Em 1881, as lâmpadas de rua da cidade de Niagara Falls, no Canadá, foram alimentadas por energia hidrelétrica.



FIGURA 3.3 Termelétrica britânica de Buttersea. Usava carvão como combustível principal e foi desativada em 1983.

Fonte: Councious (2004, Creative Commons).

A hidroeletricidade é uma das melhores, mais baratas e limpas fontes de energia — isso levando em consideração a construção das barragens e os diversos problemas sociais e ambientais envolvidos. O termo *hidroeletricidade* se refere à geração de eletricidade por meio da conversão da energia cinética da água em energia potencial mecânica, que acionará um conjunto turbina-gerador e, assim, produzirá eletricidade. A hidroeletricidade é uma tecnologia já consolidada, que vem produzindo energia confiável a preços bem competitivos há aproximadamente um século. Entre as energias renováveis, a hidroeletricidade continua sendo a maior fonte para o setor elétrico e é uma das mais eficientes, em termos de conversão, entre todas as fontes de energia. Essa tecnologia precisa de um investimento inicial relativamente alto, porém tem um longo tempo de vida útil (de 50 a 100 anos), aliado a baixos custos de operação e manutenção. Aqui, estamos tratando de um recurso local, a água do rio, que não é dependente das variantes do mercado, como é o caso dos combustíveis fósseis, o que termina gerando uma consequência positiva ao assegurar uma estabilidade financeira.

É válido dizer que as novas turbinas e projetos tornam as modernas hidrelétricas mais sustentáveis e ecoamigáveis. A hidroeletricidade não é considerada variável — pelo menos, não no mesmo sentido que a energia eólica e a solar fotovoltaica

o são. Em tese, essa regularidade se dá, em parte, devido ao controle que se tem sobre a fonte (água do reservatório),² por meio da capacidade de armazenamento e da maior previsibilidade (comparada ao vento) de sua geração (mesmo para hidrelétricas a fio d'água).

Dados de 2012 da IEA (International Energy Agency) mostram que a hidroeletricidade é uma tecnologia já consolidada, usada em 159 países, fornecendo 16,3% da eletricidade global (cerca de 3500 TWh em 2010), valor muito maior do que o da eólica, solar, geotérmica e outras fontes combinadas (3,6%), porém muito menor do que o das usinas de combustíveis fósseis (67,2%). A hidroeletricidade desempenha um papel claramente importante na matriz elétrica mundial: sua contribuição de 16,3% representa, aproximadamente, 85% da geração mundial de energia renovável.

O potencial para a energia hídrica adicional continua a ser considerável, especialmente na África, Ásia e América Latina. A IEA prevê, até 2050, uma duplicação da capacidade hídrica global de até quase 2000 GW e uma geração hídrica global de mais de 7000 TWh. A maior parte do aumento da geração de hidroeletricidade virá de grandes projetos de economias emergentes e países em desenvolvimento.

O potencial técnico global para geração hídrica é de 14.576 TWh/ano, o que corresponde a uma capacidade instalada de 3721 GW, valor aproximadamente quatro vezes maior do que a atual capacidade instalada (ver Figura 3.4 e Tabela 3.3).

A partir da análise dos índices da Figura 3.4, percebe-se que mesmo o menor percentual de potencial não desenvolvido (47% na Europa) representa, ainda, uma grande oportunidade de implantação e desenvolvimento hídrico — sem contar os expressivos valores na África, na Ásia e na Oceania (e seus arredores), respectivamente com 92%, 80%, 80%. Claro que o quanto desse potencial hídrico inexplorado será economicamente viável depende de condições econômicas, além de ser necessário considerar também, atualmente, as questões ambientais.

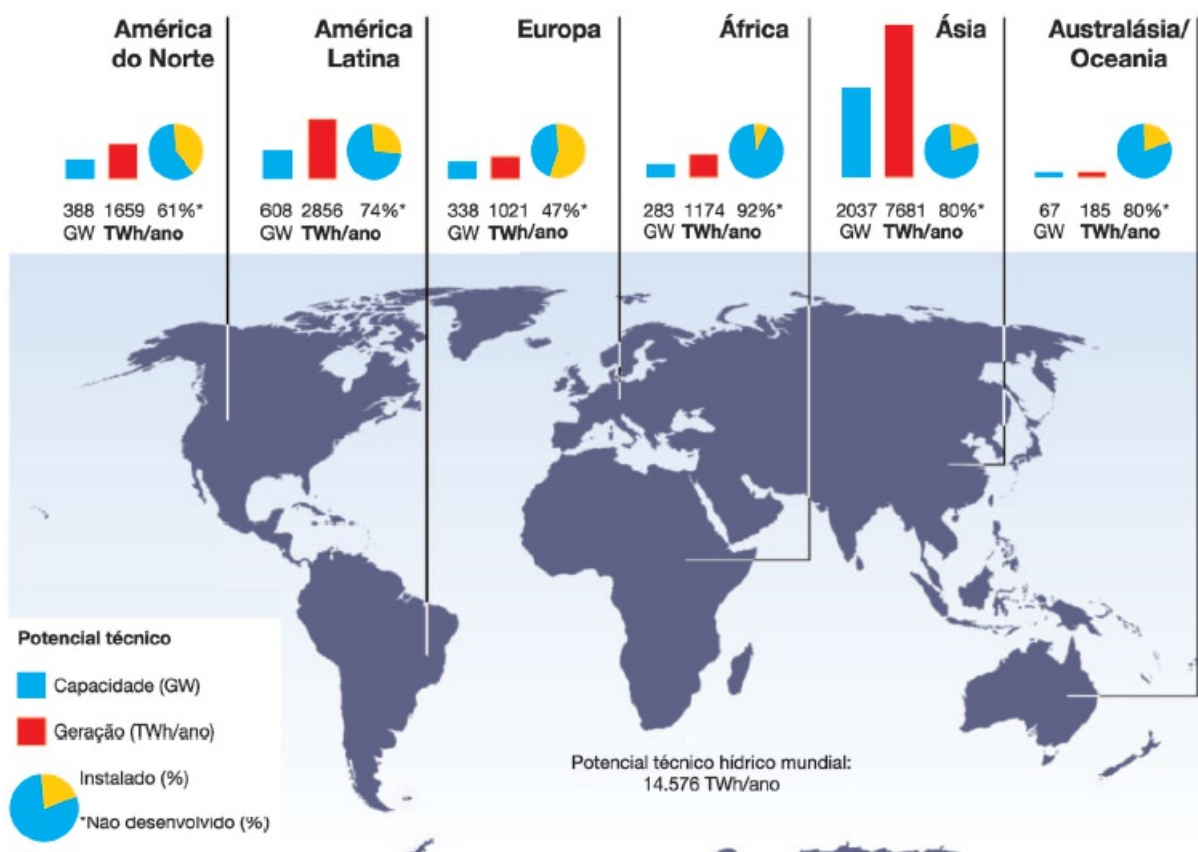


FIGURA 3.4 Potencial técnico de hidroeletricidade global em função da capacidade instalada e da geração anual, assim como o percentual do potencial técnico não desenvolvido.

Fonte: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2012.

TABELA 3.3 Índices do potencial técnico de hidroeletricidade global

Região do planeta	Potencial técnico, geração anual TWh/Ano (EJ/Ano)	Potencial técnico, capacidade instalada (GW)	2009 Geração total TWh/Ano (EJ/Ano)	2009 Capacidade instalada (GW)	Potencial não desenvolvido (%)	Fator de capacidade regional médio
América do Norte	1.659 (5.971)	388	628 (2.261)	153	61	47
América Latina	2.856 (10.283)	608	732 (2.635)	156	74	54
Europa	1.021 (3.675)	338	542 (1.951)	179	47	35
África	1.174 (4.226)	283	98 (0.351)	23	92	47

Ásia	7.681 (27.651)	2.037	1.514 (5.451)	402	80	43
Australásia/Oceania	185 (0.666)	67	37 (0.134)	13	80	32
Mundo	14.576 (52.470)	3.721	3.551 (12.783)	926	75	44

Fonte: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2012.

O potencial de recursos para a hidroeletricidade é baseado em dados históricos para a análise das condições climáticas do momento presente. Com as mudanças climáticas, tal potencial pode sofrer alterações devido:

- (a) Às mudanças no curso de rios relacionadas ao clima local, particularmente na precipitação e temperatura na área de captação considerada;
- (b) Aos eventos naturais extremos (cheias e secas), que podem aumentar o custo e o risco dos projetos hidrelétricos;
- (c) Ao aumento das cargas sedimentares, o que pode diminuir a eficiência das turbinas hidráulicas.

Em 2009, a capacidade total instalada de hidroeletricidade foi de 926 GW, produzindo uma geração anual de 3551 TWh/ano, o que corresponde a um fator de capacidade médio global de 44%. Somente 25% das cerca de 45 mil barragens construídas no mundo são usadas para hidroeletricidade, sendo os 75% restantes destinados a outros fins, como irrigação ou navegação, por exemplo.

Embora o principal papel da hidroeletricidade, hoje, seja o fornecimento de energia elétrica para grandes centros e apesar de atuar dentro de redes de energia centralizadas, ela também opera em áreas isoladas e em sistemas de abastecimento independentes, muitas vezes em zonas rurais e remotas. A Figura 3.5 mostra o nível de geração de hidroeletricidade mundial ao longo dos anos de 1965 a 2009.

De acordo com o Worldwatch Institute, o uso da hidroeletricidade aumentou mais de 5,3% entre 2009 e 2010, alcançando 3427 TWh, o que representa cerca de 16,1% do consumo de eletricidade no planeta em 2010. Um estudo recente, apresentado na Tabela 3.4, mostra os países que, em 2010, tinham mais da metade de sua matriz energética proveniente de fontes hídricas.

A Tabela 3.5 traz os dez países com maior percentual de geração hídrica em seu consumo interno, e a Tabela 3.6 indica os maiores produtores de hidroeletricidade no mundo (ambas contêm dados de 2010).

A construção de uma hidrelétrica em um rio exige a construção de uma barragem para represá-lo, formando, na área, um lago artificial, que poderá ter duas funções: (i) armazenar água para quando ocorrer um decréscimo de vazão no rio; e (ii) fornecer o desnível adequado para a queda da água, que aproveitará a sua energia potencial gravitacional. A queda d'água é constante, o fluxo no rio é variável. A Figura 3.6 mostra a ilustração de uma hidrelétrica.

As usinas hidrelétricas são classificadas em algumas categorias de acordo com sua capacidade de geração de energia. As faixas-limite acima variam um pouco de país para país. Não há um consenso mundial, uma classificação única global. A Tabela 3.7 mostra a definição de PCH (pequena central hidrelétrica) para diferentes países.

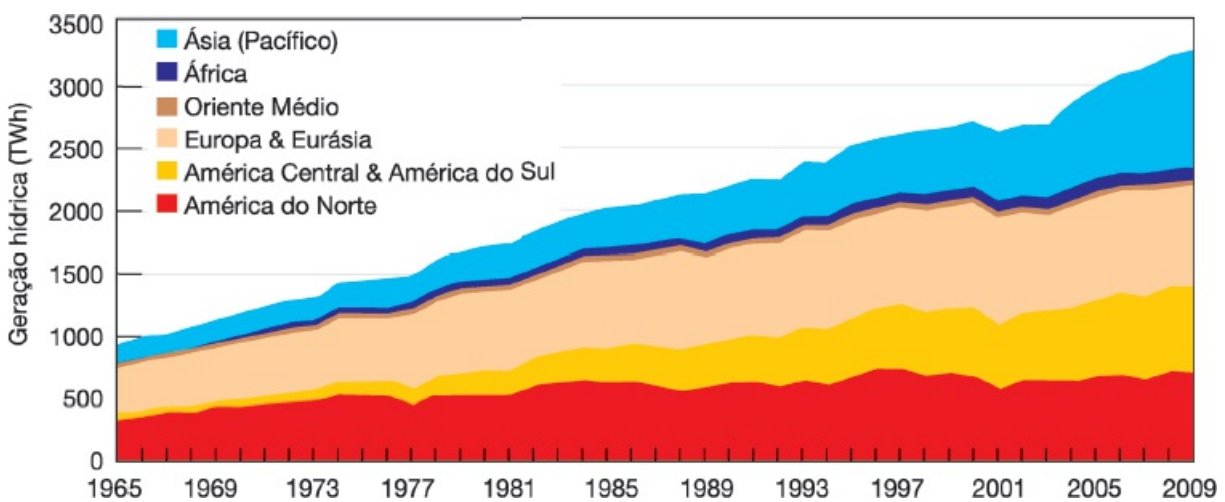


FIGURA 3.5 Geração de hidroeletricidade por regiões do planeta entre os anos de 1965 e 2009.

Fonte: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2012.

No Brasil, a Aneel conceitua uma usina hidrelétrica como tendo capacidade a partir de 30 MW. A classificação da Aneel define: Central Geradora Hidrelétrica (CGH — com potencial de até 1 MW), Pequena Central Hidrelétrica (PCH — com potencial maior do que 1 MW e até 30 MW) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE — com potencial maior do que 30 MW).

A Tabela 3.8 mostra as dez maiores usinas para geração de eletricidade do mundo, quatro delas nucleares.

A maior usina norte-americana, a hidrelétrica de Grand Coulee (ver Figura 3.7), aparece na sétima posição da Tabela 3.8,

na qual também aparece a maior usina nuclear do mundo, a central japonesa de Kashiwazaki-Kariwa (que tem sete reatores, gerando 33,317 GWh em 2011).

A hidrelétrica chinesa de Três Gargantas (ver Figura 3.8) aparece como o maior projeto hidrelétrico do planeta, após entrarem em operação, pela primeira vez, todas as suas 32 turbinas, em julho de 2012, superando a usina de Itaipu.

Vale dizer que existe um projeto de construção de uma hidrelétrica de 39 GW (a partir de 52 turbinas de 750 MW cada), a ser instalada na República do Congo. Denominada Grande Ingá III, a usina aproveitaria as águas do rio Congo, que já conta com duas hidrelétricas (Ingá I e Ingá II). Prevista para ser inaugurada em 2025 e estimada em US\$ 80 bilhões, a usina teve seu projeto inicial feito nos anos de 1980, sendo abandonado várias vezes devido à instabilidade política no país.

TABELA 3.4 Países com mais da metade de sua geração de eletricidade de origem hídrica

Percentual hídrico (%)	Países	Geração hídrica (TWh)
≈ 100	Albânia, Congo, Moçambique, Nepal, Paraguai , Tadjiquistão e Zâmbia	54
> 90	Noruega	126
> 80	Brasil , Etiópia, Geórgia, Quirguistão e Namíbia	403
> 70	Angola, Colômbia, Costa Rica, Gana, Myanmar e Venezuela	77
> 60	Áustria , Camarões, Canadá , Congo, Islândia, Letônia, Peru, Tanzânia e Togo	38; 351
> 50	Croácia, Equador, Gabão, Coreia do Norte, Nova Zelândia , Suíça, Uruguai e Zimbábue	25; 36

Os países em negrito são aqueles que excederam 20 TWh em 2009, como indicado na última coluna.

Fonte: IEA (Technology Roadmap Hydropower), 2012.

TABELA 3.5 Países com maiores índices de geração elétrica por meio de fontes hídricas em sua matriz energética nacional

País (Top 10 produtores)	Percentual hídrico na geração de eletricidade
Noruega	94,7
Brasil	78,2
Venezuela	64,9
Canadá	57,8
China	17,2
Rússia	16,2
Índia	11,9
França	11,7
Japão	8,1
Estados Unidos	6,5
Restante do mundo	15,4
Mundo*	16,3

*Países sem produção hídrica.

Fonte: IEA (Key World Energy Statistics), 2012.

TABELA 3.6 Maiores produtores de hidroeletricidade do planeta (2010)

Produtores	TWh	Percentual do total mundial
China	722	20,5
Brasil	403	11,5
Canadá	352	10,0
Estados Unidos	286	8,1
Rússia	168	4,8
Noruega	118	3,4
Índia	114	3,3
Japão	91	2,6
Venezuela	77	2,2

França	67	1,9
Restante do Mundo	1118	31,7
Mundo*	3516	100

Fonte: IEA (Key World Energy Statistics), 2012.

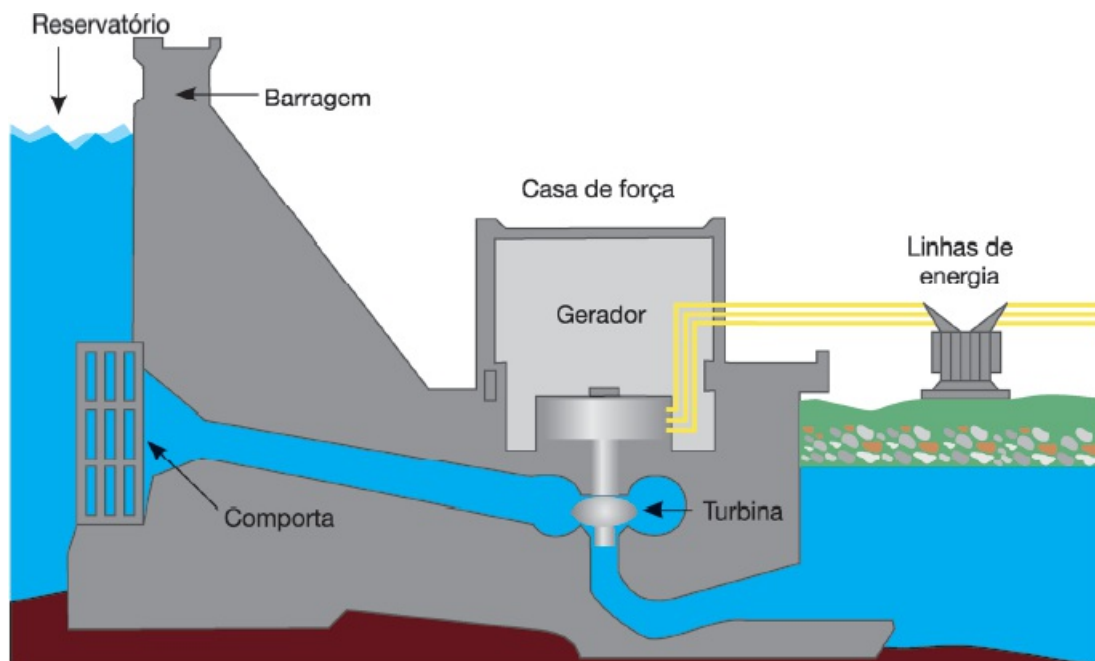


FIGURA 3.6 Esquema de uma usina hidrelétrica mostrando seus componentes.

TABELA 3.7 Definição de PCH para diferentes países

País	Classificação de PCH de acordo com a capacidade (MW)
Brasil	≤ 30
Canadá	< 50
China	< 50
União Europeia	< 20
Índia	< 25
Noruega	< 10
Suécia	< 1,5
Estados Unidos	5-100

Fonte: IEA (Technology Roadmap Hidropower), 2012.

Usinas hidrelétricas com capacidade de geração superior a 100 kW (dependendo de análises de custo e projeto) podem usar tanto geradores síncronos quanto assíncronos. Muitas dessas usinas de menor porte não têm barragens, porém funcionam com base no fluxo de água dos rios, dependendo de sua vazão. Elas são chamadas de “a fio d’água”³³ e, no geral, não têm um reservatório que possa armazenar a água em determinados momentos. Em uma hidrelétrica, a geração de energia se dá em função do produto da vazão vezes a altura da queda d’água. Assim, em hidrelétricas com reservatórios, pode haver um controle da geração. As que têm grandes reservatórios são, obviamente, do ponto de vista do controle da geração, mais desejáveis, pois regularizam a vazão. Naquelas em que o reservatório é reduzido ou inexistente, cria-se, então, uma dependência direta da natureza. Outra desvantagem das hidrelétricas a fio d’água é que, geralmente, elas têm baixos fatores de capacidade.

TABELA 3.8 As dez maiores usinas de eletricidade do planeta em 2011

Posição	Usina	País	Capacidade (GW)	Tipo
1	Três Gargantas	China	22,5	Hídrica
2	Itaipu	Brasil/Paraguai	14	Hídrica
3	Guri	Venezuela	10,23	Hídrica
4	Kashiwazaki-Kariwa	Japão	8,21	Nuclear

5	Tucuruí	Brasil	8,12	Hídrica
6	Bruce	Canadá	7,27	Nuclear
7	Grand Coulee	Estados Unidos	6,80	Hídrica
8	Longtan Dam	China	6,42	Hídrica
9	Uljin Nuclear	Coreia do Sul	6,15	Nuclear
10	Krasnoyarsk Dam	Rússia	6,00	Hídrica



FIGURA 3.7 Turbina Francis na construção da hidrelétrica de Grand Coulee, em 1947, nos Estados Unidos.

Foto: Domínio público.

O tempo de construção e o custo de implantação de uma hidrelétrica são relativamente altos, porém seu custo operacional é um tanto baixo. Nessa mesma análise, temos as usinas térmicas, cujos tempo de construção e custo de investimento são bem menores, tendo, porém, um custo operacional alto por causa do combustível. As térmicas têm uma vantagem em relação às hidrelétricas, pois podem ser instaladas próximas aos centros de consumo, reduzindo, assim, o custo com linhas de transmissão. O grande problema das térmicas é a emissão de poluentes e o uso, em alguns casos, de combustível não renovável.



FIGURA 3.8 Indicadores de comparação da hidrelétrica chinesa de Três Gargantas.

Fonte: GDS Infographics, 2009, Creative Commons.

Na operação de uma usina hidrelétrica, dois fenômenos merecem atenção:

- Golpe de Aríete** – é o transitório hidráulico máximo, que acontece quando a velocidade média do fluxo da água sofre alteração devido à ação de um mecanismo de controle. Trata-se de uma variação de pressão acima ou abaixo da pressão normal, causada pela flutuação brusca do escoamento da água;
- Cavitação** – é a vaporização da água quando esta está sujeita a altas velocidades e, por consequência, a baixas pressões.

3.2.1 Componentes de uma Usina Hidrelétrica

As hidrelétricas são, geralmente, construções robustas. Algumas estão entre as maiores construções artificiais do planeta.

Basicamente, uma hidrelétrica é composta por: (a) Estruturas Hidráulicas; (b) Turbinas; e (c) Equipamentos Elétricos. Abaixo, segue uma breve descrição desses itens.

- Estruturas hidráulicas** – incluem: (i) a barragem; (ii) o vertedouro; (iii) o reservatório; e (iv) as comportas d'água.
 - A barragem, também chamada de represa, é uma barreira (de concreto ou pedra) com finalidade de armazenar a água dentro do reservatório. Seu tipo e arranjo dependerão da topografia do local de instalação, como também das condições da fundação. A construção de grandes barragens representa uma obra complexa de engenharia civil e é responsável por boa parte do custo da hidrelétrica. Na maioria dos locais, é possível ter mais de um tipo de barragem, escolhendo-se, então, a opção mais econômica. Como ocupam grandes extensões de terras, é necessário que se façam estudos de licenciamento ambiental. A barragem mais alta do mundo é a de Nurek, com 300 m, localizada no Tajiquistão e inaugurada em 1980, quando o país ainda fazia parte da então União Soviética (no mesmo rio Vakhsh, há o antigo projeto da barragem de Rogum, com 335 m, mas ainda sem previsão de inauguração). Mais próxima de ser inaugurada, há a hidrelétrica chinesa de Jinping-I, cuja barragem mede 305 m de altura, em construção desde 2005, devendo, assim, superar a barragem de Nurek. Só bem recentemente, o Brasil estabeleceu uma Política Nacional de Segurança de Barragens;⁴
 - O vertedouro (ou sangrador) é uma estrutura usada para descarregar o excesso de água que o reservatório possa acumular devido às chuvas abundantes, quando a vazão do rio supera a capacidade de armazenamento do reservatório. O vertedouro está localizado no topo deste. Não há um cronograma preestabelecido para a sua abertura, e o escoamento pode acontecer via comportas (caso da usina de Itaipu). O vertedouro é uma alternativa

de segurança para a barragem. A da hidrelétrica de Tucuruí é conhecida por ter o maior vertedouro do planeta;

- (iii) O reservatório é o lago artificial da hidrelétrica, cuja função é armazenar a água. Para provocar a queda d'água necessária a uma boa movimentação das lâminas da turbina, o reservatório é construído em um nível acima daquela. A área inundada representa uma alteração ambiental da região. O maior reservatório do Brasil é o pertencente à hidrelétrica de Sobradinho (BA), com 4.214 km² de área inundada, na bacia hidrográfica do rio Tocantins;
- (iv) As comportas são as estruturas por meio das quais o fluxo de água alcança as turbinas. São, geralmente, feitas de concreto armado ou aço. As comportas de concreto armado são adequadas para quedas menores de água (até 30 m), e as de aço são projetadas para qualquer queda d'água. Vários dispositivos (como válvulas, por exemplo) são acoplados às comportas para a sua proteção. As comportas também são importantes durante os momentos de manutenção de uma hidrelétrica, já que podem impedir o fluxo de água para as turbinas.

- (b) **Turbinas** – são os equipamentos usados para converter a energia da queda d'água em energia mecânica. A potência P (kW) em uma turbina é dada por:

$$P = \rho \times Q \times H \times g \times \eta \quad (3.1)$$

em ρ é a densidade da água (kg/m³), Q é sua vazão (m³/s), H é a altura da queda d'água (m), g é a aceleração da gravidade (m/s²), e η é o rendimento do sistema (p.u.). Se retirarmos η da Equação 3.1, teremos, então, a chamada potência hidráulica (W) e, do mesmo modo, se retirarmos ρ , teremos a potência útil (kW). A faixa de variação da eficiência das turbinas modernas está entre 85 e 95%.

A velocidade específica (n_s) de uma turbina é dada por:

$$n_s = n\sqrt{P}/H^{5/4} \quad (3.2)$$

em que n é o número de rotações da turbina (rpm), P é a sua potência (kW), e H é a altura da queda d'água (m).

Tipicamente, uma turbina é composta por cinco partes:

- (a) Caixa Espiral – trata-se de um tubo com formato toroidal que envolve o rotor e é integrado à estrutura da hidrelétrica; ele não pode ser removido e tem a função de distribuir a água na entrada da turbina;
- (b) Pré-distribuidor – dispositivo composto de dois anéis (nos quais são instalados de 18 a 24 palhetas fixas de baixo arrasto, que objetivam não provocar perdas de carga ou turbulência no fluxo da água) com a função de direcionar o escoamento de água até a entrada do distribuidor;
- (c) Distribuidor – dispositivo composto de uma série de 18 a 24 palhetas móveis (acionadas hidráulicamente, sem contato com a água e no topo da turbina) com a função de controlar a potência da turbina, com operação manual ou automática. As palhetas se movem simultaneamente e são acionadas por um ou dois pistões de 20 bar (modelos antigos) até 140 bar (modelos mais recentes);
- (d) Rotor & Eixo – dispositivo no qual acontece a conversão de energia hídrica em potência;
- (e) Tubo de sucção – dispositivo de saída da água, cujo duto de saída geralmente tem diâmetro superior ao de entrada, provocando uma desaceleração no escoamento da água que ultrapassou a turbina.

Os principais tipos de turbinas usadas em hidrelétricas são: (i) turbinas de impulso (ou ação); e (ii) turbinas de reação (ou propulsão). A eficiência típica de uma turbina hidráulica é muito alta, acima de 95%.

- (i) Turbinas de impulso: o trabalho mecânico é obtido por meio da energia cinética do fluxo de água pelo rotor da turbina. São usadas preferivelmente para quedas altas e baixas taxas de escoamento, em que toda a pressão da água é convertida em energia cinética. Um exemplo deste tipo de turbina é a Pelton⁵ (ver Figura 3.9).
 - **Turbina Pelton:** é considerada uma das mais eficientes turbinas hidráulicas (com eixo horizontal ou vertical). É encontrada em unidades de até 200 MW de potência. A análise da Equação 3.2 indica que as turbinas Pelton são mais adequadas para o uso em altas quedas d'água (na faixa de 250 a 2.500 m), caracterizando que sua presença seja mais comum em relevos acidentados e em locais montanhosos. A velocidade do jato de água na saída do bocal da Pelton pode chegar, dependendo da queda d'água, a algo em torno de 150 a 180 m/s.



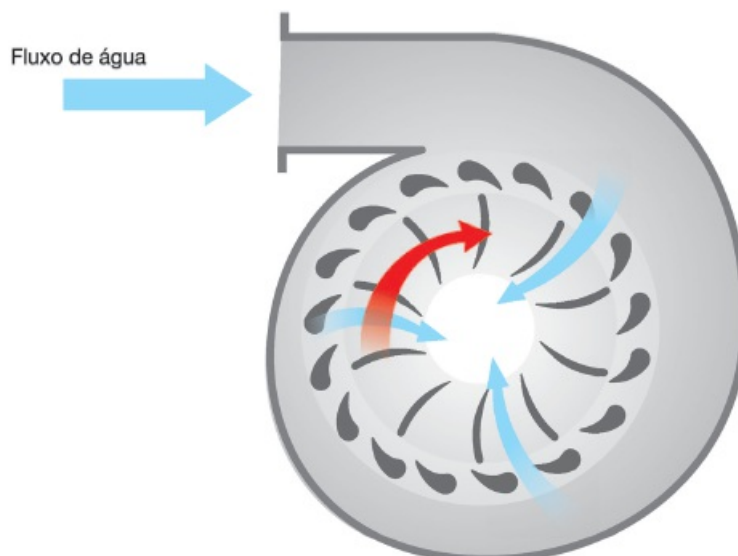
FIGURA 3.9 Exemplo de uma turbina hidráulica Pelton.

Fonte: Af3, 2005, Creative Commons.

Nessa turbina, ao longo de sua roda, injetores distribuídos regularmente conduzem um jato de água, que alcança tangencialmente os copos coletores. Existe uma regulação da potência mecânica extraída, que é dada por meio da ação das válvulas de agulha dos injetores. Assim, os bocais são acionados (de forma independente entre eles) de acordo com a potência desejada de geração, o que proporciona um bom desempenho em várias condições de operação, chegando a uma eficiência de 93%. Por causa da alta velocidade com que a água atinge o rotor da turbina, acontece o problema da erosão, decorrente da mistura de areia com água, característica de rios montanhosos. No Brasil, temos algumas PCH (pequenas centrais hidrelétricas) usando a Pelton.

Uma variação da turbina Pelton é a Turgo, na qual o jato de água é projetado para atingir o plano do rotor em um determinado ângulo (geralmente 20°). Desenvolvida nos anos de 1920, a turbina Turgo pode ter um rotor de diâmetro menor do que o da turbina Pelton, para uma potência equivalente, tendo, assim, uma alta rotação. Uma desvantagem da turbina Turgo é que sua fabricação é mais difícil do que a da Pelton, devido ao formato complexo de suas pás, sobrepostas e mais frágeis do que as conchas da Pelton. A Turgo é usada na Índia, mas não foi verificado o seu uso no Brasil.

- (ii) Turbinas de Reação: o trabalho mecânico é obtido por meio da transformação das energias cinética e de pressão do fluxo de água no rotor da turbina. São usadas para baixas e médias quedas de água. As turbinas Francis⁶ e as Kaplan⁷ são exemplos de turbinas de reação (ver Figura 3.10).



- **Turbina Francis:** caracterizada por ter o escoamento de água em seu interior perpendicular ao eixo da máquina (que pode ser vertical ou horizontal). O fluxo de água na entrada da turbina é conduzido por um tubo em espiral, aliado a um conjunto de palhetas estáticas, forçando o escoamento a ser normal (radial) em relação ao rotor. As turbinas Francis são melhor empregadas em quedas d'água na faixa de 40 a 400 m, podendo operar de 10 a 650 m. Sua potência de saída também é ampla: geralmente, de 10 a 750 MW e até 1 GW. Apesar do seu predomínio em hidrelétricas, também podem ser usadas para estações de bombeamento. As usinas de Itaipu, Tucuruí, Furnas e boa parte das hidrelétricas da Chesf usam turbinas Francis (com exceção das hidrelétricas de Sobradinho e Apolônio Sales, que usam Kaplan), assim como a grande maioria das PCH. Três Gargantas, a famosa hidrelétrica chinesa, têm 34 turbinas Francis (ver Figura 3.11).
- **Turbina Kaplan:** é semelhante à turbina Francis, exceto pelo rotor, que foi reduzido a um núcleo com poucas pás (duas a seis) em formato de hélice, que giram sobre si mesmas mudando os ângulos de entrada e saída e, conseqüentemente, as velocidades (quando as pás são fixas, a turbina é do tipo hélice). Semelhante a uma hélice marinha, as turbinas Kaplan são mais adequadas às quedas fracas (de 20 a 50 m), com faixa de potência geralmente entre 30 e 250 MW. São vistas como uma evolução das turbinas Francis, permitindo uma produção eficiente de energia para os casos de pequenas quedas, o que não era possível com aquelas. Kaplan e hélice são geralmente turbinas de eixo vertical (as de eixo horizontal são chamadas de bulbo). As turbinas Kaplan são mais indicadas para condições de elevado escoamento e pequenas quedas d'água e reguladas por um distribuidor e pela variação do ângulo de entrada de ataque das pás do rotor. As Kaplan têm um sistema de êmbolo e manivelas instaladas dentro do cubo do rotor, que controla a inclinação angular das pás. Turbinas Kaplan de grande porte são individualmente projetadas para funcionar na mais alta eficiência possível, alcançando até mais de 90%. No Brasil, as hidrelétricas de Três Marias (rio São Francisco, Minas Gerais) e Barra Bonita (rio Tietê, São Paulo) utilizam essas turbinas.

Há várias configurações ou tipos de turbinas Kaplan, como a bulbo (ou tubular), que foi inventada nos anos de 1930 e aplicada em uma estação marinha (La Rance) na França na década de 1960. Turbinas bulbo operam, geralmente, em quedas de até 20 m. As maiores turbinas bulbo do mundo estão presentes nas hidrelétricas de Santo Antônio (44 turbinas de 71,6 MW) e Jirau (44 turbinas de 75 MW), ambas no rio Madeira, no estado de Rondônia. Em junho de 2013, a Aneel já tinha dado autorização para a entrada em operação da 13ª turbina da usina de Santo Antônio, prevendo-se a inauguração da usina para o final de 2015 (no momento de produção deste livro, Jirau tinha inauguração prevista para julho de 2013). Essas hidrelétricas brasileiras superam, assim, a posição da bulbo instalada, desde 1989, na usina japonesa de Tadami, com 65,8 MW de potência e rotor de 6,7 m. O diâmetro das turbinas da hidrelétrica de Santo Antônio, 8,15 m, só perde para a hidrelétrica de Murray Lock, nos EUA, que tem 8,41 m. A Figura 3.12 mostra as características de operação das principais turbinas hídricas.



FIGURA 3.11 Turbina Francis da hidrelétrica de Três Gargantas, na China.

Fonte: Voith Siemens Hydro Power Generation, 2003, Creative Commons.



FIGURA 3.12 Área de operação das turbinas hídras Francis, Kaplan e Pelton.

3.2.2 As Hidrelétricas no Brasil

Até 1950, o Brasil tinha 67 barragens (26 para geração hídrica, 31 para o abastecimento de água no Nordeste e 10 para outros fins), havendo, ao longo dessa mesma década, 21 barragens com fins de geração energética e 22 destinadas ao DNOCS (Departamento Nacional de Obras Contra as Secas). Entre as décadas de 1960 e 1980, mais de 66 barragens foram construídas. Em 1990, de 343 empreendimentos hídricos, 124 eram para geração hídrica. Na década de 1990, aconteceu uma redução nos investimentos dedicados à construção de hidrelétricas no Brasil.

Um dos maiores potenciais hídricos do mundo se encontra no Brasil, que é composto por quatro grandes bacias: a Amazônica, a do São Francisco, a do Tocantins e a do Paraná. A bacia amazônica só há pouco tempo começou a ser explorada, e a do Paraná é a mais utilizada, por estar relativamente próxima aos grandes centros do país. O potencial hídrico brasileiro é estimado em 260 GW, com 170 GW (70% desse valor pertencem às bacias dos rios Amazonas e Tocantins) sendo tecnicamente aproveitáveis, de acordo com o Plano Nacional de Energia Elétrica. Na região Norte, ocorrem problemas de licenciamento ambiental, daí o crescimento das PCH. A Tabela 3.9 mostra as dez maiores hidrelétricas brasileiras. Perceba que, se considerarmos apenas a parte nacional de Itaipu (ver Figura 3.13), com total de 14 GW, Tucuruí torna-se a maior hidrelétrica brasileira em capacidade instalada.

TABELA 3.9 Maiores hidrelétricas brasileiras de acordo com a sua potência instalada

Posição	Usina	Capacidade (MW)	Rio	Local	Abastecimento (em milhões de pessoas)	Destino	Proprietário
1 (em construção)	Belo Monte	11.233	Xingu	Vitória do Xingu (PA)	22,5	Produção Independente de Energia	Norte Energia S.A.
2	Tucuruí	8.370	Tocantins	Tucuruí (PA)	16,7	Serviço Público	Eletronorte
3 (planejada)	São Luiz do Tapajós	7.880	Tapajós	Pará	15,76	–	Eletronorte
4	Itaipu (parte brasileira)	7.000	Paraná	Foz do Iguaçu (PR)	14	Serviço Público	Itaipu Binacional S.A.
5 (em construção)	Jirau	3.750	Madeira	Porto Velho (RO)	7,5	Produção Independente de Energia	Energia Sustentável do Brasil S.A.
6	Ilha Solteira	3.440	Paraná	Ilha Solteira (SP), Selvíria (MS)	6,88	Serviço Público	Companhia Energética de São Paulo
7	Xingó	3.162	São Francisco	Canindé de São Francisco (SE), Piranhas (AL)	6,32	Serviço Público	Chesf
8 (em construção)	Santo Antônio	3.150	Madeira	Porto Velho (RO)	6,3	Produção Independente de Energia	Santo Antônio Energia S.A.
9 (planejada)	Jatobá	2.338	Tapajós	Pará	4,67	–	Eletronorte
10	Paulo Afonso IV	2.462,4	São Francisco	Delmiro Gouveia (AL), Paulo Afonso (BA)	7,96 (para Paulo Afonso I-II-III-IV)	Serviço Público	Chesf

Fonte: Aneel, Eletrobras e MME.

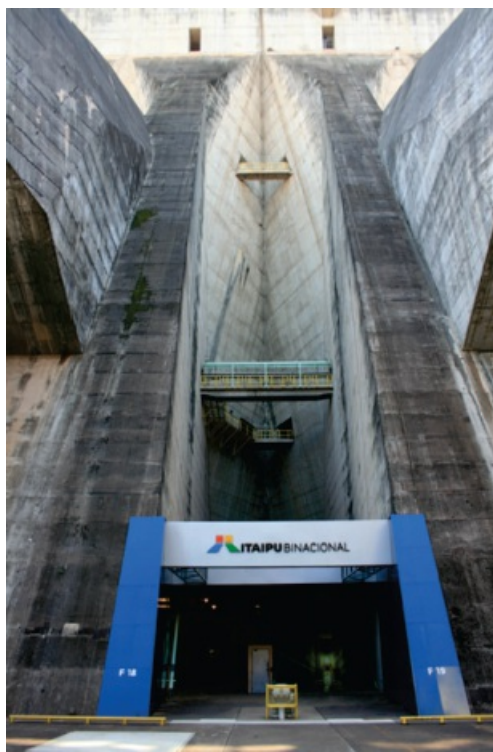


FIGURA 3.13 Detalhe da estrutura física da hidrelétrica de Itaipu.

Fonte: IHA Central Office, 2011, Creative Commons.

A hidrelétrica de Belo Monte, orçada em R\$ 19 bilhões, devido a problemas ambientais em seu licenciamento, praticamente só começou as obras em junho de 2011, sendo a data de inauguração prevista para 2015.

A maior geradora de energia elétrica do Brasil é a Chesf (Companhia Hidrelétrica do São Francisco), que é uma sociedade anônima de capital aberto e economia mista, tendo como atividade principal, além da geração, a transmissão e a comercialização de energia elétrica. Criada em 1945 e com sede em Recife (PE), a Chesf é uma subsidiária da Eletrobras, tendo um sistema predominantemente composto por 14 hidrelétricas, ao longo de três bacias hidrográficas (rios São Francisco, Parnaíba e Contas) em uma área com mais de um milhão de quilômetros quadrados. Alguns dados (exercício de 2011) referentes à Chesf são mostrados na Tabela 3.10.

A companhia é conhecida por fornecer energia elétrica para os estados do Nordeste (exceto para o Maranhão) e é interligada ao SIN (Sistema Interligado Nacional), sendo a única que manteve seu nome original, não incorporando Eletrobras a ele, após a reestruturação desta em 2010. A grade de geração elétrica da Chesf detém 15 usinas (ver Tabela 3.11), sendo 14 hidrelétricas e apenas uma termelétrica — a que se encontra instalada em Camaçari (BA), com capacidade de 350 MW. Boa parte das hidrelétricas da Chesf está localizada no rio São Francisco.

Com um reservatório de 60 km² de área alagada, Xingó é a maior hidrelétrica da Chesf e está localizada entre os estados de Alagoas e Sergipe, a 6 km da cidade de Canindé de São Francisco. O chamado Complexo Hidrelétrico de Paulo Afonso é formado por cinco usinas: Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales (Moxotó). As usinas de Paulo Afonso I, II e III estão em um mesmo represamento, que é constituído por uma barragem em concreto armado.

A geração hídrica nacional é feita por meio de três tipos de usinas: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE). A Tabela 3.12 indica os valores da geração elétrica no Brasil. Note que quase 70% tem origem hídrica e que somente duas usinas nucleares (Angra I e II), com aproximadamente 2 GW possuem a mesma magnitude de geração de todo o potencial de 1,66 GW das 92 usinas eólicas.

TABELA 3.10 Perfil da Chesf

Capacidade instalada de geração	10.615 MW (~ 11% Brasil)
Distribuição da venda de energia no Brasil	Nordeste 30,89%, Sudeste e Centro-Oeste 46,95%, Sul 6,33%, Norte 5,83%
Cientes/Empresas Distribuidoras de Energia	38
Cientes/Empresas Consumidoras Industriais de Energia	22
Cientes/Empresas Comercializadoras de Energia	43
Linhas de transmissão	18.644,6 km em 500, 230, 138 e 69 kV

Fonte: Site da Chesf (www.chesf.gov.br).

TABELA 3.11 Especificações técnicas das usinas da Chesf

Usina/local	Unidades	Potência (MW)	Início da operação	Gerador	Turbina	Rio	Altura da barragem (m) e altura da queda (m)	Subestação elevadora	Municípios inundados
Araras/Reriutaba (CE)	2	4	14/06/1967	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 6,3 kV. Corrente Nominal 230 A. Fator de Potência 0,8.	Kaplan (Velocidade Nominal: 600 rpm)	Acaráú	38 Mínima 15 Nominal 27 Máxima 32	2 trafos de 2,5 MVA 6,3 kV/69 kV	Nenhum
Boa Esperança/Guadalupe (PI)	4	237,3	Gerador 1: 02/10/1970 Gerador 2: 07/04/1970 Gerador 3: 29/03/1990 Gerador 4: 11/09/1991	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 2184 A. Fator de Potência 0,9.	Francis (Velocidade Nominal: 120 rpm)	Parnaíba	53 Mínima 32 Nominal 38,6 Máxima 45,9	3 trafos de 70 MVA e 1 de 60 MVA 13,8 kV/230 kV e, posteriormente, 230 kV/500 kV	ND
Camaçari/Dias D'Ávila (BA)	5	346,8	Gerador 1: 19/09/1979 Gerador 2: 10/10/1979 Gerador 3: 23/07/1979 Gerador 4: 14/07/1980 Gerador 5: 30/11/1981	Síncrono Horizontal. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 3.000 A. Fator de Potência 0,9.	A gás, com ciclo aberto, e óleo diesel tipo D. (Velocidade Nominal: 3.600 rpm)	—	—	5 trafos de 62,5 MVA 13,8 kV/230 kV e, posteriormente, 230 kV/500 kV	ND
Coremas/Coremas (PB)	2	3.520	Gerador 1: 07/01/1957 Gerador 2: 11/1959	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 2,4 kV. Corrente Nominal 530 A. Fator de Potência 0,8.	Francis (Velocidade Nominal: 514 rpm – Diâmetro do Rotor: 1,10 m)	Piancó	42 Nominal 32,5 Máxima 41,0	2 trafos de 2,0 MVA e 2,2 MVA 2,4 kV/69 kV e, posteriormente, 69 kV/230 kV	ND
Funil/Ubaitaba (BA)	3	30	Gerador 1: 13/02/1970 Gerador 2: 25/06/1962 Gerador 3: 25/08/1962	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 6,9 kV. Corrente Nominal 1.045 A. Fator de Potência 0,8.	Francis (Velocidade Nominal: 257 rpm – Diâmetro do Rotor: 2,35 m)	Contas	60 Mínima 38 Nominal 40 Máxima 48	9 trafos de 4,8 MVA 6,6 kV/115 kV e, posteriormente, 115 kV/230 kV	ND
Luiz Gonzaga/Petrolândia (PE)	6	1.479,6	Gerador 1: 13/06/1988 Gerador 2: 19/12/1989 Gerador 3: 13/02/1990 Gerador 4: 07/10/1988 Gerador 5: 31/01/1989 Gerador 6: 13/06/1989	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 16 kV. Corrente Nominal 9.890 A. Fator de Potência 0,9.	Francis (Velocidade Nominal: 81,8 rpm – Diâmetro do Rotor 1-2-3: Maior = 7,29 m; e Menor = 5,89 m. Diâmetro do Rotor 4-5-6: Maior = 7,90 m; e Menor = 5,49 m)	São Francisco	105 Nominal 46,3 e 47,0 Máxima 50,8 e 54,0	9 trafos de 185 MVA 16 kV/500 kV	ND
Apolônio Sales/Delmiro Gouveia (AL)	4	400	Gerador 1: 15/04/1977 Gerador 2: 04/07/1977 Gerador 3: 01/10/1977 Gerador 4: 17/12/1977	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 5.110 A. Fator de Potência 0,9.	Kaplan (Velocidade Nominal: 80 rpm – Diâmetro do Rotor = 8,32 m)	São Francisco	30 Mínima 16,5 Nominal 21 Máxima 24	6 trafos de 80 MVA 13,8 kV/230 kV	ND
Paulo Afonso I/Paulo Afonso (BA)	3	180	Gerador 1: 15/01/1955 Gerador 2: 15/01/1955 Gerador 3: 18/09/1955	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 2.560 A. Fator de Potência 0,98.	Francis (Velocidade Nominal: 200 rpm – Diâmetro do Rotor = Maior: 8,32 m; e Menor: 2,9 m)	São Francisco	20 Mínima 58,5 Nominal 81 Máxima ND	9 trafos de 22,5 MVA 13,8 kV/230 kV	ND
Paulo Afonso II/Paulo Afonso (BA)	6	443	Gerador 1: 24/10/1961 Gerador 2: 02/02/1962 Gerador 3: 30/12/1964 Gerador 4: 09/03/1967 Gerador 5: 11/05/1967 Gerador 6: 18/12/1967	Hitachi – Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 2.910 A. Fator de Potência 0,95.	3 Hitachi Francis (Velocidade Nominal: 200 rpm – Diâmetro do Rotor = Maior: 3,55 m; e Menor: 3,01 m). 3 Asea Francis (Velocidade Nominal: 200 rpm – Diâmetro do Rotor = Maior: 3,90 m; e Menor: 3,00 m)	São Francisco	20 Mínima 68,5 Nominal 82,0-81,5 Máxima ND	9 trafos de 30 MVA e 9 de 25 MVA 13,8 kV/230 kV	ND
Paulo Afonso III/Paulo Afonso (BA)	4	794,2	Gerador 1: 21/10/1971 Gerador 2: 05/04/1972 Gerador 3: 09/04/1974 Gerador 4: 05/08/1974	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 10.020 A.	Francis (Velocidade Nominal: 138,46 rpm – Diâmetro do Rotor = Maior: 5,70 m; e	São Francisco	20 Mínima 69,0 Nominal 82,5 Máxima 87,5	12 trafos de 80 MVA 13,8 kV/230 kV	ND

				Fator de Potência 0,95.	Menor: 4,35 m).				
Paulo Afonso IV/Paulo Afonso (BA)	6	2.462,4	Gerador 1: 01/12/1979 Gerador 2: 06/05/1980 Gerador 3: 16/10/1980 Gerador 4: 29/07/1981 Gerador 5: 15/12/1981 Gerador 6: 25/05/1983	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 18 kV. Corrente Nominal 14.626 A. Fator de Potência 0,9.	Francis (Velocidade Nominal: 120 rpm – Diâmetro do Rotor = Maior: 6,55 m; e Menor: 5,75 m).	São Francisco	35	18 traços de 150 MVA 18 kV/500 kV	ND
Pedra/Jequié (BA)	1	20	13/11/1978	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 930 A. Fator de Potência 0,9.	Francis (Velocidade Nominal: 200 rpm – Diâmetro do Rotor: 2,76 m).	Contas	ND	1 traço de 2,6 MVA 13,8 kV/69 kV	ND
Piloto/Paulo Afonso (BA)	1	2	08/10/1949	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 2,4 kV. Corrente Nominal 601 A. Fator de Potência 0,8.	Francis (Velocidade Nominal: 600 rpm)	São Francisco	4	1 traço de 2 MVA 2,4 kV/69 kV	ND
Sobradinho/Sobradinho (BA)	6	1.050,3	Gerador 1: 03/03/1982 Gerador 2: 27/10/1981 Gerador 3: 29/04/1981 Gerador 4: 06/12/1980 Gerador 5: 01/04/1980 Gerador 6: 03/11/1979	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 13,8 kV. Corrente Nominal 1.620 A. Fator de Potência 0,9.	Kaplan (Velocidade Nominal: 76 rpm – Diâmetro do Rotor: 9,5 m)	São Francisco	41	9 traços de 133,3 MVA 13,8 kV/500 kV	ND
Xingó/Canindé de São Francisco (SE)	6	3162	Gerador 1: 27/08/1997 Gerador 2: 20/12/1996 Gerador 3: 25/07/1996 Gerador 4: 25/10/1995 Gerador 5: 16/03/1995 Gerador 6: 16/12/1994	Síncrono Vertical. Tensão Nominal 18 kV. Corrente Nominal 16.679 A. Fator de Potência 0,95.	Francis (Velocidade Nominal: 109,1 rpm – Diâmetro do Rotor: 7,2 m)	São Francisco	140	18 traços de 185 MVA 18 kV/500 kV	ND
15 Usinas		10.377,82	59 geradores					113 transformadores	

Fonte: Chesf.

TABELA 3.12 Capacidade de geração elétrica brasileira

Fonte	Número de usinas em operação	Potência fiscalizada (MW)	%	Usinas em construção			Número de usinas outorgadas (não começaram as obras)
				Nº	Potência outorgada (MW)	%	
CGH	407	241,627	0,2	1	848	0	55
PCH	440	4.315,464	3,5	42	482,493	1,95	136
UHE	205	80.204,163	65,09	11	18.370,400	74,27	15
Total hídrica	1052	84.761,254	68,09	54	19.700,893	76,22	206
Eólicas	92	2.044,538	1,66	86	2.131,096	8,62	200
Fotovoltaica	13	7,586	0	0	0	0	0
Termelétrica	1653	34.397,669	27,92	22	2.401,290	9,71	134
Nuclear	2	2.007,000	1,63	1	1.350,000	5,46	0
Total geral	2.812	123.218,047	100	163	24.736,127	100	540

Fonte: Aneel — BIG (Banco de Informações de Geração em 11/04/2013).

A Tabela 3.13 indica as hidrelétricas brasileiras que devem ser inauguradas entre 2015 e 2019.

TABELA 3.13 Projetos hidrelétricos a serem viabilizados entre 2015 e 2019 no Brasil

Entrada em operação		Projeto	Rio	Potência (MW)	Região
Ano	Mês				
	jan	UHE Garibaldi	Canoas	175	Sul
	jan	UHE Cachoeira	Parnaíba	63	Nordeste

2015	jan	UHE Castelhana	Parnaíba	64	Nordeste
	jan	UHE Estreito	Parnaíba	56	Nordeste
	jan	UHE Teles Pires	Teles Pires	1820	Norte
	jan	UHE Colíder	Teles Pires	300	Norte
	jan	UHE Belo Monte	Xingu	11.233	Norte
	ago	UHE Salto Grande Chopim	Chopim	53	Sul
	out	UHE Uruçui	Parnaíba	134	Nordeste
	out	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	nov	UHE São Manoel	Teles Pires	746	Norte
	nov	UHE Foz do Apicás	Apicás	275	Norte
	dez	UHE Sinop	Teles Pires	461	Norte
2016	jan	UHE Toricoejo	Das Mortes	76	Sudeste/Centro-Oeste
	mar	UHE Ferreira Gomes	Araguari	153	Norte
	nov	UHE Davinópolis	Paranaíba	107	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6133	Norte
2017	jan	UHE São Roque	Canoas	214	Sul
	out	UHE São Miguel	Grande	65	Sudeste/Centro-Oeste
2018	jan	UHE Itapiranga	Uruguai	725	Sul
	set	UHE Telêmaco Borba	Tibaji	120	Sul
	out	UHE Mirador	Tocantinzinho	80	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Água Limpa	Das Mortes	320	Sudeste/Centro-Oeste
	nov	UHE Marabá	Tocantins	2160	Norte
	nov	UHE Serra Quebrada	Tocantins	1328	Norte
2019	jan	UHE Torixoréu	Araguaia	408	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Barra do Pomba	Paraíba do Sul	80	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Traira II	Suaçuí-Grande	60	Sudeste/Centro-Oeste
	jan	UHE Jatobá	Tapajós	2336	Norte
	jan	UHE Jardim do Ouro	Jamanxim	227	Norte
	jan	UHE Cachoeira dos Patos	Jamanxim	528	Norte
	jan	UHE Jamanxim	Jamanxim	881	Norte
	jan	UHE Cachoeira do Cai	Jamanxim	802	Norte
Total			32.296		

Fonte: EPE.

3.2.2.1 As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

Instaladas em rios de pequeno e médio porte, as PCH⁸ são, geralmente, usinas a fio d'água, ou seja, seus reservatórios não permitem um escoamento regular da água. Dessa forma, em momentos de seca, as turbinas podem ficar ociosas. De fato, na maioria das vezes, não há a formação de um reservatório.



FIGURA 3.14 A PCH de Marmelós, a mais antiga da América do Sul.

Fonte: Fernando Mendes.

A história da geração de eletricidade no Brasil (e no mundo) está bem associada às PCH. Tudo começou no final do século XIX, em 1889, com a construção da Usina Hidrelétrica de Marmelos, em Juiz de Fora (MG), considerada a primeira usina hidrelétrica da América do Sul (ver Figura 3.14). Em seguida, veio a Usina Hidrelétrica de Maurício, localizada em Leopoldina (MG) e inaugurada em 1908 pela Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, atual Energisa, com uma potência de 800 kW (atualmente, há 4 geradores, totalizando 1,28 MW) e uma queda d'água de 20 m. Ela chama a atenção por ainda estar em operação e por ser, desde 1999, uma Reserva Particular de Patrimônio Natural (RPPN). É quase certo que a Usina Maurício seja a mais antiga usina em operação no Brasil. Em ambas as usinas, funcionam atualmente museus sobre suas respectivas histórias.

De acordo com a Resolução nº 394 de 04/12/1998 da Aneel, no caso de uma PCH, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km² (valores superiores poderão ser válidos após deliberação técnica da Aneel). No Brasil, chamamos de PCH as usinas hídricas com potência entre 1 MW e 30 MW. Dados do BIG (Banco de Informações de Geração) da Aneel mostram que, das 440 PCH operando em abril de 2013 em todas as regiões do país, apenas 21 operam no limite da definição dos 30 MW. Minas Gerais, Santa Catarina e Mato Grosso são os estados com a maior quantidade de PCH em operação até abril de 2013, tendo, respectivamente, 86, 66 e 58 usinas.

O custo da energia elétrica de uma PCH é menor do que o de uma UHE, como também é menor o seu impacto ambiental. No Brasil, as PCH operam perto dos centros de carga, o que já acarreta economia com linhas de transmissão, representando, entre outras vantagens, um diferencial em um país continental como o nosso (um detalhe interessante é que as PCH não são despachadas pelo ONS). Outro ponto positivo de uma PCH é o seu tempo de instalação, cerca de 18 meses, além de não exigir o deslocamento da população local. Somando-se a essas vantagens, ainda temos a não emissão de CO₂, a manutenção simples e uma tecnologia já estabelecida e, neste caso, 100% nacional. Sendo assim, é muito difícil discordar de que, em um país como o Brasil, com vasto sistema hídrico, a alternativa renovável de uma PCH não seja uma boa opção energética (mesmo considerando alguns casos, no período de seca, em que a potência gerada é bem reduzida ou até nula). As PCH são agraciadas com um desconto tarifário de, no mínimo, 50% da TUST (tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão) ou da TUSD (tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição) sobre a energia comercializada. Outro incentivo é o fato de que são isentas da participação e recolhimento de valores no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento, assim como da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

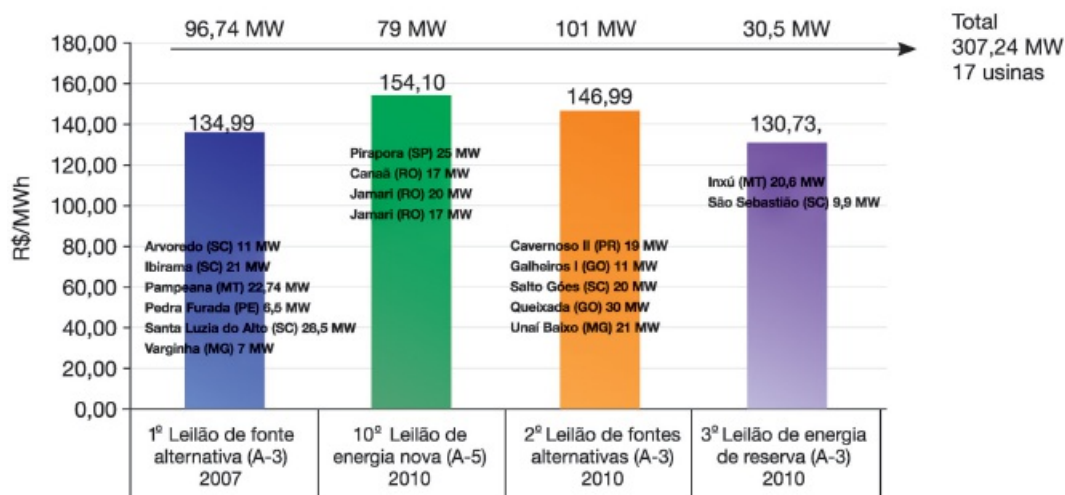


FIGURA 3.15 Números das PCH nos leilões de energia no Brasil.

Fonte: Elaborada pelo autor a partir de dados da EPE — Aneel.

Apesar desse “bom currículo” das PCH, no Brasil, elas têm perdido sua competitividade devido a não isenção do ICMS na compra de seus equipamentos. Só mais recentemente, em abril de 2012, dois estados conseguiram tal isenção de impostos: Paraná e Rio Grande do Sul. A não isenção inviabiliza a competição da venda de energia das PCH, nos leilões, com as eólicas, por exemplo, que são isentas de tal imposto. Outro ponto não resolvido é o tempo de instalação, que sofre com os trâmites legais dos órgãos do governo, podendo chegar a até três anos, somados, ainda, ao tempo de construção, que é de quase dois anos (termelétricas e eólicas não chegam a um ano). No Brasil, não é exagero dizer que as PCH são tratadas do mesmo modo que as grandes hidrelétricas, no que diz respeito ao licenciamento ambiental. Para tirar as PCH dessa situação de defasagem no Brasil, três alternativas se apresentam como as mais indicadas: (i) Conseguir isonomia tributária e de financiamento, em relação às usinas eólicas; (ii) Aumentar a rapidez da Aneel e de órgãos ambientais na análise e aprovação dos projetos; e (iii) Realizar leilões de energia separados por fontes, devido às particularidades de cada região do país. O gráfico da Figura 3.15 traz dados das PCH negociadas nos leilões de energia da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) para os 30 anos de contrato, como de costume para este tipo de fonte. Até 2013, temos apenas quatro leilões e 17 empreendimentos contratados, todos a preços não competitivos se comparados aos negociados em eólica, por exemplo.

Evidentemente, o impacto ambiental de uma PCH é bem inferior ao de uma hidrelétrica de grande porte. Há casos, no Brasil, em que a obtenção de uma licença ambiental para uma PCH não é tão simples. O argumento que geralmente explica a negação da licença é baseado no baixo fluxo de água no trecho seco do rio. Outros mencionam a necessidade da transposição dos peixes e a proximidade com áreas de preservação permanentes ou reservas biológicas. Outro detalhe complicador é a questão jurídica, já que há carência de normas e padrões nacionais no setor, e cada estado usa procedimentos e critérios próprios.

3.2.3 O Impacto Ambiental

Na construção de uma hidrelétrica, há impactos ambientais que precisam ser analisados, como, por exemplo: (i) a inundação da terra, provocando afogamento de espécies da fauna e da flora; e (ii) a desapropriação dos residentes locais, forçando sua remoção para outras áreas.⁹ Dessa forma, o principal impacto costuma ser o alagamento de áreas importantes e o desaparecimento do *habitat* de animais da região. Na verdade, há impactos sociais, econômicos e culturais que vão além da área inundada. As ações de mitigação desses impactos podem não ser completamente eficientes, não compensando todos os efeitos negativos decorrentes da obra. Estima-se que, no Brasil, os mais de 34 mil km² de terras inundadas para a construção das centenas de hidrelétricas brasileiras provocaram o deslocamento compulsório de aproximadamente 250 mil famílias.

Há, infelizmente, maus exemplos no Brasil, como é o caso da Usina Hidrelétrica de Balbina (instalada na cidade de Presidente Figueiredo, a 117 km de Manaus — AM), inaugurada em 1989 (sua construção começou em 1973) e construída no rio Uatumã. A obra inundou uma área de 2.360 km², quatro vezes maior do que a de Itaipu, gerando, entretanto, apenas 10% da eletricidade desta, ao custo de 1 bilhão de dólares. O cenário fica mais deprimente ao se constatar que a vegetação inundada emite cerca de 3,3 milhões de toneladas de CO₂ por ano, valores acima até de termelétricas com a mesma potência da Balbina, que gera ridículos e irrisórios 250 MW (que abastecem boa parte de Manaus). Na verdade, herança da Ditadura Militar, Balbina pode ser considerada a maior vergonha da engenharia brasileira e a pior hidrelétrica do mundo. Na opinião deste autor, se Balbina for desativada e transformada em um museu do *fracasso da engenharia e afronta à natureza*, cobrando uma

pequena taxa aos visitantes, seria, assim, um empreendimento mais interessante.

Outro ponto que merece justa atenção é que, no Brasil, os estudos de impacto ambiental limitam-se, às vezes, a justificar o empreendimento, em vez de indicar os seus impactos. Um dos casos mais famosos, inclusive de repercussão mundial, quanto à questão ambiental e à construção de uma hidrelétrica é o relacionado à hidrelétrica brasileira de Belo Monte, que está sendo construída no rio Xingu, no estado do Pará. Neste caso, às vezes, as análises baseiam-se em argumentos exclusivamente ideológicos ou emocionais, em detrimento das questões técnicas. Contrárias ao projeto de Belo Monte, algumas pessoas entendem que os impactos ambientais envolvidos são superiores aos benefícios de geração da usina e ainda chamam a atenção para o fato de que outras fontes energéticas podem ser exploradas no Brasil, atendendo, assim, à crescente demanda de energia, sem a necessidade da construção desta usina. Por outro lado, os defensores de Belo Monte concentram seus argumentos na necessidade de o Brasil ter um desenvolvimento competitivo e sustentável.

Com 4214 km², o maior lago artificial do mundo, derivado da construção da barragem da hidrelétrica de Sobradinho, inspirou a letra crítica da música *Sobradinho*, composta pela dupla Sá e Guarabyra: “O homem chega e já desfaz a natureza, tira a gente, põe represa, diz que tudo vai mudar.”

Vivemos a era dos extremos. O homem dito moderno parece não conhecer ou considerar o meiotermo. Há radicalismo de ambos os lados — dos ambientalistas e dos engenheiros e cientistas. As corporações visam apenas ao lucro e a um desenvolvimento a qualquer preço. A sociedade, mesmo a do mundo desenvolvido, quase sempre é subjugada às corporações. É fato que precisamos de energia; ela é, sim, necessária, mas a palavra *sustentabilidade* precisa entrar de modo definitivo na mente do chamado homem moderno, tão imediatista e, na maioria das vezes, inconsequente. A hidroeletricidade ainda é uma ótima opção para o fornecimento de energia elétrica, ainda mais em países que têm bons recursos hídricos.

Dos meios disponíveis atualmente para geração de eletricidade em grande escala e que ofereçam o menor impacto ambiental possível, as fontes hídricas aparecem em primeiro plano. É claro que a energia eólica e a solar seriam as ideais, devido ao seu impacto praticamente nulo e às suas fontes “inesgotáveis”. Infelizmente, nenhuma das duas oferece, ainda, uma eficiência energética de produção comparável à da hídrica. A atitude irresponsável do homem levou o planeta a uma situação ambiental de risco, e algumas formas de geração, como a nuclear, por exemplo, já deveriam ter sido abandonadas. A produção de eletricidade via nuclear é quase como uma geração “prostituta”, devido aos altos ganhos obtidos e a um comportamento que demonstra certa ganância na busca por energia.

3.3 A Energia Solar

Nos últimos anos, o uso de combustíveis fósseis junto ao desmatamento das florestas tem nos levado a um efeito estufa global, que, em consequência, produz vários efeitos potencialmente negativos. Até o momento, os combustíveis fósseis têm sido a principal fonte de energia, a qual vem sendo esgotada a uma taxa acelerada, dificultando, portanto, o atendimento às necessidades de energia no futuro. É urgente que se desenvolvam tecnologias que utilizem fontes de energias limpas e renováveis para solucionar tais problemas. A energia solar entra neste quadro, já que é abundante e livre das emissões dos gases de efeito estufa.

3.3.1 A Radiação Solar

A radiação solar se encontra na faixa de comprimentos de onda entre 0,1 e 3,0 μm , conhecida como banda solar. Além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar etc.), a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície da Terra, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso se deve 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. Desse modo, a duração do dia solar — período de visibilidade do Sol ou claridade — varia, em algumas regiões e períodos do ano, de zero (Sol abaixo da linha do horizonte durante o dia todo) a 24 horas (Sol sempre acima da linha do horizonte). As variações são mais intensas nas regiões polares e nos períodos de solstício. Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar é atenuada por processos físicos de espalhamento e absorção com os constituintes atmosféricos e a superfície do planeta. Somente parte da radiação solar atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios 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. As nuvens, os gases, as partículas atmosféricas e a superfície da Terra refletem cerca de 30% da radiação incidente no topo da atmosfera. Os 70% restantes são absorvidos, produzindo o aquecimento do sistema e causando a evaporação de água (calor latente) ou convecção (calor sensível). A energia absorvida pelo sistema Terra-atmosfera é reemitida na faixa do infravermelho do espectro de radiação eletromagnética — 4 a 100 μm —, sendo 6% provenientes da superfície, e 64% com origem em nuvens e constituintes atmosféricos.

3.3.2 O Fluxo de Radiação Solar

O fluxo de radiação solar global incidente na superfície, Φ_g , pode ser obtido a partir de:

$$\Phi_g = \Phi_0 \{ (\tau_{clear} - \tau_{cloud})(1 - C_{eff}) + \tau_{cloud} \} \quad (3.3)$$

em que Φ_0 é a radiação incidente no topo da atmosfera, τ_{clear} e τ_{cloud} são as transmitâncias atmosféricas em condições de céu claro e completamente nublado, respectivamente, e C_{eff} é a cobertura efetiva de nuvens dada pelas imagens de satélite:

$$C_{eff} = (L - L_{clear}) / (L_{cloud} - L_{clear}) \quad (3.4)$$

A leitura instantânea obtida para um pixel da imagem do satélite está representada por L , e os índices *clear* e *cloud* referem-se às leituras em condições de céu claro e de céu encoberto por nuvens, respectivamente. Desta forma, a determinação do fluxo de radiação solar global incidente na superfície da Terra pode ser estimada a partir de duas componentes independentes: a primeira corresponde à condição de céu claro, τ_{clear} ; e a segunda refere-se à condição de céu totalmente encoberto, τ_{cloud} . A natureza estocástica do fluxo de radiação solar em qualquer condição de nebulosidade é avaliada por meio do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens, C_{eff} . A componente τ_{clear} é função do albedo de superfície, do ângulo zenital solar e da espessura ótica dos constituintes atmosféricos. A componente τ_{cloud} é função do ângulo zenital solar, da espessura ótica e de propriedades óticas das nuvens.

3.3.3 O Potencial Solar Brasileiro

O Brasil, por ser um país localizado, em sua maior parte, na região intertropical, tem grande potencial de energia solar durante todo o ano. É importante ressaltar que mesmo as regiões com menores índices de radiação apresentam grande potencial de aproveitamento energético. Existe uma infinidade de pequenos aproveitamentos da energia solar no Brasil, mas isso ainda é pouco significativo diante do grande potencial existente. A utilização da energia solar traz benefícios em longo prazo para o país, viabilizando o desenvolvimento de regiões remotas (nas quais o custo da eletrificação pela rede convencional é demasiadamente alto em relação ao retorno financeiro do investimento), regulando a oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência do mercado de petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes à atmosfera, como estabeleceu a Conferência de Kyoto. Hoje em dia, essa energia ainda tem uma participação incipiente na matriz energética brasileira. Há uma proliferação maior da energia solar térmica para o aquecimento de água no mercado nacional, principalmente para o emprego entre as classes A e B da sociedade, na indústria e nos serviços de hotelaria.

O *Atlas Solarimétrico do Brasil*, publicado em 2000, mostra que o país tem um grande potencial de aproveitamento da energia solar em todo o seu território, o que se dá devido à sua localização tropical. A média de 5 kWh/m²/dia é bem semelhante ao valor europeu, de apenas 0,5 kWh/m²/dia a mais do que o brasileiro. A região Nordeste apresenta a menor variabilidade interanual das médias anuais do total diário de irradiação solar incidente, entre 5,7 e 6,1 kWh/m², com uma radiação global média de 5,9 kWh/m² e uma radiação média de plano inclinado de 5,8 kWh/m². Esses valores são seguidos pela região Norte (entre 5,2 e 5,8 kWh/m²).

3.3.4 Vantagens e Desvantagens da Energia Solar

Vantagens:

- (a) A energia solar não polui durante seu uso. A poluição decorrente da fabricação dos equipamentos necessários para a construção dos painéis solares é totalmente controlável hoje em dia;
- (b) As centrais necessitam de manutenção mínima;
- (c) Os painéis solares tornam-se, dia após dia, mais potentes, ao mesmo tempo em que seu custo vem decaindo. Isso transforma a energia solar, cada vez mais, em uma solução economicamente viável;
- (d) A energia solar é excelente em lugares remotos ou de difícil acesso, pois sua instalação em pequena escala não exige enormes investimentos em linhas de transmissão;
- (e) Em países tropicais, como o Brasil, a utilização da energia solar é viável em praticamente todo o território, e, em locais longe dos centros de produção energética, sua utilização ajuda a diminuir esta demanda e, conseqüentemente, a perda de energia que ocorreria na transmissão.

Desvantagens:

- (a) Existe variação nas quantidades produzidas de acordo com a situação climática (chuvas, neve), além de, durante a noite, não haver produção alguma, o que exige meios de armazenamento da energia produzida durante o dia em locais onde os painéis solares não estejam ligados à rede de transmissão de energia;
- (b) Locais em latitudes médias e altas (por exemplo: Finlândia, Islândia, Nova Zelândia, Sul da Argentina e Chile) sofrem quedas bruscas de produção durante os meses de inverno, devido à menor disponibilidade diária de energia solar. Locais com frequente cobertura de nuvens (Curitiba, Londres) tendem a ter variações diárias de produção de acordo com o grau de nebulosidade;
- (c) As formas de armazenamento da energia solar são pouco eficientes quando comparadas, por exemplo, aos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás), à energia hidrelétrica (água) e à biomassa (bagaço da cana ou da laranja).

Nota: Em 1979, sob a administração do presidente norte-americano Jimmy Carter, painéis solares foram instalados no teto da Casa Branca. No governo de Ronald Reagan, eles foram retirados. A Era Bush (tanto a do pai quanto a do filho) trouxe duas guerras e o petróleo como justificativa e deus da nação. Bill Clinton, no meio das duas administrações, é visto como um equilíbrio entre este período de sujeira (Bush-pai e Bush-filho), e Barack Obama sinalizou a favor das energias renováveis. Depois de Carter, Obama, em 2010, anunciou novamente a instalação de painéis solares no teto da casa Branca, mas posteriormente recuou e vetou a instalação. Obviamente, seria um ato simbólico pró renováveis. Até o Papa Bento XVI instalou painéis solares no Vaticano.

3.4 O Fator de Capacidade

Um termo bem usado para determinar o nível de geração elétrica de uma usina é o fator de capacidade (FC), definido como a razão entre a produção efetiva (E) da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima (P) neste mesmo período, sendo dado por:

$$FC = \frac{E}{P} \times 8760 \quad (3.5)$$

Na Equação 3.5, 8.760 indica a quantidade de horas em 1 ano. Por exemplo: uma usina de 1 MW funcionando constantemente em sua capacidade nominal geraria 8760 MWh em 1 ano. O resultado de FC é, geralmente, expresso em porcentagens. FC pode ser calculado para uma única máquina, uma usina ou até um país inteiro composto por várias máquinas. Conceito semelhante é o fator de carga, um índice que permite verificar o quanto de energia elétrica é usada de forma racional, sendo definido pela razão entre a demanda média durante um determinado intervalo de tempo e a demanda máxima registrada neste mesmo período. O fator de carga varia na faixa de 0 a 1, sendo mais adequado o consumo de energia quanto maior for este índice. É bom compreender que fator de capacidade não é o mesmo que eficiência. Eficiência é a taxa de saída útil. O fator de capacidade diz respeito ao tempo útil de geração ótima de um sistema. Um fator de capacidade superior não é indicador de uma eficiência maior ou vice-versa, mas, para uma dada tecnologia, você pode dizer que um fator de capacidade é melhor e, em particular, mais econômico. Não é recomendável fazer uma comparação isolada de tecnologias com base nos seus índices de fator de capacidade, pois a economia envolvida é diferente. O fator de capacidade é apenas um de muitos fatores para analisar se uma usina é creditável ou não. Uma análise mais completa é considerar e comparar os custos de produção entre as várias tecnologias.

Ter uma usina que funcione com FC de 100% é o ideal, mas, na prática, isso não acontece devido a diversos fatores. Independentemente do tipo de tecnologia de geração utilizada, temos de considerar as questões de manutenção e falhas no equipamento. Algumas usinas têm, no geral, um bom índice de FC , como as nucleares, as geotérmicas, as de carvão e as de bioenergia. O gráfico da Figura 3.16 mostra as faixas dos valores do fator de capacidade para diversas tecnologias de geração de eletricidade. Os pontos indicam a média.

Um dos pontos que os defensores das usinas nucleares adoram mostrar é justamente seu fator de capacidade comparado ao das outras. O motivo é previsível: as usinas nucleares têm elevado fator de capacidade. Pela análise da Tabela 3.2, percebemos que a maior média do fator de capacidade se encontra na América Latina (52%).

As hidrelétricas brasileiras têm um fator de capacidade médio geralmente entre 50 e 55%. Poucas estão acima dos 60%, como é o caso de Itaipu, com 83%. Na Espanha, tal valor é, em média, 21%, contra 32% na Suíça, 35% na França e no Japão, 36% na China, e 46% nos Estados Unidos.

A Tabela 3.14 mostra os fatores de capacidade de algumas hidrelétricas brasileiras.

Em Belo Monte, a potência total instalada é de 11.233 GW, e a geração anual média é de 4,57 GW, o que resulta em um

fator de capacidade um pouco superior a 40%. Esse valor é um tanto modesto, por causa de motivos como:

- (a) Redução do reservatório e eliminação da capacidade de regularização das vazões afluentes à barragem de Belo Monte;

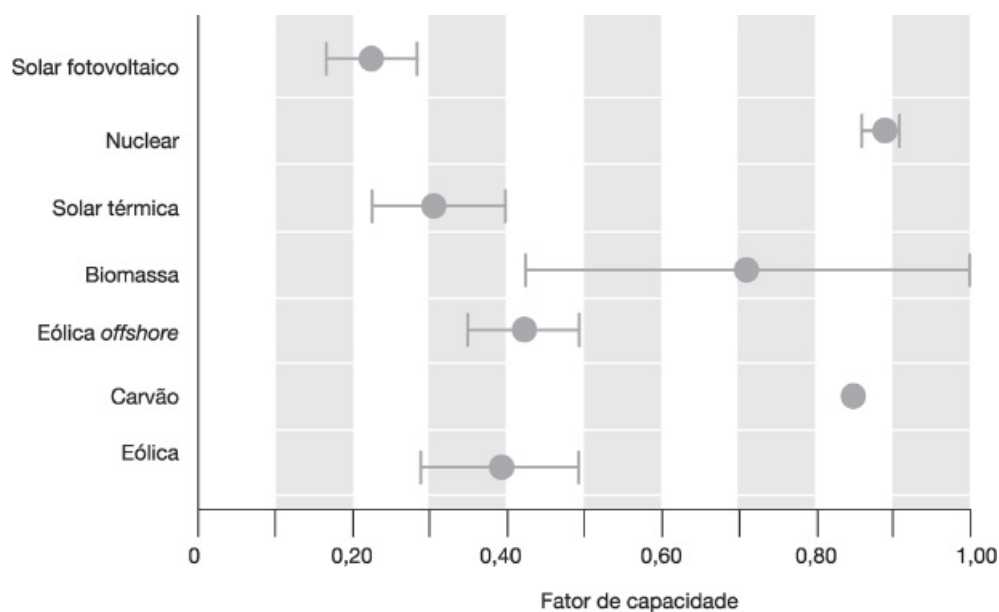


FIGURA 3.16 Fator de capacidade de acordo com o tipo de tecnologia de geração de eletricidade.

Fonte: NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2010.

- (b) Retirada dos outros aproveitamentos hídricos da bacia, que permitiriam uma maior regularização das vazões;
- (c) Adoção de um planejamento que vise a assegurar as condições de pesca, navegação e outros usos às comunidades indígenas locais.

A hidrelétrica de Itaipu tem fator de capacidade igual a 83%, considerada, ainda, a maior hidrelétrica do mundo em geração de energia¹⁰ (ver Figura 3.17), sendo seguida pela chinesa de Três Gargantas, que, em 2009, tinha 26 unidades geradoras de 700 MW e dois geradores auxiliares de 50 MW, alcançando 18,3 GW.

Como o total de geração em 2009 foi de 79,47 TWh, o fator de capacidade naquele ano foi:

$$FC = 79.470 \text{ MWh}/24 \text{ horas} \times 365 \text{ dias} \times 18.300 \text{ MW} = 0,49\%$$

TABELA 3.14 Fatores de capacidade de algumas hidrelétricas brasileiras

UHE	Potência instalada (MW)	Fator de capacidade (%)
Itaipu (Brasil e Paraguai)	14.000	83
São Simão	1710	75
Xingó	3162	68
Porto Primavera	1540	66
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1479,6	65
Ilha Solteira	3444	57
Jupiá (Eng. Souza Dias)	1551,2	57
Água vermelha (José Ermírio de Moraes)	1396,2	53
Serra da mesa	1275	53
Salto Santiago	1420	51
Sobradinho	1050,3	51
Itá	1450	50
Marimbondo	1440	50
Tucuruí I e II	8370	49
Itumbiara	2082	49
Salto Caxias	1240	49

Furnas	1216	49
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1260	48
Salto Osório	1078	48
Machadinho	1140	46
Emborcação	1192	42
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1676	34

É fácil presumir que o fator de capacidade de hidrelétricas é quase sempre superior ao de turbinas eólicas, pois não se tem uma regularidade nos ventos ou um reservatório para eles. Se tivermos um gerador de 2 MW de uma turbina eólica funcionando a plena carga durante 24 horas por dia, ao longo de 365 dias, chegaremos, então, a:

$$2 \text{ MW} \times 365 \times 24 = 17.520 \text{ MWh}$$

Evidentemente, a situação prevista é hipotética, já que há inúmeros fatores que colaboram para o não cumprimento de tal cronograma. Nem sempre o vento estará disponível para uma geração nominal, sem falar nas operações necessárias de parada e manutenção da máquina ou mesmo de falhas do equipamento. Na prática, observa-se que a produção de energia de um gerador eólico ocorre em 30% do ano e, nos 70% restantes, ela não é relevante — ou seja, o fator de capacidade é de 30%, valor da média mundial para parques eólicos. A EWEA (European Wind Energy Agency) informa que, por volta de 2020, os fatores de capacidade na Europa alcançarão 29,6% na realidade *onshore* e 44,6% na *offshore*. A Tabela 3.15 mostra os fatores de capacidade de alguns parques eólicos brasileiros.

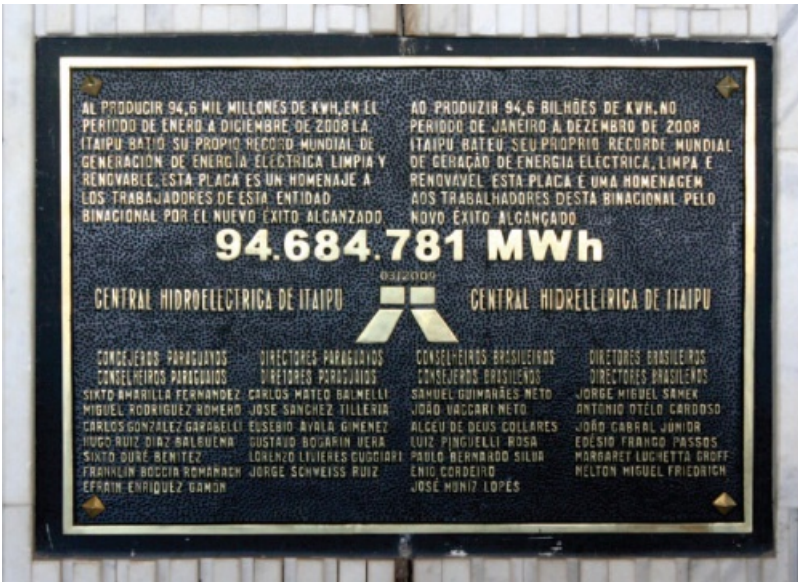


FIGURA 3.17 Placa comemorativa do recorde mundial de geração de energia elétrica da usina de Itaipu, em 2008. O citado recorde foi novamente quebrado, em 2012, quando a hidrelétrica alcançou os 98.287 GWh. Fonte: IHA Central Office, 2011, Creative commons.

Pela análise da Tabela 3.15, percebemos que há uma diferença entre o fator de capacidade estimado e o real medido. Valores discrepantes são justificados devido à parada da máquina. A média anual brasileira do fator de capacidade dos parques eólicos é superior à média mundial.

3.5 A Geração Nuclear

Há dois processos em energia nuclear: fissão e fusão. Na fissão, o núcleo dos átomos de urânio ou plutônio é dividido, produzindo liberação de energia. Nesse processo, há decomposição radioativa por meio de uma reação em cadeia, que deve ser minuciosamente acompanhada, já que a perda do controle de tal processo pode elevar a temperatura a um valor tal que levaria à fusão do reator e/ou a um vazamento radioativo. Na fusão, a energia é liberada quando pequenos núcleos se combinam, se fundem, formando outro núcleo. A fusão necessita de muita energia para acontecer, liberando muito mais energia do que consumindo. A fusão mais típica no universo ocorre no interior das estrelas, é a do hidrogênio em hélio. Atualmente, a

tecnologia não encontrou uma forma de controlar a fusão nuclear, ao contrário da fissão, que é usada em todas as atuais centrais nucleares. O famoso acidente nuclear de Chernobyl e o mais recente de Fukushima, no Japão, em 2011, contribuíram positivamente para a já crescente proliferação das energias renováveis no planeta (ver Figura 3.18).

A natureza parece “dizer”, pela fissão nuclear, que, quando se provoca uma separação, o controle tem de ser extremo; caso contrário, a realidade pode ser destruída e contaminada em uma explosão de perdas energéticas. Poeticamente, a natureza, traduzida na fusão, parece indicar que a “união entre distintos” é realmente muito difícil, porém, se alcançada, teremos algo ainda mais forte do que as partes iniciais.

TABELA 3.15 Fatores de capacidade de parques eólicos brasileiros conectados ao SIN (Sistema Integrado Nacional)

Parque eólico	Fator de capacidade verificado (%)			Fator de capacidade estimado (%)	Potência nominal (MW)	
	2011	Últimos 12 meses	2012			
Índios	29,49	28,15	20,34	30	50	Região Sul
Osório	29,92	27,90	18,58	32	50	
Sangradouro	32,26	31,12	22,77	33	50	
Cidreira I	–	35,51	27,44	32,5	70	
Cerro Chato III	40,85	38,22	32,71	37	30	
Cerro Chato I	–	28,56	30,33	26,5	30	
Cerro Chato II	–	30,21	31,71	26,5	30	
Sangradouro III	–	–	7,73	38,4	24	
Praia Formosa	22,89	32,68	28,05	39	104,4	
Icaraizinho	38,43	51,81	42,52	43	54,6	
Canoa Quebrada	32,26	46,15	43,73	43,5	57	
Bons Ventos	30,19	44,07	42,27	43,84	50	
Enacel	29,50	43,17	41,02	43,54	31,5	
V do Rio	29,39	40,88	31,97	47	42	
Praia do Morgado	25,54	32,42	22,16	50	28,8	
Rio do Fogo	30,51	36,54	33,00	34	49,3	
Alegria I	20,29	30,13	28,40	32	51	
Mangue Seco III	39,54	36,90	34,70	48,20*	26	
Mangue Seco II	42,60	37,64	35,16	46,20*	26	
Mangue Seco I	39,44	36,31	34,75	47,30*	26	
Mangue Seco V	28,85	31,59	32,96	50,40*	26	
Alegria II	–	7,85	11,77	32*	100,65	

*Dados obtidos com o agente proprietário.

Fonte: Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eolielétricas com programação e despacho centralizados pelo ONS, julho/2012.

3.5.1 A Aurora Nuclear

Na aurora da descoberta e possibilidade da divisão do átomo, Albert Einstein e alguns poucos físicos sabiam quais forças estavam envolvidas e quais seriam suas consequências. Apesar de Einstein ter nos mostrado um novo universo com a Teoria da Relatividade, infelizmente, foi também peça fundamental no maior pesadelo nuclear que a humanidade já teve: o horror inesquecível de Little Boy e Fat Man, as bombas nucleares lançadas, respectivamente, em Hiroshima e Nagasaki. Einstein, um pacifista, carregou para o seu túmulo tal mágoa. E, hoje, mesmo após tais exemplos, sementes de Little Boy e Fat Man são plantadas todas as vezes que instalamos uma usina nuclear. Um simples garotinho de 3 m e um homem gordo de 2,3 m, cada um com pouco mais de quatro toneladas, nos mostraram um pesadelo.



FIGURA 3.18 Monumento aos Liquidatários, os trabalhadores que combateram o incêndio no reator da Usina Nuclear de Chernobyl em 1986, na Ucrânia. A usina aparece ao fundo da foto.

Fonte: Jennifer Boyer, 2001, Creative Commons.

3.5.2 O Programa Nuclear Brasileiro

Quanto ao programa nuclear brasileiro, sobre a construção das usinas de Angra, pode-se dizer — não como opinião, mas como fato —, que ele é ruim para a economia, está inacabado e ultrapassado. Angra I e II foram o desejo irresponsável da Ditadura Militar brasileira, quando alguns engenheiros brasileiros participaram de uma ilusão da física nuclear, em uma pretensão de *status* pessoal e nacional. O período era o da Guerra Fria, sendo fácil supor até que ponto a autoridade militar brasileira foi intransigente, cega e determinante para a construção das usinas de Angra. A dívida nuclear econômica brasileira, advinda do financiamento internacional para o programa nuclear brasileiro nascido na década de 1970, atravessou anos e parece seguir *ad eternum*.

No país mais renovável do mundo, não tivemos (ainda e ainda bem) um acidente como o de Chernobyl ou Fukushima (não esquecendo também o acidente na usina de Three Mile Island, em 1979, nos Estados Unidos, menos popular do que os citados). Apesar de grave, o acidente em 1987 com o césio 137, em Goiânia (GO), fora das instalações de uma usina nuclear, terminou sendo esquecido.

No entanto, infelizmente, em 2008, a insensatez veio novamente à tona nas salas da Eletronuclear, que resolveu continuar com a aberração do programa nuclear de Angra, retomando o projeto e iniciando a construção da unidade de Angra III, com inauguração prevista para 2016. Em um livro de recordes de loucuras e irresponsabilidades da engenharia brasileira, dois empreendimentos assumem a ponta: a hidrelétrica de Balbina e o complexo nuclear de Angra.

Pensar no uso de usinas nucleares em um país como o Brasil, de forte tradição hídrica, é uma abominação. Não é sonho pensar o Brasil (e alguns países), em um futuro próximo, tendo sua matriz energética completamente baseada em fontes renováveis, com a presença de um “quadrado perfeito” de hídrica, eólica, biomassa e solar, em um, por assim dizer, sistema HEBS, agora nomeado por este autor.

3.5.3 A Radioatividade e o Lixo Atômico

Quando se entra no mundo da geração nuclear de eletricidade, duas portas se abrem: uma pacífica, outra bélica. A primeira traz, por consequência tecnológica, o subproduto para a outra, que pode ser usado ou não. Uso o termo pacífico aqui de modo generoso, pois se sabe que o lixo atômico e a radiação representam atitudes de guerra contra a natureza, mil vezes pior do que o fogo, praticamente uma metralhadora silenciosa, sendo o homem o primeiro a ser atingido. O “revólver”, neste caso, não se encontra apenas trancado e isolado.

Qualquer engenheiro ou cientista com alguma cidadania ecológica deveria entender o risco real do uso da geração de eletricidade por meio de usinas nucleares. Não deveriam relativizar a situação mostrando apenas as vantagens desta fonte — a não emissão de CO₂ na geração e o seu alto fator de capacidade. Também não é honesto dizer que todas as formas de geração têm impactos ambientais (apesar de ser verdade), como forma de, indiretamente, defender as usinas nucleares. Em uma analogia sobre o impacto ambiental, se caírmos do primeiro andar de um prédio, provavelmente não morreremos, porém, se cairmos de andares elevados, certamente morreremos.

A radioatividade e o lixo atômico não são apenas desvantagens, trazem riscos irreparáveis. O lixo atômico é motivo mais do que suficiente para não existirem usinas nucleares. Alguns países apostaram na geração nuclear mais por carência das outras formas de geração do que por livre escolha. Como exposto, o centro do problema da energia nuclear é a radioatividade. Os defensores destas usinas costumam entender que, *apesar* da radioatividade, *no entanto*, elas não emitem gases do efeito estufa e não contribuem para a mudança climática. Perceba que a justificativa dada após o “no entanto” não é suficiente para se pagar o preço da radioatividade. Ninguém deve tomar uma dose de cocaína pela promessa de tomar um copo de leite em seguida. Não é difícil encontrar ambientalistas que apoiem, paradoxalmente, o uso das usinas nucleares, basicamente defendendo a não emissão de CO₂ e de gases poluentes para a atmosfera (com o que podemos concordar) e afirmando que a produção dos rejeitos é pequena e totalmente confinada (o que não é verdade). O mundo das opiniões polêmicas, contraditórias e, por vezes, irracionais não é característico apenas do comportamento de alguns religiosos, a ciência também tem os seus pecados, em número semelhante ao daqueles, apesar de menos populares.

O pior inimigo que um ambientalista pode encontrar é um ativista nuclear que seja, ao mesmo tempo, advogado e físico nuclear ou engenheiro nuclear (aqui, não estamos tratando dos benefícios da energia nuclear na área de medicina, por exemplo). Seria pior que um advogado/físico do diabo, em um mundo com ou sem Deus. Este defensor iria, categoricamente, fazer um *lobby* a favor da energia nuclear, baseado no carro-chefe desta fonte, a não emissão de CO₂, mas fecharia os olhos para o custo/preço do kWh e para o fatal lixo nuclear. Esses dois pontos, na verdade, seriam convenientemente colocados de lado, debaixo do tapete.

Mesmo elevando o tempo de operação de uma usina nuclear para 60 anos, a verdade é que cedo ou tarde ela terá de fechar, tornando-se, assim, ela própria, uma forma de lixo nuclear. Alguns dos componentes metálicos do núcleo do reator e o combustível utilizado terão de permanecer armazenados dentro da própria usina, até que se encontre um local definitivo para destiná-los. Ora... mas esta é uma questão completamente não resolvida. Pergunte a um físico nuclear ou a engenheiro nuclear, com mil pós-doutorados no currículo e equações para lá de complexas em seus cérebros privilegiados, para onde vai o lixo nuclear das usinas e se estamos seguros, de fato, em caso de exposição radioativa. Sendo um profissional do meio da geração nuclear, certamente, ele tenderá a buscar uma resposta *suave*, escondendo, logicamente, a questão como um todo. Da USP à Harvard, tal cientista terá de dar uma resposta simples, que não será suficiente: quase todas as vezes, o lixo fica provisoriamente na própria usina, mas o que acontece depois do descomissionamento desta? Não há um local definitivo, não há uma solução final. Geralmente, o resíduo é estocado em depósitos subterrâneos (até no fundo do mar), e o problema é esquecido... *c'est la vie*. Há mais detalhes irrelevantes envolvidos, mas, em essência, é isso.

Além disso, a desmontagem de uma usina nuclear é uma operação complexa, de risco e com alto custo envolvido. Vejamos o exemplo da França, país conhecido por ter alto percentual nuclear em sua matriz energética: a desmontagem da usina nuclear de Brennilis começou em 1985 e só terminou em 2005, tudo isso a um custo de 482 milhões de euros, cerca de 20 vezes mais do que o estimado.

Nos Estados Unidos, há a famosa Montanha de Yucca, no estado de Nevada, que foi transformada, nos anos de 1980, em um depósito gigante para o lixo nuclear americano, desativado em 2010. Gastaram, pelo menos, US\$ 13,5 bilhões, mas estimativas indicam um total de US\$ 96 bilhões. Vários países europeus já despejaram seu lixo em depósitos no fundo do oceano. Em caso de vazamento, uma séria contaminação ocorreria. Aqui, estamos tratando de água, que sempre foi vida e ouro, em qualquer momento do planeta. A quantidade global de resíduo nuclear de alto nível radioativo chega a aproximadamente 250 mil toneladas, e o continente africano (já maculado pela AIDS), em especial a Somália, entra neste drama. Países ricos aproveitam a pobreza e a fragilidade econômica da região. Estocar lixo nuclear na Europa custa bem mais caro do que na África: US\$ 250 na Europa, e US\$ 2,5 na África. Só em 2001, 600 mil toneladas de lixo nuclear foram entregues ao Zaire, Malawi, Eritreia, Argélia, Moçambique e Somália. O caso da Somália é ainda mais extremo, pois ela recebe os dejetos radioativos desde a década de 1980; é um país esquecido e com estrutura social em conflito, em guerra civil desde 1991. A possibilidade de a população somali desenvolver câncer é alta. Onde está a ONU e por que, de certo modo, ela silencia diante deste caso? A ONU tem sede em Nova York, nos Estados Unidos, mas a pergunta que se deve fazer é: onde é a sede do G8? O grupo das oito nações mais ricas e industrializadas do planeta (EUA, Japão, Alemanha, Rússia, Reino Unido, França, Itália e Canadá). O G8 representa apenas 12% da população do mundo, mas seus membros consomem em torno de 50% do total de energia primária do globo, ao passo que 25% dos países mais pobres consomem menos de 3%. Tal concentração de poder termina isolando, esquecendo e, muitas vezes, explorando subeconomias.

3.5.4 A Decadência Nuclear e a Ascensão Renovável

Ainda encontramos defensores de usinas nucleares. Para o bem geral da população global, essa mentalidade já começa a se extinguir. Nos últimos anos, nesta era pós-Chernobyl & Fukushima, percebe-se que o *lado negro da força* tem perdido adeptos, e alguns já começam a se converter para o *lado verde*, uma opção que, antes, era caminho de chatos, radicais ou sonhadores. O que era uma peregrinação, quase comparada ao caminho de Santiago, hoje já é atitude bem mais comum. Evidentemente, o uso das energias renováveis ainda não é suficiente para suprir a demanda energética do planeta, mas isso não deve ser motivo para justificar ou aprovar o uso das usinas nucleares.

Alguns podem dizer que vivemos uma inocência, uma megalomania do verde: das energias renováveis, do Sol, do vento e da água alimentando a voracidade energética cada vez mais consumista deste novo homem da era da internet e do relativismo, quase como uma vela tentando iluminar milhões de km². De fato, havia alguma verdade nesta análise, que o homem nascido, gerado, alimentado e influenciado durante e também no ápice desta era adorava colocar em pauta. Felizmente, houve uma transformação desta situação, e tal análise teve de ser revista.

A *vela* se transformou em modestos faróis, e diversas *praias* estão muito bem iluminadas. Não é muito, mas é um ótimo começo. Agora, os megalomaniacos do verde, outrora sonhadores ou visionários, não são mais maníacos, e todos já veem os seus sonhos e visões se tornarem realidade. A *vela* já é uma fogueira, e, paradoxalmente, o verde vê esperança no fim do túnel. É necessário dizer, compreender e aceitar que os ativistas nucleares trazem consigo, escondida, a possibilidade de pesadelos, não de sonhos. Para o bem das crianças de hoje, é bom que esses megalomaniacos do verde se tornem *gigalomaniacos*, eles carregam girassóis em suas mãos.

3.5.5 A Metamorfose que Deve Acontecer

O homem contemporâneo *neandertalis*, com seus vários doutores filósofos (os Ph.D.), foge do problema ao não considerar o impacto nocivo do lixo atômico e da radiação, jogando suas mazelas para o futuro e condenando seus predecessores, uma atitude irresponsável, individualista, sem ética, imediatista e inconsequente, típica da mentalidade de boa parte da comunidade científica já a partir do século XX: não humanista. A ciência, em muitos casos, virou uma busca de testes e experimentos, carente de sentido ou motivos, correndo para qualquer lugar, estocasticamente, como o vento. Os riscos, que alguns filósofos da ciência defendem, são necessários ao desenvolvimento da humanidade, a qual alcançou, já há muito tempo, seu limite máximo. Correr riscos por correr, na tentativa de descobertas ao acaso, não é ciência: é caos, é anarquia disfarçada.

Nossos engenheiros já deveriam, desde o período inicial nas universidades, aprender a ir além dos cálculos, para ser, por assim dizer, para ou metaengenheiros. O mundo real está aí para todos. É vital que os engenheiros tenham uma cidadania tecnológica, saibam sobre a conjuntura socioeconômica como um todo e sobre as implicações do uso de seu conhecimento. O comportamento de alguns Ph.D. (e, conseqüentemente, de seus pupilos) é o de entender particularidades extremas, mas praticamente se cegar para um contexto mais amplo — como alguém, que é um exímio instrumentista, um virtuoso que, em sua saga técnica, termina se esquecendo da música, da melodia, perdendo o equilíbrio técnica-sensibilidade. O mundo necessita de cientistas mais ativistas, mais políticos. Para isso, às vezes, penso que é necessário fazer com que os engenheiros olhem para o céu em uma noite iluminada ou parem para escutar uma boa música, já que muitos deles se tornaram meras calculadoras pseudo-humanas, com senso crítico tendendo a zero.

3.6 A Geração Necessária

Já há pouco mais de 25 anos, na transição do século XX para o XXI, a humanidade vê, a passos modestos, outra transição: da era fóssil para a das energias renováveis. Fazer projeções para o futuro, no que se refere à implantação de novas tecnologias ou modelos de geração elétrica, nem sempre se mostrou eficaz. O ideal é pensar em cenários: como serão as cidades, os países e o planeta em um futuro próximo se continuarmos com o atual modelo energético, cuja matriz é fortemente baseada no carbono? Certamente, a resposta preocupante nos leva a uma ação no presente. A geração elétrica necessária para um futuro e um meio ambiente saudáveis traz em si a necessidade de uma mudança comportamental, uma nova mentalidade. A ideia já em desenvolvimento das redes inteligentes deve desempenhar um papel importante. Geração individual e distribuída, diversificação da matriz e redes inteligentes podem formar a tríade energética que se configura para um modelo a ser seguido, e nem tão distante, na tecnologia e no tempo.

É certo e necessário buscar fontes de baixo carbono, cujo tradicional tripé — petróleo, gás e carvão — precisa ser colocado em terceiro plano. Parece um sonho, uma atitude impraticável, quando nos deparamos com as duas maiores economias e potências do planeta consumindo cada vez mais e negando-se a assinar tratados ambientais e de redução de gases nocivos, apesar de a insistência neste comportamento trazer, de fato, um pesadelo ambiental. Na prática, se aceitarmos a

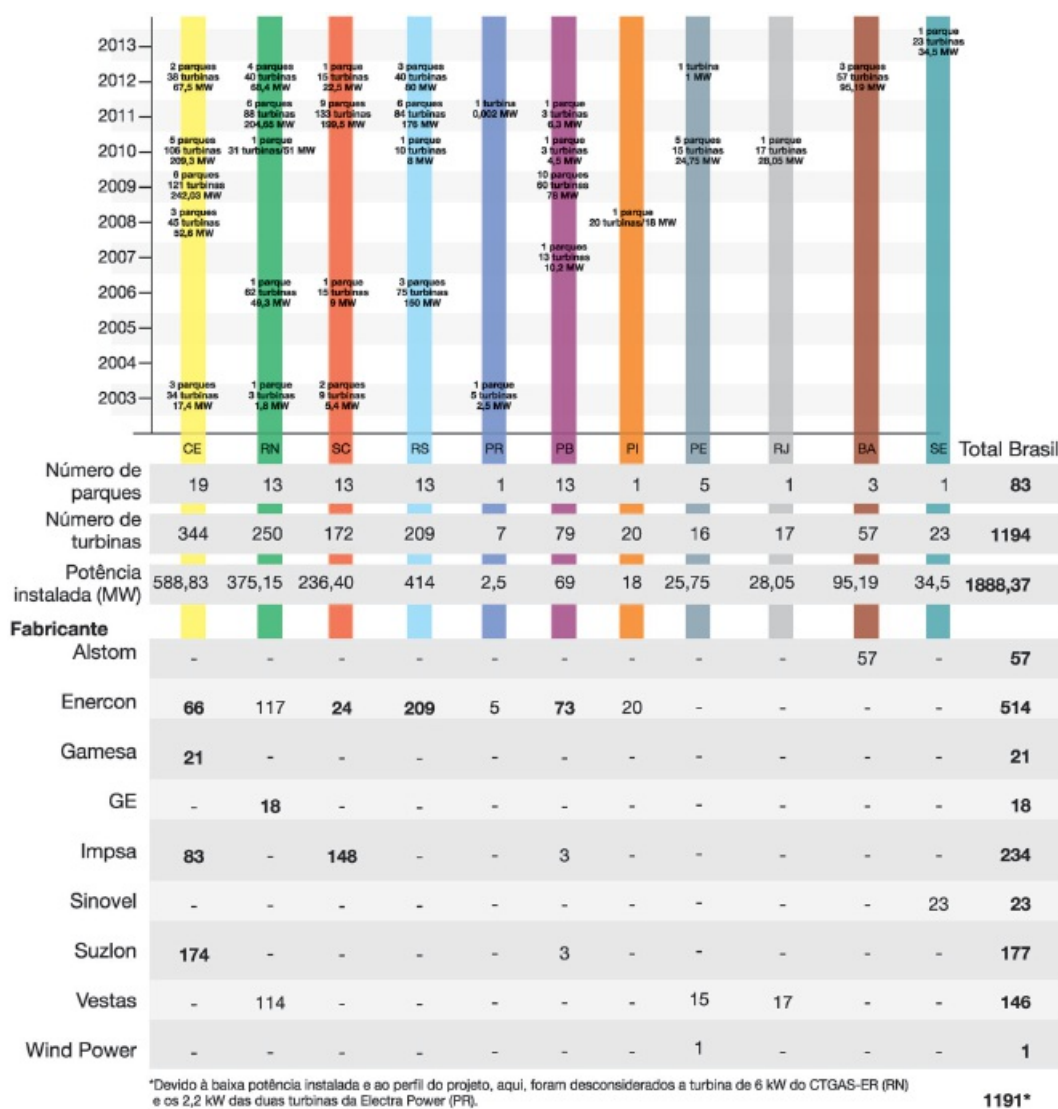
negação do carbono, teremos uma equação com duas variáveis: energia renovável e energia nuclear. Teremos, portanto, uma situação antagônica, se levarmos em conta todos os detalhes envolvidos na geração nuclear, e não apenas a sua não emissão de gases nocivos. A geração nuclear traz em si a boa característica de não emitir CO₂, mas carrega o problema da radiação, do lixo atômico, o pior subproduto possível para a vida e para o meio ambiente. Mesmo se apostarmos em um alto nível tecnológico de contenção e segurança, teremos de aceitar que o lixo estará lá, em uma área do planeta que ficará isolada, por milhares de anos, já que não podemos acelerar o processo de decaimento de um isótopo. Há a possibilidade extrema de que a humanidade, no futuro, desenvolva uma ciência que anule tal radiação ou de que incrivelmente a leve para o espaço sideral. Voltando à nossa equação renovável *versus* nuclear, diante do exposto, concluímos que a solução e alternativa mais coerente é a renovável.

O planeta parece ser palco desta já iniciada tomada de rumo. Na Europa, dois grandes países são os atores do modelo que busca a redução do uso do carbono: França e Alemanha. Os franceses são conhecidos mundialmente por terem uma vasta matriz nuclear. A Alemanha também e, apesar de seu relevante desempenho em geração nuclear, já iniciou, há algum tempo, uma política de implantação das renováveis, paralelamente a um projeto para por fim na geração nuclear do país até 2022. A opção alemã parece ser mais corajosa, e o que antes era encarado como utopia já demonstra ser possível e praticável. Assim, parece ser a revolução francesa, e não a alemã, a que envereda por um caminho mais cômodo ou fácil.

Pressões ecológicas mundiais, intensificadas após o acidente nuclear da usina de Fukushima, no Japão, levaram vários países a repensar seus programas nucleares, como a França, cujo presidente anunciou, em 2012, que pretende reduzir a matriz nuclear de seu país em 50% até 2025. O mundo, entretanto, não é apenas a Europa. O continente asiático ainda produz muita energia nuclear — em países como Japão, Índia, China e Coreia do Sul. Apesar de ainda ser cedo para imaginar qual panorama energético deve prevalecer, esperamos que seja o alemão.

Entre as energias renováveis, a eólica é a que mais tem crescido no mundo nos últimos anos. O Brasil, dono da maior matriz renovável do mundo, tem a cada ano ampliado mais seu parque gerador eólico. A Figura 3.19 traz um estudo da quantidade de turbinas eólicas em operação no Brasil.

Desde a Revolução Industrial, o consumo global de energia vem aumentando praticamente de modo exponencial. O cenário energético que veio a prevalecer foi o de uma dependência quase exclusiva da combustão de combustíveis fósseis, o que resultou, portanto, em enormes quantidades de emissões de gases poluentes no meio ambiente, provocando sérios problemas ao homem, à fauna e à flora do planeta. Estudos mais recentes indicam o uso do hidrogênio (assim como das renováveis como um todo) como uma alternativa para o problema originado pelo domínio dos sistemas baseados em combustíveis fósseis.



Matriz energética brasileira

Tipo de usina	Capacidade instalada		≈ %
	Nº de usinas	(kW)	
Hidro	1041	84.407.853	64,70
Térmica	1626	35.986.877	27,58
Eólica	86	1.888.538	1,45
Importação (Paraguai - Argentina - Venezuela - Uruguai)	-	8.170.000	7,89
Total	2753	130.453.258	100

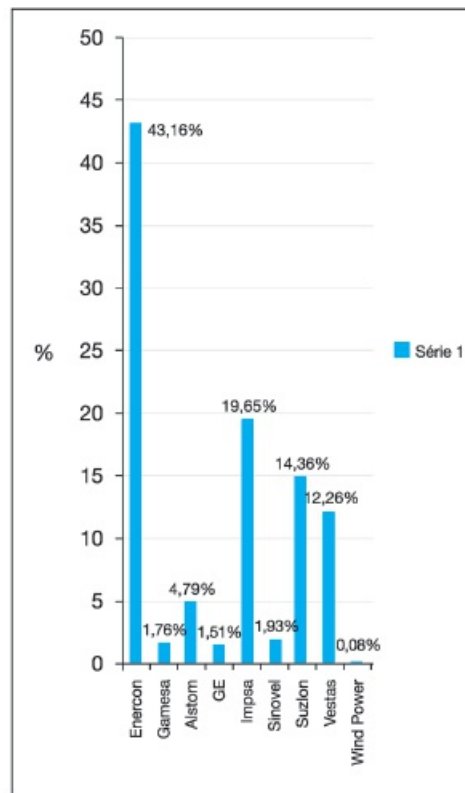
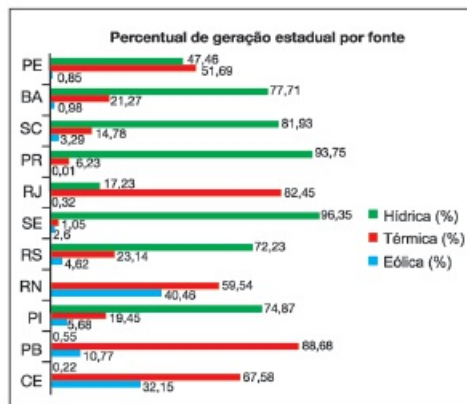


FIGURA 3.19 Quadro dos parques eólicos brasileiros.

Fonte: Elaborada pelo autor a partir de dados da Aneel — ONS — CCEE.

O conceito de desenvolvimento sustentável surgiu em 1980, ganhando maior publicidade em 1987 com o relatório da

comissão de Brundtland (World Commission on Environment and Development). Tal relatório, elaborado pela ONU, considera que o desenvolvimento sustentável deve satisfazer às necessidades da geração presente sem comprometer as necessidades das gerações futuras. Com a ECO 92, evento realizado no Rio de Janeiro em 1992, as ideias sobre sustentabilidade se popularizaram globalmente.

Apesar de China e Estados Unidos, os dois maiores poluidores do planeta, ainda não darem passos mais relevantes em direção à redução das emissões poluentes, a Europa mostrou recentemente uma atitude mais firme: assinou seu próprio acordo climático, comprometendo-se a reduzir em 20% suas emissões até o ano de 2020. O acordo ainda pretende duplicar a utilização de energias renováveis e aumentar a eficiência energética em 20%, também até 2020. A iniciativa da União Europeia parece considerar um provérbio saudita que diz: *Meu pai andava de camelo, eu dirijo um carro. Meu filho se transporta de avião e... meu neto andarà a camelo.*

Filosofamos e chegamos à mãe matemática, que se estendeu a diversas ciências, quando surgiu o engenheiro, o tradutor final, que trouxe o mundo das ideias para o mundo aplicável. Passamos pela Revolução Industrial do século XIX, pagamos o preço por dividir o átomo e alcançamos a Lua no século XX; novamente, por motivos de poder e guerra, chegamos à era da internet e outra revolução estamos vivendo: a digital. A tecnologia tem crescimento exponencial, mas o homem ainda se apresenta pobre e perdido, não humanizado e não diferente do cidadão comum medieval de outrora, alimentado via *Panis et Circences*. Nesta era de inversão de valores e transição de milênio, é bom que, desta vez, a próxima revolução seja interna, no coração humano, e não uma revolução externa. Chegamos a 7 bilhões de habitantes, dos quais 6 bilhões têm celulares, 2,5 bilhões não têm banheiro e pasmem: 1,1 bilhão defecam a céu aberto! Tais números foram anunciados pela ONU, na véspera do Dia Mundial da Água, em 22 de março de 2013. Não é para rir e chorar, é só para chorar mesmo. Se existem seres extraterrestres, devido a essa vergonha planetária, eles não nos visitariam apenas por termos Cristo, Beethoven, Einstein e Da Vinci para lhes mostrar. Mais: mesmo com milhões de pessoas morrendo de fome, ainda desperdiçamos o maior ouro do planeta, a água. Se as mentes que compreendem todo esse cenário, inicialmente os engenheiros e cientistas, continuam a se comportar com total indiferença com relação ao planeta, fechando-se cada vez mais em seus escritórios e “matrizes particulares”, deixando tudo sob responsabilidade de políticos e ativistas isolados, então, isso significa que nossa massa crítica pensante global e local não passa de um grupo de crianças covardes com computadores nas mãos.

¹As primeiras turbinas eram moinhos de vento, com os exemplos mais antigos remontando à Antiguidade Clássica. A invenção da turbina a vapor é tanto atribuída ao engenheiro britânico Charles Parsons (1854-1931), que construiu a primeira turbina de reação, quanto ao engenheiro sueco Gustaf de Laval (1845-1913), responsável pela primeira turbina de impulso. O francês Claude Burdin (1788-1873) foi o primeiro a usar o termo a partir da palavra latina *turbo* (vórtice), em 1828. O engenheiro francês Benoît Fourneyron (1802-1867), estudante de Burdin, construiu a primeira turbina prática para água. O desenvolvimento da turbina de eixo vertical de Fourneyron foi muito importante, levando ao início da era moderna de turbinas hidráulicas, a partir das conhecidas turbinas Francis. Perceba que cerca de meio século se passou desde a descoberta da indução eletromagnética por Michael Faraday (1791-1867), em 1832, até a inauguração, em 1881, da primeira central de produção de energia, em Godalming, na Inglaterra.

²No segundo semestre de 2012, com os níveis dos reservatórios das hidrelétricas brasileiras (principal fonte de geração de energia elétrica do país) abaixo do normal, o ONS (Operador Nacional do Sistema) acionou usinas termelétricas para garantir o suprimento de energia. Os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste indicaram o menor nível de armazenamento dos últimos 10 anos (29,7%), estando o Norte a 42%, o Sul a 33,5%, e o Nordeste a 34,5%. Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) informaram, na ocasião, que a entrada dos cerca de 13 mil MW de termelétricas representava um custo adicional de R\$ 650 milhões/mês ao governo brasileiro. Na prática, muitas térmicas ficam em *stand by*, esperando a ordem de despacho do ONS e recebendo do governo uma receita fixa, somando-se a esta, ainda, o custo do combustível (acima de R\$ 500/MWh) quando essas usinas entram em operação.

³A própria Usina Hidrelétrica Binacional de Itaipu pode ser classificada como uma usina a fio d'água, pois seu reservatório tem um volume pequeno de água, se comparado à vazão do rio. A boa operabilidade de Itaipu também se dá devido ao fato de ser uma hidrelétrica a jusante (rio abaixo). A hidrelétrica de Belo Monte, atualmente em construção no rio Xingu, próxima a Altamira (PA), também é considerada como a fio d'água. Aqui, cabe dizer que a transformação de Belo Monte em usina a fio d'água colaborou para liberar o processo embargado pelo STF desde 2002. Outros exemplos de usinas a fio d'água são as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, também em construção, no Rio Madeira, região Norte do Brasil.

⁴Para fins de geração de energia elétrica ou outros, como a irrigação, por exemplo, por meio da Lei n.º 12.334, de 20 de setembro de 2010, com a Agência Nacional de Águas (ANA) assumindo as atribuições de organizar, implantar e gerir o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB) e, ainda, de fiscalizar a segurança das barragens existentes em cursos d'água no domínio da União. A lei nasceu devido ao crescente número de acidentes ocorridos em barragens ao longo das últimas décadas no Brasil.

⁵O nome Pelton deriva de seu inventor, o norte-americano Lester Allan Pelton (1829-1908), que desenvolveu tal turbina na década de 1870.

⁶O nome Francis deriva do nome de James Bicheno Francis (1815-1892), engenheiro norte-americano que, em 1849, aperfeiçoou a turbina hidráulica criada pelo matemático e engenheiro francês Jean-Victor Poncelet (1788-1867).

⁷O nome Kaplan deriva do nome de Viktor Kaplan (1876-1934), engenheiro civil austríaco que inventou tal turbina, obtendo sua patente em 1913.

⁸No Brasil, as PCH foram, inicialmente, definidas pela Portaria DNAEE n.º 109, de 24 de novembro de 1982, prevendo as seguintes características: (i) potência total instalada de até 10 MW; (ii) operação a fio d'água ou de regularização diária; (iii) barragens e vertedouros com altura máxima de 10 m; (iv) sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto e/ou tubulações; (v) estruturas hidráulicas com uma vazão máxima turbinável de 20 m³/s; (vi) uso de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW. Em 1987, a Portaria DNAEE n.º 136 resumiu o conceito das PCH: a potência seria inferior a 10 MW, e as unidades geradoras seriam de, no máximo, 5 MW. Com a chegada da Aneel, em 1996, e sua Resolução n.º 394 de 1998, novamente houve uma mudança na definição das PCH, que passaram a ter três características: (i) potência igual ou superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW; (ii) área total de reservatório igual ou inferior a 3 km²; e (iii) cota d'água associada à vazão de cheia, com tempo de recorrência de 100 anos. Em 2003, por meio da Resolução n.º 652, a Aneel alterou a área do reservatório, determinando que, caso sejam excedidos os 3 km², ainda haverá uma PCH quando uma das duas exigências for atendida: (i) a área da inequação $A \leq (14,3 \times P)/H$ não deve exceder 13 km² (sendo A a área do reservatório em km², P a potência elétrica instalada em MW, e H a altura da queda bruta do aproveitamento hídrico em m); ou (ii) a existência de um reservatório cujo dimensionamento, comprovadamente, seja baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

⁹A Comissão Mundial de Barragens, analisando dados de 2003, estima que o número de pessoas deslocadas compulsoriamente devido à construção de barragens seja de 40 a 80 milhões. O Movimento dos Atingidos por Barragens, principal movimento brasileiro de resistência à construção de barragens, estima que 1 milhão de pessoas já foram deslocadas em 130 anos de construção de barragens no Brasil, com mais de 34 mil km² de hectares de terras sendo cobertos pelos reservatórios.

¹⁰Concluída em 20 de maio de 2006, a hidrelétrica de Três Gargantas, na China, é a maior do mundo em capacidade instalada. A usina apresenta uma capacidade de geração de 22.500 MW por meio de 32 turbogeradores de 700 MW, superando os 14 GW de Itaipu. Na verdade, a usina é composta por 34 turbinas do tipo Francis, sendo 32 delas com capacidade de geração de 700 MW/20 kV/50 Hz, e as duas restantes, com 50 MW, usadas para alimentação da própria infraestrutura da usina. Construída no maior rio chinês, o Yangtzé, a barragem de concreto tem 2.309 m de comprimento, 101 m de altura, 115 m na base e 40 m no topo. As turbinas trabalham a uma altura de 80,6 m, mas também podem operar a uma altura máxima de 113 m e mínima de 71 m. Três Gargantas recebeu investimentos em torno de US\$ 22,5 bilhões e é considerada o maior projeto de controle de água do mundo. Para o planejamento e execução, foram contratadas aproximadamente 26 mil pessoas, incluindo até profissionais brasileiros, devido à experiência do Brasil na área de hidrelétricas. A polêmica que há em dizer que Itaipu é, ainda, a maior hidrelétrica do mundo vem do seguinte fato: a vazão do rio Yangtzé é bem instável, e não há dados disponíveis sobre a geração horária ou anual. Em Itaipu, o bom fluxo do rio Paraná garante uma geração instantânea de 12.032 MW. Além do mais, Itaipu detém o recorde de maior produção de energia da história, fechando 2012 com 98.287.128 MWh, inclusive quebrando o seu próprio recorde de 2008, com a geração de 94.684.781 MWh. Apesar de Três Gargantas ter uma maior estrutura de geração, sabe-se, na prática, que Itaipu alcança uma maior produção, sendo considerada, por isso, a maior usina do mundo em geração de energia. Só em 2012, no dia da independência dos Estados Unidos, 4 de julho, foi que a hidrelétrica de Três Gargantas começou a operar em pleno rendimento, com a entrada em serviço de sua última turbina, a de número 32.



4

A Transmissão de Energia Elétrica

4.1 Introdução

A linha de transmissão é um dos principais componentes de um sistema elétrico de potência. Sua função primária é transportar a energia elétrica, com o mínimo de perdas, do centro de geração aos centros de cargas, geralmente separados por distâncias elevadas. Uma linha de transmissão é formada, basicamente, por condutores, torres, cabos para-raios e isoladores (ver Figura 4.1). O circuito de uma linha pode ser simples, duplo ou múltiplo. Ela pode ser descrita matematicamente em termos de ondas eletromagnéticas transversais, sendo ideal aquela linha cuja resistência é nula, em que não há perdas por efeito joule (térmico).

Quando uma linha é energizada, cargas elétricas originam campos elétricos, e o movimento delas dá origem a campos magnéticos que se propagam do gerador ao receptor — a uma velocidade v , que é dada por:

$$v = l/T \quad (4.1)$$

em que l é o comprimento da linha (km), e T (s) é o tempo decorrido até que a tensão no receptor alcance o valor da fonte de geração. Em uma linha com corrente elétrica I , se não mudarmos o valor da tensão V de geração, podemos definir a impedância em sua entrada por:

$$Z = V/I \quad (4.2)$$



FIGURA 4.1 Detalhe de duas linhas de transmissão de energia elétrica.

Fonte: Peter Kaminski (2007, Creative Commons) / Ingy The Windy (2009, Creative Commons).

4.2 Classificação das Linhas de Transmissão

A evolução histórica dos sistemas de energia elétrica (tanto de forma regional quanto nacional) não permitiu uma padronização das tensões. Atualmente, o IEC (International Electrotechnical Commission) recomenda (para tensão nominal/tensão máxima) os valores de: 330 a 345/362 kV; 380 a 400/420 kV; 500/525 kV; 700 a 750/765 kV.

Os níveis das tensões padronizadas¹ no Brasil são:

- (a) Transmissão: 750, 500, 230, 138 e 69 kV;
- (b) Subtransmissão: 138, 69 e 34,5 kV.

Há as chamadas linhas de ultra-alta-tensão, de valores acima de 765 kV, mas que ainda não estão presentes no Brasil. As linhas de transmissão são classificadas em:

- (a) Linhas de transmissão longas: comprimento > 249 km;

- (b) Linhas de transmissão médias: $80 < \text{comprimento} < 249$ km;
- (c) Linhas de transmissão curtas: comprimento < 80 km.

No Brasil, a Resolução da Aneel nº 456/2000 estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, definindo seis subgrupos:

- (a) Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- (b) Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- (c) Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- (d) Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- (e) Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- (f) Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendida a partir de um sistema subterrâneo de distribuição e faturada neste grupo em caráter opcional.

Os subgrupos A1 e A2 são a rede básica (ou SIN – Sistema Interligado Nacional), já que esta é definida pela Aneel como instalações de transmissão de energia elétrica que integram o SIN, de propriedade das concessionárias de serviço público de transmissão.

No Brasil, temos 77 concessionárias dos serviços públicos de transmissão, que administram mais de 100 mil km de linhas. As instalações de redes com tensões abaixo de 230 kV, denominadas como *demais instalações da transmissão* (DIT), também são operadas pelas empresas transmissoras.

A estrutura de transmissão de energia elétrica é basicamente formada por tecnologia FACTS (*flexible ac transmission systems*) e HVDC (*high voltage direct current*). Hoje, temos cargas cada vez mais distantes (de centenas a milhares de km) e potências cada vez maiores (na faixa dos gigawatts).

Sistemas de subtransmissão são usados para transmitir potência a grandes consumidores. Os valores de tensão para conceituar uma subtransmissão geralmente variam de região para região; um mesmo valor pode, muitas vezes, ser considerado subtransmissão em um local e transmissão em outro. No Brasil, de modo geral, as linhas de 69 kV são consideradas de subtransmissão. Uma linha de transmissão pode ser subterrânea, o que frequentemente leva a um custo de três a dez vezes maior do que o da linha aérea tradicional. A opção pela subterrânea se dá, normalmente, em áreas urbanas. Os cabos são feitos de materiais a base de polietileno, podendo comportar tensões de transmissão da ordem de 400 kV.

4.3 As Linhas de Transmissão no Brasil

O Brasil tem um território de mais de 8,5 milhões de km² — são dimensões continentais, do porte da Europa. Com uma área tão extensa e uma população superior a 190 milhões de habitantes, é fácil prever que o fornecimento-transmissão de energia não será uma tarefa trivial. No Brasil, ainda temos o assunto não resolvido da geração e transmissão de grandes blocos de energia para a região amazônica. Com aproximadamente 102 mil km de linhas, o Brasil tem um dos maiores sistemas de transmissão de energia elétrica do planeta. Em 2010, tínhamos 44,5% de linhas em 230 kV e 34,5% em linhas de 500 kV. Dos 142,2 mil km estimados para 2020 pelo Plano Decenal de Expansão de Energia da EPE, prevê-se que 39% são de linhas de 500 kV e 38% de linhas de 230 kV.

O mapa da Figura 4.2 mostra brevemente o Sistema Interligado Nacional (SIN), com as linhas de transmissão no Brasil.

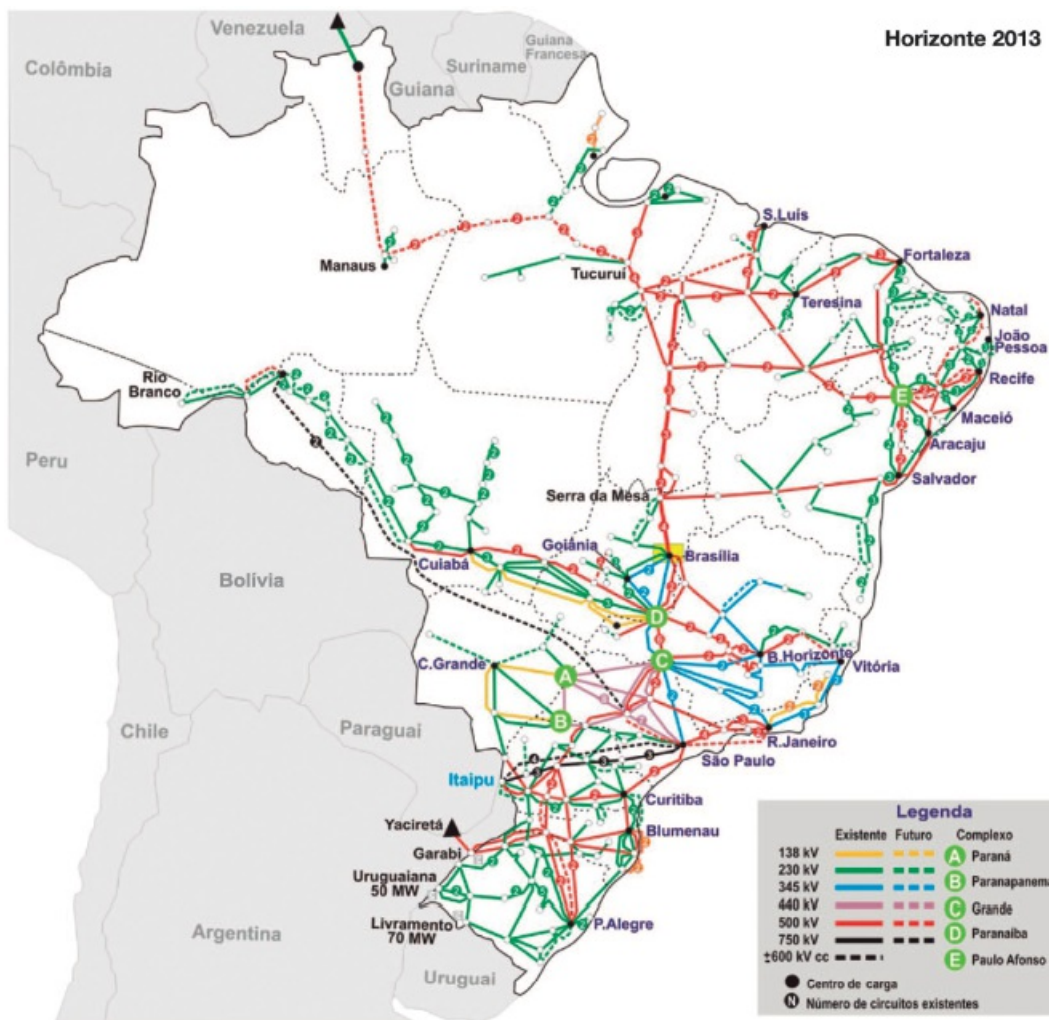


FIGURA 4.2 Sistema de transmissão do SIN em 2013.

Fonte: ONS.

Em termos energéticos, o Brasil é predominantemente hídrico. Esta fonte renovável e de relativo baixo custo é praticamente inexplorada na região amazônica, que se encontra distante dos grandes centros de consumo do Sul e do Sudeste, por exemplo. Temos cerca de 2.500 km para o Sudeste e 2000 km para o Nordeste, distâncias que representam um desafio de gerência e implantação do sistema. Implantar tal complexo de transmissão, diante da crescente demanda energética no país e sem maiores danos ambientais, a baixos custos e com confiabilidade técnica, é o desafio maior.

As linhas de transmissão do Brasil, em sua maioria, têm amplas extensões, porque as grandes hidrelétricas geralmente estão instaladas a distâncias relevantes dos centros consumidores. O país é quase totalmente interligado, com apenas seis estados (Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte do Pará) ainda não fazendo parte do sistema integrado. Neles, o abastecimento é feito por pequenas termelétricas ou por hidrelétricas próximas às suas capitais.

A estrutura interligada do sistema permite que as diferentes regiões troquem energia entre si, fato que pode ocorrer quando uma hidrelétrica apresenta queda no nível de seu reservatório.

4.4 Histórico da Transmissão em CA (Estado da Arte)

O primeiro uso prático das linhas de transmissão foi relacionado ao contexto do telégrafo. Por volta de 1837, já havia um sistema comercial de telégrafo cobrindo distâncias de até 20 km. Em 1912, entrou em operação a primeira linha de transmissão de 11 kV, e, em 1923, a primeira de 220 kV. Nos Estados Unidos, em 1953, entrou em operação a primeira linha de 345 kV, pela American Electric Power. A partir de 1967, na Rússia e também nos Estados Unidos e Canadá, foram construídas linhas de 765 kV.

A Tabela 4.1 e a Figura 4.3 mostram dados da evolução mundial dos sistemas de transmissão em CA.

TABELA 4.1 Acontecimentos relevantes na evolução dos sistemas de linhas de transmissão em CA

1952	Início da instalação do sistema de 345 kV da norte-americana American Electric Power (AEP). Um sistema de 380 kV estava sendo construído na Suécia neste mesmo período.
1957	Implantação de uma linha de 420 kV na Rússia.

1959	Implantação de uma linha de 525 kV na Rússia.
1965	Desenvolvimento do primeiro sistema de 735 kV pela canadense Hydro-Québec.
1967	Implantação de uma linha de 787 kV na Rússia.
1969	Instalação da linha de transmissão de 765 kV pela norte-americana AEP nos EUA.
1973	Início da transmissão em 500 kV pela empresa japonesa Tokyo Electric Power Company (Tepco).
1981	Comissionamento de linhas de 500 kV na China.
1985	Implantação de uma linha de 1200 kV na Rússia.
1988-1989	Início da construção do circuito duplo de 1100 kV pela Tepco.
1992-1993	Finalização da primeira etapa da construção do circuito duplo de 1100 kV pela Tepco, composta por dois trechos (190 km).
1999	Finalização da segunda etapa da construção do circuito duplo de 1100 kV pela Tepco, composta por dois trechos (de 240 km cada).
2008	Linha de 1100 kV entra em operação na China.
2010	Início da operação do circuito duplo de 1100 kV pela Tepco (operava em 500 kV até 2010) no Japão.
2012-2013	Linha com capacidade de 1200 kV planejada para entrar em operação na Índia.

Fonte: Cigré, 2008.

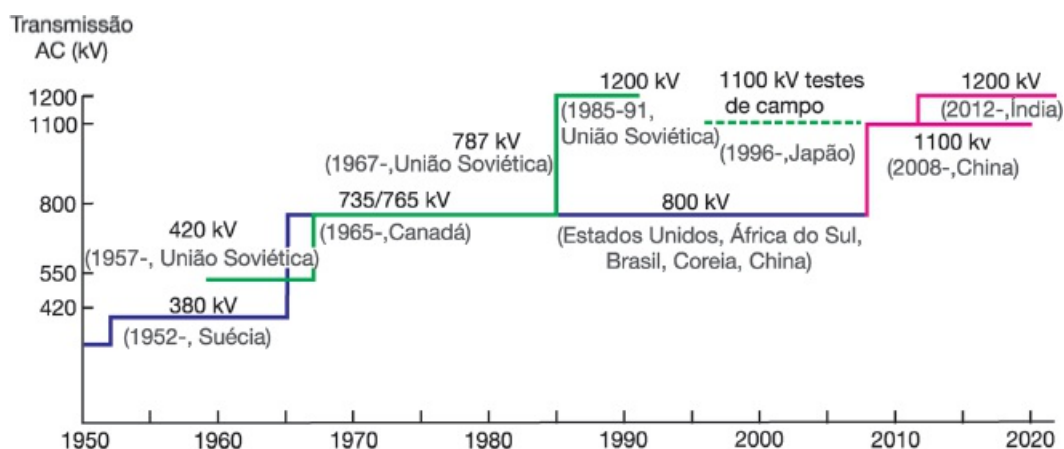


FIGURA 4.3 Evolução dos sistemas de transmissão em CA.

Fonte: Cigré, 2008.

O pioneirismo em sistemas de transmissão em CA de até 800 kV é do Canadá (1965). Esses sistemas espalharam-se, desde então, pelos Estados Unidos, África do Sul, Brasil, Coreia e China.

Diversas pesquisas sobre linhas de 1100 kV foram feitas no início da década de 1970 pela italiana Enel em conjunto com a Tepco e com o Centro de Pesquisa CESI. O Brasil implantou linhas de transmissão de 345, 440, 500 e 750 kV, respectivamente, nos anos de 1963, 1971, 1971 (novamente) e 1982. No caso da transmissão em CC, já se encontra em operação uma linha de 800 kV na China.

4.5 Comparações entre a Transmissão em CA e a Transmissão em CC

A potência elétrica pode ser transmitida por dois meios: CC ou CA (corrente contínua e corrente alternada, respectivamente). Cada sistema tem suas vantagens e desvantagens.

- 1. Transmissão em CC:** caracterizada por não ter fases, ela tem um polo negativo e outro positivo. A frequência em uma linha de transmissão CC é zero, portanto não há com que se preocupar em relação às variações de frequência entre os sistemas interconectados. A transmissão CC voltou à cena a partir da década de 1960, embora haja praticamente um predomínio de CA nas transmissões trifásicas de energia elétrica. *Links* de alta-tensão são usados para transmitir elevada quantidade de energia ao longo de grandes distâncias. Neste caso, conversores e inversores são usados para fazer a conversão CA-CC e CC-CA, respectivamente. No Brasil, temos um bom exemplo de um *link* CC: uma das linhas de transmissão que parte da Hidrelétrica Binacional de Itaipu com destino a Ibiúna (SP). Na Índia, há uma linha de transmissão de 500 kV, com 814 km entre Rihand e Deli.

Seguem algumas vantagens:

- (a) Não há indutância ou capacitância;

- (b) Não há efeito pelicular, portanto toda a área da seção circular do condutor é usada;
- (c) Não há perdas dielétricas, particularmente no caso dos cabos.

Seguem algumas desvantagens:

- (a) A energia elétrica não pode ser gerada em altos valores de tensão, devido a problemas de conversão;
- (b) A tensão não pode ser elevada para transmissão de potência em altas-tensões;
- (c) Os disjuntores e interruptores têm suas próprias limitações.

2. **Transmissão em CA:** opção que predominou em praticamente todos os sistemas, incluindo a geração e a distribuição de energia elétrica.

Seguem algumas vantagens:

- (a) A potência pode ser gerada em altas-tensões;
- (b) A manutenção das subestações é mais fácil e mais barata;
- (c) A tensão pode ser elevada ou abaixada por transformadores com alguma facilidade e eficiência, o que permite transportar energia em altas-tensões e distribuí-la em níveis seguros.

Seguem algumas desvantagens:

- (a) Necessita de mais cobre do que a opção em CC;
- (b) A construção da linha de transmissão é mais complicada do que a da linha em CC;
- (c) Devido ao efeito pelicular, a resistência efetiva da linha se torna maior;
- (d) A linha tem capacitância, havendo, portanto, uma perda contínua de potência devido à corrente de carga (mesmo quando a linha estiver aberta).

4.6 Escolha da Tensão de Transmissão

Diversos fatores influenciam na escolha da tensão de transmissão. Obviamente, a tensão que apresentar o melhor custo-benefício será, em tese, a empregada. É importante considerar as tensões já instaladas nos sistemas vizinhos, atentando para os problemas inerentes à interconexão de linhas com tensões distintas.

Aqui, veremos dois critérios usados nesta escolha: (a) critério de Still; e (b) critério da potência natural.

- (a) O critério de Alfred Still, dado pela Equação 4.3, apresenta resultados satisfatórios para linhas de transmissão com dimensões superiores a 30 km.

$$V \cong 5,5\sqrt{0,62l + P/100} \quad (4.3)$$

em que V (kV) é a tensão entre fases, l (km) é o comprimento da linha de transmissão, e P (kW) é a potência média que se deseja transmitir.

- (b) O critério da potência natural é mais usado no caso de linhas de transmissão de alto comprimento, em que, para cada tensão, há um valor ótimo de energia que é transmitido (e vice-versa), podendo não ser aquele no qual as perdas seriam mínimas. De acordo com esse critério, a potência a ser transmitida P (MW) é indicada pela tensão V (kV), que varia com Z , a impedância natural da linha:

$$V = \sqrt{P \cdot Z} \quad (4.4)$$

A impedância (Z) não depende do comprimento da linha de transmissão, apenas da configuração dos condutores.

4.7 Escolha Econômica da Tensão de Transmissão

Inicialmente, é necessário ter alguns dados para que se possa fazer uma escolha econômica da tensão de transmissão. Três deles são básicos: tensão de geração, potência a ser transmitida e comprimento da linha de transmissão. Uma linha em CC, por exemplo, pode ter vantagens econômicas em relação a uma CA. O custo total para construir e operar uma linha em CC, incluindo as estações de conversão, pode ser menor do que o equivalente com uma linha em CA. A tendência atual é seguir certas fórmulas empíricas para encontrar a tensão de transmissão mais economicamente viável. Dessa maneira, nos Estados

Unidos, a tensão econômica de transmissão para uma linha trifásica é geralmente dada por:

$$V = 5,5\sqrt{0,62l + 3P/150} \quad (4.5)$$

em que V é a tensão da linha (kV), P é a potência máxima por fase a ser entregue, e l é o comprimento da linha de transmissão (km). Se a potência a ser transmitida for alta, uma maior gama de unidades de transformação e geração, portanto, serão empregadas.

4.8 Os Sistemas CC de Transmissão

4.8.1 A transmissão HVDC

Seguem abaixo algumas vantagens do sistema HVDC (*High-Voltage Direct Current*):

- (a) São econômicos para transmitir grande quantidade de energia a longas distâncias, já que o custo com condutores é reduzido, uma vez que o sistema necessita apenas de dois condutores (ou, até mesmo, de um, se o terra for usado como retorno). Desse modo, conseqüentemente, o custo das torres de sustentação é também reduzido;
- (b) Não há problemas de instabilidade na linha;
- (c) Uma maior transmissão de potência por condutor é possível com o sistema DC;
- (d) As perdas por efeito corona são baixas, e a radiointerferência é menor;
- (e) Há fácil reversibilidade e controlabilidade do fluxo de potência;
- (f) A estabilidade transitória do fluxo de potência pode ser melhorada ao se fazer uma conexão paralela de linhas HVAC (*high-voltage alternating current*) e HVDC;
- (g) Ao acontecer uma falta, o controle da rede do conversor diminui significativamente a corrente dela;
- (h) Estações intermediárias não são necessárias.

Seguem abaixo algumas desvantagens do sistema HVDC:

- (a) Uma considerável quantidade de potência reativa é necessária nas estações conversoras;
- (b) A manutenção dos isoladores precisa ser mais frequente;
- (c) Há perdas adicionais nos transformadores conversores. As perdas são contínuas. O sistema de refrigeração tem de ser eficiente para dissipar o calor;
- (d) As estações conversoras são compostas por *tiristores* de alta potência, uma tecnologia relativamente cara se comparada aos sistemas de corrente alternada;
- (e) Introdução de harmônicos. Os conversores geram quantidade considerável de harmônicos em ambos os lados, CA e CC. Alguns são filtrados, mas outros permanecem no sistema, podendo interferir no sistema de comunicação.

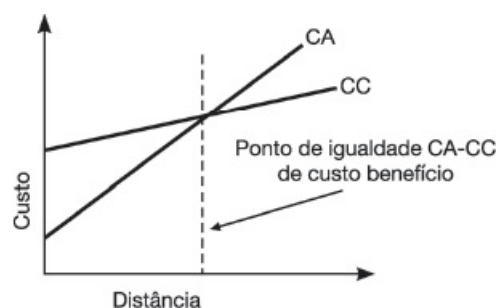


FIGURA 4.4 Comparação dos custos das linhas de transmissão CA e CC.

A Figura 4.4 mostra os custos comparativos das linhas de transmissão CA e CC com a distância. A curva de custo da transmissão CC intercepta a curva da transmissão CA a uma distância aproximada de 600 a 800 km.

Atualmente, há linhas em CC de até 800 kV em operação no mundo, como a inaugurada entre 2009 (primeiro polo) e 2010 (segundo polo) na China, entre Yunnan e Guangdong, com 1418 km e 5 GW de capacidade de transmissão a partir das hidrelétricas em Yunnan. Esta construção chinesa é considerada o primeiro *link* HVDC de 800 kV do mundo. Em maio de 2012, a China começou os trabalhos para a edificação da maior linha de transmissão do planeta, com 2210 km e 800 kV em CC. A China ainda tem mais 12 projetos de linhas em CC de 800 kV para serem inauguradas até 2025. A Índia está, atualmente, construindo uma linha de 800 kV e 1.825 km para transportar 6 GW a partir de hidrelétricas da bacia do Rio

Bramaputra até Agra, no sul do país. Há estudos de projetos em 800 kV em CC no Brasil e na África.

Com 2071 km, 6400 MW e ± 800 kV, a linha entre a barragem de Xiangjiaba e Xangai, na China, é considerada o mais longo *link* HVDC em operação no planeta (2012). Com a inauguração (prevista para 2013) do *link* HVDC de 2.420 km entre as usinas do rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), conectando Porto Velho (RO) à subestação coletora de Araraquara (SP), o Brasil terá a maior linha em CC (em extensão) do mundo.²

4.9 O Efeito Corona

O efeito corona é uma descarga elétrica gerada pela ionização do ar nos arredores do condutor, após exceder determinado limite e em condições insuficientes para gerar um arco voltaico. A alta voltagem das linhas de transmissão produz uma descarga (corona) que gera ondas eletromagnéticas. A corona pode se manifestar por meio de um ruído audível, que ocorre em função dos máximos gradientes de potencial na superfície dos condutores. O rápido aumento das transmissões de rádio e TV levaram à ocorrência de problemas ligados à interferência eletromagnética. Essas ondas alteram a recepção do rádio e da TV, o que, inclusive, já resultou em protestos públicos e na oposição à construção de linhas próximas às cidades. A descarga corona gera pulsos de corrente de curta duração (alguns microssegundos), podendo a faixa de frequência de repetição estar na dos mega-hertz. Os condutores sob efeito corona produzem ozônio em seus arredores. Também pode surgir corona em outros componentes das linhas, como nas ferragens e nos isoladores, mas a intensidade dos ruídos gerados é bem inferior à dos provenientes dos condutores. Vale dizer que ferragens defeituosas e pinos mal ajustados podem gerar pulsos eletromagnéticos que interferem na faixa de frequência modulada (FM).

Para evitar o indesejável efeito corona, o campo elétrico superficial do condutor deve ser menor do que o campo elétrico crítico da corona (E) — sendo este dado em $\text{kV}_{\text{pico}}/\text{cm}$, por meio da fórmula de Peek:

$$E = 30 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{\delta r}} \right) \quad (4.6)$$

em que m é o fator de rugosidade do condutor (adimensional), δ é a densidade relativa do ar ($1,2928 \text{ kg/m}^3$ a 0°C e ao nível do mar, ou seja, 1 atm), e r é o raio do condutor (cm). Para um condutor perfeitamente cilíndrico, temos que $m = 1$ (de modo geral, adota-se $0,75 \leq m \leq 0,85$ para uma representação mais realista, no caso de uma linha de transmissão).

Economicamente, não é possível ainda se projetar uma linha de transmissão aérea com tensões acima de 100 kV que não gere radiointerferência. Existem, por outro lado, critérios de atenção que resultam em níveis aceitáveis de perturbação para essas linhas.

As ondas de sobretensões propagadas ao longo da linha de transmissão são afetadas pelo efeito corona, fruto de descargas atmosféricas, devendo-se ter, portanto, uma atenção especial ao estudo da proteção do sistema.

O efeito corona é acompanhado por quatro características: ruído sonoro, produção de ozônio, perda de energia e interferência. A formação da corona se dá em virtude de sempre haver alguma ionização do ar por causa dos raios cósmicos, da radiação ultravioleta e da radioatividade. Assim, em condições normais, o ar ao redor de um condutor sempre contém partículas ionizadas e moléculas neutras. A descarga elétrica no ar é geralmente iniciada por um campo elétrico que acelera os elétrons livres já presentes. Essas descargas acontecem durante ambos os ciclos (positivo e negativo) da tensão de operação da linha, porém aquelas que acontecem durante os ciclos positivos são as que irradiam ruídos capazes de interferir na frequência de recepção das transmissões em AM (amplitude modulada) — especialmente, nas faixas de ondas médias.

Em uma linha de transmissão, as descargas corona podem acontecer quando a diferença de potencial entre uma das fases e o solo ultrapassa determinado valor crítico de ruptura. O valor desta tensão de ruptura depende de uma gama de fatores, como a pressão atmosférica, a quantidade de vapor d'água no ar e o tipo de tensão em questão (CA ou CC).

Proveniente do campo elétrico da linha de transmissão, a energia liberada pela corona representa uma perda — estas perdas levam a consequências econômicas e são assunto de pesquisa já há mais de 50 anos. Só mais recentemente é que as pesquisas relacionadas a elas avançaram significativamente. As perdas que acontecem nas linhas de transmissão estão relacionadas, principalmente, com as condições meteorológicas do local, mas também com a geometria dos condutores, com as tensões de operação e com os gradientes de potencial nas superfícies desses condutores. As perdas por efeito corona em linhas com tensões extraelevadas podem variar de alguns kW/km até algumas centenas de kW/km, sob condições climáticas adversas. Perdas medianas são verificadas apenas como parte das perdas por efeito térmico (joule), mas há as que podem ter influência relevante na demanda do sistema. Em condições de chuva, as perdas dependem não apenas do índice de precipitação, mas também da quantidade de gotas d'água que conseguem aderir à superfície dos condutores. Essa quantidade é maior nos condutores novos do que nos usados, já que as gotas d'água conseguem aderir mais facilmente a eles.

O efeito corona é afetado pelo estado físico da atmosfera, assim como pelas condições climáticas, podendo, então, acontecer durante os surtos de sobretensões, durante a ocorrência de descargas atmosféricas ou de operações de manobras e chaveamentos. O efeito indesejável da corona também pode ocorrer em transformadores, motores elétricos, capacitores e geradores, prejudicando o isolamento interno destes dispositivos e levando-os a falhas.

Sistemas de alta-tensão geram campos eletromagnéticos de baixa frequência (60 Hz) e de alta (na faixa dos MHz), devido, principalmente, ao efeito corona presente nos cabos e equipamentos das linhas de transmissão. Na prática, isso resulta em problemas de dois tipos: segurança pessoal e interferência em equipamentos eletrônicos (estações de rádio e celulares, por exemplo).

O ruído da linha de transmissão pode ser transmitido por três meios: condução, indução ou radiação. Na indução, por exemplo, a interferência se dá quando a linha de transmissão está suficientemente próxima do receptor ou mesmo de outra linha de transmissão. A condução e a indução são, geralmente, responsáveis pelas interferências de baixa frequência, já que a intensidade da corrente elétrica conduzida rapidamente diminui com a frequência.

Há dois tipos de ruídos de linhas de transmissão: o intervalo de centelha em isoladores e a descarga de corona. Os ruídos causados por falhas em isoladores são os responsáveis pela maioria das interferências de linhas de transmissão. O centelhamento (faísca) acontece quando uma diferença de potencial é gerada entre dois condutores, o que ioniza o ar, diminuindo sua resistência. Deste modo, a corrente flui por meio do ar ionizado, cuja resistência varia e provoca alterações na corrente que podem ser induzidas e propagadas nas linhas de transmissão. As ondas resultantes contêm energia harmônica suficientemente forte, podendo causar interferência até mesmo na região do VHF (*very high frequency* – frequência muito alta). Diferente do efeito corona, o ruído de centelhamento está, em geral, relacionado às boas condições climáticas, podendo, inclusive, desaparecer durante a chuva, já que a precipitação causa um curto-circuito nos intervalos entre os isoladores e nas peças usadas na estrutura de sustentação dos cabos que estão alocados no poste. O ruído de centelhamento e o de corona se apresentam com um zumbido sonoro.

Na década de 1960, o campo elétrico ao redor de uma linha de alta-tensão se tornou assunto de preocupações públicas, o mesmo ocorrendo na década seguinte com relação ao campo magnético de uma linha de transmissão. Na época, vários artigos de jornais comentavam sobre os efeitos nocivos à saúde causados pelos campos magnéticos, o que levou a intensas pesquisas sobre o assunto por todo o mundo. A preocupação principal era a de que a exposição aos campos magnéticos causaria câncer — na maioria das vezes, leucemia. O governo dos Estados Unidos relatou que não havia nenhuma evidência de que um campo magnético moderado de 60 Hz causaria câncer. No entanto, essa opinião não foi compartilhada por todos. O primeiro estudo que liga a ocorrência de leucemia na infância aos campos magnéticos gerados por correntes elétricas foi publicado em 1979 por Wertheimer e Leeper. Trata-se de um estudo estatístico em que a configuração do enrolamento elétrico perto da casa da vítima foi relacionada ao câncer, encontrando-se uma correlação entre a ocorrência da doença e as linhas de energia de alta corrente. Esse estudo foi rejeitado por causa de algumas inconsistências, voltando a ser analisado novamente em 1988 por Savitz e outros.

A corrente elétrica em um condutor cilíndrico gera um campo magnético ao redor deste, com linhas em formato de círculos concêntricos. Em cada ponto ao redor do condutor, a força-intensidade do campo magnético é descrita por um vetor de campo, que é perpendicular ao raio do centro do condutor. Tal vetor, simbolizado por H , tem os componentes horizontal e vertical, e sua intensidade é calculada a partir da Lei de Ampère:

$$H = \frac{I}{2\pi r} = \frac{I}{2\pi\sqrt{(x_i - X)^2 + (y_i - Y)^2}} \quad (4.7)$$

em que H é a intensidade de campo magnético (em A/m), I é a intensidade de corrente elétrica do condutor (em A), r é a distância do condutor, X e Y são as coordenadas do ponto de observação, e x_i e y_i são as coordenadas do condutor.

4.10 Os Parâmetros de uma Linha de Transmissão

O primeiro passo a ser dado na análise de uma linha de transmissão (antes do quase exclusivo delírio matemático que alguns acadêmicos apenas mostram nesta área) é saber que esta é caracterizada pelo fato de seus parâmetros serem distribuídos ao longo de seu comprimento. Deste modo, as tensões e correntes envolvidas na linha se comportarão como ondas, encontrando soluções matemáticas nas chamadas equações diferenciais, que podem ser resolvidas em duas “frentes”: no domínio do tempo ou no domínio da frequência. De modo geral, a solução no domínio da frequência se torna mais acessível do que no domínio do tempo.

Um condutor elétrico de uma linha de transmissão tem quatro parâmetros elétricos, que são combinações de resistência,

indutância, capacitância e condutância (os dois primeiros em série, e os dois últimos em combinação *shunt*), simbolizados respectivamente por R , L , C e G . Tais parâmetros são uniformemente distribuídos ao longo do comprimento da linha, não sendo possível uma representação independente destas grandezas em qualquer ponto dela. Diz-se também que tais parâmetros não são caracterizáveis discretamente. Optou-se, então, por expressá-los em função do comprimento da linha. R , L e C dependem do material usado e das dimensões físicas do condutor.

A indutância e a capacitância são produzidas pela presença de campos magnéticos e elétricos em torno dos condutores, dependendo de sua disposição geométrica. A indutância está presente exclusivamente nas linhas de transmissão em CA, e a capacitância se torna mais relevante em linhas superiores a 80 km e com tensões a partir de 34,5 kV (aproximadamente). A condutância ocorre devido a correntes de fuga que fluem por meio dos isoladores e do ar. Como a corrente de fuga é consideravelmente pequena (se comparada à corrente nominal), ela acaba sendo esquecida, fazendo, então, com que a condutância seja normalmente desconsiderada para o modelamento de uma linha de transmissão.

A disposição dos parâmetros que representam uma linha de transmissão depende do comprimento desta, sendo mostrados na forma de um circuito elétrico. A análise é feita para três situações: para uma linha de transmissão curta, para uma média e para uma longa.

- (a) **Linha de transmissão curta:** se a linha tiver menos de 80 km, dizemos que se trata de uma linha curta. Nesse caso, o efeito do capacitor *shunt* pode ser desprezado, sendo consideradas apenas a resistência e a reatância indutiva (parâmetros série). Assumindo as condições de equilíbrio, a linha pode ser representada por um circuito equivalente monofásico, com uma resistência R e uma reatância indutiva X_L em série, como mostrado na Figura 4.5.

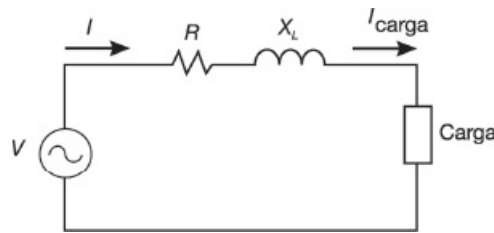


FIGURA 4.5 Circuito equivalente de uma linha de transmissão curta.

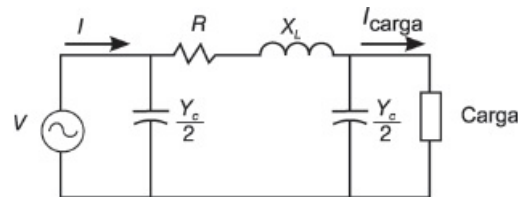


FIGURA 4.6 Circuito equivalente de uma linha de transmissão média. Em ambos os casos, linhas curta e média, são usados modelos aproximados de parâmetros discretos.

- (b) **Linha de transmissão média:** se a linha tiver entre 80 km e 240 km, dizemos que se trata de uma linha média. Nesse caso, o efeito do capacitor *shunt* (Y_c) é dividido em duas partes iguais, dispostas no início e no fim da linha. Esta é representada também por um circuito equivalente monofásico, sendo chamada de configuração π , devido ao formato semelhante ao desta letra grega, como mostrado na Figura 4.6.
- (c) **Linha de transmissão longa:** se uma linha for maior do que 240 km, então, os parâmetros têm de ser considerados uniformemente distribuídos ao longo da linha. A impedância e a capacitância *shunt* são determinadas por meio da solução de equações diferenciais, em que a tensão e a corrente são descritas em função da distância e do tempo. A Figura 4.7 mostra o circuito equivalente de uma linha de transmissão longa.

Na Figura 4.7, temos: $Z = zl$ (impedância em série equivalente – Ω); $Y = yl$ (admitância *shunt* equivalente total – S); z (impedância em série por unidade de comprimento – Ω/m); y (admitância *shunt* por unidade de comprimento $2 S/m$); e $\Gamma = \sqrt{ZY}$ (constante de propagação).

É importante que se diga que tais faixas classificadoras dos comprimentos das linhas não representam um consenso na literatura científica, havendo autores, por exemplo, que entendem como linha longa aquela que é superior a 150 km.

No caso CC, a resistência R de um condutor de comprimento l e seção transversal A é dada por:

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (4.8)$$

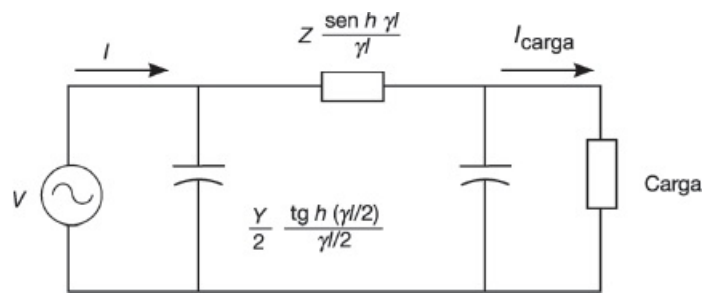


FIGURA 4.7 Circuito equivalente de uma linha de transmissão longa.

em que ρ é a resistividade do material do condutor em ohm metros. A resistência CC de um condutor é afetada somente pela temperatura de operação, e esta aumenta linearmente. No entanto, quando um condutor está transmitindo em corrente alternada, a distribuição da densidade de corrente ao redor de sua seção transversal não é uniforme, em função da frequência CA.

Esse efeito, conhecido como efeito pelicular (*skin effect*), faz com que a resistência CA seja maior do que a CC. Para o caso de uma frequência de 60 Hz, a resistência CA do condutor de uma linha de transmissão pode ser de 5 a 10% maior do que a opção em CC. A dependência da temperatura da resistência é quantificada pela relação:

$$R_2 = R_1[1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad (4.9)$$

em que R_1 e R_2 são as resistências nas temperaturas T_1 e T_2 , respectivamente, e α é o coeficiente de temperatura da resistência. O valor deste é dado por:

$$\alpha = \frac{\alpha_0}{1 + \alpha_0 t_1} \quad (4.10)$$

em que α_0 é o coeficiente de temperatura a 0°C .

Os modelos de linhas de transmissão são desenvolvidos no domínio do tempo ou no domínio da frequência. A representação é mais fácil neste último, pois as linhas são formadas por elementos com características dependentes da frequência. Por outro lado, o sistema elétrico tem vários elementos não lineares, cuja representação no domínio da frequência não é simples, levando, portanto, a uma preferência por modelos de linha que sejam desenvolvidas no domínio do tempo. Vale dizer, ainda, que boa parte dos *softwares* destinados a simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos usam a representação dos componentes no domínio do tempo.

Em uma linha de transmissão, durante o carregamento dos capacitores e indutores, nenhuma corrente alcança a carga. Dessa forma, a impedância que o gerador “vê” só depende dos valores dos capacitores e dos indutores. Essa impedância é chamada de impedância característica da linha de transmissão e é dada por:

$$Z_0 = \sqrt{L/C} \quad (4.11)$$

em que L é a indutância, e C é a capacitância.

Da Equação 4.11, conclui-se que uma linha de transmissão sem perdas tem uma impedância característica puramente real, ou seja, uma resistência. No caso de uma linha com perdas, a impedância característica será:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (4.12)$$

em que $j = \sqrt{-1}$, G é a condutância, com Z (impedância) e Y (admitância) em função da frequência, e ω sendo a frequência angular da onda.

Como a ideia é evitar reflexões sucessivas das ondas de tensões e correntes na linha, conecta-se, ao terminal oposto ao da energização, uma carga de valor idêntico ao da impedância característica da linha. Assim, esta se comporta como uma linha infinita, não apresentando reflexões, com impedância característica dada pela Equação 4.12, em que os elementos R e L são chamados de parâmetros longitudinais, e G e C , de parâmetros transversais da linha.

4.11 Indutância

A indutância é a capacidade que um condutor ou bobina tem de produzir força eletromotriz, sendo a relação entre o fluxo magnético (Φ) e a corrente (i) que o produz, medida em Henry (H) e dada por:

$$L = \Phi/i \text{ (H)} \quad (4.13)$$

A indutância de cada fase por unidade de comprimento (Henry/metro) de uma linha de transmissão trifásica ou bifásica, com espaçamento igual entre os condutores, é dada por:

$$L = \frac{\mu_0}{8\pi} \left(1 + 4 \ln \frac{D}{r} \right) \text{ H/m} \quad (4.14)$$

em que r é o raio do condutor, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m é a permeabilidade magnética no espaço livre, e D é o espaço entre os condutores. Na prática, geralmente, os três condutores de uma linha trifásica são espaçados de forma igual. A reatância indutiva X_L por unidade de comprimento será:

$$X_L = 2\pi fL \text{ (\Omega/m)} \quad (4.15)$$

4.12 Transposição de uma Linha de Transmissão

Ao longo do comprimento das linhas de transmissão, os condutores não podem manter sua disposição simétrica, devido a questões de construção (mesmo quando se tem um feixe de condutores). Desse modo, com o espaçamento desigual, a indutância será diferente em cada fase, gerando uma queda de tensão desequilibrada em cada condutor.

O espaçamento não simétrico produz indutâncias distintas nas três fases, levando a quedas de tensão desiguais e a um desbalanceamento da linha. Para ajustar este não balanceamento, as posições dos condutores são modificadas em intervalos regulares ao longo da linha. Essa prática é conhecida por transposição (ver Figura 4.8).

Perceba que o espaçamento D da Equação 4.14 é substituído, aqui, pelo espaçamento equivalente D_e , obtido a partir de:

$$D_e = (D_{ab}D_{bc}D_{ca})^{1/3} \quad (4.16)$$

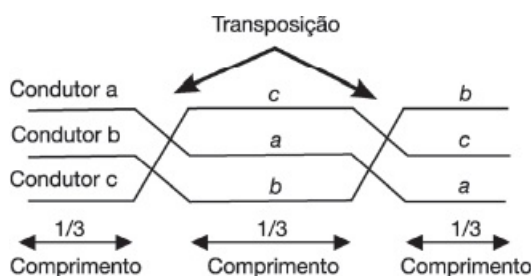


FIGURA 4.8 Esquema de transposição de uma linha de transmissão trifásica.

As distâncias D_{ab} , D_{bc} e D_{ca} estão indicadas na Figura 4.8.

A transposição baseia-se em rotacionar as posições das fases de uma linha de transmissão em intervalos, atentando para que cada uma delas percorra todas as posições em uma dada configuração da linha. O objetivo desta prática é igualar as impedâncias próprias e mútuas. A Figura 4.8 mostra o exemplo de uma linha dividida em três partes iguais, com cada fase ocupando aproximadamente 1/3 do comprimento total, fazendo, assim, uma transposição completa. A transposição é feita a partir de uma determinada extensão, geralmente acima de 100 km, que varia de empresa para empresa. No Brasil, o ONS (Operador Nacional do Sistema), por meio do *Submódulo 2.4 – Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas*, estabelece que linhas superiores a 100 km devem ser transpostas com um ciclo completo de transposição — de preferência, com trechos de 1/6, 1/3, 1/3 e 1/6 do comprimento total.

4.13 A Flecha em Linhas Aéreas de Transmissão

Ao se construir uma linha de transmissão aérea, é muito importante que os condutores estejam edificados sob uma tração segura. Se estiverem esticados demais, a tensão mecânica envolvida pode levar a situações de insegurança e ao rompimento dos mesmos. A fim de permitir uma tensão mecânica segura sob os condutores, eles não são dispostos completamente esticados, mas com uma inclinação — ou flecha, como é costumeiramente chamada. A flecha é, então, a diferença de nível entre os pontos de apoio e o ponto mais baixo de um condutor, dada por:

$$f = \frac{p \cdot l^2}{8 \cdot T} \quad (4.17)$$

em que f é a flecha (m), l é o comprimento do vão (m), T é a tração com direção tangente à curva em um ponto central do condutor (kgf), e p é o peso do cabo da linha de transmissão (kgf/m). A Figura 4.9 mostra um condutor sustentado entre dois apoios equivalentes, A e B . O indica o ponto mais baixo do condutor, e f , a flecha.

Nota-se que:

- (a) Quando o condutor está suspenso entre dois apoios em um mesmo nível, ele assume a forma de uma catenária. No entanto, se a flecha for muito pequena em relação ao vão, a curva flecha-vão se tornará uma parábola;
- (b) A tração em qualquer ponto sob o condutor atua tangencialmente. Assim, a tração T_0 , no ponto mais baixo, O , atua horizontalmente, como visto na Figura 4.9;
- (c) A componente horizontal da tração é constante ao longo do comprimento do cabo;
- (d) A tração nos apoios é aproximadamente igual à tração horizontal atuante em qualquer ponto sob o cabo. Dessa forma, se T é a tração no apoio B , então $T = T_0$.

O cálculo da flecha é feito com base em várias condições da linha, como a temperatura, por exemplo, e a tração de ruptura. Esta última está associada ao vento máximo no local, e a tração relacionada ao vento máximo deve alcançar até 30% da tração de ruptura do cabo.

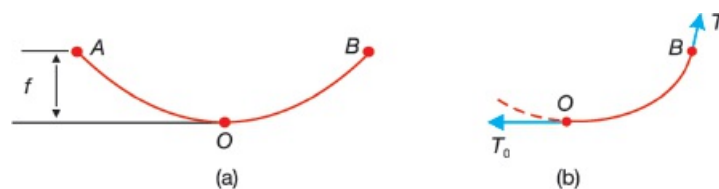


FIGURA 4.9 Flecha de uma linha de transmissão.

4.13.1 Cálculo da flecha

Em linhas aéreas de transmissão, a flecha é ajustada com uma tração dentro dos limites de segurança do condutor. A tração é governada pelo peso do condutor, pelos efeitos do vento e pelas variações da temperatura. É prática padrão manter a tração do condutor a menos de 50% de sua tração de resistência final, ou seja, o fator mínimo de segurança para a tração do condutor deve ser 2. Considerando um condutor entre dois pontos equivalentes, A e B , com O sendo o ponto mais baixo, pode-se provar que o ponto mais baixo está no meio do vão. Na Figura 4.10, temos que l é o comprimento do vão, w é o peso por unidade de comprimento do condutor, e T é a tração no condutor.

Tome o ponto P_c sob o condutor, assuma o ponto mais baixo (O) como a origem e considere que as coordenadas do ponto P_c sejam x e y . Aceitando que a curvatura seja tão pequena que o seu comprimento é igual à sua projeção horizontal (ou seja, $OP_c = x$), as duas forças que atuam sob o ponto OP_c do condutor são:

- (a) O peso p do condutor, atuando a uma distância $x/2$ de O ;
- (b) A tração T atuando sob O .

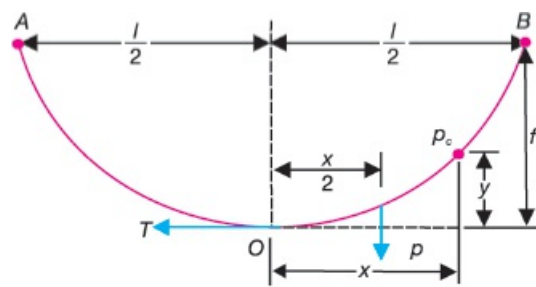


FIGURA 4.10 Dimensões envolvidas na flecha de um condutor de uma linha de transmissão.

Igualando os momentos das duas forças acima, temos:

$$Ty = (p) \cdot x/2 \quad (4.18)$$

$$y = \frac{px^2}{2T} \quad (4.19)$$

A flecha máxima é representada pelo valor de y em cada um dos apoios, A e B . Como:

$$x = \frac{l}{2} \text{ e } y = f \quad (4.20)$$

Substituindo a Equação 4.20 pela Equação 4.19, chegamos ao valor da flecha (indicada inicialmente na Equação 4.17):

$$f = \frac{p(l/2)^2}{2T} = \frac{pl^2}{8T} \quad (4.21)$$

A Figura 4.11 mostra o caso das torres de transmissão instaladas em áreas não niveladas. Aqui, h indica a diferença de níveis entre os dois apoios (torres), x_1 e x_2 indicam, respectivamente, a distância de A e de B até o ponto de menor nível (O). Percaba que $x_1 + x_2 = l$.

Para o caso da Figura 4.12, chegaremos a:

$$x_1 = \frac{l}{2} - \frac{Th}{pl} \quad (4.22)$$

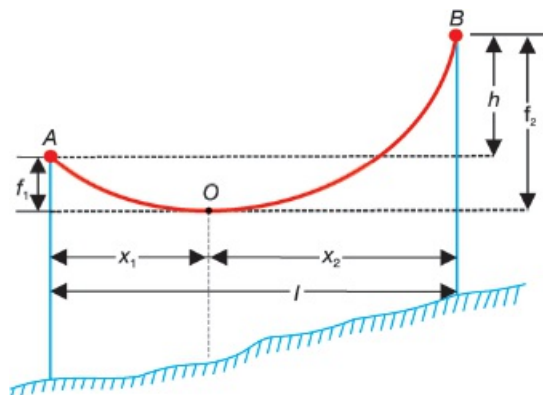


FIGURA 4.11 Ilustração para duas linhas de transmissão instaladas em terrenos disniveados.

$$x_2 = \frac{l}{2} - \frac{Th}{pl} \quad (4.23)$$

As flechas serão dadas por:

$$f_1 = \frac{px_1^2}{2T} \quad (4.24)$$

e

$$f_2 = \frac{px_2^2}{2T} \quad (4.25)$$

E a diferença de altura (h) entre as duas torres, A e B , será:

$$h = \frac{pl}{2T}(x_2 - x_1) \quad (4.26)$$

É necessário informar que essas equações somente são válidas em casos ideais e normais de temperatura e, ainda, sem a ação do vento. Em algumas localidades, é necessário considerar o acúmulo de gelo sobre as linhas áreas de transmissão, caso em que precisamos readaptar as citadas equações.

Outro dado importante que precisamos saber é a altura mínima (H) entre o solo e o condutor da linha de transmissão, para um vão com torres niveladas, conforme visto na Fig. 4.12:

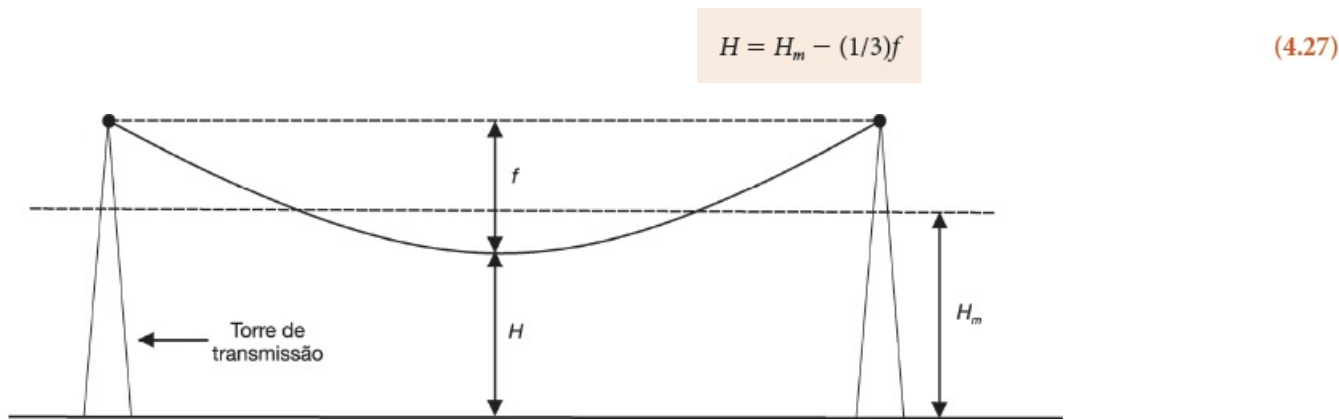


FIGURA 4.12 Altura mínima, para um vão nivelado, entre o solo e o condutor de uma linha de transmissão.

4.14 Impacto Ambiental das Linhas de Transmissão

O surgimento das linhas de transmissão, há mais de 100 anos, deu imediatamente início a discussões públicas. Quando a primeira foi construída, o número de eletrochoques aumentou, pois as pessoas estavam subindo nas torres, usando pipas e tocando no cabo de sustentação. Assim que o público tomou consciência do perigo do choque, foi o efeito estético das linhas de transmissão que passou a provocar discussões públicas. Na verdade, existe a história de Frank Lloyd Wright, o famoso arquiteto que solicitou ao presidente norte-americano Franklin Roosevelt a remoção das linhas de alta tensão que obstruíam sua vista em Scottsdale, no Arizona.

4.15 As Torres de Transmissão de Energia Elétrica

Na América do Norte, grandes torres de madeira eram comuns até a Segunda Guerra Mundial, com tensões típicas de até 132 kV, embora torres de 230 kV tenham sido construídas também no Meio-Oeste norte-americano.

A crescente demanda por eletricidade e a objeção pública à construção de novas linhas de transmissão resultaram no desenvolvimento dos chamados corredores de linhas de transmissão (ver Figura 4.13). As empresas começaram a construir linhas em paralelo, no lado direito das terras de que elas já eram proprietárias.

Existem vários tipos de estruturas de apoio para as linhas de transmissão. Há torres de madeira, aço, concreto, alumínio e, mais recentemente, algumas de plástico reforçado. As torres de aço são, geralmente, em dois modelos: em treliça ou de polos

tubulares. É possível que uma mesma linha de transmissão tenha mais de um tipo de torre. No Brasil, existe a NBR 8850, a norma técnica que trata da execução de suportes metálicos treliçados para linhas de transmissão, orientando sobre as condições básicas para o cálculo e a fabricação destes suportes (ver Figura 4.14).

O tipo de fundação de uma torre de transmissão está diretamente relacionado com o tipo de solo envolvido. A fundação pode ter um custo maior no caso de solos em más condições, como os úmidos. Quatro tipos de fundações podem ser empregados: (i) Estacas – para solos fracos; (ii) Sapatas – para solos bons, porém com lençol freático; (iii) Grelhas – para solos bons, porém sem lençol freático; e (iv) Tubulões – para solos bons, cuja estrutura sofre altos carregamentos. A Figura 4.15 traz exemplos de torres aéreas de transmissão.

As torres de transmissão podem ser classificadas quanto (ver Figura 4.16):

1. À disposição dos condutores: Triangular (a), Vertical (b) e Horizontal (c);
2. Ao número de circuitos: Simples (a, c) ou Duplo (b).

Para evitar o desligamento da rede e para a sua segurança, os cabos para-raios são colocados acima da torre; trata-se de um condutor aterrado. Em caso de descarga atmosférica, será induzida corrente nos condutores fase (mesmo que a descarga não tenha sido nestes). A corrente nos para-raios escoará para o solo por meio do aterramento da torre. Ao final da linha, na entrada da subestação, também são instalados para-raios para cada fase, que visam a proteger a malha interna de sobretensões indesejáveis que possam danificar os equipamentos. É sempre bom lembrar que o Brasil é campeão mundial em incidências de raios.

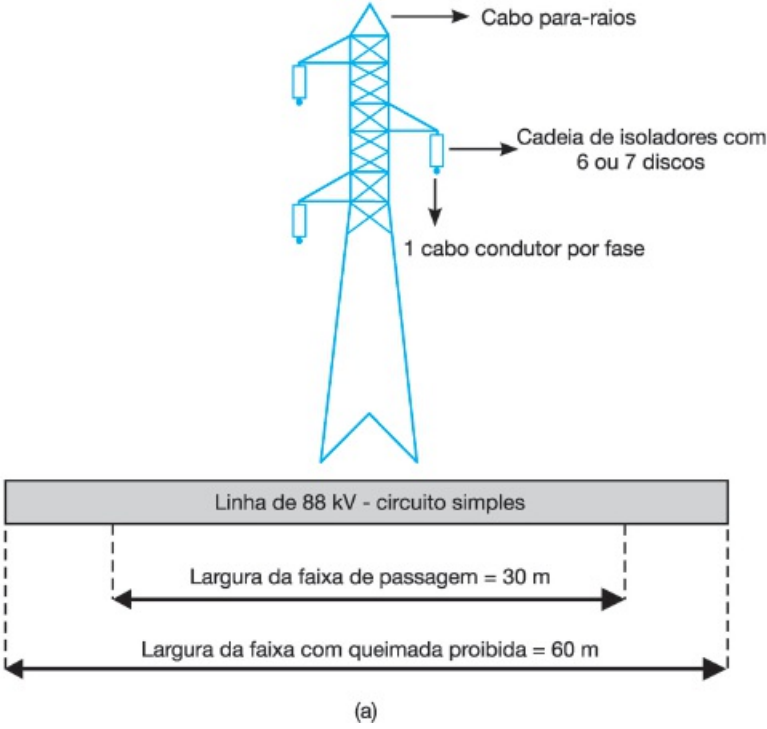


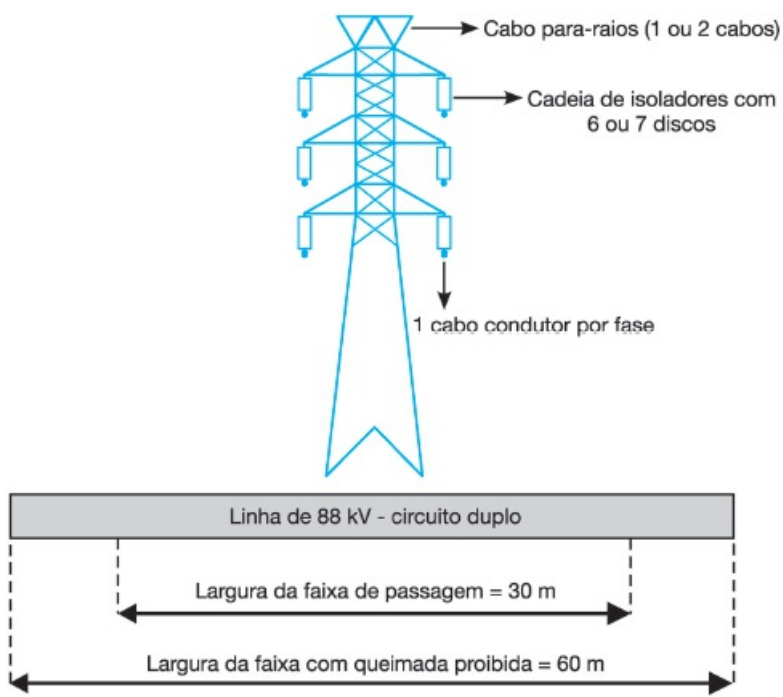
FIGURA 4.13 Corredor de uma linha de transmissão.

Fonte: Oran Viriyincy, 2012, Creative Commons.

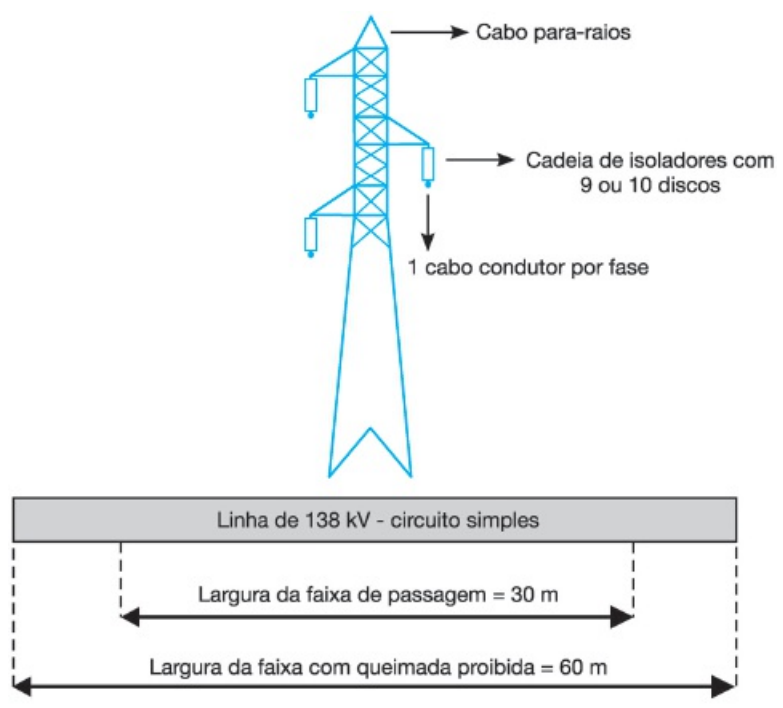


FIGURA 4.14 Detalhe da base de uma torre de transmissão na cidade de Creve Coeur, em Missouri (EUA).
Fonte: Chris Yunker, 2009, Creative Commons.

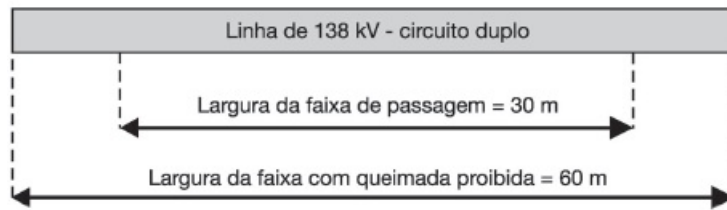
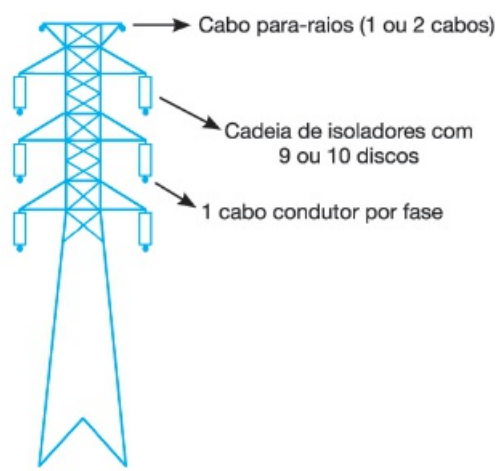




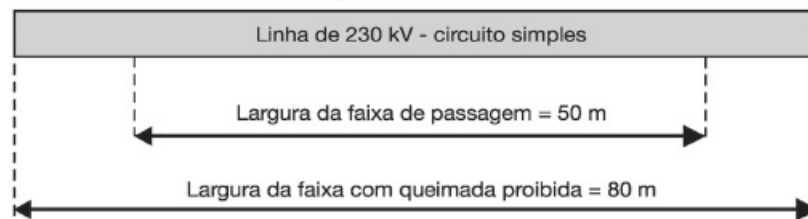
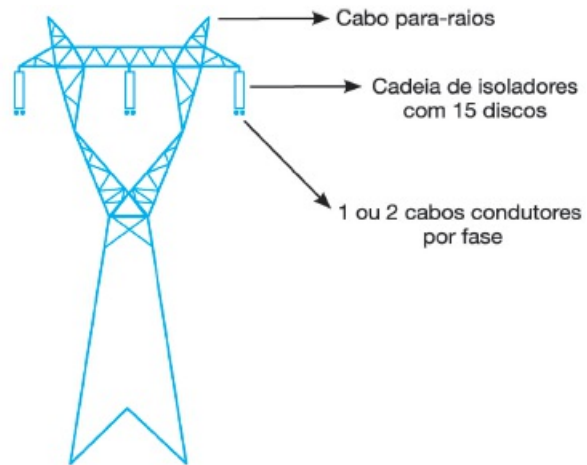
(b)



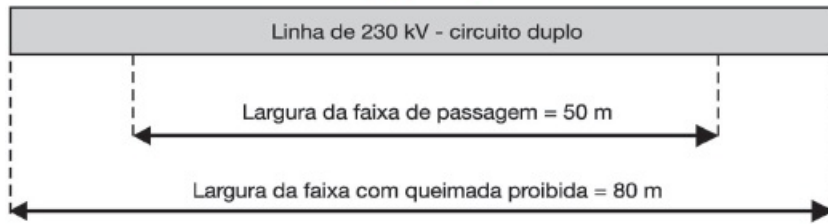
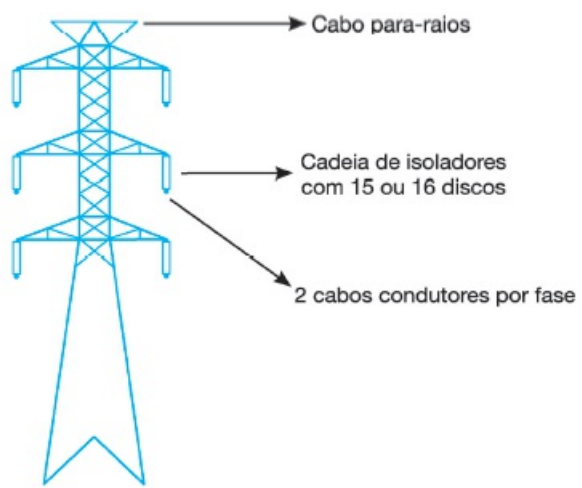
(c)



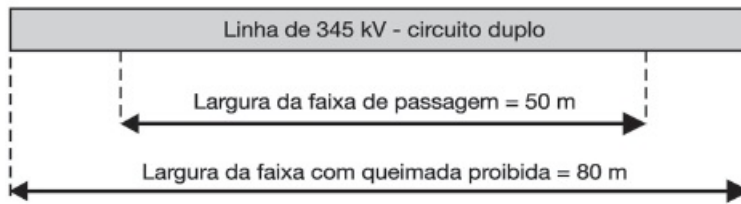
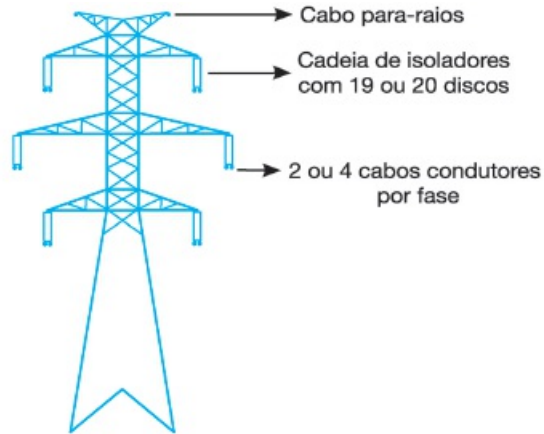
(d)



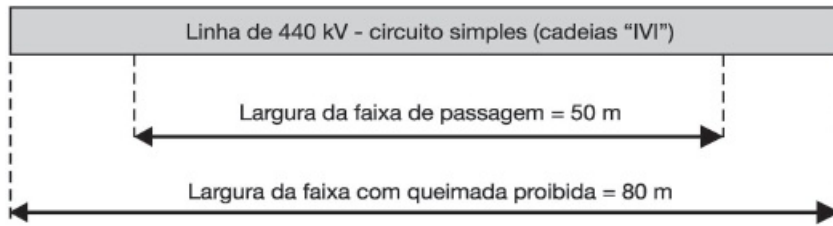
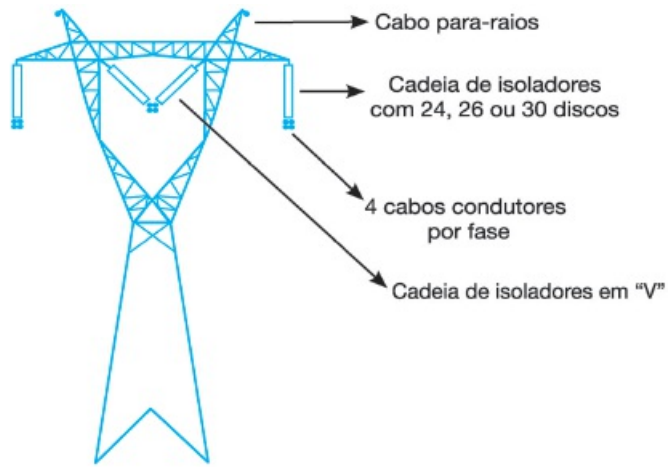
(e)



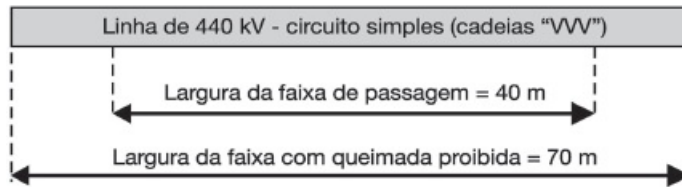
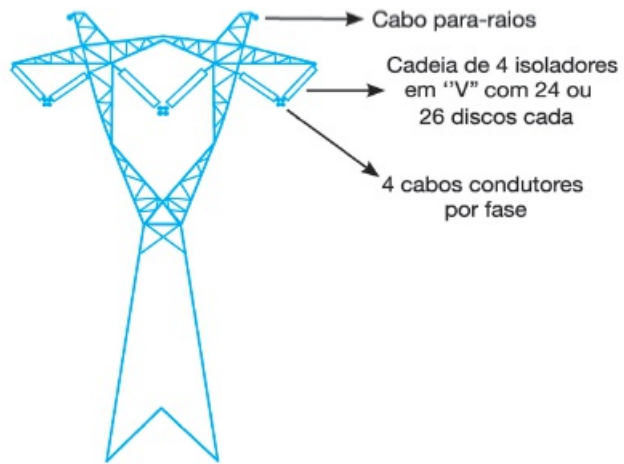
(f)



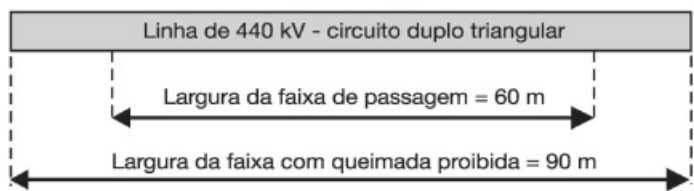
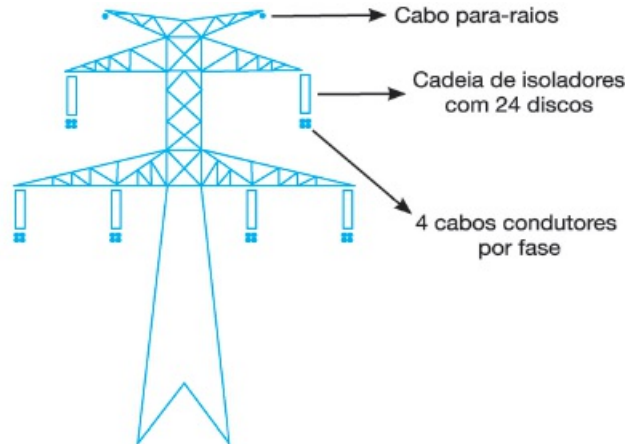
(g)



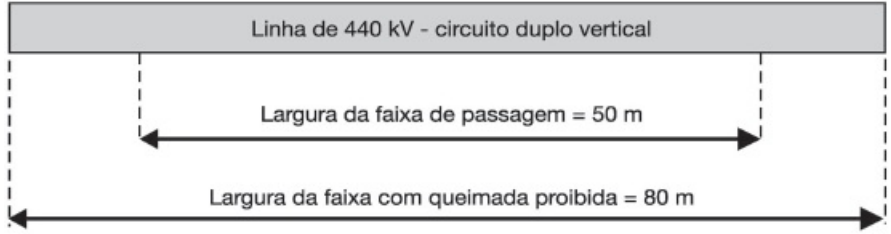
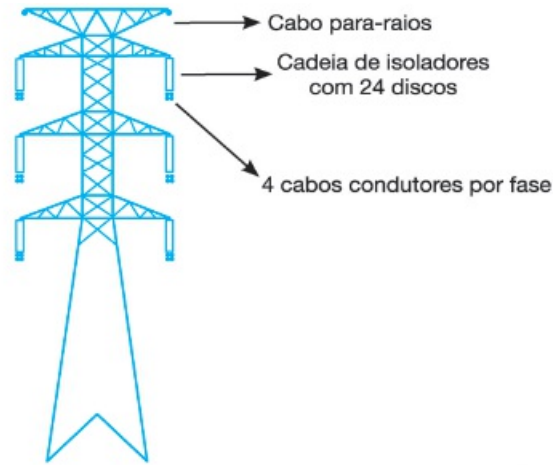
(h)



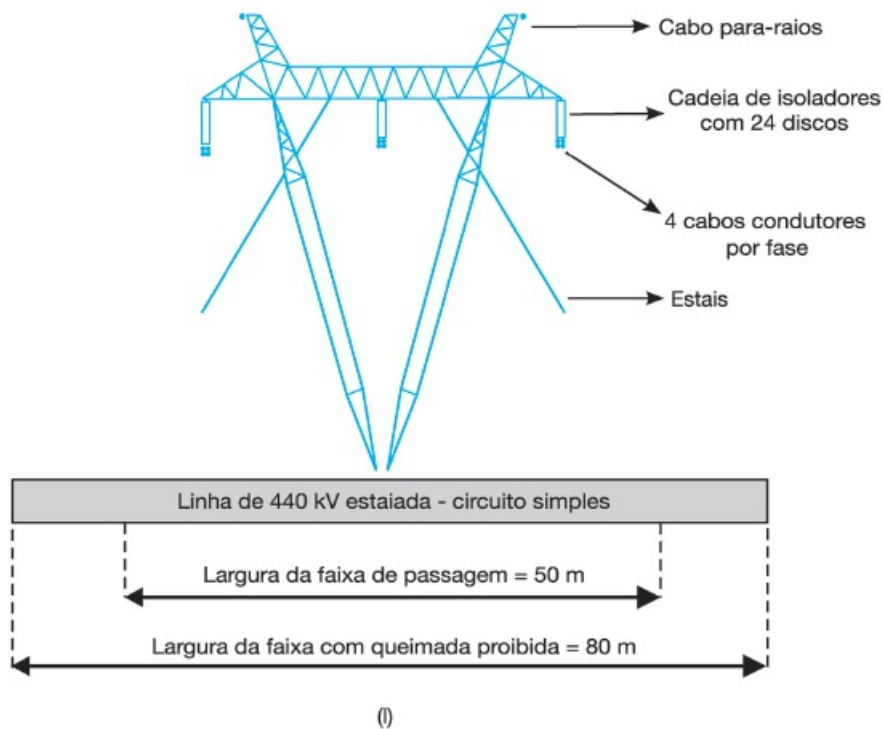
(i)



(j)



(k)



(l)

FIGURA 4.15 Configurações de torres de linhas aéreas de transmissão.

Fonte: CTEEP, 2013 (adaptado).

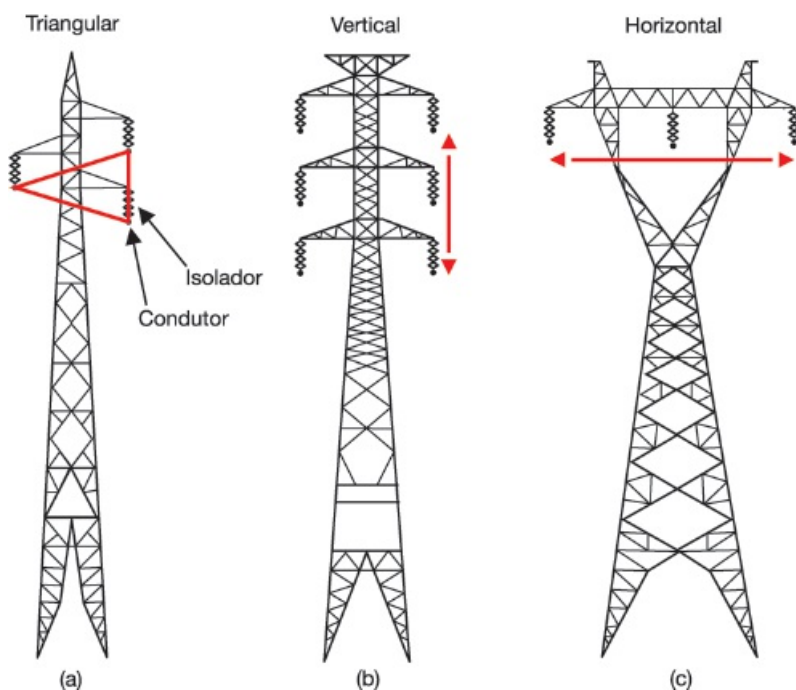


FIGURA 4.16 Quantidade de circuitos e disposição dos condutores em uma torre de transmissão de energia elétrica.

Ao cruzarmos com uma linha de transmissão, eventualmente nos deparamos com uma esfera alaranjada conectada ao seu condutor. Trata-se de uma esfera de sinalização. Seu objetivo é alertar pilotos de aeronaves que estejam trafegando na região. O dispositivo pesa em torno de 4 kg e é composto de plástico comum ou reforçado com fibra de vidro, tendo uso apenas diurno. A sinalização noturna é feita por dispositivos luminosos.

Na China, estão as mais altas torres de transmissão de eletricidade, com 370 m de altura, distantes cerca de 2,3 km uma da outra. Trata-se da linha de 230 kV de Zhoushan, inaugurada em 2009, em que cada torre de aço pesa 4300 toneladas.

4.15.1 Os condutores de transmissão de energia elétrica

Os condutores são os elementos responsáveis pela condução da energia elétrica em uma linha de transmissão, e algumas de suas características devem ser observadas, como indica a Tabela 4.2.

Os condutores são dispostos em torno de um único condutor central, em camadas sucessivas e enrolados em sentidos

contrários, com o objetivo de ter uma melhor fixação. Os materiais dos condutores mais comumente usados para as linhas aéreas de transmissão são o cobre e o alumínio. Mostrou-se que, entre os metais com a melhor relação custo-benefício, destacam-se estes dois, assim como as suas ligas, que, atualmente, são empregadas no mundo todo.

O cobre dominou o mercado desde as primeiras linhas de transmissão, apesar de, em 1895 (outras foram edificadas em 1898, 1899, 1902 etc.), já haver as primeiras linhas de alumínio construídas (na França e na Califórnia, EUA). O fator limitante do alumínio foi o preço, ainda alto se comparado ao do cobre, além de sua menor resistência mecânica. Este último problema foi resolvido de modo satisfatório com a invenção dos cabos de alumínio com alma de aço (os *aluminium conductor steel reinforced* – ACSR), em 1908, que foram utilizados em 1913 na linha de transmissão Big Creek,³ no estado norte-americano da Califórnia. Houve uma acirrada concorrência entre o cobre e o alumínio, mas, entre 1938 e 1945, aconteceu uma redução significativa do custo do alumínio, colocando o cobre definitivamente afastado das linhas de transmissão.

TABELA 4.2 Características ideais dos condutores de uma linha de transmissão

Alta condutibilidade elétrica	As perdas por efeito térmico (joule) devem ser mantidas economicamente dentro de uma faixa tolerável.
Baixo custo	O custo dos cabos absorve parte do investimento, devendo ser, obviamente, levado em conta.
Boa resistência mecânica	A integridade da linha deve ser observada, para que não ocorra descontinuidade do serviço, garantindo, ainda, a segurança das terras e das vidas nos arredores.
Alta resistência à oxidação	A integridade do material deve ser observada, para que não ocorra desgaste ou redução na resistência, provocando, com isso, uma eventual ruptura do cabo.
Baixo peso específico	Quanto maior for o peso da estrutura, maior será o custo. Tais estruturas são projetadas para absorver os esforços mecânicos transmitidos pelos cabos.

No Brasil, os cabos ACSR são os mais frequentemente usados nas linhas de transmissão. São também chamados de CAA (alumínio com alma de aço), têm o núcleo feito de aço galvanizado e uma camada externa de alumínio. Diferentes combinações de aço e alumínio proporcionam uma melhor resistência do cabo contra cargas de ruptura, não prejudicando a ampacidade.⁴ Há diversas classificações para os cabos; os mais usuais em linhas de transmissão são:

- (a) AAC (*all aluminium conductor*): composto por vários condutores de alumínio encordoados;
- (b) AAAC (*all aluminium alloy conductor*): composto por ligas de alumínio de alta resistência. Tem a menor relação peso-carga de ruptura e as menores flechas, porém é o cabo que apresenta a maior resistência elétrica entre os quatro tipos aqui citados;
- (c) ACSR (*aluminium conductor steel-reinforced*): composto por camadas concêntricas de condutores de alumínio sobre uma alma de aço, podendo ter um condutor ou diversos. A alma de aço visa a dar maior resistência mecânica ao cabo;
- (d) ACAR (*aluminium conductor, aluminium alloy reinforced*): composição idêntica à dos cabos ACSR, fazendo uso, porém, da alma com condutores de alumínio de alta resistência (em vez da alma com cabos de aço), tendo como consequência uma relação peso-carga de ruptura um pouco maior do que a do cabo ACSR.

Não é tarefa simples escolher o condutor adequado em um projeto de linhas de transmissão. Diversos fatores precisam ser levados em conta: custo dos condutores, níveis de isolamento, projeto mecânico, perdas etc. Além desses, há as questões de segurança, igualmente importantes.

No Brasil, temos uma predominância de cabos ACSR nas linhas aéreas de transmissão de alta e extra-alta-tensão (superior a 230 kV). A Fig. 4.17 ilustra três situações com relações de encordoamento para o cabo ACSR nu de alumínio com alma de aço. O(s) círculo(s) hachurado(s) no centro representa(m) os condutores de aço, e os círculos em branco, os de alumínio.

Se desejamos conduzir uma corrente elétrica a uma dada distância e considerando as mesmas condições de perdas por efeito joule, teremos, então, uma seção do condutor de alumínio 1,6 vez maior do que a seção equivalente em cobre. Neste caso, o diâmetro seria 1,261 vez superior, e o peso unitário seria aproximadamente igual à metade do cabo de cobre equivalente. Considerando-se uma relação aproximada de duas vezes entre o preço do cobre e o do alumínio, chegamos, então, a um investimento em alumínio de $\frac{1}{4}$ do equivalente em cobre. Existe a desvantagem de a resistência do alumínio ser 25% menor do que a do cobre, mas ela pode ser compensada pelo uso eventual de cabos alumínio-aço, sem que haja alteração relevante no custo da linha. Uma vantagem apontada desde o princípio em favor do uso do alumínio é o seu melhor desempenho diante do efeito corona, que ocorre devido ao fato de o cabo ter um diâmetro maior. Esse detalhe foi respondido prontamente pelos fabricantes de cabo de cobre, ao lançarem também cabos com diâmetros maiores eocos.

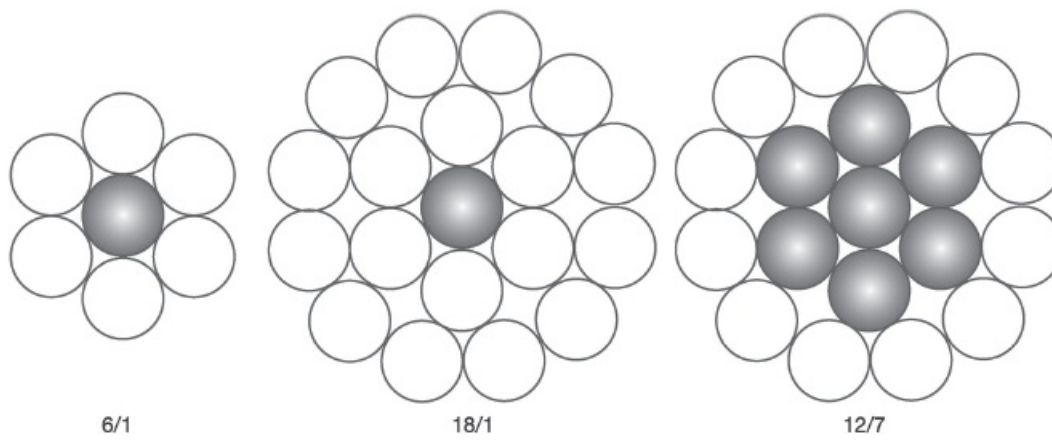


FIGURA 4.17 Três configurações da relação alumínio-aço nos cabos ACSR.

Nas linhas de transmissão aérea, geralmente, temos uma configuração com um condutor central e sucessivos condutores ao redor dele, formando camadas com 6, 12, 18, 24... condutores. Sendo assim, se há n camadas, o número total de condutores individuais é $3n(n+1) + 1$. Na fabricação dos condutores, suas camadas consecutivas são trançadas em direções opostas para uma melhor disposição do cabo. Normalmente, é usado mais de um condutor por fase no caso de linhas acima de 230 kV.

Por motivos de segurança, as linhas de transmissão precisam ser aterradas. Para isso, há os cabos para-raios, sendo os mais usados em linhas de transmissão os cabos de:

- (a) Aço galvanizado – composto por condutores de aço galvanizado, que são revestidos com zinco, podendo ser de alta ou de extra-alta resistência;
- (b) *Alumoweld* – composto por cabos de condutores de aço com um revestimento de alumínio;
- (c) ACSR – como o nome indica, tem o mesmo tipo de construção dos condutores.

Os três modelos de cabo apresentam desempenho idêntico com relação à vibração. Para cada um dos três para-raios, há uma expressão para calcular a máxima intensidade de corrente elétrica suportável, como segue.

Para o de aço galvanizado de extra-alta resistência:

$$I = 8,88 \cdot 10^3 \cdot A \cdot \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \ln(1 + 0,0031(T_m - T_0))} \quad (4.28)$$

Para o de aço revestido de alumínio:

$$I = 1,03 \cdot 10^4 \cdot A \cdot \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \ln(1 + 0,0036(T_m - T_0))} \quad (4.29)$$

Para o cabo ACSR:

$$I = 1,50 \cdot 10^4 \cdot A \cdot \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \ln(1 + 0,0040(T_m - T_0))} \quad (4.30)$$

Nessas equações, I representa a intensidade máxima de corrente elétrica (A) do cabo para-raios, A é a área da seção reta (cm^2), t é tempo de duração do defeito (s), T_m é a temperatura máxima do condutor ($^{\circ}\text{C}$), e T_0 é a temperatura inicial do cabo ($^{\circ}\text{C}$). Geralmente, $T_0 \cong 40^{\circ}\text{C}$, e $t = 0,5$ s.

Seis fatores de análise aparecem como principais na determinação do cabo de para-raios que deve ser escolhido, principalmente no caso de torres de extra-alta-tensão:

- (a) Desempenho mecânico;
- (b) Atenuação do sinal de comunicação;
- (c) Corrosão;
- (d) Capacidade de suportar correntes de curto-circuito;
- (e) Perdas;
- (f) Considerações econômicas.

4.15.2 Isoladores

Os isoladores fornecem o necessário isolamento entre os condutores da linha de transmissão e as torres, evitando qualquer corrente de fuga para o solo. Além disso, eles também têm a função de sustentar mecanicamente os cabos. Geralmente, os isoladores precisam ter as seguintes características:

- (a) Alta rigidez mecânica, a fim de resistir à carga do condutor e ao vento;
- (b) Alta resistência elétrica, a fim de evitar correntes de fuga para o solo;
- (c) Alta permissividade relativa, para que a rigidez dielétrica também seja alta;
- (d) Não porosidade e livre de rachaduras.

Bons isoladores oferecem uma baixa corrente de fuga, a qual pode ocorrer até mesmo por meio da massa do próprio isolador (chamada de corrente volumétrica). A corrente de fuga, entre outras circunstâncias, também acontece em situações conhecidas como *flash-over* (fâscas), quando há a ruptura da rigidez elétrica do ar em que o isolador está imerso, gerando um arco elétrico entre o condutor e a estrutura de suporte.

O material mais comumente usado para os isoladores de linhas de transmissão aéreas é a porcelana. Outros materiais, como vidro ou esteatite, também são utilizados. A porcelana é mecanicamente mais forte do que o vidro e oferece menos problemas de fuga de corrente, sendo ainda menos afetada pelas mudanças de temperatura. Há diversos tipos de isoladores, como os rígidos (pino, bastão, roldana, pilar) e os de campânula simples. Basicamente, existem três tipos:

- (a) De pino (porcelana ou vidro) – geralmente, destinados às redes de distribuição de até 34,5 kV;
- (b) De disco (porcelana ou vidro) – usados em linhas de alta e extra-alta-tensão;
- (c) Rígidos (fibra de vidro, resina epóxi e vários materiais) – usados em linhas compactas.

4.15.3 As faixas de segurança de uma linha de transmissão

Há normas referentes ao espaço ocupado pelas torres de transmissão de energia elétrica e ao entorno. É sabido que tem de haver condições básicas para o projeto de linhas aéreas de transmissão, a fim de garantir níveis mínimos de segurança e de limitar as perturbações em instalações próximas. No Brasil, essa determinação é encontrada na Norma NBR 5422/85,⁵ estabelecida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), definida para Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, aplicando-se a projetos de linhas aéreas com tensão máxima eficaz fase-fase entre 38 kV e 800 kV. A NBR 5422/85, que substituiu a NB 182 de 1972, contém os parâmetros que devem ser seguidos para o cálculo da largura (também chamada de faixa de servidão) da área a ser mantida livre de ocupações. A faixa de servidão é proporcional à tensão de linha; quanto maior for esta, maior será a área restritiva. Para um único circuito, a largura mínima (L) da faixa de servidão dada pela NBR 5422/85 é:

$$L = 2(b + d + D) \quad (4.31)$$

em que b é a distância horizontal do eixo do suporte até o ponto de fixação do condutor mais afastado deste eixo; d representa a soma das projeções horizontais da flecha do condutor e do comprimento da cadeia de isoladores, após seu deslocamento angular (β) devido à ação do vento; e D vale, no mínimo, 0,5 m. Nesse caso, $D = T_m/150$, em que T_m é a tensão máxima de operação da linha (kV). O valor de β é dado pela expressão:

$$\beta = \text{tg}^{-1}(K \cdot \text{tg} \beta_R) \quad (4.32)$$

em que K é dado na Figura 4.18, e β_R (ângulo de balanço teórico) é calculado por:

$$\text{tg} \beta_R = \frac{q_0 \cdot d}{p \cdot (V/H)} \quad (4.33)$$

em que q_0 é a pressão dinâmica de referência (N/m^2), d é o diâmetro do condutor (m), p é o peso unitário do condutor (N/m), V é o vão de peso (m), e H é o vão de vento (m).

Os parâmetros L , b e D são mostrados na Figura 4.19, e a Figura 4.20 indica as faixas de servidão de algumas linhas de transmissão no Brasil.

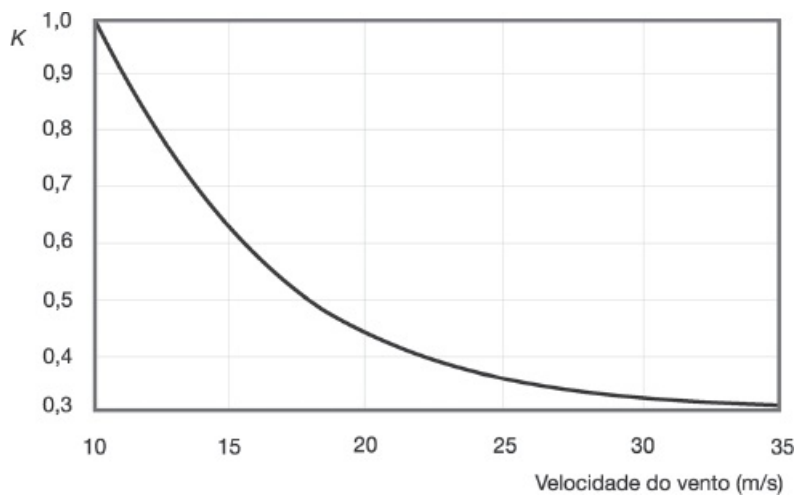


FIGURA 4.18 Parâmetro K para determinação do ângulo de balanço β de uma linha aérea de transmissão.
 Fonte: NBR 5422/85.

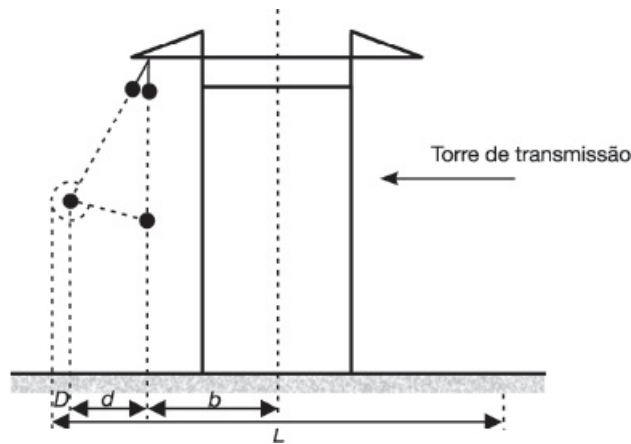


FIGURA 4.19 Parâmetros da faixa de servidão para uma linha de transmissão.
 Fonte: Kuster, 2011 (adaptado).

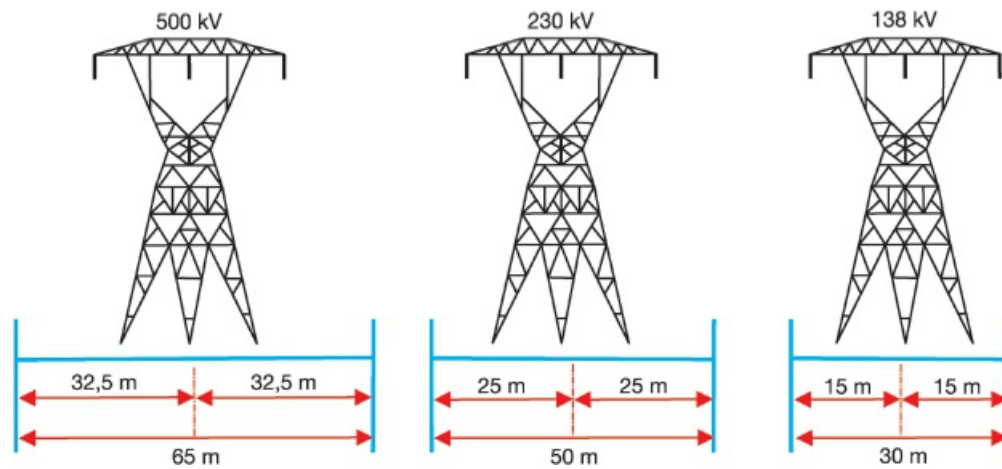


FIGURA 4.20 Dimensões da faixa de servidão para torres de transmissão de energia elétrica no Brasil, respectivamente para linhas de 500, 230 e 138 kV.

A NBR 5422/85 também menciona a distância mínima recomendada que se deve ter de uma linha de transmissão. Os valores mínimos para a faixa de segurança são definidos em função da natureza ou do tipo de uso do terreno. A distância mínima de segurança, D (m), entre o condutor e o solo é dada para duas situações (método convencional), mostradas na NBR 5422/85:

- (a) Para uma linha de transmissão de valor superior a 87 kV:

$$D = \alpha + 0,01 \left(\frac{D_u}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (4.34)$$

(b) Para uma linha de transmissão de valor inferior ou igual a 87 kV:

$$D = a$$

(4.35)

TABELA 4.3 Valores da distância básica a

Natureza da região ou obstáculo pela linha (ou que dela se aproxime)	Distância básica a (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,0
Locais em que circulam máquinas agrícolas	6,5
Rodovias, ruas e avenidas	8,0
Ferrovias não eletrificadas	9,0
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,0
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4,0
Águas navegáveis	$H + 2,0$
Águas não navegáveis	6,0
Linhas de energia elétrica	1,2
Linhas de telecomunicações	1,8
Telhados e terraços	4,0
Paredes	3,0
Instalações transportadoras	3,0
Veículos rodoviários e ferroviários	3,0

Fonte: NBR 5422/85.

D_u é uma distância numericamente igual à tensão entre fases (kV) e é a chamada distância básica. Consultando a Tabela 4.3, retirada da NBR 5422/85, para o caso de uma linha de transmissão de 138 kV passando sob uma rodovia ($a = 8$), temos:

$$D = 8 + 0,01 \left(\frac{138}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 8,29 \text{ m} \quad (4.36)$$

Há um adicional de 3% na segunda parte da Equação 4.6 para cada 300 m de altitude acima de 1 km (em relação ao nível do mar). A NBR 5422/85 também mostra um método alternativo para o cálculo da distância de segurança D , nas situações em que o nível de tensão fase-fase é superior a 169 kV e em que é conhecido o fator de surto da manobra. As distâncias calculadas pelo método alternativo não podem ser inferiores às calculadas pelo método convencional para uma tensão de 169 kV — se forem menores, devem ser adotados os valores calculados pelo método convencional para uma tensão de 169 kV.

4.15.4 Os esforços na estrutura

Toda a estrutura de uma torre de transmissão, juntamente com os condutores, está sujeita às intempéries do tempo. Por isso, é importante determinar os esforços que ocorrem nela devido à ação dos ventos. Para saber sobre os esforços aplicados nos cabos, isoladores e suportes, define-se a pressão dinâmica de referência q_0 , que é dada por:

$$q_0 = \frac{1}{2} \rho V_p^2 \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (4.37)$$

em que ρ é a massa específica do ar, e V_p é a velocidade do vento do projeto.

TABELA 4.4 Coeficiente de rugosidade do terreno

Tipo do terreno	Característica do terreno	K_r
A	Grande extensão de água, planícies costeiras e desertos planos	1,08
B	Área aberta com poucos obstáculos	1,00
C	Área com obstáculos de pequeno porte	0,85

Fonte: NBR 5422/85.

TABELA 4.5 Valores do coeficiente de correção da velocidade do vento

Tipo do terreno	n para $t = 2$ segundos	n para $t = 30$ segundos
A	13,0	12,0
B	12,0	11,0
C	10,0	9,5
D	8,5	8,0

Fonte: NBR 5422/85.

O valor de ρ é dado por:

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 t} \left(\frac{16\,000 + 64 t - ALT}{16\,000 + 64 t + ALT} \right) (\text{kg/m}^3) \quad (4.38)$$

em que t é a temperatura coincidente ($^{\circ}\text{C}$), e ALT é a altitude média da região de implantação da linha de transmissão (m).

E o valor de V_p é dado por:

$$V_p = K_r \cdot K_d (H/10)^{1/n} \cdot V_b (\text{m/s}) \quad (4.39)$$

em que K_r é o coeficiente de rugosidade do terreno (obtido por meio da Tabela 4.4, em que os valores intermediários são encontrados por interpolação), K_d é o coeficiente de correção do período de integração (t), H é a altura do elemento em estudo sobre o nível do solo, n é o coeficiente de correção da velocidade do vento em função de H (obtido por meio da Tabela 4.5), e V_b é a velocidade básica do vento.

4.15.5 A manutenção de linhas de transmissão

A manutenção das linhas de transmissão é muito importante. O sistema elétrico é interconectado, e, devido às características do fluxo de carga, uma eventual falha no sistema de transmissão pode acarretar problemas não só à continuidade da linha, dentro da região de distribuição, mas também ao início do sistema, à geração, podendo levar à interrupção do atendimento às cargas (ver Figura 4.21). Por outro lado, distúrbios ocorridos dentro do sistema de distribuição raramente provocam consequências para os outros dois sistemas (transmissão e geração).

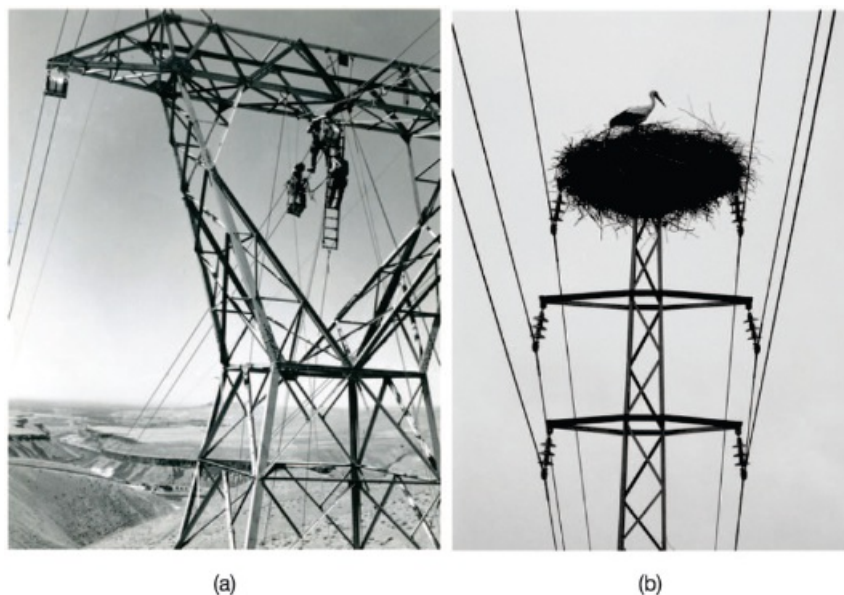


FIGURA 4.21 A manutenção das linhas de transmissão dá mais confiabilidade ao sistema. (a) Manutenção de uma linha em Idaho, EUA, em 1966. (b) Cegonha e seu ninho em uma linha de transmissão perto de Cádiz, na Espanha.

Fotos: J. F. Servis (Idaho Power Co.; 1966, Creative Commons) / Kainet (2006, Creative Commons).

Há também o uso de helicópteros para construção e manutenção de linhas de transmissão. Já há uma variedade de projetos

nos quais o uso de helicópteros é uma opção mais fácil, mais segura e até mais econômica. Dependendo das circunstâncias, esse pode ser o método de trabalho mais seguro. A opção de desligar o sistema para uma eventual manutenção pode representar, às vezes, um custo elevado, o que torna o uso do helicóptero uma opção a ser considerada.

O ponto mais crítico é a habilidade do piloto da aeronave em manter uma posição segura no local de trabalho. Evidentemente, o terreno e as condições climáticas são fatores importantes, assim como o espaçamento necessário entre a posição do helicóptero e o trabalhador na área de operação. Se for o caso de a operação ser realizada em linha viva, a distância mínima necessária deve ser cuidadosamente calculada (ver Figura 4.22).

Com a finalidade de proteger a linha de transmissão contra eventuais perturbações, usa-se o cabo para-raios, instalado a partir da parte superior da torre. Os cabos precisam ter boa resistência mecânica e, obviamente, boa condutibilidade. Os tipos de cabos e suas bitolas são definidos em função da quantidade de corrente a ser transportada, da tensão da linha, do efeito corona, das interferências de rádio e TV, dos vãos entre torres e da quantidade de cabos por fase.



FIGURA 4.22 Uso de helicóptero para manutenção de uma linha de transmissão.

Foto: Thomas Peter Mueller (2009, Creative Commons).

¹No caso da distribuição elétrica, temos a (a) Distribuição primária: 11,9 kV, 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV; e a (b) Distribuição secundária: 380/220 V, 220/127 V, 230/115 V. No geral, a distribuição pública de energia elétrica é feita pelas concessionárias em tensão de 13,8 kV. As concessionárias dispõem de subestações, de onde se originam os chamados alimentadores, que, por sua vez, interligam os transformadores de distribuição. Além da tensão de 13,8 kV, temos outros valores de tensão primária atendendo a casos específicos: (i) 23 kV em São Roque (SP); (ii) 3,8 kV em alguns pontos da cidade de São Paulo (SP); (iii) 6,6 kV em algumas áreas em São Vicente (SP) e Santos (SP); (iv) 11,9 kV em algumas áreas de Campinas (SP); e (v) 34,5 kV em alguns pontos do interior paulista.

²Com um orçamento previsto de R\$ 7,2 bilhões (90,7% de recursos de estatais federais e 9,3% da iniciativa privada), o projeto, que faz parte do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), indica uma linha cortando 85 cidades ao longo de cinco estados, com a transmissão em dois circuitos diferenciados e cerca de 5.000 torres de transmissão. As obras começaram em 2009 com a construção da subestação conversora de Porto Velho, continuaram no ano seguinte, e, em 2011, em Araraquara, iniciou-se a construção da linha de transmissão. O empreendimento representa um acréscimo de 6.900 MW na capacidade instalada no país.

³Considerada a primeira linha de transmissão em 150 kV, foi reisolada, no início da década de 1920, para 230 kV.

⁴A ampacidade indica o valor máximo da intensidade de corrente elétrica que deverá circular por um condutor a fim de que ele atinja a temperatura para a qual foi projetado, mantendo, assim, os valores de flecha projetados.

⁵A NBR 5422 foi publicada em 1985, e, de fato, é necessário haver uma revisão e atualização desta.



5

A Energia Elétrica no Brasil

5.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

O início do uso da energia elétrica no Brasil se deu no século XIX. A empresa canadense Light chegou em 1899, construindo sua primeira usina em 1901. Nesse período, tínhamos uma regulação local e uma iniciativa privada (nacional e estrangeira). Um momento importante no histórico do setor elétrico brasileiro foi o que veio a partir do Código de Águas (1934), na era Vargas, com a criação, em março de 1939, do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que tinha a finalidade de estudar o problema da exploração e utilização da energia elétrica no país, em especial a de origem hídrica. O CNAEE procurava colocar em prática as disposições contidas no Código de Águas. Sua finalidade principal era proporcionar uma atuação coordenada do Estado no âmbito da produção hidrelétrica — até então, entregue, quase exclusivamente, à iniciativa privada. A Chesf (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) foi fundada em 1945, e a Furnas, em 1957, com as décadas de 1940 e 1950 sendo caracterizadas pela convivência de investimentos públicos e privados. Na década seguinte, chegaram o Ministério das Minas e Energia (MME — 1960), a Eletrobras (1962) e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE — 1965). Durante os anos de 1960 e 1970, houve um aprofundamento da estatização (Eletrosul em 1969 e Light em 1979). O marco maior da década de 1980, sem dúvida, é o início do funcionamento da hidrelétrica Itaipu Binacional (Brasil e Paraguai), em 1984.

5.2 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Na década de 1970, havia um endividamento externo do setor elétrico brasileiro. Com esse fato e com o esgotamento do financiamento estatal para a expansão e o desenvolvimento da área, o governo fez uma reestruturação do setor, começando com as privatizações das empresas distribuidoras e continuando, na década de 1990, com a criação de várias empresas, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Isso resultou no que chamamos de *novo modelo do setor elétrico brasileiro*, que se inicia hierarquicamente no Ministério de Minas e Energia (MME), passando por outros órgãos, como a Aneel, o ONS, a Eletrobras e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE; antigo MAE — Mercado Atacadista de Energia Elétrica).

Conforme colocado, houve duas mudanças. A primeira teve início com a criação da Aneel, em 1996, e envolveu a privatização das companhias operadoras, determinando que a exploração do potencial hídrico brasileiro se desse por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido determinaria o vencedor. Em 2004, oito anos após a primeira mudança, aconteceu a segunda, por meio das Leis nº 10.847 (criação da EPE — Empresa de Pesquisa Energética) e nº 10.848, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, que introduziram o novo modelo do setor elétrico, cujas metas principais foram: garantir a segurança do suprimento de energia; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social (com o Programa Luz para Todos). No modelo anterior, havia um incentivo à ação vertical das empresas, ou seja, uma mesma empresa poderia atuar na geração, na transmissão e na distribuição de energia. No novo modelo, aconteceu uma desverticalização, coibindo tal prática por meio de medidas da Aneel. De fato, até pouco tempo, o modelo vertical predominava na maioria dos países, com uma única empresa controlando e atuando nas três funções. No Brasil, a desverticalização ocorreu acompanhada da privatização de uma parte do setor.

O novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra/venda de energia elétrica:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): exclusivo para empresas geradoras e distribuidoras;
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): empresas geradoras e comercializadoras, além de importadores, exportadores e consumidores livres. Vendedores e compradores negociam entre si as cláusulas do contrato (preço, prazo e condições de entrega). A parte que compra a energia são os consumidores com demanda maior do que 500 kW, que devem ser destinados ao uso próprio.

TABELA 5.1 Mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo antigo até 1995	Modelo de livre mercado 1995 a 2003	Novo modelo 2004
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: G, T, D e C (respectivamente, geração, transmissão, distribuição e comercialização)	Empresas divididas por atividade: G, T, D, C, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência de empresas estatais e privadas
Monopólios	Competição na geração e na comercialização	Competição na geração e na comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos

Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e na comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e na comercialização No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre os mercados livre e regulado
Planejamento determinativo pelo grupo coordenador do planejamento dos sistemas elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado até agosto de 2003; e 95% até dezembro de 2004	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE, Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as distribuidoras

A Aneel sucedeu o DNAEE, a ONS substituiu o GCOI (Grupo de Controle de Operações Integradas, subordinado à Eletrobras), e, em 2004, o CCEE substituiu o MAE. Também em 2004, surgiu a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), cujo objetivo era desenvolver os estudos necessários para a expansão do sistema elétrico.

Os agentes do setor recebem a concessão para atuar nas diversas áreas de geração, transmissão e distribuição e também podem atuar como autoprodutores, produtores independentes, comercializadores ou consumidores livres. A Tabela 5.1 mostra as principais características das mudanças ocorridas do modelo antigo (até 1995) para o atual, em vigência desde 2004.

O modelo do setor elétrico brasileiro é apresentado na Figura 5.1.

A Figura 5.2 mostra toda a estrutura do sistema elétrico brasileiro, com os quatro agentes de mercado envolvidos: Geradores (G); Transmissores (T); Distribuidores (D); e Comercializadores (C). Em seguida, a Figura 5.3 ilustra a mesma estrutura com mais detalhamento, indicando as devidas interações; e a Figura 5.4 traz algumas distribuidoras de energia elétrica que atuam no Brasil, o qual é composto por 63 distribuidoras (35 cujo mercado anual de energia é maior do que 1 TWh, e 28 abaixo ou igual a tal valor).

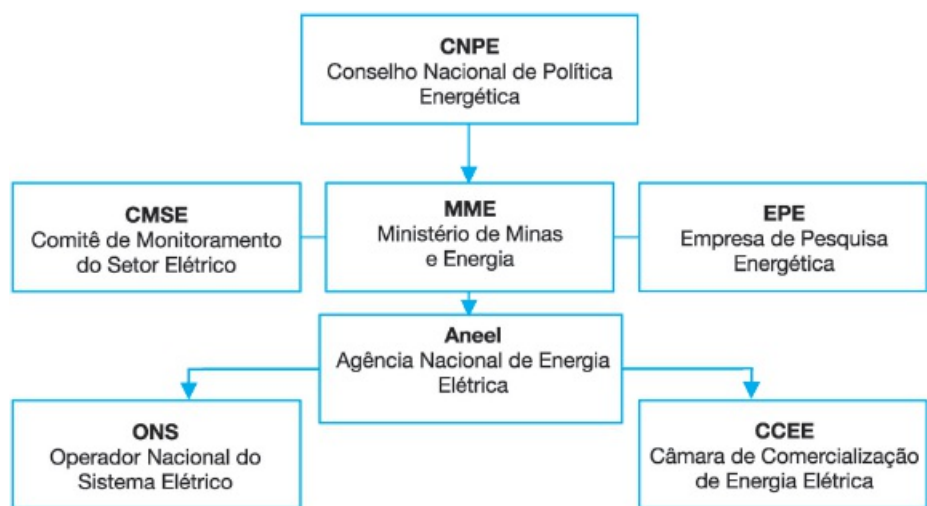


FIGURA 5.1 Organograma da estrutura do setor elétrico brasileiro.

Fonte: Aneel.

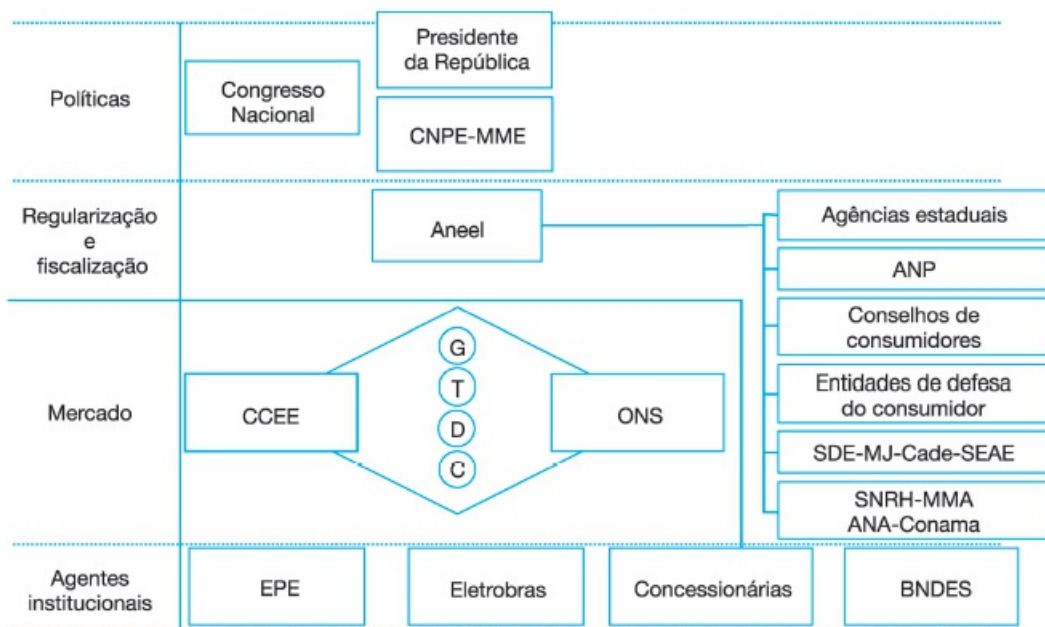


FIGURA 5.2 Estrutura do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: Aneel.

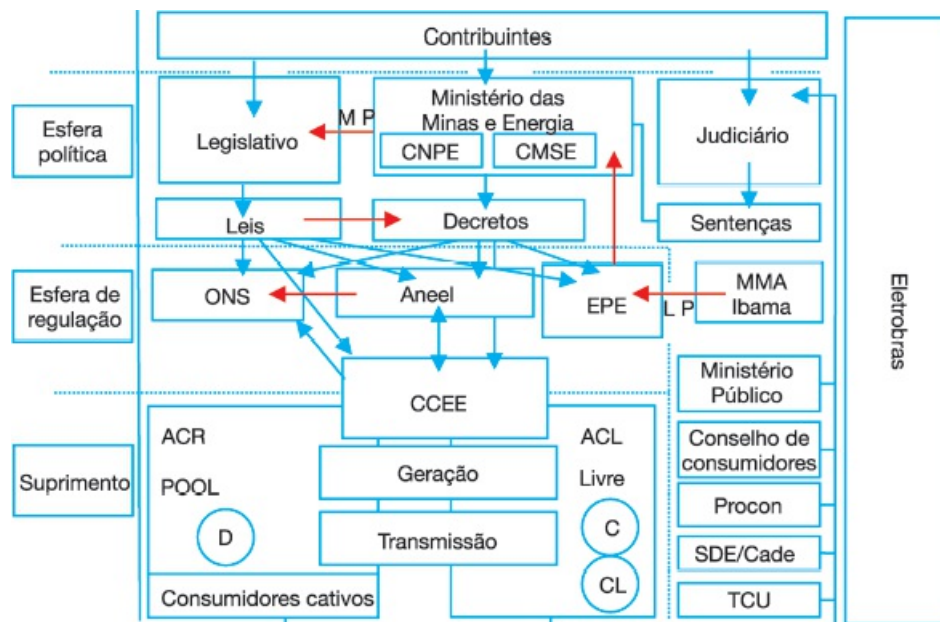


FIGURA 5.3 Estrutura do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: MME — ABCE.

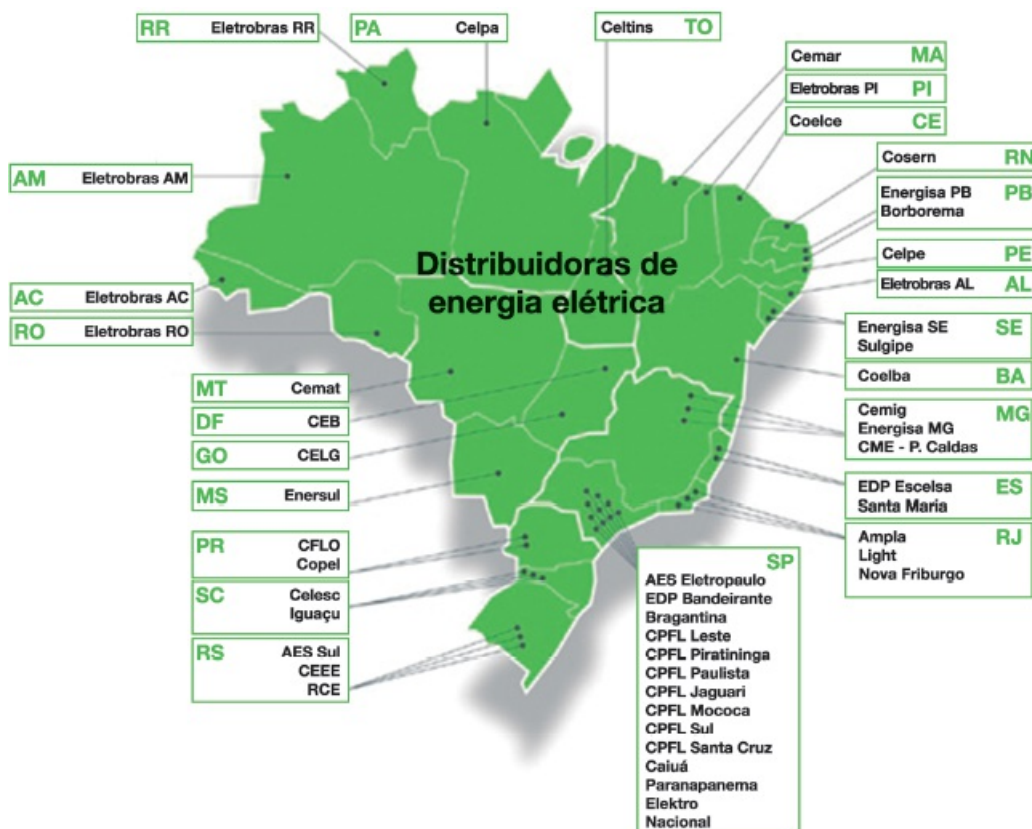


FIGURA 5.4 Algumas distribuidoras de energia elétrica.

Quem controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil é a Eletrobras, que o faz por meio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE (Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica) e Eletronuclear.

5.3 A Criação do ONS e da Aneel

O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela Aneel, criada em 1998 pela Lei nº 9648/98 e pelo Decreto nº 2655/98 para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN (Sistema

Interligado Nacional), além de administrar a rede básica de transmissão de energia. O objetivo do ONS é atender aos requisitos de carga, otimizar os custos e garantir a confiabilidade do sistema. É o ONS que define as condições de acesso à rede básica de transmissão e a contratação de seu serviço, conforme determinado por sua lei de criação e pela Resolução nº 281/99 da Aneel, de acordo com as exigências estabelecidas no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede — Acesso aos Sistemas de Transmissão. Além das empresas de geração (que são 103), de transmissão (68) e de distribuição (39), o ONS é composto também por importadores e exportadores de energia (1) e consumidores livres (40), totalizando 251 integrantes. O ONS tem sede em Brasília — onde estão o CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) e o COSR-NCO (Centro Regional de Operação Norte/Centro-Oeste) — e escritórios em Recife, Rio de Janeiro e Florianópolis, cidades onde estão os respectivos centros regionais de operação: COSR-NE, COSR-SE e COSR-S. A Figura 5.5 mostra a hierarquia dos centros de operação. Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S/A) e DNCU (Despacho Nacional de Cargas de Uruguay) são as respectivas empresas do setor energético da Argentina e do Uruguai.

A Aneel é uma autarquia com regime especial vinculada ao MME. Foi criada pela Lei nº 9427/96. O Decreto nº 2335/97 aprovou a estrutura regimental da agência, e a Portaria 349/97 instituiu seu regimento interno, cujas metas são a mediação, a regulação, o controle de tarifas e a fiscalização da produção, da transmissão, da distribuição e da comercialização de energia elétrica no Brasil.

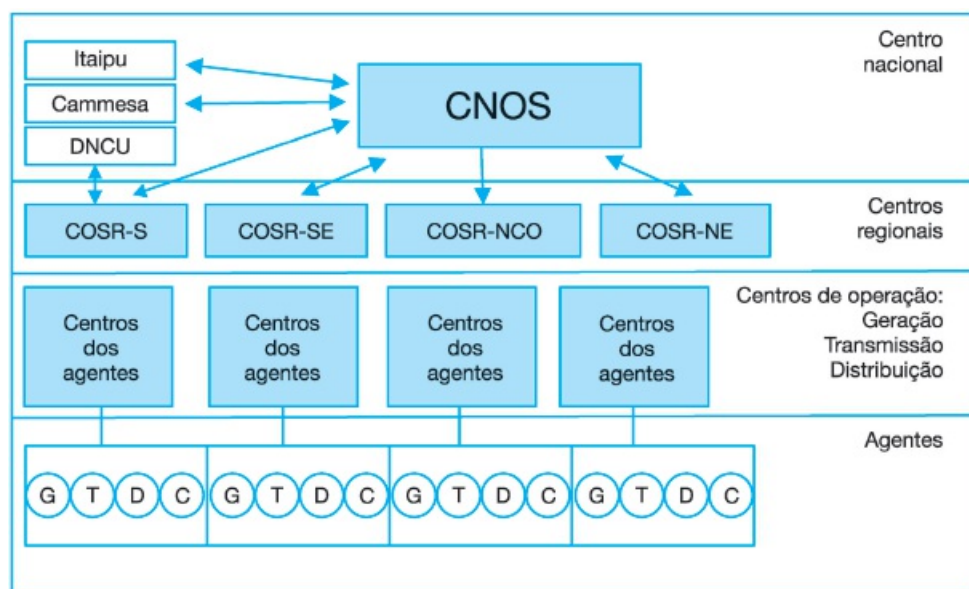


FIGURA 5.5 Hierarquia entre os centros de operação do SIN.

Fonte: Coutinho, 2010.

5.4 Diversificação e Evolução da Matriz Energética Brasileira

O Brasil tem, a cada ano, diversificado mais a sua matriz energética, que é predominantemente de origem renovável. Dados da Aneel mostram que, ao final de 2001, tínhamos 82,21% de capacidade instalada proveniente de fontes hídricas, fruto de 133 empreendimentos em operação. Nesse momento, havia apenas 21 MW de sete empreendimentos eólicos, o que correspondia a 0,03% do total da capacidade instalada nacional de energia. No início de 2012, o percentual eólico na matriz chegou a 1,24%, e de usinas hidrelétricas, a 66,93%, conforme indica a Tabela 5.2.

5.5 O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O controle do SIN começou em 1º de março de 1999. 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. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. (ONS, 2013)

O SIN é composto por mais de 100 mil quilômetros de linhas de transmissão. É predominantemente hidrelétrico, e aproximadamente 65% da sua capacidade de armazenamento se localiza no chamado quadrilátero dos reservatórios, que compreende parte dos estados de MG, GO e SP, ao longo das áreas em que se concentram as bacias de quatro grandes rios:

São Francisco, Grande, Tocantins e Paranaíba. Ter reservatórios de grande capacidade conseqüentemente faz com que o SIN tenha uma dependência das chuvas — onde, quando e quanto irá chover são as questões mais importantes. A administração desses fluxos de armazenamento dos reservatórios é o que leva ao atendimento de energia elétrica do SIN, que é dividido geopoliticamente em quatro subsistemas (Sul, Sudeste, Nordeste e Norte), que, mesmo interligados, têm características próprias de operação e planejamento. O ONS prepara diariamente um relatório energético de todo o SIN. A Tabela 5.3 mostra os valores da produção nacional de acordo com a sua origem.

TABELA 5.2 Matriz elétrica brasileira no início de 2012

Empreendimentos em operação				
Tipo	Quantidade	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	%
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	409	245.247	242.627	0,2
EOL (Central Geradora Eolielétrica)	93	2.044.537	2.044.538	1,66
PCH (Pequena Central Hidrelétrica)	441	4.366.793	4.320.164	3,5
UFV (Usina Fotovoltaica)	14	11.617	7.586	0,01
UHE (Usina Hidrelétrica de Energia)	204	85.503.924	80.203.243	65,05
UTE (Usina Termelétrica de Energia)	1.657	35.516.007	34.475.549	27,96
UTN (Usina Termonuclear)	2	1.990.000	2.007.000	1,63
Total	2820	127.678.125	123.300.707	100

Fonte: BIG (Banco de Informação de Geração da Aneel).

TABELA 5.3 Potência média do SIN verificada no dia 1º de julho de 2011

Produção	Produção programada	Produção verificada	MW med
Hidro nacional	43.177	42.571	74,02%
Itaipu binacional	10.562	10.392	18,07%
Termo nuclear	1.985	1.993	3,47%
Termo convencional	2.217	2.377	4,13%
Eólica	50	177	0,31%
Total SIN	57.991	57.510	100%
Intercâmbio internacional	-925	-958	
Carga (consumo + perdas)	57.066	56.552	

Fonte: ONS — Boletim de operação.

O SIN é dimensionado de acordo com um critério de segurança denominado N-1, que é baseado no funcionamento do sistema, mesmo com a eventual falta de um elemento — ou seja, mesmo que aconteça uma contingência simples (perda de um elemento), o sistema deve ter condições de continuar sua operação sem que ocorram interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão dentro da faixa operativa), e sem atingir os limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. A usina de Itaipu, responsável por cerca de 20% da energia consumida no país e 87% da consumida no Paraguai, opera em N-2, chamada de contingência dupla, ou seja, a que prevê a possibilidade de perda de até duas linhas.

Em 2009, aconteceram 2442 perturbações, mas apenas 13% delas (o que representa 318 casos) tiveram corte de energia, e 3,2% (77 casos) levaram a um desligamento maior do que 100 MW, equivalente à potência de uma cidade como Nova Iguaçu (RJ). A Figura 5.6 mostra a evolução do número de perturbações que envolveram a rede básica de 2005 a 2009 e seu impacto no SIN.

5.6 Os Sistemas Isolados

Os sistemas isolados (dispostos juridicamente pela Lei nº 12.111 de 9 de dezembro de 2009) não estão conectados ao SIN e compreendem os estados do Amazonas, Amapá, Roraima, Pará (exceto a cidade de Belém), Mato Grosso e a ilha de Fernando

de Noronha. Em 2008, a comunidade de Batavo, em Balsas (MA), e a ilha de Camamu (BA) entraram para o SIN. Depois, em 2009, os estados do Acre e de Rondônia também se interligaram.¹ Esses sistemas são abastecidos majoritariamente por usinas térmicas movidas a diesel e óleo combustível e, em menor escala, por PCH, CGH e termelétricas movidas a biomassa. Apesar de estarem localizados em 45% da área territorial brasileira, com cerca de 1,2 milhão de consumidores, os sistemas isolados respondem apenas por 3,4% da energia elétrica produzida no país (2010). Após a interligação do Acre e de Rondônia, o mercado dos sistemas isolados alcançou, no primeiro semestre de 2010, 1,6% do total do mercado nacional. Em 2013, com a interligação de Manaus e Macapá ao SIN, chegou a menos de 1% de participação.

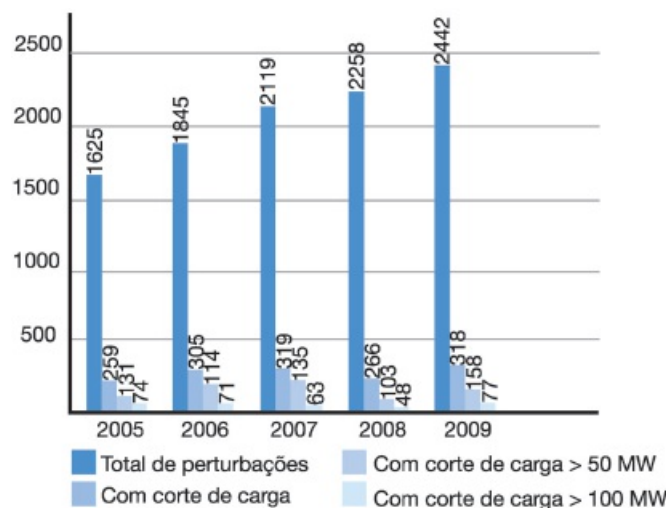


FIGURA 5.6 Evolução do número de perturbações e seu impacto sobre o SIN.

Fonte: ONS — Relatório Anual 2009.

A capital de Roraima, Boa Vista, e seus arredores são, na verdade, abastecidos pela Venezuela. De características predominantemente térmicas, esses sistemas têm custos de geração maiores, além de terem dificuldades na administração do abastecimento, o que provoca gastos com o transporte dos combustíveis. Para que a população dos sistemas isolados tenha os mesmos benefícios do SIN, o governo brasileiro adotou a CCC (conta de consumo de combustíveis), que é um encargo do setor elétrico nacional cobrado nas tarifas de distribuição e de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST e TUSD). A CCC subsidia a compra do óleo diesel e do óleo combustível usados na geração de energia das termelétricas que fornecem eletricidade para esses sistemas. Ela foi estabelecida já em 1973 pela Lei nº 5.899. Um detalhe a ser considerado é que essa conta é paga por todos os consumidores do país. Um consumidor fora dos sistemas isolados poderia argumentar que não deveria pagar tal tributo, que não deveria pagar a “conta dos outros”. Por outro lado, deve-se considerar que os usuários dos sistemas isolados não têm acesso à energia convencional hidrelétrica do SIN, que é cerca de três a quatro vezes mais barata do que a das termelétricas da região Norte. A decisão de que os custos dos combustíveis para geração térmica nos sistemas isolados seriam divididos por todos os concessionários de distribuição (e tal encargo repassado para os consumidores) foi tomada em 1991, pela Portaria nº 179 do Ministério da Infraestrutura. Os recursos da CCC são administrados pela Eletrobras, e os valores (recolhidos mensalmente nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica) são fixados pela Aneel.

5.7 A Integração Elétrica da América do Sul

O Brasil tem as seguintes interligações elétricas na América do Sul:

- (a) Com o Paraguai – Por meio de quatro linhas de transmissão em 500 kV que interligam a usina de Itaipu, à subestação Margem Direita (Paraguai) e à subestação Foz do Iguaçu (PR, Brasil);
- (b) Com o Uruguai – Por meio da estação conversora de frequência de Rivera (Uruguai), com capacidade de 70 MW e uma linha de transmissão em 230/150 kV, ligando-a à subestação Livramento, em Sant’Ana do Livramento (RS, Brasil). Entrou em operação em 2001 mediante acordo entre a uruguaia UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) e a Eletrosul. Não entrou em operação comercial ainda, embora já tenha sido usada para atendimentos emergenciais em ambos os países. A UTE é dona da estação conversora de Rivera e da linha de transmissão. Em janeiro de 2007, foi concluído um estudo, feito por Brasil e Uruguai, indicando um novo ponto de ligação entre a subestação de San Carlos (Uruguai) e uma futura subestação na região de Candiota (RS, Brasil). Está prevista a construção de uma linha de transmissão (500 kV) entre San Carlos e a estação conversora de frequência de 500 MW, provavelmente situada na cidade uruguaiana de Melo, de onde partirá uma linha de transmissão de 500 kV

até a subestação de Candiota (RS), conectando-se à mesma por meio de uma transformação 500/230 kV. A interconexão, já em andamento, tem o objetivo de exportar energia elétrica do Brasil para o Uruguai;

- (c) Com a Argentina – Por meio da estação conversora de frequência de Uruguiana (RS, Brasil), inaugurada em 1994, com capacidade de 50 MW e uma linha de transmissão em 132 kV, ligando-a a Paso de los Libres (Argentina). Não se encontra em operação comercial e foi usada para atendimentos emergenciais em ambos os países;
- (d) Com a Venezuela – Por meio de uma interligação entre o complexo hidrelétrico de Guri/Macáguas (Venezuela) e Boa Vista, capital de Roraima, em uma extensão total de 676 km, tendo sido inaugurada em 2001. Uma linha de transmissão de 400 kV (sob a responsabilidade da empresa venezuelana, a Edelca — Electrificación del Caroní C.A) compõe o trecho dentro do território venezuelano entre as subestações de Macáguas e Las Claritas, passando, em seguida, para 230 kV, até alcançar a fronteira com o Brasil, perto da cidade de Santa Elena de Uairén (Venezuela). O trecho brasileiro tem 191 km de extensão a partir da fronteira até Boa Vista, por uma linha de 230 kV, estando sua construção e operação sob responsabilidade da Eletronorte.

Cronologicamente, a integração entre Brasil e Paraguai deu-se com a interligação de Acaray (Paraguai), a partir do sistema paraguaio. A conversora de frequência de Acaray começou a funcionar no início dos anos de 1970, operando comercialmente só em 1999, com o contrato entre a companhia paranaense de energia (a Copel) e a Ande (Administración Nacional de Electricidad), a empresa estatal paraguaia. Desde 3 de setembro de 2007, a conversora Acaray encontra-se desligada devido ao baixo nível dos reservatórios no Paraguai.

A primeira interligação com a Argentina se deu em 2000, pela estação conversora de frequência Garabi 1, com 1,1 GW de potência nominal, em Garrunchos (RS). No ano seguinte, entrou em operação Garabi 2, com o mesmo valor de potência nominal. A Cien (Companhia de Interconexão Energética) é a dona de ambas as estações conversoras 50-60 Hz, assim como da linha de transmissão de 500 kV que conecta Garabi 1 à subestação Santo Ângelo (RS) e Garabi 2 à subestação Itá (SC). O objetivo principal da interligação foi a possibilidade de importar energia elétrica para o Brasil. No entanto, ela vem sendo usada, nos últimos anos, principalmente para atender às necessidades energéticas da Argentina.

Essa integração já vem sendo estudada pelo Mercosul, Olade (Organização Latino-Americana de Desenvolvimento de Energia) e CIER (Comissão de Integração Elétrica Regional). A Figura 5.7 mostra alguns pontos de interconexão do Brasil com alguns países. Em 2009, Brasil e Peru assinaram acordos para interconexão de suas redes elétricas, e a Eletrobras já vem trabalhando na análise de conexão de cinco hidrelétricas. Deve-se levar em consideração que uma interconexão internacional desse tipo traz vários pontos de análise, como: estabilidade e instabilidade política e jurídica; diferentes estruturas físicas dos sistemas; além de ambiente regulatório e processos de comercialização distintos.

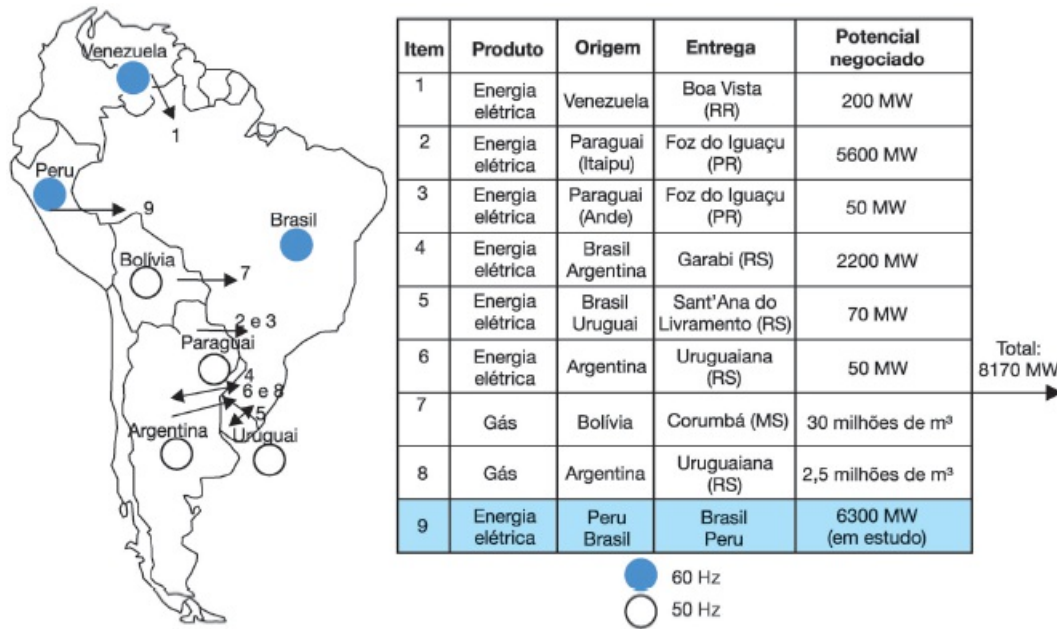


FIGURA 5.7 Interconexão energética (eletricidade + gás) do Brasil com alguns países da América Latina.

¹O processo começou em 2006, quando a Aneel realizou o leilão para a autorização da concessão de construção-operaçãomanutenção da linha Jauru-Samuel. Em 23 de outubro de 2009, a linha entrou em operação, por meio de dois circuitos da linha de transmissão Jauru (MT)-Vilhena (RO), em 230 kV, com 354 km de extensão, completando, assim, o trecho entre Jauru e Rio Branco (AC), passando por Porto Velho e com uma extensão total de 947 km. A interligação reduziu o acionamento de termelétricas locais, com uma economia de R\$ 147 milhões até janeiro de 2010, além da diminuição da emissão de CO₂ por parte dessas termelétricas, que continuam a operar até a configuração final da linha, a qual prevê três circuitos no trecho Jauru-Samuel e dois no Samuel-Rio Branco. Em junho de 2013, o Ibama assinou as licenças de operação das linhas de transmissão da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá (quando essa linha entrar em operação, as capitais Manaus e Macapá estarão interligadas ao SIN).



6

Sistemas Interligados

6.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica cresceram em carga, potência e abrangência nas últimas décadas. Vários países, regiões e áreas se encontram interligados energeticamente. Em tais casos, para despachar e otimizar o fluxo de energia, temos a figura de um ou mais operadores do sistema de transmissão, que atuam como um “guarda de trânsito” desse sistema. É de responsabilidade do operador fazer a previsão e a monitorização do sistema de transmissão.

No Brasil, temos o caso do SIN (Sistema Interligado Nacional), que cobre boa parte do país e é gerenciado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), administrador de quatro regiões geoeletricas. O desafio (e objetivo) de qualquer operador é garantir um procedimento coordenado, confiável, seguro e, obviamente, contínuo. Entre as tarefas de um operador do sistema de transmissão, podemos incluir: (i) fazer a manutenção e o desenvolvimento da rede, gerenciando as conexões com outras redes e com grandes consumidores; (ii) prover o acesso à rede de transmissão aos produtores e consumidores de grande porte; e (iii) observar a funcionalidade da rede. Algumas vezes, um operador do sistema pode ter atuação regional (caso dos Estados Unidos, que têm três grandes redes), podendo, desse modo, ser apenas um operador ou a combinação deste com uma empresa de transmissão, caso que, às vezes, é identificado como Transco (*Transmission Company*).

A Tabela 6.1 traz alguns números do sistema brasileiro entre 2000 e 2008.

Uma análise de custo-benefício precisa ser feita na concepção e no gerenciamento de um sistema interligado — por exemplo, o custo por MW/km de uma linha de transmissão em 500 kV é, em tese, menor do que o custo de uma linha em 230 kV.

Durante o racionamento, de 2001, algumas medidas do governo FHC foram tomadas pelo MME (Ministério de Minas e Energia). Foi, então, empreendido um programa de construção de 49 usinas termelétricas, apoiado pela Aneel, pela Petrobras e pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) — este último financiou até 80% do valor. As solicitações de garantia dos investidores não foram atendidas, e as medidas do governo terminaram não vingando. Na época, o saldo final foi que apenas 16 termelétricas e três hidrelétricas foram licitadas para entrar em operação em 2003 — por meio da SPE (Sociedade de Propósito Específico), a Petrobras desempenhou papel fundamental na construção dessas usinas, diminuindo os riscos do negócio. Nessa mesma época, também houve o programa de estímulo à construção das PCH (pequenas centrais hidrelétricas), quando foi autorizada a construção de 4500 km de linhas de transmissão. No início de 2002, o MME aboliu o programa de racionamento de energia após verificar que os reservatórios estavam com sua capacidade dentro do limite.

TABELA 6.1 Evolução do sistema interligado brasileiro entre 2000 e 2008

Capacidade instalada		2000	2008
Capacidade instalada (MW)	Hidro	52.000	67.400
	Térmica	3500	14.500
	Outras	-	430
Extensão das linhas de transmissão (km)	750 kV	2000	2700
	600 kV-DC	1612	1612
	500 kV	15.000	32.000
	440 kV	6000	6700
	345 kV	9000	10.000
	230 kV	32.000	38.000

Fonte: ONS.

Antes de tudo, é necessário entender (principalmente, alguns engenheiros e professores de Engenharia Elétrica e Energia) que a energia elétrica é um produto comercial e, assim sendo, está sujeita às regras financeiras e econômicas. O investimento no setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) é caracterizado por cifras elevadas. O Estado assumiu tal incumbência, tratando as empresas como monopólios naturais, com o objetivo de proteger o interesse dos consumidores. Desse modo, o setor elétrico foi caracterizado e determinado pela verticalização das empresas, que são controladas pelo Estado, não havendo espaço para uma eventual competição. O aumento das tarifas, a dificuldade de manutenção da estrutura vertical e do monopólio e a carência do serviço levaram a uma revisão do modelo. Buscando uma melhor eficiência do setor, surgiram propostas que defendiam a liberdade de mercado e a mínima interferência estatal. No mundo, ao se pensar em concorrência no setor de geração de energia elétrica, surgiu naturalmente a figura do produtor independente. É bom perceber que a geração não atua isolada, há a transmissão logo em seguida, e aquela precisa ter acesso a esta. O aumento da geração afeta a transmissão.

A estruturação do setor encontrou problemas ao analisar o relacionamento financeiro entre o operador do sistema de transmissão e as empresas que a realizam, chegando, então, a duas alternativas:

- (a) Criar uma companhia independente do mercado, atuando na transmissão e em sua operação (como na Inglaterra, na Espanha e na Escandinávia);
- (b) Criar uma companhia para atuar apenas na operação da transmissão, não sendo dona dos ativos da transmissão (como na Argentina, na Austrália, em parte dos Estados Unidos e no Brasil, por exemplo).

6.2 Os Operadores de Transmissão do Sistema

Na Inglaterra, o Offer (Office of Electricity Regulation, atual Ofgem — Office of Gas and Electricity Markets), de 1995, departamento do governo que regulava o setor elétrico, dividiu o país em várias partes de distribuição de energia, com a National Grid Company sendo a responsável pela transmissão e planejamento desta, garantindo que os geradores tivessem acesso livre ao sistema de transmissão. Nos Estados Unidos, três anos antes, em 1992, o Energy Policy Act já garantia as mesmas opções do Offer inglês, ou seja, o livre acesso dos geradores ao sistema de transmissão, fazendo aparecer todo um mercado de energia entre produtores e consumidores livres. Nesse contexto, desenvolveu-se a ideia de um operador independente do sistema (ISO — Independent System Operator) de transmissão, que gerencia os ativos das transmissoras. Assim, nos Estados Unidos, o FERC (Federal Energy Regulatory Commission), a comissão federal de regulação de energia, propôs, em 1996, a criação dos ISO — alguns deles não estão sujeitos à jurisdição do FERC, como é o caso do Canadá.

6.3 Análise dos Operadores de Transmissão do Sistema

No mundo todo, percebemos que há dois modelos principais para operar a estrutura de transmissão: (i) um operador independente do sistema (ISO); e (ii) um operador do sistema. O ISO atua sem fins lucrativos, é independente e usa preços que levem a uma eficiência da rede por meio de preços nodais (valores relativos aos diferentes nós, posições na rede). No segundo caso, o operador atua ligado a uma empresa de transmissão, em um modelo chamado de Transco. Pode-se dizer que a organização, a gerência e a regulação do sistema de transmissão dependerá do modelo usado, com o operador sendo independente ou não. No entanto, apenas o modelo com o operador independente (ISO) tornará possível uma competição. O ONS brasileiro foi inspirado no modelo do Independent System Operator (ISO) dos Estados Unidos.

Apesar de o modelo ISO ser aparentemente o ideal, há autores que o criticam, defendendo a ideia de que ele necessita de uma complexa estrutura governamental, envolvendo diretores independentes e um comitê dos interessados. Nesse caso, poderia haver dificuldades na negociação, além de esse modelo poder inibir a capacidade de se juntar ao serviço de transmissão. Em uma análise mais criteriosa da situação, percebe-se que cada caso tem variáveis próprias e locais, o que, em tese, não permite que tal desvantagem do modelo ISO seja universalizada. Desse modo, há uma boa experiência global com esse modelo, sendo bem mais simples de se colocar em prática do que o modelo como as Transco. Na Europa, entretanto, de 30 operadores de transmissão, apenas cerca de 10 são ISO; os outros, em sua maioria, são entidades integradas a grupos maiores de concessionárias. Um dos motivos para o baixo número de ISO no continente pode ser devido à necessidade de integração do mercado entre as fronteiras dos países. Esse mercado, para melhorar sua competitividade, reduziu o impacto da concentração horizontal das empresas. Na Inglaterra, a empresa transmissora (National Grid) é privada e dona de suas próprias instalações, efetuando o planejamento e o investimento na rede, fazendo também o papel de operador do sistema de transmissão. Sendo uma companhia com fins lucrativos, o modelo da National Grid, que é acoplada ao seu próprio operador de transmissão, é contraposto ao modelo ISO. A National Grid é proprietária dos ativos da transmissão, havendo um forte mecanismo de incentivos.

6.4 As Empresas Genco, Transco e Disco

No Texas e na Califórnia, ocorreu uma separação entre o ISO e as empresas de transmissão; outras empresas decidiram ainda por unir ambos, formando uma Transco. Aliás, nos Estados Unidos, por exemplo, costuma-se desmembrar as empresas em: Genco (Generation Company; várias geradoras); Disco (Distribution Company; várias distribuidoras); e Transco (várias transmissoras + ISO). Assim, é possível ter um operador do sistema de transmissão (ISO) que coordena a operação da empresa de transmissão, como acontece no Texas, na Califórnia e no modelo estatal brasileiro do ONS.

Nos Estados Unidos, a maior Transco é a ITC Transmission, fundada em 2003. A ITC consiste em três companhias: (i) ITC Transmission; (ii) METC (Michigan Electric Transmission Company; e a (iii) ITC Midwest. Em 2009, a AEP (American Electric Power Company) anunciou a formação de uma nova Transco para cobrir, pelo menos, 11 estados.

Nos Estados Unidos e no Canadá, existem também as RTO (Regional Transmission Organizations), as organizações regionais de transmissão (similares aos ISO), que são entidades independentes e não têm relações com nenhuma outra organização do mercado, administrando a rede de transmissão em uma área regional. Há dez ISO/RTO na América do Norte, que servem a 2/3 dos consumidores de eletricidade nos Estados Unidos e a 50% no Canadá (ver Figura 6.1). Na área de atuação das ISO/RTO, o dono dos ativos da transmissão é visto como o proprietário da companhia de transmissão, que pode ser uma Transco ou uma concessionária de distribuição. A Tabela 6.2 traz dados dessas dez ISO/RTO.

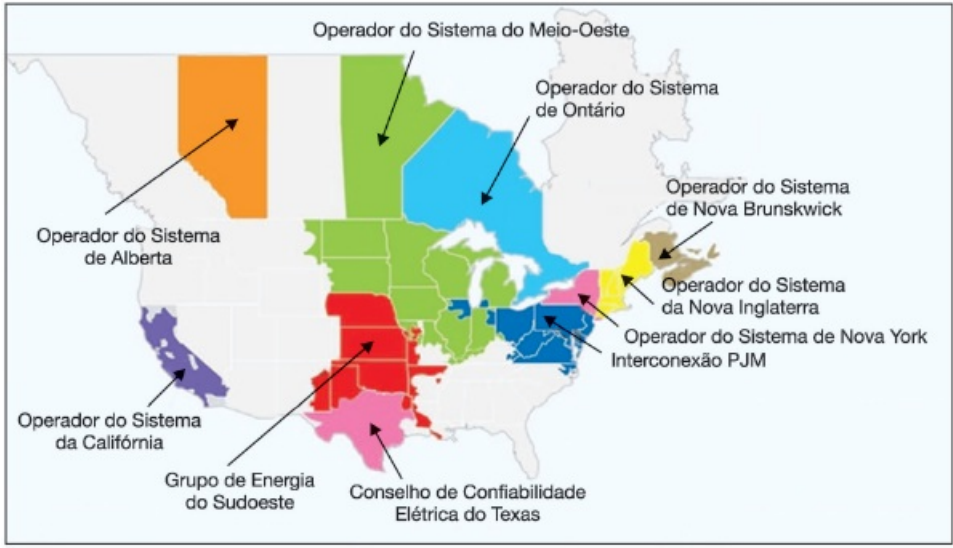


FIGURA 6.1 As dez ISO/RTO que operam na América do Norte.

TABELA 6.2 As dez ISO/RTO que operam na América do Norte

ISO/RTO	Capacidade instalada (MW)	Linhas de transmissão (milhas)	População (milhões)
AESO – Operador do sistema de Alberta	13.520	16.155	3.7
CAISO – Operador do sistema da Califórnia	57.124	25.398	30
ERCOT – Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas	88.227	40.327	22
IESO – Operador do sistema de Ontário	35.338	18.160	13
ISONE – Operador do sistema da Nova Inglaterra	31.000	8130	14
MISO – Operador do sistema do Meio-Oeste	146.497	53.203	40
NBSO – Operador do sistema de Nova Brunswick	7000	8000	2
NYISO – Operador do sistema de Nova York	40.685	10.893	19
PJM – Interconexão PJM	164.895	56.499	51
SPP – Grupo de Energia do Sudoeste	63.000	46.921	15
Total	662.032	278.451	210

Fonte: FERC (adaptado pelo autor).

No Brasil, a transmissão e a distribuição são atividades de monopólio, mas a primeira pode ser empreendida por uma empresa integrada à geração. Usando os termos americanos como base, no Brasil, Genco e Disco têm livre acesso à rede básica, e o ONS brasileiro é independente, sem qualquer ligação comercial com as Transco. No modelo elétrico brasileiro, há várias Transco, sendo a competição entre elas o que definirá o custo de cada instalação de transmissão. Entende-se que a configuração de um operador de transmissão atuando conjuntamente com uma empresa de transmissão (definição de Transco) não permitiria uma competição, portanto o modelo usado no Brasil, com um operador independente do sistema (ISO), é visto como uma vantagem em comparação ao modelo do operador unido à empresa de transmissão. É certo que a existência de muitas companhias de transmissão termina por aumentar a complexidade na operação do sistema de potência como um todo, tendo inclusive algumas Transco operando a mesma instalação, o que não representa, em tese, um problema maior.

No Brasil, a transmissão de energia elétrica é exercida mediante concessão precedida de licitação (exceto os casos de reforço da rede, que são de responsabilidade da concessionária). A remuneração pelo serviço de transmissão é feita por uma RAP (receita anual permitida), estabelecida pela Aneel e paga às transmissoras, que disponibilizam suas instalações, ou DIT (demais instalações de transmissão), à rede básica. Cada empresa de serviço público de transmissão de energia elétrica

assina um CPST (contrato de prestação de serviços de transmissão) com o ONS, permitindo, assim, o controle da operação de suas redes em troca de um pagamento relacionado à disponibilidade de suas linhas de transmissão. Cabe frisar que a remuneração recebida pelas transmissoras é relacionada ao equipamento, não à quantidade de energia que ele pode oferecer.

6.5 O Sistema Interligado Europeu (ENTSO-E)

Na Europa, temos o ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity), a associação dos operadores de transmissão, composto por 41 operadores de 34 países, com 880 GW de capacidade de geração e 3.200 TWh de consumo de eletricidade (2012). Devido à crescente demanda por energia elétrica na Europa, o ENTSO-E foi fundado em 2008, em Bruxelas, na Bélgica, sendo o sucessor do ENTSO (The European Network of Transmission System Operators), fundado em 1999. Completamente operacional desde julho de 2009, o ENTSO-E gerencia 305 mil km de linhas de transmissão para 532 milhões de clientes nos sistemas de potência. Não há uma agência reguladora geral para o ENTSO-E. Uma agência independente de cada Estado-membro coopera com o ERGEG (European Regulator's Group for Electricity and Gas), o grupo europeu dos reguladores de eletricidade e gás. O ENTSO-E (ver Figura 6.2) incorpora as cinco maiores organizações de operadores de transmissão, UCTE, Nordel, UKTSOA, Baltso e ATSOL,¹ cujos países são indicados na Tabela 6.3.

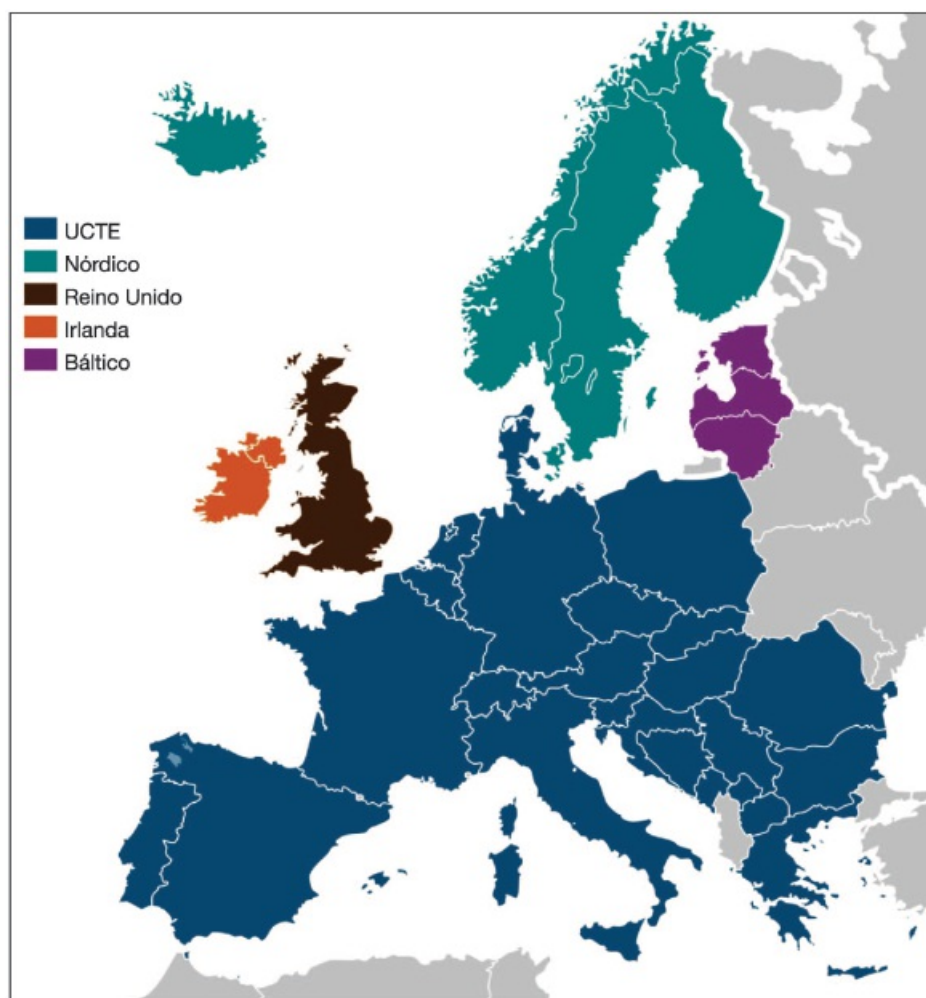


FIGURA 6.2 O sistema interligado europeu.

Fonte: Wikicontributor, 2012, Creative Commons.

TABELA 6.3 Países-membros do ENTSO-E e seus respectivos operadores de transmissão

País	Gerenciador — operador do sistema de transmissão
Áustria	Verbund – Austrian Power Grid e VKW-Netz
Bélgica	Elia System Operator
Bósnia e Herzegovina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
Bulgária	Electroenergien Sistemen Operator
Croácia	Hrvatska elektroprivreda
Chipre	Cyprus Transmission System Operator

República Tcheca	ČEPS
Dinamarca	Energinet.dk
Estônia	Elering
Finlândia	Fingrid
França	Réseau de Transport d'Électricité
Alemanha	EnBW Transportnetze 50Hertz Transmission Tennet Amprion
Grécia	Independent Power Transmission Operator
Hungria	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság
Islândia	Landsnet
Irlanda	EirGrid
Itália	Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A.
Letônia	Augstsprieguma tīkls
Lituânia	Litgrid
Luxemburgo	Creos Luxembourg
Macedônia	MEPSO
Montenegro	Crnogorski elektroprenosni sistem AD
Holanda	TenneT
Noruega	Statnett
Polônia	PSE-Operator
Portugal	Redes Energéticas Nacionais
Romênia	Transelectrica
Sérvia	JP Elektromreža Srbije
Eslováquia	Slovenská elektrizačná prenosová sústava
Eslovênia	Elektro-Slovenija
Espanha	Red Eléctrica de España
Suécia	Svenska Kraftnät
Suíça	Swissgrid
Reino Unido	National Grid plc System Operator for Northern Ireland Scottish and Southern Energy Scottish Power Transmission plc

Fonte: ENTSO-E, Annual Report, 2011.

Em 2002, houve interesse, por parte do conselho de energia elétrica da comunidade dos Estados independentes, em realizar uma interconexão entre o UCTE e o IPS/UPS.

A Tabela 6.4 mostra o total de geração elétrica dos países da União Europeia que são membros do ENTSO-E.

TABELA 6.4 Geração de eletricidade de 17 países-membros do ENTSO-E

Geração total de eletricidade dos países da União Europeia membros do ENTSO-E (TWh)			
	2010	2011	% 11/10
Áustria	70,7	65,4	-7,7
Bélgica	91,6	85,1	-7,1
Bulgária	41,0	45,1	10,0
República Tcheca	79,5	81,0	1,9
França	550,3	541,9	-1,5
Alemanha	573,3	557,9	-2,7
Grécia	47,9	50,1	4,6

Hungria	33,8	33,6	-0,6
Itália	290,7	289,0	-0,6
Luxemburgo	4,5	3,7	-18,9
Holanda	113,7	109,0	-4,1
Polónia	145,8	151,6	4,0
Portugal	50,1	48,4	-3,3
Romênia	56,5	57,0	0,7
Eslováquia	26,1	26,5	1,6
Eslovênia	14,4	13,9	-3,9
Espanha (Sistema Peninsular)	273,3	264,1	-3,4
Total	2.463,1	2.423,2	- 1,6

Os valores anuais são dados em TWh. Fonte: ENTSO-E e Spain REE.

A Tabela 6.5 indica os valores das linhas de transmissão dos países da União Europeia.

TABELA 6.5 Tensões praticadas nas linhas de transmissão dos 27 países-membros da União Europeia

Pais	Nível de tensão operado nas linhas de transmissão (kV)
Áustria	380 – 220 – 110
Bélgica	380 – 220 – 150
Bulgária	750 – 400 – 220 – 110
Chipre	220 – 132
República Tcheca	400 – 220
Dinamarca	400 – 150 – 132
Estónia	330 – 220 – 110
Finlândia	400 – 220 – 110
França	400 – 225 – 150 – 90 – 63
Alemanha	380 – 220 – 110
Grécia	380 – 150 – 66
Hungria	750 – 380 – 220
Irlanda	380 – 220 – 110
Itália	380 – 220 – 120/150
Letónia	330 – 110
Lituânia	330 – 110
Luxemburgo	220 – 65
Malta	132
Holanda	380 – 220 – 150 – 110
Polónia	750 – 380 – 220 – 110
Portugal	380 – 220 – 150
Romênia	750 – 380 – 220 – 110
Eslováquia	380 – 220
Eslovênia	380 – 220 – 110
Espanha	380 – 220 – 110/132
Suécia	380 – 200
Reino Unido	380 – 275

Fonte: REALISEGRID.

6.6 O Sistema Interligado Norte-Americano

Quatro redes regionais gerenciam a transmissão de energia elétrica nos Estados Unidos (com exceção do Alasca e do Havaí) e no Canadá: (i) Interconexão Leste; (ii) Interconexão Ocidental; (iii) Interconexão Texas (ou ERCOT — *Electric Reliability Council of Texas*); e (iv) Interconexão Quebec. A maior parte dos Estados Unidos é coberta pelas redes (i), (ii) e (iii). Essas três redes têm dimensões diferentes, com a interconexão Leste sendo a maior, e a ERCOT a menor, conforme visto na Tabela 6.6.

TABELA 6.6 Dimensões das três redes norte-americanas

	Interconexão leste	Interconexão ocidental	Interconexão Texas (ERCOT)
Número de clientes	101 milhões	66 milhões	22 milhões
Eletricidade gerada (GWh/ano)	2.941.000	755 mil	312 mil
Geração instalada (MW)	795.800	190 mil	84 mil

Fonte: Mazur, 2012.

É importante perceber que, apesar de haver conexão entre as redes, não existe uma rede nacional única nos Estados Unidos, um único operador do sistema, como ocorre no Brasil. Cada uma das três grandes redes americanas é subdividida em conselhos e regiões. A Tabela 6.7 traz as características.

A Interconexão Quebec, que cobre a província canadense de Quebec, é composta pelo Northeast Power Coordinating Council (NPCC), sendo geralmente considerada como parte da Interconexão Leste, por ser funcionalmente parte dessa. Aliás, a Interconexão Quebec é conectada à Interconexão Leste por meio de quatro *links* DC e um *link* VTF (*variable frequency transformers*).

Quem supervisiona oito entidades regionais, contendo todos os sistemas interligados dos Estados Unidos (além do Alasca), Canadá e uma parte do México, é a NERC (North American Electric Reliability Corporation), uma organização sem fins lucrativos, formada em 2006, oriunda do Conselho Norte-Americano de Confiabilidade Elétrica (North American Electric Reliability Council) de 1968, o qual foi criado pelas concessionárias americanas para promover a confiabilidade e a adequação dos sistemas de transmissão de potência em massa das concessionárias da América do Norte. A Figura 6.3 mostra os nove conselhos regionais (oito deles dentro dos Estados Unidos) das quatro redes que administram o sistema norte-americano e canadense.

TABELA 6.7 Os três operadores das redes de transmissão de energia que coordenam o sistema elétrico dos Estados Unidos

Interconexão leste	Interconexão Texas	Interconexão ocidental
Atua do leste central do Canadá à Costa do Atlântico (exceto Quebec) e sul da Flórida, excluindo a maioria do Texas.	Atua em boa parte do estado do Texas.	Atua em boa parte da América do Norte, das montanhas Rochosas à Costa do Pacífico.
Une-se, por meio de seis <i>links</i> DC, à Interconexão Ocidental; por dois <i>links</i> DC, à Interconexão Texas; e, por quatro <i>links</i> , à Interconexão Quebec. Há pontos de conexão, fora da ação da NERC, com o norte do Canadá.	Une-se, por meio de 2 <i>links</i> DC, à Interconexão Leste. Há pontos de conexão, fora da ação da NERC, com o México.	Une-se, por meio de seis <i>links</i> DC, à Interconexão Leste. Há pontos de conexão, fora da ação da NERC, com o norte do Canadá e com o noroeste do México.
Composta por seis conselhos/áreas:	Composta por um conselho/área:	Composta por um conselho/área:
<ul style="list-style-type: none"> • Florida Reliability Coordinating Council (FRCC) • Midwest Reliability Organization (MRO) • Northeast Power Coordinating Council, Inc. (NPCC) • Reliability First Corporation (RFC) • SERC Reliability Corporation (SERC) • Southwest Power Pool, Inc. (SPP) 	<ul style="list-style-type: none"> • Electric Reliability Council of Texas (ERCOT). 	<ul style="list-style-type: none"> • Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Fonte: NERC (North American Electric Reliability Corporation).



FIGURA 6.3 Mapa com os quatro operadores do sistema de transmissão norte-americano e canadense.

Fonte: Bouchei, 2009, Creative Commons.

6.6.1 A Super-Rede Tres Amigas

As três redes norte-americanas operam de modo independente, quase sempre atuando como sistemas em ilhas. Há opiniões que sustentam uma expansão maior, integrando as três em uma única grande rede nacional; há também aqueles que defendem a ocorrência de uma subdivisão das redes atuais em outras 10 ou 12 redes menores. Nesse contexto, em outubro de 2009, foi anunciada, pela companhia americana Tres Amigas, a proposta de conectar as três grandes redes americanas em uma única rede chamada de Tres Amigas. Essa nova rede tem como objetivo oferecer um único operador de transmissão de energia elétrica para a região em questão, ajudando ainda que o país alcance as metas de inserção para as energias renováveis. Sabe-se que os geradores de energia renovável enfrentam problemas em conseguir pleno acesso ao sistema de transmissão necessário para levar sua energia ao mercado. Tais gargalos seriam quebrados, levando a um maior desenvolvimento e proliferação das energias renováveis, com a implementação da superestação Tres Amigas. Esperando-se também uma redução do custo de energia elétrica e uma redução das perdas do sistema.



FIGURA 6.4 Etapas de implantação da superestação Tres Amigas, plano de interligar as três redes de transmissão de energia elétrica dos Estados Unidos.

Fonte: Site da Tres Amigas (www.tresamigaslcc.com).

A proposta é construir a sede da superestação Tres Amigas no condado de Curry, na cidade de Clovis, no Estado do Novo México, local este escolhido por vantagens estratégicas, perto da fronteira com o Texas, numa região próxima a junção das três redes. O projeto inicial da superestação inclui o uso de três subestações inversoras CC/CA e cabos supercondutores, além de sistemas modernos de armazenamento de energia.

O cronograma de construção e operação da superestação Tres Amigas indica três fases até o ano de 2021, como mostrado na Figura 6.4.

6.7 Os Maiores Operadores de Sistemas Interligados de Energia Elétrica do Planeta

Tanto o SIN (Sistema Interligado Nacional), no Brasil, quanto o europeu ENTSO-E e o norte-americano NERC são considerados sistemas de interligação de grande porte. Um dos grupos que congrega diversos operadores de sistemas de transmissão é o GO15, criado em 2004 (em 2009, tornou-se uma organização) em resposta aos diversos *blackouts* de energia ao redor do mundo, com o objetivo de investigar as questões fundamentais de interesse comum aos seus membros e desenvolver ações para a melhoria da confiabilidade dos sistemas de potência. O GO15 é composto por uma iniciativa voluntária dos 16 maiores operadores de sistemas de transmissão do planeta, o que representa mais de 70% da demanda de eletricidade global, fornecendo energia elétrica para 3,4 bilhões de consumidores em seis continentes, o que representa, anualmente, 10.219 TWh de energia. Os membros do GO15 operam 2.272.000 km de linhas de transmissão, sendo responsáveis por cifras que alcançam 2518 GW de capacidade de geração, sendo 21% originários de fontes renováveis. O GO15, também conhecido como VLPGO (Very Large Power Grid Operators), tem como desafio, por exemplo, o desenvolvimento de redes inteligentes, a integração das energias renováveis, a eficiência energética, a redução das emissões de CO₂ e até a integração de veículos elétricos. A Tabela 6.8 traz os 16 membros do GO15 em 2013.

Vale citar também o Transmission System Operation Comparison Group, um grupo de cooperação internacional dos operadores dos sistemas elétricos de transmissão, abrangendo a Ásia, a Europa, a África do Sul, a América do Norte e a do Sul. Com 22 membros em 2010 (não incluso o brasileiro ONS) e formado em 1995, a ideia do grupo é trocar experiências e pensar em boas práticas para as suas operações. O internacional CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), o conselho internacional de sistemas elétricos de grande porte, uma das organizações mundiais de maior repercussão na Engenharia Elétrica, tem um comitê interno para tratar do assunto da interligação dos sistemas de potência.

Muitas vezes, o SIN é considerado, no meio energético nacional, como o maior sistema interligado do globo. Aliás, a própria página na internet da Eletrobras informa: “O sistema de transmissão brasileiro, considerado o maior do mundo, é controlado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).”

TABELA 6.8 Os 16 maiores operadores de transmissão de energia elétrica do planeta

País	Operador do sistema de transmissão	Potência de pico (GW)	Clientes (milhões)

Austrália	Aemo (Australian Energy Market Operator)	35	19
China	CSG (China Southern Power Grid)	129	240
Bélgica	Elia Group	29	30
África do Sul	Eskom	37	50
Coreia do Sul	KPX (Korea Power Exchange)	76	50
Estados Unidos	MISO (Midwest Independent Transmission System Operator)	98	39
Reino Unido	National Grid	61	62
Brasil	ONS (Operador Nacional do Sistema)	77	189
Índia	Power Grid Corporation of India Limited	135	1200
Estados Unidos	PJM Interconnection	164	60
Espanha	REE (Red Eléctrica de España)	44	46
França	RTE (Réseau de Transport d'Électricité)	100	100
China	SGCC (State Grid Corporation of China)	544	1100
Rússia	SO UPS (System Operator of Unified Power System)	157	144
Japão	Tepco (Tokyo Electric Power Company)	64	45
Itália	TERNA (Rete Elettrica Nazionale)	57	60

Fonte: www.go15.org.

Apesar de este ser um sistema de fato grande, é fácil perceber, pelos dados do GO15 vistos na Tabela 6.8, que o SIN fica atrás de vários outros operadores. Em número de clientes, os maiores estão, respectivamente, na Índia e na China. Pela análise conjunta dos operadores de transmissão que seguem, percebemos que, em nenhum aspecto, o SIN é o maior do mundo, apesar de ser um dos maiores. Pode-se dizer, entretanto, que ele é o maior sistema interligado de fontes renováveis do planeta, devido, em grande parte, às fontes de geração hídricas.

6.7.1 O Sistema Elétrico Australiano

O sistema elétrico australiano é um dos mais longos sistemas de potência interligados do planeta, com uma distância aproximada de 5000 km, fornecendo cerca de 200 TWh/ano. Mais de 10 bilhões de dólares são anualmente comercializados, para uma demanda de mais de 8 milhões de consumidores. A infraestrutura de transmissão australiana comporta mais de 40 mil km de cabos e linhas de transmissão de 500 kV, 330 kV, 275 kV, 220 kV, 132/110 kV e 66 kV. O operador australiano (AEMO — Australian Energy Market Operator) foi criado em 2009 a partir de seis indústrias dos setores elétrico e de gás. Vale dizer que a Austrália é o nono maior produtor de eletricidade do planeta, com 2,4% da produção global de energia.

6.7.2 O Sistema Elétrico Chinês da CSG

Fundada em 2002, a CSG (China Southern Power Grid Company Limited) é uma das duas estatais chinesas responsáveis pelo sistema de transmissão do país, atuando em uma área com 188 GW de capacidade instalada (2011), com mais de 1 milhão de km² e 230 milhões de pessoas. Em 2011, a companhia vendeu 666,7 TWh de energia, despachando de fontes variadas por mais de 90 mil km de linhas a partir de 230 kV. A CSG ainda alimenta oito províncias no Vietnã por meio de sete *links* (três em 230 kV) e quatro províncias no Laos por uma interconexão em 115 kV.

6.7.3 O Operador de Transmissão Belga ELIA

Um dos cinco mais importantes operadores de transmissão na Europa é o belga Elia, que gerencia mais de 8000 km de linhas de transmissão (incluindo cabos submarinos), em uma rede de 30 kV a 380 kV, atendendo a 29 milhões de pessoas. A Tabela 6.9 mostra os valores do comprimento das linhas de transmissão operadas pelo grupo Elia, e a Tabela 6.10 apresenta suas características principais.

TABELA 6.9 As redes de transmissão do grupo europeu belga Elia em 1^o de janeiro de 2012

Comprimento da rede de alta-tensão da ELIA				Comprimento da rede de alta-tensão (50 Hz)			
Tensão (kV)	Cabos subterrâneos (km)	Linhas aéreas (km)	Total (km)	Tensão (kV)	Cabos subterrâneos (km)	Linhas aéreas (km)	Total (km)
380	–	891	891	AC 380	55	6830	6885
220	5	297	302	AC 220	3	2862	2865
150	433	2007	2440	AC 150	75	–	75
70	280	2381	2661	DC 400	15	–	15
36	1921	8	1929	Rede de transmissão	150	9690	9840
30	127	22	149	AC 110	2	13	15
Total	2766	5606	8372	Total	150	9705	9855

Fonte: Elia Group.

TABELA 6.10 Dados principais do operador belga Elia

Dados básicos do grupo ELIA	Total	Transmissão em 50 Hz	Rede de transmissão da ELIA
110 – 380 kV de linhas e cabos (km)	–	9809	3612
Número de subestações	862	62	800
Área operacional (km ²)	142.990	109.000	33.990

Fonte: Elia Group.

6.7.4 O Sistema Elétrico do Africano Eskom

No continente africano, há a figura da estatal Eskom, fundada em 1923, a companhia de eletricidade da África do Sul, que é responsável por cerca de 95% da geração elétrica no país e de, aproximadamente, 45% da usada em todo o continente, comercializando um montante de 224.785 GWh em 2012. Além de gerar, a Eskom transmite e distribui, sendo considerada a maior companhia do setor na África, além de ser uma das maiores do mundo, operando, inclusive, a única usina nuclear africana, a estação de Kendal. Em 2012, a Eskom já tinha alcançado 41.647 MW de potência instalada, servindo a 4,9 milhões de consumidores. A rede da Eskom consiste em 153 subestações e 28.995 km de linhas de transmissão entre 132 kV e 765 kV.

6.7.5 O Sistema Elétrico da Coreia do Sul

Na Coreia do Sul, uma organização sem fins lucrativos, a KPX (Korea Power Exchange), é a responsável por garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no país, alcançando 48,9 milhões de pessoas. Em 2011, a capacidade de geração coreana chegou a 79.342 MW (tendo 73.137 MW de pico de carga), com 462.331 GWh (147.763 GWh de fonte nuclear, 193.554 GWh do carvão e apenas 15,45 GWh de fontes renováveis) comercializados. A matriz elétrica na Coreia do Sul é composta por 20 unidades nucleares, 429 térmicas e 59 hídricas, colocando a capacidade de geração coreana em 12^o lugar no *ranking* global. A KPX despacha o fluxo dessa energia por 2952 km de linhas de transmissão (154 kV, 345 kV, 765 kV e cabos submarinos de 180 kV em CC), compostos de 657 subestações.

6.7.6 O Sistema Elétrico Indiano da Powergrid

Responsável pela transmissão de 50% da energia elétrica gerada na Índia, a estatal Powergrid (Power Grid Corporation of India Limited) foi fundada em 1992 e supervisiona, coordena e controla parte da rede nacional do país. Dados de 2012 mostram que a companhia, além de dona, opera 97.286 km de linhas de transmissão em 800/765 kV, 400 kV, 220 kV, 132 kV e 500 kV em CC, contendo 159 subestações.

6.7.7 O Operador do Sistema de Transmissão da Espanha

Na Espanha, a responsável por operar o sistema de transmissão, desde 2010, é a REE (Red Eléctrica de España), que gerencia um sistema com 102.524 MW de capacidade instalada em 2012. Esse sistema tem uma grande base de fontes renováveis (1.122 MW de energia eólica, 968 MW de energia solar, 192 MW de hídrica e 81 MW de térmicas renováveis) e 41.369 km de linhas de transmissão.

6.7.8 O Operador do Sistema de Transmissão da França

Na França, a responsável pela manutenção e operação do sistema de transmissão de energia elétrica do país é a RTE (Réseau de Transport d'Électricité), operadora de 100.000 km de linhas de transmissão (48% em 400 kV, 150 kV e 225 kV, e 52% em 63 kV e 90 kV) e de 2518 subestações. A interconexão principal é dada em 400 kV, e as redes (existem sete áreas) de distribuições regionais são dadas em 225 kV, 90 kV e 63 kV. A RTE tem sete centros de controle regionais. A companhia foi fundada em 2000, entrando para o serviço público em 2005, sendo considerada a maior rede da Europa. A RTE transporta, anualmente, 500 bilhões de KWh e tem a maior rede subterrânea europeia, com mais de 900 km de linhas em 225 kV. Em 2012, o sistema francês gerou 541,4 TWh e um pico de demanda de 102.100 MW. A capacidade instalada na rede do RTE é de 128.680 MW, e a energia gerada para o período indicado é mostrado na Figura 6.5.

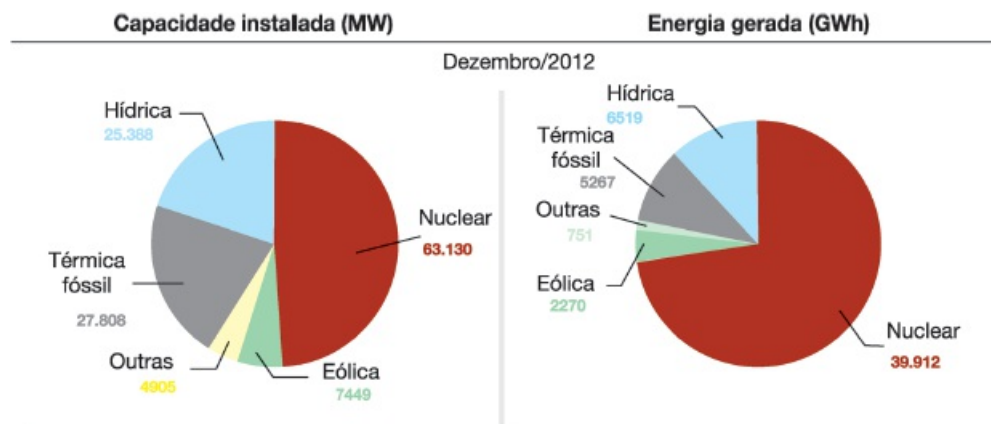


FIGURA 6.5 Capacidade instalada (MW) e energia gerada (GWh) por fonte na matriz energética francesa em dezembro de 2012. Fonte: RTE.

6.7.9 O Sistema Elétrico Japonês da Tepco

A Tepco (Tokio Electric Power Company), fundada em 1951, é a maior companhia de eletricidade japonesa e a quarta maior concessionária do mundo. Com papel importante na economia japonesa, a Tepco atua tanto na geração quanto na transmissão e distribuição de energia elétrica, em uma área de serviço de 39.509 km², alcançando um total de 28,78 milhões de clientes pela capacidade de geração de 66.472 GW de 196 usinas (163 hidrelétricas, 25 térmicas, três nucleares, uma eólica, três solares e uma geotérmica). O pico de demanda foi de 64,3 GW, ocorrido em julho de 2001. A companhia administra linhas de transmissão aéreas e subterrâneas de 66 kV, 154 kV, 275 kV, 500 kV e algumas abaixo de 55 kV, totalizando 28.492 km de linhas aéreas e 12.067 km de linhas subterrâneas. A Tepco opera seu próprio sistema de transmissão por meio de um escritório central de despacho da carga, que é subdividido em três outros (Seibu, Tóquio e Tobu), espalhados em oito localidades japonesas. O Japão tem a particularidade de ter sua rede em 50 Hz na parte leste e 60 Hz na parte oeste. Diante dessa configuração, o governo japonês está considerando dispor de dois operadores de transmissão para cada região dentro do domínio da Tepco. A companhia é proprietária da usina nuclear de Fukushima I, na qual, em março de 2011, devido a um Tsunami, ocorreu um acidente nuclear.

6.7.10 O Operador do Sistema de Transmissão da Itália

O operador de transmissão da Itália, primeiro da Europa, se chama Terna (Rete Elettrica Nazionale) e gerencia uma rede com mais de 63.500 km de linhas de transmissão (380 kV, 220 kV, 200 kV em DC e 400 kV em DC), sendo ainda o principal proprietário da rede de transmissão nacional de energia elétrica de alta-tensão. O Terna é responsável pela transmissão e distribuição da energia elétrica no país, sendo considerado o sexto maior operador do planeta por quilômetros de linhas gerenciadas, atingindo 334,6 bilhões de KWh de energia em 2011. O sistema italiano tem 22 interconexões com outros países. De propriedade da Terna, com 1000 MW de potência e 435 km de comprimento, SAPEI (Sardenha, Península Itálica), o cabo submarino entre a ilha da Sardenha e o continente, é considerado o mais longo do mundo. A demanda máxima do sistema, de 56.822 MW, aconteceu em 2007, e um consumo de 313.792,1 GW foi registrado na Itália em 2011.

6.7.11 O Sistema de Transmissão da Rússia (IPS/UPS)

Entender o sistema de transmissão russo e da região da ex-União Soviética não é tarefa simples. Suas dimensões e as mudanças geográfica e econômica da área contribuem para tal complexidade. Com uma capacidade instalada de 337 GW, tal sistema atravessa oito fusos horários, é composto pelos sistemas de potência de 12 países (além do unificado russo) e produz 1285 TWh/ano, para 280 milhões de clientes. A funcionalidade da estrutura é caracterizada por ter um alto grau de

interdependência e cooperação, com linhas de transmissão em 110 kV, 220 kV, 330 kV, 400 kV, 400 kV em DC, 500 kV, 750 kV e 1150 kV. Basicamente, há duas partes do sistema de transmissão, compostas pela Единая энергетическая система России, que a terminologia inglesa chama de UPS (Unified Power System of Russia) e IPS (Integrated Power System). Simplificando, pode-se dizer que o UPS/IP é a rede de transmissão de alguns países da comunidade dos estados independentes (ver Figura 6.6). O UPS, sistema de potência unificado da Rússia, é a parte russa da interconexão, que inclui oito operadores de transmissão. O IPS, chamado de sistema integrado, é a parte que detém as redes nacionais da Ucrânia, do Cazaquistão, do Quirguistão, da Bielorrússia, do Azerbaijão, do Tajiquistão, da Geórgia, da Moldávia e da Mongólia. O UPS entrou em operação após a reestruturação em 2001 do sistema energético unificado da federação russa, sendo operado atualmente pela Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы, a companhia federal da rede do sistema unificado energético russo.

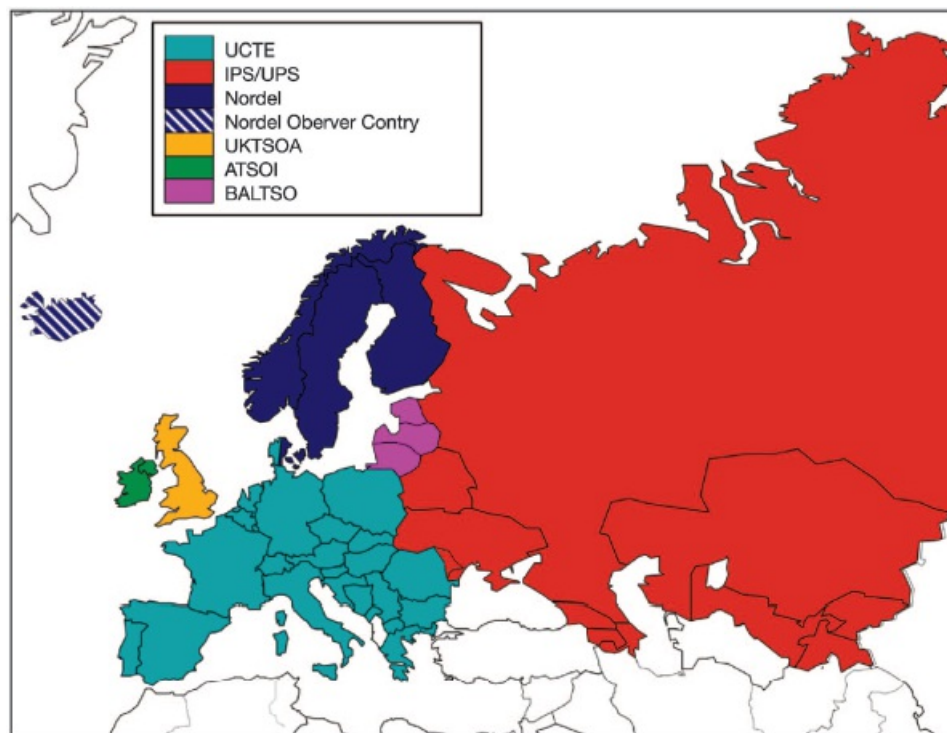


FIGURA 6.6 O sistema de transmissão IPS/UPS e as outras cinco maiores organizações de operadores de transmissão da Europa.
Fonte: Goldsztajn, Creative Commons, 2009.

Há, ainda, uma interconexão com o sistema nórdico por meio de um *link* DC. A operação de despacho de energia elétrica do UPS é exercida pela Companhia Federal da Rede (CFR), detendo mais de 124,6 mil km de linhas de transmissão e 854 subestações, com mais de 323,5 GVA de transformadores entre 35 e 750 V de capacidade. O CFR, operador do sistema de transmissão russo, detém o monopólio do serviço e é controlado pelo Estado, tendo sido fundado em 2002. Baseados no comprimento das linhas e na capacidade instalada dos transformadores, dados da própria companhia indicam que ela é a maior empresa de transmissão de energia elétrica de capital aberto no mundo.

6.7.12 O Sistema de Transmissão da Companhia Nacional da Rede Elétrica da China

Fundada em 2002 e com sede em Pequim, cobrindo 88% do território de seu país, a Companhia Nacional da Rede Elétrica da China já tinha, em 2005, 195.899 km de linhas de transmissão a partir de 230 kV, servindo a 128 milhões de clientes. Nesse mesmo ano, a SGCC vendeu 1464,6 TWh. A estatal chinesa é considerada a maior empresa de transmissão e distribuição de energia elétrica do mundo, tendo entrado no mercado brasileiro em 2010 ao comprar o controle de sete das 12 empresas da Plena Transmissoras, controlada pelas espanholas Elecnor, Isolux e Cobra.

6.7.13 Os Operadores Norte-Americanos de Transmissão da PJM e MISO

Nos Estados Unidos, como parte da Interconexão Leste, há a Interconexão PJM, um operador regional de transmissão (RTO). Sua capacidade de geração é de 185.600 MW (pico de demanda de 158.450 MW), atendendo a 60 milhões de pessoas em 13 estados (além do Distrito de Columbia), por meio de 65.441 milhas em linhas de transmissão em 69 kV a 765 kV e 6.224 subestações. Com operação independente, a PJM entrega anualmente 778 milhões de MWh.

Sem fins lucrativos, o também norte-americano MISO (The Midwest Independent Transmission System Operator, Inc),

operador independente do Meio-Oeste, com uma capacidade de geração de 132.274 MW, atua em 11 estados dos EUA e em uma província canadense, cobrindo 79.936,11 km de linhas de transmissão em 500 kV, 345 kV, 230 kV, 161 kV, 138 kV, 120 kV, 115 kV e 69 kV.

¹UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) é o sistema de transmissão conectado da Europa continental. Nordel (Association of Nordic TSOs) é a associação dos operadores de transmissão nórdicos, que inclui Finlândia, Islândia, Noruega, Suécia e parte da Dinamarca. Baltso (Association of Baltic TSOs) é a associação dos operadores de transmissão bálticos, consistindo dos operadores da Estônia, da Letônia e da Lituânia, interconectados com o IPS/SPS e com a Finlândia desde 2006. ATSOI (Association of TSOs of Ireland) é a associação dos operadores de transmissão da Irlanda, cobrindo também a Irlanda do Norte, que é operada pelo Eirgrid. UKTSOA (United Kingdom's TSOs Association) é a associação dos operadores de transmissão do Reino Unido, que compreende os sistemas de transmissão da Inglaterra, do País de Gales e da Escócia.

Posfácio

Este livro foi lançado em 2013, ano em que:

- Espero tornar o meu disco, *Full of Flowers*, mais conhecido;
- O papa Bento XVI renunciou e o cardeal argentino Jorge Mario Bergoglio foi eleito o novo pontífice, assumindo o nome de Francisco;
- Morreu a famosa ex-primeira-ministra britânica Margaret Thatcher;
- Hugo Chávez, presidente da Venezuela, faleceu;
- As presidências das duas casas mais importantes da política brasileira, Senado e Câmara dos Deputados, foram ocupadas por homens envolvidos em um processo de corrupção —respectivamente, Renan Calheiros e Henrique Eduardo Alves;
- Milhões de brasileiros foram às ruas protestar por melhorias sociais, dando início à chamada “Primavera Brasileira”;
- Um incêndio em uma boate na cidade de Santa Maria (RS) matou mais de 240 pessoas;
- Espero concluir a audição da obra musical de Johann Sebastian Bach;
- Morreu José Domingos de Moraes, conhecido como Dominginhos, sanfonista, compositor e cantor brasileiro;
- Edward Snowden, ex-analista da CIA (Central Intelligence Agency), revelou que os Estados Unidos da América possuem um programa de espionagem global através de escutas telefônicas e acesso a dados governamentais e pessoais pela Internet.

Referências

- AEMO. **An Introduction to Australia's National Electricity Market**. Aemo, Austrália: July, 2010.
- AEMO (Australia Energy Market Operator) – Committed to an Integrated energy future. **Annual Report 2012**. Aemo: Austrália, 2012.
- ARAÚJO, A. E. A. de; NEVES, W. L. A. **Cálculos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia**. Belo Horizonte: Editora da UFMG, 2005.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **ABNT NBR 5422 – Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica – Procedimentos**. Rio de Janeiro, 1985.
- BAKSHI, U. A.; BAKSHI, M. V. **Transmission and Distribution**. Índia: Technical Publications Pune, 2008.
- BALZANI, V.; ARMAROLI, N. **Energy for a sustainable world: From the oil age to a sun powered future**. Weinheim (Germany): Wiley-VCH Verlag GmbH & Co, 2011.
- BAUSCH, A.; SCHWENKER, B. **Handbook Utility Management**. Berlin (Germany): Springer Verlag, 2009.
- BEZERRA, F. V. C. **Projeto eletromecânico de linhas aéreas de transmissão**. 2010. Monografia de Graduação. DEE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.
- BLUME, S. W. **Electrical Power System Basics for the nonelectrical professional**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2007.
- BP (BRITISH PETROLEUM). **Statistical Review of World Energy 2010**. British Petroleum, London (UK), 2010.
- BRASIL. Aneel. **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- CAIRES, L. E. **Aplicação de redes inteligentes em instalações elétricas residenciais**. 2012. Dissertação de Mestrado. 2012. Programa de Pós-Graduação em Energia, EP/FEA/IEE/IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- CARVALHO, C. G. de. **Características dos Parâmetros do Condutor Equivalente a um Feixe de Subcondutores de Linhas de Transmissão: Análise Inicial**. Dissertação de Mestrado. 2007. Departamento de Engenharia Elétrica, UNESP, Ilha Solteira (SP), 2007.
- CARVALHO, R. G. **Análise dos resultados dos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado. 2011. Departamento de Economia, UNB, Brasília, 2011.
- CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. Textos de Discussão do Setor Elétrico n. 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010.
- CIGRÉ. **Technical Requirements for Substation Equipment exceeding 800 kV AC**. Technical Brochure TB362 CIGRÉ, 2008.
- COMPANHIA de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). Disponível em: <<http://www.cteep.com.br/>>. Acesso em: 12 abr. 2013.
- TEPCO. **COMPANY Highlights**. 2013. Disponível em: <<http://www.tepco.co.jp/en/corinfo/overview/facts-e.html/>>. Acesso em: 12 fev. 2013.
- COUTINHO, C. P. **O ONS e a Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)**. ONS, Brasília, março, 2010. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/centrodeestudos/search?SearchableText=ons/>>. Acesso em: 02 set. 2012.
- DICAPRIO, A. *et al.* **Benchmarking of System Operation Costs for 21 International Transmission System Operators**. 2010. Disponível em: <<http://www.tso-comparison.com/info.html/>>. Acesso em: 07 fev. 2013.
- EDENHOFER, O.; MADRUGA, R. P.; SOKONA, Y. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press: New York (EUA), 2012.
- ELECTRICITY Transport Network Operator. RTE (Réseau de Transport d'Électricité). RTE - Communication and Public Affairs Department. Jan-Fev/2011.
- ELETRONBRAS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição – Centrais Elétricas Brasileiras**. Rio de Janeiro: Editora Campus / Eletrobras, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica. Vol. 1.)
- ELIA GROUP. **Facts & Figures 2011**. Belgium: Elia Group, jun. 2012.
- ELIA GROUP & 50 Hertz Transmission GmbH. **Two Systems Operators – One Group**. Bélgica/Alemanha.
- ENTSO-E – The European Network of Transmission System Operators for Electricity. Factsheet 2011. ENTSO-E AISBL, Brussels-Belgium, 2011.
- ERCOT. **The Tres Amigas Project – Project objective, business model and benefits**. Ercot presentation. Texas (EUA), 22 jan. 2010. Disponível em: <<http://www.tresamigasllc.com/documents.php/>>. Acesso em: 07 fev. 2012.
- ESKOM. **Integrated Results Presentation for the year ended 31 March 2012**. Eskom, 2012. Disponível em: <http://www.eskom.co.za/content/Eskomresults31Mar2012media_presFINAL~3.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- EWEA. **Pure Power – Wind energy scenarios up to 2030**. Technical Report, European Wind Energy Association. Mar. 2008. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/purepower.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- FEDERAL GRID COMPANY of Unified Energy System. **Annual Report 2011 – Energy of Development**. Russia, 2011.
- FERREIRA, O. C. O sistema elétrico brasileiro. **Economia & Energia**. n. 32, Maio-Jun. 2002.
- FILHO, G. L. T. PCH: O surgimento de um novo ciclo de desenvolvimento. **CERPCH Notícias**. Itajubá (MG), v. 1, n.1, Jan.-Fev.-Mar./1999.
- FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica**. Vol. 1 e 2. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1977.
- FURNAS. Jirau e Santo Antônio receberão unidades tipo Bulbo. In: **Revista Furnas**. Ano XXXI, nº 318, pp. 20 e 21, 2005.
- GLOBO, O. **Estatal da China compra controle de sete empresas de energia no Brasil, diz 'Valor'**. 18 maio 2010. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/estatal-da-china-compra-controle-de-sete-empresas-de-energia-no-brasil-diz-valor-3007244/>>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- GLOVER, D. L.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5ª ed. Stanford (EUA): Cengage Learning, 2012.
- GO15 Reliable and Sustainable Power Grids. **GO15 leaflet**. Disponível em: <<http://www.go15.org/about-us/>>. Acesso em: 07 fev. 2013.
- GREER, M. **Electricity Cost Modeling Calculations**. Burlington (EUA): Academic Press Publications/Elsevier Inc., 2011.
- GRIGSBY, L. L. **Electrical Power generation, Transmission and Distribution**. 2ª ed. New York (EUA): CRC Press - Taylor & Francis Press, 2007.

- IEA. **Key World Energy Statistics 2012**. Paris (França): IEA (International Energy Agency), 2012.
- _____. **Energy Technology Perspectives**. França: OECD/IEA, 2012.
- _____. **Technology Roadmap Hydropower**. França, 2012.
- KPX's strength in overseas business activities. Abr. 2012. Coreia do Sul: Smart KPX Power Exchange, 2012.
- KUSTER, A. C. **Avaliação de campo eletromagnético em regiões densamente povoadas**. Dissertação de Mestrado. 2011. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) e Instituto de Engenharia do Paraná (IEP), Curitiba, 2011.
- LEBED, Sergei. **IPS/UPS Overview** (Kick-off meeting of the Feasibility Study). Bruxelas (Bélgica), 20 abr. 2005. Disponível em: <http://www.ucte-ipsups.org/download/e_default.asp/>. Acesso em: 13 fev. 2013.
- MARJANOVIĆ, V. É inaceitável o que fazemos com a África. (Tradução de Fernando Esteves.) **Zeit-Fragen**. Alemanha, n. 32, 4 de ago. 2008.
- MARTINS, F. R. *et al.* Mapas de irradiação solar para o Brasil: resultado do projeto SWERA. In: Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, XII, 2005, Goiânia. **XII SBSR – Anais**. Goiânia: INPE, Abr. de 2005, pp. 3137-3145.
- MAZUR, A.; METCALFE, T. America's three electric grids: Are efficiency and reliability functions of grid size? **Electric Power Systems Research**. EUA, n. 89 (2012), pp. 191–195, 2012.
- MEHTA, V. K.; MEHTA, R. **Principles of Power Systems**. New Delhi (Índia): S Chand & Co Ltd., 2008.
- MEIER, A. V. **Electrical Power Systems – A Conceptual Introduction**. New Jersey (EUA): John Wiley & Sons, 2006.
- MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília: MME/EPE, 2010.
- MOMOH, J. A. **Electric Power Distribution, Automation, Protection and Control**. New York (EUA): CRC Press, 2007.
- MÜLLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1995.
- NASAR, S. A. **Schaum's Outline of Theory and Problems of Electric Power Systems**. EUA: McGraw-Hill, 1990.
- NEI (Nuclear Energy Institute). **U.S. Nuclear Industry Capacity Factors (2010)**. 2011. Disponível em: <http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics/usnuclearpowerplants/>. Acesso em: 11 abr. 2013.
- NUCLEAR energy 70% (1971-2009 average of USA's plants): Nuclear Energy Institute. Disponível em: <http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics/usnuclearpowerplants/>. Acesso em: 11 abr. 2013.
- ONS. **O que é o SIN**. 2013. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 05 abr. 2013.
- ONU NO BRASIL. **ONU: dos 7 bilhões de habitantes do mundo, 6 bi têm celulares, mas 2,5 bi não têm banheiros**. 2013. Disponível em: <<http://www.onu.org.br/onu-dos-7-bilhoes-de-habitantes-do-mundo-6-bi-tem-celulares-mas-25-bi-nao-tem-banheiros/>>. 22 mar. 2013. Acesso em: 16 maio 2013.
- PARETO, L. **Formulário Técnico**: Tecnologia Mecânica. São Paulo: Hemus, 2003.
- PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.
- PJM. **PJM Annual Report 2011**. Disponível em: <<http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2011-annual-report.ashx>>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- _____. **PJM Statistics**. 2013. Disponível em: <<http://www.pjm.com/documents/fact-sheets.aspx/>>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- RAY, Subir. **Electrical Power Systems: Concepts, Theory and Practice**. New Delhi (Índia): PHI Learning Limited, 2008.
- REALISEGRID. **Research, methodologies and technologies for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply**. Commission of the European Communities – Directorate General Joint Research Centre (JRC) – Institute for Energy, 2011. Disponível em: <http://realisegrid.rse-web.it/content/files/File/Publications%20and%20results/Deliverable_REALISEGRID_3.6.1.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2013.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. **The Spanish Electricity System – Preliminary Report 2012**. 21 Dez. 2012. Espanha, 2012.
- RERL – MTC Community Wind Fact Sheet Series. **WIND Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow?** Disponível em: <<http://www.mtpc.org/RenewableEnergy/index.htm/>>. Acesso em: 02 set. 2012.
- ROSA, Luiz Pinguelli. Energia Hidrelétrica e Outras Fontes Renováveis no Brasil. In: **Estudos e Pesquisas**. Rio de Janeiro, n. 448 [Fórum Nacional – Novos Caminhos do Desenvolvimento Brasil: Visão de País e Impulso à Competitividade, para Avançar na Rota do Desenvolvimento e Viabilizar o Aproveitamento de Grandes Oportunidades], 2012.
- RTE (Réseau de Transport d'Électricité). **Monthly Electrical Energy overview December 2012**. Disponível em: <http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/mensuelles/2013/apercu_energie_elec_2013_05_an.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2013.
- SALGADO, L. H.; MOTTA, R. S. **Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer**. Rio de Janeiro: IPEA, 2005.
- SARMA, M. S. **Introduction to Electrical Engineering**. New York: Oxford University Press, 2001.
- SINGH, S. N. **Electric Power Generation, Transmission and Distribution**. 2ª ed. New Delhi (Índia): PHI Learning, 2008.
- SISNEIROS, J. N. S.; FERREIRA, M. C. F. **Experiences and challenges of the brazilian transmission system in search of efficiency**. Paris (França): Cigrè, 2010.
- SIVANAGARAJU, S.; SATYANARAYANA, S. **Electrical Power Transmission and Distribution**. New Delhi (Índia): Dorling Kindersley, 2009.
- SPERLING, E. von. **Morfologia de lagos e represas**. Belo Horizonte: DESA/UFMG, 1999.
- TERNA. **Terna company profile**. Disponível em: <http://www.terna.it/default/home_en/the_company/press_room/company_profile_en.aspx>. Acesso em: 12 fev. 2013.
- TERNA. **Terna Factsheet Terna**. Disponível em: <http://www.terna.it/default/home_en/the_company/about_terna.aspx/>. Acesso em: 12 fev. 2013.
- THERAJA, A. K.; THERAJA, B. L. **A textbook of electrical technology: transmission, distribution and utilization in SI system of units**. New Delhi (Índia): S. Chand & Company Ltd., 2005.
- _____. **A text book of electrical technology**. New Delhi (Índia): S. Chand & Company Ltd., 2003. Vol. I e II.
- TIBA, C. *et al.* **Atlas Solarimétrico do Brasil**: banco de dados terrestres. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.
- UCTE. **Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE – Summary of Investigations and Conclusions**. Dez. 2008. Disponível em: <<http://www.ucte-ipsups.org/>>. Acesso em: 13 fev. 2013.
- VALBUSA, L. A. Desafio de competitividade das PCHs: Visão do fabricante. In: Encontro Nacional de Investidores em Pequenas Centrais Hidrelétricas. IV. São Paulo: Viex Americas, Mar. 2012.
- WARNE, D. F. **Newnes Electrical Power Engineer's handbook**. 2ª ed. Burlington (EUA): Elsevier Publication, 2005.
- WOOLF, F. **Global Transmission expansion: recipes for success**. Tulsa (EUA): PennWell, 2003.
- WOSNY, G. C. **Proposta de Base Cartográfica para Linhas de Transmissão de Energia Elétrica**. 2010. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

Índice

A

Acidente nuclear
de Chernobyl, 53
de Fukushima, 53, 59
de Three Mile Island, 55
Acordo climático europeu, 60
AEMO, 122
Agência Nacional de Energia Elétrica, 12
Albedo de superfície, 49
Albert Einstein, 54
Ambiente de contratação
livre (ACL), 98
regulada (ACR), 98
Aneel, 102
resolução normativa, 12, 13
Ângulo zenital solar, 49
Ascensão renovável, 57
ASEA, 3
Atlas solarimétrico do Brasil, 49
Aurora nuclear, 54, 55

B

Balbina, 47
Banda solar, 48
Barragens, 27, 32
Benjamim Franklin, 2
Bombas nucleares, 54, 55

C

Cabo(s)
AAAC (*all aluminium alloy conductor*), 89
AAC (*all aluminium conductor*), 89
ACAR (*aluminium conductor; aluminium alloy reinforced*), 89
ACSR (*aluminium conductor steel-reinforced*), 89
alumoweld, 90
de aço galvanizado, 90
para-raios, 90
fator de análise na determinação do, 91
usuais em linhas de transmissão, 89
Caixa espiral, 33
Cálculo da flecha, 77-79
Campo(s) magnético(s), 64
efeitos nocivos à saúde, 72, 73
Capacidade de geração elétrica brasileira, 43
Capacitância, 73
Carga(s), 16, 17
capacitivas, 10
chaveamento de, 8
indutivas, 10
Cavitação, 32
Centelhamento, 72
Central Geradora Hidrelétrica (CGH), 28
CFR, 125
Chesf, 38
CIGRE, 121

- Circuito(s)
 - duplo, 64
 - múltiplo, 64
 - simples, 64
- Classificação das linhas de transmissão, 65
- Combustível
 - fóssil, 60
 - não renovável, 31
- Companhia
 - de Interconexão Energética (Cien), 106
 - Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), 38
 - Nacional da Rede Elétrica da China, 126
- Compensação de reativos, 14
- Complexo Hidrelétrico de Paulo Afonso, 38
- Comportas, 32
- Condutância, 73
- Condutor(es), 88
 - aterrado, 80
 - de transmissão de energia elétrica, 88
- Conferência de Kyoto, 49
- Conta de consumo de combustíveis (CCC), 105
- Conversão energética, 22
- Corredores de linhas de transmissão, 80, 81
- Corrente(s)
 - alternada, 2, 3
 - elementos básicos, 7, 8
 - ângulo de defasagem, 7
 - contínua, 3
 - guerra das, 3
- Critério(s)
 - da potência natural, 69
 - de Alfred Still, 69
 - N-1, 104
 - N-2, 104
 - para escolha da tensão de transmissão, 69
- CSG, 122

D

- Decadência nuclear, 57
- Demais instalações da transmissão (DIT), 65
- Departamento Nacional de Obras Contra as Secas (DNOCS), 37
- Dependência da temperatura da resistência, 75
- Descarga
 - atmosférica nos condutores, 8
 - corona, 71
- Desenvolvimento sustentável, 60
- Desmontagem de uma usina nuclear, 57
- Diagrama unifilar, 6
- Dinamo de corrente contínua, 2
- Distribuidor, 33

E

- ECO 92, 60
- Efeito(s)
 - corona, 71-73
 - interferência, 71
 - perdas de energia, 71, 72
 - produção de ozônio, 71
 - ruído sonoro, 71
 - joule (térmico), 64
 - pelicular (*skin effect*), 75
 - reativos, 9
- Eletricidade
 - geração de, 21-61
 - por tipo de combustível, 22
 - uso comercial, 2
- Eletrobras, 24
- Eletronuclear, 55
- Elia, 122

- Empresa(s)
 - de Pesquisa Energética (EPE), 46
 - Disco, 112
 - Genco, 112
 - Transco, 112
- Energia(s)
 - alternativa, 22
 - de fontes renováveis, 22
 - elétrica
 - para iluminação pública, 4
 - per capita*, 22
 - produção de, 2
 - qualidade da, 14
 - transmissão, 63-96
 - eólica, 47
 - solar, 47-53
 - verde, 22
- ENTSO-E, 113-117
- Esfera de sinalização, 88
- Eskom, 123
- Estruturas hidráulicas, 32
- European Wind Energy Agency (EWEA), 53

F

- Faixa
 - de segurança, 93
 - de servidão, 92
- Fase, sequência de, 16
- Fator(es)
 - de capacidade, 50
 - de hidrelétricas brasileiras, 52
 - de potência, 11, 12
 - baixo
 - causas, 13, 14
 - consequências, 13, 14
 - capacitivo, 11, 12
 - indutivo, 11, 12
- Fio d'água, 30
- Fissão, 53
- Flecha, 77
- Fluxo de radiação solar global, 48
- Fonte(s)
 - de baixo carbono, 58
 - inesgotáveis, 47
- Formas de geração de eletricidade, 22
- Fórmula de Peek, 71
- Fundação de uma torre de transmissão, 80
- Fusão, 53

G

- G8, 57
- George Westinghouse, 2
- Geração
 - hídrica, potencial técnico global, 26, 27
 - necessária, 58-61
 - nuclear, 53
 - de eletricidade
 - bélica, 56
 - pacífica, 56
- Gerador(es)
 - assíncronos, 30
 - CC, 2
 - síncronos, 30
- GO15, 120
- Golpe de Aríete, 32

H

- Hidrelétrica(s)

- a fio d'água, 31
- de Três Gargantas, 51
- impacto ambiental, 46, 47
- no Brasil, 37
- turbinas em, 33

- Hidroeletricidade, 24-47
 - geração por regiões do planeta, 28
 - maiores produtores, 29
 - potencial de recursos, 27

I

- Impacto(s) ambiental(is)
 - das linhas de transmissão, 80
 - na construção de hidrelétricas, 46, 47
- Impedância, 9
 - característica da linha de transmissão, 75
- Indutância, 73, 76
- Interconexão
 - PJM, 126
 - Quebec, 118
- Interligações elétricas na América do Sul, 105-107
- International Electrotechnical Commission (IEC), 65
- International Energy Agency (IEA), 26
- Intervalo de centelha em isoladores, 72
- IPS, 125
- Isolador(es), 91
 - características, 91
 - tipo(s), 91

J

- John Dixon Gibbs, 2

K

- KPX, 123

L

- Lago artificial, 27
- Lei de Ampère, 73
- Ligação
 - em estrela, 17, 18
 - em triângulo, 17, 18
 - trifásica
 - em delta, 16-19
 - em estrela, 16-19
- Limite de Betz, 22
- Linha(s)
 - de transmissão, 64
 - aéreas, 77
 - CA, 3
 - cabos para-raios, 64
 - condutores, 64
 - corredores de, 80
 - curtas, 65, 73, 74
 - estruturas de apoio, 80
 - faixa de segurança, 91-93
 - função, 64
 - impacto ambiental, 80
 - isoladores, 64
 - longas, 65, 74
 - manutenção, 95, 96
 - médias, 65, 74
 - no Brasil, 66, 67
 - rúidos em, 72
 - tipos de rúidos de, 72
 - torres, 64
 - transposição, 76, 77
 - energizada, 64

trifásica, 3
Lixo atômico, 56
Lucien Gaulard, 2

M

Matriz
 elétrica brasileira, 103
 energética brasileira
 diversificação, 103
 evolução, 103
Megalomania do verde, 57
Modelo ISO, 112
Motor DC, 2

N

Nikola Tesla, 2
Níveis das tensões padronizadas no Brasil, 65

O

Onda senoidal, 14
ONS, 102
ONU, 57
Operador(es)
 de sistema, 111
 de transmissão do sistema, 111
 independente do sistema (ISO), 111
MISO, 126

P

Países-membros do ENTSO-E, 115
Parâmetros
 DEC, 14
 FEC, 14
Parques eólicos
 brasileiros, 59
 capacidade, 53
Pearl Street Station, 2
Pequena(s) Central(is) Hidrelétrica(s) PCH), 28, 44-46
 crescimento das, 37
 definição para diferentes países, 30
Perdas por efeito corona, 72
Plano
 Decenal de Expansão de Energia da EPE, 66
 Nacional de Energia Elétrica, 37
Potência(s)
 aparente, 11, 12
 ativa, 10, 12
 elétrica, 10, 11
 média do SIN, 104
 real, 10
 reativa, 10
 triângulo das, 11
 trifásica, 19
Potencial
 hídrico brasileiro, 37
 solar brasileiro, 49
 técnico de hidroeletricidade global, 26
Powergrid, 123
Pré-distribuidor, 33
Processo(s)
 de conversão energética, 22
 em energia nuclear, 53
Programa nuclear brasileiro, 55
Projeto Belo Monte, 47
Propriedades óticas das nuvens, 49

R

Radiação solar, 48
Radioatividade, 56, 57
Reatância
 capacitiva, 9
 indutiva, 9
Reativos
 compensação de, 14
 modo de controle, 14
REE, 123
Região do VHF (*very high frequency*), 72
Regime permanente, 8
Relatório da comissão de Brundtland, 60
Represa, 32
Reserva Particular de Patrimônio Natural (RPPN), 45
Reservatório, 32
Revolução Industrial, 59
Rotor & eixo, 33
RTE, 123

S

Sangrador, 32
Sequência de fases do sistema, 16
Setor elétrico brasileiro
 estrutura, 100
 histórico, 98
 mudanças, 99
 novo modelo, 98
Sistema(s)
 comercial de telégrafo, 67
 DC de Edison, 2
 de energia elétrica, evolução, 65
 de potência, 22
 análise, 5-20
 etapas, 6
 histórico, 1-4
 de subtransmissão, 65
 de transmissão CC, 3
 elétrico
 de potência, 6
 inicialização, 8
 em 50 Hz, 3
 em 60 Hz, 3
 em p.u., 20
 HVDC (*high-voltage direct current*), 3, 70, 71
 Integrado Nacional (SIN), 66
 interligado
 brasileiro, 110
 europeu, 114
 nacional (SIN), 103
 norte-americano, 118
 isolados, 104
 por unidade, 19
 sequência de fase do, 16
 topologia, 6
 trifásicos, 14, 15
 simétricos, 15-18
 vantagens, 15
Subsistemas do SIN, 104
Sustentabilidade, 47
Swedish State Power Board, 3

T

Tarifas de uso do sistema
 de distribuição (Tusd), 6
 de transmissão (Tust), 6
Tecnologia
 FACTS (*flexible ac transmission systems*), 65

HVDC (*high-voltage direct current*), 65

Tensão

não senoidal, 19

quedas de, 14

surto de, 8

Teoria da relatividade, 54

Tepeco, 124

Termelétrica, 23

Terna, 124

Thales de Mileto, 2

Thomas Alva Edison, 2, 3

Torre(s)

de aço

de polos tubulares, 80

em treliça, 80

de extra-alta-tensão, 91

de madeira, 80

de transmissão circuito

duplo, 80-87

simples, 80-87

de energia elétrica, 80-96

faixa

de segurança, 93

de servidão, 92

tipos de fundação, 80

Transformadores, 2

Transiente ou *surge*, 8

Transitórios, 8

Transmissão

econômica da tensão de transmissão, 69, 70

em AM (amplitude modulada), 72

em CA, 7, 69

desvantagens, 69

evolução mundial, 67

histórico, 67, 68

vantagens, 69

em CC, 7, 67, 68

desvantagens, 68

vantagens, 68

escolha da tensão, 69

econômica, 69, 70

HVDC (*high-voltage direct current*), 70, 71

Transposição de uma linha de transmissão, 76

Tres Amigas, 119, 120

Triângulo das potências, 11

Tubo de sucção, 33

Turbina(s), 33

bulbo, 36

de impulso, 33

de reação, 34

eólica, 22

Francis, 35

hídrica(s), 22

área de operação, 36

Kaplan, 35, 36

Pelton, 33, 34

TUSD, 45

TUST, 45

U

UPS, 125

Usina(s)

a fio d'água, 30

a vapor, 23

de Angra, construção, 55, 56

de eletricidade, maiores do planeta, 30

de geração hídrica nacional, 38

hidrelétrica, 23

Barra Bonita, 35

binacional de Itaipu, 3, 4

componentes, 32

- de Balbina, 47
- de Belo Monte, 38
- de energia (UHE), 28
- de Grand Coulee, 28
- de Itaipu, 51
- de Murray Lock, 36
- de Santo Antônio, 35
- de Tadami, 36
- de Três Gargantas, 28, 31, 51
- de Três Marias, 35
- Jirau, 36
- nuclear, 23
 - Angra I, 38
 - Angra II, 38
 - de Kashiwazaki-Kariwa, 28
 - desmontagem, 57
- termelétrica de Battersea, 24
- térmica, 23

V

- Valores em p.u. (por unidade), 19
- Válvulas de mercúrio, 3
- Velocidade angular constante, 16
- Vertedouro, 32
- VLPGO, 120

W

- William George Armstrong, 25
- William Stanley Junior, 2
- Worldwatch Institute, 27