

1

O Sistema Elétrico

1.1 INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica tem as seguintes atividades clássicas: “produção”, “transmissão”, “distribuição” e “comercialização”, sendo que esta última engloba a medição e faturamento dos consumidores.

Em muitos casos, como o de fornecimento de energia elétrica para as residências, a atividade de comercialização é realizada juntamente com a de distribuição.

Entre a produção da energia elétrica até o seu consumo final existe um longo caminho pelo qual a energia elétrica é transportada, o qual é composto pelas redes de transmissão e de distribuição. Entre as redes de transmissão e de distribuição existe, em muitas situações, uma outra rede com a função de repartir a energia. Esta rede intermediária é chamada de “rede de subtransmissão”.

Ao conjunto das instalações e equipamentos que se prestam para a geração (conversão de uma dada forma de energia em energia elétrica) e transmissão de grandes blocos de energia dá-se o nome de sistema elétrico de potência.

1.2 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A energia elétrica pode ser obtida de diversas formas. Normalmente as fontes de energia elétrica ditas *convencionais* são as usinas hidrelétricas de grande porte (com potência acima de 30 MW) e as usinas termelétricas movidas a carvão mineral, óleo combustível, gás natural ou nucleares, consumindo neste último caso o urânio enriquecido. Como *fontes alternativas* de energia elétrica existe uma gama de possibilidades, incluindo energia solar fotovoltaica, usinas eólicas, usinas utilizando-se da queima da biomassa (madeira e cana de açúcar, por exemplo), pequenas centrais hidrelétricas, e outras fontes menos usuais como as que utilizam a força das marés.

A maior parte da energia elétrica gerada no Brasil é proveniente de usinas hidroelétricas. O Brasil apresenta um grande potencial hidráulico para a geração de energia elétrica. Uma parte deste potencial se encontra aproveitada. Há atualmente mais de 110 usinas hidrelétricas

em funcionamento. Por outro lado, há muitos locais nos quais essa modalidade de energia primária ainda pode ser explorada, principalmente na Amazônia.

Nas grandes usinas geradoras o nível de tensão na saída dos geradores está normalmente na faixa de 6 a 25 kV.

No caso das hidroelétricas e termelétricas os geradores são do tipo síncrono operando na frequência nominal de 60 Hz, que é a frequência dos sistemas elétricos brasileiros. Observa-se que as máquinas da maior usina do Brasil, a Usina de Itaipú-Binacional, do lado paraguaio funcionam em 50 Hz, mas são interligadas por um sistema de corrente contínua com a região Sudeste do Brasil. Conversores retificadores são utilizados para produzir a corrente contínua em Foz do Iguaçu - PR, enquanto que em Ibiúna -SP há inversores para produzir a corrente alternada.

A tensão de saída dos geradores é ampliada a níveis mais altos por meio dos transformadores elevadores das usinas. Isto é feito para viabilizar as transmissões a média e longa distâncias, diminuindo-se desta forma, a corrente elétrica e, portanto possibilitando o uso de cabos condutores de bitolas razoáveis, com adequados níveis de perdas joule e de queda de tensão ao longo das linhas de transmissão.

O planejamento de novas usinas necessárias para o suprimento do mercado de energia de uma região é realizado buscando-se minimizar o custo final da energia entregue aos consumidores. O custo da energia entregue compreende os custos de implantação da usina, de operação e de manutenção (O&M) e os custos do sistema de transmissão. Estes últimos incluem os investimentos, custos de O&M e o custo das perdas de potência.

Com relação às fontes convencionais observa-se que as usinas térmicas apresentam, em geral como característica básica, um menor custo de construção, maior custo de operação e de manutenção, possibilidades de serem alocadas mais próximas do mercado consumidor e a possibilidade de operação a plena carga garantida (supondo-se não haver qualquer tipo de restrição à obtenção do combustível e excluindo os períodos de manutenção programada ou forçada).

Em vista dos custos praticamente proibitivos do óleo combustível em países importadores de petróleo, as alternativas de geração térmica têm como principais opções as usinas nucleares, as térmicas a carvão e mais recentemente no Brasil as térmicas a gás natural.

No caso de geração nuclear, as usinas normalmente são situadas o mais próximo possível dos locais de consumo com o objetivo de minimizar os custos da transmissão. Tais localizações dependem também dos aspectos de segurança e conservação ambiental.

As usinas térmicas a carvão (ou a gás) podem ser situadas remotamente junto à mina de carvão (ou local das reservas de gás), necessitando de maiores redes de transmissão da energia gerada até os centros consumidores, ou situadas nas proximidades da carga, local aonde seria transportado o combustível (carvão ou gás). Dependendo do montante da potência envolvida, esta última alternativa tende a ser menos atraente, devido principalmente aos problemas de poluição ambiental.

As usinas hidrelétricas por sua vez apresentam alto custo inicial, baixo custo de operação e de manutenção, produção de energia condicionada à hidrologia e necessitam longos sistemas de transmissão por se localizarem cada vez mais distantes dos centros consumidores a medida que os potenciais próximos se esgotam, como é o caso brasileiro.

No Brasil, por serem abundantes os recursos hidráulicos disponíveis, o abastecimento do mercado de energia elétrica tem sido efetuado preponderantemente através de usinas hidrelétricas.

Após utilização dos aproveitamentos hidrelétricos próximos aos grandes centros consumidores, o suprimento do mercado brasileiro poderá ser suplementado então por intermédio de usinas térmicas e dos grandes aproveitamentos hidrelétricos localizados na Amazônia, (bacias dos rios Xingu, Tapajós e Madeira).

Devido aos longos prazos de maturação de projetos de geração e transmissão dessa envergadura, o Brasil vem desenvolvendo, desde algum tempo, estudos para verificação da viabilidade técnica e dos custos associados à transmissão da energia da Amazônia para as regiões Nordeste e Sudeste, Centro-Oeste do país, na qual estão envolvidas distâncias superiores a 2000 km.

1.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Junto às usinas, subestações elevadoras transformam a energia para um nível de tensão adequado, o qual é função da potência a transportar e às distâncias envolvidas. O transporte de energia é realizado por diferentes segmentos da rede elétrica que são definidos com base na função que exercem:

- **Transmissão:** redes que interligam a geração aos centros de carga.
- **Interconexão:** interligação entre sistemas independentes.

- **Subtransmissão:** rede para casos onde a distribuição não se conecta a transmissão, havendo estágio intermediário de repartição da energia entre várias regiões.
- **Distribuição:** rede que interliga a transmissão (ou subtransmissão) aos pontos de consumo sendo subdividida em distribuição primária (nível de média tensão - MT) ou distribuição secundária (nível de uso residencial).

As tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, em corrente alternada, podem variar de 138 kV até 765 kV incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV.

Os sistemas ditos de subtransmissão contam com níveis mais baixos de tensão, tais como 34,5 kV, 69 kV ou 88 kV e 138 kV e alimentam subestações de distribuição, cujos alimentadores primários de saída operam usualmente em níveis de 13,8 kV. Junto aos pequenos consumidores existe uma outra redução do nível de tensão para valores entre 110 V e 440 V, na qual operam os alimentadores secundários.

As redes com tensões nominais iguais ou superiores a 230 kV são denominadas de Redes em EHV - Extra Alta Tensão e no Brasil formam a chamada rede “Básica” de transmissão. As redes com tensões nominais iguais e entre 69 kV e 138 kV são denominadas Redes em AT – Alta Tensão. As redes com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV são denominadas Redes em MT – Média Tensão (ou em Tensão Primária) e os sistemas com tensões abaixo de 1 kV formam as Redes em Baixa Tensão (ou em Tensão Secundária).

No Brasil existe um sistema que opera em corrente contínua, o Sistema de Itaipu, com nível de tensão de $\pm 600 \text{ kV}_{\text{DC}}$.

Para se escolher transmissão entre sistemas de corrente alternada ou corrente contínua são feitos estudos técnicos e econômicos. Sistemas de corrente contínua começam a se mostrar viáveis para distâncias acima de 600 ~ 800 km.

No caso de transmissão em corrente alternada, o sistema elétrico de potência é constituído basicamente pelos geradores, estações de elevação de tensão, linhas de transmissão, estações seccionadoras e estações transformadoras abaixadoras.

Na transmissão em corrente contínua a estrutura é essencialmente a mesma, diferindo apenas pela presença das estações conversoras junto à subestação elevadora (para retificação da corrente) e junto à subestação abaixadora (para inversão da corrente) e ainda pela ausência de subestações intermediárias abaixadoras ou de seccionamento,

As linhas de transmissão em corrente contínua apresentam custo inferior ao de linhas em corrente alternada enquanto que as estações conversoras ainda apresentam custo relativamente alto portanto a transmissão em corrente contínua somente se mostra vantajosa em aplicações específicas como na interligação de sistemas com frequências diferentes ou para transmissão de energia a grandes distâncias.

A necessidade de sistemas de transmissão em tensão superior à de geração e de distribuição se deve a impossibilidade de transmitir diretamente, mesmo em distâncias relativamente pequenas, a potência elétrica gerada nas usinas, pois as correntes seriam elevadas e as quedas de tensão e as perdas de potência na transmissão inviabilizariam técnica e economicamente as transmissões. Esse problema é tanto mais grave quanto maior for a distância de transmissão e quanto maior for a potência a ser transmitida. Com a elevação da tensão, a potência gerada nas usinas (que é função do produto da tensão pela corrente) pode ser transmitida com correntes inferiores às de geração, o que viabiliza a transmissão.

Um fator importante na minimização dos custos de transmissão e de distribuição está ligado à escolha da seção dos cabos condutores das linhas, ou seja, de sua resistência ôhmica. Como o custo das linhas (e do sistema de transmissão) aumenta de forma linear com a seção condutora e as perdas ôhmicas (e portanto o seu custo) variam com o inverso da seção dos condutores, existe um ponto de mínimo custo, que corresponde a seção condutora ótima.

Os consumidores, individualmente, requerem potências inferiores às transmitidas. Portanto, são previstas estações abaixadoras nas quais as tensões de transmissão são transformadas para níveis compatíveis com as cargas que vão alimentar regionalmente. Observa-se que as pequenas potências de distribuição transportadas por circuitos aéreos ou subterrâneos nas ruas ou avenidas são adequadas às baixas tensões, também por questões de segurança.

Em resumo, sob o ponto de vista funcional e também operacional, a estrutura de um sistema elétrico pode ser dividida em várias subestruturas baseadas sobretudo nos seus diversos níveis de tensão: geração/ transmissão/ sub-transmissão/ distribuição (primária e secundária).

1.4 INTERLIGAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A medida em que aumenta a demanda de energia, mais fontes necessitam ser exploradas e novas redes de transmissão necessitam ser construídas para conectar essas novas estações geradoras aos novos pontos de distribuição e também às estações já existentes, surgindo assim a interligação de sistemas. Se por um lado essas interligações implicam numa maior complexidade de operação do sistema como um todo, por outro, são economicamente vantajosas, além de aumentarem a confiabilidade do suprimento às cargas. Se um centro

consumidor é alimentado radialmente, falhas na transmissão ou na geração podem prejudicar ou mesmo comprometer totalmente a sua alimentação, ao passo que se tal centro consumidor fizer parte de um sistema interligado, existirão “caminhos” alternativos para o seu suprimento.

As interligações de sistemas elétricos também podem propiciar um melhor aproveitamento das disponibilidades energéticas de regiões com características distintas. Um exemplo é a interligação dos sistemas Sudeste/Centro Oeste e Sul do Brasil: são sistemas caracterizados por sensíveis diferenças de hidrolicidade de seus rios, isto é, os períodos chuvosos não são coincidentes nas diversas bacias hidrográficas. Dessa forma, através da interligação pode-se fazer uma adequada troca de energia, sendo o superávit de uma exportado para a outra e vice-versa.

Relativamente aos sistemas isolados, uma outra vantagem dos sistemas interligados é a necessidade de um número menor de unidades geradoras de reserva para o atendimento da carga.

1.5 ALGUNS ASPECTOS SOBRE A OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Desde os grandes motores industriais até os equipamentos eletrodomésticos, todos são projetados e construídos para trabalhar dentro de certas faixas de tensão e frequência, fora das quais podem apresentar funcionamento não satisfatório ou até mesmo se danificarem.

Essas exigências básicas impõem, à operação dos sistemas elétricos um adequado controle da tensão e da frequência na rede, a qual está sujeita às mais variadas solicitações de carga. Essas solicitações, mudam ano a ano, mês a mês e, o que é mais importante, variam muito durante um único dia (por exemplo, nos horários de pico – 17:00 às 21:00 horas - a demanda de energia requerida no sistema é bem maior do que durante a madrugada. Note que não é possível armazenar energia elétrica comercialmente, e assim deve ser produzida, a cada instante, na justa medida da demanda requerida.

Além dessas variações de carga previstas, existem outras de natureza aleatória, como por exemplo, a conexão ou desconexão de cargas por manutenção ou defeito nas instalações da planta industrial/comercial que ocasionam alterações, em geral, pequenas na frequência e na tensão da rede. Variações ou oscilações sensivelmente maiores ocorrem quando ocorrer defeitos na rede que provocam o desligamento de linhas, geradores, grandes blocos de carga ou de interligações entre sistemas. Estas variações, os equipamentos de controle procuram minimizar.

A frequência é controlada automaticamente nos próprios geradores através dos reguladores de velocidade, equipamentos que injetam mais ou menos água (ou vapor ou gás) nas turbinas que acionam os geradores, dependendo do aumento ou diminuição da demanda.

O controle da tensão pode ser feito remotamente nas usinas, através dos reguladores automáticos de tensão, mas também pode ser efetuado a nível de transmissão, de subtransmissão e/ou de distribuição. De um modo geral, o controle remoto não é suficiente e o controle junto à carga é bem mais efetivo. O controle é feito automaticamente por meio de transformadores com controle de tap, por compensadores síncronos ou compensadores de reativos estáticos e, manualmente, por meio de conexão ou desconexão de bancos de capacitores e/ou reatores em derivação.

Além desses aspectos ligados ao controle de tensão e da carga/frequência, na operação das redes interligadas existe o problema de como distribuir as cargas entre as diversas usinas do sistema, nas diversas situações de demanda (máxima, média ou mínima). À alocação dessa geração dá-se o nome de despacho de geração, de cujo estabelecimento depende muito a operação racional e eficaz do sistema como um todo. A operação econômica dos sistemas nos quais é grande o número de usinas térmicas (como nos EUA e em alguns países da Europa), cujo combustível tem custo elevado, é extremamente dependente da alocação dos despachos de geração.

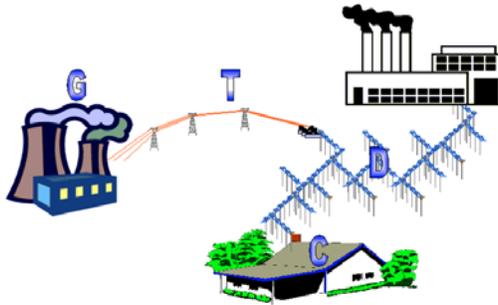
É interessante ressaltar também que existem sistemas automáticos de supervisão e controle ou de despacho automático. O controle é feito por algoritmos de simulação/decisão em computador com dados monitorados continuamente sobre o carregamento das linhas de transmissão, as gerações das diversas usinas e, o estado da rede de transmissão.

1.6 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As linhas de transmissão e de subtransmissão convergem para as estações de distribuição, onde a tensão é abaixada, usualmente para o nível de 13,8 kV.

Destas subestações originam-se alguns alimentadores que se interligam aos transformadores de distribuição da concessionária ou a consumidores em tensão primária.

Os alimentadores primários aéreos operam normalmente de maneira radial e com formação arborescente atendendo aos pontos de carga, conforme ilustração a seguir.



Existem ainda outros níveis de tensões primárias normalizadas, atendendo localidades específicas, tais como 23 kV (existente em São Roque); 3,8 kV em alguns pontos da cidade de São Paulo; 6,6 kV em Santos e São Vicente. Nas localidades onde o nível de tensão é de 3,8 kV ou 6,6 kV a tensão prevista no futuro será de 13,8 kV. No interior do Estado de São Paulo há o nível 11,9 kV (por exemplo, em Campinas) e em alguns casos a tensão de 34,5 kV é usada na distribuição primária.

A energia, sob tensão primária, é entregue a um grande número de consumidores tais como indústrias, centros comerciais, grandes hospitais etc. Os alimentadores primários suprem um grande número de transformadores de distribuição que abaixam o nível para a tensão secundária para uso doméstico e de pequenos consumidores comerciais e industriais.

Quanto ao nível de tensão de distribuição secundária observam-se os seguintes valores nominais mais frequentes em São Paulo:

- 127/220 V; ou 220/380 V para as redes que utilizam transformadores com secundário em estrela aterrado. (Valores entre fase e neutro/ valores entre fases)
- 115/230 V; para as redes que utilizam transformadores com secundário em delta aberto ou delta fechado (delta com neutro), utilizado pela Eletropaulo (valor entre fase e neutro e entre fases).
- 220 V; para secundário em estrela isolado, utilizado pela Eletropaulo no suprimento de alguns municípios tais como Santos e Cubatão, entre outros.

Na zona subterrânea de distribuição da Eletropaulo os níveis padronizados são de 120/208 V. (valores de fase e neutro/valores entre fases).