

Capítulo II

Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica

Por Douglas A. A. Garcia e Francisco Elio Duzzi Jr.*

Distribuição de energia é um segmento do sistema elétrico, também conhecido como sistema elétrico de potência, o qual pode ser dividido basicamente em três macro setores: geração, transmissão e distribuição. Dentro de cada segmento, há divisões de níveis de tensão que permitem as interfaces entre as companhias elétricas que possuem suas concessões, como a subtransmissão, que é a tensão entregue pelas empresas elétricas de transmissão às concessionárias de distribuição.

A função principal dos sistemas elétricos de potência é levar energia elétrica aos consumidores de forma segura, com qualidade e disponibilidade. A geração, já tratada no primeiro capítulo desta série, é a produtora e, como tal, tem contratos de garantia de fornecimento regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A energia “firme” tem um valor maior no mercado do que energias que possam ser disponibilizadas de forma intermitente ou esporádica.

Os geradores apresentam tensão variada de geração: há geradores de baixa tensão variados, como 220 V ou 440 V, e geradores de média tensão, que vão desde 2,2 kV até os mais comuns de 13,8 kV, por exemplo. Os geradores de Itaipu, para se ter uma ideia, geram em 18 kV. O ponto ótimo decorrente do fato de as correntes diminuirem quanto maior a tensão gerada também é uma equação técnico-comercial: se o consumo está próximo pode-se até gerar em baixa tensão (cogeração ou geração distribuída). Mas se o consumidor está longe, gera-se em alta tensão para permitir a transmissão local ou para transmitir para longas distâncias e permitir elevar novamente para extra alta tensão. Como em Itaipu, os equipamentos foram desenvolvidos especialmente para a usina, optou-se pelo limite máximo de tensão que

a isolamento permitia à época, dentro dos padrões de segurança exigidos.

Entre a geração e o consumo há o macro segmento descrito acima: o de transmissão. Devido ao grande nível de consumo e à impossibilidade de armazenamento de tais níveis de energia consumidos junto aos seus usuários, há de se ter disponíveis (e com redundância) sistemas de transmissão que garantam o fornecimento da energia desde as usinas geradoras até os consumidores. A princípio, por questões de perdas na dissipação nos cabos (efeito Joule: $P = R \cdot I^2$), quanto maior a tensão da energia elétrica disponibilizada, menor será a perda. Mas há outras questões surgindo, como compensação de impedância de linha, dilatação dos cabos, ventos, etc., que evidenciam uma grande questão técnico-econômica: encontrar o ponto ótimo de variáveis, como potência, nível de tensão (e tipo, alternada ou contínua), distância, direitos de passagem, clima, tecnologia e recursos financeiros disponíveis.

Um exemplo típico de geração-transmissão é o sistema de Itaipu. Segundo dados da Itaipu Binacional, a usina localizada em Foz do Iguaçu (PR) possui 20 unidades geradoras de 700 MW de potência cada e fornece 17% da energia consumida no Brasil (produziu 92,24 milhões de MWh em 2011). A transmissão é feita interconectando-se ao sistema interligado (SIN), de propriedade de Furnas, sendo composto por dois grandes sistemas: o de corrente contínua CC (duas linhas de ± 600 kV), que transporta a energia gerada do lado paraguaio (originalmente em 50 Hz), e o de corrente alternada CA (três linhas de transmissão em 750 kV), que transporta a energia gerada do lado brasileiro, em 60 Hz.

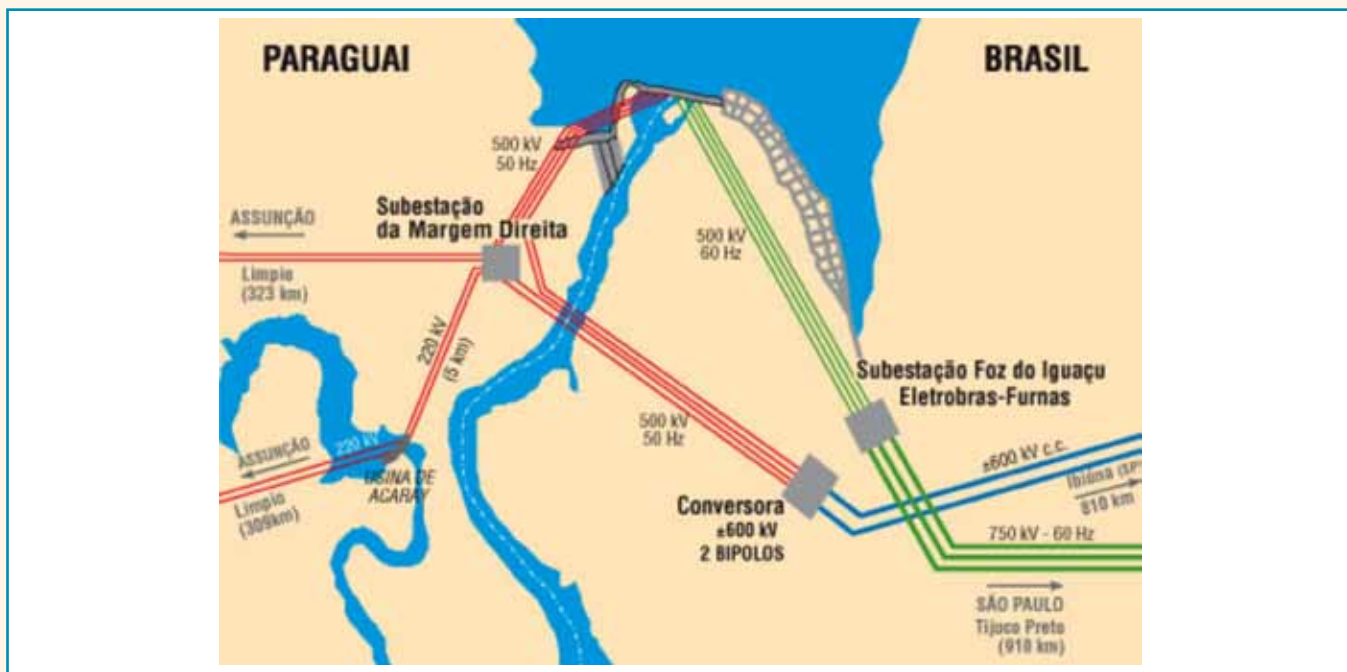


Figura 1 – Usina hidrelétrica de Itaipu com os seus sistemas de geração a 50 Hz e 60 Hz e suas conversões para transmissão para São Paulo (± 600 kV CC e 750 kV CA). Fonte: Itaipu Binacional.

O sistema de transmissão CC chega até Ibiúna (SP). A reconversão CC/CA é feita para permitir sua distribuição em vários níveis de tensão por meio dos transformadores abaixadores. O sistema de transmissão em CA vai até Tijuco Preto (SP), onde existem

sete transformadores, para 500 kV e 345 kV, de forma a diversificar a sua distribuição. Ao longo do sistema existem ainda duas outras subestações, a de Ivaiporã (PR) e a de Itaberá (SP). Em Ivaiporã há conexão com a região Sul do Brasil através de transformadores

para 500 kV, o que permite a otimização da geração de energia no sistema em função da disponibilidade energética. Ora, o fluxo de energia nesses transformadores vai em direção ao Sul, ora em direção ao Sudeste.

Para estudo de outras unidades de geração de energia elétrica consulte os dados técnicos do Operador Nacional do Sistema (ONS) pelo site www.ons.org.br. O Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN disponibiliza informações do sistema elétrico nacional, com mapas digitais atualizados constantemente.

O exemplo de geração-transmissão de Itaipu mostra que, ao se aproximar da distribuição ou dos consumidores, os sistemas vão se adaptando a tensões padronizadas, ou equipamentos e linhas já existentes, gerando uma malha bastante variada com relação a níveis de tensão e possibilidades de arranjos.

Subtransmissão

Sistemas de subtransmissão são circuitos que suprem as subestações do sistema de distribuição, com diferentes níveis de tensão: 34,5 kV, 69 kV, 88 kV, 115 kV e 138 kV. Novamente, quanto maior a tensão de subtransmissão, maior potência com menores perdas é esperada. Ocasionalmente, tensões de 230 kV podem alimentar sistemas de distribuição, embora tornem as subestações mais caras devido ao nível de tensão presente no projeto.

Os circuitos de subtransmissão são normalmente supridos pelos troncos das linhas de transmissão em subestações de subtransmissão. Nas concessionárias de energia elétrica há uma grande variedade de tensões sendo rebaixadas nas subestações, por exemplo, uma linha de subtransmissão de 23 kV pode alimentar uma subestação de distribuição de 4 kV ou uma linha de 138 kV de subtransmissão pode alimentar uma linha de distribuição de 34,5 kV. As condições históricas de expansão permitem as grandes variações de combinações de tensões que podemos encontrar.

A configuração de subdistribuição radial é a mais simples e menos onerosa e provém o fornecimento menos confiável de energia. Uma falha na subtransmissão pode interromper muitas subestações de distribuição. Possibilidades de circuitos radiais redundantes (Figura 2) aumentam a confiabilidade, como também arranjos de circuitos de subtransmissão em anel (Figura 3). Outros tipos de configurações são possíveis, como um arranjo reticulado, ou em malha, em que o número de possibilidades de manobras aumenta consideravelmente.

O projeto e a evolução de configurações de circuitos de subtransmissão dependem de possibilidades de investimentos, de onde as cargas necessitam de alimentação incluindo expansão, qual a distribuição de tensões dos circuitos, por onde passa a linha de transmissão, etc. A maioria dos circuitos é aérea ao longo de rodovias e avenidas principais, ou seja, onde há espaço para seu trânsito e manutenção dentro das cidades. Algumas linhas de subtransmissão são subterrâneas, aproveitando a possibilidade do uso de cabos de isolamento sólidos que permitem custos mais razoáveis de investimento.

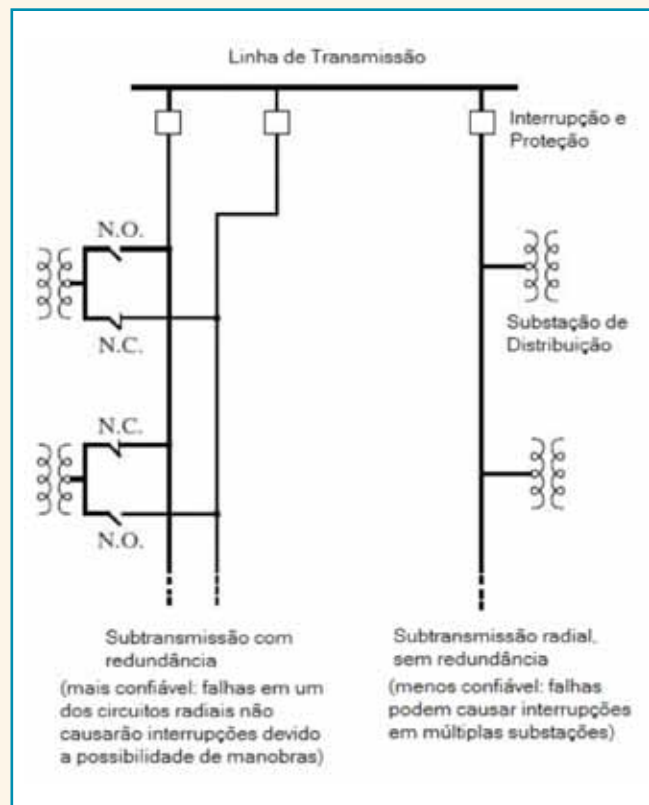


Figura 2 – Sistemas de subtransmissão radial.

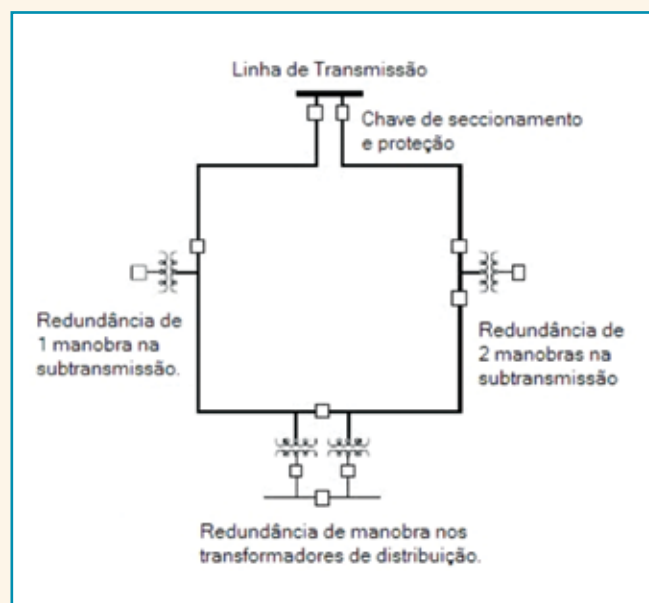


Figura 3 – Sistema de subtransmissão em anel.

Linhas de subtransmissão de tensões inferiores (69 kV ou menos) tendem a ser projetadas e operadas como linhas de distribuição, com sistemas radiais ou arranjos simples em anel, usando postes ao longo de rodovias, com religadores e reguladores. Tensões de subtransmissão acima de 69 kV tendem a ser operadas como linhas de transmissão, com arranjos em anéis e malhas, torres de transmissão e cabos para-raios.



Figura 4 – Linhas de subtransmissão de padrões distintos, em Goiás.

As subestações podem ser classificadas quanto à função, quanto ao nível de tensão, quanto ao tipo de instalação e quanto à forma de operação, descritos na Tabela 1.



Figura 5 – Subestação compacta GIS (gas-insulated substation), gás SF₆, de 400/132 kV em Abu Dhabi. Fonte: <http://www.emirates247.com>

TABELA 1 – CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

SUBESTAÇÕES	CLASSIFICAÇÃO	DESCRIÇÃO
Função	Subestação de manobra	Permite manobrar partes do sistema, inserindo ou retirando as subestações de serviço, em um mesmo nível de tensão.
	Subestações de transformação elevadora	<ul style="list-style-type: none"> • Localizadas na saída das usinas geradoras. • Elevam a tensão para níveis de transmissão e subtransmissão (transporte econômico da energia).
	Subestações de transformação abaixadora	<ul style="list-style-type: none"> • Localizadas na periferia das cidades. • Diminuem os níveis de tensão evitando inconvenientes para a população como: rádio-interferência, campos magnéticos intensos e faixas de passagem muito largas.
	Subestações de distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Diminuem a tensão para o nível de distribuição primária (13,8 kV – 34,5 kV). • Podem pertencer à concessionária ou a grandes consumidores.
Nível de tensão	Subestação de regulação de tensão	Emprego de equipamentos de compensação tais como reatores, capacitores, compensadores estáticos, etc.
	Subestações conversoras	Associadas a sistemas de transmissão em CC (SE retificadora e SE inversora).
	Subestação de alta tensão	Tensão nominal abaixo de 230 kV (até 1 kV).
Tipo de instalação	Subestação de alta tensão	Tensão nominal acima de 230 kV.
	Subestações desabrigadas	Construídas a céu aberto em locais amplos ao ar livre.
	Subestações abrigadas	Construídas em locais interiores abrigados.
Forma de operação	Subestações blindadas compactas	Construídas em locais abrigados. Os equipamentos são completamente protegidos e isolados em óleo ou em gás (ar comprimido ou SF ₆)
	Subestações com operador	<ul style="list-style-type: none"> • Exige alto nível de treinamento de pessoal. • Uso de computadores na supervisão e operação local só se justifica para instalações de maior porte.
	Subestações semi-automáticas	Possuem computadores locais ou intertravamentos eletromecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local.
	Subestações automatizadas	São supervisionadas à distância por intermédio de computadores e SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Distribuição

O macro segmento da distribuição é operado no Brasil por concessionárias de energia elétrica. São 67 empresas, entre as quais nove estão na região Norte, 11 na região Nordeste, cinco na região Centro-oeste, 22 na região Sudeste e 17 na região Sul do país.

A regulamentação do setor de distribuição brasileiro é regida por um conjunto de regras dispostas em resoluções da Aneel e no documento intitulado Procedimentos de Distribuição – PRODIST (Aneel, Resolução Normativa N° 395, de 15 de dezembro de 2009) que orienta consumidores e produtores de energia, concessionárias distribuidoras de energia e agentes do setor, orientando e disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas ao sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro (conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica) e estabelecendo critérios e indicadores de qualidade, sendo composto por 8 módulos, disponíveis na página da Aneel:

- Módulo 1 Introdução
- Módulo 2 Planejamento da expansão do sistema de distribuição
- Módulo 3 Acesso aos sistemas de distribuição
- Módulo 4 Procedimentos operativos do sistema de distribuição
- Módulo 5 Sistemas de medição
- Módulo 6 Informações requeridas e obrigações
- Módulo 7 Perdas técnicas regulatórias
- Módulo 8 Qualidade da energia elétrica

As redes de distribuição podem ser separadas em circuitos primários de média tensão (MT) ou circuitos secundários de baixa tensão (BT). As redes primárias são circuitos elétricos trifásicos, normalmente a três fios (a maioria dos transformadores é ligada em sistema delta no primário), provenientes das subestações de distribuição que rebaixam as tensões de subtransmissão em tensões de distribuição primárias, que vão de 2,3 kV até 34,5 kV.

A legislação tem padronizado os níveis de tensão para 13.8 KV e 34.5 KV, embora os demais níveis existam e continuem operando normalmente.

Na Figura 7 estão indicadas as subestações de distribuição, que são supridas pela rede e pela subtransmissão e são responsáveis pela transformação da tensão de subtransmissão (alta tensão - AT) para a de distribuição primária (média tensão - MT). As possibilidades de arranjos de subestações são inúmeras, variando com a potência instalada. Por exemplo, em regiões de baixa densidade de carga (potência instalada por km²), é comum o uso de transformadores com potência nominal na ordem de 10 MVA; já em regiões com densidade de carga maior utilizam-se transformadores de 32 MVA a 50 MVA.

Os transformadores de distribuição que rebaixam a tensão para BT podem estar instalados da seguinte maneira:

a) dentro das instalações de médios e grandes consumidores, que

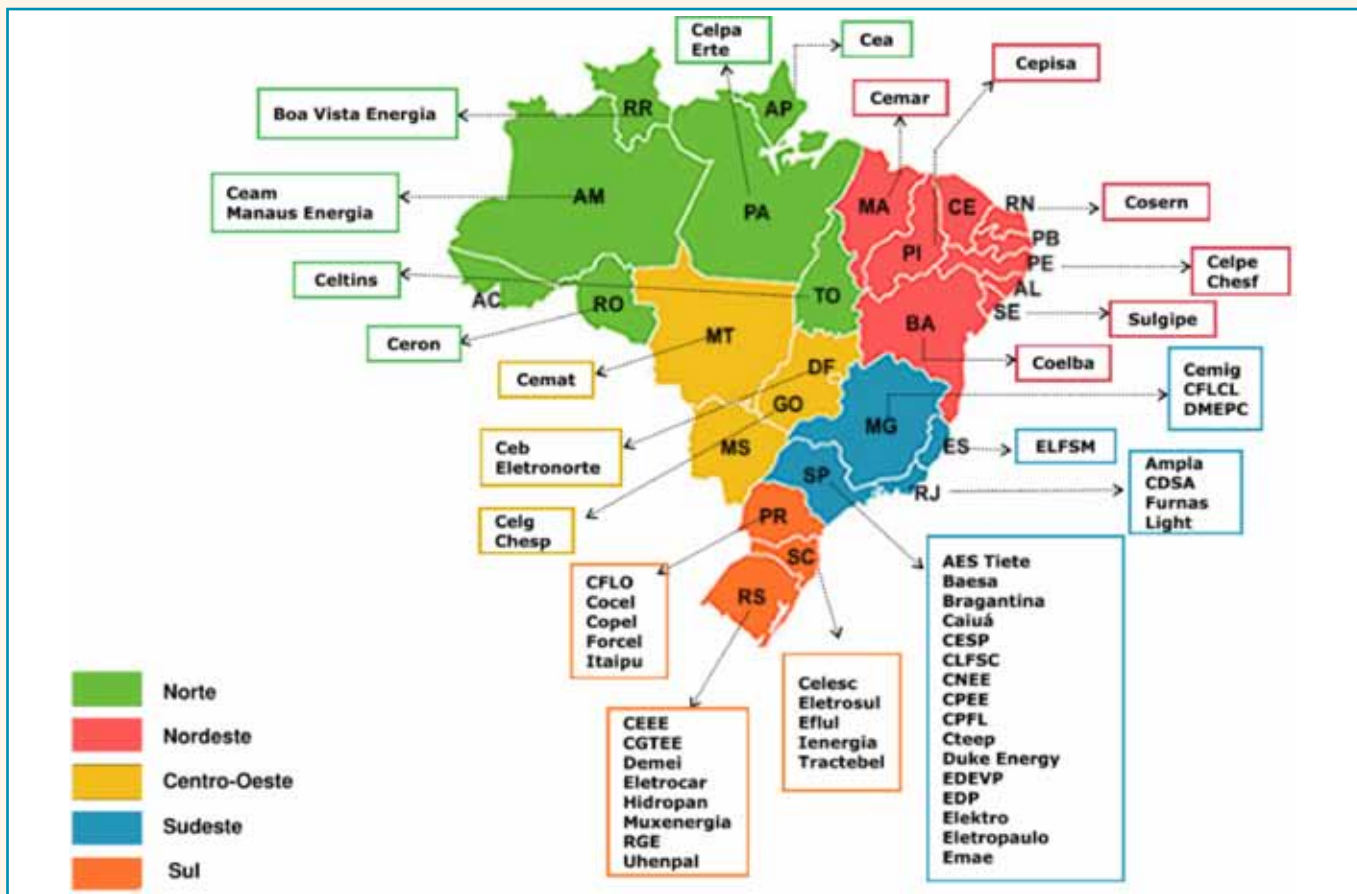


Figura 6 – Mapa de localização das concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil separado por regiões. Fonte: Leão, R. P. S., Universidade Federal do Ceará (UFC).

compram energia elétrica das concessionárias de distribuição nos padrões de média ou alta tensão;

b) nos postes situados nas ruas das cidades (sistema aéreo) ou nas propriedades rurais, cujos consumidores adquirem energia elétrica em baixa tensão das concessionárias de energia elétrica. Nas cidades, no sistema aéreo descrito, há uma rede de distribuição de baixa tensão localizada abaixo da linha de distribuição de média tensão.

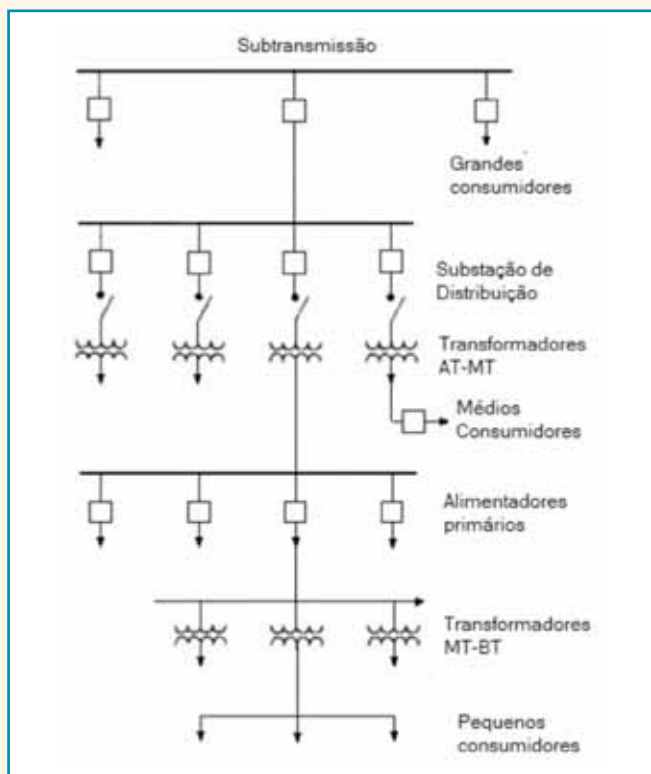


Figura 7 - Diagrama unifilar de um sistema de distribuição a partir da subtransmissão.

c) enterrados (sistema subterrâneo), geralmente sem câmaras situadas nas calçadas, onde os consumidores adquirem em baixa tensão dos cabos que derivam destes transformadores



Figura 8 - Transformador em cabine primária particular.

que alimentam uma rede de baixa tensão que passa por dutos enterrados nas calçadas.



Figura 9 - Poste de rua que suporta sistema de média tensão no alto, transformador trifásico, sistema de baixa tensão abaixo e iluminação pública.

As redes de distribuição secundárias são circuitos elétricos trifásicos a quatro fios (três fases e neutro), normalmente operam nas tensões (fase-fase/fase-neutro) de 230/115 volts (delta com centro aterrado), de 220/127 volts (estrela com centro aterrado) e 380/220 volts (estrela com centro aterrado).

Por solicitação do cliente, caso sua carga esteja acima de 75 kVA (padrão da AES Eletropaulo), pode-se solicitar a compra de tensão primária (mais barata que tensão secundária) embora haja a necessidade de prover todo o sistema de transformação (cabine primária ou poste interno padronizado ou outro projeto especial a ser apreciado pela concessionária). Em alguns casos, a tensão de fornecimento é 380/220 volts ou 440/254 volts, a ser solicitado.

A divisão por grupo de consumo depende do nível de tensão utilizado pelo consumidor. Assim, temos na Tabela 2 a divisão por grupo e subgrupo.

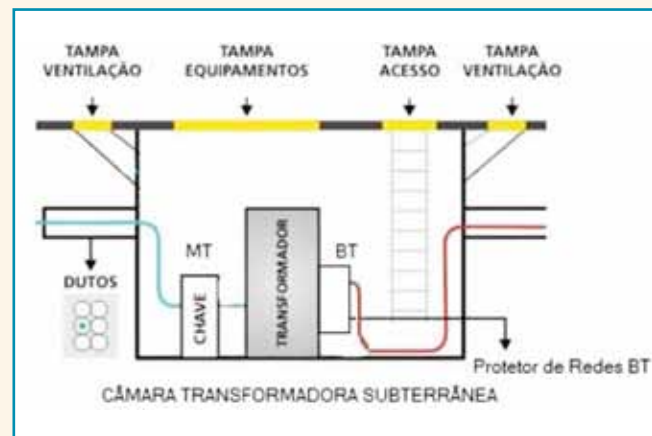


Figura 10 - Diagrama em corte de câmara subterrânea de distribuição do sistema network (sistema com melhores índices de qualidade de energia existentes, pois trabalham com possibilidade de falha sem desligar alimentação do consumidor).

TABELA 2 – DIVISÃO POR GRUPO E SUBGRUPO DA TARIFICAÇÃO PELO NÍVEL DE TENSÃO UTILIZADO PELO CLIENTE

GRUPO A (ALTA E MÉDIA TENSÃO SUPERIOR A 2,3 KV)	ALTA TENSÃO: ≥ 88 KV MÉDIA TENSÃO: DE 2,3 KV ATÉ 69 KV
A1	230 kV ou mais
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo, baixa tensão
GRUPO B (BAIXA TENSÃO INFERIOR A 2,3 KV)	
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes

TABELA 3 – TARIFAS RESIDENCIAIS VIGENTES PARA A ÁREA DE CONCESSÃO DA AES ELETROPAULO, QUE ATENDE À CIDADE DE SÃO PAULO

Empresa: ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana
Eleticidade de São Paulo S/A
Vigência da Tarifa de 04/07/2011 a 03/07/2012
Resolução Homologatória N° 1174 Publicada em 04/07/2011
Variação percentual em relação ao período anterior: 0,00%

Descrição	R\$/kWh*
B1 - Residencial	0,29651
B1 - Residencial Baixa Renda	
Consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh	0,09604
Consumo mensal superior a 30 kWh e inferior ou igual a 100 kWh	0,16466
Consumo mensal superior a 100 kWh e inferior ou igual a 220 kWh	0,24696
Consumo mensal superior a 220 kWh	0,27443

* Os valores constantes da Resolução Homologatória referida são expressos em R\$/MWh

Fonte: www.aneel.gov.br

A seguir, vemos um comparativo de valores pagos pelos consumidores residenciais (classe B1).

TABELA 4 – TARIFAS RESIDENCIAIS VIGENTES PARA A MAIORIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DO BRASIL, INCLUINDO A MAIOR E A MENOR TARIFA

Concessionária	Classe B1 - Residencial (R\$/kWh)
EMG	0,45352
CEMAR (Interligado)	0,44364
ENERSUL (Interligado)	0,43062
AMPLA	0,42701
CEPISA	0,41986
SULGIPE	0,41871
ELETROACRE	0,41696
CHESP	0,41269
CEMAT (Interligado)	0,41257
COELCE	0,40199
CLFSC	0,39938
EFLJC	0,39923
CEMIG-D	0,38978
CERON	0,38895
COELBA	0,38203
CELPA (Interligado)	0,36990
ELEKTRO	0,36604
EEB	0,36454
CELPE	0,34427
LIGHT	0,34304
COCEL	0,34107
CELESC-DIS	0,32974
CPFL-Paulista	0,32883
CNEE	0,32818
BANDEIRANTE	0,32537
AES-SUL	0,31497
CPFL- Piratininga	0,31421
COPEL-DIS	0,30926
CJE	0,30617
Boa Vista	0,30405
CEB-DIS	0,29825
ELETROPAULO	0,29651
CELG-D	0,29353
CEA	0,19729

Comparativamente, na Flórida (Estados Unidos), temos as seguintes tarifas em janeiro de 2012:

Serviço residencial (RS-1, RSL-1, RSL-2):

- Taxa fixa US\$8.76 / mês;
- Taxa de consumo: (até 1000 kWh). US\$0.06275 / kWh;
- Taxa de consumo: (>1000kWh). US\$0.07366 / kWh.

Fonte: www.progress-energy.com/floridarat

Informações adicionais sobre tarifação do sistema tarifário em média e alta tensão e subterrâneo BT podem ser obtidas na página da AES Eletropaulo: <http://www.aesetropaulo.com.br/clientes/PoderPublico/Informacoes/Paginas/SistemasdeTarifacao.aspx>.

Tais tarifas levam em conta o período do ano (seco ou chuvoso), o horário (de ponta e fora de ponta) e o padrão da carga (indutivo ou capacitivo, também por valor mínimo do fator de potência - 0,92 - e horário), denominadas Tarifa Horó-sazonal Azul e Tarifa Horó-sazonal Verde.

Com o advento das privatizações e principalmente da possibilidade de aquisição de energia elétrica no mercado livre de energia (Lei 9.074, de 07 de Julho/1995), criou-se um processo de desverticalização de relacionamentos até então existentes entre o mercado de contratação (relação entre consumidor e concessionárias). Entretanto, há distorções existentes no sistema tarifário, vigente desde a década de 1980:

- a) A estrutura está desatualizada. No período entre a publicação das primeiras tarifas horó-sazonais em 1982 e a publicação da primeira Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (Tusd), em 1999, poucas mudanças foram feitas na estrutura tarifária. Houve alterações significativas no setor elétrico.
- b) Existem incentivos que estão levando consumidores a um comportamento que indica a não otimização da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. Por exemplo, alguns grupos tarifários sentem-se excessivamente penalizados pelas tarifas de horário de ponta e estão instalando geradores a diesel para reduzir seu consumo neste horário. Ademais, alguns consumidores em alta tensão (138 kV e mesmo 69 kV) buscam conexão direta com a rede básica para evitar o pagamento de tarifas pelo uso do sistema de distribuição. Este “by-pass” feito por razões não técnicas requer investimentos complementares e resulta em ativos ociosos no sistema de distribuição.
- c) Não é dado o mesmo tratamento de preço entre a energia do

mercado livre (preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) e a do mercado cativo, das concessionárias. No primeiro, as diferenças tarifárias entre ponta e fora de ponta observadas atualmente são desprezíveis, enquanto que, no segundo, são significativas e rígidas, e a distribuidora não reflete essa diferença em sua contratação. No processo de reformulação do modelo do setor elétrico, foram insuficientes os esforços para se entender a razão das diferenças, tampouco o de reconciliar as discrepâncias. Isto levou o mercado livre a abocanhar por volta de 27% do mercado atual de distribuição de energia elétrica, uma perda de arrecadação significativa para as concessionárias.

d) Os custos marginais de expansão padrão parecem não refletir os reais custos de cada distribuidora podendo provocar distorções na estrutura tarifária (vide Tabela 4 com grandes distorções nas tarifas entre concessionárias de distribuição).

Quanto ao fator qualidade do fornecimento de energia elétrica oferecido pelas concessionárias aos consumidores, estes dependem de concessionária para concessionária, estando a metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica estabelecidas nas Resoluções nº 505/2001 e 024/2000 da Aneel. Os principais índices de qualidade medidos são o DEC e o FEC: o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente, o mês ou o ano. Já o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria, etc.). O desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica é avaliado pela Aneel com base em indicadores coletivos e individuais, cuja regulamentação está descrita no Módulo 8 do PRODIST. A Figura 11 mostra dados de DEC e FEC da concessionária de distribuição AES Eletropaulo, com limites estabelecidos pela Aneel e valores apurados, de 2000 a 2011.

As concessionárias de distribuição também devem acompanhar as interrupções ocorridas em cada unidade consumidora por meio dos indicadores de continuidade individual: DIC, FIC e DMIC. Os indicadores DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora)

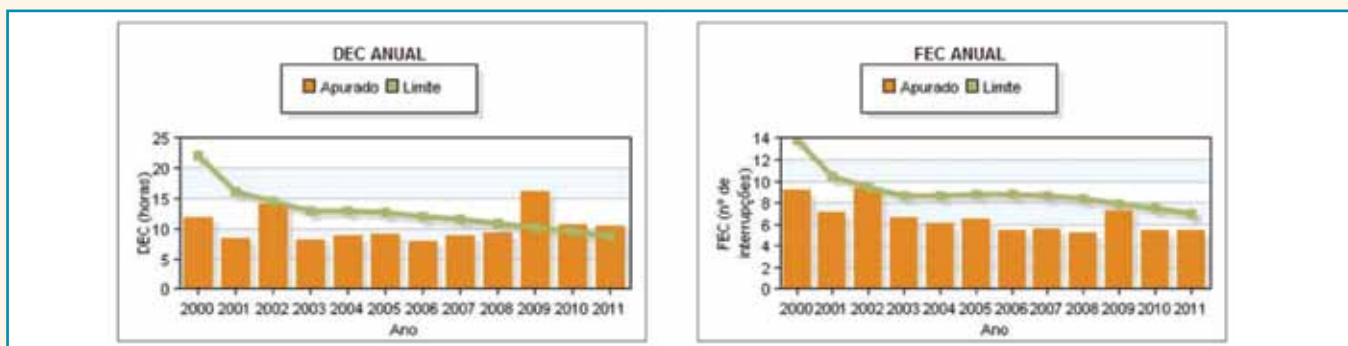


Figura 11 – Valores de DEC e FEC da concessionária de distribuição AES Eletropaulo, com limites estabelecidos pela Aneel e valores apurados, de 2000 a 2011.

indicam por quanto tempo e o número de vezes respectivamente que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. A Aneel estabelece limites para os indicadores de continuidade individuais. Eles são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. Quando há violação desses limites, a distribuidora deve compensar financeiramente a unidade consumidora. A compensação é automática e deve ser paga em até dois meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção). As informações referentes aos indicadores de continuidade estão disponíveis na fatura de energia elétrica. [Fonte Aneel]

Conclusão

O tema distribuição de energia elétrica é extenso. Estes dois primeiros capítulos procuraram, em uma sequência lógica, guiar o leitor dentro deste universo e referenciá-lo em leituras futuras. Tais tópicos podem ser aprofundados com leituras de livros técnicos e todo o arcabouço legal disponível nos órgãos reguladores. Entretanto, dentro desta introdução dada, há de se notar alguns itens que estão na pauta das discussões atuais, tanto acadêmicas quanto comerciais ou regulatórias:

- a questão do investimento em tecnologias que permitem uma

melhoria de índices de qualidade como DEC/FEC (sistemas subterrâneos, por exemplo, têm índices muitas vezes melhor que os aéreos) versus seu maior custo para implementá-las;

- a defasagem das normativas quanto à tarifação (note a disparidade que há entre as várias concessionárias de distribuição);
- certo descaso com sistemas de distribuição subterrâneos (instalados por vezes há mais de 40 anos e com baixa manutenção e que são questionados pelas explosões das câmaras subterrâneas exatamente pelo nível de manutenção disponibilizado);
- E a grande questão: por que as tarifas brasileiras são tão caras comparadas ao resto do mundo se nossas fontes hídricas são uma das formas mais baratas e seguras de geração de energia? A discutir.

**DOUGLAS GARCIA é engenheiro eletricista. Recebeu o grau de MsC. da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (Poli/USP) e de doutor pela mesma instituição. Atua em programas de pesquisa e projetos no setor elétrico. É pesquisador do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP (IEE/USP).*

FRANCISCO ELIO DUZZI JUNIOR é bacharel em administração de empresas, pós-graduado em gestão de novos negócios, em engenharia financeira e em GVPe para novos negócios. Atua em pesquisa na área de gestão de energia com estudos de viabilidade financeira/econômica por meio de análises combinatórias. É diretor da New Energy Soluções Integradas de Energia.

Continua na próxima edição
Confira todos os artigos deste fascículo em
www.asetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados
para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br