

CAPÍTULO 12

PROJETO DE SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR

12.1 INTRODUÇÃO

Subestação é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo a sua distribuição aos pontos de consumo em níveis adequados de utilização. Em termos gerais, as subestações podem ser classificadas como:

a) Subestação central de transmissão

É aquela normalmente construída ao lado das usinas produtoras de energia elétrica, cuja finalidade é elevar os níveis de tensão fornecidos pelos geradores para transmitir a potência gerada aos grandes centros de consumo.

b) Subestação receptora de transmissão

É aquela construída próxima aos grandes blocos de carga e que está conectada, através de linha de transmissão, à subestação central de transmissão ou à outra subestação receptora intermediária.

c) Subestação de subtransmissão

É aquela construída, em geral, no centro de um grande bloco de carga, alimentada pela subestação receptora e de onde se originam os alimentadores de distribuição primários, suprindo diretamente os transformadores de distribuição e/ou as subestações de consumidor.

d) Subestação de consumidor

É aquela construída em propriedade particular suprida através de alimentadores de distribuição primários, originados das subestações de subtransmissão, que suprem os pontos finais de consumo.

A Figura 12.1 mostra esquematicamente a posição de cada tipo de subestação dentro do contexto de um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

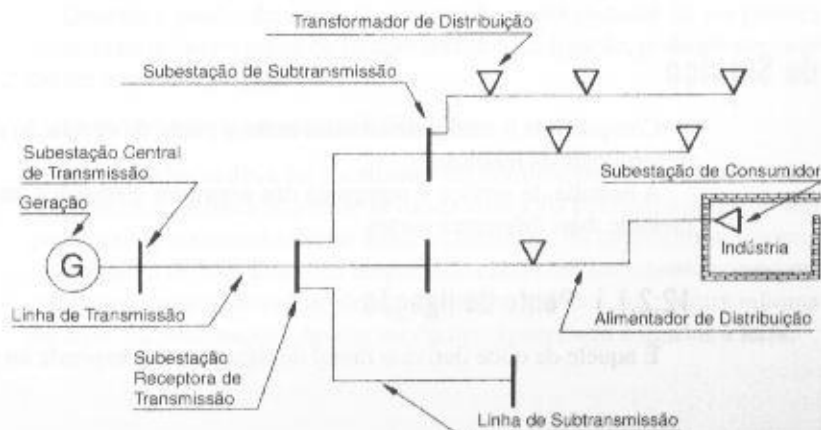


FIGURA 12.1
Sistema simplificado de geração,
transmissão e distribuição de
energia elétrica

Este capítulo tratará somente de projeto de subestação de consumidor limitada à tensão de 15 kV.

Por exigência da legislação em vigor, todo consumidor cuja potência instalada seja igual ou superior a 50 kW e igual ou inferior a 2.500 kW deve, em princípio, ser atendido pela concessionária local em tensão primária de distribuição.

As concessionárias de serviço público de energia elétrica normalmente possuem normas próprias que disciplinam a construção das subestações de consumidor, estabelecendo critérios, condições gerais de projeto, proteção, aterramento etc. Todas as companhias concessionárias de distribuição de energia elétrica distribuem aos interessados as normas de fornecimento em tensão primária e secundária que, no seu todo, estão compatíveis com a Norma Brasileira de Instalações Elétricas de Alta Tensão - NBR 14039/03.

A escolha do número de subestações dentro de uma planta industrial depende da localização e concentração das cargas, bem como do fator econômico que envolve essa decisão, cujas linhas de orientação são em seguida delineadas:

- quanto menor a capacidade da subestação, maior o custo por kVA;
- quanto maior o número de subestações unitárias, maior será o emprego de cabos de tensão primária;
- desde que convenientemente localizadas, quanto maior o número de subestações unitárias, menor será o emprego de cabos de baixa tensão;
- quanto menor o número de subestações unitárias de capacidade elevada, menor será o emprego de cabos de tensão primária e maior o uso de cabos de baixa tensão.

Como se pode observar, o projetista deve assumir um compromisso técnico-econômico que melhor favoreça tanto a qualidade da instalação quanto o custo resultante.

Como já abordado no Capítulo 1, é comum o projetista receber do interessado a planta baixa com a disposição física das máquinas e com o espaço reservado para a subestação.

Um projeto de subestação deve conter os seguintes elementos:

a) Memorial descritivo previsto

Visa a fornecer aos interessados (inclusive à concessionária que aprovará o projeto) os seguintes dados:

- finalidade do projeto;
- local onde vai ser construída a subestação;
- carga prevista e tipo de subestação (abrigada, ao tempo, blindada etc.);
- memorial de cálculo da demanda prevista;
- descrição sumária de todos os elementos de proteção utilizados baseada no cálculo do curto-circuito;
- características completas de todos os equipamentos utilizados.

12.2 PARTES COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR

Em geral, as subestações de consumidor, exceto aquelas destinadas ao atendimento a edifícios de múltiplas unidades de consumo, apresentam os seguintes componentes:

12.2.1 Entrada de Serviço

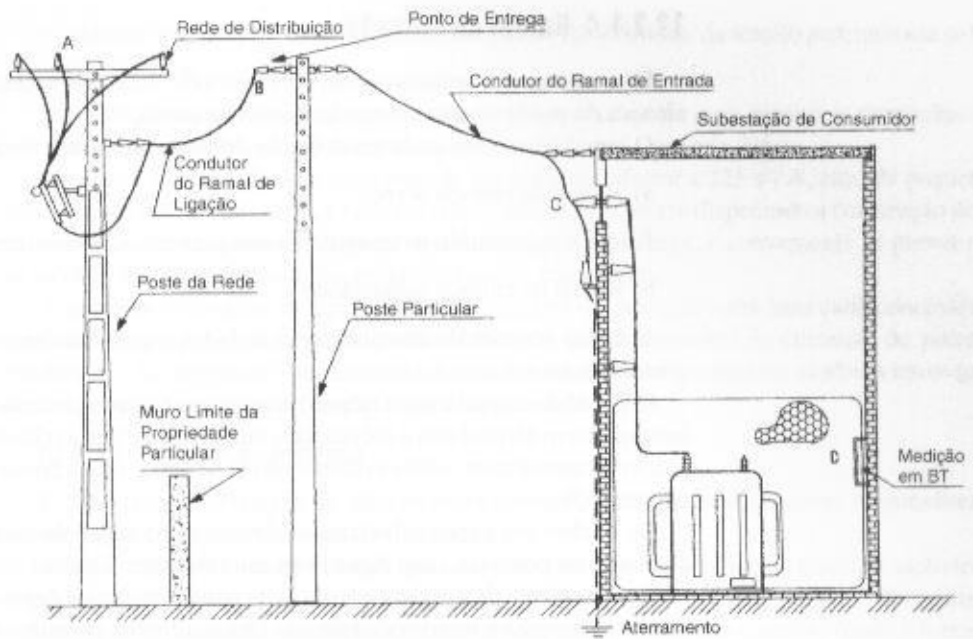
Compreende o trecho do circuito entre o ponto de derivação da rede de distribuição pública e os terminais da medição.

A entrada de serviço é composta dos seguintes elementos, mostrados na Figura 12.2, e compreende duas diferentes partes.

12.2.1.1 Ponto de ligação

É aquele de onde deriva o ramal de ligação e corresponde ao ponto A da Figura 12.2.

FIGURA 12.2
Elementos de entrada de serviço
de uma unidade consumidora de
alta tensão



12.2.1.2 Ramal de ligação

É o trecho do circuito aéreo compreendido entre o ponto de ligação e o ponto de entrega que corresponde ao ponto B da Figura 12.2.

É importante frisar que o ramal de ligação, por definição, é o trecho do circuito aéreo, não devendo ser confundido com o trecho de circuito subterrâneo (caso exista), denominado ramal de entrada subterrâneo. Este conceito, em geral, é válido para todas as concessionárias de serviço público de eletricidade, exceto para aquelas que exploram redes de distribuição subterrâneas.

Como o ramal de ligação, na realidade, é uma extensão do sistema de suprimento, toda a responsabilidade do projeto, construção e manutenção do mesmo caberá à concessionária local.

12.2.1.3 Ponto de entrega

É aquele no qual a concessionária se obriga a fornecer a energia elétrica, sendo responsável tecnicamente pela execução dos serviços de construção, operação e manutenção. Não deve ser confundido, entretanto, com o ponto de medição.

Dependendo do tipo de subestação de consumidor, o ponto de entrega pode ser:

- a) Subestação com entrada aérea

O ponto de entrega se localiza nos limites da propriedade particular com o alinhamento da via pública, quando a fachada do prédio da unidade consumidora é construída no referido limite do passeio.

Quando o prédio da unidade consumidora está distante da via pública, o ponto de entrega se localiza no primeiro ponto de fixação do ramal de ligação, podendo ser na própria fachada do prédio ou em estrutura própria.

- b) Subestação com entrada subterrânea

De preferência deve ser localizado em domínio particular, porém, no caso de unidades consumidoras cuja fachada do prédio se limita com a via pública, o ponto de entrega poderá situar-se no poste fixado no passeio. Neste caso, os terminais do lado externo devem ser instalados a uma altura mínima de 5 m. Deve ser empregado cabo com isolamento correspondente à tensão de serviço, protegido por eletroduto de aço no trecho exposto até a altura mínima de 3 m acima do nível do solo. As terminações devem ser do tipo apropriado e ligadas à terra.

12.2.1.4 Ramal de entrada

É o conjunto de condutores com os respectivos materiais necessários à sua fixação e interligação elétrica do ponto de entrega aos terminais da medição.

O ramal de entrada pode ser definido diferentemente em função do tipo de subestação.

a) Ramal de entrada aéreo

É aquele constituído de condutores nus suspensos em estruturas para instalações aéreas.

b) Ramal de entrada subterrâneo

É aquele constituído de condutores isolados instalados dentro de um conduto ou diretamente enterrados no solo.

O ramal de entrada subterrâneo, bem como todos os ramaís constituídos de cabos isolados, instalados em eletrodutos e localizados em áreas sujeitas a trânsitos de veículos, devem ser protegidos mecanicamente contra avarias e não se deve permitir a presença permanente de líquidos dentro da tubulação.

Os trechos em cabos subterrâneos devem ser dotados de caixas de passagem construídas em alvenaria ou concreto, com dimensões mínimas aproximadas de $80 \times 80 \times 80$ cm.

É conveniente deixar em cada caixa de passagem uma folga no cabo através de uma volta completa do mesmo no interior da referida caixa, a fim de permitir o aproveitamento dos condutores devido a uma eventual falha nas suas extremidades (mufas ou terminações) ou em outro ponto conveniente (caixa de passagem).

De acordo com a NBR 14039/03, a queda de tensão desde o ponto de ligação com a rede da concessionária até o ponto de conexão com o posto de transformação (ponto de utilização) deve ser de no máximo 5%.

12.3 TIPOS DE SUBESTAÇÃO

Dependendo das condições técnicas e econômicas do projeto, pode ser adotado um ou mais tipos de subestação para suprimento da carga da instalação.

Em geral, as subestações podem ser classificadas em:

12.3.1 Subestação de Instalação Interior

É aquela em que os equipamentos e aparelhos são instalados em dependências abrigadas das intempéries.

Para essa maneira de instalação, as subestações podem ser construídas em alvenaria ou em invólucro metálico.

12.3.1.1 Subestação em alvenaria

É o tipo mais comum de subestação industrial. Apresenta um custo reduzido, além de ser de fácil montagem e manutenção. Requer, no entanto, uma área construída relativamente grande. A sua aplicação é mais notável em instalações industriais que disponham de espaços próximos aos centros de carga.

As subestações em alvenaria são divididas em compartimentos denominados postos ou cabines, cada um desempenhando uma função bem definida.

a) Posto de medição primária

É aquele destinado à localização dos equipamentos auxiliares da medição, tais como transformadores de corrente e potencial.

Esse posto é de uso exclusivo da concessionária, sendo o seu acesso devidamente lacrado, de modo a não permitir a entrada de pessoas estranhas à companhia fornecedora.

A sua construção é obrigatória nos seguintes casos:

- quando a potência de transformação for superior a 225 kVA;
- quando existir mais de um transformador na subestação;

- quando a tensão secundária do transformador for diferente da tensão padronizada pela concessionária.

Deve-se alertar que nem todas as concessionárias adotam em suas normas as condições anteriormente estabelecidas, sendo, no entanto, empregadas pela maioria delas.

Quando a capacidade de transformação for igual ou inferior a 225 kVA, caso de pequenas indústrias, a medição, em geral, é feita em tensão secundária, sendo dispensada a construção do posto de medição. Se há, porém, perspectiva de crescimento da carga, é conveniente se prever o local reservado ao posto de medição, evitando futuros transtornos.

A maneira de instalar os equipamentos auxiliares da medição varia para cada concessionária, que se obriga apenas a fornecer gratuitamente os transformadores de corrente, de potencial e medidores. As normas de fornecimento dessas concessionárias geralmente estabelecem os padrões dos suportes necessários à fixação desses equipamentos.

b) Posto de proteção primária

É destinado à instalação de chaves seccionadoras, fusíveis ou disjuntores responsáveis pela proteção geral e seccionamento da instalação.

A NBR 14039/03 estabelece que, para subestações com capacidade de transformação trifásica superior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro).

A mesma norma estabelece que, para subestações com capacidade de transformação trifásica igual ou inferior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro), ou por meio de chave seccionadora e fusível, sendo que, neste caso, adicionalmente, a proteção geral na baixa tensão deve ser realizada através de disjuntor.

Os disjuntores devem ser acionados através de relés secundários conectados a transformadores de corrente destinados à proteção. Os ajustes desses dispositivos estão determinados no Capítulo 10. Os transformadores de corrente devem ser localizados antes da chave seccionadora interna que sucede os equipamentos de medição. Os relés de proteção devem ser dotados no mínimo das funções 50 e 51.

c) Posto de transformação

É aquele destinado à instalação dos transformadores de força, podendo conter ou não os equipamentos de proteção individual.

A NBR 14039/03 estabelece que nas instalações de transformadores de 500 kVA ou maiores em líquido isolante inflamável devem ser observadas as seguintes precauções:

- construção de barreiras incombustíveis entre os transformadores e demais aparelhos;
- construção de dispositivos adequados para drenar ou conter o líquido proveniente de um eventual rompimento do tanque.

Esses dispositivos podem ser construídos de diferentes formas, porém todas elas têm como objetivo fundamental a limitação da quantidade de óleo a ser queimado, no caso de incêndio eventual. Após a descarga do líquido do transformador e a coleta do mesmo através de um recipiente, o óleo pode ser reaproveitado após tratamento.

A Figura 12.3 mostra as principais partes componentes de um sistema coletor de óleo com barreiras corta-chamas, ou seja:

- recipiente de coleta de óleo;
- sistema corta-chamas;
- tanque acumulador.

O recipiente de coleta de óleo pode ser construído com uma área plana igual à seção transversal do transformador, incluindo os radiadores. Também pode ser construído com a área plana de dimensões reduzidas, prevendo-se, no entanto, um declive mínimo do piso de 10% no sentido do recipiente, a fim de coletar o óleo que porventura vaze pelos radiadores.

O sistema corta-chama funciona como barreira de proteção impedindo que a chama, no caso de incêndio, atinja o tanque acumulador. Deve ser construído com material incombustível e resistente a temperaturas elevadas. Os dutos de escoamento devem ter diâmetros de 75 mm.

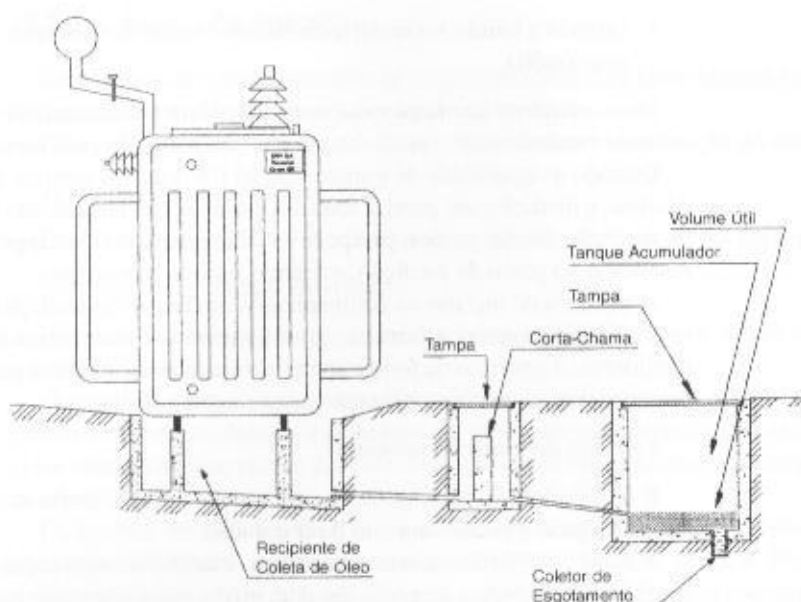


FIGURA 12.3
Sistema coletor de óleo

O tanque acumulador deve ter capacidade de armazenar todo o volume de óleo contido no transformador. Esta capacidade útil de armazenamento está referida no nível da extremidade do tubo de descarga no tanque. Para transformador com potência nominal igual ou superior a 1.500 kVA e inferior a 3.000 kVA, a capacidade útil mínima do tanque acumulador é de 2 m³.

Quando existir vários transformadores, pode-se construir apenas um tanque acumulador ligado através de sistemas corta-chamas aos recipientes de coleta de óleo. Neste caso, a capacidade útil mínima do tanque acumulador deve ser igual à capacidade volumétrica do maior transformador do conjunto considerado.

A Figura 12.4 mostra outro tipo de construção de um sistema coletor de óleo dotado de sifão corta-chama.

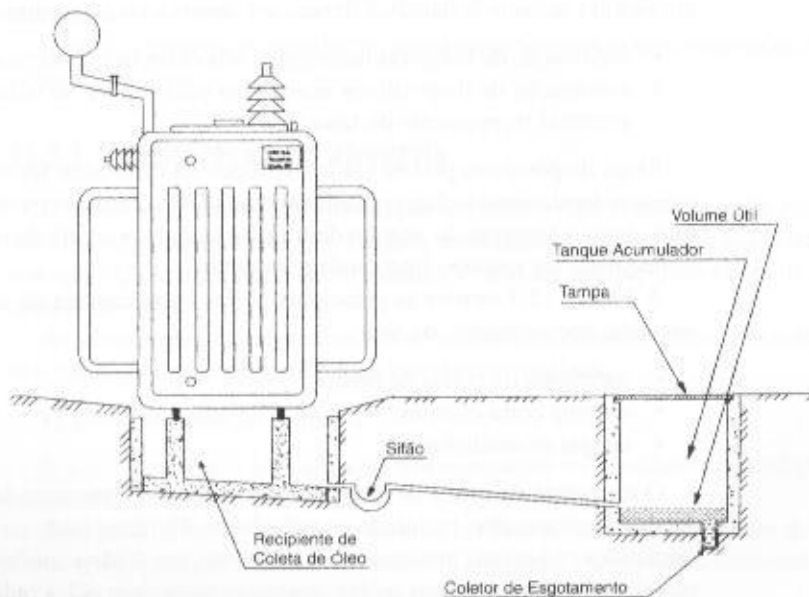


FIGURA 12.4
Sistema coletor de óleo

12.3.1.1 Classificação

As subestações em alvenaria podem ainda ser classificadas quanto ao tipo do ramal de entrada.

a) Subestação alimentada por ramal de entrada subterrâneo

Quando montadas no nível do solo, as subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo são construídas, normalmente, com altura mínima definida pela altura dos equipamentos e pela altura da instalação de chaves, barramento, isoladores etc.

A Figura 12.5 mostra, em corte, a vista frontal de uma subestação, detalhando todas as dimensões fundamentais à sua construção e que serão analisadas posteriormente. A mesma figura mostra a vista superior da referida subestação. As paredes externas e as divisões interiores são singelas, isto é, apresentam uma largura de 150 mm.

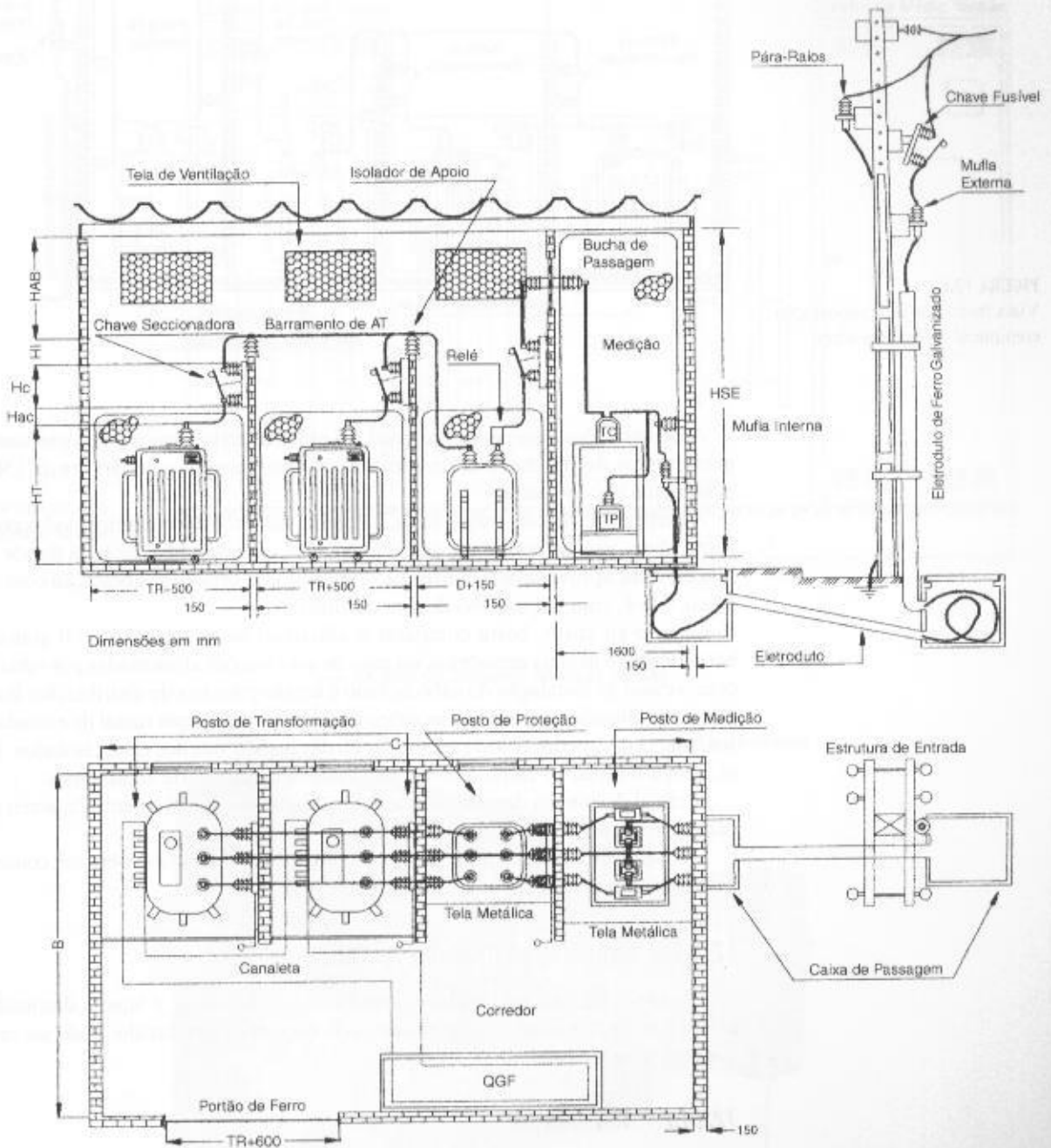


FIGURA 12.5
Vistas frontal e superior de uma subestação com ramal de entrada subterrâneo

b) Subestação alimentada por ramal de entrada aéreo

Quando montadas no nível do solo, as subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo são construídas normalmente com altura mínima de 6 m ou superior.

A Figura 12.6 mostra, em corte, a vista lateral de uma subestação com pé-direito igual a 6 m, detalhando todas as dimensões fundamentais à sua construção, que serão analisadas posteriormente.

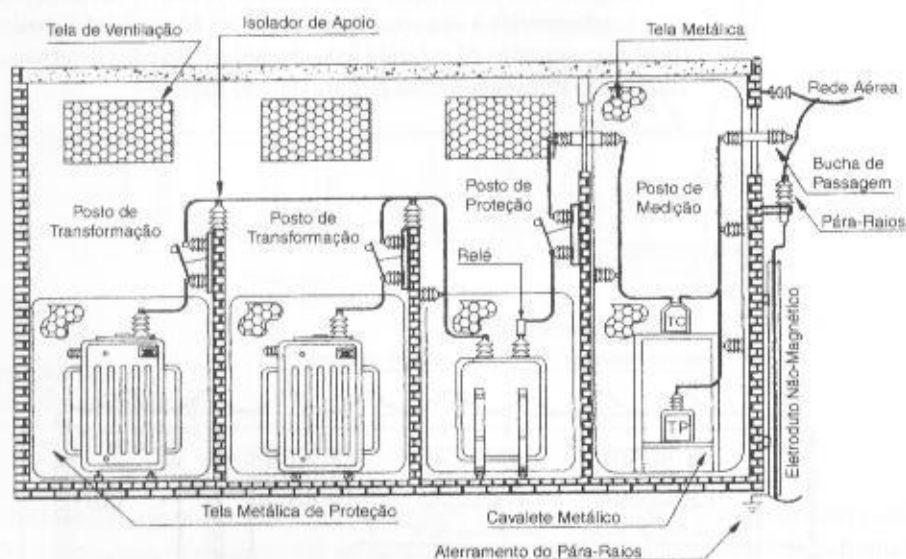


FIGURA 12.6
Vista frontal de uma subestação com ramal de entrada aéreo

As subestações com pé-direito igual a 6 m, ou superior, apresentam paredes externas com largura mínima de 300 mm e as paredes das divisões internas com largura de 150 mm, construídas geralmente em alvenaria.

A preferência de construção recai, em geral, nas subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo, por ser mais compacta. No entanto, quando a instalação já dispõe de galpão com altura elevada, aproveita-se a construção existente e se projeta a subestação com o ramal de entrada aéreo, isto é, com um mínimo de 6 m de altura.

Quanto ao custo, basta comparar o adicional de construção civil somado à descida dos barramentos e demais acessórios, no caso de subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo, com o custo de instalação do cabo isolado à tensão primária de distribuição. Porém, para grandes ramais de entrada, sem dúvida, as subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo apresentam custo superior devido ao alto preço das instalações dos cabos isolados. Pode-se, no entanto, adotar o ramal de entrada misto, isto é, parte aérea e parte subterrânea.

O ramal de entrada das subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo pode ser fixado na parte frontal ou na parte lateral das mesmas.

Independentemente do tipo de subestação, a sua cobertura deverá ser construída em placa de concreto armado, resistente à infiltração de água.

12.3.1.2 Subestação modular metálica

Também chamada de subestação em invólucro metálico, é aquela destinada à indústria ou a outras edificações onde, em geral, o espaço disponível é reduzido. Pode ser construída para uso interno ou ao tempo.

12.3.1.2.1 Classificação

As subestações modulares metálicas podem ser classificadas, segundo a sua construção, em quatro tipos básicos:

a) Subestação com transformador com flanges laterais

Este é um dos tipos mais utilizados em instalações industriais, principalmente quando se deseja prover um determinado setor de produção de grandes dimensões e um elevado número de máquinas de um ponto de suprimento localizado no centro de carga. É uma subestação compacta que ocupa uma área reduzida, devendo ter grau de proteção IP 5X, ou superior, de modo a oferecer grande segurança aos operadores e aos operários em geral.

É constituída de transformador de construção especial, onde as buchas primária e secundária são fixadas lateralmente à carcaça e protegidas por um flange de seção retangular que se acopla aos módulos metálicos primário e secundário.

A Figura 12.7 mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral, detalhando as partes fundamentais. Já a Figura 12.8 revela a fotografia do mesmo tipo de subestação da Figura 12.7.

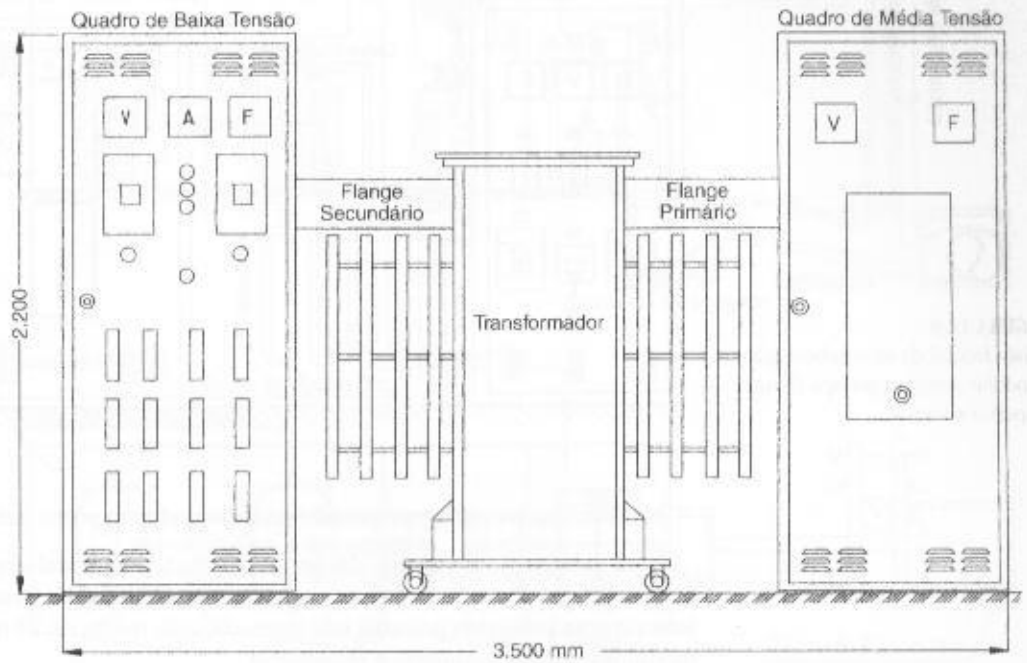


FIGURA 12.7
Vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral

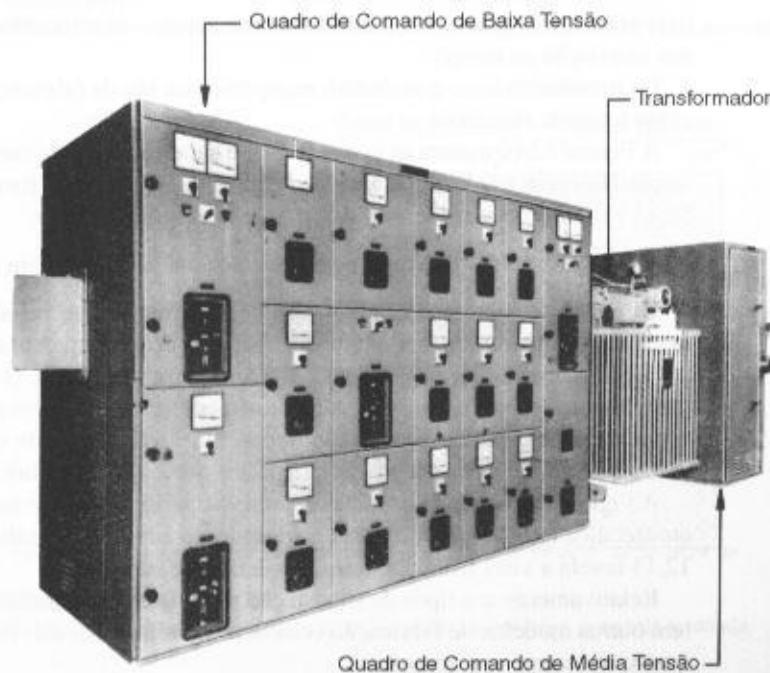


FIGURA 12.8
Foto de uma subestação modular metálica do tipo flange lateral

Os módulos metálicos poderão ser complementados acoplando-se novos módulos aos existentes, caso haja necessidade de aumento do número de saídas de ramais primários e secundários.

b) Subestação com transformador com flanges superior e lateral

É constituída de um transformador de construção convencional, acoplado aos módulos metálicos primário e secundário através de duas caixas flangeadas, sendo uma fixada na parte superior do transformador e a outra lateralmente. Deve ter grau de proteção IP 5X ou superior e tem a mesma aplicação da subestação de flanges laterais.

A Figura 12.9 mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange superior e lateral, detalhando as partes fundamentais.

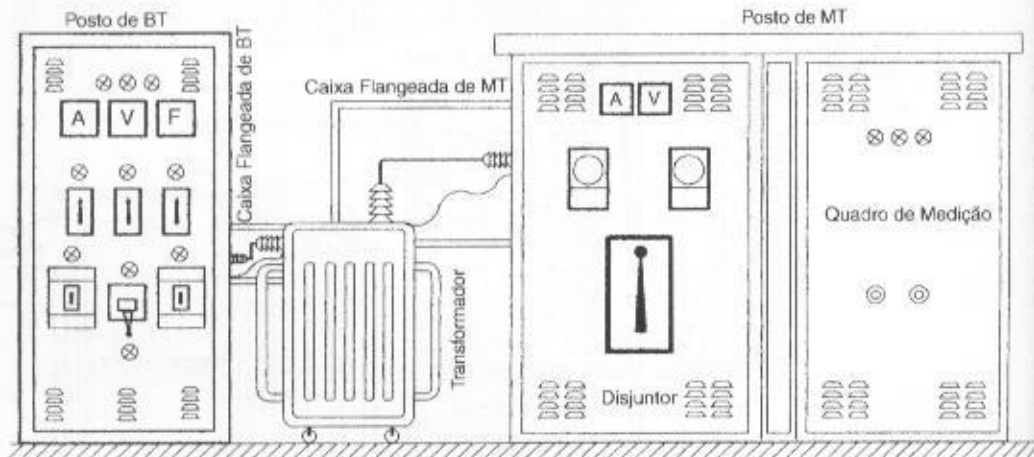


FIGURA 12.9
Vista frontal de uma subestação modular metálica do tipo flanges superior e lateral

c) Subestação com transformador enclausurado em posto metálico em tela aramada

Essa subestação é constituída por transformadores instalados internamente a um invólucro metálico cuja cobertura é feita de chapa de aço, em geral de 2 mm (14 USSG). Esse invólucro é lateralmente protegido por uma tela aramada, com malha de 13 mm, ou menor, e está acoplada a módulos metálicos primário e secundário.

Dado o seu baixo grau de proteção, principalmente o dos módulos de transformação e proteção, que geralmente são fabricados com grau de proteção IP X1, essas subestações não devem ser utilizadas em ambientes poluídos, notadamente de materiais de fácil combustão, ou em áreas onde haja presença de pessoas não habilitadas ao serviço de eletricidade. Há fortes restrições quanto à sua instalação ao tempo.

Os transformadores e os demais equipamentos são de fabricação convencional, tornando o seu custo bastante reduzido.

A Figura 12.10 mostra as vistas frontal e superior, respectivamente, de uma subestação modular metálica com tela lateral aramada, detalhando as suas partes fundamentais, enquanto que a Figura 12.11 evidencia a parte frontal externa da mesma subestação.

d) Transformador e demais equipamentos enclausurados em posto metálico em chapa de aço

Esse tipo de subestação é composto de transformadores instalados internamente a invólucros metálicos, constituídos totalmente em chapa de aço de espessura adequada, geralmente de 2 mm (14 USSG), e providos de pequenas aberturas para ventilação. Os postos metálicos são acoplados lateralmente através de parafusos e constituem um módulo compacto cujo grau de proteção depende da solicitação do interessado, sendo função do ambiente onde o mesmo for operar.

Os transformadores, chaves e demais acessórios são de fabricação convencional.

A Figura 12.12 mostra as vistas frontal e superior, respectivamente, de uma subestação modular metálica com o transformador enclausurado em posto metálico em chapa de aço. Já a Figura 12.13 revela a vista frontal externa desse tipo de subestação.

Relativamente aos tipos de subestação modulares metálicas relacionadas anteriormente, existem outros modelos de fabricação comercial, porém todos eles de concepção derivada de um dos quatro tipos aqui apresentados.

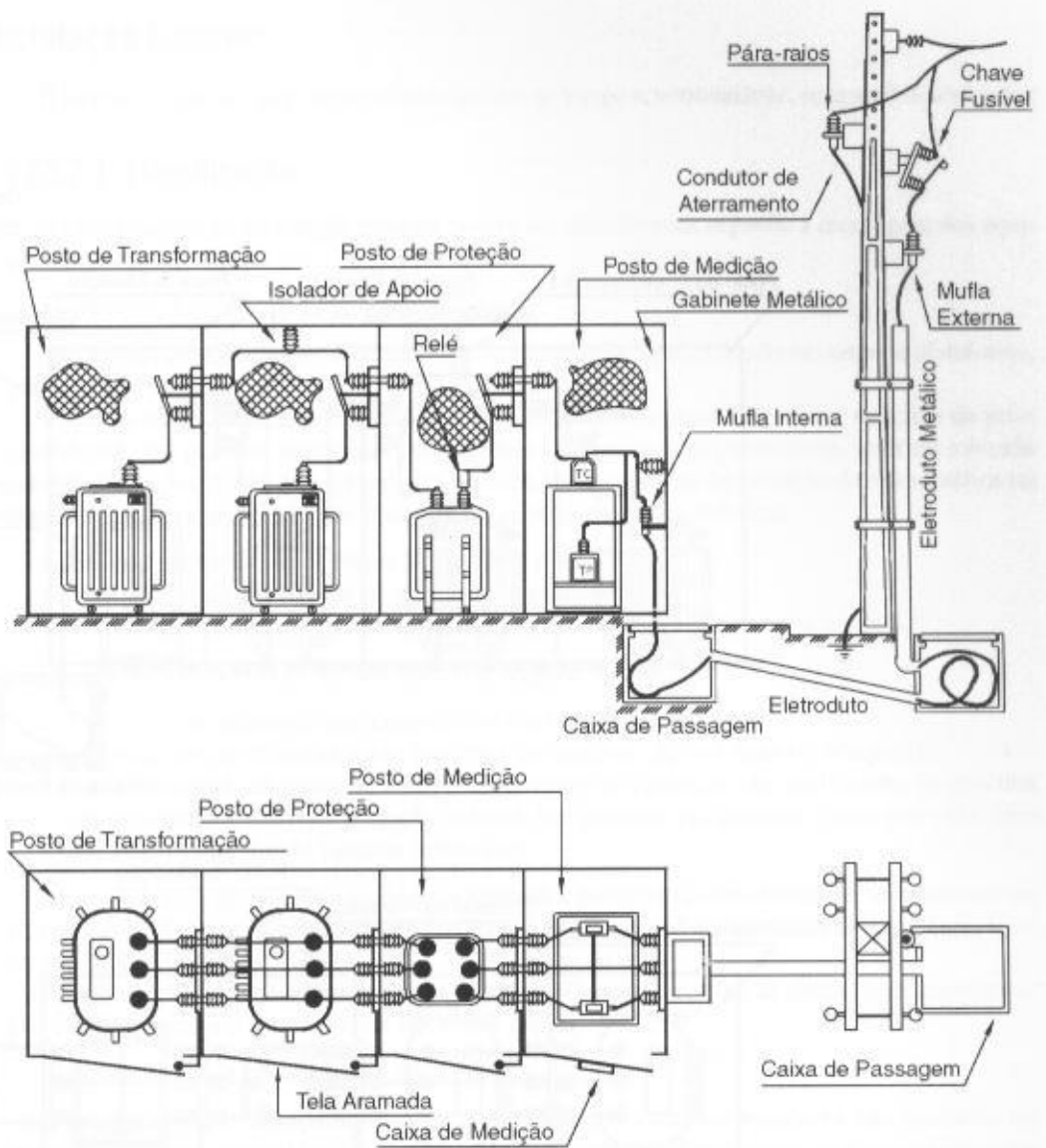


FIGURA 12.10
Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica com tela aramada

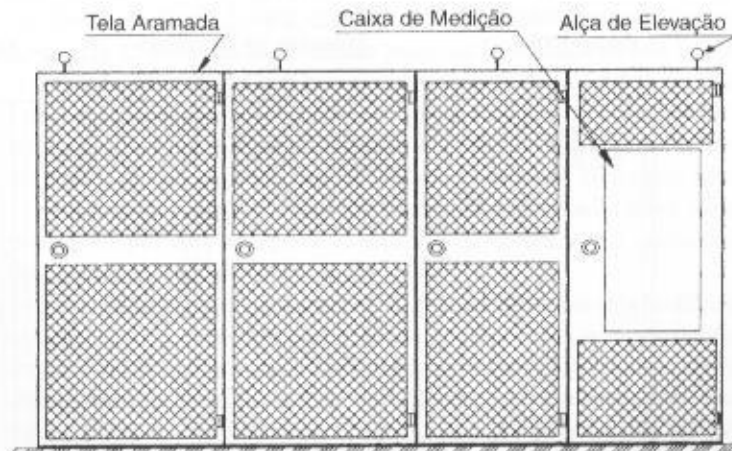


FIGURA 12.11
Vista frontal externa de uma subestação modular metálica com tela aramada

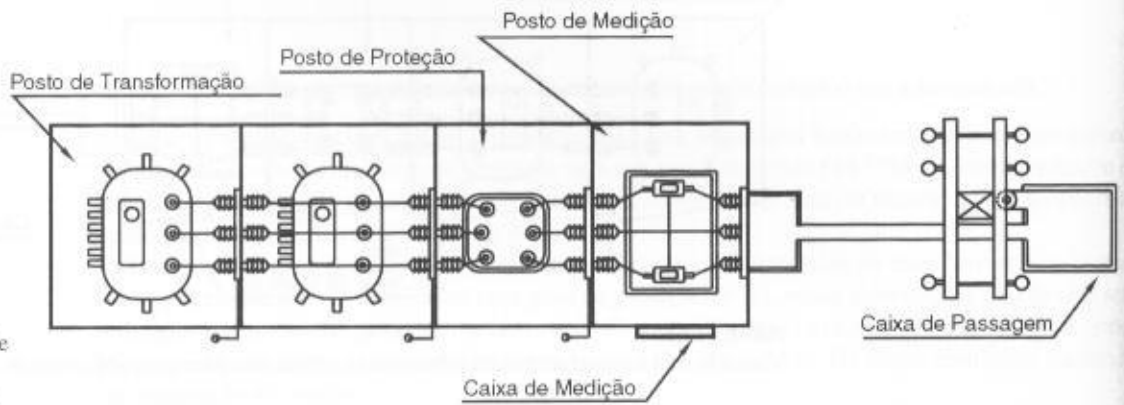
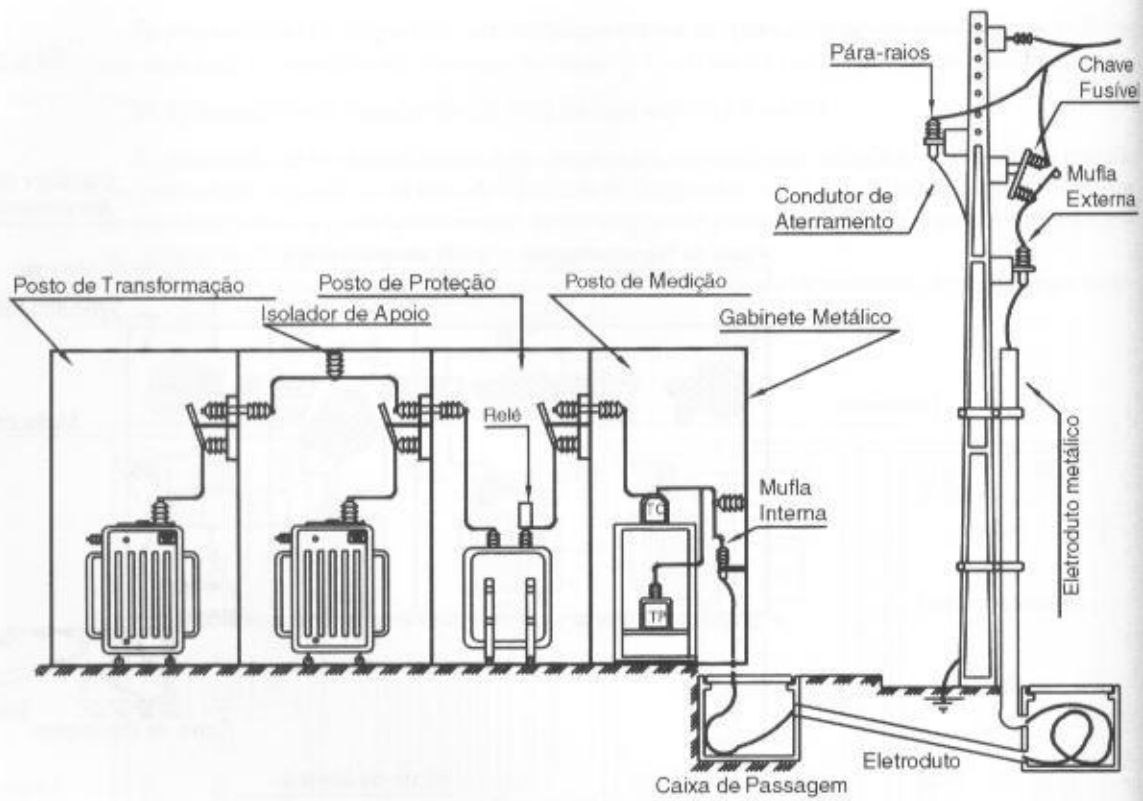


FIGURA 12.12
Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica em chapa de aço.

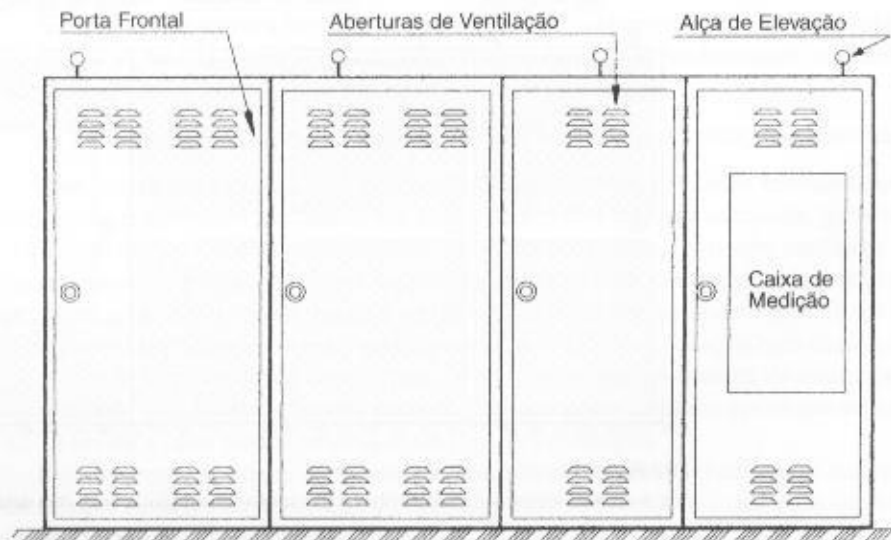


FIGURA 12.13
Vista frontal externa de uma subestação modular metálica em chapa de aço.

12.3.2 Subestação de Instalação Exterior

É aquela em que os equipamentos são instalados ao tempo e, normalmente, os aparelhos abrigados.

12.3.2.1 Classificação

As subestações de instalação exterior podem ser classificadas segundo a montagem dos equipamentos em três tipos:

a) Subestação aérea em plano elevado

São assim consideradas as subestações cujo transformador está fixado em torre ou plataforma, geralmente fabricadas em concreto armado, aço ou madeira.

Todas as partes vivas não protegidas devem estar situadas, no mínimo, a 5 m acima do piso. Quando não for possível observar a altura mínima de 5 m para as partes vivas, pode ser tolerado o limite de 3,5 m, desde que o local seja provido de um sistema de proteção de tela metálica ou equivalente, devidamente ligado à terra, com as seguintes características:

- afastamento mínimo de 30 cm das partes vivas;
- malha da tela com 50 mm de abertura, no máximo;
- fios de aço zincado ou material equivalente de 3 mm de diâmetro, no mínimo.

Os equipamentos podem ser instalados da seguinte forma:

- em postes ou torres de aço, concreto ou madeira adequada;
- em plataformas elevadas sobre estrutura do concreto, aço ou madeira adequada;
- em áreas sobre cobertura de edifícios, inacessíveis a pessoas não qualificadas ou providas do necessário sistema de proteção externa. Em nenhum equipamento, neste caso, não deve ser empregado líquido isolante inflamável.

As normas de algumas concessionárias limitam a potência do transformador instalado em um só poste em 150 kVA, ficando a instalação em dois postes para transformadores de potência igual ou superior a 225 kVA.

As Figuras 12.14 e 12.15 mostram duas subestações em torre com as unidades de transformação montadas, respectivamente, em um e dois postes.

b) Subestações de instalação no nível do solo

É aquela em que os equipamentos, tais como disjuntores e transformadores, são instalados em bases de concreto construídas ao nível do solo e os demais equipamentos, tais como pára-raios, chaves fusíveis e seccionadoras, são montados em estruturas aéreas, conforme exemplifica a Figura 12.16, respectivamente as vistas lateral e superior.

Esse tipo de subestação em local urbano normalmente é de custo muito elevado, em virtude dos equipamentos serem apropriados para instalação ao tempo e devido ao preço do próprio terreno. Em áreas rurais, porém, esse tipo de subestação apresenta vantagens econômicas. Ao nível da tensão de 15 kV, tem-se mostrado pequena a utilização desse tipo de subestação.

O fosso coletor de óleo do transformador de força é geralmente construído sob o equipamento e deve conter, pelo menos, 1,25 vez a capacidade de óleo contido no mesmo. A base dos aparelhos contendo líquidos isolantes inflamáveis deve ser dotada de revestimento do tipo auto-extintor de incêndio, tais como pedra britada, ou um sistema de drenagem adequada.

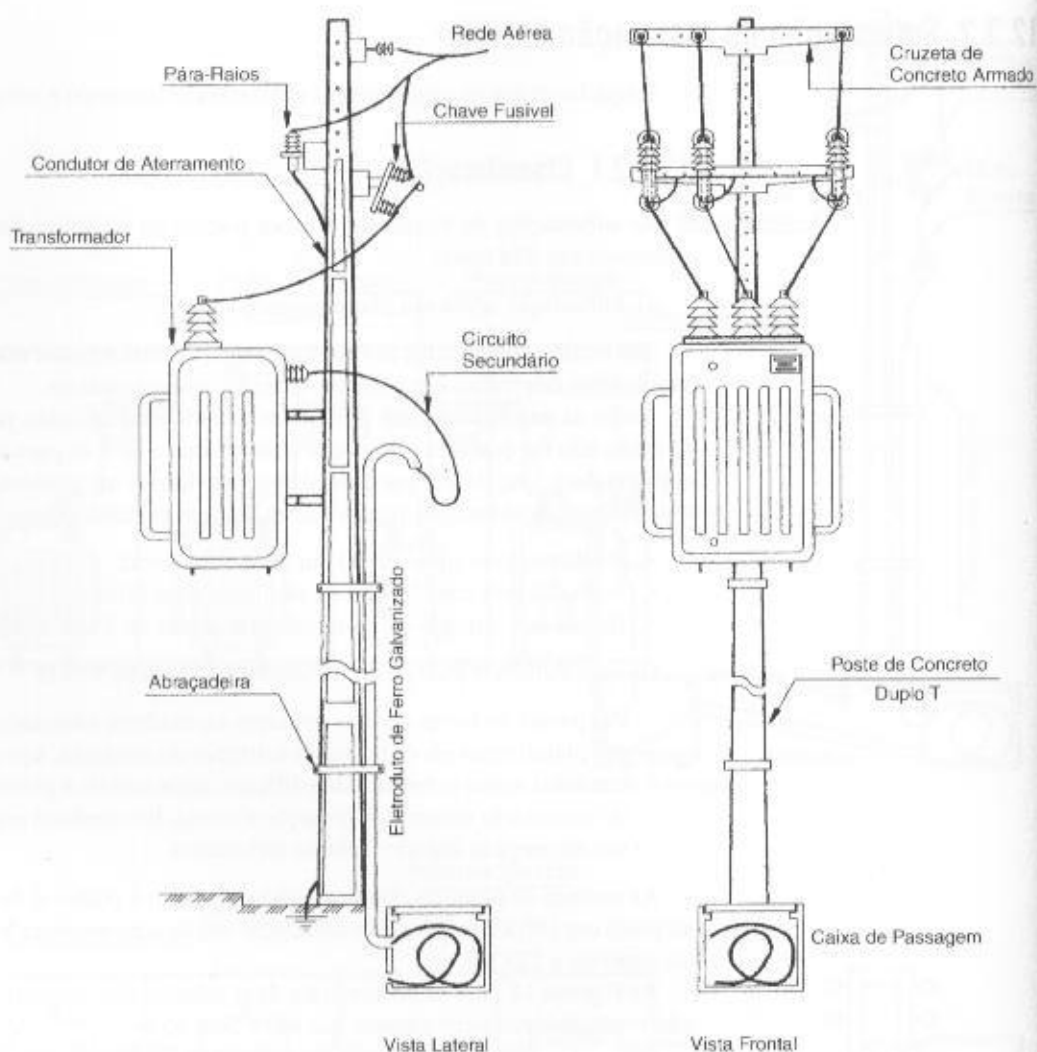
O fundo do fosso do coletor do óleo do transformador deve ser recoberto por 20 cm de brita e possuir dispositivo do tipo auto-extintor de incêndio, tal como pedra britada ou um sistema de drenagem adequada.

A subestação deve ser protegida externamente com tela metálica, arame farpado ou mureta de alvenaria, a fim de evitar a aproximação de pessoas ou animais. Quando usada tela de proteção externa, esta deve ter malha de abertura máxima de 50 mm e ser constituída de aço zincado de diâmetro 3 mm, no mínimo, ou material com resistência mecânica equivalente. Quando for usado arame farpado, o espaçamento entre os fios não deve exceder 15 cm.

Deve-se fixar pelo menos um aviso indicando o perigo que a instalação pode causar. Esse aviso deve ser colocado em local visível e externamente à subestação.

Quando não houver mureta de base em alvenaria, a parte inferior da tela não deve ficar a mais de 10 cm acima do nível do solo.

FIGURA 12.14
Subestação de torre em poste único



O acesso a materiais e equipamentos deve ser feito através de portão, abrindo para fora, com dimensões mínimas de $3,0 \times 2,10$ m. O portão deve ser adequado também à entrada de pessoas no interior da subestação.

Deve-se prever a construção de um sistema adequado de escoamento de águas pluviais.

Os pórticos podem ser construídos de vigas e postes de concreto armado ou de perfis de aço galvanizado.

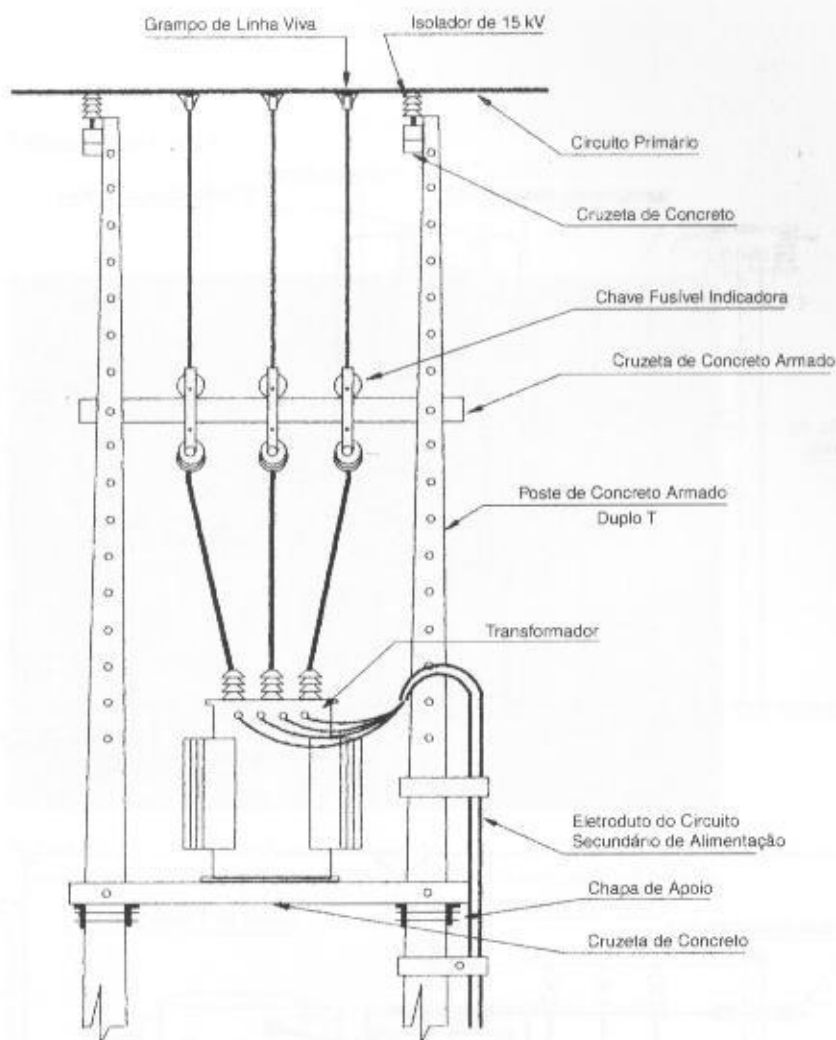
Os aparelhos são, geralmente, instalados em quadros metálicos abrigados em construção de alvenaria. Também podem ser instalados em quadros metálicos apropriados para operação ao tempo com grau de proteção IP 54.

12.4 DIMENSIONAMENTO FÍSICO DAS SUBESTAÇÕES

Para o dimensionamento físico de uma subestação, é necessário conhecer as dimensões de todos os equipamentos que serão instalados, bem como os afastamentos mínimos previstos pela NBR 14039/03. As subestações de que trata este capítulo, isto é, a de classe 15 kV, podem ser facilmente dimensionadas, já que a parte dos equipamentos utilizados tem seus comprimentos, larguras e profundidades variando numa faixa relativamente estreita, o que permite a padronização prévia das dimensões de certos compartimentos. Essas dimensões podem ser obtidas facilmente em catálogos de fabricantes, ou simplesmente através da Internet, acessando os sites dos respectivos fabricantes.

O dimensionamento das subestações deve ser realizado em conformidade com o seu tipo construtivo, ou seja, subestações de construção interna e subestações de construção externa.

FIGURA 12.15
Subestação de torre em poste duplo



a) Subestações de construção interna

São aquelas cujos equipamentos são instalados abrigados da chuva e dos raios solares. Podem usar equipamentos com isoladores lisos ou corrugados e de invólucro de material sintético próprios para instalação interna, ou equipamentos com isoladores com sais e invólucros metálicos com isolamento a óleo mineral.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas nas Figuras 12.18 e 12.19 da NBR 14039/03.

a) Subestações de construção externa

São aquelas cujos equipamentos são instalados externamente sob condições de chuva, dos raios solares e de descargas atmosféricas. Somente usam equipamentos com isoladores com sais (quebra do pingo d'água) e invólucros metálicos com isolamento a óleo mineral.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas na Figura 12.20 da NBR 14039/03.

A seguir serão dimensionados os principais tipos de subestações industriais.

12.4.1 Subestação de Alvenaria

O dimensionamento dos vários postos depende da posição de instalação dos equipamentos. De acordo com a norma NBR 14039/03, os afastamentos entre as diferentes partes dos postos e os arranjos dos equipamentos devem obedecer algumas condições a seguir definidas.

A Tabela 12.1 indica as dimensões mínimas permitidas pela norma NBR 14039/03 que devem ser respeitadas no projeto dos corredores de controle e manobra, associados às Figuras 12.18 e 12.19 para subestações abrigadas (internas) e Figura 12.20 para subestações ao tempo (ao tempo).

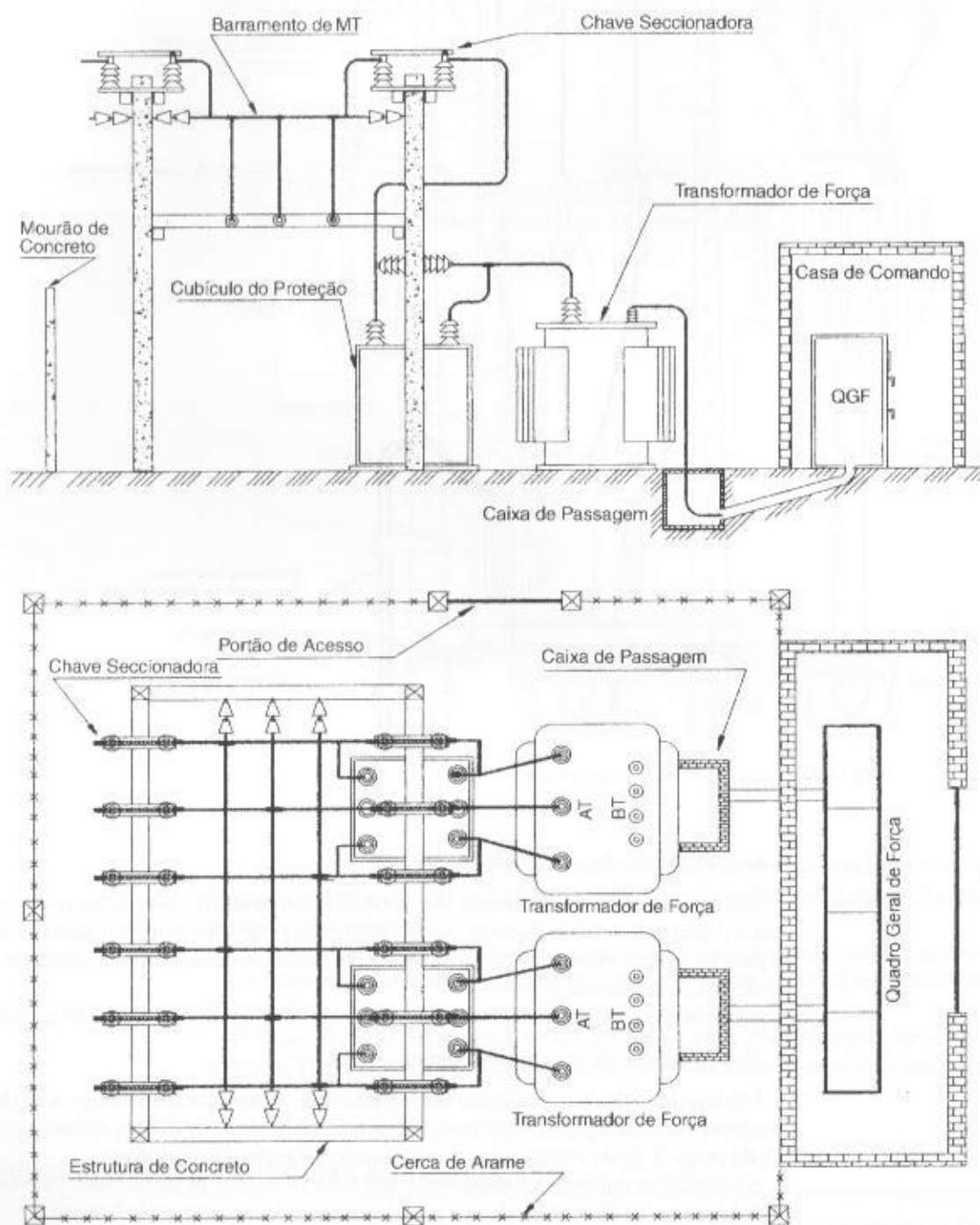


FIGURA 12.16

Vistas frontal e superior de uma subestação de instalação exterior no nível do solo

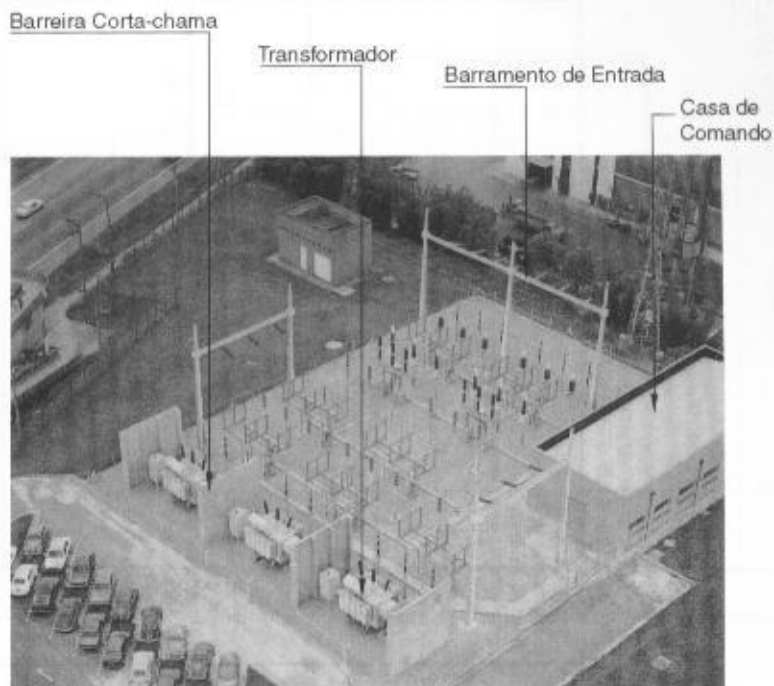
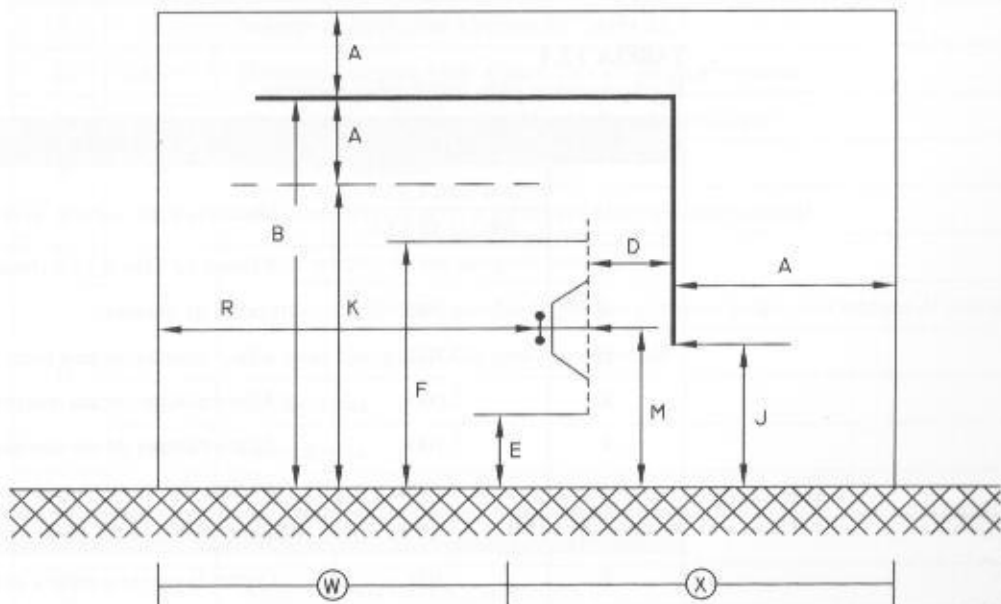


FIGURA 12.17
Vistas superior de uma subestação de instalação exterior no nível do solo



W – área de circulação permitida a pessoas advertidas; X – área de circulação proibida

FIGURA 12.18
Circulação por um lado - Tabela 12.1

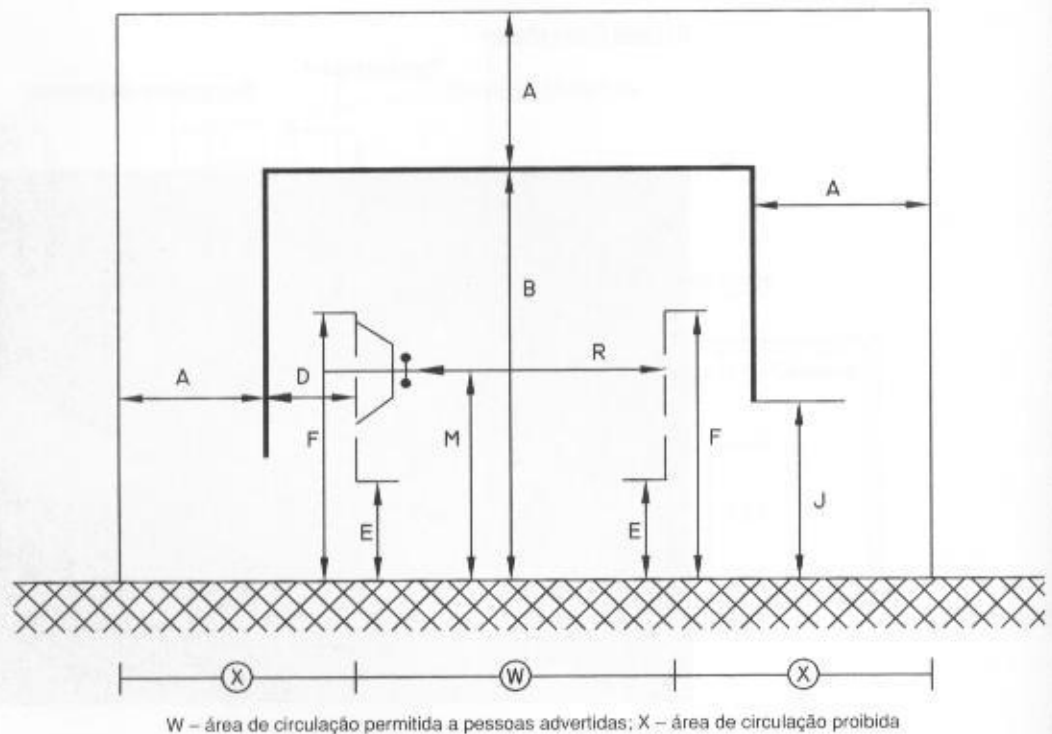
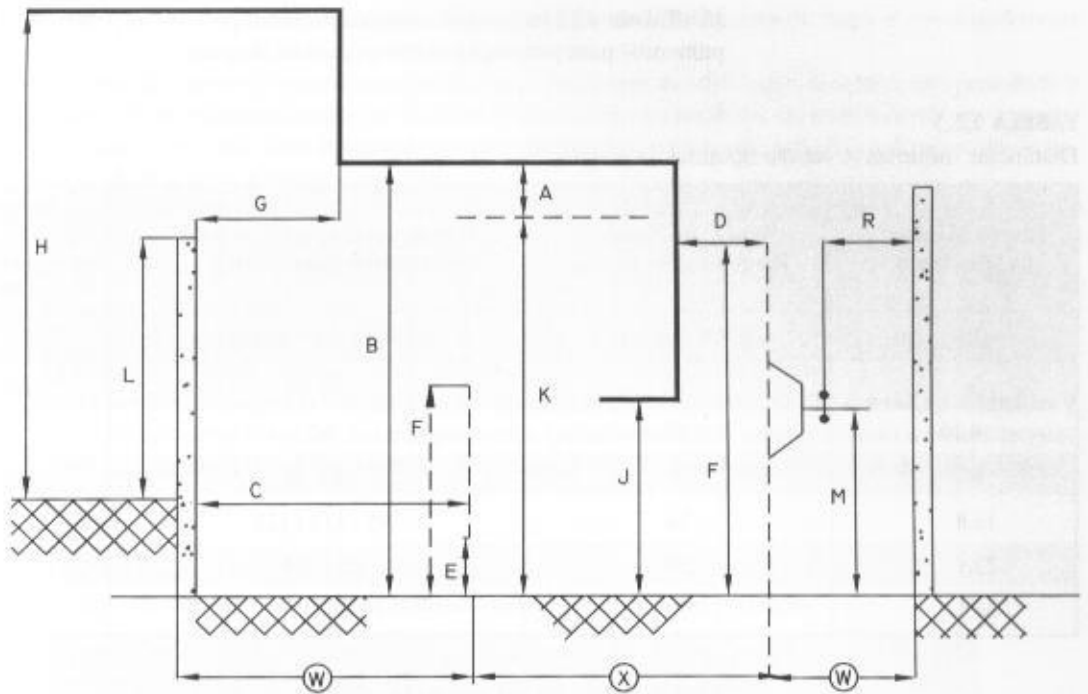


FIGURA 12.19
Circulação por mais de um lado - Tabela 12.1

TABELA 12.1
Espaçamentos para instalações internas

Dimensões Mínimas (mm)		
D	300 até 24,2 kV	Distância Entre a Parte Viva e um Anteparo Vertical
	400 até 36,2 kV	
A	-	Valores da Tabela 12.3 (fase e terra)
R	1.200	Locais de manobra
H	2.700	Altura mínima de uma parte viva com circulação
K	2.000	Altura mínima de um anteparo horizontal
F	1.700	Altura mínima de um anteparo vertical
J	E + 300	Altura mínima de uma parte viva sem circulação
Dimensões Máximas (mm)		
E	300	Distância máxima entre a parte inferior de um anteparo vertical e o piso
M	1.200	Altura dos punhos de acionamento manual
Malha	20	Abertura da malha

FIGURA 12.20
Espaçamento para instalações externas no nível do piso, de acordo com a Tabela 12.2



W – área de circulação permitida a pessoas advertidas; X – área de circulação proibida

TABELA 12.2
Espaçamento para instalações externas

Dimensões Mínimas (mm)		
A	-	Valores de distâncias mínimas da Tabela 12.3
G	1.500	Distâncias mínima entre a parte viva e a proteção externa
B	4.000	Altura mínima de uma parte viva na área de circulação
R	1.500	Locais de manobra
D	500	Distância mínima entre a parte viva e um anteparo vertical
F	2.000	Altura mínima de um anteparo vertical
H	6.000	Em ruas, avenidas e entradas de prédios e demais locais com trânsito de veículos
	5.000	Em local com trânsito de pedestres somente
	9.000	Em ferrovias
	7.000	Em rodovias
J	800	Altura mínima de uma parte viva na área de circulação proibida
K	2.200	Altura mínima de um anteparo horizontal
L	2.000	Altura mínima da proteção externa
C	2.000	Circulação
Dimensões Máximas (mm)		
E	600	Distância máxima entre a parte inferior de um anteparo vertical e o piso.
M	1.200	Altura dos punhos de acionamento manual
Malha	20	Abertura das malhas dos anteparos

Já a Tabela 12.2 indica as dimensões mínimas permitidas pela mesma norma com relação aos equipamentos para instalação externa no nível do piso.

TABELA 12.3

Distâncias mínimas \times tensão nominal da instalação

Tensão Nominal da Instalação	Tensão de Ensaio à Frequência Industrial	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	Distância Mínima Fase/Terra e Fase/Fase	
			Interno	Externo
(kV)	(kV eficaz)	(kV – valor de pico)	(mm)	
3	10	20 / 40	60 / 60	120 / 120
4,16	19	60	90	120
6	20	40 / 60	60 / 90	120 / 120
13,8	34	95 / 110 / 125	160 / 180 / 220	
23,1	50	95 / 125	160 / 220	
34,5	70	145 / 170	270 / 320	

12.4.1.1 Altura da subestação

Para se determinar a altura mínima da subestação, adotar as medidas estabelecidas nas Tabelas 12.1 e 12.2, observando as distâncias assinaladas na Figura 12.5, ou seja:

$$H_{st} = H_t + H_{ac} + H_c + H_i + H_{ab}$$

H_{st} – altura total da subestação;

H_t – altura total do transformador (pode ser obtida através da Tabela 12.4);

H_{ac} – afastamento da chave seccionadora (a critério do projetista; usar, em média, 300 mm);

H_c – altura da chave seccionadora (depende do fabricante; para chave de 15 kV usar, em média, 600 mm);

H_i – altura do isolador (depende do fabricante; para isoladores de 15 kV usar, em média, 250 mm);

H_{ab} – afastamento do barramento.

12.4.1.2 Posto de medição

Ocupa o espaço mínimo de 1.600 \times 2.000 m.

12.4.1.3 Posto de proteção

Deve ter as seguintes dimensões mínimas:

$$D_{cp} = D_d + 1.000 \text{ mm} \quad (12.1)$$

D_{cp} – dimensão do posto: comprimento ou largura, em mm;

D_d – dimensão do disjuntor referida à direção em que se quer medir a dimensão do posto, em mm.

De modo geral, os disjuntores da classe 15 kV, 600 A e capacidade de ruptura de até 500 MVA têm comprimento frontal de aproximadamente 700 mm e uma profundidade de 900 mm.

12.4.1.4 Posto de transformação

Deve ter as seguintes dimensões:

$$D_{cr} = D_t + 1.000 \text{ mm} \quad (12.2)$$

D_{cr} – dimensão do posto: comprimento ou largura, em mm;

D_t – dimensão do transformador: comprimento ou largura, em mm.

A Tabela 12.4 indica as principais dimensões dos transformadores de força as quais podem ser usadas na determinação das dimensões dos postos.

Quando o posto de transformação for parte integrante da edificação, somente será permitido o emprego de transformadores de líquidos isolantes não-inflamáveis ou transformadores a secos. Considera-se como parte integrante de uma edificação o recinto não isolado ou desprovido de paredes de alvenaria e portas corta-fogo.

Os corredores de controle e manobra e os locais de acesso devem ter dimensões suficientes para permitir um espaço livre mínimo para circulação com todas as portas abertas na condição mais desfavorável e considerando ainda que os equipamentos estejam na posição de extraídos para efeito de manutenção.

Quando a subestação for constituída de mais de um pavimento, a distância entre o plano do primeiro espelho da escada e qualquer equipamento não pode ser inferior a 1,60 m.

Deve-se alertar para o fato de que, na dimensão final dos corredores de controle e manobra, é preciso considerar o acesso dos equipamentos (principalmente o transformador) aos seus respectivos postos, além das dimensões do QGF, quando forem instalados no recinto da subestação.

TABELA 12.4

Características dimensionais de transformadores trifásicos de potência

Potência (kVA)	Altura (mm)	Largura (mm)	Profundidade (mm)	Peso (kg)
15	920	785	460	271
30	940	860	585	375
45	955	920	685	540
75	1.070	1.110	690	627
112,5	1.010	1.350	760	855
150	1.125	1.470	810	950
225	1.340	1.530	930	1.230
300	1.700	1.690	1.240	1.800
500	1.960	1.840	1.420	2.300
750	2.085	2.540	1.422	2.600
1.000	2.140	2.650	1.462	2.800

12.4.1.5 Porta de acesso principal

As subestações devem ser providas de portas metálicas ou inteiramente revestidas de chapas metálicas, com largura mínima de:

$$L_p = D_t + 600 \text{ mm} \quad (12.3)$$

No entanto, a altura mínima admitida é de 2,10 m. Todas as portas devem abrir para fora.

12.4.1.6 Aberturas de ventilação

Devido à dissipação de calor, dadas as perdas por efeito Joule dos equipamentos, é necessário prover os diferentes postos que compõem a subestação de aberturas adequadas para circulação do ar de refrigeração, de forma natural ou forçada.

A diferença de temperatura admitida no local de operação dos equipamentos é de 15°C, medida a um metro da fonte de calor a plena carga e comparada com a temperatura externa considerada à sombra.

Se no interior da subestação for prevista a presença do operador, a temperatura ambiente não pode superar 35°C. Em regiões onde a temperatura externa, à sombra, exceder esse limite, a tem-

peratura ambiente no local de permanência dos operadores não deverá ultrapassar o valor da temperatura externa.

A abertura para entrada de ar deve ser construída, no mínimo, a 20 cm, do piso exterior da subestação e abaixo da linha central do corpo do equipamento, sempre que possível. A abertura de saída do ar deve ser localizada na parte superior do posto, o mais próximo possível do teto.

Quanto maior for a diferença entre a abertura de saída de ar para o exterior e o centro do tanque do equipamento, melhores serão as condições de dissipação de calor.

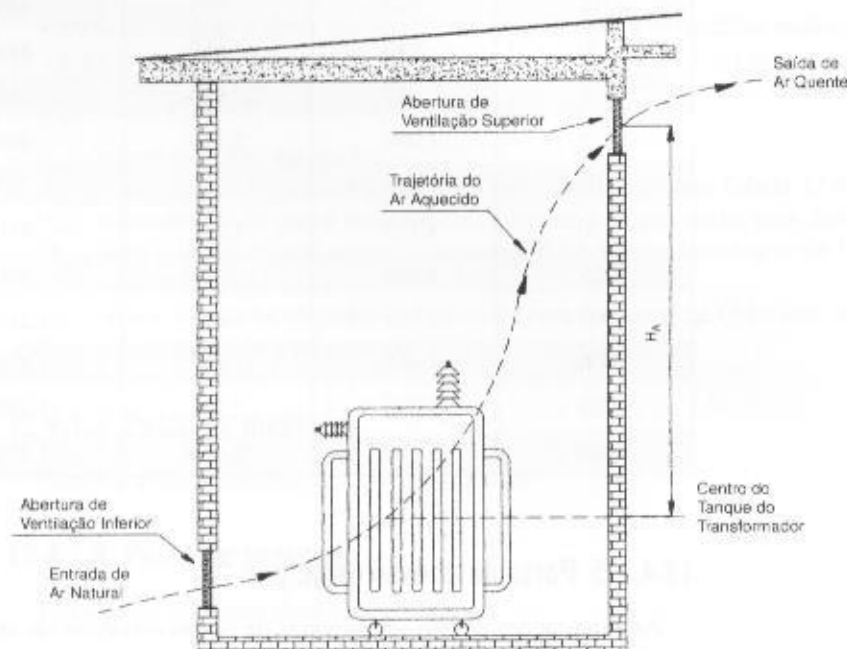
As aberturas de ventilação inferior e superior devem ser colocadas em paredes opostas de modo a facilitar a trajetória de circulação do ar, a dissipação do calor contido na carcaça dos equipamentos. A Figura 12.20 mostra a trajetória tomada pelo ar aquecido desde a sua entrada no posto até a sua saída.

Sendo o transformador, em geral, o equipamento com maiores perdas Joule, as aberturas de ventilação em uma subestação devem ser dimensionadas em função de sua potência nominal, que é proporcional, em valor absoluto, às suas perdas totais.

Um modo simplista de determinar a área quadrática de uma abertura de ventilação, entrada e saída, é atribuir 0,30 m² de área para cada 100 kVA de potência instalada de transformação. Tomando-se, por exemplo, uma subestação com um transformador de 500 kVA de potência nominal, a abertura de ventilação deve ter as seguintes dimensões: $\frac{0,30}{100} \times 500 = 1,5 \text{ m}^2$.

As aberturas de ventilação devem ser construídas em forma de chicana e protegidas externamente por tela resistente, com malha de abertura mínima de 5 mm e máxima de 13 mm.

FIGURA 12.21
Trajetória de circulação de ar refrigerante



EXEMPLO DE APLICAÇÃO (12.1)

Determinar as dimensões internas e totais de uma subestação (comprimento, largura e altura) contendo dois transformadores de força com potências nominais, respectivamente iguais a 300 e 500 kVA, cujo layout está mostrado na Figura 12.22. A Figura 12.23 permite determinar a altura da subestação.

Para a determinação dos comprimentos e larguras de cada cubículo, foram adotadas as variáveis cotadas nas Figuras 12.22 e 12.23.

a) Cubículo de medição

Como o espaço mínimo ocupado deve ser de 1.600 × 2.000 mm, serão adotadas as seguintes dimensões:

- $L_1 = 1.800 \text{ mm}$ (valor adotado)
- $C_{\text{im}} = 2.840 \text{ mm}$ (veja dimensões do transformador de 500 kVA, no item c)

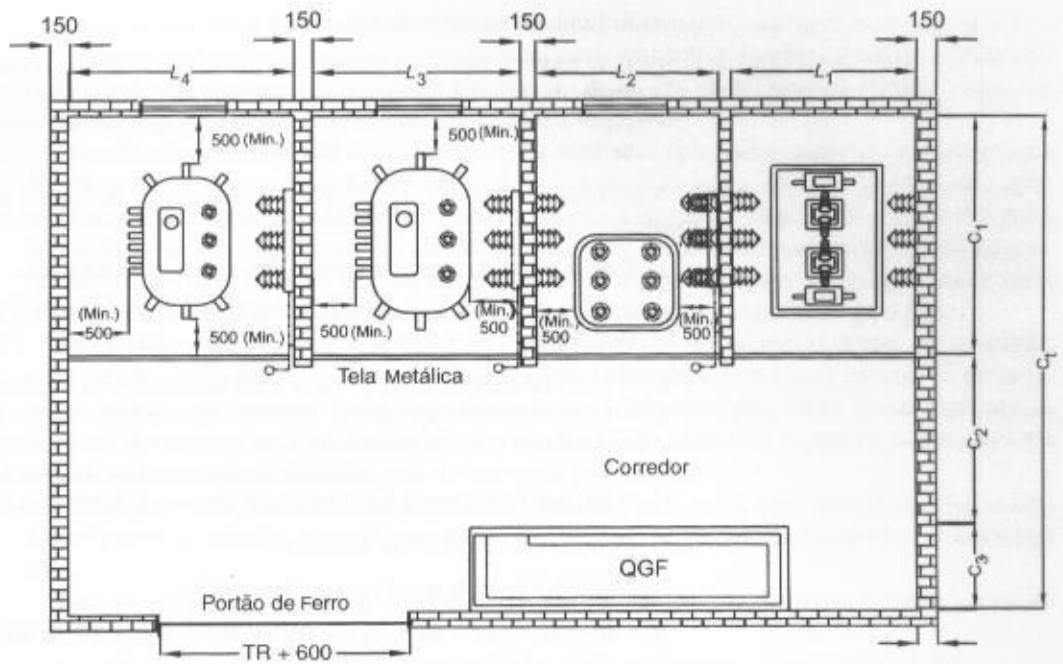


FIGURA 12.22
Determinação do comprimento e largura de uma subestação de alvenaria

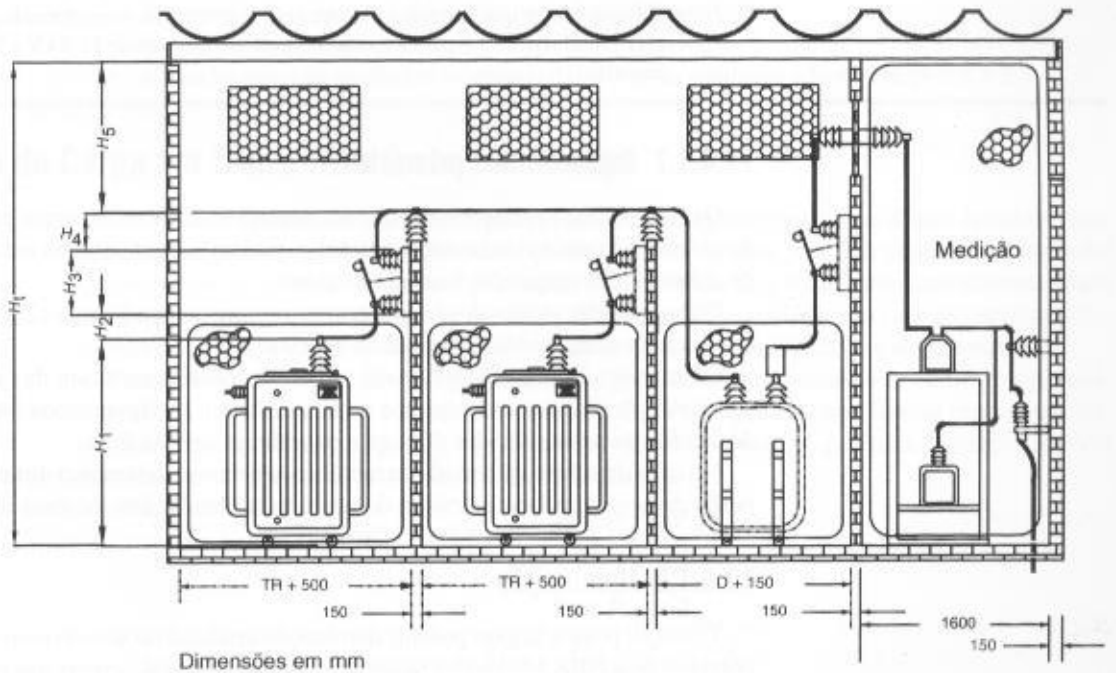


FIGURA 12.23
Determinação da altura de uma subestação de alvenaria

b) Cubículo de proteção (disjuntor primário)

- $L_2 = 700 + 500 + 500 = 1.700$ mm (o valor de 700 mm corresponde aproximadamente à largura de um disjuntor de média tensão quando visto de frente)
- $C_{1p} = 900 + 500 + 500 = 1.900$ mm (o valor de 900 mm corresponde aproximadamente à profundidade de um disjuntor de média tensão quando visto de frente). O valor adotado será de 2.840 mm, de acordo com a dimensão do transformador de 500 kVA.

c) Cubículo do transformador de 500 kVA

- $L_3 = 1.400 + 500 + 500 = 2.400$ mm (o valor de 1.400 mm corresponde à profundidade do transformador de 500 kVA, de acordo com a Tabela 4)
- $C_{1m} = 1.840 + 500 + 500 = 2.840$ mm (o valor de 1.840 mm corresponde à largura do transformador de 500 kVA de acordo com a Tabela 4)

d) Cubículo do transformador de 300 kVA

- $L_4 = 1.240 + 500 + 500 = 2.240$ mm (o valor de 1.240 mm corresponde à profundidade do transformador de 300 kVA, de acordo com a Tabela 4)
- $C_{1/2} = 1.690 + 500 + 500 = 2.690$ mm (o valor de 1.690 mm corresponde à largura do transformador de 300 kVA de acordo com a Tabela 4)

Nota: Entre os valores C_{1m} , C_{1p} , C_{1n} e $C_{1/2}$ deverá ser adotado o maior valor que será atribuído à variável C_1 mostrada na Figura 12.22.

e) Determinação do comprimento e largura internos da subestação

- Largura: $L_7 = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 = 1.800 + 1.700 + 2.400 + 2.240 = 8.140$ mm
- Profundidade: $C_7 = C_1 + C_2 + C_3 = 2.840 + 1.200 + 700 = 4.740$ mm

$C_1 = 2.840$ mm (corresponde ao maior valor do cubículo do transformador ou seja, $C_{1n} = 2.840$ mm)

$C_2 = 1.200$ mm (locais de manobra, valor mínimo, conforme Tabela 12.2 e Figura 12.19; pode ser necessário aumentar esse valor de acordo com a posição do QGF, sua profundidade e as dimensões dos transformadores, que necessitam de área suficiente para ser retirados, no caso de avaria)

$C_3 = 700$ mm (corresponde à profundidade, em média, de um Quadro Geral de Força)

f) Determinação da altura da subestação

As dimensões estão de acordo com a Figura 12.23.

$$H_1 = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5 = 1.960 + 200 + 500 + 300 + 160 = 3.120 \text{ mm}$$

$H_1 = 1.960$ mm (deve-se escolher a altura do maior transformador, dada na Tabela 12.4)

$H_2 = 200$ mm (valor que permite a curvatura do barramento)

$H_3 = 500$ mm (valor médio da altura das chaves seccionadoras de média tensão)

$H_4 = 300$ mm (valor que permite a curvatura do barramento, considerando a altura do isolador de apoio)

$H_5 = 160$ mm (Tabela 12.3 para a tensão nominal do sistema de 13,8 kV e 95 kV de tensão suportável de impulso)

12.4.1.7 Barramentos primários

Os barramentos primários que fazem a conexão entre os diversos postos, tanto em subestação de alvenaria como em subestação modular, podem ser construídos em barras de seção retangular de cobre ou em vergalhão, também de cobre.

Os valores das seções dos barramentos que constam na Tabela 12.5 foram calculados levando-se em conta a capacidade nominal da subestação.

Os suportes isoladores que fixam os barramentos na estrutura das subestações, tanto as construídas de alvenaria como de chapa metálica, devem ser dimensionados para suportar a intensidade das forças desenvolvidas durante a ocorrência de uma falta.

No caso de subestação modular metálica, é necessário também dimensionar adequadamente os perfis de aço da própria estrutura do posto para atender aos mesmos objetivos.

12.4.1.8 Iluminação

Todos os postos devem possuir iluminação artificial de acordo com os níveis de iluminamento previstos pela NBR 14039/98 e também iluminação natural, sempre que possível. Também os postos devem possuir iluminação de segurança, com autonomia mínima de duas horas.

12.5 PARALELISMO DE TRANSFORMADORES

Em muitas instalações elétricas é necessário dimensionar mais de uma unidade de transformação localizada no mesmo recinto da subestação, evitando que se dependa de uma única unidade. Esses transformadores podem ser conectados ao sistema secundário da subestação individualmente, o que muitas vezes não constitui nenhuma vantagem operacional, ou interligados convenientemente através do secundário.

Em geral, até a potência nominal da subestação de 500 kVA, utiliza-se somente uma unidade de transformação. Para potências superiores, é conveniente o emprego de duas unidades em serviço em paralelo.

Como já abordado anteriormente, o número de transformadores em serviço em paralelo deve ser limitado em função das elevadas correntes de curto-circuito que podem acarretar o dimensionamento de chaves e equipamentos de interrupção de grande capacidade de ruptura, o que, em consequência, onera demasiadamente o custo da instalação.

Quando há necessidade da utilização de muitas unidades de transformação, normalmente mais de três, para suprir uma única barra é conveniente proceder-se ao seccionamento em pontos apropriados, normalmente no ponto médio do barramento secundário, e interligá-los através de chave interruptora de operação manual ou automática, que deve permanecer em serviço normal na posição aberta. No caso de saída de uma unidade de transformação, a chave é acionada, mantendo o suprimento da carga pelos outros transformadores que devem ter capacidade para isto.

As chaves que compõem o sistema de interligação dos barramentos devem ser mantidas intertravadas, a fim de evitar que se proceda à operação dos transformadores em serviço em paralelo; isto é, quando uma das chaves de interligação do barramento opera, retira-se automaticamente de operação uma ou mais unidades de transformação. Um exame da Figura 12.24 permite uma melhor compreensão do texto.

Uma outra vantagem da utilização de transformadores em serviço em paralelo é evitar unidades de potência nominal elevada, resultando em transtornos durante o transporte e descarga na obra.

Para que seja possível colocar dois ou mais transformadores em serviço em paralelo é necessário que:

- a alimentação primária das várias unidades tenha as mesmas características elétricas;
- os transformadores tenham o mesmo deslocamento angular;
- as tensões secundárias sejam iguais;
- as impedâncias percentuais sejam preferencialmente iguais;
- os fatores de potência de curto-circuito sejam iguais;
- a relação entre as potências nominais das diversas unidades não seja superior a 3:1.

12.5.1 Distribuição de Carga em Transformadores em Serviço

Se dois ou mais transformadores de potências nominais iguais construídos à base do mesmo projeto eletro-mecânico forem postos em serviço em paralelo, a carga, para fins práticos, se distribuirá igualmente pelas referidas unidades. No entanto, considerando-se que esses transformadores tenham potências nominais e impedâncias percentuais diferentes, o que constitui um caso de natureza prática muito comum, a carga se distribuirá diferentemente em cada unidade de transformação.

Para a determinação da distribuição de corrente pelas diferentes unidades de transformação considerar três transformadores de potências nominais P_{m1} , P_{m2} , P_{m3} com impedâncias percentuais respectivamente iguais a Z_{m1} , Z_{m2} , Z_{m3} , ligados em serviço em paralelo. A potência de carga P_c deverá distribuir-se de acordo com o resultado da Equação (12.4).

$$P_{c12} = \frac{P_c \times P_{m1} \times Z_{m3}}{(P_{m1} + P_{m2} + P_{m3}) \times Z_{m12}}$$

$$P_{c2} = \frac{P_c \times P_{m1} \times Z_{m3}}{(P_{m1} + P_{m2} + P_{m3}) \times Z_{m2}} \quad (12.4)$$

$$P_{c3} = \frac{P_c \times P_{m1} \times Z_{m3}}{(P_{m1} + P_{m2} + P_{m3}) \times Z_{m3}}$$

O valor da impedância média de curto-circuito Z_{m1} é dado pela Equação (12.5).

$$Z_{m1} = \frac{P_{m1} + P_{m2} + P_{m3}}{\frac{P_{m1}}{Z_{m1}} + \frac{P_{m2}}{Z_{m2}} + \frac{P_{m3}}{Z_{m3}}} \quad (12.5)$$

A Figura 12.25 apresenta, esquematicamente, a ligação dos três transformadores referidos, conectados na configuração triângulo-estrela.

Dois ou mais transformadores que estejam em serviço em paralelo e não tenham o mesmo deslocamento angular ou a mesma seqüência de fase resultam em uma diferença de tensão entre os secundários dos transformadores, proporcionando uma circulação de corrente nos enrolamen-

TABELA 12.5
Dimensões de barramento

Potência dos Transformadores	Barramento Retangular de Cobre		Vergalhão de Cobre	
			Seção	Diâmetro
(kVA)	(in)	(mm)	(mm ²)	(mm)
Até 700	1/2 × 1/8	12,70 × 3,175	25	5,6
De 701 a 2.500	3/4 × 3/16	19,05 × 4,760	35	6,6

tos. Essa circulação de corrente poderá ser comprovada ligando-se um voltímetro entre as fases dos transformadores em serviço, conforme mostrado na Figura 12.26.

Dois transformadores fabricados com base num mesmo projeto não resultam em características elétricas perfeitamente iguais. Assim, a própria norma ABNT tolera as seguintes diferenças percentuais em relação ao valor nominal:

- relação de transformação: $\pm 0,5\%$;
- impedância percentual: $\pm 7,5\%$;
- corrente em vazio: $\pm 20,0\%$.

Na prática, são aceitos transformadores para serviço em paralelo com até 10% de diferença na impedância percentual sem que haja maiores conseqüências na operação normal das unidades mencionadas, contanto que as demais características sejam respeitadas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (12.2)

Considerar três transformadores em paralelo com as seguintes características:

- Transformador 1:

$$P_{n1} = 500 \text{ kVA}$$

$$Z_{n1} = 3,5\%$$

- Transformador 2:

$$P_{n2} = 750 \text{ kVA}$$

$$Z_{n2} = 4,50\%$$

- Transformador 3:

$$P_{n3} = 1.000 \text{ kVA}$$

$$Z_{n3} = 5,0\%$$

Sabendo-se que a demanda solicitada é de 2.100 kVA, determinar a distribuição da carga pelas três unidades.

$$Z_{eq} = \frac{P_{n1} + P_{n2} + P_{n3}}{\frac{P_{n1}}{Z_{n1}} + \frac{P_{n2}}{Z_{n2}} + \frac{P_{n3}}{Z_{n3}}} = \frac{500 + 750 + 1.000}{\frac{500}{3,5} + \frac{750}{4,5} + \frac{1.000}{5}}$$

$$Z_{eq} = 4,4\%$$

Logo, a distribuição da carga para cada transformador vale:

$$P_{c1} = \frac{2.100 \times 500 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 3,5} = 587 \text{ kVA}$$

$$P_{c2} = \frac{2.100 \times 750 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 4,5} = 685 \text{ kVA}$$

$$P_{c3} = \frac{2.100 \times 1000 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 5} = 822 \text{ kVA}$$

Logo, a distribuição percentual de carga nas três unidades de transformação será:

- Transformador 1:

$$P_1 = \frac{587 - 500}{500} \times 100 = 17,4\%, \text{ em sobrecarga}$$

- Transformador 2:

$$P_2 = \frac{685 - 750}{750} \times 100 = -8,6\%, \text{ em subcarga}$$

- Transformador 3:

$$P_3 = \frac{822 - 1.000}{1.000} \times 100 = -17,8\%, \text{ em subcarga}$$

12.6 ESTAÇÃO DE GERAÇÃO PARA EMERGÊNCIA

Em algumas unidades industriais é necessário manter um sistema de geração próprio para suprir normalmente uma parte da carga quando houver corte eventual do sistema de suprimento da concessionária.

Dado o elevado custo do empreendimento, os geradores devem ser dimensionados para suprir somente os circuitos previamente selecionados e indispensáveis ao funcionamento de determinadas máquinas, cuja paralisação produzirá elevadas perdas de material em processo de fabricação.

Normalmente os geradores são interligados ao barramento do QGF, onde uma chave de manobra, que pode ser manual ou automática, completará a ligação durante a falta de energia.

O esquema da Figura 12.27 mostra, sucintamente, a interligação de um grupo gerador de emergência com o sistema de distribuição da instalação. Essa interligação deverá ser executada de tal forma que impossibilite acidentalmente o paralelismo do gerador com o sistema de fornecimento local.

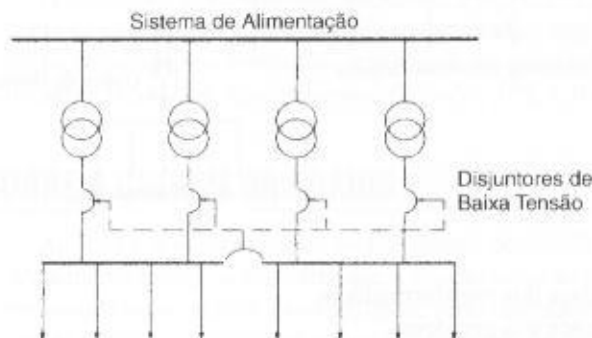


FIGURA 12.24
Paralelismo dos transformadores
com barramento dividido

A instalação de estações de geração devem seguir as seguintes prescrições:

- os condutores de saída dos terminais do gerador devem ter capacidade de condução de corrente não inferior a 115% da corrente nominal. O condutor neutro deve ter a mesma seção transversal que os condutores fase;
- as carcaças dos geradores devem permanecer continuamente aterradas.

12.7 LIGAÇÕES À TERRA

As subestações devem ter todas as partes condutoras não energizadas ligadas à malha de terra, cujo cálculo já foi exposto no Capítulo 11.

Para orientação do projetista, deve-se aterrar:

- suportes metálicos destinados à fixação de isoladores e aparelhos;
- proteções metálicas, tais como telas, portas etc.;

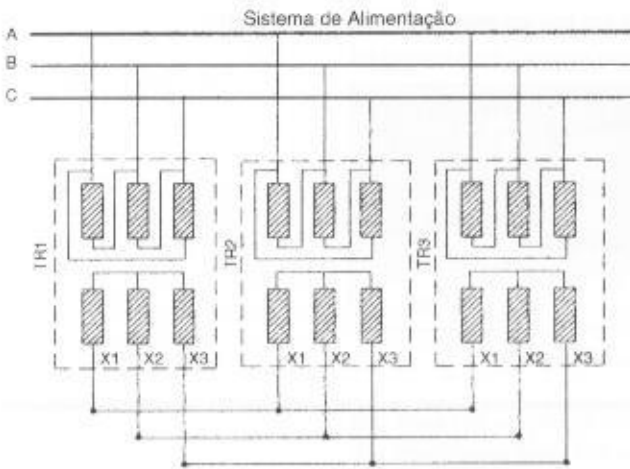


FIGURA 12.25
Ligação paralela triângulo-estrela



FIGURA 12.26
Medida de circulação de corrente

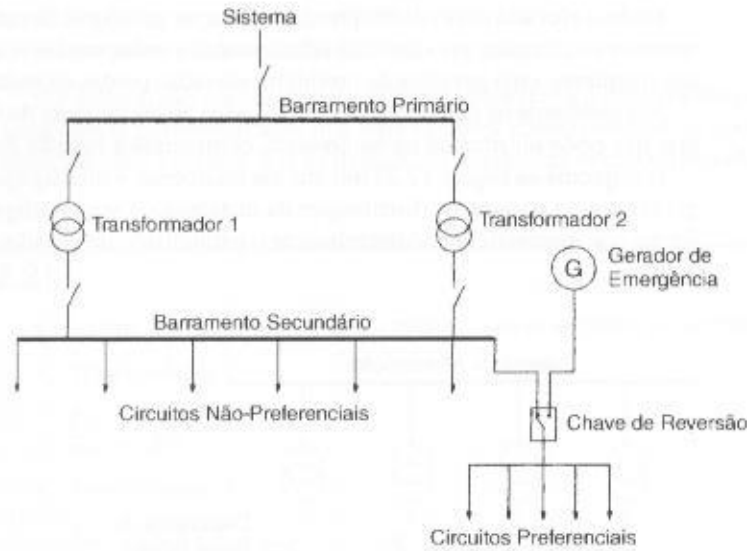


FIGURA 12.27
Conexão de gerador de emergência numa instalação de BT

- carcaça dos transformadores;
- carcaça dos geradores;
- carcaça dos transformadores de medida;
- carcaça e os volantes dos disjuntores de média tensão;
- tampas metálicas das valas e eventuais tubulações metálicas;
- neutro do transformador;
- condutor de proteção.

O condutor de proteção deve ser constituído por condutores de cobre de seção mínima de 16 mm².

O condutor de aterramento para ligação dos suportes, carcaças etc. deve ter seção mínima igual a 25 mm². A ligação do neutro à terra deve ser feita com condutor de seção não inferior também a 25 mm².

A NBR 14039/03 recomenda que a resistência de aterramento seja da ordem de 10 Ω, em qualquer época do ano, a fim de se evitar potenciais perigosos no solo durante curtos-circuitos monophasares. Porém, a equipotencialização, o arranjo e as dimensões do sistema de aterramento são mais importantes que o valor da própria resistência de aterramento.