

# 12

## 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 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 o nível de tensão fornecido 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, por meio 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**

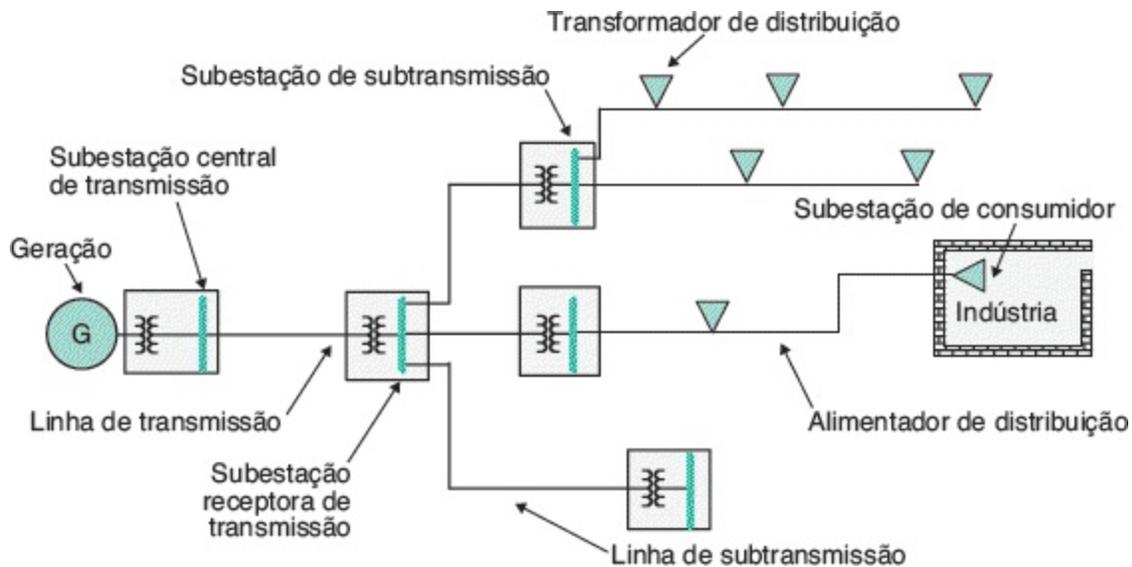
É aquela construída em propriedade particular suprida por alimentadores de distribuição primários, originados das subestações de subtransmissão, que suprem os pontos finais de consumo.

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.

Este capítulo tratará somente de subestação de consumidor, limitada à tensão de 69 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 NBR 14039 – Instalações elétricas de alta-tensão.



**Figura 12.1** Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

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 média tensão.
- 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 média tensão 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 foi 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**

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

- Finalidade do projeto.
- Local em que 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 fluxo de carga e no cálculo do curto-circuito.
- Características completas de todos os equipamentos utilizados.

O valor das cargas elétricas de uma indústria define a capacidade nominal da subestação que será adotada. Essa subestação pode ser localizada em um único ponto da indústria ou ser distribuída em vários pontos, normalmente próximos aos centros de carga. A legislação estabelece que a concessionária de serviço público de eletricidade obrigase a suprir seus consumidores em média tensão até uma demanda máxima contratada de 2.500 kW. A partir desse valor, o suprimento deve ser em alta-tensão, ou seja, nas tensões de 69 kV, 88 kV, 138 kV ou 220 kV, de acordo com o sistema disponível no local do empreendimento, o valor da carga a ser suprida e o cálculo econômico, envolvendo o custo da rede de alimentação externa, o custo da subestação e o valor da tarifa média da energia a ser consumida em cada uma das opções mencionadas. No entanto, a concessionária poderá, a seu critério, suprir o consumidor em média tensão com demanda superior a 2.500 kW, em função da disponibilidade de seu

sistema de distribuição. Na prática, em áreas industriais, as concessionárias suprem seus consumidores em média tensão (15 kV) até uma demanda máxima de 3.000 kW, que implica, em média, uma subestação do consumidor de 4.000 kVA.

## **12.2 Subestação de consumidor de média tensão**

São aplicadas a pequenas e médias indústrias cuja demanda máxima não supere o valor anteriormente mencionado.

Existe uma grande quantidade de tipos construtivos de subestações de média tensão. A escolha do tipo da subestação a ser adotada depende de muitos fatores, sendo os mais significativos os que se seguem:

- Meio ambiente agressivo: poluição industrial, atmosfera salina etc.
- Área classificada: presença de gases corrosivos, gases inflamáveis etc.
- Proximidade da carga: motores de grande porte, setores de produção com carga concentrada.
- Dimensões da área reservada para a subestação.

### **12.2.1 Partes componentes de uma subestação de consumidor**

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

#### **12.2.1.1 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 três diferentes partes.

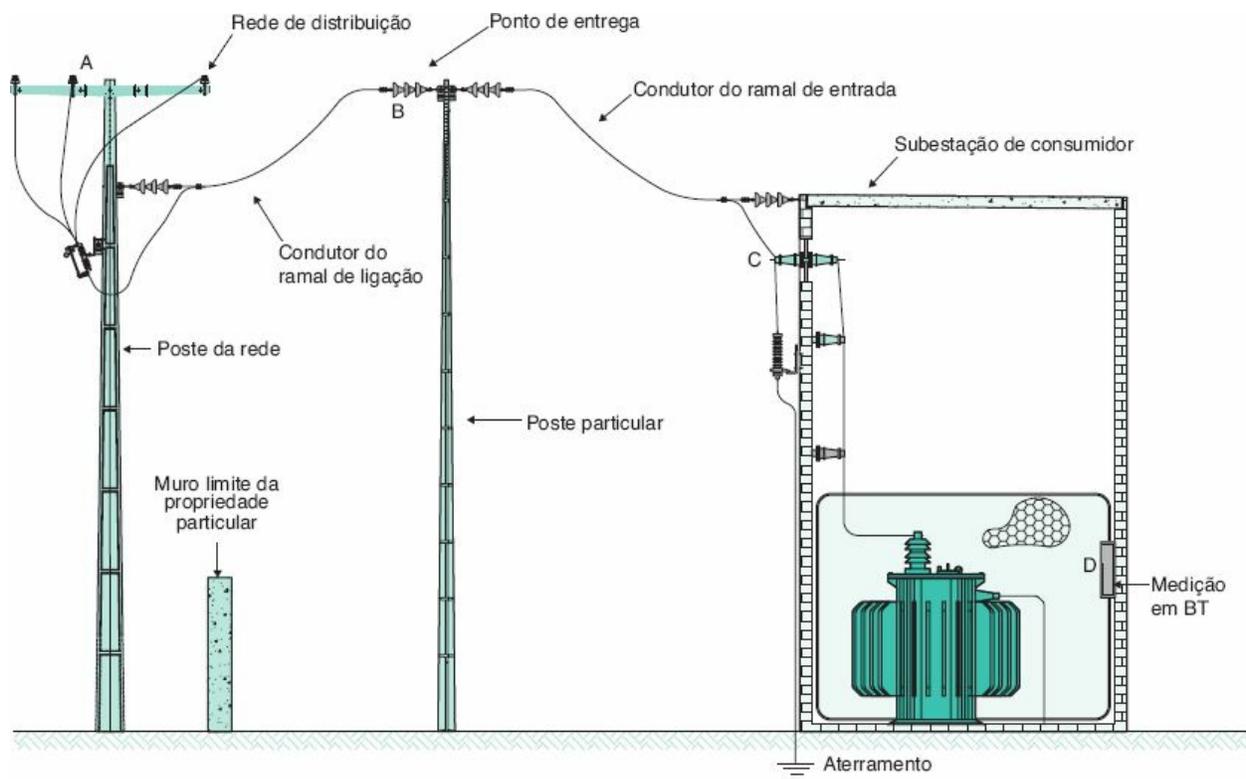
#### **12.2.1.1.1 Ponto de ligação**

É aquele de onde deriva o ramal de ligação, que corresponde ao ponto A da [Figura 12.2](#).

#### **12.2.1.1.2 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 se devendo confundir 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.



**Figura 12.2** Elementos de entrada de serviço de uma unidade consumidora de alta-tensão.

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.

### 12.2.1.1.3 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 é afastado em relação à 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 5,5 m. Deve ser empregado cabo com isolamento correspondente à tensão de serviço, protegido por eletroduto de ferro galvanizado 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.

### **12.2.1.2 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 duto ou

diretamente enterrados no solo.

O ramal de entrada subterrâneo, bem como todos os ramais 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 do duto.

Por motivo de segurança, não é permitido que sejam colocados no mesmo duto dos circuitos primários alimentadores que operem em tensão secundária de distribuição.

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, por meio 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 (muflas ou terminações) ou em outro ponto conveniente (caixa de passagem).

A queda de tensão, desde o ponto de ligação com a rede da concessionária até o ponto de conexão com o posto de transformação, 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. De uma forma geral, as subestações podem ser dos tipos abrigado e ao tempo. A seguir, serão relacionadas algumas prescrições básicas a serem adotadas no projeto e construção de subestações de transformação:

- A instalação de equipamentos que contenham líquido isolante inflamável com volume superior a 100 litros deve seguir os

seguintes requisitos:

- construir barreiras incombustíveis entre os equipamentos a fim de evitar a propagação de incêndio;
- construir um sistema de tanques de coleta e contenção de óleo;
- quando a subestação for parte integrante de uma edificação residencial e/ou comercial, somente é permitido o emprego de transformadores a seco e disjuntores a vácuo ou SF<sub>6</sub>, mesmo que haja paredes de alvenaria e portas corta-fogo;
- quando a subestação de transformação fizer parte integrante da edificação industrial, somente é permitido o emprego de transformadores de líquidos isolantes não inflamáveis ou transformadores a seco e disjuntores a vácuo ou SF<sub>6</sub>;
- as subestações devem ser dotadas de um sistema de iluminação de segurança com autonomia para, no mínimo, duas horas;
- as subestações abrigadas e ao tempo devem possuir iluminação artificial;
- as janelas das subestações abrigadas devem possuir telas metálicas com malha de no máximo 13 mm de abertura. Pode ser utilizado vidro aramado;
- a diferença de temperatura entre o interior e o exterior não deve ser superior a 15 °C;
- as portas normais e de emergência devem abrir sempre para fora.

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 e é de fácil montagem e manutenção. Requer, no entanto, uma área construída relativamente grande. A sua aplicação é mais notável em instalações industriais que tenham espaços disponíveis 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, como os transformadores de corrente e potencial.

Esse posto é de uso exclusivo da concessionária, sendo 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 um 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 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 por relés secundários com as funções 50 e 51, proteções de fase e de 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 por relés secundários com as funções 50 e 51, proteções de fase e de neutro, ou por meio de chave seccionadora e fusível, sendo, neste caso, adicionalmente, a proteção geral na baixa tensão ser realizada por disjuntor.

Os ajustes desses dispositivos de proteção estão determinados no Capítulo 10. Os relés de proteção contra sobrecorrente são sensibilizados pelos transformadores de corrente dimensionados para a corrente de carga e para o valor da corrente de curto-circuito, de forma a não saturar durante os eventos de defeito. Os transformadores de corrente e de potencial devem ser localizados antes da chave seccionadora interna que sucede os equipamentos de medição.

Quanto à forma de energização da bobina do disjuntor geral da subestação, são utilizados dois diferentes tipos de solução:

- Dispositivo de disparo capacitivo

Neste caso, os disjuntores já incorporam em sua estrutura os relés de sobrecorrente e o dispositivo de disparo capacitivo, constituído de um capacitor cuja energia armazenada é aplicada sobre os terminais da bobina de abertura do disjuntor geral quando os relés são sensibilizados pelo valor da corrente do circuito que circula pelos transformadores de corrente instalados na sua parte posterior, conforme mostrado nas [Figuras 12.3 \(a\) e \(b\)](#) Essa solução é aplicada na maioria das subestações de pequeno porte.

- Sistema de corrente contínua

Normalmente, é utilizado em banco de baterias alimentado por um carregador-flutuador, nas tensões de 48 V ou 125 V. Conforme pode ser visto no Capítulo 10, após o acionamento do relé, a bobina de abertura do disjuntor é acionada pela aplicação de tensão contínua sobre seus terminais. Esse sistema é aplicado em subestações de maior porte.

De modo alternativo à solução do dispositivo de disparo capacitivo, pode ser utilizado no interior do painel que abriga os relés secundários um *nobreak* normalmente empregado na alimentação de computadores de uso pessoal.

### **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 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

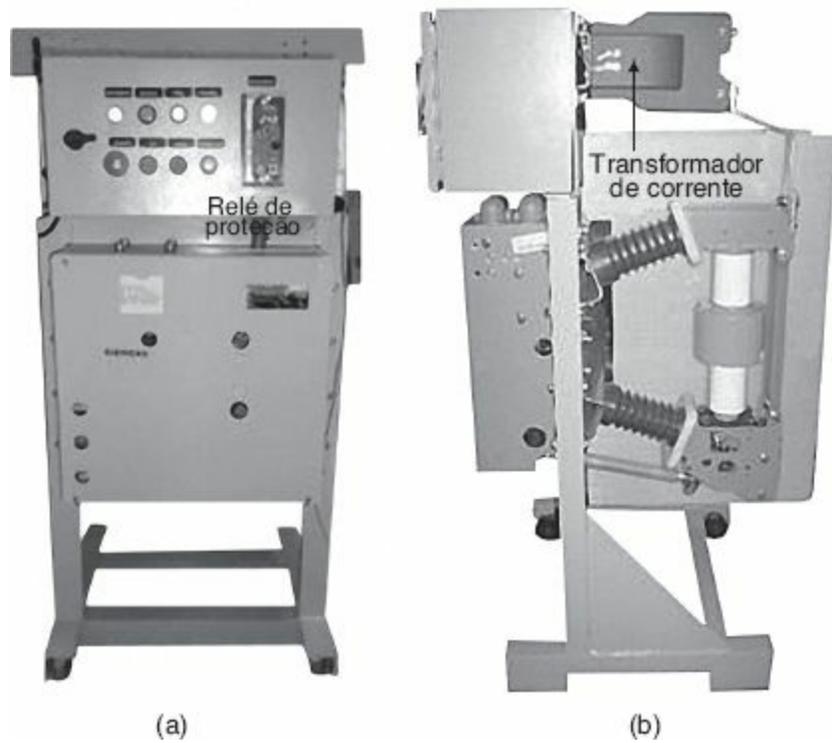
líquido proveniente de um eventual rompimento do tanque.

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 por meio de um recipiente, o óleo pode ser reaproveitado após tratamento.

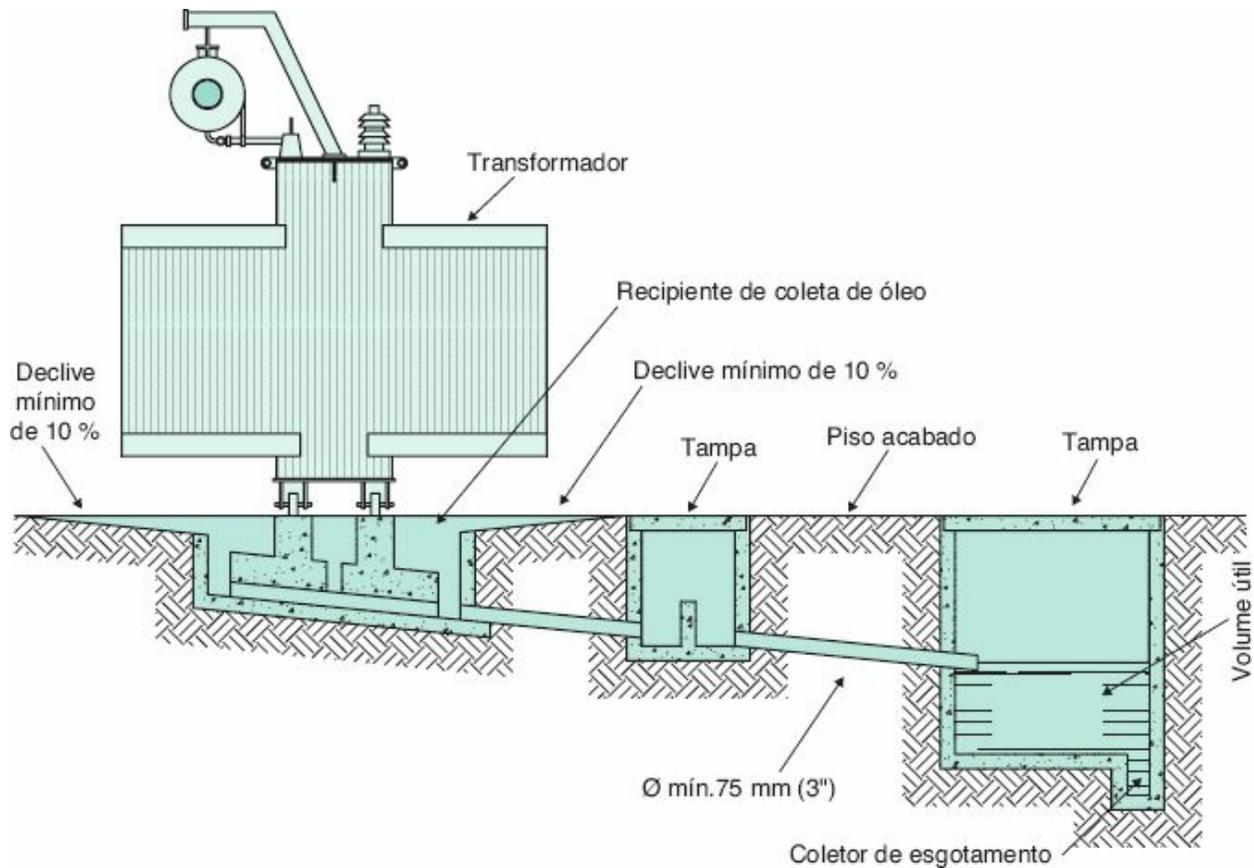
A [Figura 12.4](#) mostra as principais partes componentes de um sistema coletor de óleo com barreiras corta-chamas:

- 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.



**Figura 12.3** Disjuntor acionado por disparo capacitivo com TC de proteção.



**Figura 12.4** Sistema coletor de óleo.

O sistema corta-chamas 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, em ferro galvanizado.

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 a potência nominal igual ou superior a 1.500 kVA e inferior a 3.000 kVA, a capacidade útil mínima do tanque acumulador deve ser de 2 m<sup>3</sup>.

Quando existirem vários transformadores, pode-se construir apenas um tanque acumulador ligado por 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 12.5](#) mostra outro tipo de construção de um sistema coletor de óleo, dotado de sifão corta-chama.

### 12.3.1.1.1 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 distância entre partes vivas e entre partes vivas e terra, pela altura dos equipamentos e pela altura de instalação de chaves, barramento, isoladores etc.

A [Figura 12.6](#) 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.

Já a [Figura 12.7](#) mostra a foto do interior de um cubículo de transformação de uma subestação em alvenaria.

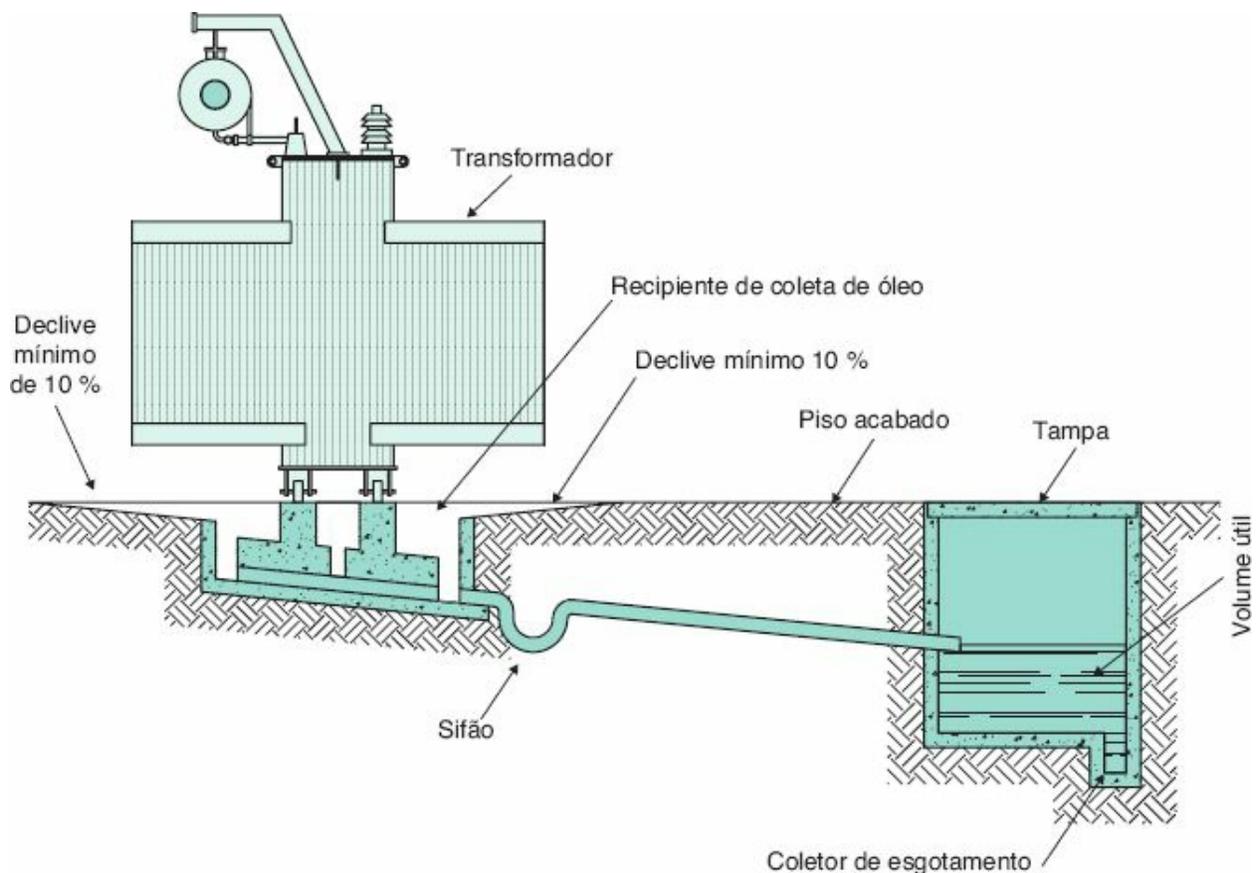
Sendo a subestação em alvenaria a de maior aplicação em instalações industriais devido à sua simplicidade, facilidade operacional e de manutenção, seguem nas [Figuras 12.8 a 12.10](#) os detalhes construtivos de maior relevância de uma subestação abrigada em alvenaria, com indicação, nas notas, dos materiais utilizados no projeto.

Deve-se notar nas [Figuras 12.8 e 12.9](#) que, além dos postos de medição,

disjunção e transformação, existe um posto de derivação a partir do qual se conecta um alimentador de média tensão por meio de uma chave tripolar, comando simultâneo, abertura em carga e acionada por fusível do tipo HH.

### 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.



**Figura 12.5** Sistema coletor de óleo.

A [Figura 12.11](#) 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.

As subestações com pé-direito igual a 6 m, ou superior, apresentam paredes externas com largura mínima de 300 mm e 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 preço mais elevado 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, sua cobertura deverá ser construída em placa de concreto armado, resistente à infiltração de água e coberta por calhetão.

### **12.3.1.2 Subestação modular metálica**

Também chamada de subestação em invólucro metálico, é aquela destinada à indústria ou 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 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 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, podendo ter grau de proteção IP 4X, 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 12.12](#) mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral, detalhando as partes fundamentais. Já a [Figura 12.13](#) revela a fotografia do mesmo tipo de subestação da [Figura 12.12](#).

Os módulos metálicos poderão ser complementados acoplando-se novos módulos aos existentes, caso haja necessidade de aumento no número de saídas de ramais primários e secundários.

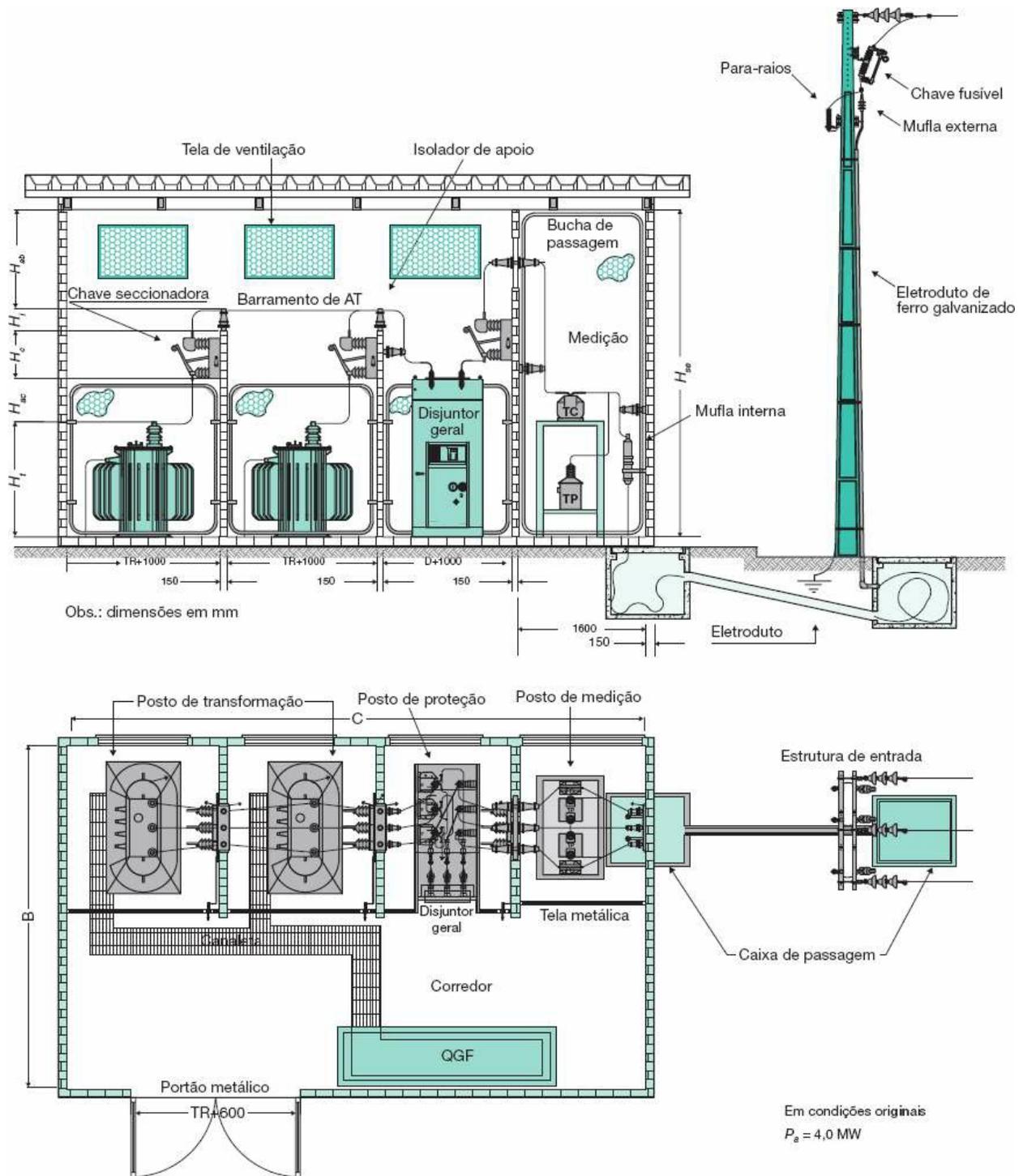


Figura 12.6 Vistas frontal e superior de uma subestação com ramal de entrada subterrâneo.



**Figura 12.7** Cubículo de transformação de uma subestação em alvenaria.

### **b) Subestação com transformador com flange superior e lateral**

É constituída de um transformador de construção convencional, acoplado aos módulos metálicos, primário e secundário, por meio de duas caixas flangeadas, sendo uma fixada na parte superior do transformador e a outra, lateralmente. Pode ter grau de proteção IP 4X ou superior e tem a mesma aplicação da subestação de flanges laterais.

A [Figura 12.14](#) mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange superior e lateral, detalhando as partes fundamentais.

### **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, que está acoplada a módulos metálicos primários e secundários.

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 em que haja presença de pessoas não habilitadas ao serviço de eletricidade. Há fortes restrições quanto à sua instalação ao tempo.

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

A [Figura 12.15](#) mostra as vistas frontal e superior, respectivamente, de uma subestação modular metálica com tela aramada, detalhando suas partes fundamentais, enquanto a [Figura 12.16](#) mostra 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 por 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 12.17](#) 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 12.18](#) 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 apresentados.

### **12.3.2 Subestação de instalação exterior**

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

#### **12.3.2.1 Classificação**

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

##### **a) Subestação aérea em plano elevado**

São assim consideradas as subestações cujo transformador está fixado em torre ou plataforma e, em geral, são 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 de 50 mm de abertura, no máximo, fabricada com fios de aço zincado ou material equivalente, de 3 mm de diâmetro, no mínimo.

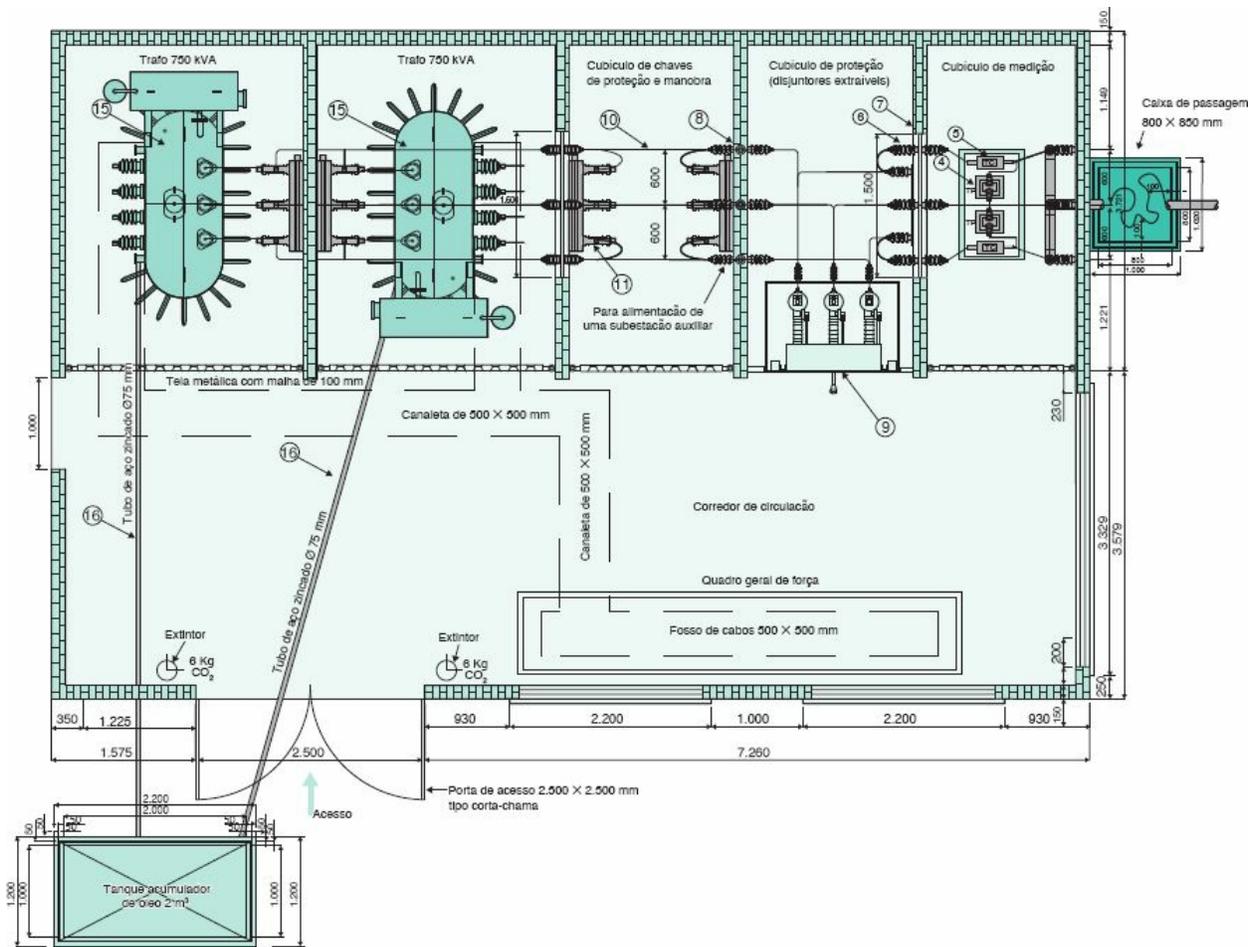
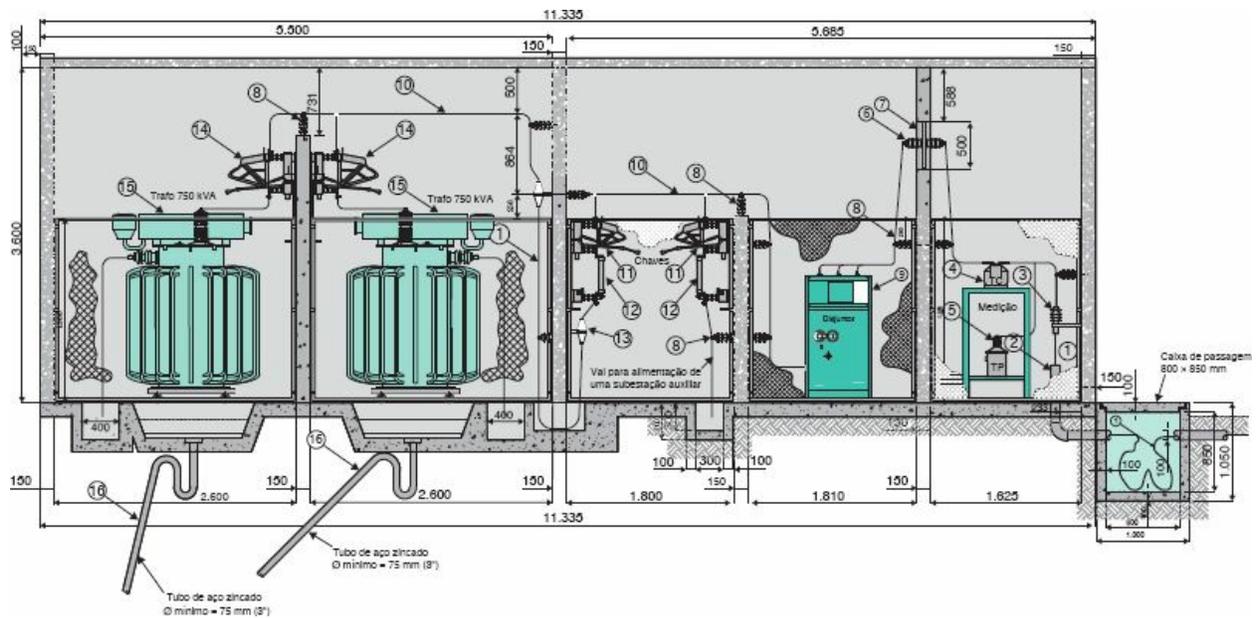
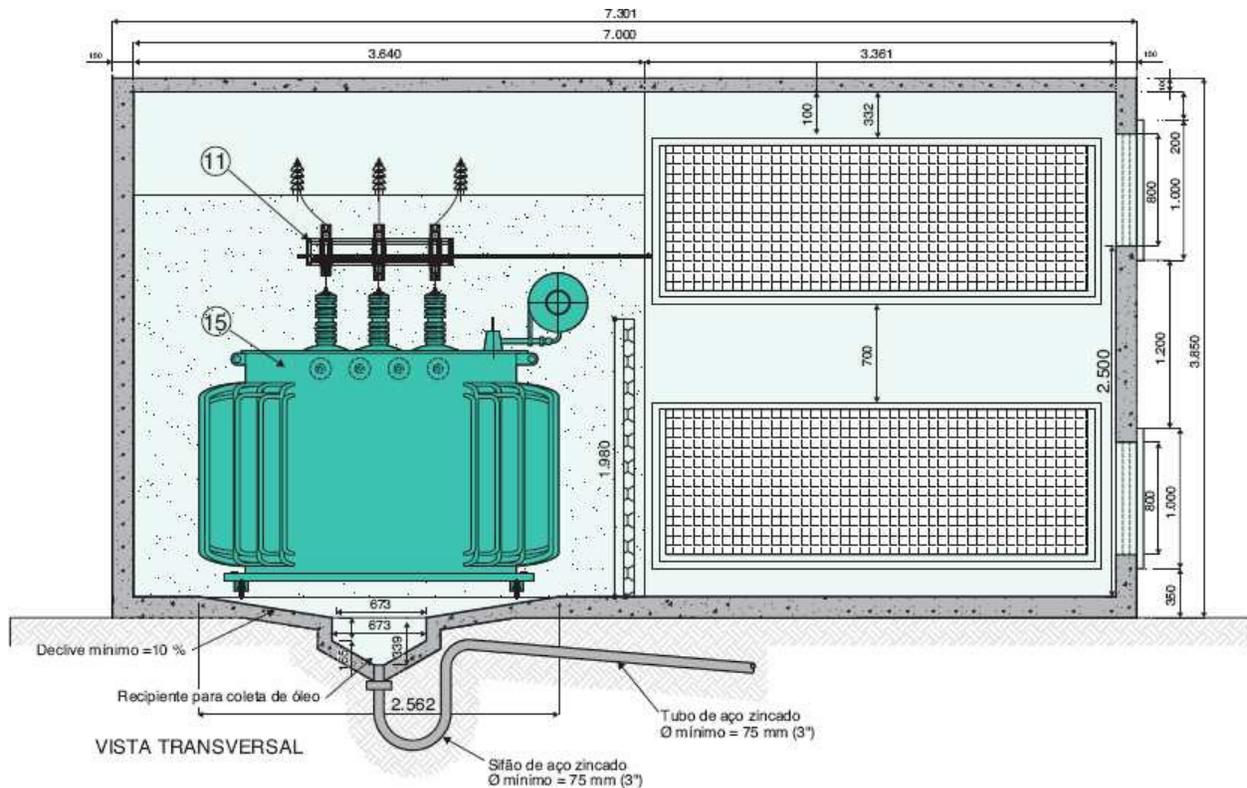


Figura 12.8 Vista superior.



**Figura 12.9** Vista lateral.



Notas:

- 1) Cabo de cobre isolado 8,7/15kV, isolamento EPR, seção de 35 mm<sup>2</sup>
- 2) Eletroduto de PVC, classe A, diâmetro de 3"
- 3) Terminação termocontrátil ou a frio, classe 15 kV, para cabo de cobre, 35 mm<sup>2</sup>, fornecido com kit completo
- 4) Transformador de corrente, 15 kV, destinado à medição de energia
- 5) Transformador de potencial, classe 15 kV, destinado à medição de energia
- 6) Bucha de passagem, 15 kV/200 A, uso interno/interno
- 7) Chapa de passagem 1500 x 500 mm x 1/8"
- 8) Isolador de apoio, uso interno, 15 kV
- 9) Disjuntor tripolar, tipo extraível 15 kV, a vácuo, corrente nominal 630 A, ruptura 500 MVA, com proteção de sobrecorrente  $\frac{50}{51}$  e  $\frac{50N}{51}$  através de relés secundários com trip capacitivo, TC proteção 200-5 A, 10 B 100
- 10) Barramento de cobre nu, redondo, diâmetro externo de 10 mm
- 11) Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, 15 kV/200 A, acionamento por mola carregada manualmente acoplada à base-fusível de alta capacidade de ruptura e dispositivo de acionamento por fusível
- 12) Fusível de alta capacidade de ruptura, 125 A/15 kV, com pino precursor para acionamento de chave seccionadora
- 13) Muffa ou terminação termocontrátil, 15 kV, para cabo de cobre 35 mm<sup>2</sup>
- 14) Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, acionamento manual, 200 A/15 kV, com manobra externa
- 15) Transformador trifásico, à óleo mineral, 750 kVA, 13.800/13.200/12.600 - 380/220 V, impedância percentual de 5,5 % deslocamento angular 30°, delta primário e estrela secundária aterrada
- 16) Tubo de ferro galvanizado de 3"

Figura 12.10 Vista frontal da subestação.

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.
- Neste caso, não deve ser empregado líquido isolante inflamável em nenhum equipamento.

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 12.19](#) e [12.20](#) 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, como disjuntores e transformadores, são instalados em bases de concreto construídas ao nível do solo e os demais equipamentos, como para-raios, chaves fusíveis e seccionadoras, montados em estrutura aéreas, conforme exemplifica a [Figura 12.21](#), respectivamente, as vistas lateral e superior.

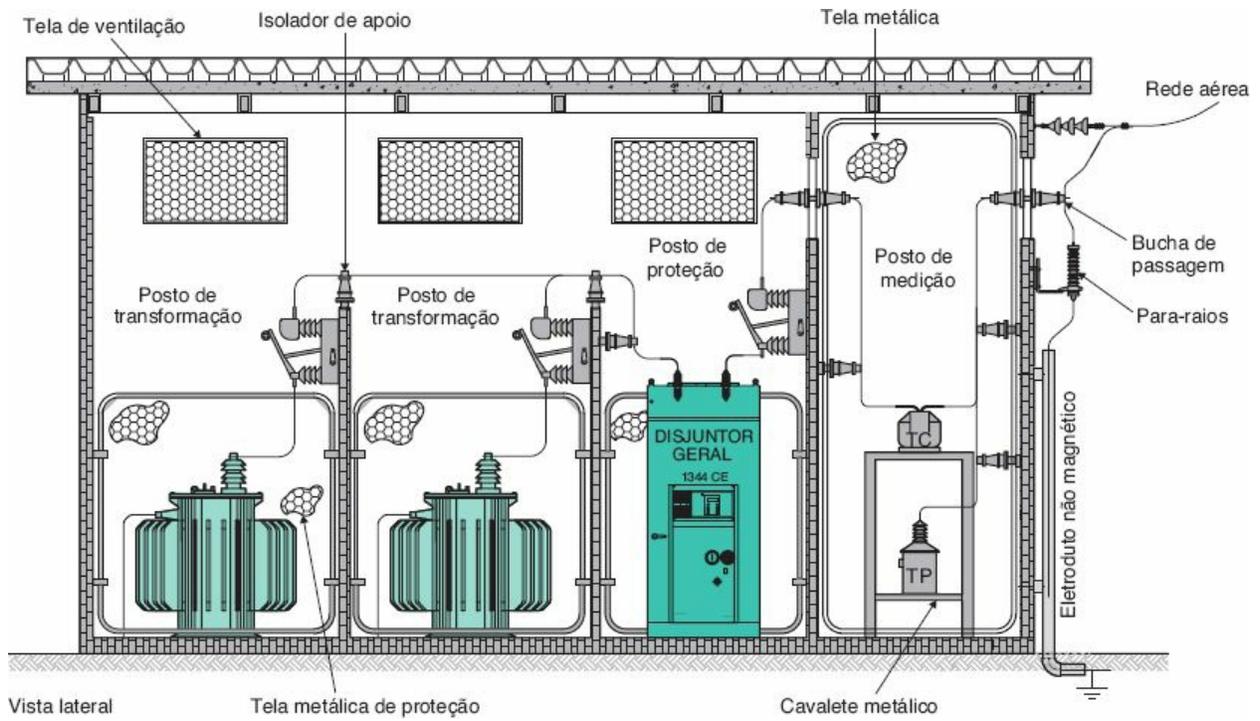
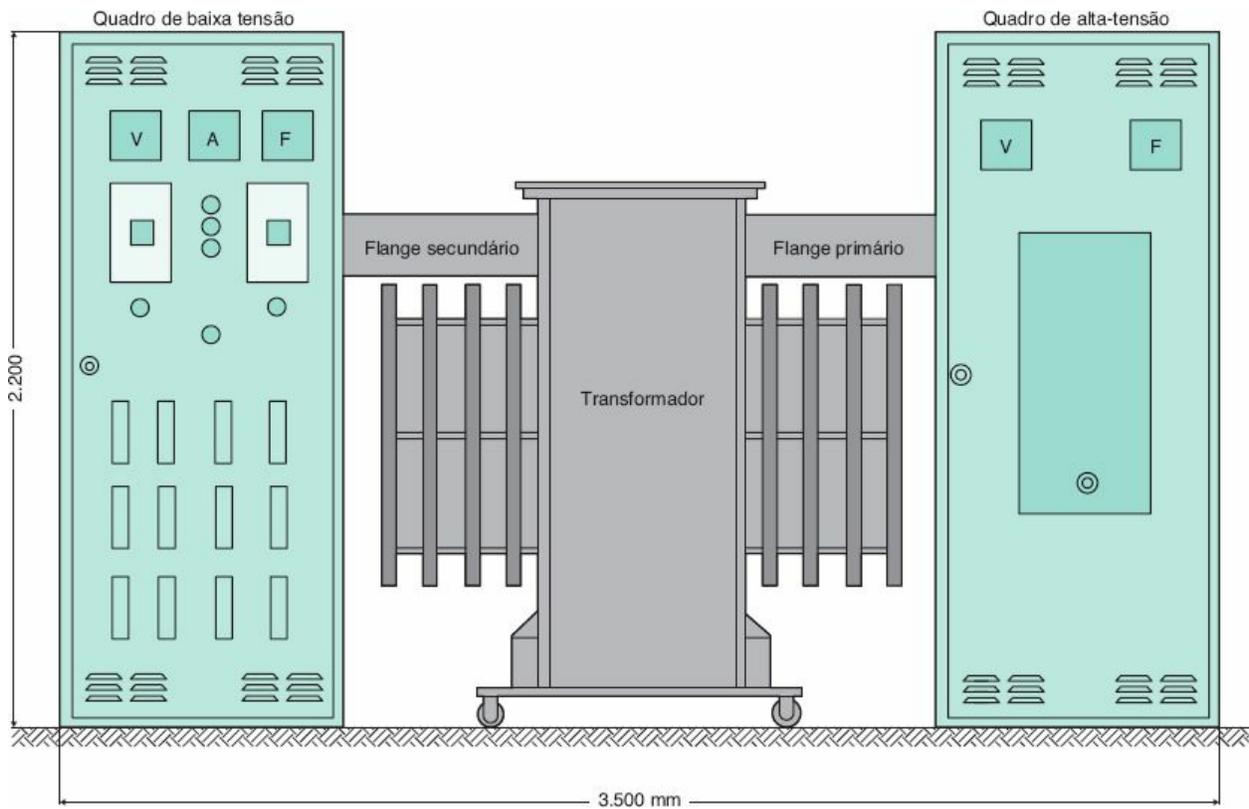
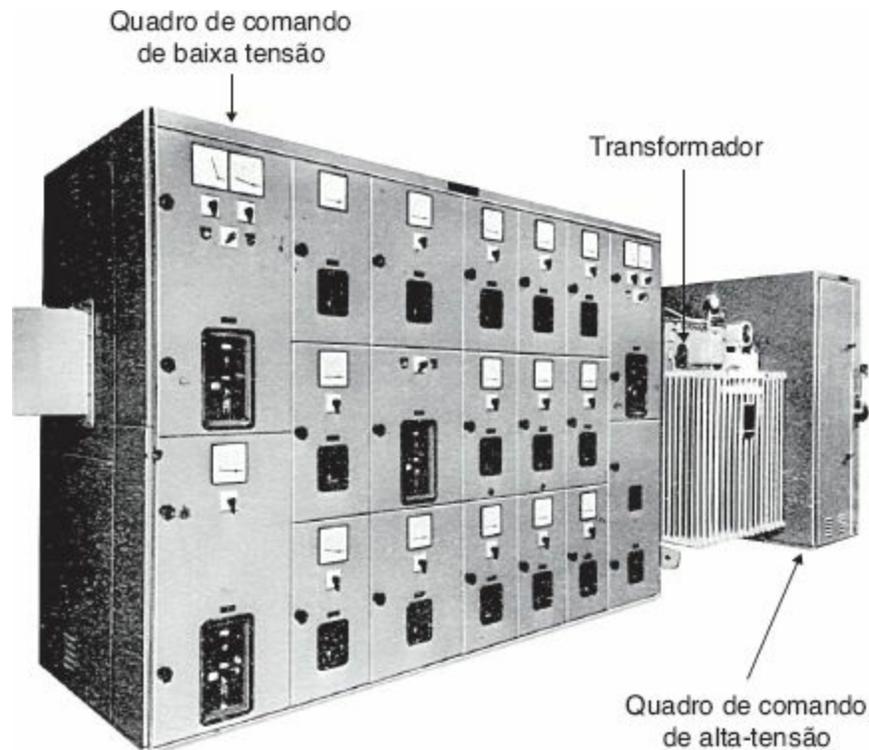


Figura 12.11 Vista frontal de uma subestação com ramal de entrada aéreo.



**Figura 12.12** Vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral.



**Figura 12.13** Subestação modular metálica do tipo flange lateral.

Esse tipo de subestação, em local urbano, normalmente é de custo muito elevado, em virtude de os 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 autoextintor de incêndio, 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 autoextintor de incêndio,

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 for 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.

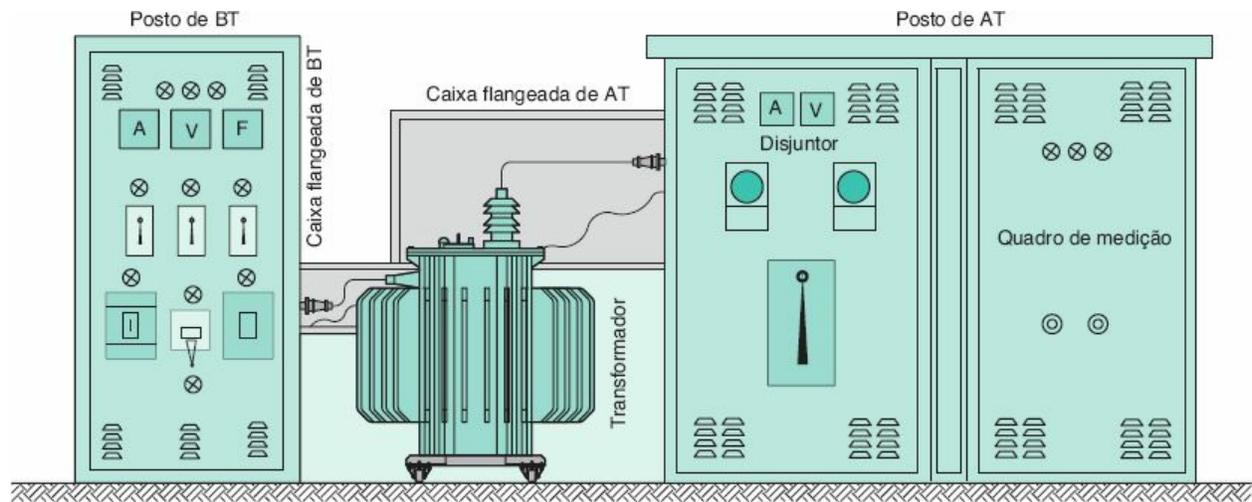
O acesso a pessoas qualificadas deve ser feito pelo portão, abrindo para fora, com dimensões mínimas de  $0,80 \times 2,10$  m. A porta deve ser adequada também à entrada de materiais no interior da subestação.

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

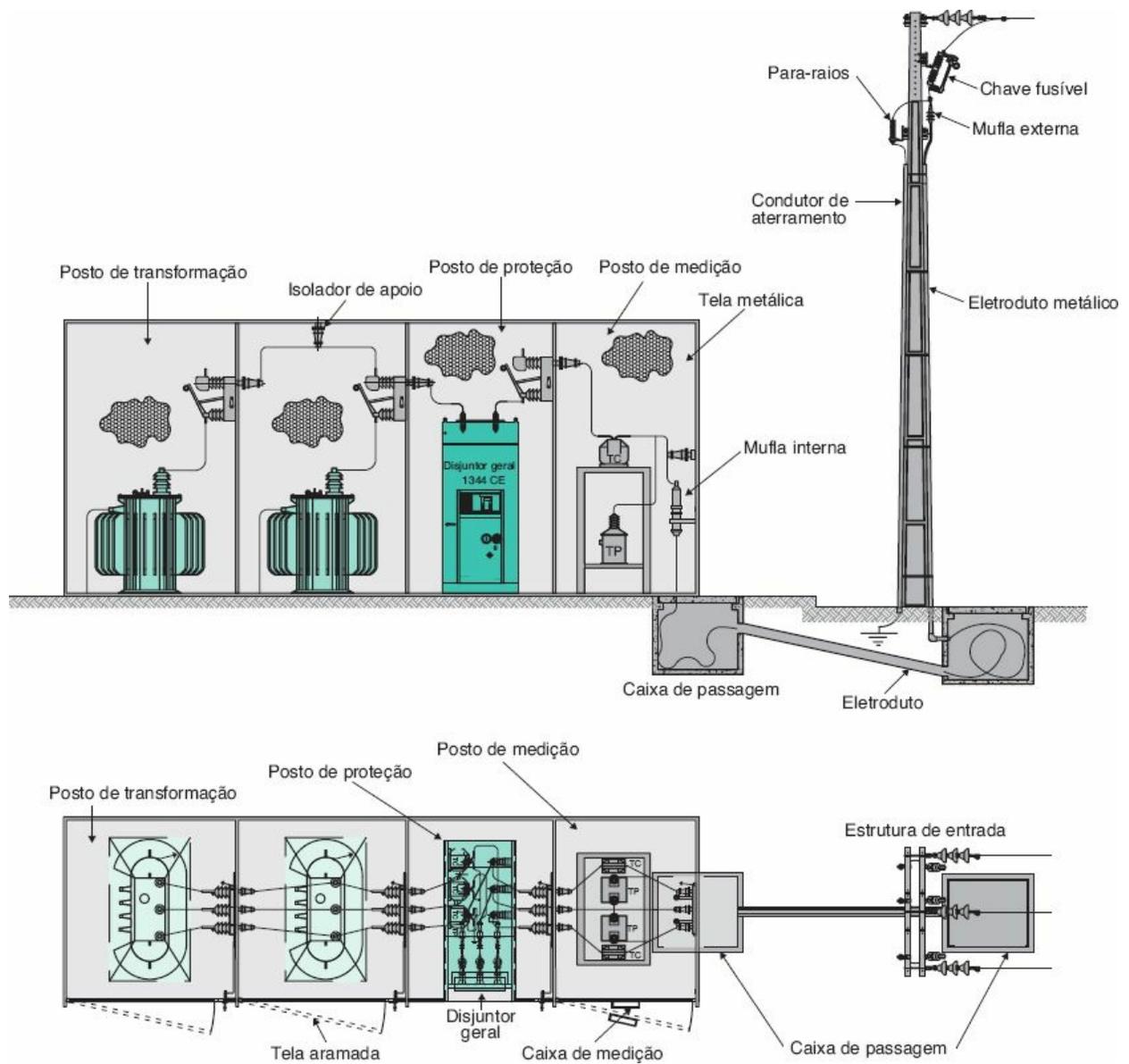
Os suportes podem ser construídos de vigas e postes de concreto armado ou de perfis de aço galvanizado.

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.

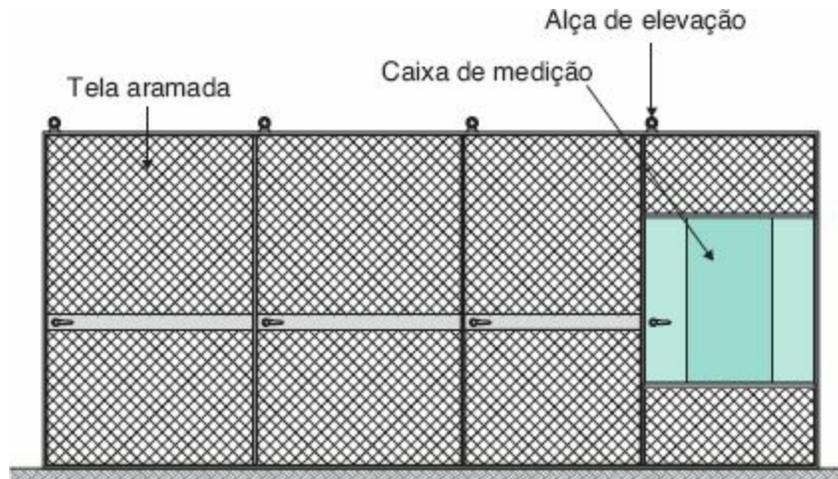
A [Figura 12.22](#) mostra a foto, em vista lateral, de uma subestação de alta-tensão de construção ao nível do solo, evidenciando seus diversos componentes.



**Figura 12.14** Vista frontal de uma subestação modular metálica do tipo flange superior e lateral.



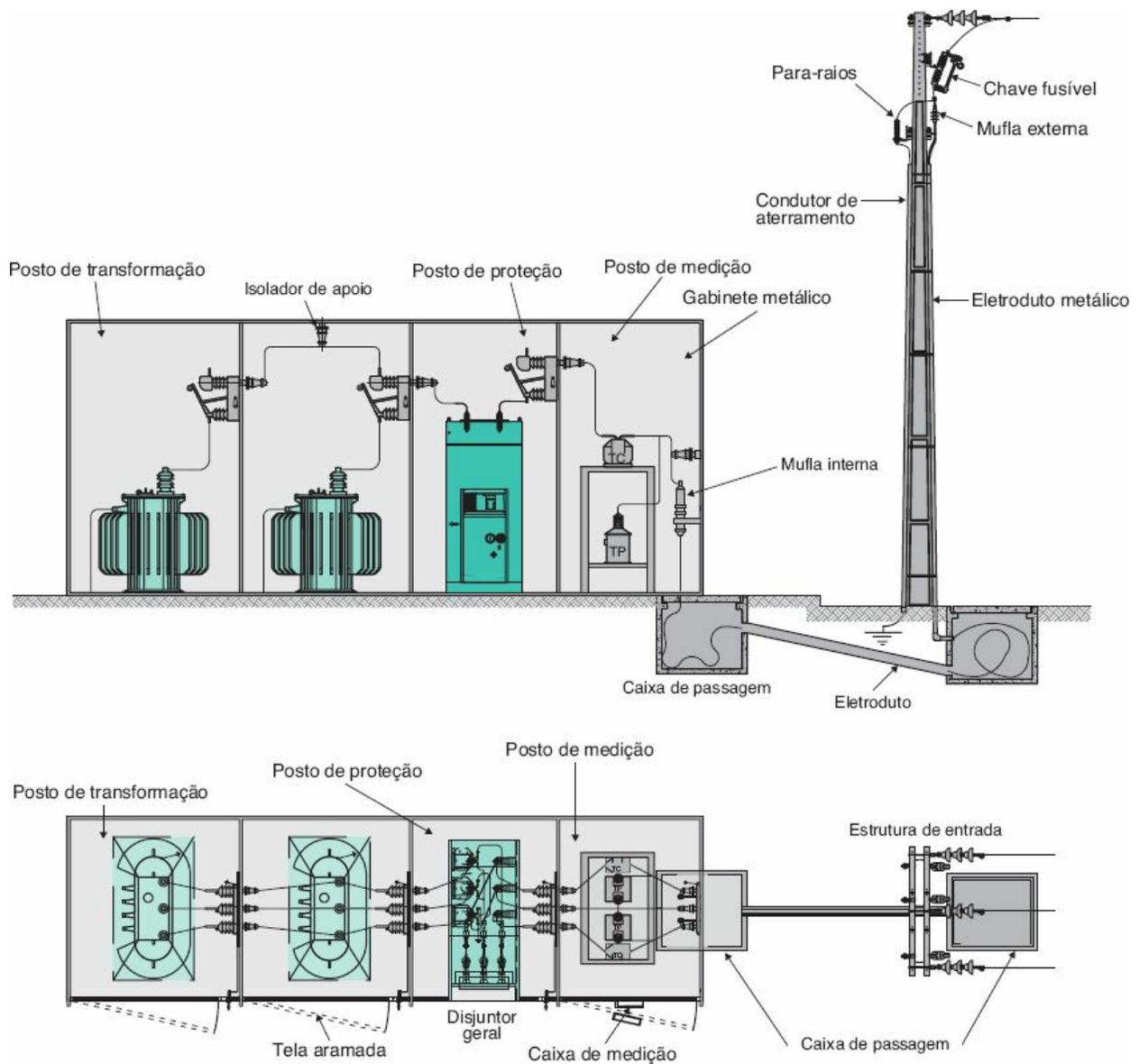
**Figura 12.15** Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica com tela aramada.



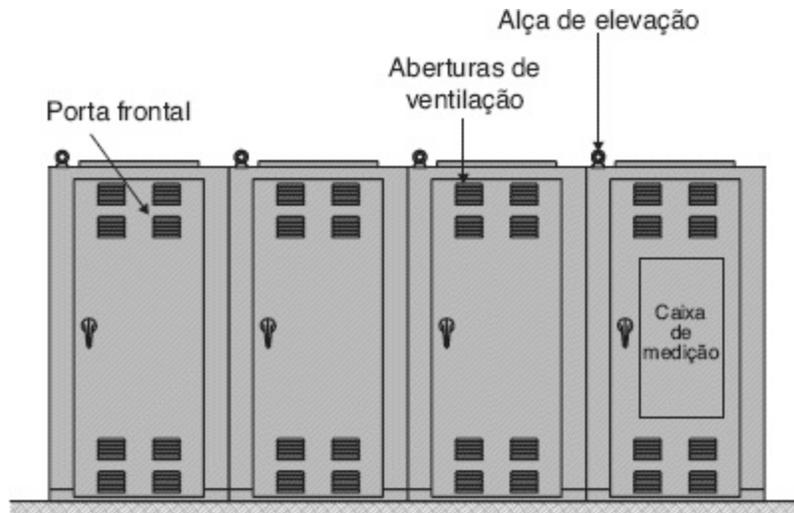
**Figura 12.16** Vista frontal externa de uma subestação modular metálica com tela aramada.

## 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. As subestações de que trata este capítulo, isto é, as de classe 15 kV, podem ser facilmente dimensionadas, já que os equipamentos utilizados têm seus comprimentos, larguras e profundidades variando em uma faixa relativamente estreita, o que permite a padronização prévia das dimensões de certos compartimentos. Essas dimensões podem ser obtidas facilmente em catálogos impressos de fabricantes, ou simplesmente pela Internet, acessando os *sites* dos respectivos fabricantes.



**Figura 12.17** Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica em chapa de aço.



**Figura 12.18** Vista frontal externa de uma subestação modular metálica em chapa de aço.

O dimensionamento das subestações deve ser realizado em conformidade com seu tipo construtivo, ou seja, subestações de construção abrigada e subestações de construção ao tempo.

#### **a) Subestações de construção abrigada**

São aquelas cujos equipamentos estão 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 saias e invólucros metálicos com isolação a óleo mineral.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas nas [Figuras 12.23 e 12.24](#), reproduzidas da NBR 14039.

#### **b) Subestações de construção externa**

São aquelas cujos equipamentos são instalados externamente, sujeitos às condições de chuva, dos raios solares e de descargas atmosféricas. Somente usam equipamentos com isoladores com saias (quebra do pinga d'água) e invólucros metálicos com grau de proteção adequada.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas na [Figura 12.25](#), reproduzida da NBR 14039.

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, 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, que devem ser respeitadas no projeto dos corredores de controle e manobra, associadas às [Figuras 12.23](#) e [12.24](#) para subestações abrigadas (internas) e à [Figura 12.25](#) para subestações ao tempo. Já a [Tabela 12.2](#) indica as dimensões mínimas permitidas pela mesma norma com relação aos equipamentos para instalação ao tempo no nível do piso.

#### 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 12.27](#):

$$H_{se} = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5$$

$H_{se}$  - altura total da subestação;

$H_1$  - altura total do transformador (pode ser obtida da [Tabela 12.4](#));

$H_2$  - afastamento da chave seccionadora (a critério do projetista; usar, em média, 300 mm);

$H_3$  - altura da chave seccionadora (depende do fabricante; para a chave de 15

kV, usar, em média, 600 mm);

$H_4$  - altura do isolador (depende do fabricante; para isoladores de 15 kV usar, em média, 250 mm);

$H_5$  - afastamento do barramento.

Já a [Tabela 12.3](#) apresenta as distâncias mínimas entre fases e terra para diferentes níveis de tensão.

### 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 ( $L_2$ ) ou largura ( $C_1$ ), 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 do tipo aberto, da classe 15 kV, 600 A, do tipo aberto, 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:

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

$D_{ct}$  - dimensão do posto: comprimento ( $L_3, L_4$ ) ou largura ( $C_1$ ), em mm;

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

**Tabela 12.1** Valores dos espaçamentos para instalações internas

Dimensões mínimas em milímetros		
D	300 até 24,2 kV	Distância entre a parte viva e um anteparo vertical
	400 até 36,2 kV	
A	-	Valores da <a href="#">Tabela 12.3</a> (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 em milímetros		
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

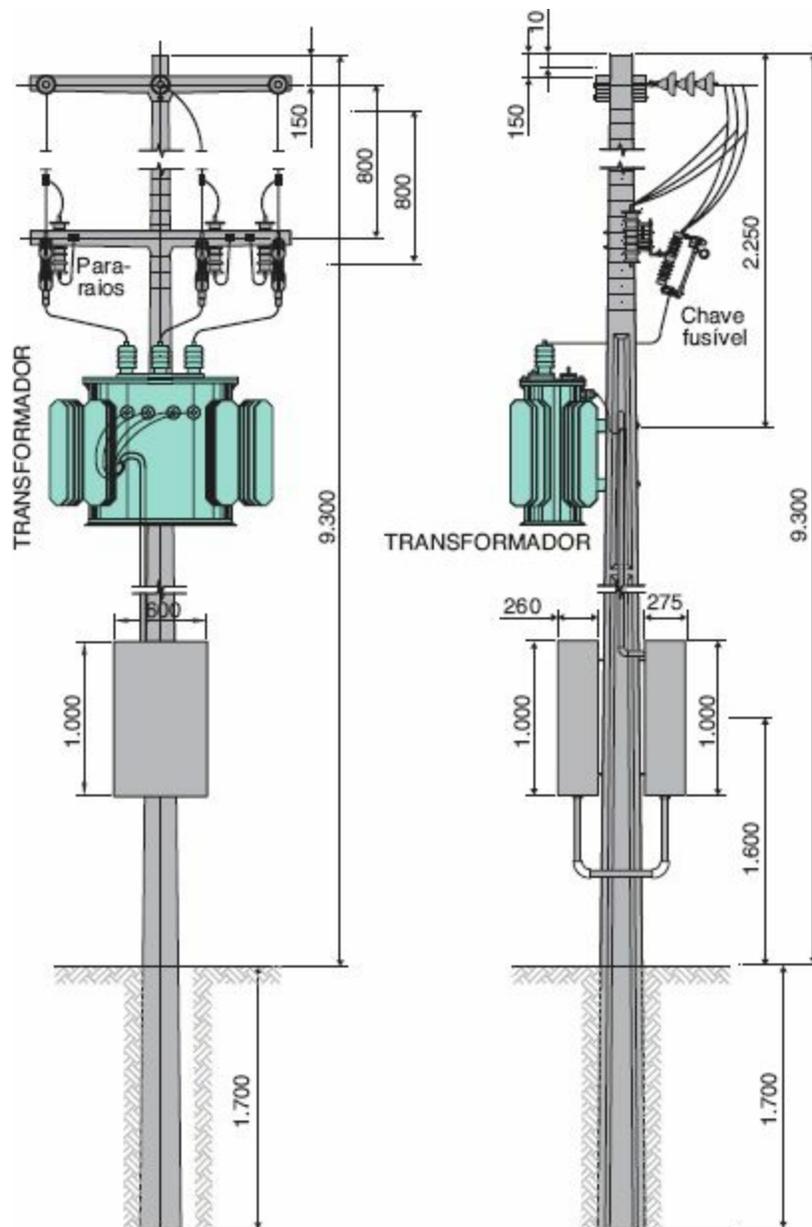


Figura 12.19 Subestação de torre em poste único.

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

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 Quadro Geral de Força (QGF), quando forem instalados no recinto da subestação.

#### ***12.4.1.5 Porta de acesso principal***

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

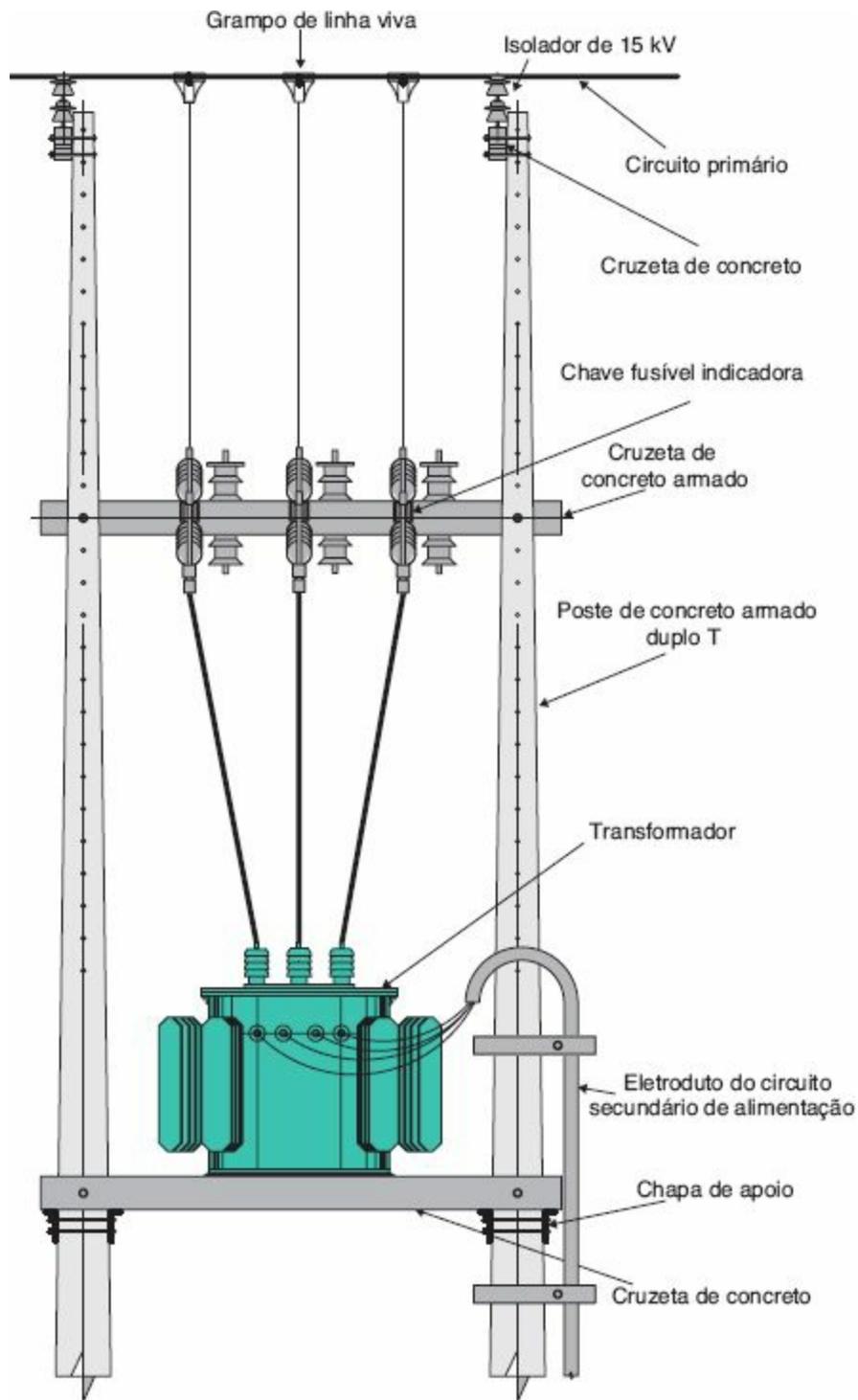


Figura 12.20 Subestação de torre em poste duplo.

$$L_p = D_t + 600 \text{ mm}$$

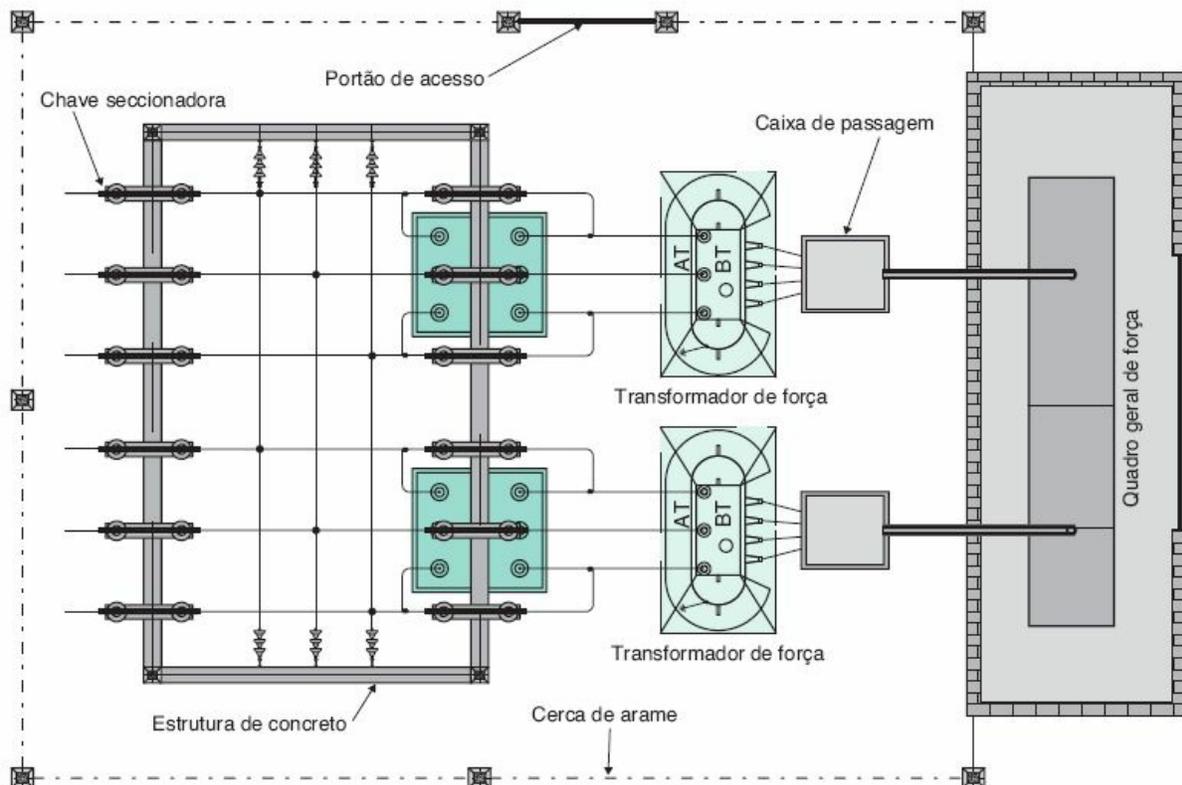
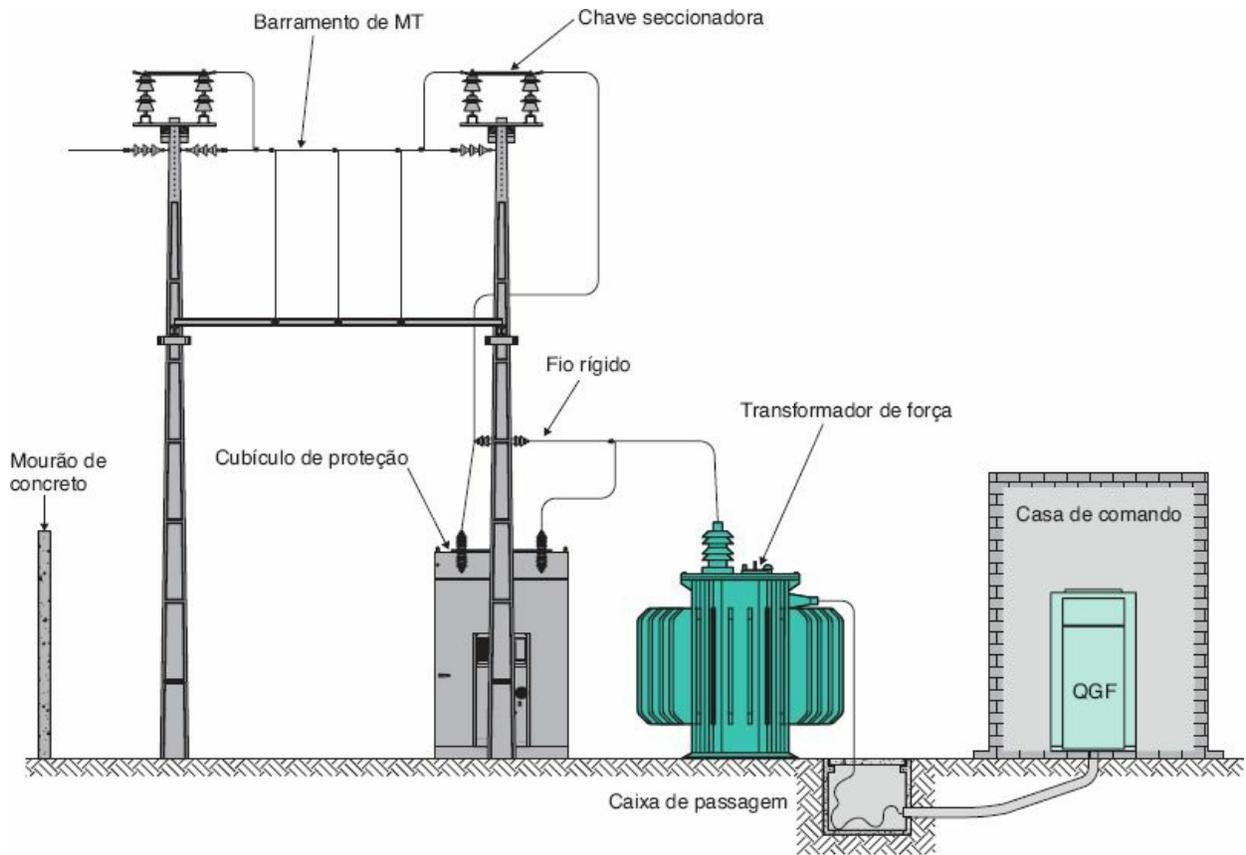
(12.3)

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.

Se no interior da subestação for prevista a presença do operador, a temperatura ambiente não pode superar 35 °C. Em regiões em que a temperatura externa, à sombra, exceder esse limite, a temperatura ambiente no local de permanência dos operadores não deverá ultrapassar o valor da temperatura externa. A abertura para a 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.



**Figura 12.21** Vistas frontal e superior de uma subestação de instalação exterior no nível do solo.

**Tabela 12.2** Espaçamento para instalações externas

Dimensões mínimas mm		
A	-	Valores de distâncias mínimas da <a href="#">Tabela 12.3</a>
G	1.500	Distância 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

**Tabela 12.3** Distâncias mínimas em função da tensão nominal da instalação

Tensão nominal da instalação	Tensão de ensaio à frequência industrial (valor eficaz) em kV	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (valor de pico) em kV	Distância mínima fase-terra e fase-fase	
			Interno	Externo
3	10	20	60	120
		40	60	120
6	20	40	60	120
		60	90	120
13,8	34	95	160	160
		110	180	180
		95	160	160

23,1	50			
		125	220	220
34,5	70	145	270	270
		170	320	320

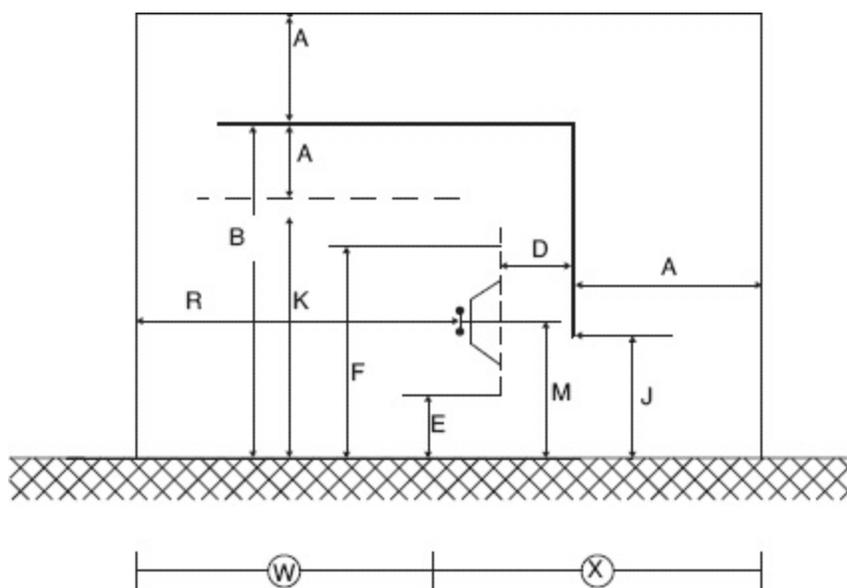
**Tabela 12.4** Características dimensionais de transformadores trifásicos de potência

Potência	Altura	Largura	Profundidade	Peso
kVA	mm	mm	mm	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



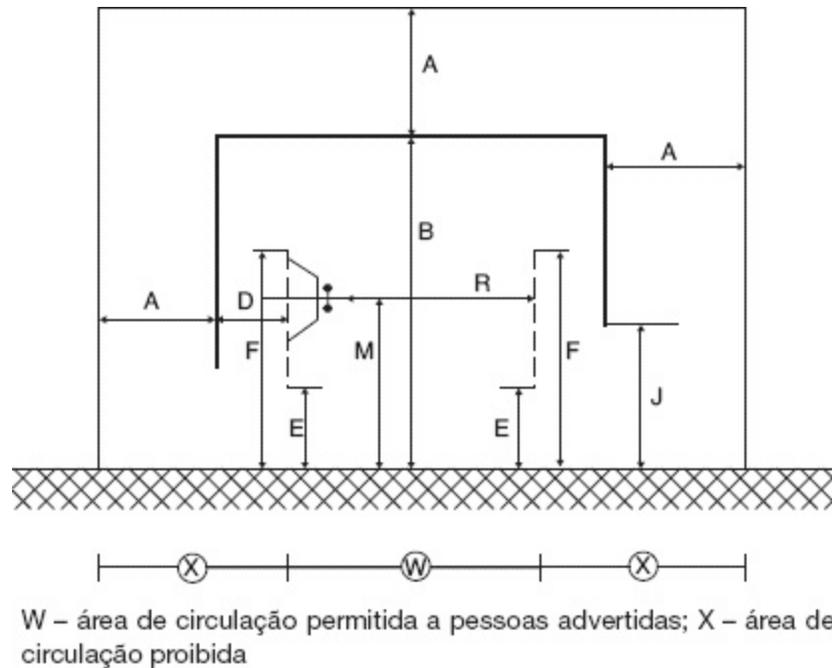
1 - Para-raios; 2 - Transformador de potencial; 3 - Transformador de corrente; 4 - Disjuntor tripolar; 5 - Chave seccionadora; 6 - Transformador de potência

**Figura 12.22** Vista lateral de uma subestação.



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

**Figura 12.23** Circulação por um lado, de acordo com a Tabela 12.1.

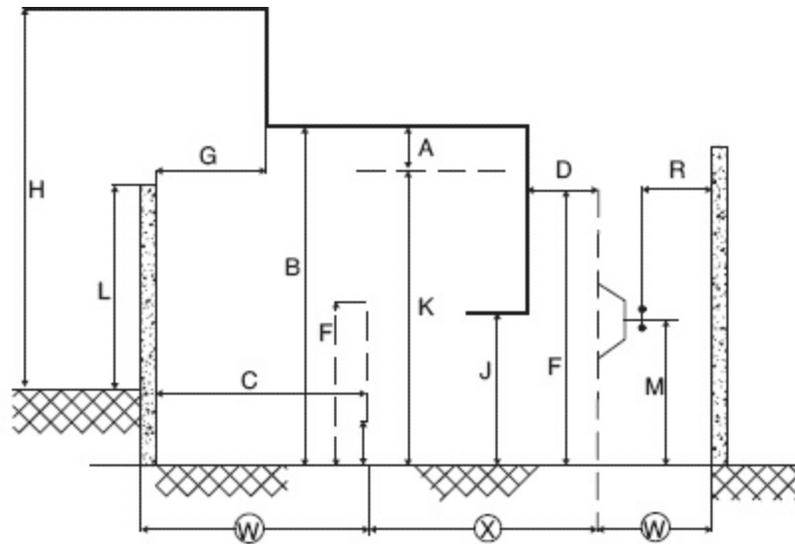


**Figura 12.24** Circulação por mais de um lado, de acordo com a [Tabela 12.1](#).

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.

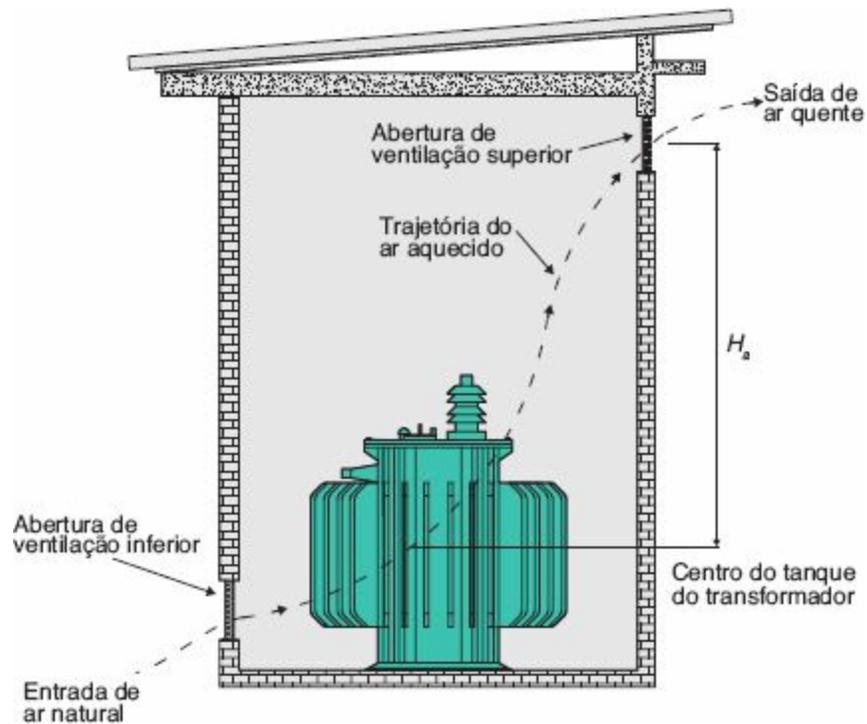
As aberturas de ventilação inferior e superior devem ser colocadas em paredes opostas, de modo a facilitar, na trajetória de circulação do ar, a dissipação do calor contido na carcaça dos equipamentos. A [Figura 12.26](#) mostra a trajetória tomada pelo ar aquecido, desde sua entrada no posto até sua 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.



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

**Figura 12.25** Espaçamento para instalações externas no nível do piso, de acordo com a Tabela 12.2.



**Figura 12.26** Trajetória de circulação de ar refrigerante.

Um modo prático, mas de resultado satisfatório, de determinar a área

quadrática de uma abertura de ventilação, entrada e saída, é atribuir  $0,30 \text{ m}^2$  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:  $\frac{0,30}{100} \times 500 = 1,5 \text{ m}^2$ . Esse valor deve ser aplicado tanto na abertura de entrada de ar como na abertura da saída do mesmo.

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.

### 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 12.27. A Figura 12.28 permite determinar a altura da subestação.

Para a determinação dos comprimentos e larguras de cada cubículo, foram adotadas as variáveis cotadas nas figuras anteriormente mencionadas.

#### a) Cubículo de medição

Como o espaço mínimo ocupado deve ser de  $1.600 \times 2.000 \text{ m}$ , serão adotadas as seguintes dimensões:

$$L_1 = 1.800 \text{ mm (valor adotado);}$$

$$C_1 = C_{11} = 2.840 \text{ mm (veja as dimensões do transformador de 500 kVA no item c).}$$

#### b) Cubículo de proteção (disjuntor primário)

$L_2 = 700 + 500 + 500 = 1.700 \text{ mm}$  (o valor de 700 mm corresponde aproximadamente à largura de um disjuntor de média tensão quando visto de frente);

$C_d = 900 + 500 + 500 = 1.900$  mm (o valor de 900 mm corresponde aproximadamente à profundidade de um disjuntor de média tensão do tipo aberto,  $C_d$ , quando visto da lateral). O valor adotado  $C_d = C_1 = 2.840$  mm, de acordo com a dimensão do transformador de 500 kVA.

#### c) **Cubículo do transformador de 500 kVA**

$L_3 = 1.420 + 500 + 500 = 2.420$  mm (o valor de 1.420 mm corresponde à menor dimensão do transformador de 500 kVA, de acordo com a Tabela 12.4);

$C_{t1} = 1.840 + 500 + 500 = 2.840$  mm (o valor de 1.840 mm corresponde à maior dimensão do transformador de 500 kVA, de acordo com a Tabela 12.4).

#### d) **Cubículo do transformador de 300 kVA**

$L_4 = 1.240 + 500 + 500 = 2.240$  mm (o valor de 1.240 mm corresponde à menor dimensão do transformador de 300 kVA, de acordo com a Tabela 12.4);

$C_{t2} = 1.690 + 500 + 500 = 2.690$  mm (o valor de 1.690 mm corresponde à maior dimensão do transformador de 300 kVA, de acordo com a Tabela 12.4). Logo,  $C_{t1} = C_1 = 2.840$  mm.

#### e) **Determinação do comprimento e largura internos da subestação**

Maior dimensão da subestação:  $L_t = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 = 1.800 + 1.700 + 2.420 + 2.240 = 8.340$  mm;

Menor dimensão da subestação:  $C_t = C_1 + C_2 + C_3 = 2.840 + 1.200 + 900 = 4.940$  mm;

$C_1 = 2.840$  mm (corresponde ao maior valor do cubículo do transformador, no caso, o de 500 kVA);

$C_2 = 1.200$  mm (locais de manobra, valor mínimo, conforme Tabela 12.1 e Figura 12.26; pode ser necessário aumentar esse valor, de acordo com a posição do QGF, sua profundidade e as dimensões dos transformadores, e que deve ter área suficiente para sua retirada, no caso de avaria);

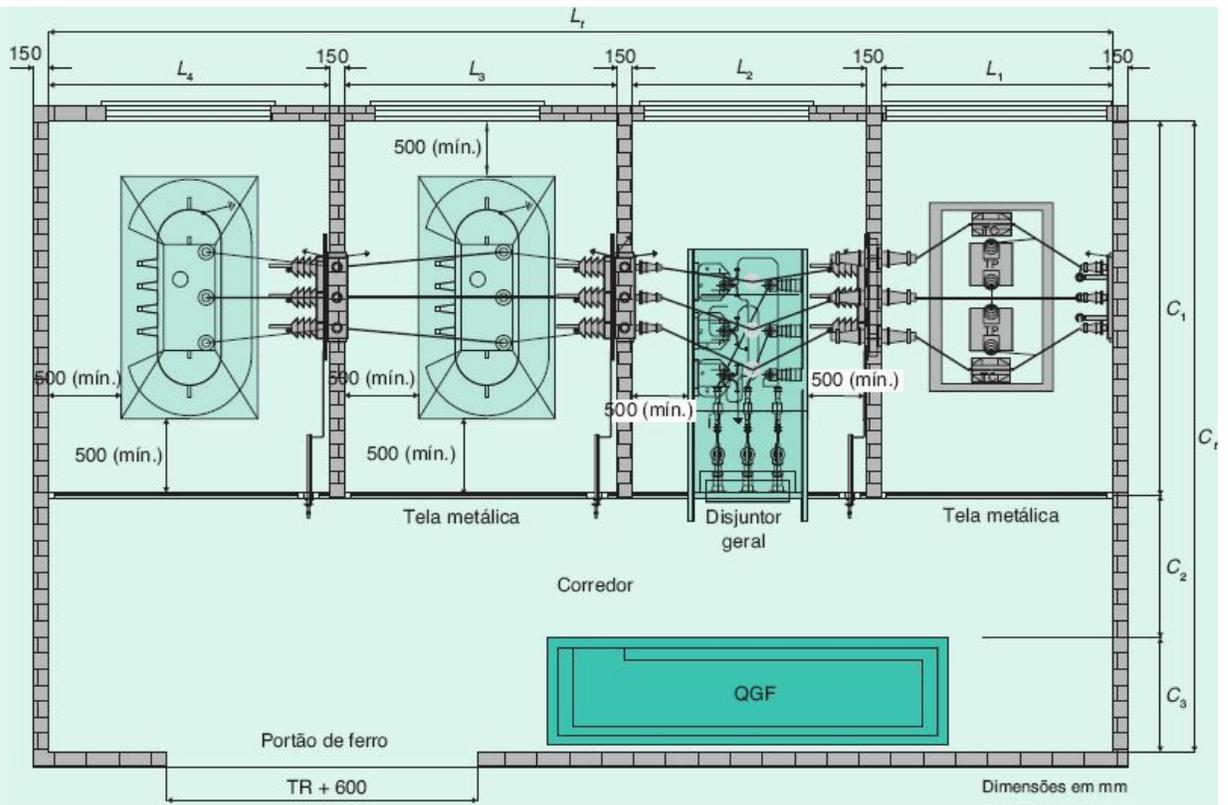
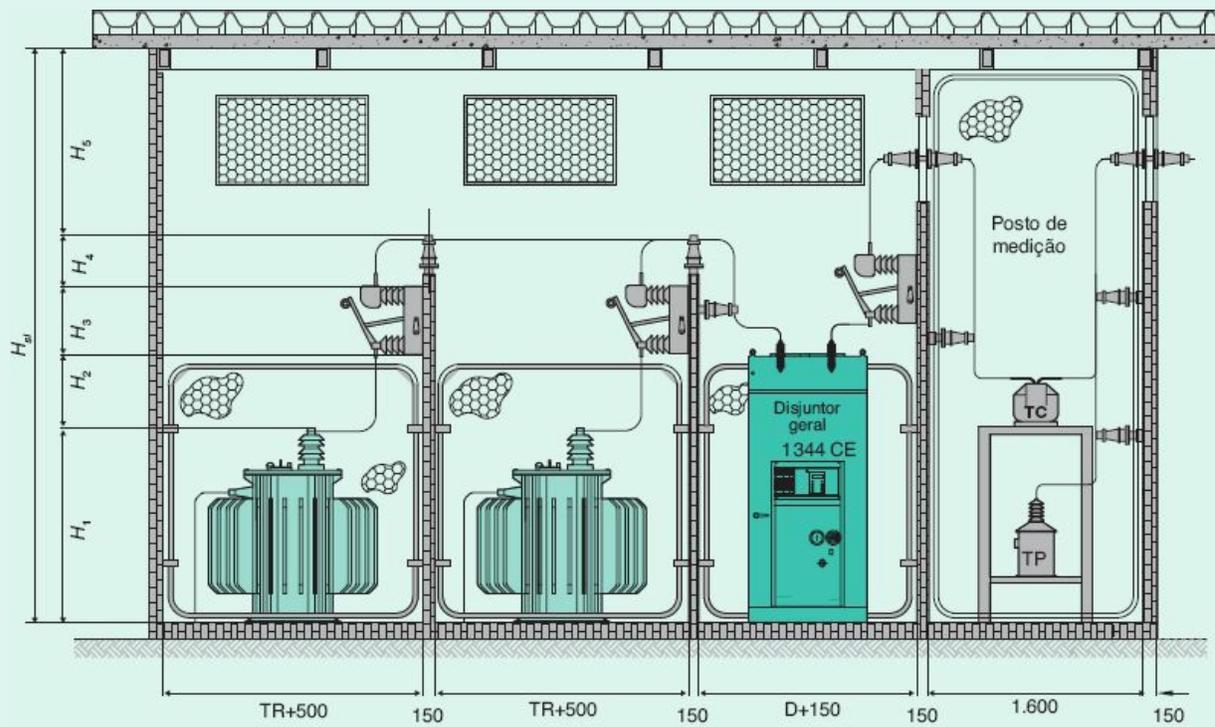


Figura 12.27 Determinação do comprimento e largura de uma subestação de alvenaria.



Obs.: dimensões em mm

### Figura 12.28 Determinação da altura de uma subestação de alvenaria.

$C_3 = 900$  mm (corresponde à profundidade, em média, de um QGF).

#### f) Determinação da altura da subestação

As dimensões estão de acordo com a Figura 12.28.

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

$H_1 = 1.960$  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 deve permitir a curvatura do barramento, considerando a altura do isolador de apoio);

$H_5 = 160$  mm (valor mínimo: 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 estão dados na [Tabela 12.5](#) e 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 as 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.

## 12.5 Paralelismo de transformadores

Em muitas instalações elétricas é necessário dimensionar mais de uma unidade de transformação em um 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, por meio do secundário.

**Tabela 12.5** Dimensões de barramento

Potência dos transformadores			Vergalhão de cobre	
			Seção	Diâmetro
kVA	Polegadas	mm	mm <sup>2</sup>	mm
Até 70	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

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 foi 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, por meio 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 12.29](#) permite uma melhor compreensão do texto.

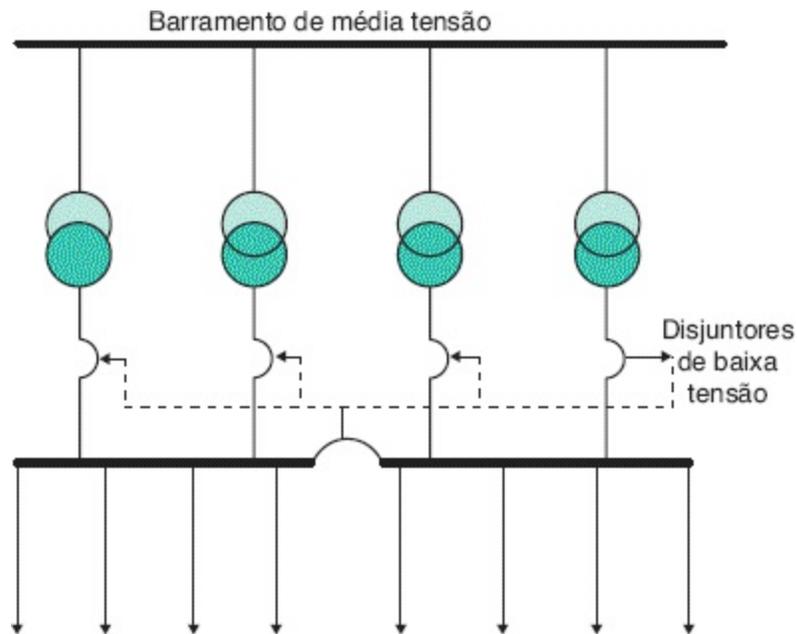
Outra vantagem da utilização de transformadores em serviço em paralelo é evitar unidades de potência nominal elevada e o aumento da confiabilidade do sistema.

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 eletromecânico, 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.



**Figura 12.29** Paralelismo dos transformadores com barramento dividido.

Para a determinação da distribuição de corrente pelas diferentes unidades de transformação, considerar três transformadores de potências nominais  $P_{nt1}$ ,  $P_{nt2}$ ,  $P_{nt3}$  com impedâncias percentuais, respectivamente, iguais a  $Z_{nt1}$ ,  $Z_{nt2}$ ,  $Z_{nt3}$ , ligados em serviço em paralelo. A potência de carga  $P_c$  deverá distribuir-se de acordo com o resultado da Equação (12.4):

$$\begin{aligned}
P_{ct1} &= \frac{P_c \times P_{nt1} \times Z_{mt}}{(P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}) \times Z_{mt1}} \\
P_{ct2} &= \frac{P_c \times P_{nt2} \times Z_{mt}}{(P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}) \times Z_{mt2}} \\
P_{ct3} &= \frac{P_c \times P_{nt3} \times Z_{mt}}{(P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}) \times Z_{mt3}}
\end{aligned} \tag{12.4}$$

O valor da impedância média de curto-circuito  $Z_{mt}$  é dado pela Equação (12.5):

$$Z_{mt} = \frac{P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}}{\frac{P_{nt1}}{Z_{nt1}} + \frac{P_{nt2}}{Z_{nt2}} + \frac{P_{nt3}}{Z_{nt3}}} \tag{12.5}$$

A [Figura 12.30](#) 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 sequência de fase resultam em uma diferença de tensão entre os secundários dos transformadores, proporcionando uma circulação de corrente nos enrolamentos. Essa circulação de corrente poderá ser determinada ligando-se um voltímetro entre as fases dos transformadores em serviço, conforme mostrado na [Figura 12.31](#).

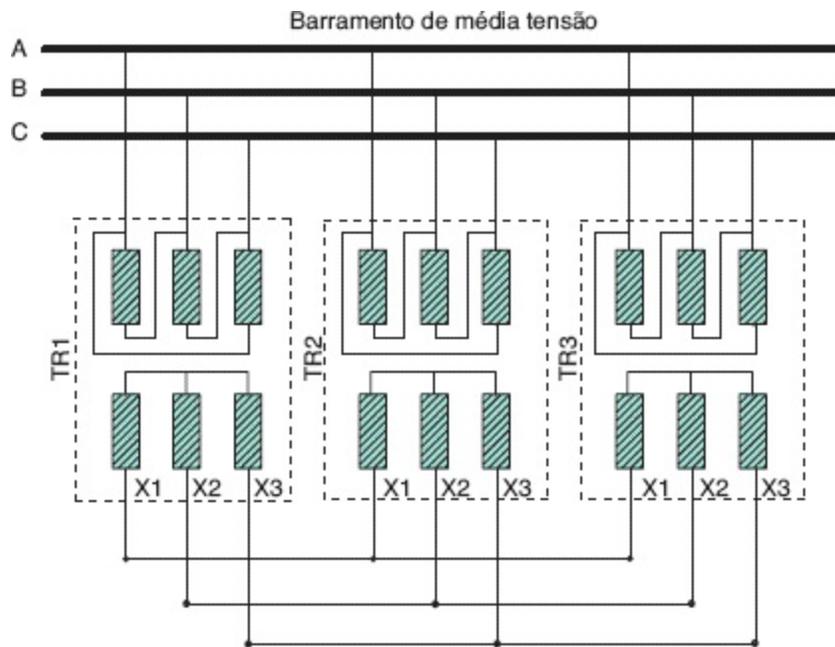


Figura 12.30 Ligação paralela triângulo-estrela.

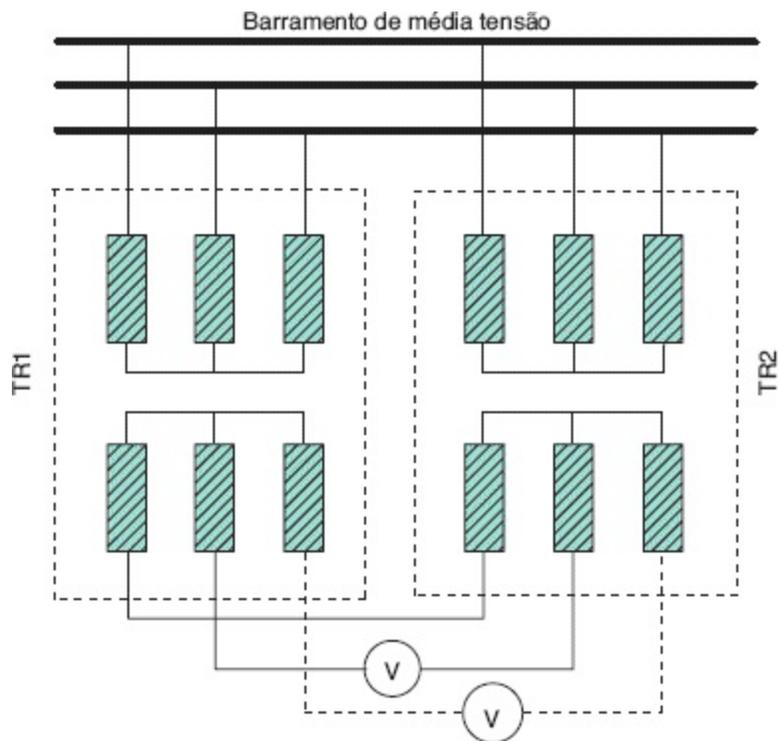


Figura 12.31 Medida de circulação de corrente.

Dois transformadores fabricados com base em um 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 consequências 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

$$P_{nt1} = 500 \text{ kVA}$$

$$Z_{nt1} = 3,5 \%$$

Transformador 2

$$P_{nt2} = 750 \text{ kVA}$$

$$Z_{nt2} = 4,50 \%$$

Transformador 3

$$P_{nt3} = 1.000 \text{ kVA}$$

$$Z_{nt3} = 5,0 \%$$

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

$$Z_{mt} = \frac{P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}}{\frac{P_{nt1}}{Z_{nt1}} + \frac{P_{nt2}}{Z_{nt2}} + \frac{P_{nt3}}{Z_{nt3}}} = \frac{500 + 750 + 1000}{\frac{500}{3,5} + \frac{750}{4,5} + \frac{1000}{5}}$$
$$Z_{mt} = 4,4 \%$$

Logo, a distribuição da carga para cada transformador vale:

$$P_{ct1} = \frac{2.100 \times 500 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 3,5} = 587 \text{ kVA}$$

$$P_{ct2} = \frac{2.100 \times 750 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 4,5} = 685 \text{ kVA}$$

$$P_{ct3} = \frac{2.100 \times 1.000 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 5} = 822 \text{ kVA}$$

Portanto, 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

$$P_3 = \frac{822 - 1000}{1000} \times 100 = -17,8 \%, \text{ em subcarga}$$

## 12.6 Unidade 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 12.32](#) 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.

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, como telas, portas etc.;
- carcaça dos transformadores;
- carcaça dos geradores;
- carcaça dos transformadores de medida;
- carcaça e volantes dos disjuntores de alta-tensão;
- tampas metálicas das valas e eventuais tubulações metálicas;
- neutro do transformador.

O condutor de proteção deve ser constituído por condutores de cobre de seção mínima de 25 mm<sup>2</sup>.

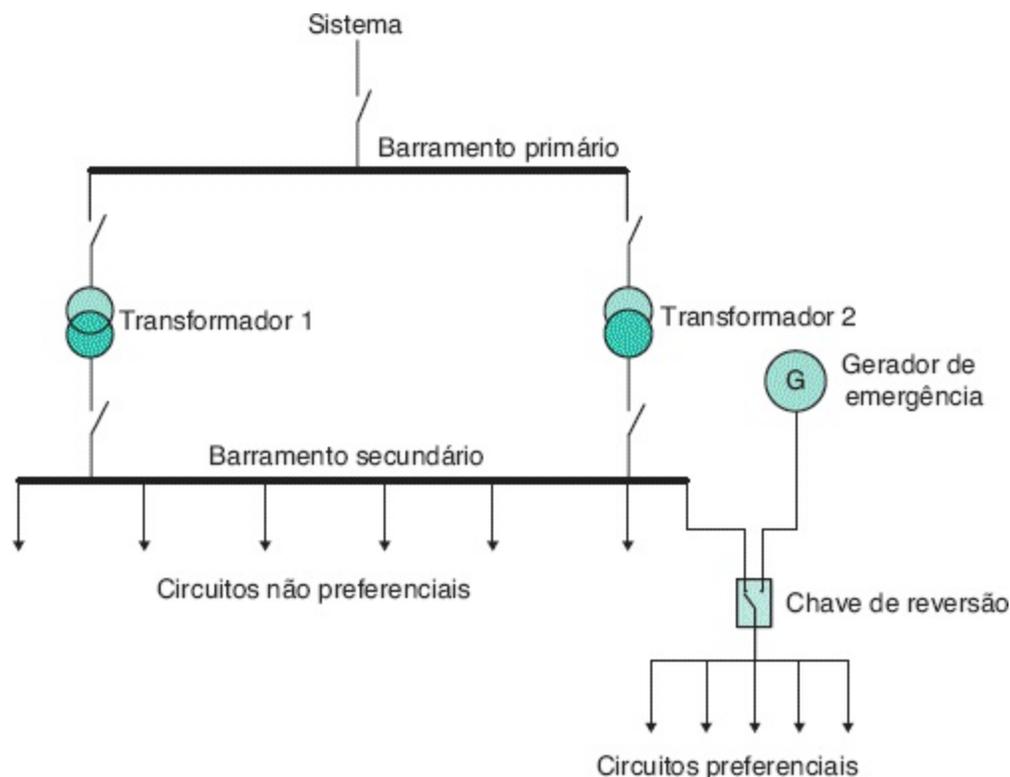
O condutor de aterramento para ligação dos suportes, carcaças etc. deve ter seção mínima igual a 25 mm<sup>2</sup>. A ligação do neutro à terra deve ser feita com condutor de seção não inferior também a 25 mm<sup>2</sup>.

Recomenda-se que a resistência de aterramento da malha de terra da subestação seja igual ou inferior a 10 Ω, em qualquer época do ano. Porém, a equipotencialização, as tensões de passo e de toque são mais importantes que o valor da própria resistência de aterramento.

## 12.8 Subestação de consumidor de alta-tensão

As subestações das instalações industriais com potência em transformação superior a 3.500 kVA normalmente são atendidas por subestações de alta-tensão em 69 kV na Região Nordeste e 88 kV em parte da Região Sudeste. Pela legislação atual, a demanda máxima para atendimento ao consumidor pelas concessionárias de energia elétrica em média tensão é igual ou inferior a 2.500 kW. Para demandas superiores, a concessionária poderá suprir o

consumidor em média tensão ou realizar o atendimento em alta-tensão.



**Figura 12.32** Conexão de gerador de emergência em uma instalação de BT.

A configuração de uma subestação de alta-tensão está associada aos seguintes fatores:

- Custo do investimento.
- Confiabilidade e continuidade requeridas pela carga.
- Flexibilidade de manobra operacional.
- Facilidade de execução da manutenção preditiva e operacional.

Existem dois tipos de subestações de alta-tensão quanto ao local de instalação:

- Instalação ao tempo: é o tipo mais comum e o de menor custo.
- Instalação abrigada: apresenta custo mais elevado e somente se adota em locais de atmosfera agressiva.

## 12.8.1 Barramentos

As subestações são dotadas de barramentos de alta e média tensão nos quais são conectados tanto os circuitos alimentadores como os circuitos de distribuição, incluindo-se os transformadores de potência.

As concessionárias de serviço público de eletricidade normalmente adotam padrões de estruturas, denominados *bays* ou vãos, que podem ser definidos como a parte da subestação correspondente a uma entrada (vão de entrada de linha) ou saída de linha (vão de saída de linha), a um transformador (vão de transformador) ou a um qualquer equipamento utilizado na subestação, como, por exemplo, banco de capacitores, banco de reguladores etc.

### 12.8.1.1 Arranjo de barramentos

Existem vários tipos de arranjo de barramentos primários e secundários como a seguir analisados. Cada um desses arranjos deverá ser selecionado em função das características da carga, do nível de confiabilidade e continuidade desejadas, do nível de flexibilidade de manobra e recomposição da subestação.

#### a) Barra simples no primário e barra simples no secundário

Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.33](#).

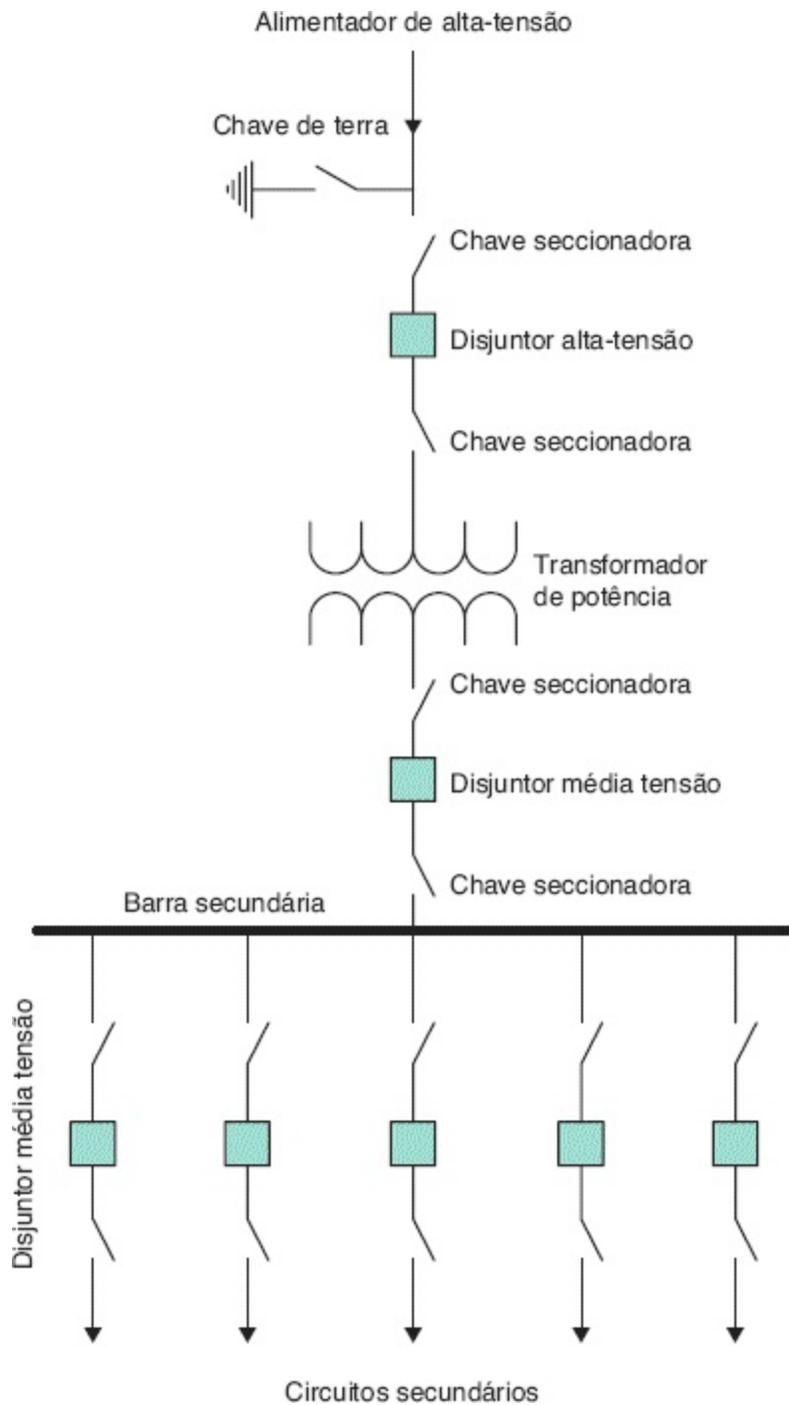
- Vantagens
  - Baixo nível de investimento.
  - Operação extremamente simples.
- Desvantagens
  - Defeito no barramento ou no disjuntor geral obriga o desligamento da subestação.
  - Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários desliga a

- carga correspondente.
- Trabalhos de manutenção e ampliação no barramento implicam o desligamento da subestação.
  - Trabalhos de manutenção no disjuntor geral ou chaves seccionadoras implicam o desligamento da subestação.
  - Trabalhos em qualquer disjuntor ou chaves seccionadoras dos circuitos secundários implicam o desligamento das cargas correspondentes.
- Aplicação
    - Alimentação de cargas que podem sofrer interrupções demoradas.

## **b) Barra principal e transferência**

Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.34](#).

- Vantagens
  - Aumento da continuidade do fornecimento.
  - Baixo nível de investimento.



**Figura 12.33** Barra simples.

- Facilidade operacional de manobra no circuito secundário.
- Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários interrompe apenas momentaneamente a carga associada.

- Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído sem interrupção do fornecimento.
- Desvantagem
  - Defeito no barramento principal obriga o desligamento da subestação.
- Aplicação
  - Alimentação de indústrias de médio e grande portes.

### c) Barra simples seccionada

Esse sistema é indicado para a condição de alimentação de dois ou mais circuitos de alta-tensão. Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.35](#).

- Vantagens
  - Continuidade do fornecimento aumentada.
  - Baixo nível de investimento.
  - Facilidade operacional de manobra no circuito secundário ou de média tensão.
  - Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários interrompe somente a carga associada.
  - Capacidade de transferência da carga de uma barra para outra com a perda de um dos alimentadores de alta-tensão, desde que cada alimentador tenha capacidade para suprimento de toda a carga.
  - Alternativa de operar ou não com os dois transformadores em paralelo.
  - Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído com interrupção do fornecimento somente da carga associada.
  - A perda de uma barra afeta somente as cargas a ela conectadas.
- Desvantagem
  - Perda da metade da carga da subestação quando ocorrer um defeito em qualquer uma das barras.

- Aplicação
  - Alimentação de cargas que necessitam de uma maior continuidade de fornecimento.

#### d) Dupla barra simples com geração auxiliar

Esse sistema é indicado quando se necessita operar com uma usina de geração termelétrica para funcionamento em emergência, na ponta de carga ou no controle da demanda por injeção de geração. Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.36](#).

- Vantagens
  - Continuidade do fornecimento aumentada.
  - Custo de investimento baixo.
  - Facilidade operacional de manobra no circuito secundário.
  - Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários interrompe somente a carga associada.
  - Capacidade de transferência da carga de uma barra para outra com a perda de uma das fontes de energia, desde que a fonte de geração térmica tenha capacidade para suprimento de toda a carga.
  - Alternativa de operar na ponta, em situação de emergência com a perda da fonte principal, ou ainda poder controlar a demanda máxima para fins tarifários, injetando uma geração auxiliar.
  - Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído com a interrupção do fornecimento somente da carga associada.
  - A perda de uma barra afeta somente as cargas a ela conectadas.
- Desvantagem
  - Perda da metade da carga da subestação quando ocorrer um defeito em qualquer uma das barras.

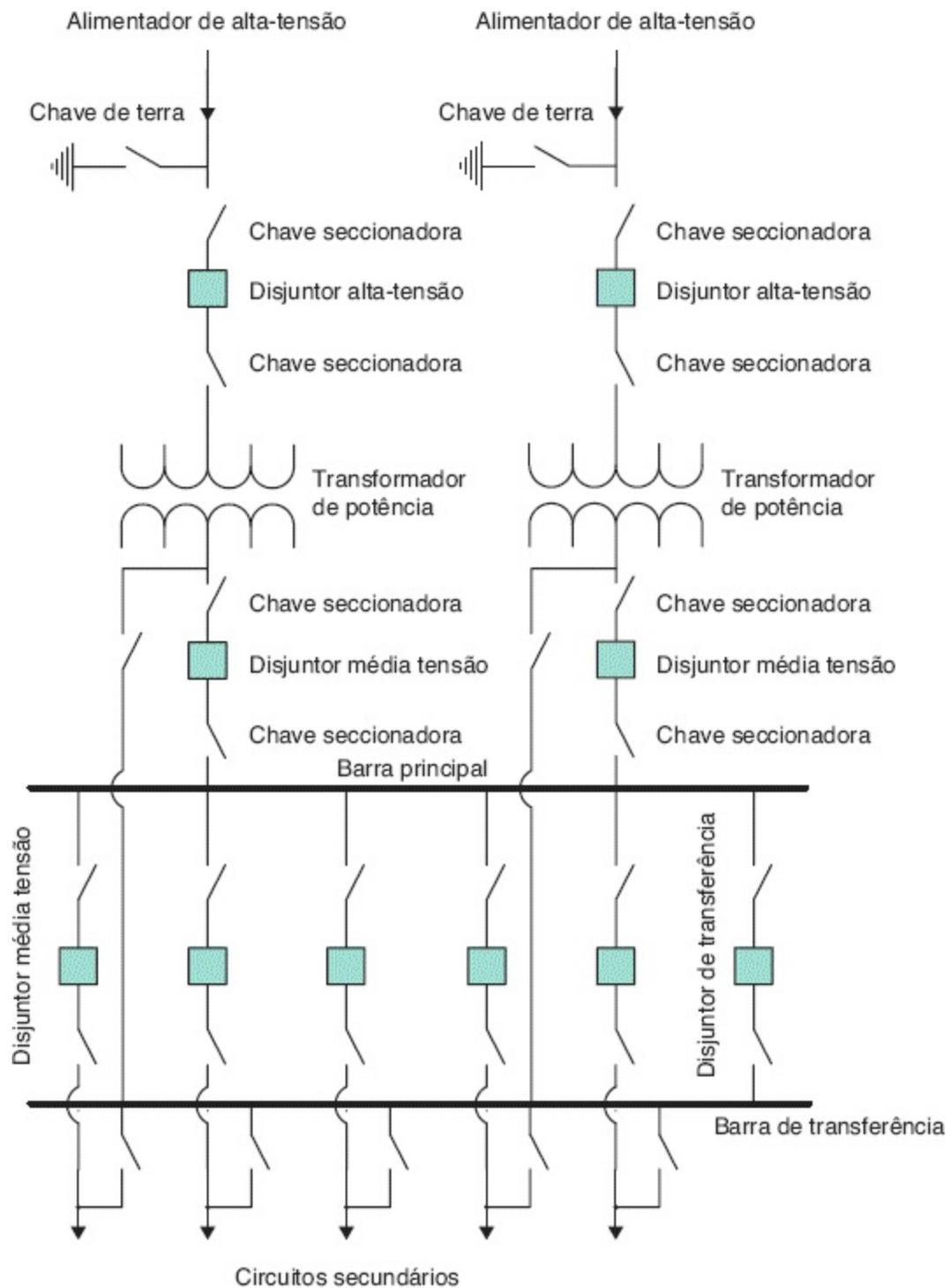


Figura 12.34 Barra principal e transferência.

- Aplicação
  - Nas indústrias que necessitam de geração auxiliar.

### e) Barra dupla, 1 disjuntor/4 chaves

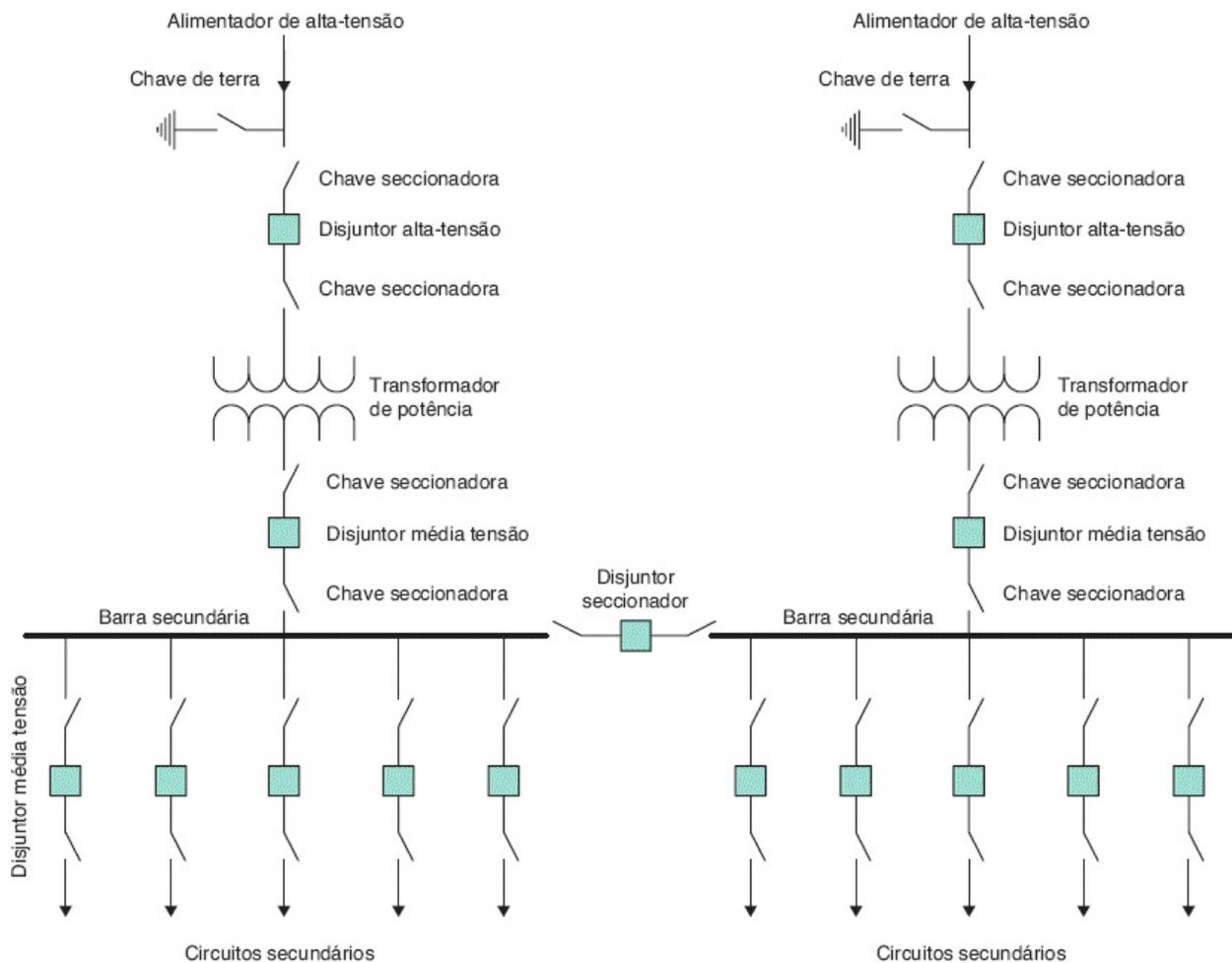
Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.37](#).

- Vantagens
  - Continuidade do fornecimento aumentada.
  - Facilidade operacional de transferência de circuitos de uma barra para outra.
  - Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários não interrompe a carga associada.
  - Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído com interrupção do fornecimento somente da carga associada.
  - A perda de uma barra não afeta as cargas a ela conectadas, já que podem ser transferidas para a outra barra.
- Desvantagens
  - Maior exposição a falhas, devido à grande quantidade de chaves e conexões. Investimento elevado.
- Aplicação
  - Nas indústrias que necessitam um alto grau de continuidade e confiabilidade de fornecimento.

### f) Barra dupla, 2 disjuntores

Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.38](#).

- Vantagens
  - Continuidade do fornecimento aumentada.
  - Facilidade operacional de transferência de circuitos de uma barra para outra.
  - Defeito em qualquer disjuntor dos circuitos secundários não interrompe a carga associada.



**Figura 12.35** Barra simples seccionada.

- Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído sem interrupção do fornecimento.
- A perda de uma barra não afeta as cargas a ela conectadas, já que podem ser transferidas para a outra barra.
- Desvantagem
  - Investimento elevado.
- Aplicação
  - Nas indústrias de grande porte e na alimentação de centros urbanos de grande importância.

**g) Barra dupla e disjuntor e meio**

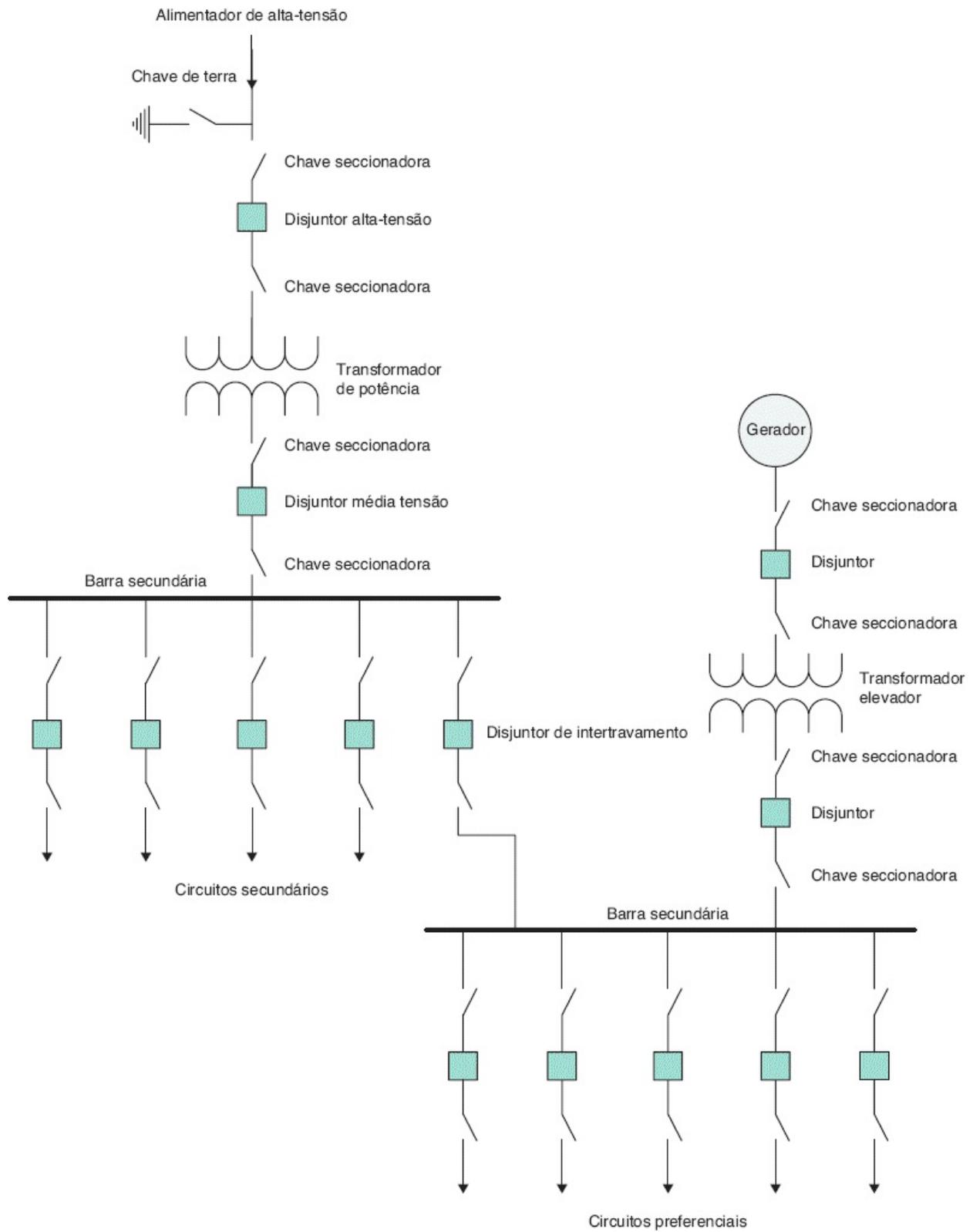
Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.39](#).

- Vantagens
  - Continuidade e confiabilidade do fornecimento aumentadas.
  - Facilidade operacional de transferência de circuitos de uma barra para outra.
  - Curto tempo de recomposição do sistema após uma falha.
  - Defeito em qualquer disjuntor ou chave dos circuitos secundários não interrompe a carga associada.
  - Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído sem interrupção do fornecimento.
  - Qualquer barra pode ser retirada de serviço para manutenção.
  - A perda de uma barra não afeta as cargas a ela conectadas, já que podem ser transferidas para a outra barra.
- Desvantagens
  - Investimento muito elevado.
  - Complexidade operacional no esquema de proteção.
- Aplicação
  - Nas subestações de grande porte, alimentando cargas de alta relevância.

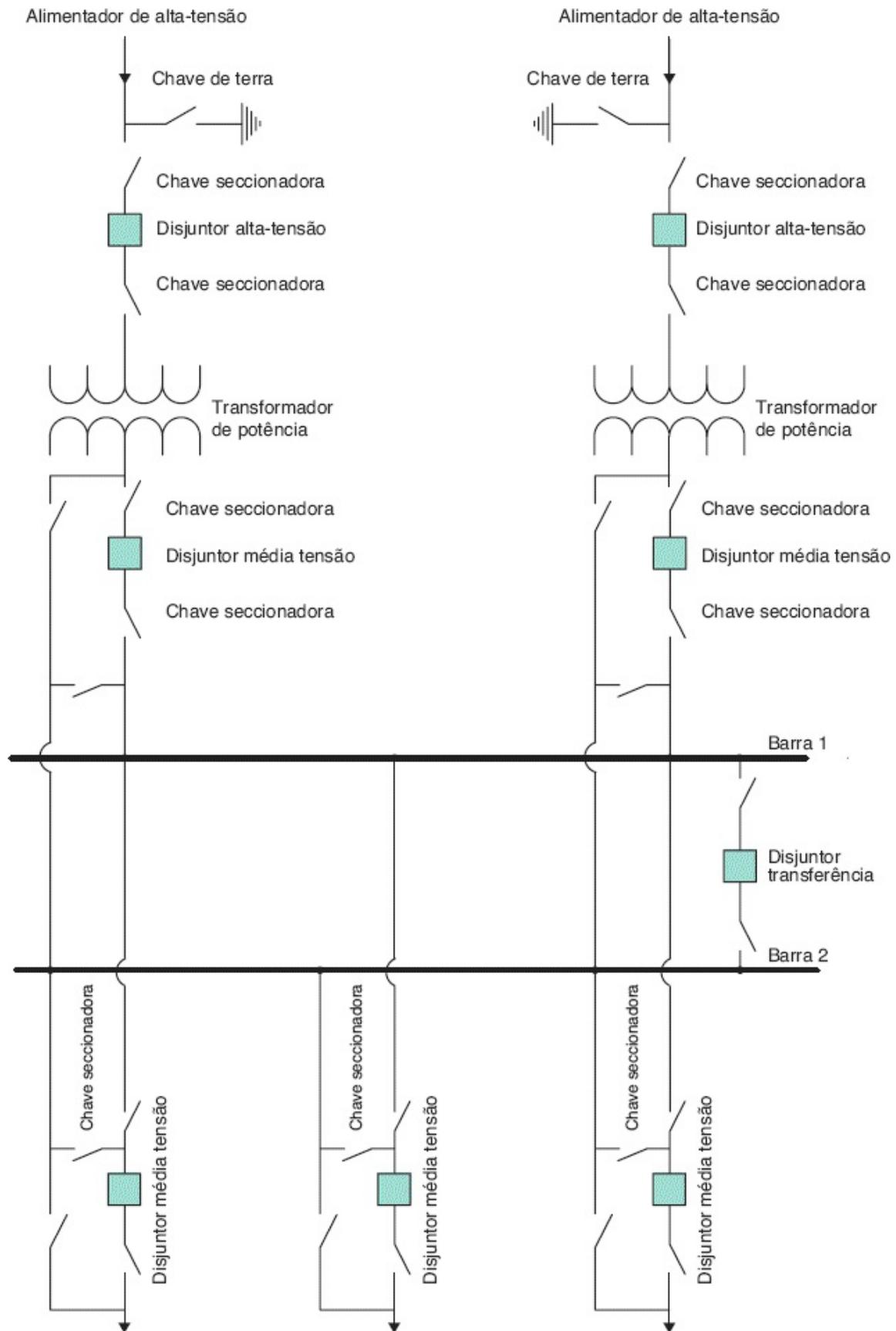
#### **h) Barra em anel**

Esse arranjo está mostrado na [Figura 12.40](#).

- Vantagens
  - Médio nível de investimento.



**Figura 12.36** Dupla barra simples com geração de auxiliar.



**Figura 12.37** Barra dupla, 1 disjuntor/4 chaves.

- Cada circuito secundário é alimentado por dois disjuntores.
- Facilidade de manutenção dos disjuntores.
- Defeito em qualquer disjuntor ou chave do anel não interrompe o fornecimento.
- Qualquer equipamento pode ser retirado e substituído sem interrupção do fornecimento.
- Desvantagens
  - A falha em qualquer disjuntor transforma o anel em barra simples seccionada.
  - Complexidade operacional no esquema de proteção.
- Aplicação
  - Nas usinas de geração de energia de grande porte.

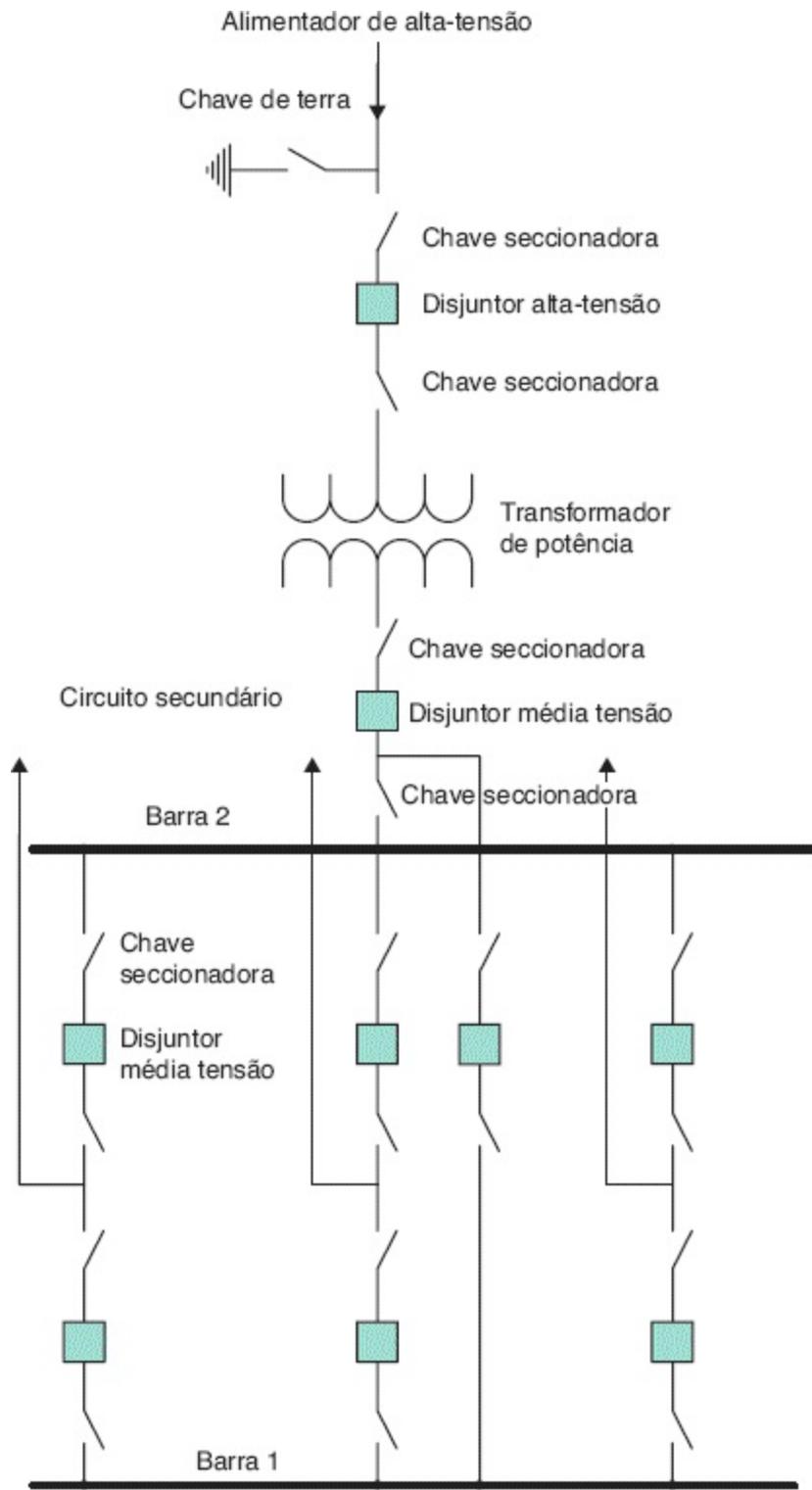


Figura 12.38 Barra dupla, 2 disjuntores.

**i) Barra principal e transferência na alta e média tensão**

Este é um dos arranjos muito utilizados pelas companhias concessionárias de energia elétrica no atendimento a cargas de maior importância. Seu arranjo está mostrado na [Figura 12.41](#).

As vantagens e desvantagens podem ser julgadas com base na análise realizada nas configurações anteriores.

Outras combinações de arranjo de barramentos podem ser realizadas pelo projetista em função dos objetivos de seu projeto.

### **12.8.1.2** *Espaçamentos elétricos e distâncias de segurança dos barramentos*

A distância entre os condutores e entre os condutores e as estruturas é um dos pontos de definição da área necessária à construção da subestação. As Tabelas 12.6 e 12.7 fornecem os afastamentos mínimos definidos pelo Cigré/Eletrabras e normas brasileiras NBR 7571, NBR 7118 e NBR 8186. As Tabelas 12.8 e 12.9 fornecem as principais distâncias mínimas que devem ser respeitadas em projeto.

### **12.8.1.3** *Dimensionamento dos barramentos*

Existem dois tipos de barramentos quanto à natureza do condutor: barramentos flexíveis e barramentos rígidos. A utilização de um ou outro tipo depende do padrão de estruturas ou vãos que o projetista adotará.

#### **12.8.1.3.1** *Barramentos flexíveis*

Normalmente, são utilizados em subestações de média tensão (13,80 kV) e alta-tensão (até 69 ou 230 kV). Podem ser constituídos de *cabos de alumínio*, utilizados em áreas distantes do litoral nas quais não existe salinização atmosférica, *cabos em liga de alumínio*, utilizados onde o nível de salinização do ar ou a poluição industrial são moderados, e *cabos de cobre*, utilizados em

locais em que são severos os níveis de salinização atmosférica e poluição industrial. As Tabelas 12.10, 12.11, 12.12 e 12.13 apresentam as características elétricas e mecânicas dos barramentos flexíveis.

### 12.8.1.3.2 Barramentos rígidos

Nas subestações de grande porte, em que há um grande número de *bays* de entrada e saída de linhas de transmissão e transformadores de potência, são utilizados normalmente barramentos rígidos constituídos de tubos de alumínio ou cobre, cujas características elétricas e mecânicas são dadas na [Tabela 3.40](#) para barras tubulares de cobre e [Tabela 3.42](#) para barras tubulares de alumínio.

No dimensionamento de barramentos, devem ser considerados os seguintes critérios:

#### a) Capacidade de corrente

Consultar os fabricantes de tubos de alumínio e de cobre para uso em eletricidade.

#### b) Suportabilidade térmica

A suportabilidade às correntes de curto-circuito é função do tipo de material utilizado. Para ligas de alumínio, a área do tubo para suportar as correntes de curto-circuito pode ser dada pela Equação (12.6):

$$S_b = \frac{\sqrt{T_e} \times \frac{I_{cc}}{220}}{\sqrt{\log\left(\frac{T_f + \beta}{T_i + \beta}\right)}} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (12.6)$$

$I_{cc}$  - máximo valor da corrente de curto-circuito suportável pelo barramento tubular, valor eficaz, em A;

$S_b$  - seção do tubo, em mm<sup>2</sup>;

$\beta = 228$  - para tubos e barras de alumínio;

$\beta = 234$  - para tubos e barras de cobre;

$T_e$  - tempo de eliminação do defeito, em s; normalmente adotado o valor de 1,0 s;

$T_f$  - temperatura final do tubo cessada a corrente de curto-circuito, em °C; pode-se admitir o valor de 160 °C para conexões soldadas e 250 °C para conexões prensadas;

$T_i$  - temperatura inicial do tubo antes da corrente de curto-circuito, em °C; normalmente adotado o valor de 70 °C.

### c) Suportabilidade dinâmica

Podem-se aplicar todos os conceitos vistos na Seção 5.7.1. O valor da força exercida entre os barramentos pode ser dado pela Equação 12.7, acrescido o esforço do vento para barramentos externos:

$$F_b = 2,04 \times \frac{I_{cm}^2}{100 \times D} \times L_b + 0,0045 \times S_{bv} \times V_v^2 \text{ (kgf)} \quad (12.7)$$

Os valores de  $I_{cm}$ ,  $L_b$  e  $D$  estão definidos na Seção 5.7.1:

$S_{bv}$  - área da barra exposta ao vento, em m<sup>2</sup>;

$V_v$  - velocidade do vento, em km/h.

Já o momento resistente do barramento pode ser calculado pela Equação (5.44) para barras retangulares e pela Equação (12.8) para barras circulares.

$$W_{bc} = \frac{\pi \times D_b^3}{32.000} \text{ (cm}^3\text{)} \quad (12.8)$$

$D_b$  - diâmetro da barra, em mm.

**Tabela 12.6** Distâncias e alturas de segurança

Descrição	(m)
Altura padrão de uma pessoa com os pés no chão e braços levantados	2,25
Largura padrão ocupada horizontalmente por uma pessoa considerada a distância entre extremidades dos braços	1,75
Altura máxima do alcance de uma pessoa acima do plano de trabalho	1,25
Altura padrão de uma pessoa com os pés no chão e braço levantado com uma ferramenta	2,45
Largura máxima ocupada horizontalmente por uma pessoa com uma ferramenta não mão	2,00
Altura máxima do alcance de uma pessoa com uma ferramenta na mão acima do plano de trabalho	1,50

**Tabela 12.7** Espaçamentos elétricos mínimos de segurança

Grandezas	Unidade	Valores considerados		
<b>Tensões nominais</b>				
Do sistema	RMS	13,8	34,50	69,00
Do equipamento	RMS	15,0	38,00	72,50
TSI de isoladores e seccionadores	RMS	110,0	200,00	350,00
<b>Espaçamentos mínimos em ar metal a metal</b>				
Fase e terra	m	0,20	0,38	0,69

Fase e fase	m	0,30	0,48	0,79
<b>Distância mínima de segurança</b>				
Valor básico	m	0,65	0,80	0,95
Vertical, do chão até a base de isoladores	m	2,25	2,25	2,25
Vertical, do chão até partes vivas	m	2,90	3,05	3,20
Horizontal, de plataformas a partes vivas	m	1,45	1,60	1,75

**Tabela 12.8** Espaçamentos de seccionadores e barramentos (em mm)

Tensão nominal (kV)	TSI	Abertura vertical		Abertura lateral		Chifres/fusíveis		Barramento rígido		Barramento flexível	
		F-F	F-T	F-F	F-T	F-F	F-T	F-F	F-T	F-F	F-T
15	110	610	360	760	450	920,0	540,0	310,0	180,0	800,0	540,0
72,5	350	1.520	930	1.830	1.120	2.130	1.300	790	640	1.830 - 2.130	1.070- 1.300

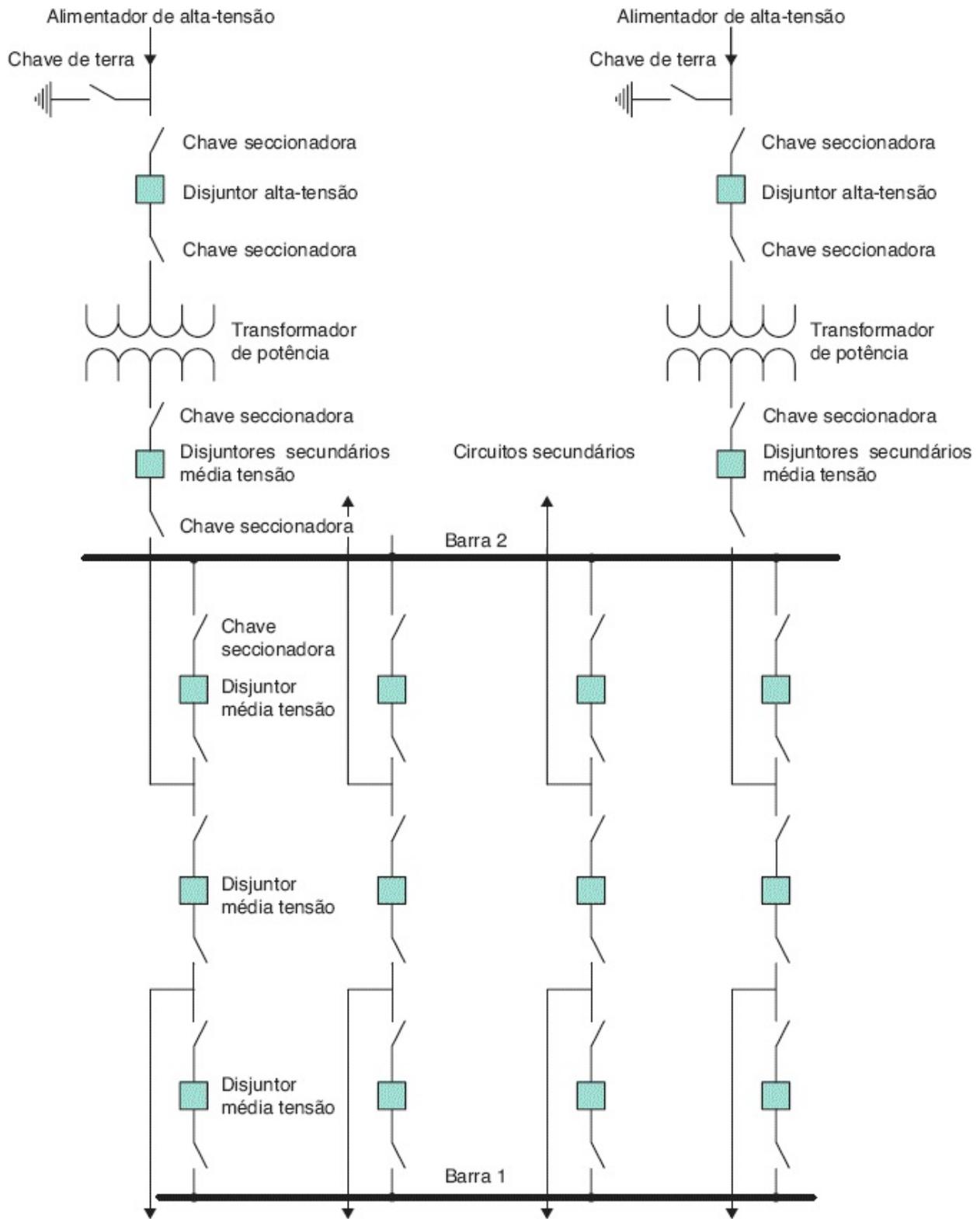


Figura 12.39 Barra dupla e disjuntor e meio.

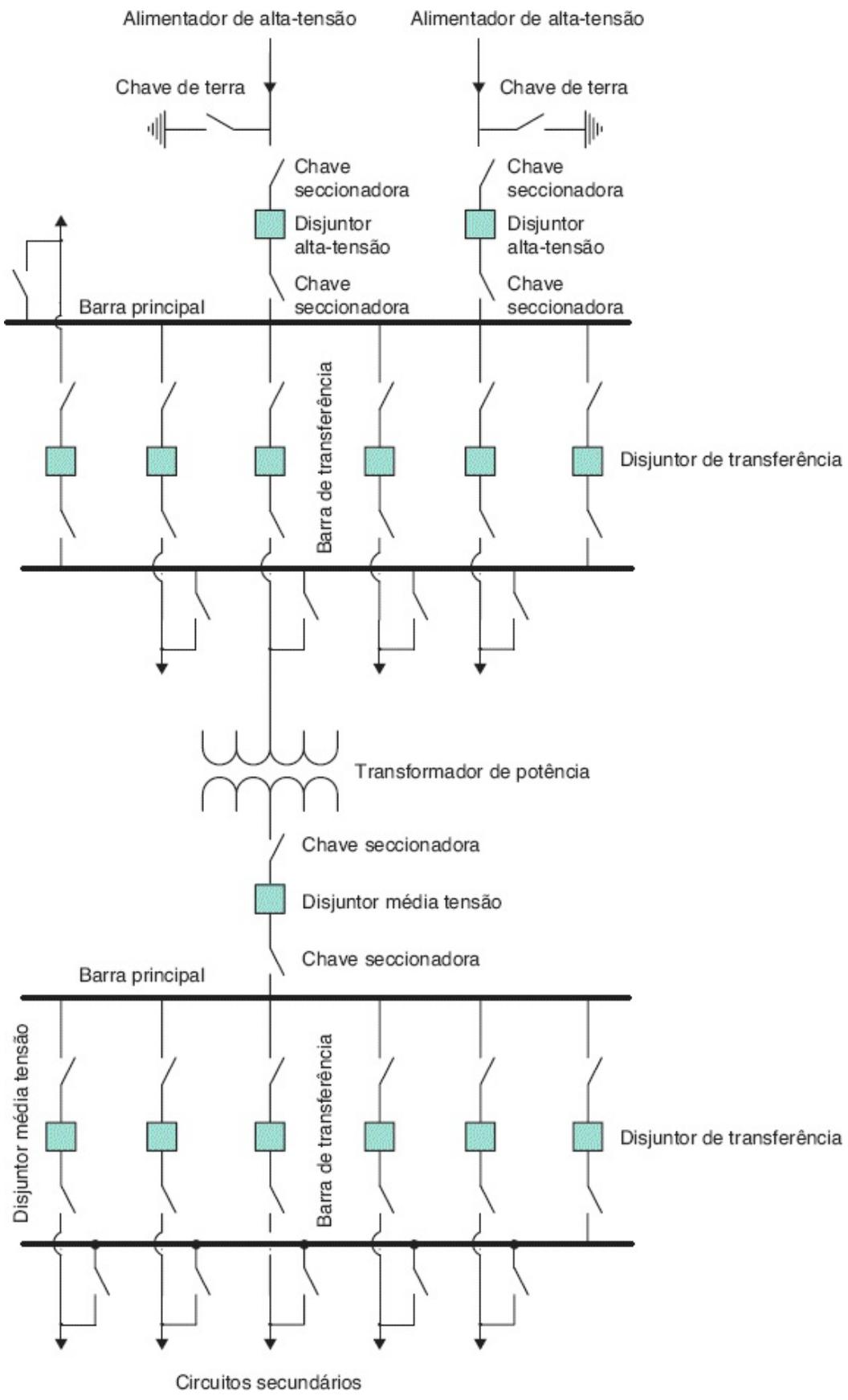
**Tabela 12.9** Distâncias e alturas de segurança do setor de 69 kV

Descrição	Espaçamento (m)
<b>Distância vertical mínima ao nível das bases (sem consideração de flexas)</b>	
Sobre passagem de pedestre	3,40
Sobre estrada de serviço	6,80
<b>Altura dos barramentos do setor de 69 kV - TSI 350 kV</b>	
Altura do barramento superior da subestação	10,00
Altura do barramento inferior da subestação	3,40
Altura da barra principal da subestação	6,65
Altura da barra de transferência da subestação	8,50
Altura da barra principal/barra de transferência da subestação	8,40



Código	Seção		Diâmetro	Formação	Peso	Corrente nominal	de ruptura	Resistê c.c a 20
	AWG/MCM	mm <sup>2</sup>	mm	-	kg/km	A	kg	Ohm/
Rose	4	21,1	5,90	7 × 1,96	58,3	134	415	1,354
Iris	2	33,6	7,40	7 × 2,47	92,7	180	635	0,850
Poppy	1/0	53,4	9,35	7 × 3,12	147,5	242	940	0,535
Aster	2/0	67,4	10,50	7 × 3,50	185,9	282	1185	0,424
Phlox	3/0	85	11,80	7 × 3,93	234,5	327	1435	0,336
Oxlip	4/0	107,2	13,25	7 × 4,42	295,6	380	1810	0,267
Daisy	266,8	135,2	14,90	7 × 4,96	372,9	443	2280	0,213
Peony	300	152	15,95	19 × 3,19	419,2	478	2670	0,19
Tulip	336,6	170,5	16,90	19 × 3,38	470,1	514	2995	0,166
Canna	397,5	201,4	18,40	19 × 3,68	555,6	528	3470	0,143
Cosmos	477	241,7	20,10	19 × 4,02	666,6	646	4080	0,119
Zinnia	500	253,3	20,60	19 × 4,12	698,8	664	4275	0,113
Darhlia	556,5	282	21,75	19 × 4,35	777,6	710	4760	0,102
Orchid	636	323,3	23,30	37 × 3,33	888,7	776	5665	0,089

Nota: Os valores das reatâncias indutiva e capacitiva estão referidos a 304 mm de espaçamento entre condutores



**Figura 12.41** Alta-tensão e média tensão: barra principal e transferência.

### Exemplo de aplicação (12.3)

Determinar o barramento tubular de alumínio não pintado de uma subestação industrial de 72,5 kV/15 MVA, instalação ao tempo. A corrente máxima de curto-circuito vale 5.020 A. O valor de assimetria da corrente é igual a 1,24 e a velocidade máxima do vento, de 100 km/h. O espaçamento entre os barramentos é de 3,5 m e a distância máxima entre os apoios, de 4 m.

Determinação da seção do tubo de alumínio pela corrente

$$I_{nse} = \frac{15.000}{\sqrt{3} \times 69} = 125,5 \text{ A}$$

$S = 110 \text{ mm}^2$  (valor mínimo da tabela de um fabricante, cuja capacidade é de 354 A)

Área da seção do tubo de alumínio pela capacidade térmica

Foi considerado um tempo de eliminação de defeito igual a 1 s.

$$S_b = \frac{\sqrt{T_e} \times \frac{I_{cc}}{220}}{\sqrt{\log\left(\frac{T_f + 228}{T_i + 228}\right)}} = \frac{\sqrt{1} \times \frac{5.020}{220}}{\sqrt{\log\left(\frac{160 + 228}{70 + 228}\right)}} = 67,4 \text{ (mm}^2\text{)}$$

$S_b = 110 \text{ mm}^2$  (menor valor da tabela de um fabricante, para parede do tubo de 2 mm de espessura).

Esforço mecânico sobre o barramento tubular

A força que será exercida sobre o barramento de cada fase no momento do defeito, considerando o efeito do vento, vale:

$$F_b = 2,04 \times \frac{I_{cm}^2}{100 \times D} \times L_b + 0,0045 \times S_{bv} \times V_v^2 = 2,04 \times \frac{8,80^2}{100 \times 350} \times 400 + 0,0045 \times 0,08 \times 100^2 = 5,40 \text{ kgf}$$

$$I_{cm} = \sqrt{2} \times 1,24 \times 5.020 = 8.803 \text{ A} = 8,80 \text{ kA}$$

$$S_{bv} \cong \frac{D_{eb} \times L_b}{1.000} \cong \frac{20}{1.000} \times 4 = 0,08 \text{ m}^2$$

$$D_{eb} = 20 \text{ mm (tabela de um fabricante)}$$

$D_{eb}$  = diâmetro externo do tubo.

**Tabela 12.12** Características dos condutores de alumínio CAA

Código	Seção	Seção		Formação		Peso kg/km	Corrente nominal A	Carga de ruptura	Resistên c.c. a 20 Ohm/k
		mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	Al	Aço				
		AWG/MCM	Al						
Swan	4,0	21,1	3,53	6	1	85,4	140	830	1,3540
Sparrow	2,0	33,6	5,6	6	1	135,9	180	1265	0,8507
Ravem	1/0	53,4	8,92	6	1	216,6	230	1940	0,5351
Quail	2/0	67,4	11,2	6	1	272,6	270	2425	0,4245
Pigeon	3/0	85	14,2	6	1	343,6	300	3030	0,3367
Penguin	4/0	107	17,9	6	1	433,3	340	3820	0,2671
Partridge	266,8	135	22	26	7	546,3	460	5100	0,2137
Ostrich	300,0	152	24,7	26	7	614,8	490	5730	0,1900

Linnet	336,6	171	27,8	26	7	689,2	530	6357	0,1694
Ibis	397,5	201	32,7	26	7	814,3	590	7340	0,1434
Hawk	477,0	242	39,2	26	7	978,0	670	8820	0,1195
Dove	556,5	282	45,9	26	7	1140,0	730	1019	0,1025
Grosbeak	636,0	322	52,5	26	7	1299,0	789	1104	0,0896
Drake	795,0	403	65,4	26	7	1629,0	900	1417	0,0717

Nota: Os valores das reatâncias indutiva e capacitiva estão referidos a 304 mm de espaçamento entre condutores

**Tabela 12.13** Características dos condutores de cobre

Seção	Diâmetro	Resistência c.c a 20 °C	Reatância indutiva	Reatância capacitiva	Nº de fios	Corrente nominal	Carga de ruptura	
mm <sup>2</sup>	mm	Ohm/km	Ohm/km	MOhm/km	-	A	kg	k
25	5,87	0,862	0,37228	0,08576	7	180	852	
35	6,95	0,547	0,35674	0,08129	7	230	1.381	
50	8,27	0,344	0,33934	0,07706	7	310	2.155	
70	9,75	0,272	0,33064	0,07489	7	360	2.688	
95	11,4	0,173	0,30888	0,07035	19	480	4.362	
120	12,8	0,147	0,30267	0,06886	19	540	5.152	1

150	14,4	0,121	0,29583	0,06712	19	610	6.128	1
185	16	0,104	0,28962	0,06575	19	670	7.071	1
240	18,2	0,075	0,27657	0,06239	19	840	10.210	2

Nota: Os valores das reatâncias indutiva e capacitiva estão referidos a 304 mm de espaçamento.

## 12.8.2 Projeto de subestações de alta-tensão

Como já se afirmou anteriormente, há muitos modelos de subestação, cada um utilizando estruturas e arranjos diferentes em função da importância e dimensão da carga, da padronização da companhia concessionária etc. No caso de instalações industriais, é comum dois tipos básicos de subestação. O tipo mais simples e muito utilizado é a subestação formada por uma entrada de linha de transmissão e um transformador de potência; o segundo tipo, empregado em instalações industriais de maior porte ou quando se requer uma dupla alimentação, é formado por duas entradas de linha de transmissão e dois transformadores de potência.

Quanto ao material utilizado nas estruturas, são comuns as vigas e pórticos metálicos, notadamente os treliçados e o concreto armado. Sem entrar no mérito das discussões quanto ao melhor projeto, julgamos ser o concreto armado a solução mais adequada para subestações industriais, em que o ambiente normalmente contém certo grau de agressividade. Nas estruturas de subestação que serão analisadas, predominam o concreto armado e o padrão seguido neste estudo é o adotado pela ENEL Distribuição Ceará, anteriormente denominada Coelce, que julgamos ser um dos mais econômicos e de fácil montagem. Há uma grande variedade de concepções e configurações de subestação, cabendo ao projetista adotar aquela que melhor se ajuste às condições do projeto em questão.

Toda subestação industrial é composta de dois setores:

- Setor de alta-tensão

Compreende o conjunto de estruturas aéreas para fixação dos para-raios, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e de potencial, isoladores e barramentos flexíveis ou rígidos de alta-tensão.

O setor de alta-tensão compreende as seguintes estruturas:

- estrutura de entrada da linha de transmissão;
- estrutura de para-raios;
- estrutura dos transformadores de corrente e potencial para a medição; o transformador de potencial pode ter dois enrolamentos, sendo um para a medição e outro para a proteção;
- estrutura de seccionamento geral: chave seccionadora tripolar;
- estrutura dos transformadores de corrente para a proteção de alta-tensão;
- estrutura dos disjuntores de alta-tensão;
- estrutura de transformação.

- Setor de média tensão

Compreende o conjunto de estruturas aéreas construídas a partir do secundário do transformador de potência para fixação dos para-raios, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e de potencial, isoladores e barramentos flexíveis ou rígidos de média tensão.

No caso de subestações industriais, o setor de média tensão normalmente é constituído de cubículos metálicos dos tipos *metal enclosed*, *metal clad* ou blindados em SF<sub>6</sub>, instalados no interior da casa de comando e controle.

Denomina-se *metal enclosed* o cubículo metálico cujos módulos não contêm divisórias e cuja isolamento dos seus componentes, ou seja, barramentos, chaves seccionadoras, disjuntores etc., é feita em ar. Tem custo

reduzido.

Denomina-se *metal clad* o cubículo metálico cujos módulos contêm divisórias internas isolantes com buchas de passagem, sendo dividido em compartimentos do disjuntor, do barramento, de conexão dos cabos e de baixa tensão. Normalmente, são cubículos compactos que ocupam pouco espaço na casa de comando e controle. Tem custo elevado.

Denomina-se *cubículo blindado em gás* aquele em que os barramentos, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e potencial são instalados no interior de invólucros metálicos cheios de gás pressurizado, normalmente o SF<sub>6</sub>, formando um único conjunto, cujos módulos são unidos por conexões especiais de forma a manter todo o conjunto sob pressão do gás. São cubículos que ocupam um espaço muito pequeno na casa de comando e controle, sendo utilizados em instalações sujeitas a elevados índices de poluição atmosféricas. Tem custo muito elevado.

Para facilitar o entendimento do leitor e por ser de uso mais frequente no setor industrial, serão estudados apenas dois tipos de subestação, ou seja, subestação mais simples constituída por uma linha de transmissão e um transformador de potência e subestação com duas linhas de transmissão e dois transformadores de potência.

A [Figura 12.42](#) mostra a foto de uma subestação de 230 kV, com seus diversos equipamentos instalados. Já a [Figura 12.43](#) mostra a foto da mesma subestação, detalhando a instalação dos transformadores de medida, barramentos e chaves seccionadoras.

### **12.8.2.1 Subestações com uma linha de transmissão e um transformador – SE 13,80 kV**

São as subestações mais simples e de baixo custo que podem ser construídas. No entanto, não possuem alternativas de suprimento da carga quando se perde qualquer elemento do setor de alta-tensão, ou seja, chave seccionadora,

disjuntor, transformador de corrente e potencial, conexão etc. Sua recomposição somente poderá ocorrer quando esse elemento for substituído ou retirado. A perda do transformador de potência é o ponto mais crítico, pois sua substituição depende da disponibilidade desse equipamento no mercado. Porém, tratando-se de um equipamento de elevada confiabilidade, é remoto um defeito, desde que sejam realizadas as manutenções preditivas necessárias.

Esse tipo de subestação não permite facilmente a ampliação do setor de alta-tensão fazendo conectividade com o barramento existente.

O setor de alta-tensão é constituído pelas estruturas anteriormente mencionadas. Já o setor de média tensão é constituído de um painel metálico, formado de cubículos do tipo *metal enclosed* ou *metal clad*.

Para maior entendimento do assunto, a seguir será explanado o projeto de uma subestação industrial com essa característica. Para entender melhor o desenvolvimento do projeto eletromecânico, deve-se observar o diagrama unifilar mostrado na [Figura 12.46](#).

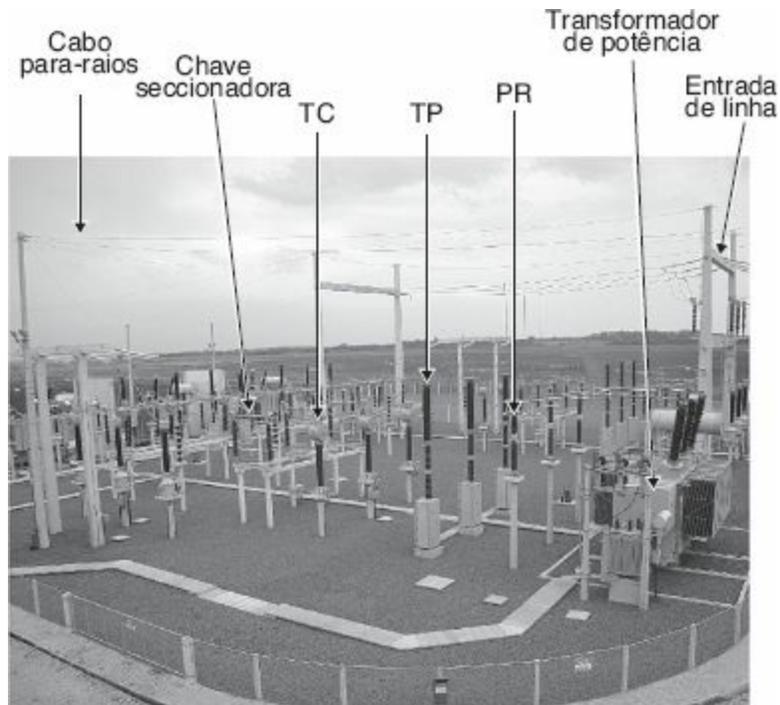
#### **a) Comprimento do terreno da subestação**

Deverão ser avaliadas as seguintes dimensões a partir da cerca que limita a área da subestação, com base nas distâncias mínimas definidas nas Tabelas 12.7 e 12.8 e aplicada sobre os desenhos das [Figuras 12.44](#) e [12.45](#):

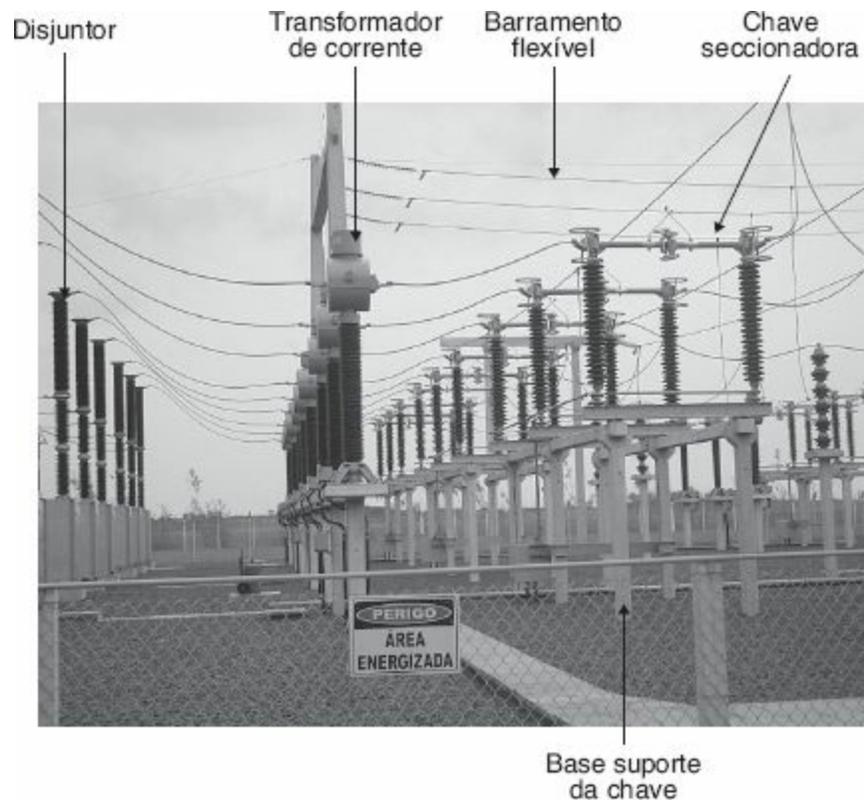
- Distância mínima entre a cerca e o pórtico da estrutura de conexão da linha de transmissão: 2.500 mm; este valor permite a manutenção nos para-raios e na cadeia dos isoladores.
- Distância mínima entre o pórtico de conexão da linha de transmissão e a estrutura da chave seccionadora: 3.000 mm.
- Distância entre o pórtico da chave seccionadora e o pórtico do transformador de potencial: 2.500 mm.
- Distância mínima entre o pórtico do transformador de potencial e o

pórtico do transformador de corrente: 2.500 mm.

- Distância mínima entre o pórtico do transformador de corrente e o pórtico do disjuntor: 3.000 mm.
- Distância mínima entre o pórtico do disjuntor e o pórtico do para-raios: 3.000 mm.



**Figura 12.42** Vista geral de uma subestação de 230 kV.



**Figura 12.43** Vista detalhada da montagem de TP, TC e chave seccionadora.

- Distância entre o pórtico do para-raios e o transformador de potência: 3.880 mm; esta distância deve considerar as dimensões do transformador de potência e um afastamento de aproximadamente 2.000 mm para o pórtico do disjuntor geral de forma a permitir a presença do operador e das equipes de manutenção em frente a esse equipamento.
- Distância entre o pórtico do transformador de potência e a casa de comando e controle: 7.158 mm; esta distância deve ser tomada como um valor aproximado de 4.000 m entre a descida do cabo de média tensão e a casa de comando e controle. Este espaço tem como finalidade o trânsito das equipes de manutenção e operação.
- Comprimento da casa de comando e controle: 12.300 mm; esta dimensão depende do *layout* que o projetista define com base na dimensão dos painéis de força (*switchgear*) instalados na sala de

comando e dos quadros de controle instalados na sala de controle. Para maior segurança do operador, é importante separar os painéis de força de média tensão, nos quais estão instalados os barramentos, transformadores de corrente e potencial, disjuntores etc., e os painéis de controle, nos quais estão instalados os relés de proteção, medidores de grandezas operacionais, esquemas sinóticos, botoeiras de comando etc., isto é, todos os dispositivos com que o operador trabalha diariamente. Assim, foram projetados dentro da casa de comando e controle dois ambientes distintos: sala de comando e sala de controle, conforme indicado na [Figura 12.54](#).

- Acesso: 2.000 mm; é um valor que deve corresponder ao afastamento da casa de comando e controle com as outras construções adjacentes.
- Comprimento do terreno: se for computada todas as dimensões anteriormente mencionadas, se tem o valor comprimento mínimo do terreno, ou seja: 25.813 mm.

#### **b) Largura do terreno da subestação**

Tomando como base as mesmas premissas anteriores, pode ser determinada a largura do terreno, em conformidade com a [Figura 12.44](#). Assim, a largura do terreno deve ter o valor mínimo de 25.813 mm.

#### **c) Dimensões das estruturas**

Essas dimensões foram tomadas com base nas Tabelas 12.6, 12.7, 12.8 e 12.9 e nos padrões de estrutura adotados pela Coelce.

- Estrutura de para-raios: em conformidade com o desenho da [Figura 12.47](#).
- Estrutura do transformador de potencial para uso na medição e proteção: em conformidade com o desenho da [Figura 12.47](#).
- Estrutura do transformador de corrente para uso na medição e

- proteção: em conformidade com o desenho da [Figura 12.49](#).
- Estrutura do disjuntor de potência para a proteção geral: em conformidade com o desenho da [Figura 12.50](#).
  - Estrutura da chave seccionadora: em conformidade com o desenho da [Figura 12.51](#).
  - Transformador de potência: seu valor é definido em função da demanda máxima prevista pela indústria. Está mostrado na [Figura 12.52](#).
  - Transformador de serviço auxiliar: alimenta todos os aparelhos da subestação, como a iluminação, quadro de serviço e corrente alternada, quadro de serviço em corrente contínua etc. Está detalhado na [Figura 12.53](#), quando instalado externamente.
  - Painéis de comando

Os painéis de comando são instalados na sala de comando e têm as seguintes funções, em conformidade com a [Figura 12.55](#):

- cubículos de 1 a 6: disjuntores dos alimentadores das cargas. As [Figuras 12.56 e 12.57](#) mostram a parte interna de um cubículo de disjuntor;
  - cubículo 7: conexão do transformador de potência;
  - cubículo 8: conexão do transformador de serviço auxiliar.
- Caixa separadora de óleo

Está mostrada na [Figura 12.58](#) para transformadores de potência de até 33,2 MVA.

- Base do transformador de potência

Está mostrada na [Figura 12.59](#).

- Cerca de arame de proteção externa

Está mostrada na [Figura 12.59](#).

### 12.8.2.2 Subestações com duas linhas de transmissão e dois transformadores – SE 13,80 kV

São subestações mais complexas e de custo mais elevado. Possuem alternativas de suprimento da carga quando se perde qualquer elemento do setor de alta-tensão, ou seja, chave seccionadora, disjuntor, transformador de corrente e potencial, conexão etc. A perda de um transformador de potência não chega a ser crítico, pois o transformador remanescente poderá suprir a carga total ou parcial, a depender das suas condições de carga anterior ao evento e da demanda a ser solicitada, assunto estudado superficialmente no Capítulo 9 deste livro e com suficiente profundidade no livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos* (LTC, 2013).

Este tipo de subestação permite facilmente a transferência de carga de um barramento para outro no setor de alta-tensão, realizando a manobra no disjuntor de transferência.

O setor de alta-tensão é constituído de várias estruturas dedicadas a cada equipamento instalado, conforme a [Figura 12.60](#), que mostra a vista geral de uma subestação de alta-tensão, e segundo a vista lateral dada pela [Figura 12.61](#), que detalha os setores dos transformadores de potencial, transformadores de corrente e chave seccionadora. Já o setor de média tensão é constituído de um painel metálico, formado de cubículos do tipo *metal enclosed* ou *metal clad*, da mesma forma como foi definido no projeto anterior.

Para maior entendimento do assunto, a seguir será explanado o projeto de uma subestação industrial com essa característica.

#### a) Comprimento do terreno da subestação

Devem ser avaliadas as dimensões do terreno da subestação a partir da cerca que limita sua área, utilizando as mesmas premissas já abordadas com base nas distâncias mínimas definidas nas Tabelas 12.6 e 12.7 e aplicadas sobre os

desenhos das Figuras 12.60 a 12.65.

## b) Largura do terreno da subestação

Utilizar os mesmos princípios já estudados.

É importante que o leitor verifique com detalhe todos os desenhos que serão mostrados adiante, verificando os aspectos construtivos fundamentais das subestações com um e dois transformadores de potência.

As Tabelas 12.14 e 12.15 resumem a relação de material utilizada nos diferentes tipos de estruturas apresentadas nas Figuras 12.44 a 12.65.

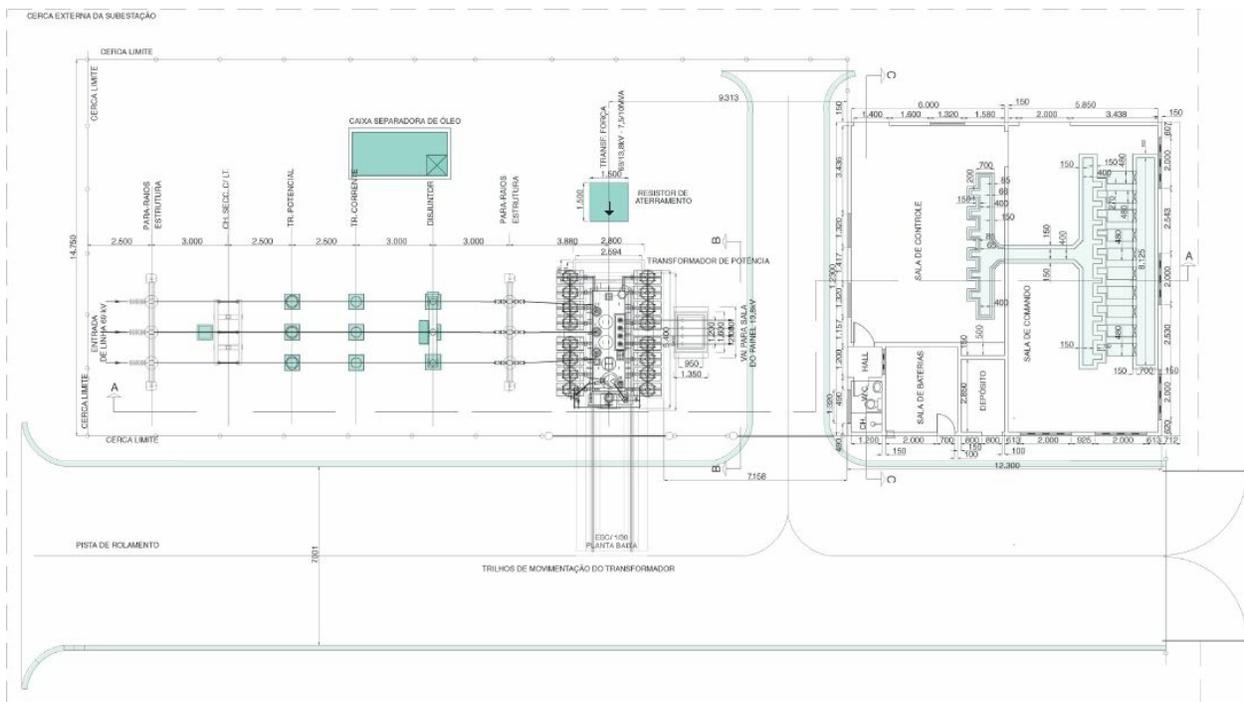


Figura 12.44 Vista superior da subestação 69/13,80 kV.

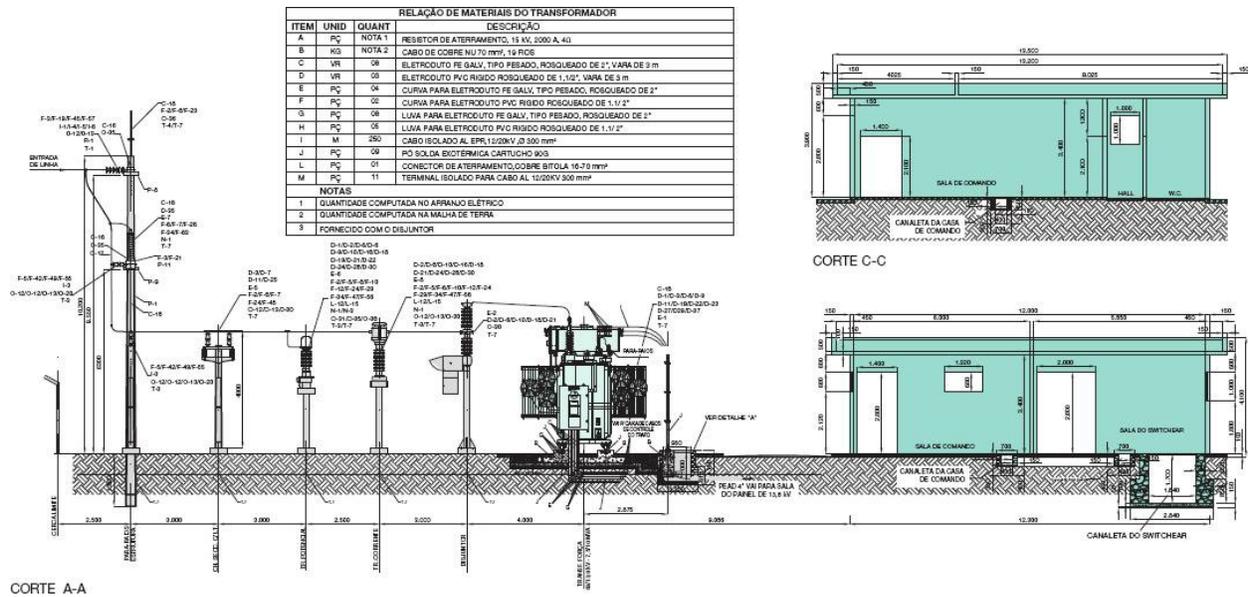


Figura 12.45 Vista lateral da subestação 69/13,80 kV.



Figura 12.46 Diagrama unifilar geral.

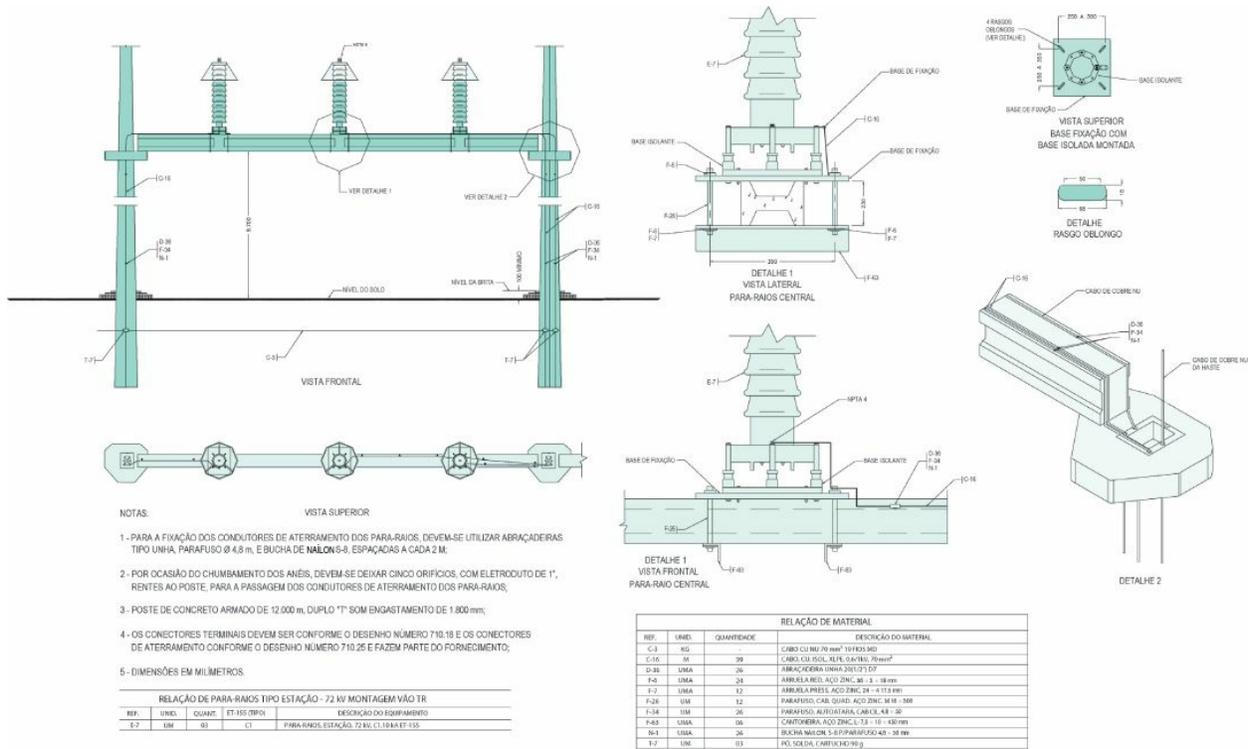
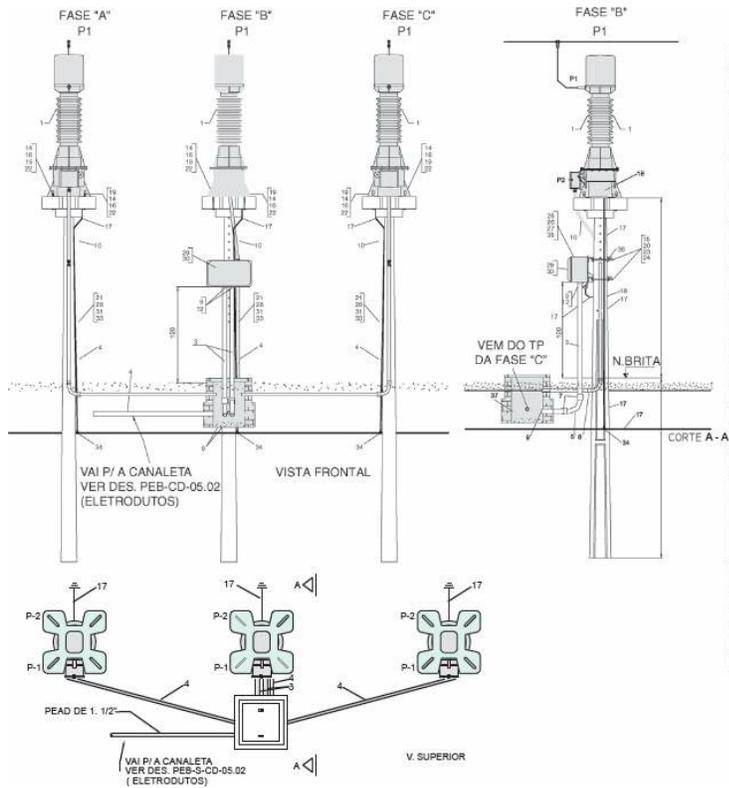
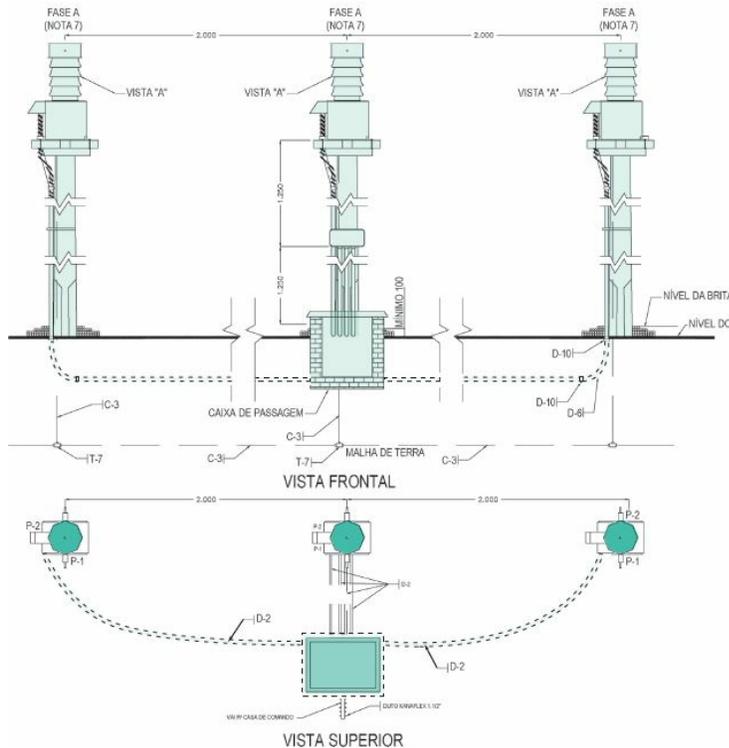


Figura 12.47 Para-raios de 69 kV.



RELAÇÃO DE MATERIAIS		
ITEM	UNID	DESCRIÇÃO
1	UN	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA, 69000V-115V-115V-115V-115V-115V V 2-0, 6P200, 2000 VA
2	M	FIO DE COBRE 4 mm <sup>2</sup> ISOLAMENTO PVC, 750 V
3	VR	ELETRODUTO PVC RÍGIDO ROSQUEADO 2", VARA DE 3 m
4	VR	ELETRODUTO PVC RÍGIDO ROSQUEADO 1 1/2", VARA 3 m
5	UN	CURVA 90° P/ ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO ROSQ, 2"
6	UN	CURVA 90° P/ ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO ROSQ, 1 1/2"
7	UN	LUVA P/ ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO ROSQ, 2"
8	UN	LUVA P/ ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO ROSQ, 1 1/2"
9	UN	BUCHA EM ALUMÍNIO SILÍCIO FUNDIDO PARA ELETRODUTO 2", ROSCA BSP
10	M	ELETRODUTO METÁLICO FLEXÍVEL 1 1/2" C/ REVESTIMENTO EM PVC
11	UN	CONECTOR DE ATERRAMENTO PARA CABO DE COBRE 16 A 70 mm <sup>2</sup>
12	UN	ARRUELA EM ALUMÍNIO SILÍCIO FUNDIDO PARA ELETRODUTO 2", ROSCA BSP
13	UN	CONECTOR MACHO DE LATÃO PARA ELETRODUTO FLEXÍVEL, 1 1/2", ROSCA BSP
14	UN	ARRUELA QUADRADA AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 36 mm, COM FURO DE 18 mm
15	UN	ARRUELA REDONDA AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 28 mm, ESPESURA 3 mm, FURO 14 mm
16	UN	ARRUELA REDONDA AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 36 mm, ESPESURA 3 mm, FURO 18 mm
17	KG	CABO DE COBRE NU 70 mm <sup>2</sup> , 19 FIOS, TEMPERA MEIO DURO
18	UN	CONECT PARAF. FENDIDO, EM COBRE, P/ CABO 35-70 mm <sup>2</sup> NA RETA 16-70 mm <sup>2</sup> NA DERIVAÇÃO
19	UN	PARAFUSO CAB QUAD AÇO ZINC M16-2x200 mm
20	UN	PARAFUSO CAB QUAD AÇO ZINC M12-1,5x250 mm
21	UN	PARAFUSO AUTOARRANCA, CABEÇA CILÍNDRICA 4,8 50 mm
22	UN	PORCA QUADRADA AÇO ZINC M16X2
23	UN	PORCA QUADRADA AÇO ZINC M12X1,5
24	UN	ARRUELA PRESSÃO AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 22 mm, ESPESURA 3 mm, FURO 13,5 mm
25	UN	PARAFUSO CAB SEXTAVADA AÇO ZINC M10-1,25x50 mm, ROSCA TOTAL
26	UN	PORCA SEXTAVADA AÇO ZINC, M10-1,25
27	UN	ARRUELA REDONDA AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 22 mm, ESPESURA 2 mm, FURO 12 mm
28	UN	ARRUELA REDONDA AÇO ZINCADO DIAM. EXT. 16 mm, ESPESURA 1 mm, FURO 6 mm
29	UN	CAIXA DE ALUMÍNIO FUNDIDO, SEM FURAÇÃO, USD AO TEMPO, 342x275x134 mm, COM CHASSIS, REMOVÍVEL E TAMPÁ PLANA
30	UN	REGUA BORNES TERMINAIS 800 V, 15 A, 12 POLOS, BASE EM BAGUELITE CONTATOS, PARAFUSOS E ARRUELA EM BRONZE ESTANHADO, PARA LIGAÇÕES ATRAVÉS DE TERMINAIS TIPO CHAL
31	UN	ABRACADEIRA UNHA AÇO ZINCADO P/ ELETRODUTO 1 1/2"
32	UN	ABRACADEIRA UNHA PARA CABO DE COBRE NU 70 mm <sup>2</sup>
33	UN	BUCHA NALON S-8
34	UN	PÓ SOLDA EXOTÉRMICA CARTUCHO 90G
35	UN	SUPORTE EM AÇO ZINCADO PARA FIXAÇÃO DE EQUIPAMENTOS, PEÇA 1 VER DES. PEB-S-MD-11.03
36	UN	SUPORTE EM AÇO ZINCADO PARA FIXAÇÃO DE EQUIPAMENTOS, PEÇA 2 VER DES. PEB-S-MD-11.03
37	UN	BUCHA EM ALUMÍNIO SILÍCIO FENDIDO PARA ELETRODUTO 1 1/2", ROSCA BSP

Figura 12.48 Transformadores de potencial de 69 kV.

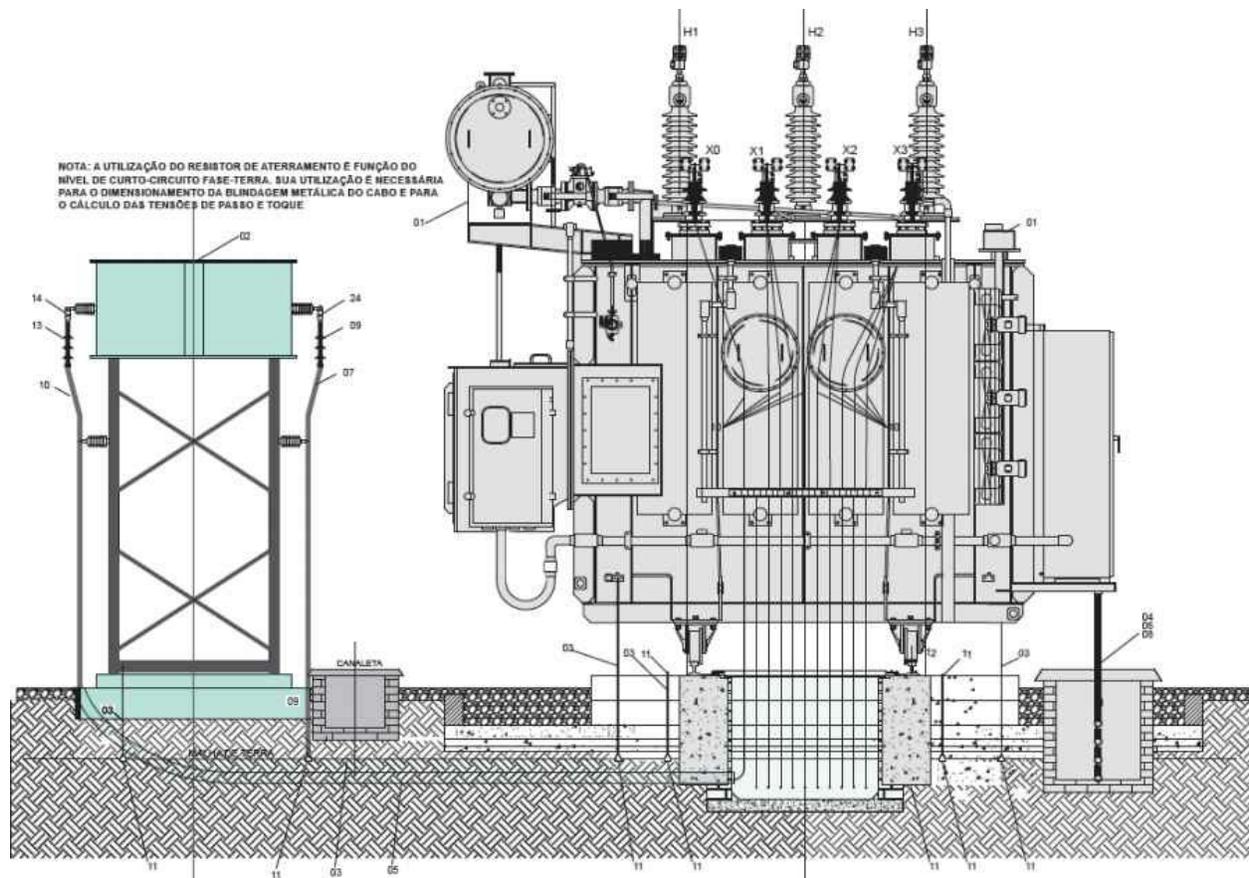


RELAÇÃO DE MATERIAL			
REF.	UNID.	QUANTIDADE	DESCRIÇÃO DO MATERIAL
C-3	KG	06	CABO CU NU 70 mm <sup>2</sup> 19 FIOS MD
D-2	UM	05	ELETRODUTO, PVC, RIG. ROSQ. 1 1/2" 3 m.
D-6	UMA	06	CURVA, ROGR. PVC RIG. ELET. 1 1/2"
D-10	UMA	12	LUVA ELETRODUTO PVC RIG. ROSQ. 1 1/2"
D-15	UMA	03	CAIXA, LIGA RET. EQUIP. TEMPO, LIGAL AL, ITEM 1
D-18	UMA	03	BUCHA, BAQ. SEKT. FIX. ELET. 1 1/2"
D-21	UMA	03	ARRUELA SEKT. FE. NODULAR ELET. 1 1/2"
D-24	UMA	06	UNHAO, MACHO-FEMEA, AÇO ZINC. ELET. 1 1/2"
D-28	M	03	ELETRODUTO, MET. FLEX. PVC, 1 1/2"
D-30	UM	03	CONECTOR, MACHO-FIXO, LATÃO, ELET. 1 1/2"
F-2	UMA	12	ARRUELA QUAD. AÇO ZINC, 50x3x18 mm
F-5	UMA	08	ARRUELA RED. AÇO ZINC, 28x3x14 mm
F-6	UMA	12	ARRUELA RED. AÇO ZINC, 36x3x18 mm
F-10	UMA	04	CANTONEIRA, AÇO ZINC. U-50x38x5x310x430 mm
F-12	UMA	02	CANTONEIRA, AÇO ZINC. L-40x5x250 mm
F-24	UM	12	PARAFUSO, CAB. QUAD. AÇO ZINC. M10x50
F-29	UM	04	PARAFUSO, CAB. QUAD. AÇO ZINC. M12x250
F-34	UM	06	PARAFUSO, AUTOARRANCA, CAB. CIL. 4,8x50
F-47	UM	04	PARAFUSO, CAB. QUAD. AÇO ZINC. M10x50
F-56	UMA	08	ARRUELA RED. AÇO ZINC. 22x3x12 mm
L-12	UMA	02	REGUA, BORNES, TERM. BAQ. 12 POLOS 600V/15 A
L-15	UMA	06	ABRACADEIRA, UNHA, 50x1 1/2" D10,5
N-1	UMA	06	BUCHA NALON, S-8 P/ PARAFUSO 4,5x 50 mm
D-12	UM	03	CONECTOR, ATER. CU, 16-70 mm <sup>2</sup>
D-13	UM	06	CONECTOR, FEND. CU, 35-70 mm <sup>2</sup> TR. 16-70 mm <sup>2</sup> DR.
D-30	UM	06	CONECTOR, TERM. RETO, 4F AL/ CU 6-750MCM (NOTA 1)
D-31	UM	06	CONECTOR, TERM. RETO, 2F AL/ CU 6-750MCM (NOTA 1)
F-5	UMA	03	CHAPA, CURVA, ATER. CAZ. D=14 mm
T-7	UM	03	PÓ, SOLDA, CARTUCHO 90 G

RELAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE 72,5 kV			
REF.	UNID.	QUANTI.	DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO
E-8	UM	03	C1 TC EXT. 72,5 kV, C1, 200/400/600/800/1200-5-5A E-SE-005 (NOTA 2)
E-39	UM	03	C2 TC EXT. 72,5 kV, C2, 100/200/300/400/600/800-5A E-SE-005 (NOTA 2)
E-46	UM	03	C3 TC EXT. 72,5 kV, C3, 600/800/1000/1200/1600-5A E-SE-005 (NOTA 2)

- NOTAS
- OS ELETRODUTOS ENTERRADOS DEVEM SER ESPECIFICADOS NA PLANTA DE ELETRODUTOS DA SUBESTAÇÃO.
  - OS TÍTULOS DE TELA NA VÍDEO DO TRINCO DEVEM SER INSTALADOS COM A POLARIDADE POSITIVAMENTE POSICIONADA PARA O LADO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA. OS TÍTULOS DE TELA INSTALADOS NOS VÍDEOS DE ENTRADA E SAÍDA DEUENA DEVEM SER INSTALADOS COM A POLARIDADE P2 ELÉTRICA/VIDE POSICIONADA PARA O LADO DOS BARRAMENTOS.
  - OS TERMINAIS SECUNDÁRIOS DE DEVEM SER LOCALIZADOS AOS RELES. OS TERMINAIS SECUNDÁRIOS NÃO FAZEM O FUNDAMENTO DOS SECUNDÁRIOS DOS TÍTULOS E SÃO ATENDIDOS NA CASA DE DERIVAÇÃO DEBEM SER LOCALIZADOS PARA O PONTO DE RETORNO DE CORRENTE DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA.
  - OS CONECTORES TERMINAIS NÃO FAZEM PARTE DO FORNECIMENTO E DEVEM SER CONFORME ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA.
  - OS CONECTORES DE ATERRAMENTO FAZEM PARTE DO FORNECIMENTO E DEVEM SER CONFORME ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA.
  - A POSIÇÃO DOS CONECTORES 3-30 OU 3-31 PODE VARIAR DE ACORDO COMO APROPRIADO TO DANTE DESER, A POSIÇÃO CAIXA DOS TERMINAIS SECUNDÁRIOS E A POSIÇÃO DA POLARIDADE P1 E P2 DEVEM SER OBSERVADAS A CASA DE LIGAÇÃO (CAIXA), SEM COMO A CAIXA DE ALIMENTAÇÃO DEVEM SER MODIFICADA PARA O LADO DO BARRAMENTO.
  - CONFIRMAR O ATERRAMENTO ANTES DA LIGAÇÃO.
  - A CASA DE LIGAÇÃO DEVE SER PURADA, NO CASO, PARA ATERRAMENTO DAS REQUIS DE BORNES E O CABO USADO PARA O ATERRAMENTO DEVE SER DE 4mm<sup>2</sup> E ENROLADO NO PRÉ-INSTALADO CONECTOR DE ATERRAMENTO.
  - OS CONECTORES D-30 SERÃO UTILIZADOS NOS TÍTULOS C1, OS D-31 NOS TÍTULOS C2 E C3.
  - O TIPO C1 E C2 SÃO UTILIZADOS PARA PROTEÇÃO E MEDIÇÃO O TIPO C3 É UTILIZADO PARA FUTURAMENTO.
  - DIMENSÕES EM MILÍMETROS.





ITM	UNID	QTE	RELAÇÃO DE MATERIAL	ITM	UNID	QTE	RELAÇÃO DE MATERIAL	ITM	UNID	QTE	RELAÇÃO DE MATERIAIS
			DESCRIÇÃO				DESCRIÇÃO				DESCRIÇÃO
01	PC	NOTA 1	TRAFÓ FORÇA 2025, 630, 380V, 72, 5-15 kV C/COMUT AUTO, TAP, ET-01	08	PC	01	TERMINAL ISOLADO PARA CABO COBRE 8,716 kV 340 mm <sup>2</sup>	17	PC	08	PARA-RAÍDE: DISTRIBUIÇÃO ÓXIDO DE ZINCO 15 kV, 15 kA, ET-06
02	PC	NOTA 1	RESISTOR DE ATERAMENTO, 15kV 2000-A, 40, ET-12	10	M	360	CABO ISOLADO AL EPR, 13,05 kV, Ø 300 mm <sup>2</sup>	18	PC	04	ISOLADOR PEDESTAL 15 kV, PORC. VITRF: 14-264 mm, DIST. ESO: 356 mm
03	KD	NOTA 2	CABO CU NU 75 mm <sup>2</sup> , 18 FIOS MD, ENCOIRO CLASS 2NER E111, NBR 9254	11	PC	08	PO SOLDA EXOTÉRMICA CARTUCHO 90 G	19	PC	08	PARAF CAB QUAD AÇO ZNC, M12 + 1,5, Ax=100 mm, Bn 88 mm, C/ PORCA
04	VR	08	ELETRODUTO FE GALV, TIPO PESADO, ROSG DE 2", VARA DE 3 m	12	PC	01	CONECTOR DE ATERAMENTO COBRE BITOLA 16-76 mm <sup>2</sup>	20	PC	04	CONEC SUP P/ BARR COND DE CU 76 mm, REF 8&L-281, DELTA STAR
05	M	08	ELETRODUTO CORRUSADO DE PEAD Ø1"	13	PC	11	TERMINAL ISOLADO PARA CABO AL 12,00 kV 306 mm <sup>2</sup>	21	KIG	0,5	CABO COBRE NU, 16 mm <sup>2</sup> , TEMPERA MEIO DURO
06	PC	04	CURVA PIELETRODUTO FE GALV, TIPO PESADO, ROSG DE 2"	14	PC	16	CONECTOR TERMINAL COMPRESS: 3 FUR0 P/ CABO AL, Ø 380 mm <sup>2</sup>	22	PC	08	ARRUELA RED AÇO ZNC, DIAM EXT: 38 mm, ESP: 3MM, FURO 14 mm
07	M	08	CABO DE COBRE ISOLADO 8,716 kV SEÇÃO 340 mm <sup>2</sup>	15	PC	08	CONECTOR TERMINAL COMPRESS: 1 FURO P/ CABO CU, Ø 18 mm <sup>2</sup>	23	PC	NOTA 3	CONEC TERMINAL PINGOBARRA: 4 FUR0S P/ CABO AL, Ø 380 mm <sup>2</sup>
08	PC	08	LUBA P/ ELETRODUTO FE GALV, TIPO PESADO, ROSG DE 2"	16	PC	04	BARRA COND. DE COBRE, DIM: 76 + 6,36 + 2,940 mm, DES: PES-S-MD-11-08	24	PC	01	CONEC TERMINAL COMPRESSÃO CABO DE COBRE 340 mm <sup>2</sup>
								25	PC	08	PARAFUSO CAB. 821T, SM BRONZE, M12 + 1,5 + 60 mm <sup>2</sup> , COM 1 PORCA, 2 ARRUELAS LUBAS E 1 ARRUELA DE PREENCHO

Figura 12.52 Estrutura do transformador 69/13,8 kV e resistor de aterramento: vista frontal.

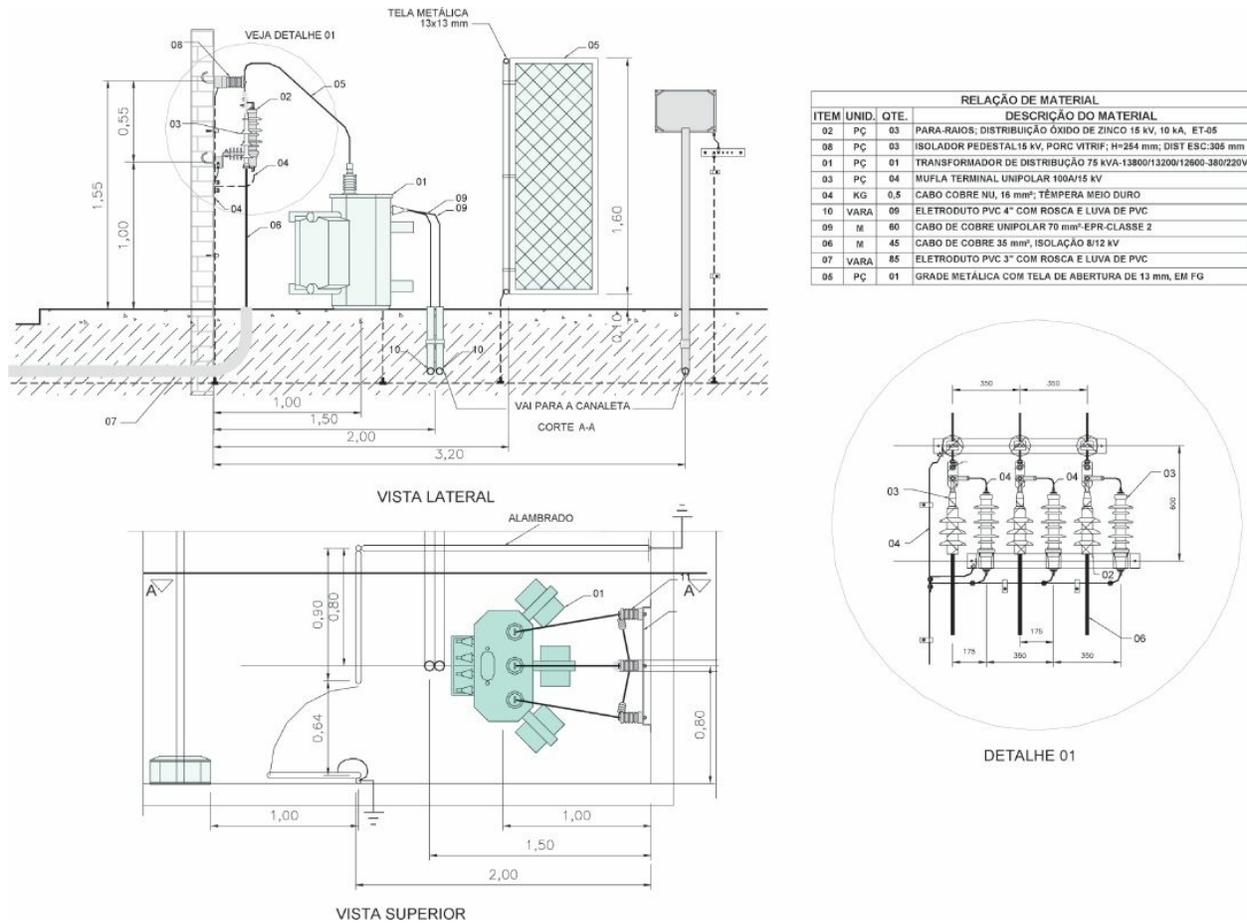
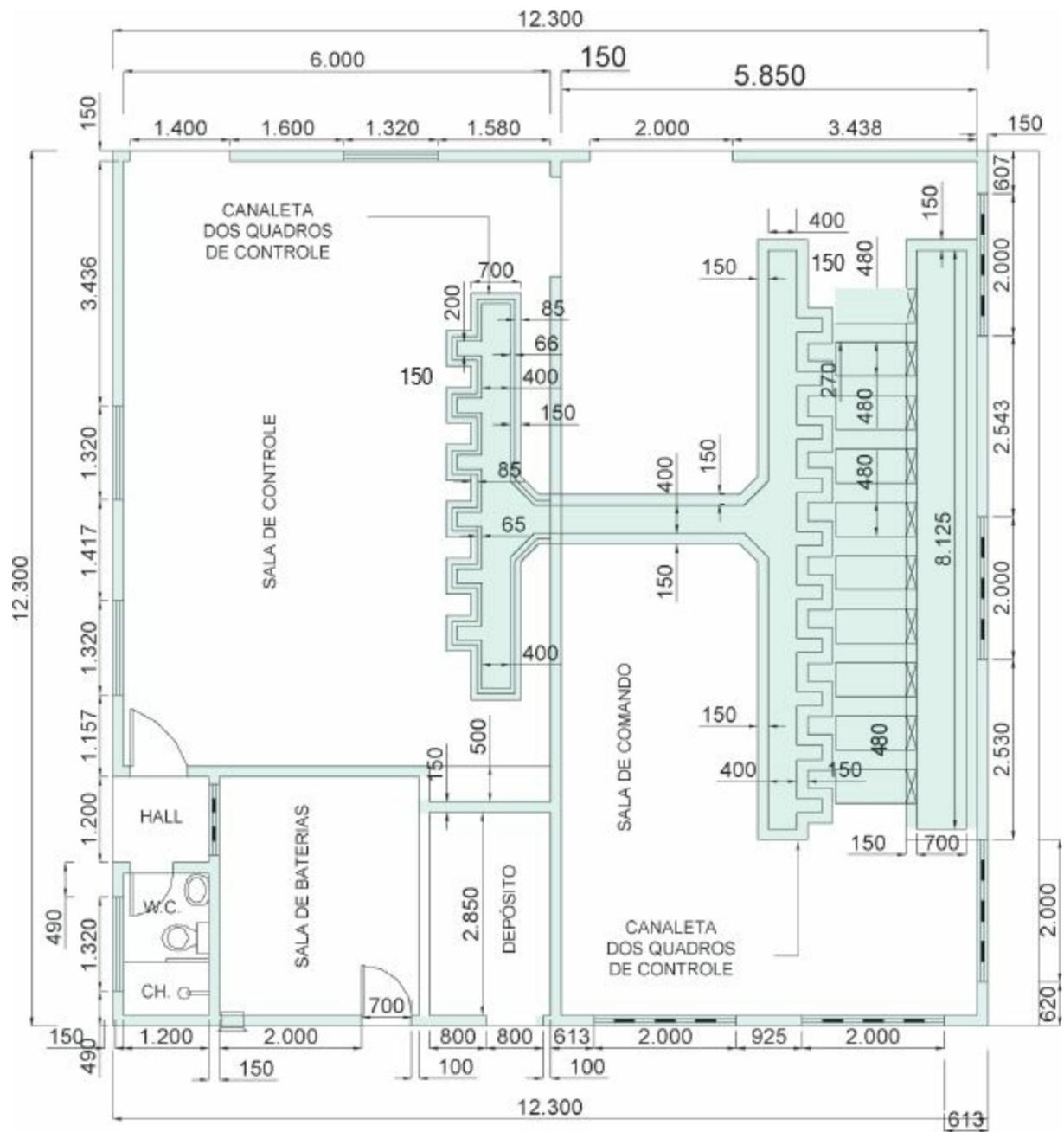
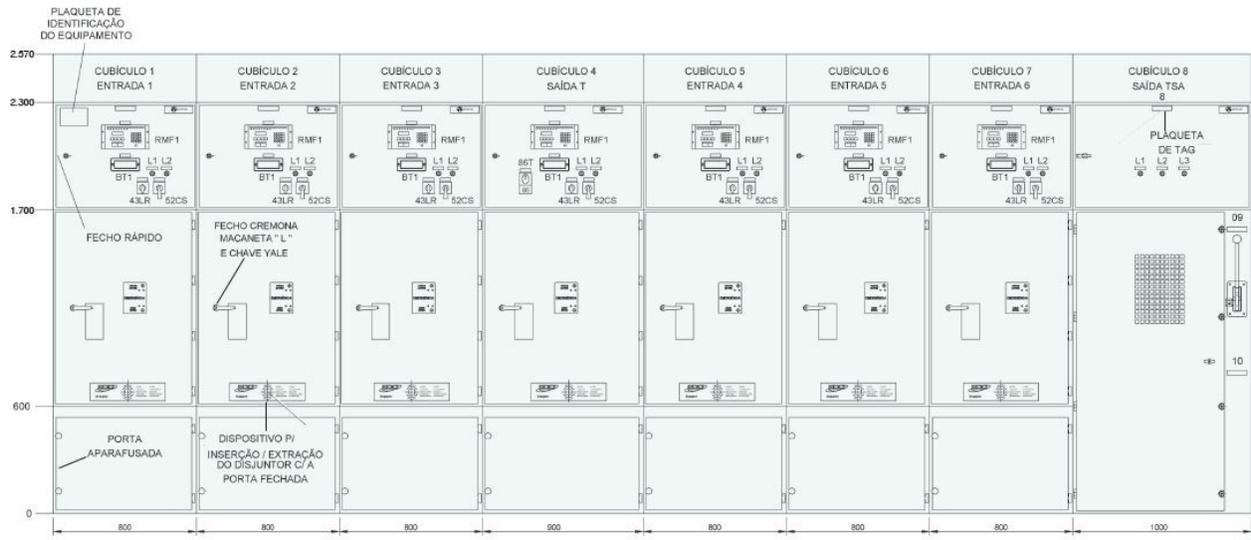


Figura 12.53 Transformador de serviço auxiliar da subestação.



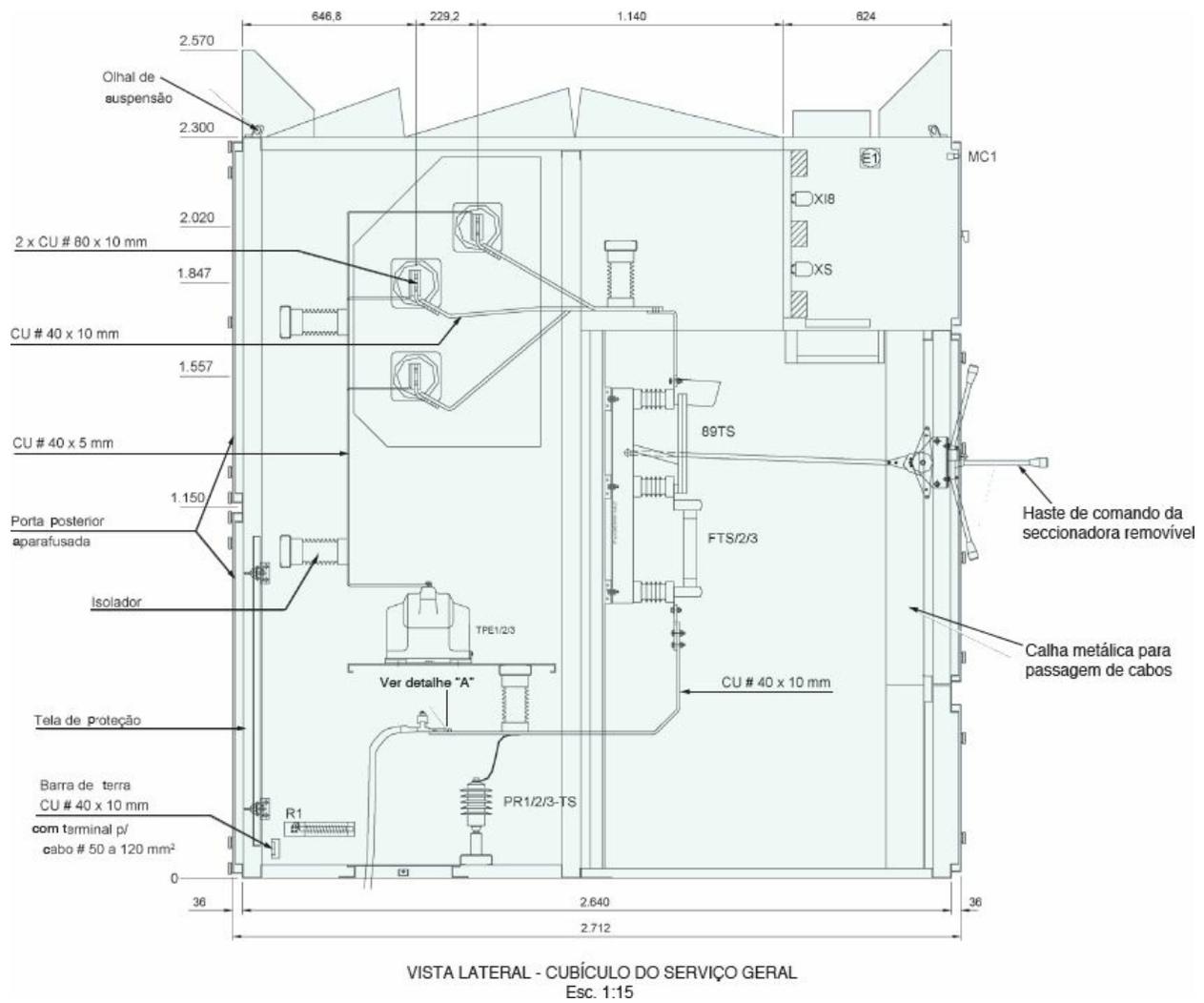
NOTA:  
 A CASA DE COMANDO E CONTROLE DEVE SER  
 DIMENSIONADA COM BASE NAS DIMENSÕES  
 DOS QUADROS DE COMANDO E QUADROS DE  
 CONTROLE E QUANTIDADE UTILIZADA

Figura 12.54 Casa de comando e controle.



VISTA FRONTAL  
Eec. 1.20

Figura 12.55 Painel metálico: *metal enclosed* ou *metal clad*.



**Figura 12.56** Cubículo de chave seccionadora em *metal clad*.

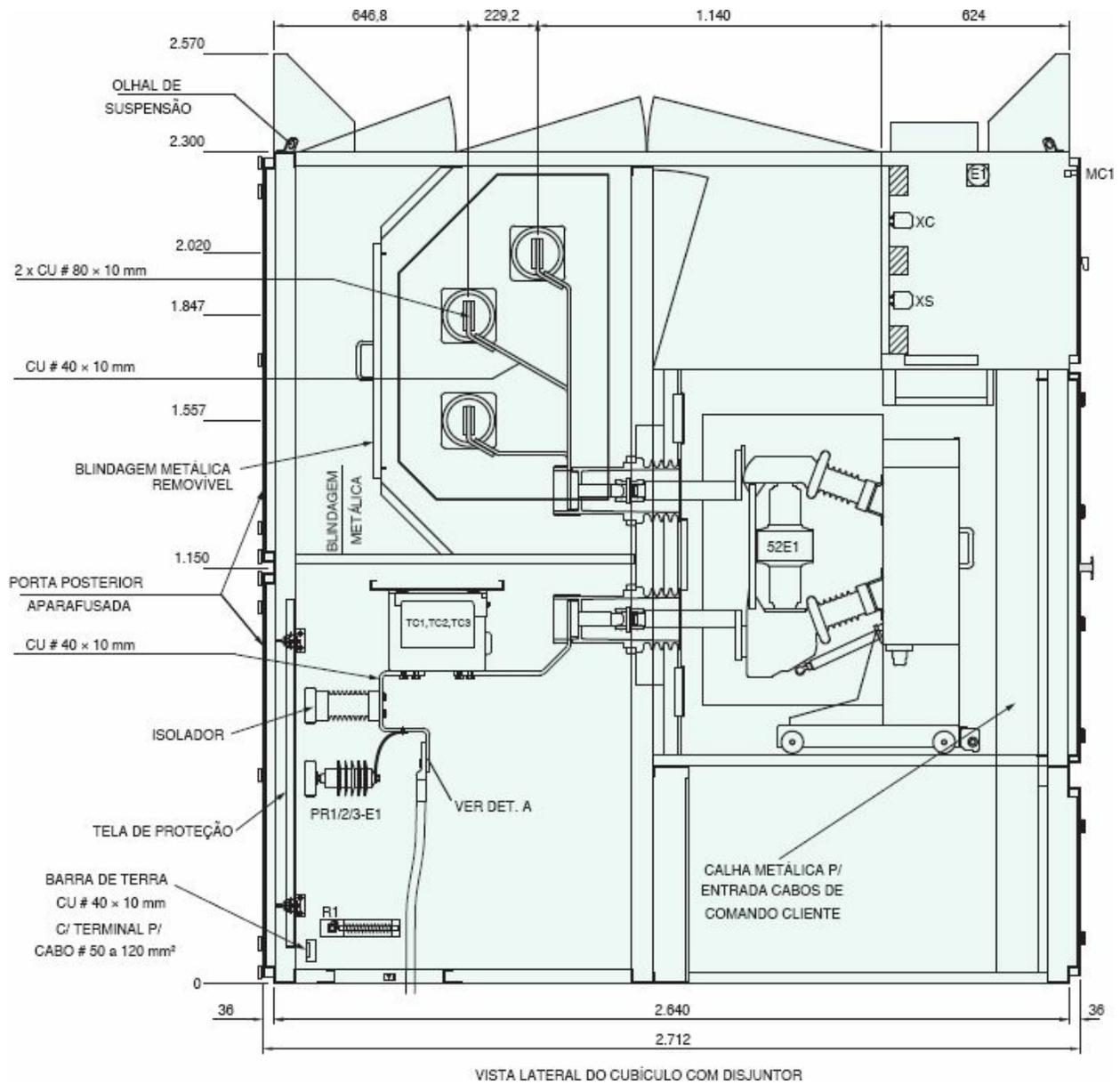
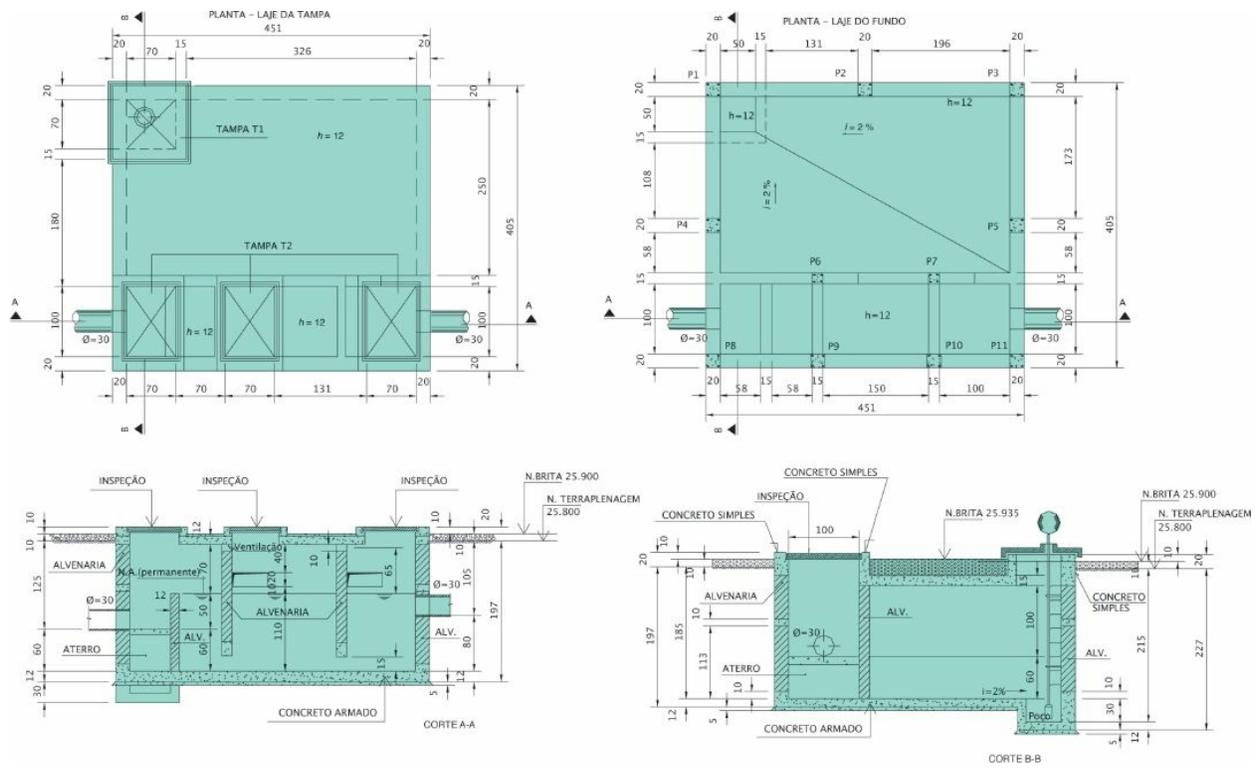


Figura 12.57 Cubículo de disjuntor em *metal clad*.



**Figura 12.58** Caixa de coleta e separadora de óleo: as dimensões são de acordo com o volume de óleo do transformador.



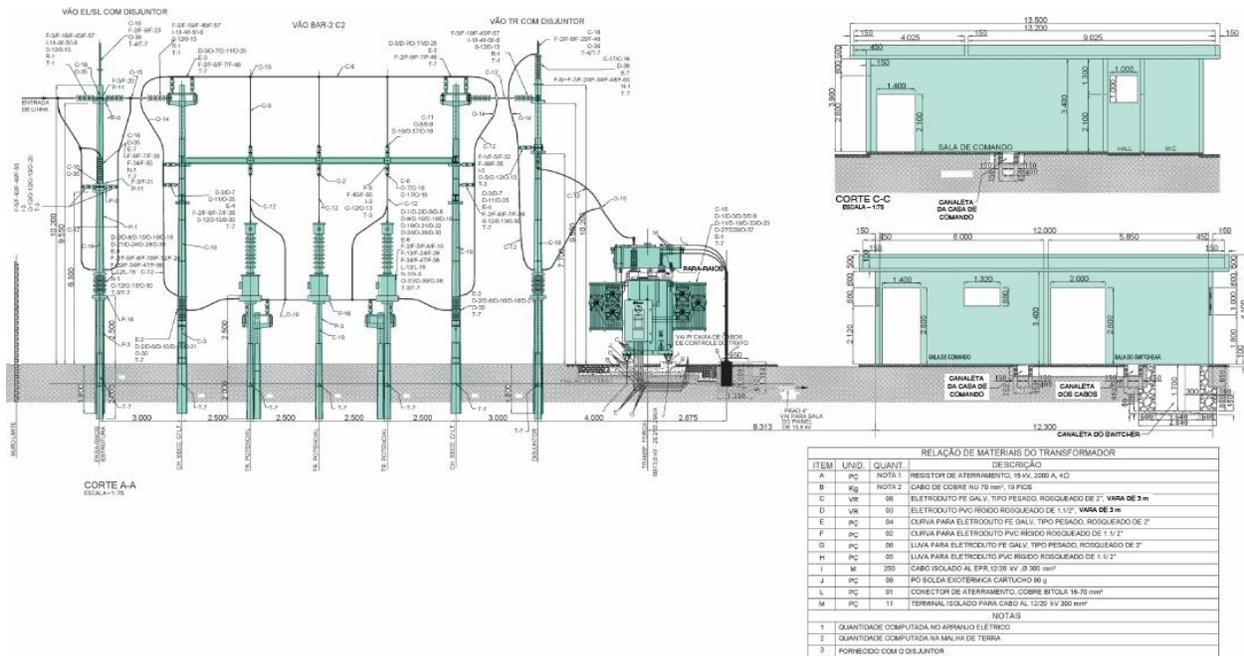


Figura 12.61 Vista lateral da subestação.



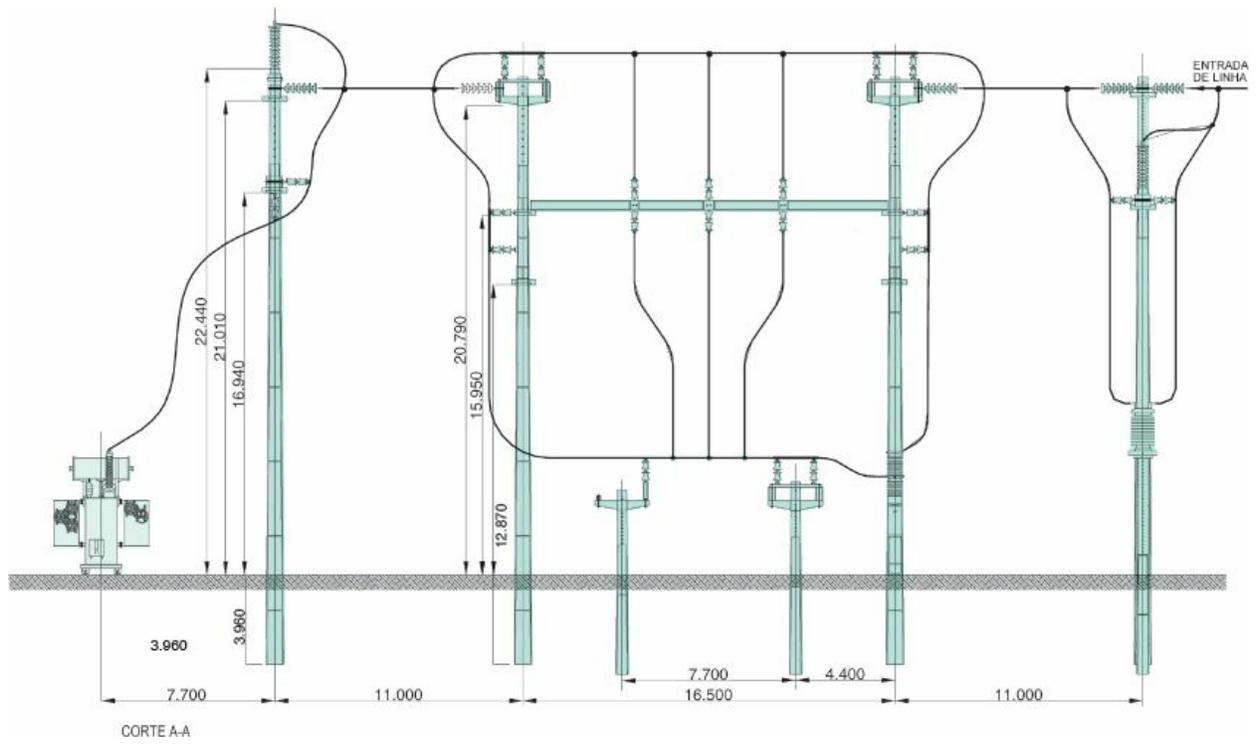


Figura 12.63 Vista lateral da subestação.

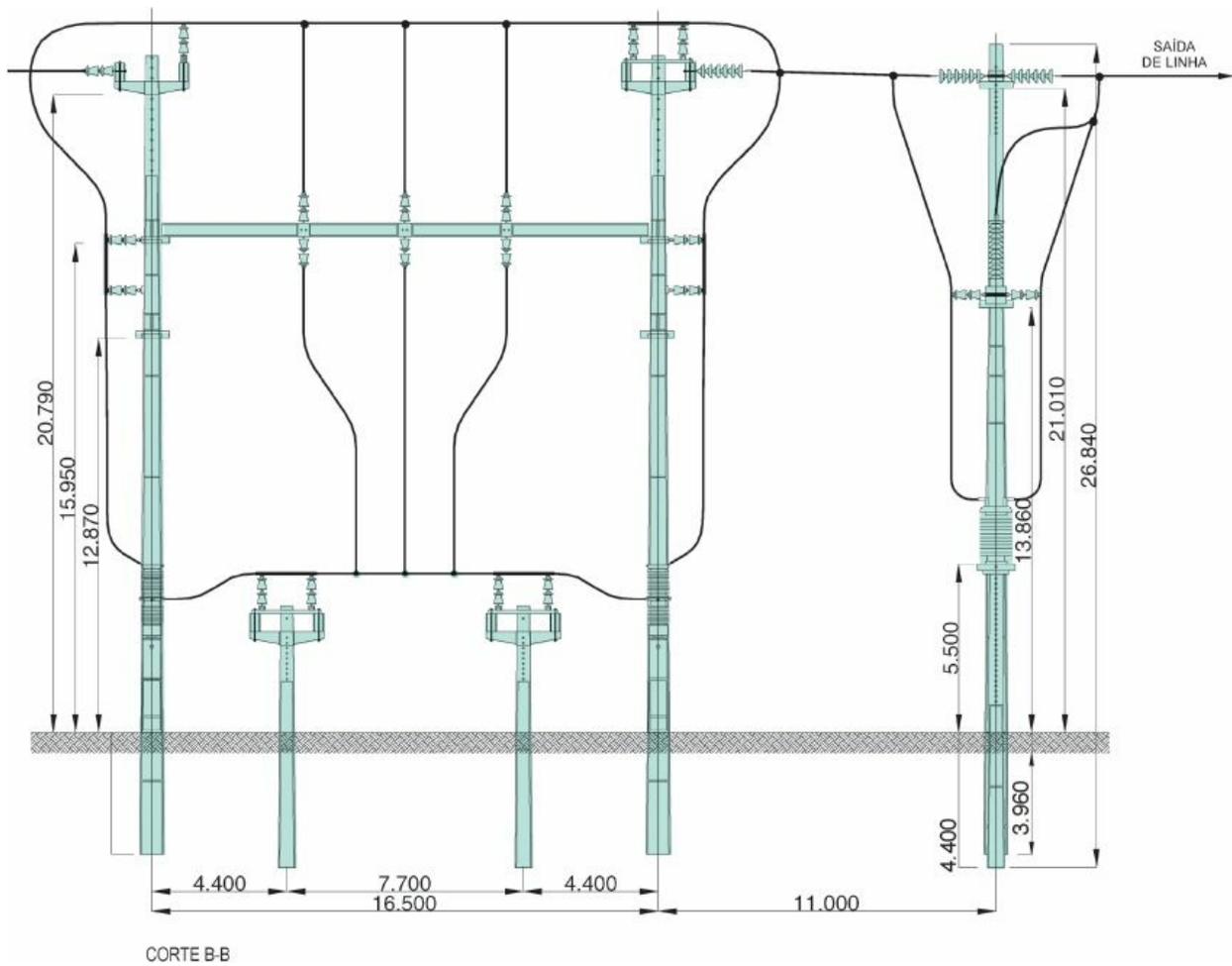
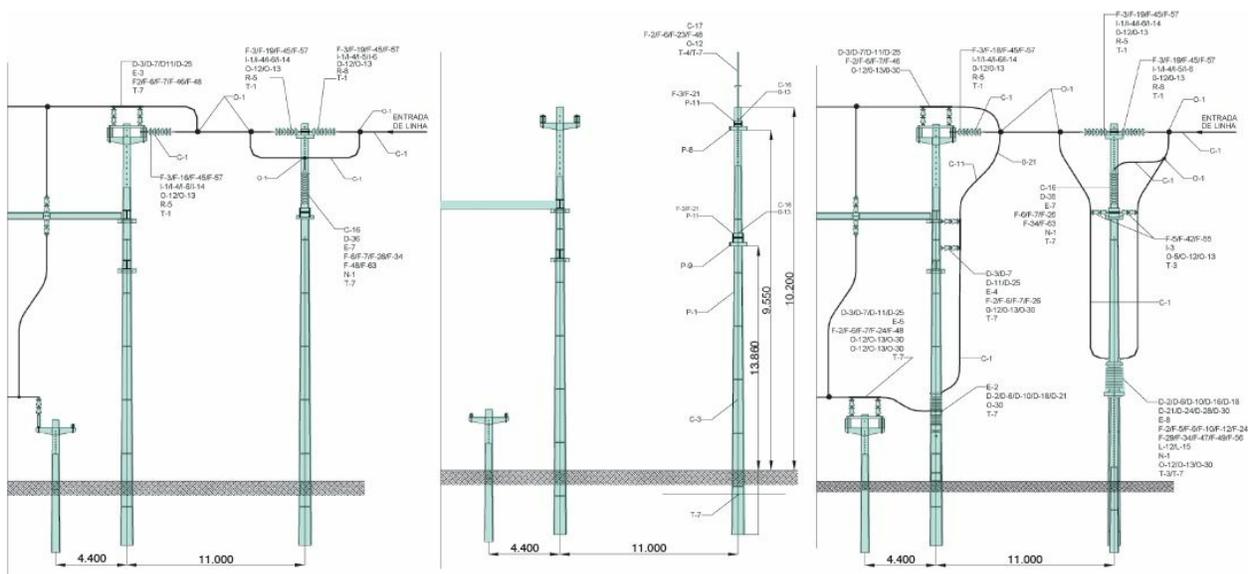


Figura 12.64 Saída de linha de transmissão.



**Figura 12.65** Detalhes de montagem das estruturas do barramento de alta-tensão.

**Tabela 12.14** Relação de material da subestação

RELAÇÃO GERAL DE MATERIAL			
Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
C-12	kg	96	Cabo, NU; 315-A6201-37; 315 mm <sup>2</sup> ; 37F; E-LT-001
C-16	m	33	Cabo, CU ISOL; XLPE; 0,6/1 kV; 70 mm <sup>2</sup> ; D20403
C-18	Um	40	Cabo, Aterr.; Aço-CU; 7X 6AWG; D80502
D-2	Um	07	Eletroduto PVC Ríg.; 1 1/2"; 3 m; D-65101
D-3	Um	03	Eletroduto PVC Ríg.; 1"; 3 m; D-65101
D-6	Uma	09	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D65103
D-7	Uma	05	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1"; D65103
D-10	Uma	22	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D65102
D-11	Uma	10	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1"; D65102
D-16	Uma	01	Caixa, Lig. Retang.; Al Fund; TP/TC; D64105
D-17	Uma	02	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1"; D64125
D-18	Uma	06	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1 1/2"; D64125
D-20	Uma	01	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 1"; D64120
D-21	Uma	06	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 1 1/2"; D64120

D-24	Uma	06	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr.; 1 1/2"
D-25	Uma	06	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr.; 1"
D-28	m	03	Eletroduto Met. Flex. PVC; 1 1/2"; D64150
D-30	Um	09	Conector, Macho-Fixo; Latão; Eletr.; 1 1/2"
D-36	Uma	20	Abraçadeira, UNH; 20 (1/2"); D7; D65520
F-2	Uma	58	Arruela, Quad.; AZ; 50 x 3 x 18 mm; D41003
F-3	Uma	13	Arruela, Quad.; AZ; 50 x 3 x 22 mm; D41003
F-5	Uma	20	Arruela, Quad.; AZ; 28 x 3 x 14 mm; D41001
F-6	Uma	82	Arruela, Red.; AZ; 36 x 3 x 18 mm; D41001
F-7	Uma	44	Arruela, Pressão; AZ; 24 x 4 x 17 mm; D41002
F-10	Uma	04	Cantoneira, AZ; U-50 x 38 x 5 x 310 x 430 mm; D43531
F-12	Uma	02	Cantoneira, CAZ; L-40 x 5 x 250 mm; D43521
F-18	Um	03	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 350; D41009
F-19	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 400; D41009
F-20	Um	02	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 450; D41009
F-21	Um	02	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 500; D41009
F-22	Um	12	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 200; D41010

F-23	Um	02	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 300; D41010
F-24	Um	29	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 300; D41010
F-26	Um	24	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 400; D41010
F-29	Um	04	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 x 250; D41011
F-34	Um	26	Parafuso, Autoatar.; Cab. Cil.; 4,8 x 50; D41032
F-42	Um	06	Parafuso, Rosca Dup.; AZ; 12 x 300; D41029
F-45	Uma	09	Arruela, Red.; AZ; 44 x 5 x 22 mm; D41001
F-46	Um	16	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 450; D41010
F-47	Um	04	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 10 x 50; D41012
F-48	Uma	67	Porca, Quad.; CAZ; M 16 x 2; D-41004
F-49	Uma	16	Porca, Quad.; CAZ; M 12 x 1,5; D-41004
F-55	Uma	03	Arruela, Pressão; AZ; 18 x 3 x 13,5 mm; D41002
F-56	Uma	08	Arruela, Pressão; AZ; 22 x 2 x 12 mm; D41001
F-57	Uma	09	Arruela, Pressão; AZ; 28 x 4 x 22 mm; D41002
F-63	Uma	06	Cantoneira, CAZ; L-75 x 10 x 450 mm; D-43525
I-1	Um	54	Isol., C 8; Disc.; VD; D255; P146; E280; CB; ET500
I-3	Um	12	Isol., C 11; Ped; Porc; 34,5 kV; D355; H368; ET500

I-4	Um	09	Gancho-Bola, Aço ZN; 12000 DAN; D-51019
I-5	Um	03	Conchilha, CAZ; 8000 DAN; D-51012
I-6	Um	09	Olhal, Paraf. M20; Aço ZN; 12000 DAN; D-41005
I-14	Um	06	Concha-Garfo, Aço Zinc.; 12000 DAN; 51013.0
L-12	Uma	02	Réguas, Bornes; Term. BAQ.; 12 Polos; 600 V; 15 A
L-15	Uma	06	Abraçadeira, UNH; 50 (1 1/2"); D10,5; D65520
N-1	Uma	26	Bucha, Náilon; N.B; Paraf. Rosc. Sob.; 4,8 x 50 mm
O-14	Um	06	Conector, Paral.; CA-CU556; TR/DR; D71027
O-15	Um	12	Conector, T; CA 558-CAA 477; TR/DR; D71014
O-20	Um	06	Conector, Sup.; CAA 477; CA 556; TB Al3/4; D71008
O-30	Um	24	Conector, Term.; Reto; 4F; Al/CU; 6-750; D71018
O-35	Um	24	Conector, Fend.; CU; 50-185; 25-185; 71035; FP
O-36	Um	17	Conector, Aterr.; CU; 70-120; D71025
P-1	Um	01	Poste, Conc. DT; 12 m; 1000 DAN; B-1,5; ET-300
P-3	Um	03	Poste, Conc. DT; 4,5 m; 600 DAN; B; ET-300
P-8	Um	01	Anel, Conc.; Triplo; B-3; D31021
P-9	Um	01	Anel, Conc.; Triplo; B-6; D31021

P-11	Uma	02	Viga, Conc.; H/l, 230 x 310 x 7100; D-31005
P-16	Um	03	Suporte, Capitel; B-1; TC/TP; 72,5 kV; D-31030
R-1	Uma	03	Alça, Pref.; Dist; 556,5 CA-477 CAA; D73002
R-9	Um	06	Grampo, ANC.; Term; CA 336,4-795 MCM; D-71031
T-1	Uma	09	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 22 mm; D-80020
T-3	Uma	10	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 14 mm; D-80020
T-4	Uma	01	Haste, Para-raios; L-50 x 6 x 4500 mm; D-15710
T-7	Um	15	PO, Solda; Cartucho 90°; D-820400

### Vão EL/SL com Disjuntor

### RELAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
E-2	Um	01	Disjuntor, 72,5 kV-25 kA; 1250 A; ESE002 Disjuntor, 72,5 kV-31,5 kA; 2000 A; ESE002 SEC, TRIP; 72,5-1250-M-T-AC-HA; ESE004; D01
E-3*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-2000-M-T-AC-HA; ESE004; D01 SEC, TRIP; 72,5-1250-E-T-AC-HA; ESE004; D01 SEC, TRIP; 72,5-2000-E-T-AC-HA; ESE004; D01
E-4*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-VA; ESE004; D02 SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-VA; ESE004; D02

E-5*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-HB; ESE004; D03 SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-HB; ESE004; D03
E-7	Um	03	Para-raios, Estação; 72,5 kV; 10 kA; ET-155
E-8	Um	03	TC, Ext.; 72,5 kV; C1; 200/./1200-5-5A; ESE005 TC, Ext.; 72,5 kV; C3; 2000/./600-5A; ESE005

\*NOTA: Esta seccionadora poderá ser de 1.250 A ou 2.000 A. Manual ou motorizada a critério do projetista.

### Vão Bar-2 C2

#### RELAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
E-6	Um	03	PT, Ext.; C4; 69/1,73; 2 x 115-115/1,73; ESE005

#### RELAÇÃO GERAL DE MATERIAL

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
C-12	kg	09	Cabo, NU; 315-A6201-37; 315 mm <sup>2</sup> ; 37F; E-LT-001
C-18	Um	12	Cabo, Aterr.; Aço-CU; 7X 6AWG; D80502
D-1	Um	01	Eletroduto, PVC; Ríg.; 2"; 3 m; D-65101
D-2	Um	04	Eletroduto, PVC; Ríg.; 1 1/2"; 3 m; D-65101
D-5	Uma	02	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 2"; D65103
D-6	Uma	03	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D65103

D-9	Uma	04	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 2"; D-65102
D-10	Uma	06	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D-65102
D-16	Uma	01	Caixa, Lig.; Retang.; Al Fund.; TP/TC; D64105
D-18	Uma	02	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1 1/2"; D64125
D-19	Uma	02	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 2"; D64125
D-21	Uma	03	Arruela, Sext.; FE NOD.; Eletr.; 1 1/2"; D64120
D-22	Uma	02	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 2"; D64120
D-24	Uma	06	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr. 1 1/2"
D-28	m	03	Eletroduto, Met.; Flex.; PVC; 1 1/2"; D64150
D-30	Um	03	Conector, Macho-Fixo; Latão; Eletr. 1 1/2"
F-2	Uma	12	Arruela, Quad.; AZ; 50 x 3 x 18 mm; D41003
F-5	Uma	08	Arruela, Red.; AZ; 28 x 3 x 14 mm; D41001
F-6	Uma	12	Arruela, Red.; AZ; 36 x 3 x 18 mm; D41001
F-10	Uma	04	Cantoneira, AZ; U-50 x 38 x 5 x 310 x 430 mm; D43531
F-12	Uma	03	Cantoneira, CAZ.; L-40 x 5 x 250 mm; D43521
F-24	Um	12	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 300; D41010
F-29	Um	04	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 x 250; D41011
F-34	Um	06	Parafuso, Autoatar.; Cab. Cil.; 4,8 x 50; D41032

F-47	Um	04	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 10 x 50; D41012
F-48	Uma	12	Porca, Quad.; CAZ; M16 x 2; D-41004
F-49	Uma	04	Porca, Quad.; CAZ; M12 x 1,50; D-41004
F-56	Uma	08	Arruela, Red.; AZ; 22 x 2 x 12 mm; D-41001
L-12	Uma	01	Régua, Bornes; Term. Baq.; 12 Polos; 600 V; 15 A
L-15	Uma	06	Abraçadeira, UNH; 50 (1 1/2"); D10,5; D65520
N-1	Uma	06	Bucha, Náilon; N.8; Paraf. Rosc. Sob.; 4,8 x 50 mm
N-3	Um	01	Disjuntor, Termomag.; 3 P; 10 A; 380 V/5 kA; c/fix
O-2	Um	03	Conector, T; TB; Al 2"; TR; CAA 477 DR; D71012
O-31	Um	03	Conector, Term.; Reto; 2F; Al/CU; 6-750; D71017
O-35	Um	01	Conector, Fend.; CU; 50-185; 25-185; 71035; FP
O-36	Um	01	Conector, Aterr.; CU; 70-120; D71025
P-3	Um	03	Poste, Conc. DT; 4,5 m; 600 DAN; B; ET-300
P-16	Um	03	Suporte, Capitel; B-1; TC/TP; 72,5 kV; D-31030
T-3	Uma	03	Chapa, Curva Aterr.; CAZ; D-14 mm; D-80020
T-7	Um	06	PO, Solda; Cartucho 90°; D-820400

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
E-2	Um	01	Disjuntor, 72,5 kV-25 kA; 1250 A; ESE002 Disjuntor, 72,5 kV-31,5 kA; 2000 A; ESE002
E-4*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-VA; ESE004; 002 SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-VA; ESE004; 002
E-5*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-HB; ESE004; 003 SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-HB; ESE004; 003

\*NOTA: Esta seccionadora poderá ser de 1250 A ou 2000 A. Manual ou motorizada a critério do projetista.

### RELAÇÃO GERAL DE MATERIAL

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
C-7	<sup>k</sup> g	550	Cabo, CU NU; 300 mm <sup>2</sup> ; 37F; MD; D21001
C-12	<sup>k</sup> g	103	Cabo, NU; 315-A6201-37; 315 mm <sup>2</sup> ; 37F; E-LT-001
C-15	m	10	Cabo, CU Isol.; XLPE; 0,6/1 kV; 240 mm <sup>2</sup> ; D20403
C-16	m	33	Cabo, CU Isol.; XLPE; 0,6/1 kV; 70 mm <sup>2</sup> ; D20403
C-18	Um	46	Cabo, Aterr.; Aço-CU; 7X 6AWG; D80502
D-1	Um	03	Eletroduto PVC Ríg.; 2"; 3 m; D-65101
D-2	Um	13	Eletroduto PVC Ríg.; 1 1/2"; 3 m; D-65101
D-3	Um	08	Eletroduto PVC Ríg.; 1"; 3 m; D-65101

D-5	Uma	05	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 2"; D65103
D-6	Uma	12	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D65103
D-7	Uma	08	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1" D65103
D-9	Uma	10	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 2"; D-65102
D-10	Uma	24	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D-65102
D-11	Uma	17	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1"; D-65102
D-14	Uma	01	Caixa, Lig. Ret.; Al; Tipo LL; 1 1/2"; D64102
D-15	Uma	02	Caixa, Lig. Ret.; Al; Tipo T; 1 1/2"; D64102
D-16	Uma	02	Caixa, Lig. Ret.; Al Fund.; TP/TC; D64105
D-17	Uma	02	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1"; D64125
D-18	Uma	09	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1 1/2"; D64125
D-19	Uma	03	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 2"; D64125
D-20	Uma	02	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 1"; D64120
D-21	Uma	09	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 1 1/2"; D64120
D-22	Uma	03	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 2"; D64120
D-23	Uma	06	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr. 2"
D-24	Uma	09	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr. 1 1/2"

D-25	Uma	07	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr. 1"
D-27	m	03	Eletroduto Met. Flex.; PVC; 2"; D64150
D-28	m	05	Eletroduto Met. Flex. PVC; 1 1/2"; D64150
D-29	Um	10	Conector, Macho-Fixo; Latão; Eletr. 2"
D-30	Um	09	Conector, Macho-Fixo; Latão; Eletr. 1 1/2"
D-36	Uma	26	Abraçadeira, UNH; 20 (1/2"); D7; D65520
D-37	Um	01	Cabeçote, Baq.; Eletr./Cx. Med.; 1"; D43510
D-41	Uma	02	Luva; Redução; Eletr. PVC; 2 x 1 1/2"
D-42	Uma	01	Caixa, Deriv.; Liga Al.; T; Eletr.; 2"; D64102
F-1	Uma	18	Arruela, Quad.; AZ; 38 x 3 x 14 mm; D41003
F-2	Uma	102	Arruela, Quad.; AZ; 50 x 3 x 18 mm; D41003
F-3	Uma	10	Arruela, Quad.; AZ; 50 x 3 x 22 mm; D41003
F-5	Uma	34	Arruela, Quad.; AZ; 28 x 3 x 14 mm; D41001
F-6	Uma	150	Arruela, Red.; AZ; 36 x 3 x 18 mm; D41001
F-7	Uma	110	Arruela, Pressão; AZ; 24 x 4 x 17,5 mm; D41002
F-10	Uma	08	Cantoneira, AZ; U-50 x 38 x 5 x 310 x 430 mm; D43531
F-12	Uma	10	Cantoneira, CAZ; L-40 x 5 x 250 mm; D43521

F-18	Um	03	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 350; D41'009
F-19	Um	03	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 400; D41'009
F-20	Um	02	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 450; D41'009
F-21	Um	02	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 x 500; D41'009
F-22	Um	03	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 200; D41010
F-23	Um	07	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 300; D41010
F-24	Um	65	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 300; D41010
F-26	Um	12	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 400; D41010
F-29	Um	08	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 x 250; D41011
F-30	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 x 300; D41011
F-31	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 x 350; D41011
F-34	Um	38	Parafuso, Autoatar.; Cab. Cil.; 4,8 x 50; D41032
F-40	Um	06	Parafuso, Rosca Dup.; AZ; 12 x 400; D41029
F-41	Um	24	Parafuso, Rosca Dup.; AZ; 16 x 300; D41028
F-45	Uma	06	Arruela, Red.; AZ; 44 x 22 mm; D41001
F-46	Um	16	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 x 450; D41010
F-47	Um	08	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 10 x 50; D41012

F-48	Uma	111	Porca Quad.; CAZ; M16 x 2; D41004
F-49	Uma	26	Porca Quad.; CAZ; M12 x 1,50; D-41004
F-55	Uma	09	Arruela, Pressão; AZ; 18 x 13 x 13,5 mm ; D41002
F-56	Uma	16	Arruela, Red.; AZ; 22 x 2 x 12 mm; D41001
F-57	Uma	06	Arruela, Pressão; AZ; 28 x 4 x 22 mm; D41002
F-63	Uma	06	Cantoneira, CAZ; L-75 x 10 x 450 mm; D-43525
I-1	Um	36	Isol, C 8; DISC; VD; D255; P146; E280; CB; ET500
I-2	Um	18	Isol, C 6; DISC; V/P; D175; P140; E180; GO; ET500
I-3	Um	12	Isol, C 11; PED; Porc; 34,5 kV; D355; H368; ET500
I-4	Um	06	Gancho-Bola, Aço ZN; 12000 DAN; D-51019
I-6	Um	06	Olhal, Paraf. M20; Aço ZN; 12000 DAN; D-41005
I-6	Um	06	Olhal, Paraf. M20; Aço ZN; 12000 DAN; D-41005
I-8	Um	06	Olhal, Paraf. M16; Aço ZN; 5000 DAN; D-41005
I-10	Uma	12	Manilha, Aço ZN; 16 mm; 12000 DAN; D-51011
I-12	Um	03	Isol, C10; PED; Porc; 15 kV; D203; H254; ET500
I-13	Um	06	Cavalete, Aço ZC; 12000 DAN; D-51030
I-14	Um	06	Concha-Garfo, Aço Zinc.; 12000 DAN; 51013.0

L-1	Uma	04	Abraçadeira, UNH; 60 (2"); D = 10,5; D65520
L-12	Uma	04	Régua, Bornes; Term Baq; 12 Polos; 600 V; 15 A
L-15	Uma	08	Abraçadeira, UNH; 50 (1 1/2"); D = 10,5; D65520
N-1	Uma	38	Bucha, Náilon; N.8; Paraf. Rosc. Sob.; 4,8 x 50 mm
N-6	Uma	03	Cobertura, 15 kV; 50-185 mm <sup>2</sup> ; MVLC-18 Raychem
N-7	Um	03	Protetor, Fibra Vidro; Terminal Relig./Disj.
N-9	Uma	03	Protetor, Fibra Vidro; Terminal Trafo 1
O-5	Um	06	Conector, Sup.; CAA 266; Tubo 3/8-1 12"; 71008
O-10	Um	12	Conector, Paral.; CU; 2 x 300 mm <sup>2</sup> ; TR/DR; D710260
O-14	Um	12	Conector, Paral.; CA-CU; 556; TR/DR; D71027
O-15	Um	03	Conector, T; CA 556-CAA 477; TR/DR; D71014
O-20	Um	06	Conector, Sup.; CAA 477; CA 556; TB AI 3/4; D71008
O-23	Um	18	Conector, T; CU; 240-300 TR/DR; D71015
O-26	Um	03	Conector, Sup.; CU; 2 x 300 mm <sup>2</sup> ; D71057
O-28	Um	09	Conector, Espaçador; CU; 2 x 300 mm <sup>2</sup> ; D71058
O-30	Um	54	Conector, Term.; Reto; 4F; AI/CU; 6-750; D71018
O-31	Um	06	Conector, Term.; Reto; 2F; AI/CU; 6-750; D71017

O-35	Um	45	Conector, Fend.; CU; 50-185; 25-185; 71035; FP
O-36	Um	35	Conector, Aterr.; CU; 70-120; D71025
P-1	Um	02	Poste, Conc. DT; 12 m; 1000 DAN; B-1,5; ET-300
P-3	Um	03	Poste, Conc. DT; 4,5 m; 600 DAN; B; ET-300
P-8	Um	02	Anel, Conc.; Triplo; B-3; D31021
P-9	Um	02	Anel, Conc.; Triplo; B-6; D31021
P-11	Uma	02	Viga, Conc.; H/l, 230 x 310 x 7100; D-31005
P-16	Um	03	Suporte, Capitel; B-1; TC/TP; 72,5 kV; D-31030
R-9	Um	06	Grampo, Anc.; Term.; CA 336,4-795 MCM; D-71031
R-10	Um	12	Grampo, Anc.; Term.; CU; 240-500; D-71030
T-1	Uma	06	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 22 mm; D-80020
T-2	Uma	06	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 22 mm; D-80020
T-3	Uma	11	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 14 mm; D-80020
T-4	Uma	02	Haste, Para-raios; L-50 x 6 x 4500 mm; D-15710
T-7	Um	30	PO, Solda; Cartucho 90°; D-820400

---

## Vão TR com Disjuntor

### RELAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Ref.	Unid.	Quantidade	Descrição do Material
			Trafo, Pot.; C3; 10/12, 5/15 MVA; C/C; ESE001
E-1	Um	01	Trafo, Pot.; C4; 20/26, 6/33,2 MVA; C/C; ESE001 Disjuntor, 72,5 kV-25 kA; 1250 A; ESE002
E-2	Um	01	Disjuntor, 72,5 kV-31,5 kA; 2000 A; ESE002 SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-VA; ESE004; D02
E-4*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-VA; ESE004; D02 SEC, TRIP; 72,5-1250-M-AC-HB; ESE004; D03
E-5*	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-HB; ESE004; 003
E-7	Um	03	Para-raios, Estação; 72,5 kV; 10 kA; ET-155 TC, Ext.; 72,5 kV; C1; 200/./1200-5-5A; ESE005
E-8	Um	03	TC, Ext.; 72,5 kV; C3; 2000/./600-5A; ESE005
E-18	Um	03	TC, Ext.; 15 kV; CA; 800/./2000-5-5A; ESE007 SEC, TRIP; 72,5-2000-M-AC-HA; ESE004; D01
E-26	Uma	01	SEC, TRIP; 72,5-2000-E-AC-HA; ESE004; D01 Disjuntor, 15 kV; C2; 1250 A; 16 kA; S/R; ESE003
E-28	Um	01	Disjuntor, 15 kV; C2; 1250 A; 16 kA; C/R; ESE003 SEC, TRIP; 15 kV; C 4A; 2000 A; HLMASLT; ESE006

E-29	Uma	01	SEC, TRIP; 15 kV; C 5A; 2000 A; HLMOSLT; ESE006
E-30	Uma	06	SEC, UNIP; 15 kV; C 9V; 2000 A; WMASLT; ESE006

\*NOTA: Esta seccionadora poderá ser de 1250 A ou 2000 A. Manual ou motorizada a critério do projetista.

### RELAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Ref.	Unid.	Quant.	Descrição do Material
C-12	kg	26	Cabo, NU; 315-A6201-37; 315 mm <sup>2</sup> ; 37F; E-LT-001
C-18	Um	2,5	Cabo, Aterr.; Aço-CU; 7X 6AWG; D80502
D-1	Um	01	Eletroduto PVC Ríg.; 2"; 3 m; D-65101
D-2	Um	02	Eletroduto PVC Ríg.; 1 1/2"; 3 m; D-65101
D-3	Um	02	Eletroduto PVC Ríg.; 1"; 3 m; D-65101
D-5	Uma	01	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 2"; D65103
D-6	Uma	06	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D65103
D-7	Uma	03	Curva, 90°; Eletr. PVC Ríg.; 1"; D65103
D-9	Uma	01	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 2"; D-65102
D-10	Uma	06	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1 1/2"; D-65102
D-11	Uma	05	Luva, Eletr. PVC Ríg.; 1"; D-65102
D-18	Uma	03	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 1 1/2"; D64125

D-19	Uma	01	Bucha, Baquel; Sext.; Fix. Eletr.; 2"; D64125
D-21	Uma	03	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 1 1/2"; D64120
D-22	Uma	01	Arruela, Sext.; FE NOD; Eletr.; 2"; D64120
D-25	Uma	04	União, Macho-Fêmea; Aço ZN; Eletr.; 1"
F-1	Uma	06	Arruela, Quad.; AZ; 38 3 3 3 14 mm; D41003
F-2	Uma	34	Arruela, Quad.; AZ; 50 3 3 3 18 mm; D41003
F-5	Uma	30	Arruela, Quad.; AZ; 28 3 3 3 14 mm; D41001
F-6	Uma	34	Arruela, Red.; AZ; 36 3 3 3 18 mm; D41001
F-7	Uma	34	Arruela, Pressão; AZ; 24 3 4 3 17,5 mm; D41002
F-23	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 20 3 250; D41010
F-24	Um	17	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 3 300; D41010
F-26	Um	12	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 16 3 400; D41010
F-27	Um	24	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 3 50; D41011
F-30	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 3 300; D41011
F-31	Um	06	Parafuso, Cab. Quad.; AZ; 12 3 350; D41011
F-48	Uma	06	Porca, Quad.; CAZ; M16 3 2; D-41004
F-49	Uma	06	Porca, Quad.; CAZ; M12 3 1,50; D-41004
F-55	Uma	03	Arruela Pressão; AZ; 18 3 3 3 13,5 mm; D41002

I-3	Um	06	Isol, C11; PED; Porc; 34,5 kV; D355; H368; ET500
I-9	Um	03	Distanciador; Isol; 220 3 120 mm; CAZ; D-51040
0-7	Um	03	Conector, Sup.; TB Al 1 1/4"; D71006
0-20	Um	03	Conector, Sup.; CAA 477; CA 556; TB AL3/4; D71008
0-29	Um	03	Conector, Emenda; Al; 1/4" CA 556,5; D71005
0-30	Um	18	Conector, Term.; Reto; 4F; Al/CU; 6-750; D71018
0-35	Um	12	Conector, Fend.; CU; 50-185; 25-185; 71035; FP
0-36	Um	08	Conector, Aterr.; CU; 70-120; D71025
T-2	Uma	03	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 18 mm; D-80020
T-3	Uma	03	Chapa, Curva; Aterr.; CAZ; D = 14 mm; D-80020
T-7	Um	08	PO, Solda; Cartucho 90°; D-820400

---