

# 12

## Projeto de uma Subestação Abaixadora

### 12.1 Generalidades

Normalmente as concessionárias de serviço público de eletricidade estabelecem limites de carga para o abastecimento dos consumidores em tensão secundária, ou baixa tensão. Para alimentação de cargas cuja soma seja superior a estes limites, há necessidade de instalação de uma subestação abaixadora, a qual deve obedecer aos padrões estabelecidos pela Concessionária, para que possa ser aprovada. A entrada será em alta tensão acima de 11,9 ou 13,2 kV, podendo, dentro de critérios locais, chegar a 69 kV sem entrar em subestações de alto nível de complexidade e proteção. De acordo com a ANEEL,<sup>1</sup> na sua Seção V, parágrafos 12 e 13, temos a orientação de que compete à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, observando os critérios de tensão quanto à carga instalada e seus limites superiores para a escolha da tensão: secundária em rede aérea para cargas instaladas, tensão igual ou inferior a 75 kW, e em sistemas subterrâneos até o limite-padrão de atendimento da distribuidora, e; primária e inferior a 69 kV quando superior a 75 kW e demanda a ser contratada igual ou inferior a 2 500 kW; e primária igual ou superior a 69 kV quando a demanda for superior a 2 500 kW. São muito comuns demandas acima de 75 kW e, por conta disso, é exigida a instalação de subestação abaixadora. A tensão de entrada mais usual é de 13,8 kV. Por se tratar de uma instalação de alta tensão, devem ser observadas as exigências definidas na NR10,<sup>2</sup> que aponta critérios claros e obrigatórios para os projetos elétricos, em particular aqueles mais ameaçadores à segurança: a alta tensão. A NBR 14039:2005<sup>3</sup> também deve ser considerada para a elaboração do projeto. Todos devem se conscientizar, desde o nível de projeto até a operação, de que essa é uma instalação perigosa. Os tipos construtivos de subestações abaixadoras, nosso caso aqui, podem ser vistos, em particular, na NBR 14039:2005, que no Capítulo 9 apresenta as classificações como: “de superfície e acima” (aérea) – mais comum no nosso caso, ou “abaixo do solo” (subterrânea). As subestações abaixadoras são classificadas como “Subestações de Distribuição” e no nosso caso aqui como “Abrigadas”, definidas como uma combinação de sistemas de comutação, controle e de equipamentos dispostos a reduzir a tensão.

O estudo completo de uma subestação foge ao objetivo deste livro. Todavia, vamos apresentar o desenvolvimento de um projeto que nos conduza ao detalhamento de uma subestação abaixadora de pequeno porte (300 kVA), com equipamentos mais novos<sup>4</sup> para que tenhamos uma visão global do assunto.

### 12.2 Componentes de uma Subestação Abaixadora

#### 12.2.1 Protetores de descargas atmosféricas

Os para-raios são também equipamentos responsáveis pela segurança das instalações e atuam durante uma súbita elevação do valor de tensão nominal da rede de distribuição por ocasião de uma descarga atmosférica. Os raios e chaveamento de equipamentos por vezes causam essa sobretensão ou descargas. Sua construção resistiva não linear se comporta como um

“curto-circuito” para a “terra” quando a tensão na linha passa dos limites estabelecidos por projeto como “segura” e faz o “excesso” de energia ser desviado para outro local – o solo.

### **12.2.2 Chaves de seccionamento**

São os dispositivos que em geral são operados SEM carga, ou seja, sem corrente elétrica em suas lâminas e conexões. Possuem normalmente comando simultâneo das três lâminas – ou fases – através de varas e sistemas mecânicos articulados por pivôs isolados das partes energizadas ou através de varas de manobra quando projetadas para acionamento individualizado. Nesse caso o chaveamento dos circuitos se faz individualmente ou fase a fase do circuito. Diferentemente das chaves de linhas aéreas, elas possuem mais recursos mecânicos e, por questões de segurança e operação, devem ser sempre especificadas como manobra simultânea das lâminas.

### **12.2.3 Disjuntores**

São os equipamentos responsáveis pelas manobras de sistema, interrompendo ou restabelecendo a carga dos circuitos ou da instalação geral. Essas manobras são por conta de operação ou proteção contra defeitos. Podem ter como seu meio isolante óleo, ar, vácuo, ou ainda gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>). Normalmente, e por serem de atuação muito rápida, possuem dispositivos de acúmulo de energia tipo mola, ou pistões para promover a mudança de estado de seus contatos. Essa mudança, acontecendo muito rapidamente, garante o menor tempo de submissão térmica aos contatos causada pela corrente elétrica da carga. Podem atuar por comando manual – efetuado pelo operador – ou por elementos de proteção. Esses elementos podem ser diretos ou indiretos.

### **12.2.4 Protetores de circuitos**

São os dispositivos responsáveis pela garantia da qualidade de fornecimento de energia e da integridade de operação dos circuitos e equipamentos que vêm em seguida. As proteções podem ser classificadas na sua forma de sensibilização: pelas grandezas elétricas primárias e pelas grandezas secundárias. As grandezas elétricas são levadas aos dispositivos; a partir daí a proteção atua sobre os dispositivos de manobras dos equipamentos. Os relés de proteção podem ser PRIMÁRIOS (acionados diretamente pela corrente do circuito) e SECUNDÁRIOS (acionados pela imagem da corrente do circuito). O uso de transformadores de corrente é o caso típico do segundo tipo citado. A velocidade de atuação dessas proteções, assim como os níveis de sensibilidade, é definida pelos ajustes do equipamento, e seu monitoramento deve ser efetuado periodicamente como princípio de garantia da proteção das suas instalações e de seus operadores. Por questão de garantia de operação e confiabilidade de ajustes, os relés de proteção que atuam pelas grandezas primárias estão sendo vetados de acordo com as novas normas de instalações, sendo recomendada a substituição dos existentes tão logo quanto possível.

### **12.2.5 Transformadores de força**

Os transformadores são os equipamentos responsáveis pela conversão da energia elétrica recebida em média/alta tensão para baixa. São equipamentos que, pelo seu custo, têm tido atenção especial quanto aos estudos de depreciação de seus componentes e de seu meio isolante. As características dos enrolamentos, do isolamento das partes energizadas, assim como das buchas de entrada e saída, são cada vez mais difundidas e padronizadas entre os diversos fabricantes. O uso de transformadores a seco, a base de isolamento tipo epóxi, está cada vez mais difundido sobre o tradicional isolamento a óleo e deve ser o tema escolhido para o nosso projeto.

### **12.2.6 Cabos de força**

Os cabos de força são os equipamentos responsáveis pela chegada e envio da energia elétrica dentro das suas instalações, quando essa tem que passar por lugares em que o espaço de isolamento aéreo é limitado, ou a proximidade com pessoas e animais mostra comprometimento de sua segurança. Podem ser instalados por meios aéreos ou subterrâneos, isolados ou semi-isolados. Da mesma forma, eles são também elementos limitados e completos, uma vez que têm necessidade de serem testados quanto a sua condição de isolamento elétrico. Os condutores de força, sempre que afetos a subestações subterrâneas, passam protegidos mecanicamente por condutos ou envelopes de concreto. Nesses casos, todas as entradas e saídas de condutos devem ser obturadas de maneira a assegurar a estanqueidade da subestação.

## 12.2.7 Cabine de medição

As cabines são os dispositivos usados pelo consumidor para garantir que a energia elétrica fornecida será medida dentro de arranjos elétricos preestabelecidos, e que a sua inviolabilidade será alcançada. Nela são encontrados equipamentos como os citados anteriormente, além dos sistemas de medição de energia do concessionário local. Os medidores de energia também ali são instalados, tendo como “acessos” apenas alguns elementos restritos.

## 12.2.8 Isoladores e condutores

Os isoladores, muitas vezes relegados a simples acessórios de montagem, são responsáveis pelo isolamento das partes energizadas a massa. Esses equipamentos, normalmente fabricados em porcelana, às vezes em resina, determinam o nível de “qualidade” final da instalação quando analisamos sua colaboração para as correntes de fuga por que passam eles.

## 12.2.9 Alvenaria e edícula de abrigo

A instalação pode ficar abrigada dentro de prédios, ou em edícula, específicos para esse fim, como já comentado. Quando em montagem de plataformas ou postes, as condições de projeto são alteradas e devem sempre atender as considerações mínimas das normas em vigor. Alvo de agressão, quando falamos na infraestrutura de apoio civil, tanto das condições atmosféricas como das agressões externas causadas até por vandalismo, esse componente da instalação elétrica também é merecedor de manutenção. Infiltrações e facilitação de acessos a estranhos e animais pequenos são consequências da falta de manutenção em edículas, enquanto corrosão acelerada e depósito de resíduos são consequências das instalações expostas ao tempo do tipo “plataforma”. Os para-raios da edícula também são alvo de atenção quando da formação de um plano de manutenção. Sua resistência de terra e suas ligações são objetos de grande importância.

## 12.3 Critérios Iniciais para Projetos em Alta Tensão

O projeto de uma subestação abaixadora, ainda que corriqueira em nosso dia a dia, segue algumas premissas e requisitos, pontos essenciais como segurança em projeto e atendimento a regulamentações de concessionários. Aqui vamos destacar para o projeto a entrada de energia, o estudo das cargas, dados complementares, demanda provável e finalmente o exemplo de um projeto.

### 12.3.1 Entrada de energia

#### 12.3.1.1 Ramal aéreo

Quando a opção é feita por ramal aéreo, como alimentação ou entrada de energia, algumas regras devem ser observadas como citado no início deste tópico. Para os centros urbanos, redes de energia são sempre perigo à vida. Assim, a NBR 5434,<sup>5</sup> norma específica deste assunto, traz algumas considerações e práticas que devem ser seguidas. As distâncias que se seguem entre circuitos de diversas concessionárias devem ser respeitadas, e são dadas pela Tabela 12.1.

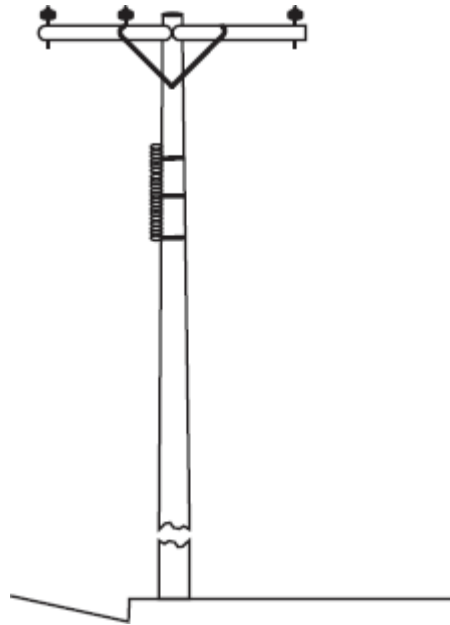
O afastamento entre circuitos de alta e baixa tensão são aqui claros, e de, no mínimo, 80 a 100 centímetros, dependendo do nível de tensão primária de alimentação – 13,8 ou 34,5 kV, sempre pelo limite superior, como mostrado no desenho acima.

Já o afastamento de prédios, paredes, alvenarias, janelas e acessos pelo ser humano, a norma apresenta outras tabelas de afastamento que definem o espaço geométrico descrito nas Figuras 12.1, 12.2, 12.3 e 12.4. A norma é detalhada, mas para distâncias de segurança aproximadas e conservadoras temos: A = 3 200 mm e B = 2 500 mm (Figura 12.2). A = 1 200 mm e B = 1 000 mm (Figura 12.3). Para distâncias menores e particularidades, a norma trata com mais atenção e detalhes.

**Tabela 12.1** Afastamentos mínimos em milímetros

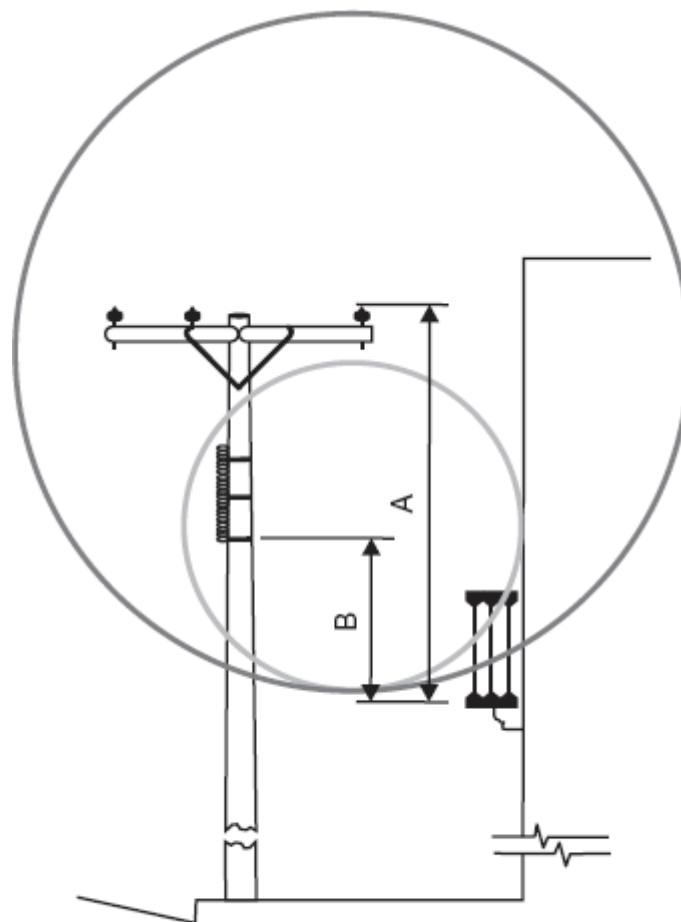
Tensão (kV)	a	b	c	$k \leq 2\,500$		$k > 2\,500$		e	g	h	i	j
				d	f	d	f					
13,8	150	500	800					150	800	800	200	600
				350	150	500	200					
34,5	150	700	900					250	1 000	900	200	600

**Nota:** No caso de cotas mínimas entre diferentes níveis de cruzeta, os valores devem ser mantidos também entre partes energizadas, independentemente do tipo de estrutura.



Poste típico para rede aérea.

**Figura 12.1**



Afastamento vertical entre o piso da sacada e os condutores

A Figura 12.4 mostra que essas distâncias são compatíveis com a NR 10, já citada, no que diz respeito a zonas de riscos – perigo de morte por descarga elétrica, de alta tensão (cor mais clara em círculo preenchido) e zona controlada – perigo de morte por descuido e proximidade (cor mais escura em círculo preenchido).

**Figura 12.2**

### 12.3.1.2 Ramal subterrâneo

Quando a opção é feita por ramal subterrâneo, não há normas específicas da ABNT sobre isso, mas as concessionárias são exímias e nesse ponto. Os padrões de orientação ao consumidor assim são essenciais.

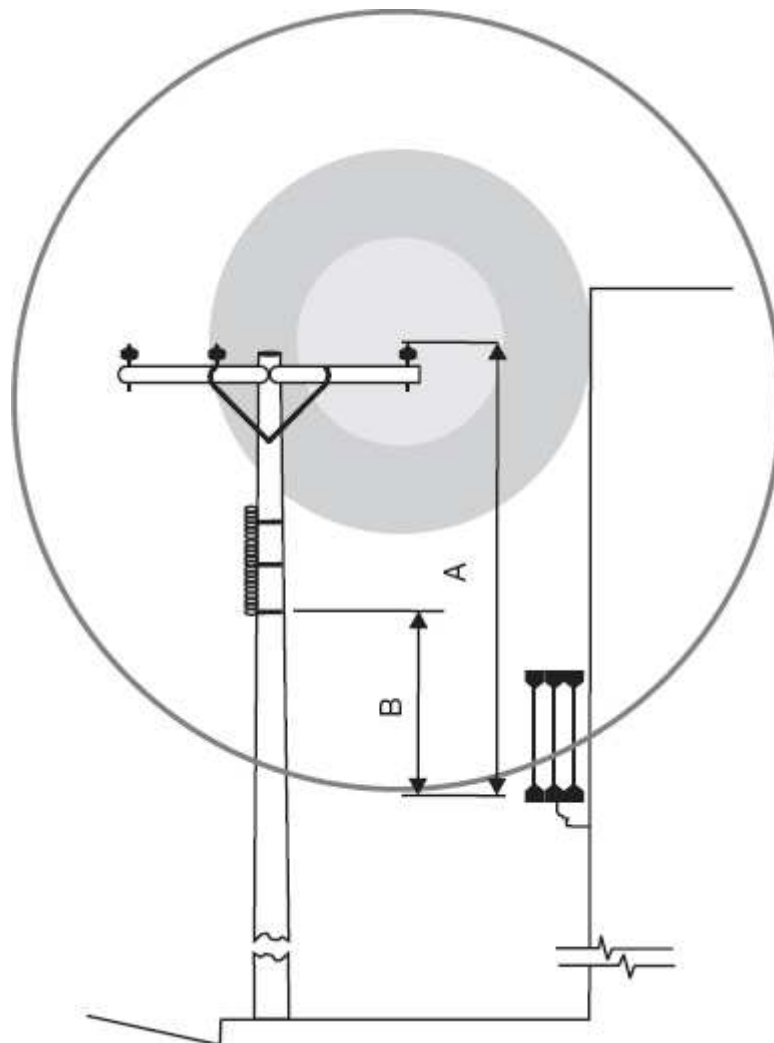
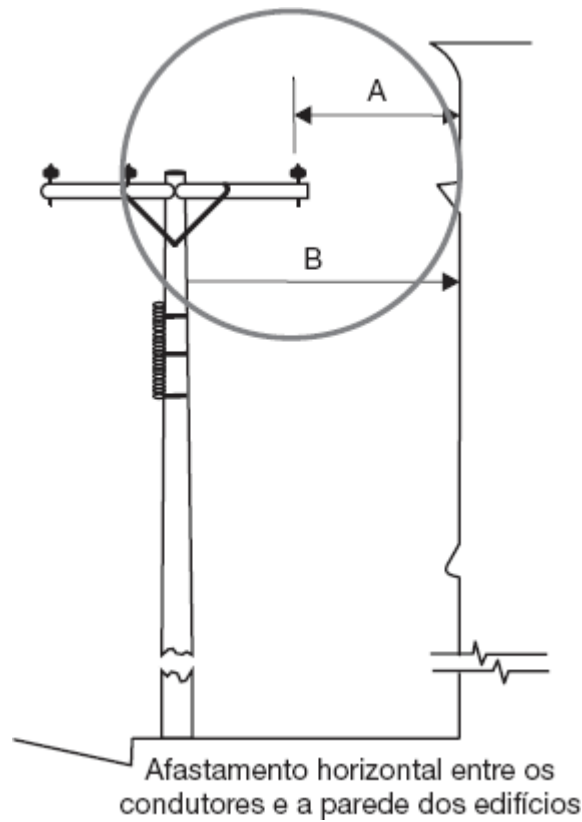


Figura 12.3

## Figura 12.4

Algumas recomendações são essenciais, por conta das normas existentes:

1. proteção mecânica dos cabos de energia do ponto de saída do concessionário até a ligação na subestação propriamente dita;
2. proteção dos outros circuitos de concessionários outros, caso existentes, contra danos que a energia elétrica possa acarretar a eles;
3. pela análise de riscos de falhas pode ser interessante a previsão de um cabo de reserva, mas deve ser muito bem justificada.

### 12.3.2 Estudo das cargas

Depois de desenvolvido o projeto completo de baixa tensão, conforme foi estudado em outros capítulos, devemos fazer um estudo das cargas, para ser decidido como serão a entrada de energia e o tipo de medição, que poderá ser em alta ou baixa tensão.

No caso de prédios de um só consumidor, será mais normal a medição em alta tensão; no caso de vários consumidores instalados no prédio, a medição poderá ser em baixa tensão, dentro dos padrões do concessionário.

Para consumidores especiais, para quem a segurança tem importância capital, podem ser instalados, em combinação com a subestação abaixadora, um ou mais grupos geradores de emergência, que fornecem energia em baixa tensão para um quadro de reversões, de onde parte a alimentação das cargas essenciais.

### 12.3.3 Dados complementares

São indispensáveis os seguintes dados mínimos para o projeto de uma subestação de entrada:

- Tipo de prédio: residencial, comercial, industrial etc.;
- Carga demandada em kVA da instalação;
- Decisão sobre o número e potência dos transformadores;
- Previsão do local no subsolo ou pavimento térreo do prédio, com os requisitos indispensáveis à segurança: longe de instalações de gás, não haver tubulações de água ou esgoto dentro da cabina de alta tensão, aberturas para ventilação de acordo com as exigências da Concessionária, portas de entrada amplas e abrindo para fora etc.;
- Planta da subestação;
- Planta de situação do prédio e localização da subestação;
- Localização do poste da Concessionária onde se fará a ligação, e do itinerário do ramal de entrada;
- Nível de curto-circuito no local (fornecido pela Concessionária);
- Tensão do ramal e classe de isolamento dos equipamentos;
- Tapes de ligações dos transformadores etc.;
- Deve haver um circuito auxiliar para apoio ao combate a incêndio, que deverá estar localizado na portaria de entrada da edificação.

### 12.3.4 Cálculo da demanda provável

Para consumidor não industrial, a demanda provável é a soma das diversas parcelas, de acordo com o tipo de carga, sendo muito prudente que o projetista seja informado das particularidades do consumidor, como, por exemplo, a entrada e a saída de cargas de potência elevada.

Podemos considerar as seguintes parcelas em kW e kVA:

$$D(\text{kVA}) = d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + d_5 + d_6$$

$d^1$  = demanda das potências de iluminação e tomadas em kW (ver Tabela 3.20);

$d^2$  = demanda dos aparelhos de aquecimento (chuveiros, aquecedores, fornos, fogões etc.) em kW, conforme a Tabela 11.5;

$d_3$  = demanda dos aparelhos de ar-condicionado, conforme as Tabelas 11.6 e 11.7;

$d^4$  = demanda das unidades centrais de ar-condicionado calculada a partir das correntes máximas totais fornecidas pelos fabricantes e com fatores de demanda de 100%;

$d_5$  = demanda de todos os motores elétricos e máquinas de solda tipo motor gerador, conforme as Tabelas 11.8 e 11.9;

$d_6$  = demanda individual das máquinas de solda a transformador, conforme a Tabela 11.10.

### Consumidor industrial

Multiplicar a potência instalada pelos fatores aplicáveis a cada tipo de indústria (ver Fatores de Demanda Específicos da Concessionária Local).

## 12.4 Exemplo de Projeto de Subestação

Para exemplo, vamos considerar uma edificação com a seguinte carga instalada:

Carga instalada de pontos de luz e de tomadas: 86,4 kW

Carga instalada de força:

- elevadores:  $2 \times 10,0$  cv
- cozinha: 2,5 cv + 8,0 kW
- laboratório: 2,5 cv
- bomba-d'água: 7,5 cv

Ar condicionado central:

- Chiller:  $2 \times 92,5$  kW (1 de reserva)
- bomba-d'água gelada: 8,0 cv
- bomba-d'água da torre: 8,0 cv
- fan-coils (total): 60,0 cv ( $20 \times 2,0$  cv +  $4 \times 5,0$  cv)

### 12.4.1 Cálculo da demanda provável

Para o cálculo da demanda provável, temos as seguintes parcelas:

$d_1$  = demanda de luz e tomadas (Tabela 3.20 — assemelhando a escritório)

até 20 kW	— 80%	— 16,0 kW
restantes 66,4 kW	— 70%	— 46,2 kW
	Soma	62,2 kW

$d_2$  = demanda da cozinha (aquecimento): 5 kW

$d_4$  = demanda do ar-condicionado: Chiller:

Chiller:	$1 \times 92,5$ kW	92,5 kW
bombas:	$2 \times 8,0$ cv = $2 \times 10,4$	20,8 kVA
fan-coils:	$20 \times 2,6 + 4 \times 6,5$	78,0 kVA
		<hr/> 191,3 kVA

$d^5$  = demais motores:

2 elevadores:	$2 \times 9,2 \times 0,9$	16,5 kVA
bomba-d'água:		7,4 kVA
cozinha e laboratório:	$5,4 \times 0,8$	4,3 kVA
		<hr/> 28,2 kVA

Demanda total:

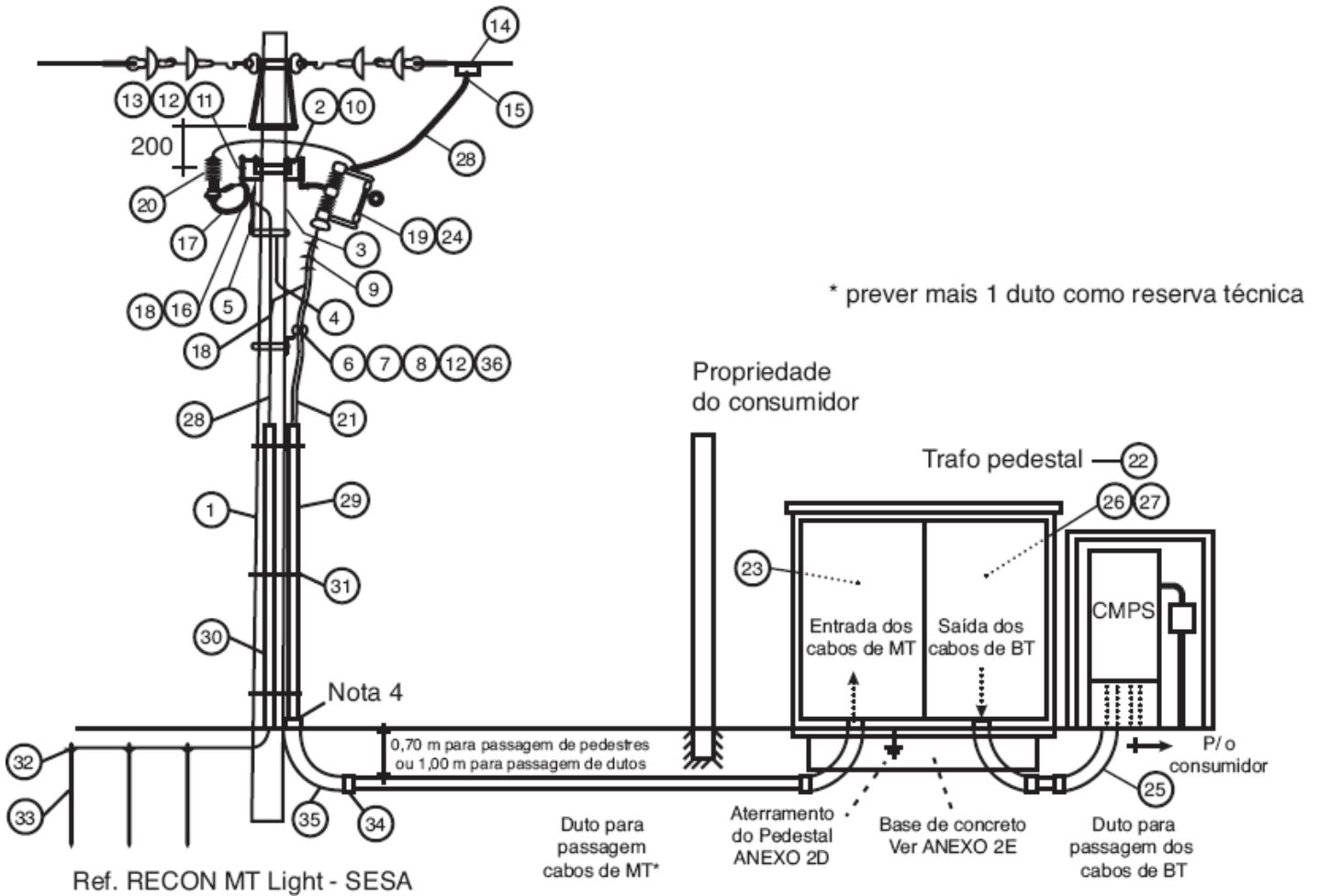
$$D(\text{kVA}) = d_1 + d_2 + d_4 + d_5 = 62,2 + 5 + 191,3 + 28,2 = 286,7 \text{ kVA}$$

Isso permite a instalação de um transformador de 300 kVA, com uma reserva de capacidade de aproximadamente 5%. É aconselhável não deixar muita capacidade ociosa nos transformadores porque transformadores subcarregados comprometem o fator de potência total da instalação.

### 12.4.2 Arranjo da subestação e diagrama unifilar

Para essa potência, 300 kVA, utilizaremos como exemplo uma subestação de entrada com transformador em pedestal apresentada na Figura 12.5 da Light – SESA.

A Tabela 12.2 apresenta a lista de materiais do padrão de montagem – Transformador em Pedestal.



Padrão de montagem – Transformador em Pedestal.

Figura 12.5

Tabela 12.2 Lista de materiais do padrão de montagem – transformador em pedestal

Item	Descrição	Unidade	Quantidade
1	Poste de concreto circular	pç	01
2	Cruzeta de madeira de 2 metros (padrão Light ou NBR 8458)	pç	02
3	Mão francesa plana tipo 1 (padrão Light ou NBR 8159)	pç	04
4	Cinta para poste circular Ø200 mm (padrão Light ou NBR 8159)	pç	02
5	Parafuso de cabeça abaulada Ø16 × 45 mm (padrão Light ou NBR 8159)	pç	02
6	Bloco suporte de madeira	pç	01
7	Barra 38 × 3 mm	pç	02



8	Parafuso de cabeça sextavada Ø3/8" × 3½	pç	02
9	Terminal moldado – 12/20 kV	pç	03
10	Sela de cruzeta (padrão Light ou NBR 8159)	pç	02
11	Parafuso de cabeça abaulada Ø16 × 150 mm (padrão Light ou NBR 8159)	pç	06
12	Arruela quadrada (padrão Light ou NBR 8159)	pç	08
13	Parafuso de rosca dupla Ø16 × 500 mm (padrão Light ou NBR 8159)	pç	02
14	Adaptador estribo de compressão (padrão Light)	pç	03
15	Conector derivação de linha viva (padrão Light)	pç	03
16	Fio nu de cobre 16 mm <sup>2</sup> (9,50 m × 0,141 kg/m)	kg	1,339
17	Fio nu de cobre recozido 10 mm <sup>2</sup> (1,0 m × 0,089 kg/m)	kg	0,089
18	Conector de parafuso fendido de cobre estanhado (10 mm <sup>2</sup> × 16 mm <sup>2</sup> e 16 mm <sup>2</sup> × 25 mm <sup>2</sup> )	pç	04
19	Chave-fusível 15 kV, 100 A, 10 kA, com suporte em "L"	pç	03
20	Para-raios polimérico, 15 kV, 100 A, 10 kA, MCOV, de 12,7 kV, com suporte em "L"	pç	03
21	Cabo subterrâneo de MT – 12/20 kV	m	Variável
22	Transformador subterrâneo pedestal de distribuição (padrão radial Light)	pç	01
23	Terminal desconectável cotovelo – 12/20 kV	pç	03
24	Elo-fusível tipo botão	pç	03
25	Cabo de BT de PVC preto – 0,6/1 kV	m	Variável
26	Conector terminal tipo compressão para BT do transformador	pç	08 ou 16
27	Parafuso para fixação dos terminais com arruelas de pressão e planas	cj	08 ou 16
28	Cabo nu de cobre 25 mm <sup>2</sup> (16,0 m × 0,228 kg/m)	kg	3,648
29	Eletroduto de PVC preto Ø4"	pç	Variável
30	Eletroduto de PVC preto Ø3/4" × 3,0 m	pç	01
31	Arame de ferro zincado #12BWG (3 voltas)	m	Variável
32	Conector para haste de aterramento	pç	03
33	Haste de aterramento de aço-cobre Ø19 × 2,0 m	pç	03
34	Luva de PVC preto para eletroduto de Ø4"	pç	02
35	Curva de PVC preto 90° de Ø4"	pç	02
36	Cinta ajustável tipo "BAP"	pç	01
37	Luva de PVC preto para elet. (a seção dependerá dos condutores de alimentação de serviço)	pç	02
38	Curva de PVC preto (a seção dependerá dos condutores de alimentação de serviço)	pç	01

39	Eletroduto de PVC preto (a seção dependerá dos condutores de alimentação de serviço)	pç	01
40	Bucha de PVC preto (a seção dependerá dos condutores de alimentação de serviço)	pç	03
41	Arruela de PVC preto (a seção dependerá dos condutores de alimentação de serviço)	pç	03
CMPS	Caixa de Medição e Proteção de Simplificada	pç	01
CPG	Caixa de Proteção Geral	pç	01

Ref.: RECON – MT – Light - SESA.

A Figura 12.6 apresenta o diagrama unifilar da subestação.

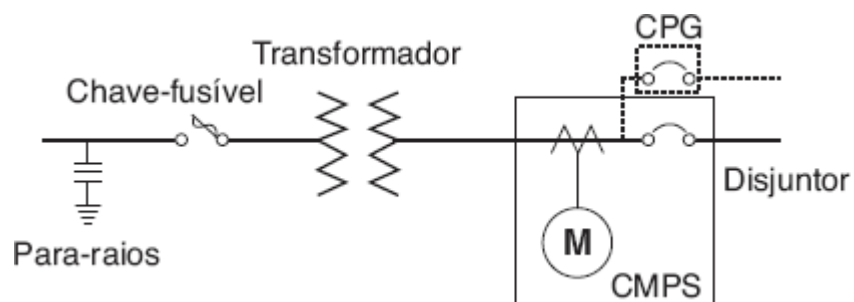


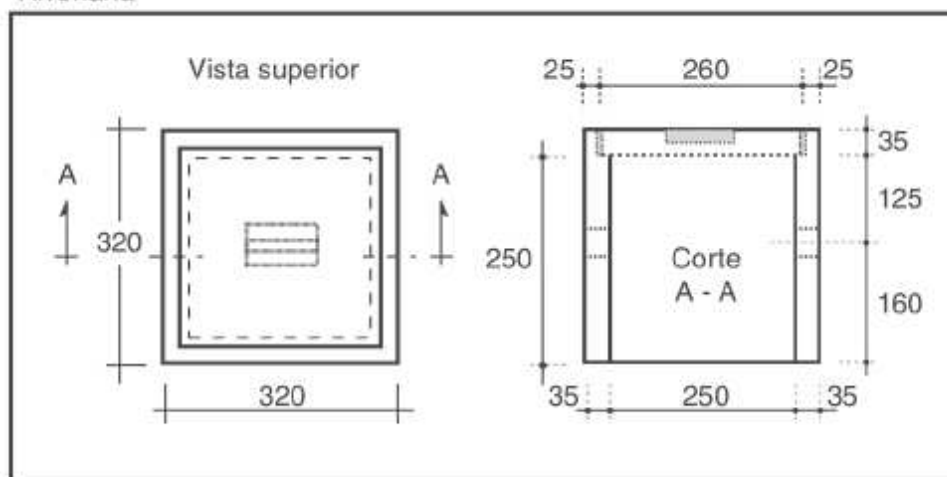
Diagrama unifilar.

**Figura 12.6**

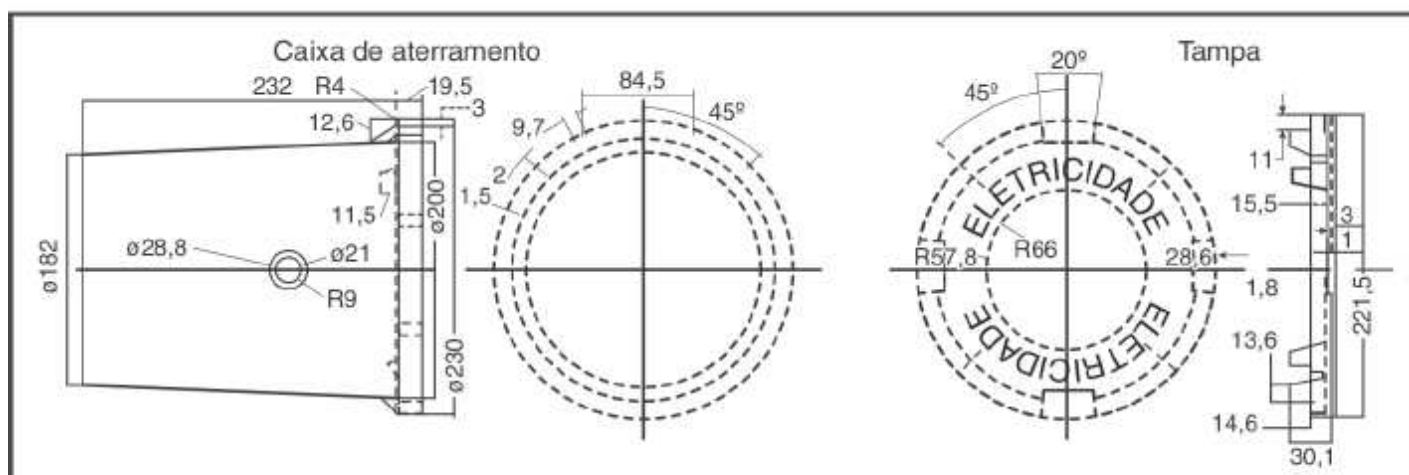
### 12.4.3 Malha de terra

Toda a subestação deve ser aterrada em uma malha de terra que obedece aos padrões da Concessionária conforme apresentado nas Figuras. 12.7 e 12.8. Todas as partes metálicas não condutoras de corrente dos equipamentos devem ser ligadas ao barramento de terra que percorre toda a subestação, inclusive as telas metálicas de proteção, em condutor nu de cobre de 25 mm<sup>2</sup>. O aterramento é feito por meio de eletrodos que poderão ser hastes de aço cobreadas. O comprimento mínimo dos eletrodos é de 2 m e a distância mínima entre eles também será de 2 m. A interligação entre os eletrodos será feita em cabos de cobre nu 25 mm<sup>2</sup>, no mínimo (ver desenho do aterramento). Todas as ligações de condutores deverão ser feitas com conectores apropriados.

## Alvenaria



## Polimérica



### Notas:

- 1) As caixas de inspeção de aterramento podem ser em alvenaria ou em polímero resistente às intempéries, UV, etc., respeitando, aproximadamente, as dimensões mostradas nos desenhos acima.
- 2) As caixas de inspeção poliméricas devem ser homologadas pela Light e conter gravado na tampa a inscrição "ELETRICIDADE", em alto ou baixo-relevo.
- 3) Podem ser quadradas ou cilíndricas.

Caixa de inspeção dos aterramentos.

Figura 12.7

### 12.4.3.1 Detalhes das malhas de terra

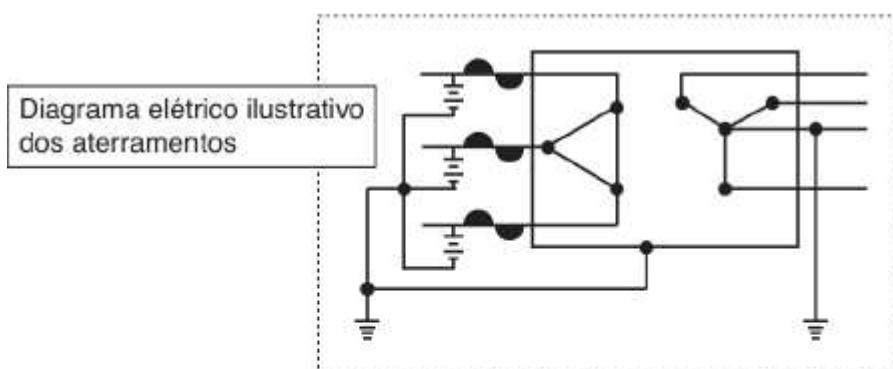
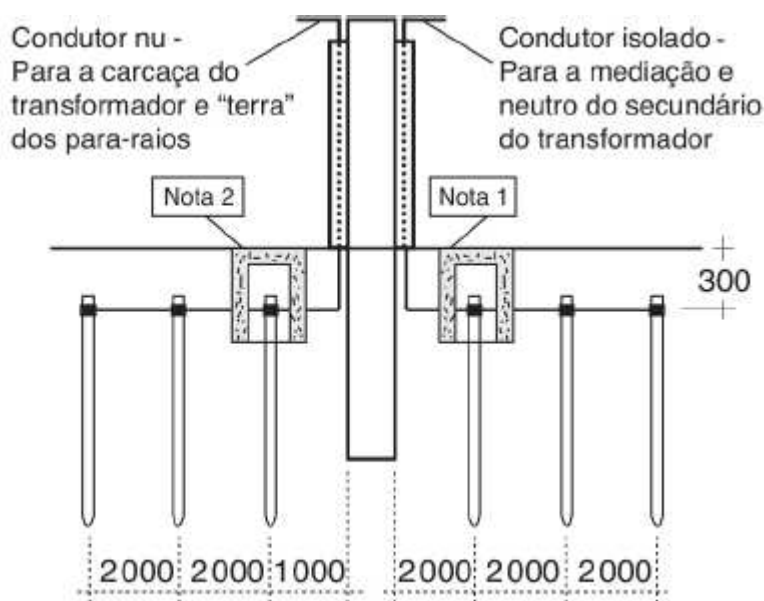
Cada malha de terra, **de forma independente**, deve ser composta de hastes de aço cobreadas, com diâmetro de  $\frac{3}{4}$ " e 2,0 (dois) metros de comprimento mínimo, sendo essas hastes interligadas entre si através de condutor de cobre, nu, de seção  $25 \text{ mm}^2$  (mínimo). As malhas devem ser construídas distantes entre si de suas áreas de influência.

### 12.4.3.2 Condutores de aterramento (interligação às malhas)

- a) **Para a malha de terra relativa ao aterramento dos para-raios, carcaça do transformador e partes metálicas associadas ao lado de alta tensão (AT):** o condutor deve ser de cobre, nu, seção mínima de  $25 \text{ mm}^2$ , devendo estar protegido mecanicamente no caso de a descida ser externa junto ao poste, por meio de eletroduto rígido de PVC, com altura mínima de 3,0 (três) metros em relação ao piso;
- b) **Para a malha de terra relativa ao aterramento do neutro do transformador e das partes metálicas associadas ao lado de baixa tensão (BT):** deve ser de cobre, isolado com PVC preto,  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ , com classe de isolamento de 0,6/1 kV, seção mínima de  $25 \text{ mm}^2$ , devendo estar protegido por meio de eletroduto rígido de PVC, com altura mínima de 3,0 (três) metros em relação ao piso.

### 12.4.3.3 Observações

- Cada malha deve estar enterrada a uma profundidade não inferior a 30 cm;
- Para as conexões, devem ser utilizados conectores de bronze ou liga de cobre, adequados à conexão típica de aterramento. Somente será permitido o uso de solda branca (estanho-chumbo), em conjunto com terminações através de amarração mecânica.
- O projeto das malhas de terra, por depender das características do solo, é objeto de plena responsabilidade do projetista da instalação, mesmo sendo utilizado o modelo de configuração mínimo, apresentado nesta Regulamentação;
- O projeto das malhas de terra deve prever autossuficiência, de modo a garantir as condições operacionais e de segurança, no que tange a manutenção dos valores de potencial de passo e de toque dentro dos limites adequados, independentemente da ocorrência de interligação da mesma ao eventual neutro da Light;
- Na primeira haste de cada malha, deve ser prevista uma caixa de inspeção, que poderá ser em alvenaria ou em polímero, resistente a intempéries, UV etc.
- A resistência total de cada malha de terra, medida isoladamente, deve ser da ordem de 10 ohms;
- Ao consumidor cabe a responsabilidade pela realização de inspeção e medição, no mínimo anual, de forma a verificar e manter o aterramento sob condições adequadas de segurança;
- Quando, por limitações físicas, o aterramento não puder ser efetivado através da malha composta por hastes em linha, poderá ser adotada uma outra alternativa, desde que aprovada pela Light, estando garantidas todas as demais exigências estabelecidas acima;
- Todos os materiais devem estar de acordo e aprovados pelas Normas Brasileiras em vigor.



#### Notas:

- 1) A cobertura de PVC somente deve ser retirada a partir deste ponto da conexão com a 1ª haste de aterramento;
- 2) A instalação das hastes de aterramento deve permitir acesso para medição, a fim de assegurar a manutenção dos níveis de segurança.

## 12.5 Cálculo da Corrente de Curto-circuito Presumível de Subestações

### 12.5.1 Generalidades

Ao se especificar um equipamento elétrico, há necessidade de se conhecerem:

- tensão nominal da rede;
- corrente nominal;
- corrente de curto-circuito;
- frequência nominal;
- regime de operação (contínuo, intermitente, curta duração);
- tipo da instalação (ar livre, abrigada, boa ou má ventilação);
- presença de agentes químicos agressivos no ar (gases ácidos, proximidade do mar, poluição agressiva etc.);
- eventuais esforços mecânicos.

Algumas destas informações devem ser conhecidas no início de qualquer projeto (tensão nominal, fator de potência, frequência, regime de operação etc.). Outras são obtidas por intermédio de cálculos como, por exemplo, a corrente nominal, a corrente de curto-circuito e seus efeitos térmico e dinâmico.

### 12.5.2 Efeitos dinâmicos das correntes de curto-circuito

Dois condutores elétricos instalados paralelamente sofrem os efeitos dinâmicos das correntes de curto-circuito, seja por repulsão entre ambos (no caso de as correntes serem opostas), seja por atração (correntes no mesmo sentido). Estes efeitos, em um projeto bem elaborado, precisam ser conhecidos, para que se possa prever a resistência mecânica suficiente dos componentes da instalação.

A seguinte fórmula fornece a força atuante entre dois condutores paralelos (por exemplo, barramentos):

$$F = 0,24 \frac{I_1 \times I_2}{d}$$

em que:

$F$  = força em kgf/m;

$I_1$  e  $I_2$  = corrente dos dois condutores em kA;

$d$  = distância entre os dois condutores em cm.

### 12.5.3 Efeitos térmicos das correntes de curto-circuito

É fato conhecido que as perdas por efeito Joule, ou seja,  $R I^2$ , traduzem o efeito térmico da corrente elétrica e, no caso de um curto-circuito, embora de curta duração, trazem consequências desastrosas, pois uma corrente nominal é multiplicada no mínimo por 10, no caso de um curto.

O valor da corrente de curto-circuito, considerado nos cálculos, é o valor médio  $I_m$ , que traduz o efeito dos componentes contínuo e alternado da corrente de curto-circuito  $I_k$ . Assim, temos:

$$I_m = I_k \sqrt{(m + n)t}$$

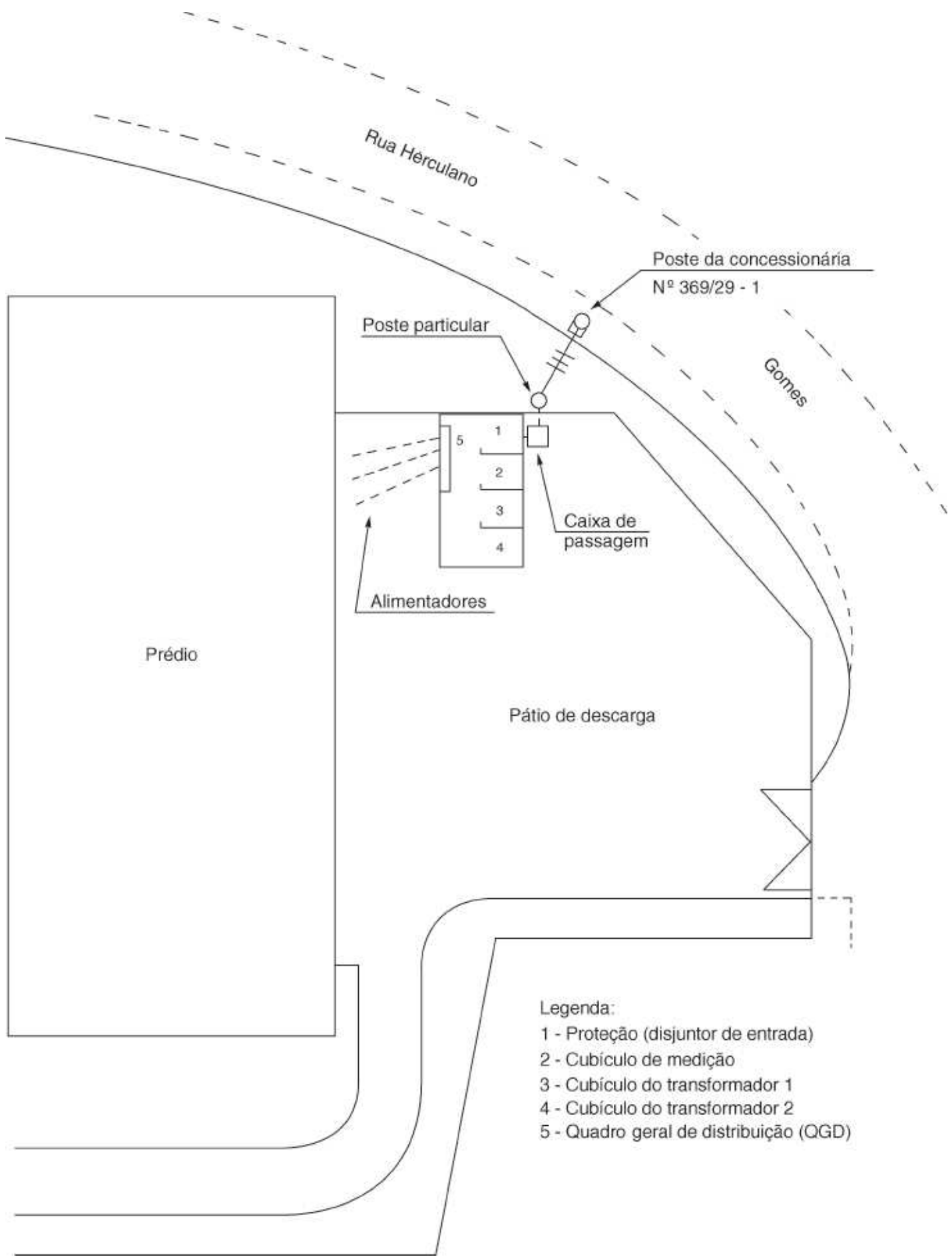
em que:

$I_m$  = valor médio da corrente de CC;

$m$  = parcela devida ao componente contínuo das correntes de CC;

$n$  = parcela devida ao componente alternado das correntes de CC;

$t$  = tempo total de desligamento.



Planta de situação.

Figura 12.9

### 12.5.4 Noções de proteção de um sistema elétrico

Como vimos, os efeitos de um curto-circuito em uma instalação dependem da intensidade e duração da corrente. Quando a potência instalada é grande, por exemplo, vários transformadores em paralelo, deve-se tomar cuidado especial com os equipamentos do lado de baixa tensão, cujas capacidades de resistência aos efeitos do curto devem ser conhecidas pelo projetista.

O estudo de um sistema elétrico deve prever o zoneamento dos efeitos de um curto, por meio de intertravamentos, usando-se disjuntores de acoplamento ou pela formação de redes parciais, distribuindo-se a carga por transformadores isolados. A coordenação da proteção, ou seja, a atuação dos elementos de proteção (fusível ou disjuntor), em função do tempo, deve permitir o seccionamento dos locais prováveis de curto, antes que a proteção geral atue, para limitar os efeitos do curto. Isto poderia paralisar toda a instalação.

### 12.5.5 Correntes simétrica e assimétrica

A simetria de uma corrente pode ser avaliada pela equidistância da envolvente dos picos em relação ao eixo dos tempos. Na Figura 12.10 temos os seguintes casos:

*a* — corrente simétrica;

*b – c e d* — correntes assimétricas.

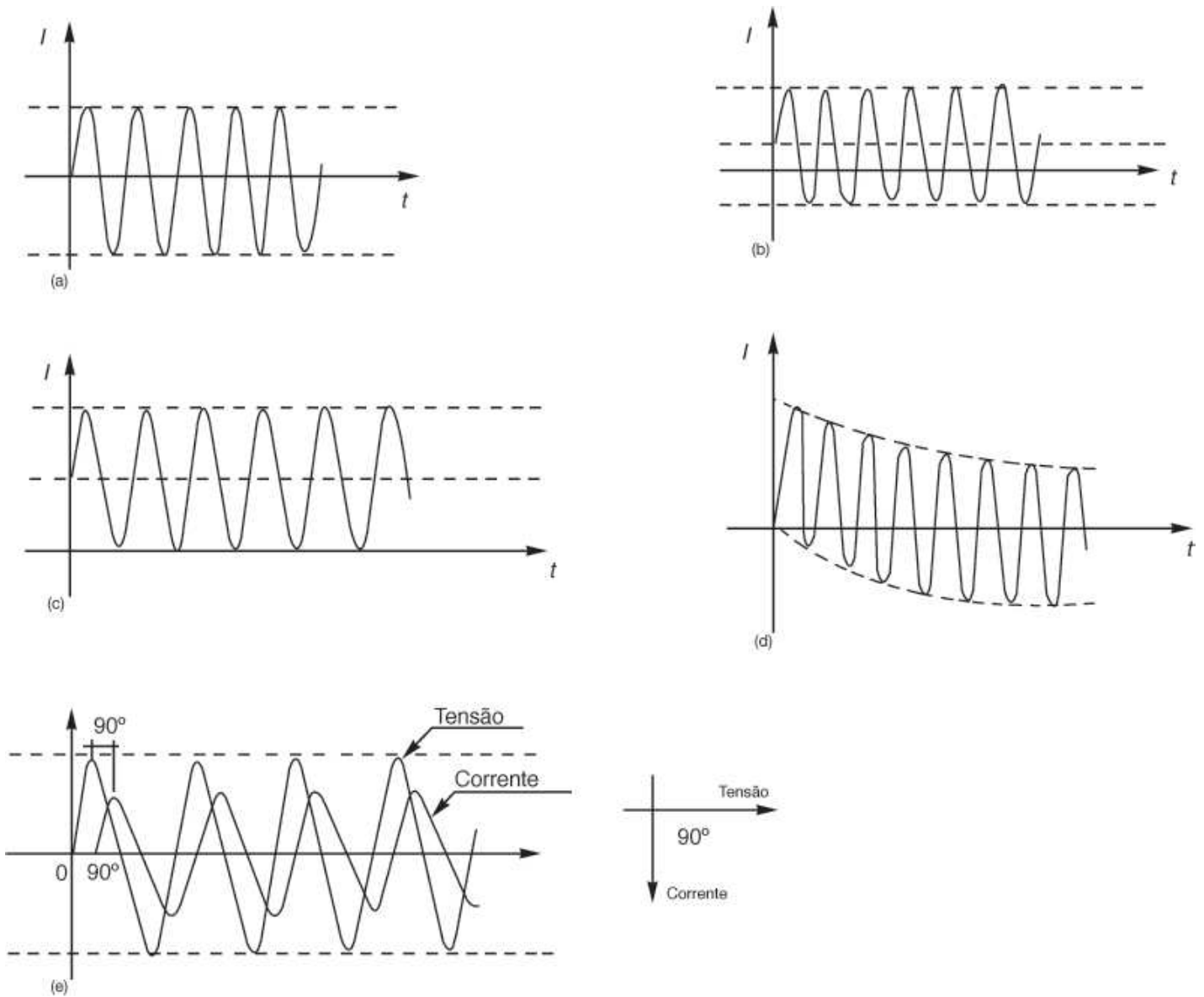
Normalmente uma corrente de curto-circuito inicia-se com máxima assimetria tornando-se, gradualmente, simétrica (Figura 12.10(d)).

Em quase todos os sistemas elétricos, a tensão é senoidal, e a corrente resultante, que é função da impedância, é também senoidal. No caso de curto-circuito, a resistência é desprezível em relação à reatância, por isso a corrente de curto fica atrasada de  $90^\circ$  em relação à tensão (Figura 12.10(e)).

Vamos examinar alguns casos do comportamento da corrente de curto-circuito em relação à tensão.

Na Figura 12.11(a), temos o caso de uma instalação em que, antes do curto-circuito, o fator de potência era unitário e o curto ocorre no instante de pico da tensão. Desse modo a corrente será simétrica em relação ao eixo do tempo e começa do zero.





Simetria de correntes de curto-circuito.

**Figura 12.10**

Na Figura 12.11(b), temos o caso de o curto ocorrer no ponto zero da tensão; aí a corrente terá a máxima assimetria.

Na Figura 12.11(c), temos um caso real em que o curto se dá num instante em que a tensão não é nem zero nem um máximo; aí a assimetria também será média.

Nos casos reais, em que a resistência do circuito não é desprezível em relação à reatância, a máxima assimetria é obtida quando o curto ocorre no momento em que o ângulo  $\phi$ , medido a partir do ponto em que a tensão é nula, é igual a:

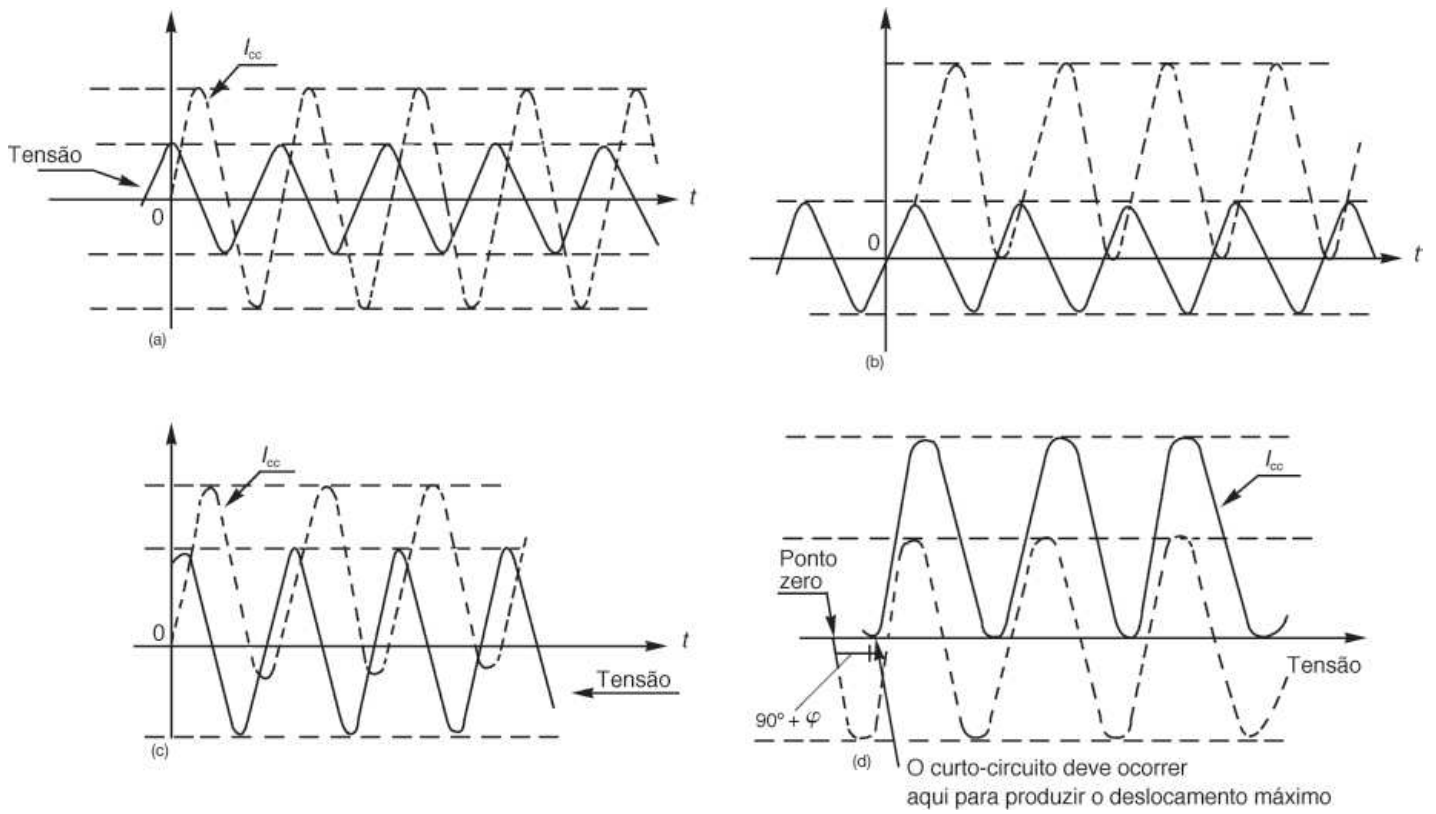
$$\phi = 90^\circ + \varphi$$

onde  $\varphi = \text{tg}^{-1} \frac{X}{R}$  (Figura 12.11(d)).

Na Figura 12.12(a) vemos uma corrente de CC assimétrica, com seus componentes de CC e de CA, com o curto começando em zero, e na Figura 12.12(b) o curto começando entre o zero e o pico da tensão gerada. O componente de CC decresce de valor proporcional à relação  $X/R$  entre a reatância e a resistência do circuito. Nos geradores, a relação  $X/R$  pode chegar a 70 e, nos circuitos afastados do gerador, terá valores pequenos, o que significa que o decréscimo do componente contínuo será mais lento que nos geradores. Casos extremos:

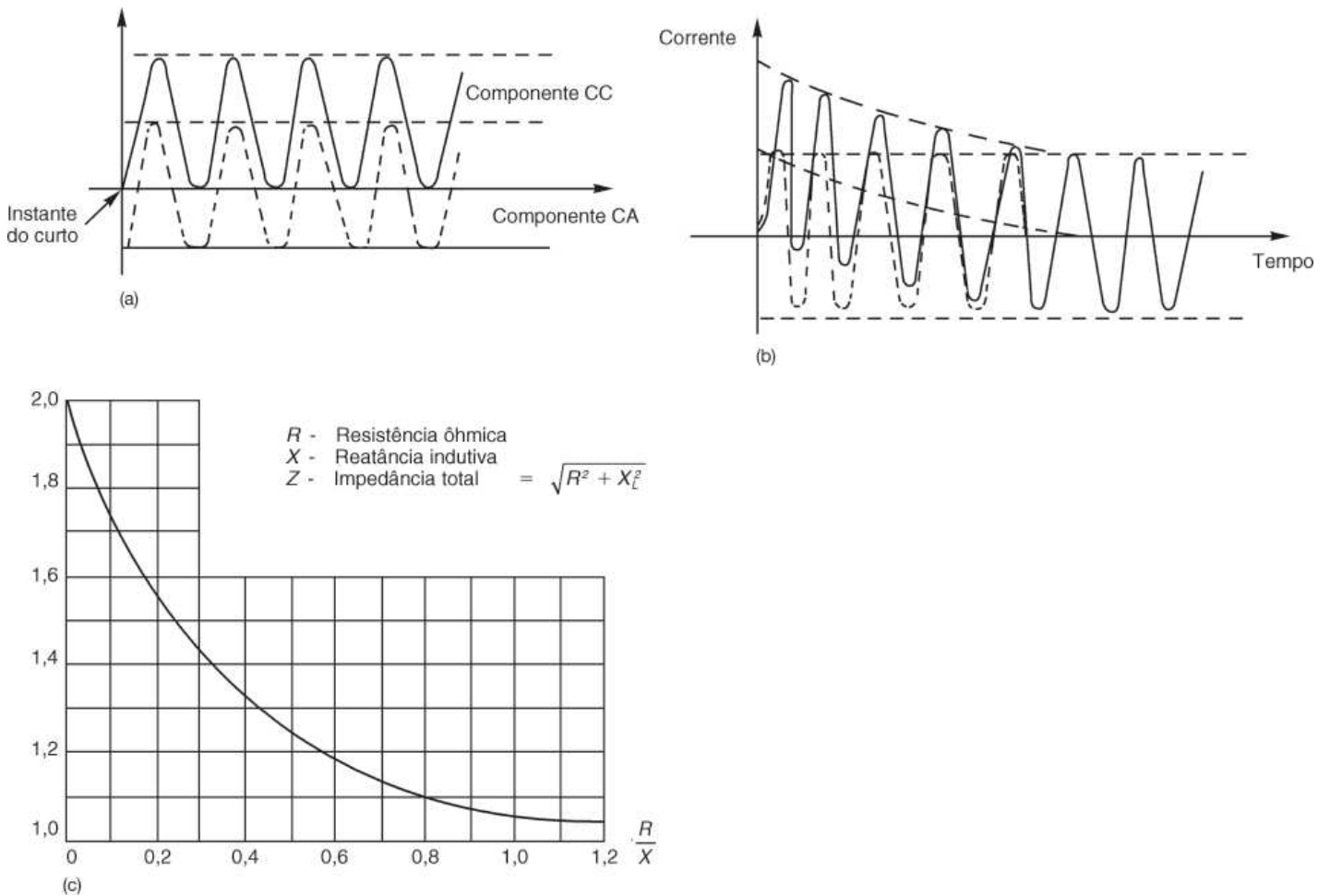
- $R = 0$ , ou seja,  $\frac{X}{R} = \infty$  — o componente contínuo é mantido indefinidamente.
- $R = \infty$ , ou seja,  $\frac{X}{R} = 0$  — decréscimo instantâneo.





Comportamento das correntes de curto-circuito em relação à tensão.

Figura 12.11



Relações de assimetria das correntes de curto-circuito.

Figura 12.12

Como é quase impossível se saber o instante em que se dará o curto-circuito, foram desenvolvidos métodos simplificados por onde se pode determinar o fator de assimetria, partindo-se da relação  $X/R$  (ver Figura 12.12(c)).

### 12.5.6 Exemplo de cálculo das correntes de curto-circuito

Vamos nos fixar numa subestação cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 12.13, e calcularemos os curtos-circuitos nos pontos  $A$  e  $B$ .

Dados:

Potência dos transformadores:  $2 \times 225$  kVA

Tensão primária: 13,8 kV

Tensão secundária: 220/127 volts

Impedância percentual do trafo: 5%

Resistência percentual do trafo: 1%

Conexão dos trafos:  $\Delta/Y$

Nível de curto-circuito da concessionária: 250 MVA

#### Método simplificado de cálculo da corrente de curto-circuito

Vamos considerar apenas as impedâncias dos transformadores e desprezar a resistência percentual do transformador, ou seja,  $Z = X$ .

Chamemos de

$Z$  = impedância do transformador em ohms;

$Z_b$  = impedância-base em ohms; %

$Z\%$  = impedância percentual do transformador;

$V_n$  = tensão secundária do transformador;

$N$  = potência aparente do transformador;

$I_n$  = corrente nominal do transformador;

$I_{k3}$  = corrente trifásica de curto-circuito (eficaz).

Temos:

$$\begin{aligned} Z_b &= \frac{V_n}{\sqrt{3}I_n} \quad \text{e} \quad Z\% = \frac{Z}{Z_b} \times 100 \\ N &= \sqrt{3}V_n I_n \quad I = \frac{N}{\sqrt{3}V_n} \\ Z &= \frac{Z\% \times Z_b}{100} \quad \text{ou} \quad Z = Z\% \frac{V_n^2}{N \times 100} \end{aligned} \quad (1)$$

Sabemos que a corrente de curto-circuito é:

$$I_{k3} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times Z}$$

Substituindo  $Z$  pelo valor da equação (1), temos:

$$I_{k3} = \frac{I_n}{Z\%} \times 100$$

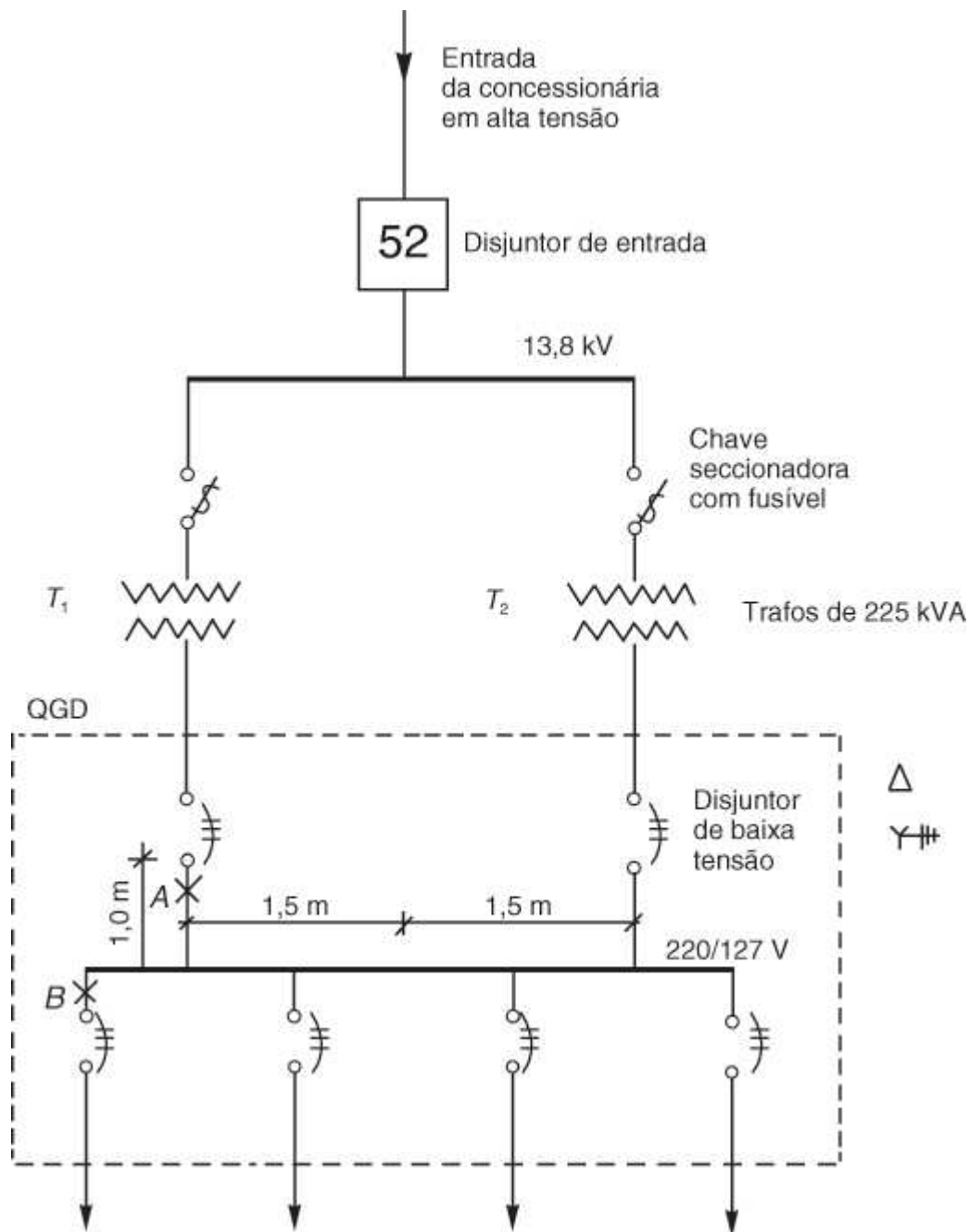


Diagrama unifilar da subestação.

**Figura 12.13**

Ou seja, para se conhecer a corrente de curto-circuito basta conhecer a corrente nominal e a impedância percentual. No exemplo em foco, temos:

$$I_n = \frac{225 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 220} = 590,4 \text{ A}$$

A corrente de curto-circuito trifásico, simétrico, eficaz em A será:

$$I_{k3} = \frac{590,4 \times 100}{5} = 11,8 \text{ kA}$$

Para se saber a corrente dinâmica de curto-circuito no ponto A, precisaríamos conhecer a relação R/X.

A título de exemplo, vamos considerar conhecida a relação  $R/X = 0,1$ , o que dá o fator de assimetria de 1,75 (ver Figura 12.12(c)).

Então, a corrente máxima dinâmica no ponto A será:

$$I_{SA} = 1,75 \times \sqrt{2} \times 11,8 = 29,11 \text{ kA}$$

Então, os disjuntores de baixa tensão deveriam ter esta capacidade de ruptura além de atender à corrente nominal. Os disjuntores 3WE22, da Siemens, podem ser usados, pois têm as características:

- corrente nominal 630 A;
- relé térmico “a” — faixa 350 = 630 A;
- relé magnético “n” — faixa 1 800 = 3 600 A;
- capacidade de ruptura — 40 kA.

### **Método detalhado de cálculo da corrente de curto-circuito<sup>6</sup>**

Neste método precisamos conhecer as impedâncias da linha de entrada, dos transformadores, cabos e barramentos, por isso os valores finais devem ser inferiores aos apresentados no método simplificado.

Fórmulas:

1) Entrada:

$$Z = X = \frac{1,1 \times V^2}{N_{CC} 10^3} \quad R = 0$$

em que:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2};$$

$V$  = tensão de entrada em kV;

$N_{CC}$  = capacidade de ruptura exigida pela Concessionária em MVA.

No exemplo em foco:

$$Z = X = \frac{1,1 \times 13,8^2}{250 \times 10^3} = 0,837 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R}{X} = 0,25 \quad \therefore R = 0,209 \text{ m}\Omega$$

2) Transformadores:

$$Z = Z \% \times \frac{V^2}{N \times 100} = 5 \times \frac{220^2}{225 \times 100} = 10,75 \text{ m}\Omega$$

$$R = R \% \times \frac{V^2}{N \times 100} = 1 \times \frac{220^2}{225 \times 100} = 2,15 \text{ m}\Omega$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} = \sqrt{10,75^2 - 2,15^2} = 10,53 \text{ m}\Omega$$

3) Cabos:

$n$  = Número de condutores por fase: 2

$A$  = Seção transversal: 120 mm<sup>2</sup> tipo *EPR*

Comprimento: 5 m

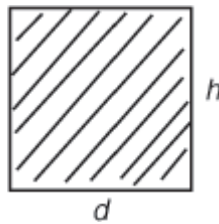
$$R = \frac{\rho \times l}{A \times n} \times 10^3; \quad \rho = 0,017778 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \quad (\text{tabela})$$

$$X = x' \frac{l}{n} \quad x' \approx 0,096 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ para cabos}$$

$$x' \approx 0,396 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ para rede aérea}$$

$$R = \frac{0,017778 \times 5}{120 \times 2} \times 10^3 = 0,370 \text{ m}\Omega$$

$$X = \frac{0,396 \times 5}{2} = 0,990 \text{ m}\Omega$$



4) Barramentos:

$n$  = Número de barramentos por fase: 2

$h$  = Largura do barramento = 5 mm

$R$  = Altura do barramento = 50 mm

$$R = \frac{\rho \times l}{A \times n} \times 10^3$$

$$x = x'' \times l$$

$$A = d \times h = 250 \text{ mm}^2$$

$$x'' = 0,144 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$R = \frac{0,017778 \times 5}{250 \times 2} \times 10^3 = 0,177 \text{ m}\Omega$$

Cálculo da corrente de curto-circuito trifásica no ponto A:

$$Z_{bA} = \frac{Z_{bcdA} \times Z_{beA}}{Z_{bcdA} + Z_{beA}}$$

$$Z_{bcdA} = 2,697 + j12,24 = 12,5 \angle 77,5^\circ$$

$$Z_{beA} = 2,52 + j11,52 = 11,7 \angle 77,6^\circ$$

$$Z_{bA} = \frac{12,5 \angle 77,5^\circ \times 11,7 \angle 77,6^\circ}{5,217 + j23,76} = \frac{145 \angle 155,1^\circ}{23,13 \angle 77,7^\circ} = 6,0 \angle 77,4^\circ = 1,32 + j5,85$$

Impedância total (Figura 12.14):

$$Z_t = 0,209 + j0,837 + 1,32 + j5,85 = 1,529 + j6,68 = 6,85 \angle 77,1^\circ \text{ m}\Omega$$

A corrente de curto trifásica e simétrica será:

$$I_{kA} = \frac{220 \angle 0^\circ}{\sqrt{3} \times Z_t} = \frac{127 \angle 0^\circ}{6,85 \angle 77,1^\circ} = 18,54 \angle -77,1^\circ \text{ kA}$$

Corrente de curto-circuito trifásica, assimétrica, valor de crista:

$$I_{SA} = X \times \sqrt{2} I_{kA}$$

O fator de assimetria  $X$  é dado pela relação entre a resistência e a reatância da impedância total  $Z_t$ .

$$\frac{R}{X} = \frac{1,529}{6,68} = 0,22$$

Entrando com este valor na Figura 12.12(c), temos:

$$I_{SA} = 1,53 \times \sqrt{2} \times 18,54 \angle -77,1^\circ = 40,10 \angle -77,1^\circ \text{ kA}$$

Se quisermos saber a corrente de curto que passa em cada um dos braços da Figura 12.14, temos:

*Tensão entre a e b:*

$$V_{ab} = Z_{ab} \times I_{kA} = 0,86 \angle 75,9^\circ \times 18,54 \angle -77,1^\circ = 15,94 \angle -1,2^\circ = 15,93 - j0,33$$

*Tensão entre b e A:*

$$V_{bA} = V_{aA} - V_{ab} = 127 + j0 - 15,93 + j0,33 = 111,07 + j0,33 = 111,07 \angle -0,17^\circ$$

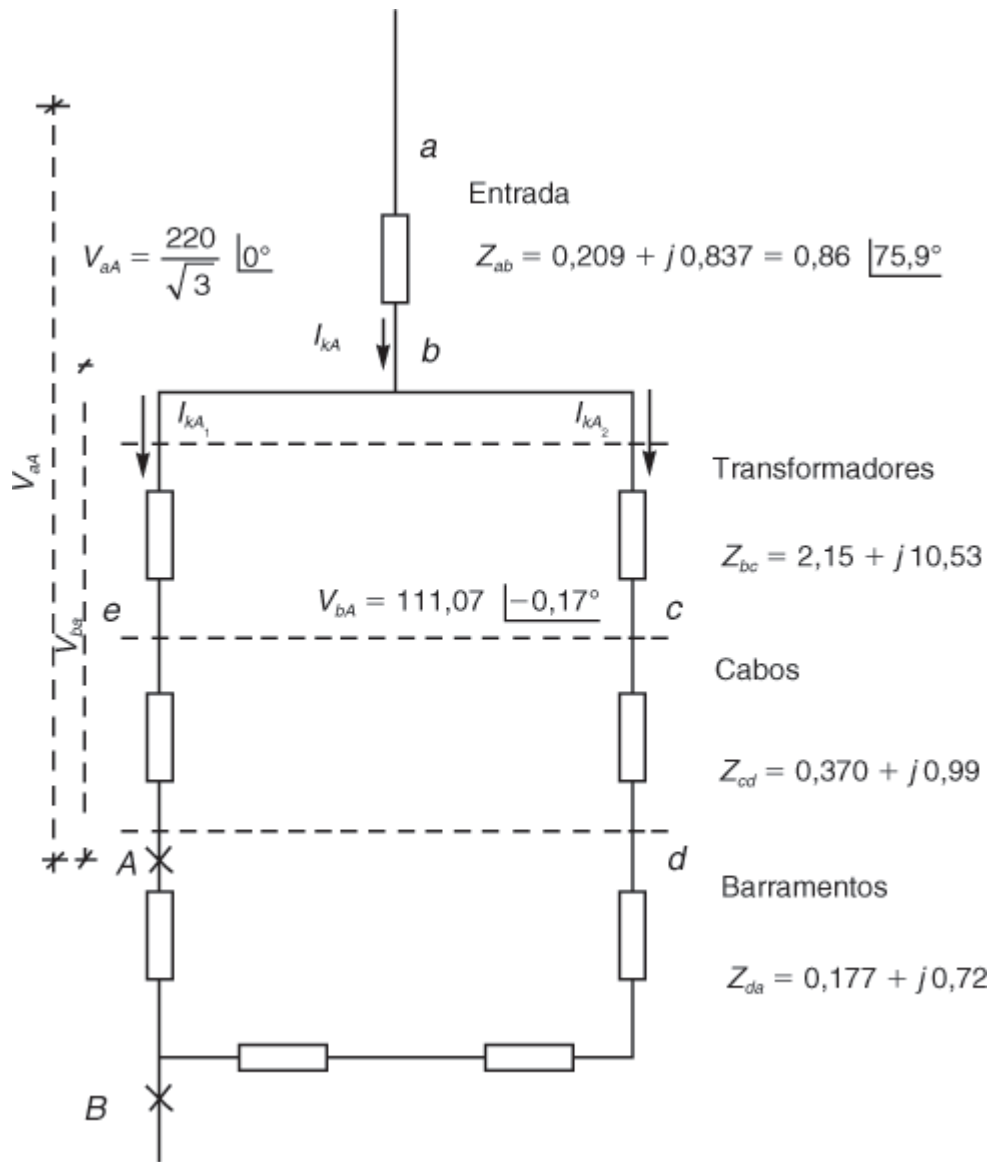


Diagrama em bloco da Figura 12.13.

**Figura 12.14**

Corrente  $I_{kA}$ , trifásica, simétrica:

$$I_{kA_1} = \frac{V_{bA}}{Z_{bA}} = \frac{111,07 \angle -0,17^\circ}{11,79 \angle 77,6^\circ} = 9,42 \angle -77,77^\circ \text{ kA}$$

$$Z_{bA} = 2,52 + j11,52 = 11,79 \angle 77,6^\circ$$

Para se ter a corrente assimétrica, temos:

$$\frac{R}{X} = \frac{2,52}{11,52} = 0,21$$

Entrando na Figura 12.12(c), achamos  $X = 1,55$

$$I_{SA_1} = 1,55 \times \sqrt{2} \times 9,42 \angle 77,7^\circ = 20,64 \angle 77,7^\circ \text{ kA}$$

Corrente  $I_{kA}$ , trifásica, simétrica:

$$I_{kA_2} = \frac{V_{bA}}{Z_{bcA}}$$

$$Z_{bcA} = 2,697 + j12,24 = 12,46 \angle 77,5^\circ$$

$$I_{kA_2} = \frac{111,07 \angle -0,17^\circ}{12,46 \angle 77,5^\circ} = 8,91 \angle -77,6^\circ \text{ kA}$$

Para se ter a corrente assimétrica, temos:

$$\frac{R}{X} = \frac{2,697}{12,24} = 0,22$$

Entrando na Figura 12.12(c), achamos  $X = 1,53$

$$I_{SA_2} = 1,53 \times \sqrt{2} \times 8,91 \angle -77,6^\circ = 19,27 \angle -77,6^\circ \text{ kA}$$

*Análise dos resultados encontrados*

Pelo método simplificado, achamos a corrente de curto-circuito assimétrica no ponto A:

$$I_{SA} = 29,11 \text{ kA}$$

Pelo método detalhado, achamos:

$$I_{SA_1} = 20,64 \angle 77,7^\circ \text{ kA}$$

$$I_{SA_2} = 19,27 \angle -77,6^\circ \text{ kA}$$

Como era de se esperar, no método detalhado os valores encontrados são inferiores aos do método simplificado, levando com isso à especificação de disjuntores com menor capacidade de ruptura e de preço mais reduzido.

*Cálculo da corrente de curto-circuito trifásica no ponto B*

Agora a impedância equivalente paralela seria calculada de forma diferente (ver Figura 12.15), ou seja:

$$Z_{bB} = \frac{Z_{bcdB} \times Z_{beB}}{Z_{bcdB} + Z_{beB}}$$

$$Z_{bcdB} = 2,662 + j12,096 = 12,38 \angle 77,58^\circ$$



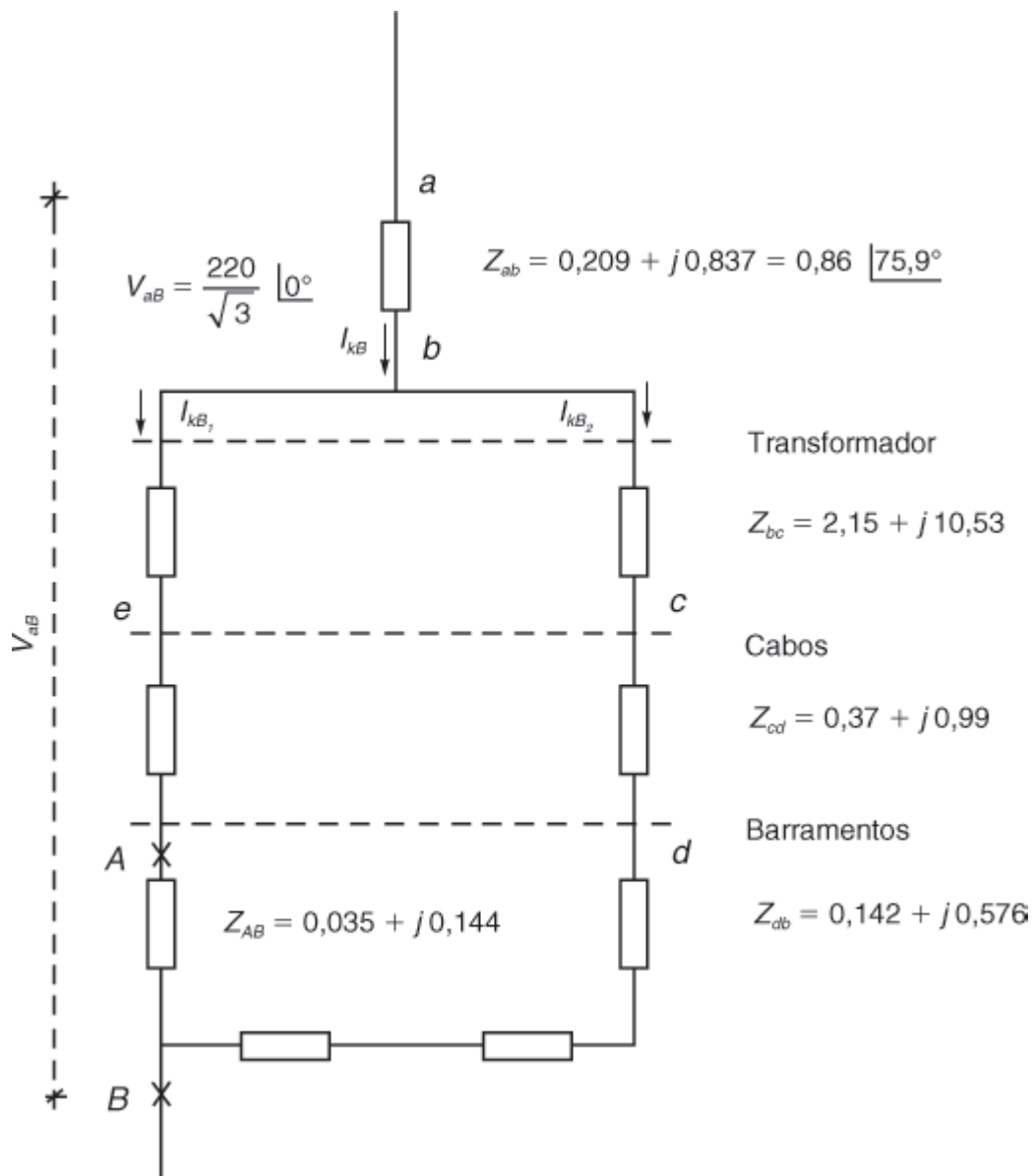


Diagrama em bloco da Figura 12.13.

Figura 12.15

$$Z_{beB} = 2,555 + j11,664 = 11,94 \angle 77,6^\circ$$

$$Z_{bB} = \frac{12,38 \angle 77,58^\circ \times 11,94 \angle 77,6^\circ}{5,154 + j23,76} = \frac{147,81 \angle 155,2^\circ}{24,31 \angle 77,7^\circ} =$$

$$= 6,08 \angle 77,5^\circ = 1,31 + j5,94$$

Impedância total:

$$Z_t = 0,209 + j0,837 + 1,30 + j5,87 = 1,5 + j6,7 = 6,8 \angle 77,3^\circ \text{ m}\Omega$$

A corrente de curto-circuito trifásica e simétrica será:

$$I_{kB} = \frac{220 \angle 0^\circ}{\sqrt{3} \times 6,8 \angle 77,3^\circ} = 18,67 \angle -77,3^\circ \text{ kA}$$

Corrente de curto-circuito assimétrica, valor de crista:

$$I_{SB} = X \times \sqrt{2} I_{kB}$$

$$\frac{R}{X} = \frac{1,5}{6,7} = 0,22$$

Entrando com este valor na Figura 12.12(c), temos:

$$I_{SB} = 1,53\sqrt{2} \times 18,67 \left| -77,3^\circ \right. = 40,39 \left| -77,3^\circ \right. \text{ kA}$$

Tensão entre  $a$ - $b$ :

$$V_{ab} = Z_{ab} \times I_{kB} = 0,86 \left| 75,9^\circ \right. \times 18,67 \left| -77,3^\circ \right. = 16,05 \left| -1,4^\circ \right. = 16,04 - j0,39$$

Tensão entre  $b$ - $B$ :

$$V_{bB} = V_{aB} - V_{ab} = 127 + j0 - 16,04 + j0,39 = 110,96 + j0,39 = 110,95 \left| 0,75^\circ \right.$$

$$\text{Corrente } I_{kB1} = \frac{V_{bB}}{Z_{beB}}:$$

$$Z_{beB} = 2,55 + j11,66 = 11,93 \left| 77,6^\circ \right.$$

$$I_{kB1} = \frac{110,95 \left| 0,75^\circ \right.}{11,93 \left| 77,6^\circ \right.} = 9,3 \left| -76,85^\circ \right.$$

Corrente assimétrica:

$$I_{SB1} = \sqrt{2} \times 1,53 \times 9,3 \left| -76,85^\circ \right. = 20,06 \left| -76,85^\circ \right.$$

$$\frac{R}{X} = \frac{2,55}{11,66} = 0,21$$

$$\text{Corrente } I_{kB2} = \frac{V_{bB}}{Z_{bcdB}}:$$

$$Z_{bcdB} = 2,662 + j12,09 = 12,37 \left| 77,5^\circ \right.$$

$$I_{kB2} = \frac{110,95 \left| 0,75^\circ \right.}{12,37 \left| 77,5^\circ \right.} = 8,96 \left| -76,75^\circ \right.$$

$$\text{Corrente assimétrica: } \frac{R}{X} = \frac{2,662}{12,09} = 0,22$$

$$I_{SB2} = \sqrt{2} \times 1,52 \times 8,96 \left| -76,75^\circ \right. = 19,20 \left| -76,75^\circ \right.$$

Conclusões:

Verificamos que as correntes de curto-circuito assimétricas que passam pelo transformador  $T1$  são:

$$\text{curto-circuito em } A: 20,64 \left| \underline{77,7^\circ} \text{ kA} \right.$$

$$\text{curto-circuito em } B: 20,06 \left| \underline{-76,85^\circ} \text{ kA} \right.$$

As correntes que passam pelo transformador  $T2$  são:

$$\text{curto-circuito em } A: 19,27 \left| \underline{-77,6^\circ} \text{ kA} \right.$$

$$\text{curto-circuito em } B: 19,20 \left| \underline{-76,75^\circ} \text{ kA} \right.$$

Assim, pode-se escolher disjuntores ou fusíveis com capacidade de ruptura de 21 kA que satisfazem.

Pelo método simplificado, a capacidade de ruptura mínima seria de 30 kA.

As correntes de curto-circuito simétricas que passam pelo disjuntor de entrada são:

$$\text{curto-circuito em } A: 18,54 \left| \underline{-77,1^\circ} \text{ kA} \right.$$

$$\text{curto-circuito em } B: 18,67 \left| \underline{-77,3^\circ} \text{ kA} \right.$$

Então a capacidade de ruptura do disjuntor de entrada deve ser no mínimo de 19 kA e deste modo pode ser especificado o disjuntor 3AC — BRA/800 — 20/15 HN de 15 kV da Siemens.

### 12.5.7 Documentação das instalações

A condição de segurança das instalações passa necessária e fortemente classificada pela Norma Regulamentadora número 10 do Ministério do Trabalho e Emprego<sup>7</sup> como essencial, por projetos, listas e outros “desenhos” tradicionais. Na NBR 14039, considerando o seu item “6.1.7 – Documentação da instalação”, vemos a documentação mínima de projeto sendo descrita como: plantas, esquemas (unifilares e outros que se façam necessários), memorial descritivo e outros, mas somente no item 9.1.10 dessa norma é que temos uma orientação mais contundente que apela para que seja mantido no interior das subestações, em local acessível, o esquema geral e unifilar da instalação. Esse conjunto de documentos deve permanecer à disposição dos trabalhadores envolvidos nas instalações e seus serviços. Isso ratifica que, não só pela consideração de documentos técnicos obrigatórios, mas também pela consideração de ser um requisito de segurança e de melhores práticas: a subestação deve possuir os seus esquemas elétricos no local.

Para o concessionário é importante apresentar, além das documentações de norma, um documento de credenciamento de um profissional habilitado, ou empresa de engenharia, formulários de cadastramento, planta de situação com a localização da subestação ou o posicionamento das linhas de dutos e das caixas de inspeção.

### 12.5.8 Como calcular a corrente no primário de um transformador

a) Pela Figura 12.16 vamos calcular a corrente no primário do transformador  $\Delta - Y$ , 13 800 - 220/127 volts para uma corrente entre fases no secundário de 1 000 A (ou corrente de curto-circuito entre fases).

#### Solução

Quando uma carga monofásica ligada entre fase-fase (ou curto) aparece no secundário do transformador, as correntes fluem somente em duas fases  $X_0-X_2$  e  $X_0-X_3$ . O enrolamento primário  $H_2-H_1$  energiza o enrolamento  $X_0-X_2$  no secundário, e o enrolamento primário  $H_2-H_3$  energiza o enrolamento secundário  $X_0-X_3$ .

A corrente primária de cada enrolamento é:

$$I_p \times E_p = I_s \times E_s \quad \therefore \quad I_p = \frac{E_s}{E_p} \times I_s = \frac{220}{13800} \times 1000 = 15,9 \text{ A}$$

Então, as correntes primárias serão:

$$I_A = 15,9 + 15,9 = 31,8 \text{ A}$$

$$I_B = 15,9 \text{ A}$$

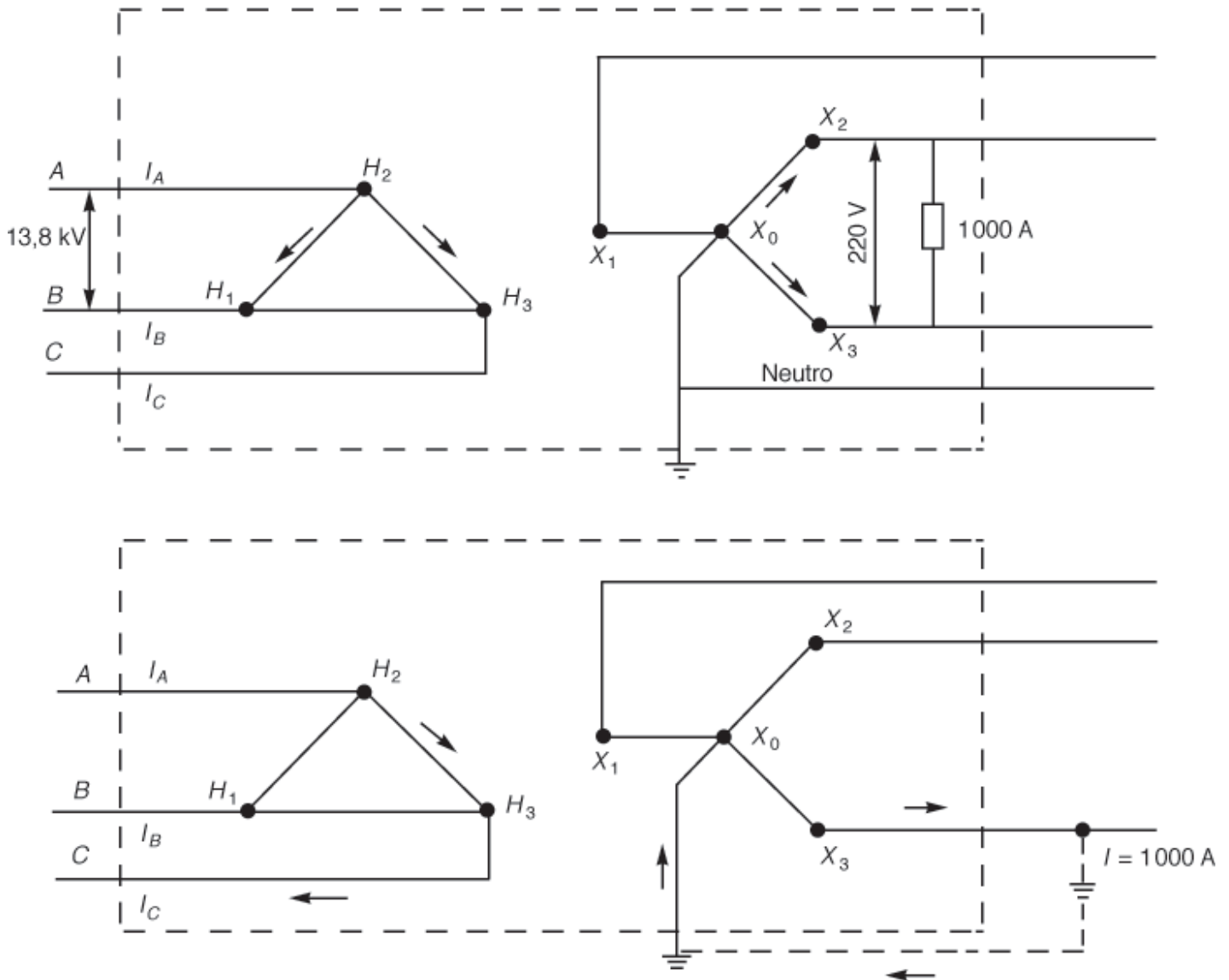
$$I_C = 15,9 \text{ A}$$

b) Para o mesmo transformador, vamos calcular as correntes nas linhas do primário do transformador, para um defeito entre fase e terra no secundário de 1 000 A (ver Figura 12.16).

### Solução

A corrente de curto-circuito no secundário flui somente por um enrolamento no secundário, saindo por  $X_3$  e retornando ao ponto central,  $X_0$ , através da terra. Este enrolamento é suprido no primário pelo enrolamento  $H_2-H_3$ , ou seja:

$$I_p = \frac{E_s}{E_p} \times \frac{I_s}{\sqrt{3}} = \frac{220}{13\,800} \times \frac{1000}{\sqrt{3}} = 9,2 \text{ A}$$



Exemplos de como são distribuídas as correntes de curto no primário do transformador.

Figura 12.16

Como no primário só participam no curto as linhas A e C, temos:

$$\begin{aligned} I_A &= 9,2 \text{ A} \\ I_B &= 0 \\ I_C &= 9,2 \text{ A} \end{aligned}$$

## Resumo

- Projeto de uma subestação abaixadora do tipo abrigada: cálculo da demanda provável para consumidores industriais e não industriais.

- Dados para o projeto da SE: dados indispensáveis.
- Exemplo de um projeto de uma SE de uma obra aprovada pela Concessionária local e já realizada: cálculo da demanda provável.
- Arranjo da subestação: disposição dos equipamentos na área disponível para a SE, lembrando as exigências da concessionária e a posição da rede de AT; desenhos em planta, cortes, vistas, diagramas etc.
- Cálculo das correntes de curto-circuito presumíveis: generalidades, efeitos dinâmicos, efeitos térmicos, noções de proteção de um sistema elétrico, corrente simétrica e assimétrica.
- Demonstração de cálculo das correntes de curto-circuito, para a mesma SE que serviu de exemplo, usando dois pontos (*A* e *B*) em locais mais prováveis de ocorrência de curto.
- Conclusões finais sobre o emprego do método simplificado e o método detalhado no cálculo das correntes de curto-circuito.
- Determinação das correntes no primário de um transformador, em face da ocorrência de uma sobrecorrente ou um curto-circuito entre duas fases ou entre fase-terra no secundário do trafo.

---

<sup>1</sup> É recomendada a leitura da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, artigos 12 e 13 da Seção V.

<sup>2</sup> A leitura da Norma Regulamentadora número 10 do MTE é essencial.

<sup>3</sup> O estudo da Norma de Instalações Elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV é essencial. Há uma proposta para que o nome dessa norma seja alterado para alta tensão, por conta de compatibilização com as outras regulamentações legais em breve.

<sup>4</sup> Um transformador com isolamento a seco.

<sup>5</sup> NBR 5434:1982 – Redes de distribuição aérea urbana de energia elétrica.

<sup>6</sup> Referência: *Informativo Técnico*, Volume 1, da Siemens.

<sup>7</sup> Ver item “10.2.6 da NR 10” – orientação para que o conjunto de documentos técnicos e administrativos seja denominado como “Prontuário de Instalações Elétricas”.