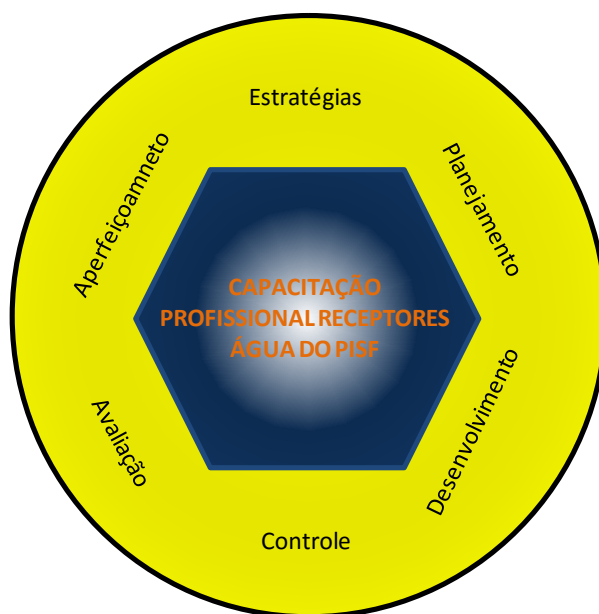


Capacitação de profissionais integrantes dos órgãos
gestores de recursos hídricos do Estado do Ceará
para o PISF

NOTAS DE AULA SOBRE

EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS EM SUB- ESTAÇÕES



João Carlos de Oliveira Costa

DEL GIUDICE ASSESSORIA TÉCNICA LTDA

Brasília, novembro de 2011



EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS EM SUBESTAÇÕES



EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS EM SUBESTAÇÕES

Sumário

Sistema elétrico.....	03
1.1 Introdução	03
1.2 Geração de energia.....	03
1.3 Transmissão de energia.....	07
2 Tipos de subestação.....	08
2.1 Subestação em tensão igual ou superior a 69 kV.....	08
2.2 Subestação em tensão inferior a 69 kV.....	11
2.2.1 Subestação simplificada.....	11
2.2.2 Subestação convencional.....	12
3 Equipamentos elétricos em subestação.....	13
3.1 Cabo de alta tensão.....	13
3.2 Muflas terminais primárias ou terminações.....	14
3.3 Para-raios.....	14
3.4 Disjuntores.....	16
3.4.1 Disjuntor a óleo (PVO e GVO).....	17
3.4.2 Disjuntores a gás.....	17
3.4.3 Disjuntores a vácuo.....	18
3.4.4 Mecanismo dos disjuntores.....	19
3.4.5 Acionamento dos disjuntores.....	19
3.5 Chaves seccionadoras.....	19
3.6 Chave fusível.....	20
3.7 Transformador.....	21
3.8 Transformador de potencial.....	25
3.9 Transformador de corrente.....	27
3.10 Isoladores.....	29
4 Projeto, especificações técnicas.....	29
4.1 Elaboração do projeto.....	29
4.2 Análise de diagramas e desenhos.....	31
5 Segurança em subestações - Norma regulamentadora N°10.....	36
6 Manutenção em subestações.....	40
6.1 Materiais, equipamentos, EPI's e EPC's necessários em manutenções de subestações.	40
6.2 Manutenção de equipamentos.....	41
6.2.1 Para-raios tipo válvula.....	41
6.2.2 Chave seccionadora.....	42
6.2.3 Disjuntor.....	42
6.2.4 Transformador.....	43
6.2.5 Transformadores de instrumentos – TP's e TC's:.....	43

1 – Sistema elétrico

1.1 Introdução

O sistema elétrico tem a função de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes e pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

No Brasil, face ao grande potencial hídrico existente, predomina a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em usinas hidrelétricas, que de modo geral, estão afastadas dos centros de consumo. Desta forma, para que a energia elétrica chegue ao seu destino final, ela precisa percorrer um longo caminho cheio de transformações. Afinal um dos princípios básicos da física determina que a energia não é criada e sim transformada.

1.2 Geração de energia

HIDRELÉTRICAS - A energia potencia das águas acumuladas nos reservatórios das usinas é transformada em energia cinética quando a esta percorre, com uma determinada velocidade, uma tubulação que conduz até a turbina.

A fórmula para energia potencial é:

$$E = m \cdot g \cdot h$$

Sendo:

m = massa

g= gravidade

h = altura

A fórmula para energia cinética é:

$$E = \frac{m \cdot V^2}{2}$$

Sendo:

m = massa

V= velocidade

Quando a água atinge a turbina, a energia cinética se transforma em energia mecânica, fazendo com que a turbina entre em movimento de rotação. Na ponta do eixo da turbina está ligado o gerador que finalmente transforma a energia mecânica de rotação do eixo em energia elétrica

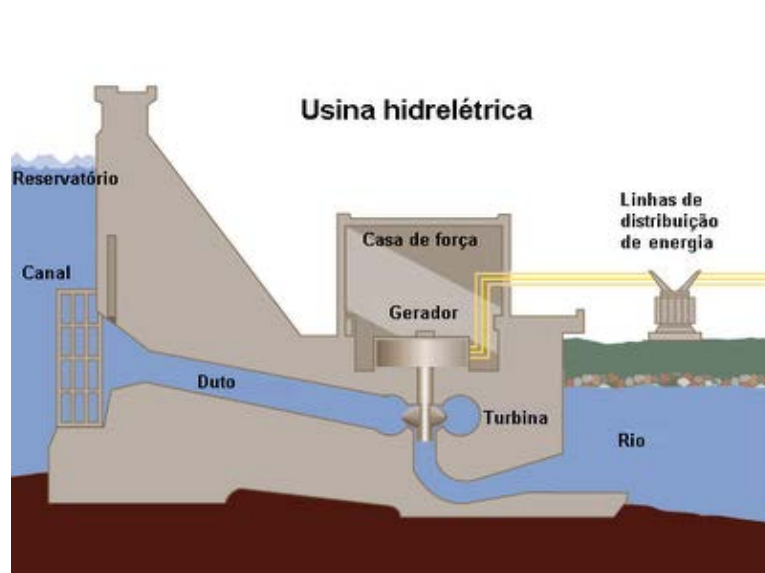


Figura 1.1 – Desenho esquemático de uma hidrelétrica

TERMELÉTRICAS – O processo fundamental de funcionamento baseia-se na conversão de energia térmica em energia mecânica e esta em energia elétrica. Este tipo de geração utiliza basicamente dois sistemas: combustão interna e combustão externa.

No sistema de combustão externa, o combustível é queimado gerando o calor que aquece o combustível de trabalho, geralmente a água, que encontra-se no interior de uma caldeira. A água aquecida transforma-se em vapor e é enviado para uma turbina, produzindo movimento de rotação. Na ponta do eixo da turbina está ligado o gerador que transforma a energia mecânica de rotação do eixo em energia elétrica.

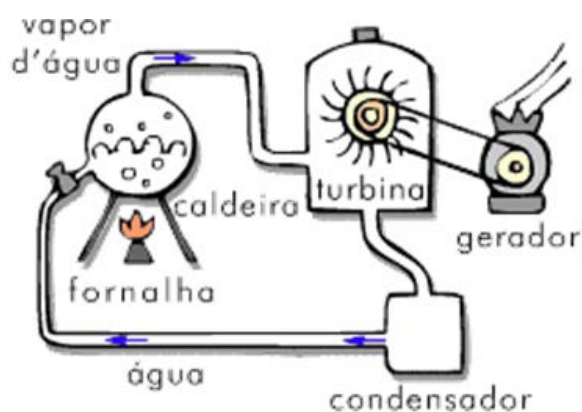


Figura 1.2 – Desenho esquemático de uma termelétrica

No sistema de combustão interna a queima do combustível pode ser realizada dentro da própria máquina motriz. Este sistema é utilizado principalmente em turbinas a gás e máquinas térmicas a pistão (motores a diesel, por exemplo).

EOLICA – A energia dos ventos faz girar as pás de um aerogerador produzindo energia mecânica de rotação. Através de um multiplicador de velocidade, a rotação do eixo do rotor é transmitida para o gerador que produz energia elétrica.

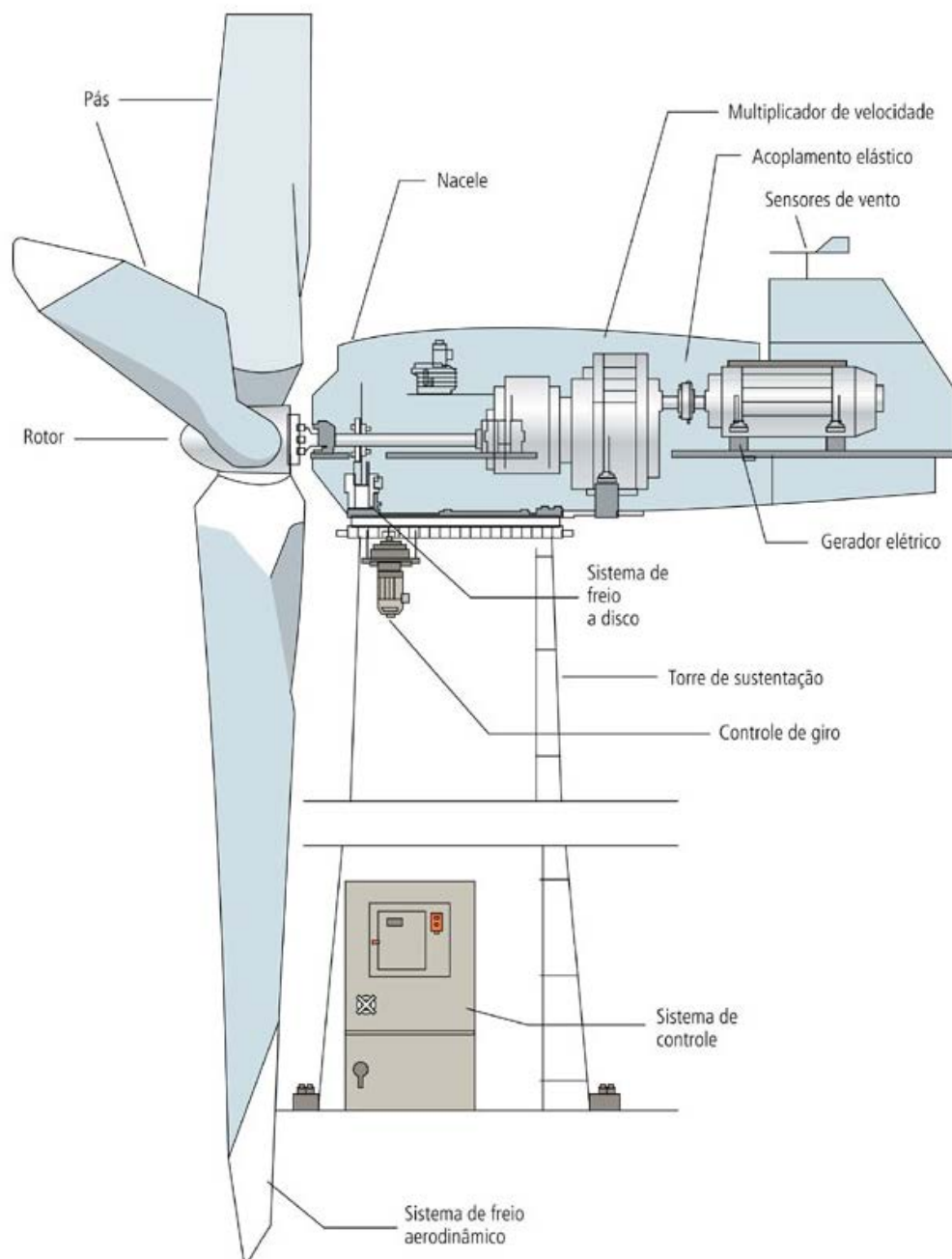


Figura 1.3 – Desenho esquemático de uma turbina eólica.

NUCLEAR – Opera de forma similar as termelétricas porém o calor é obtido de um processo de fissão nuclear.

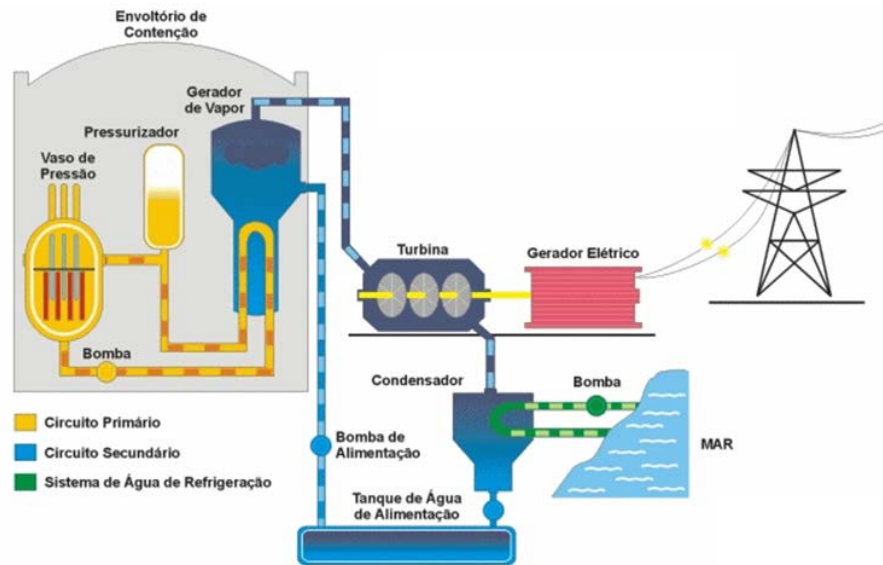


Figura 1.4 – Desenho esquemático de uma termonuclear.

SOLAR – Seu funcionamento baseia-se em transformar a energia do sol em energia elétrica. No Brasil, a primeira planta de geração solar está localizada no estado do Ceará, mais precisamente na cidade de Tauá.

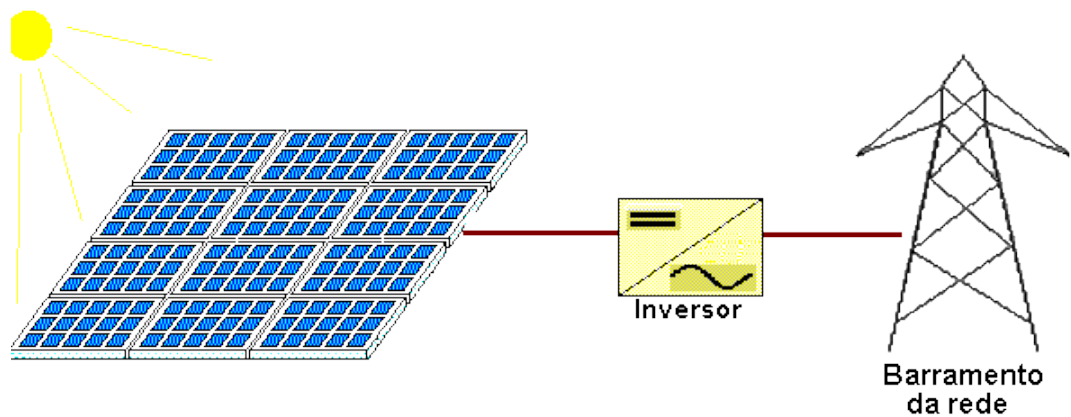


Figura 1.5 – Desenho esquemático de uma geração solar.

Existem outras formas de geração de energia elétrica no mundo, porém com pouca representatividade no cenário energético.

1.3 Transmissão de energia

A tensão de saída das grandes usinas geradoras normalmente varia de 6,5 kV a 18 kV. Em função das elevadas potências, a corrente elétrica nesse nível de tensão é muito elevada. Para sistemas trifásicos temos:

$$S = \sqrt{3}VI$$

Sendo:

V= Tensão

I= corrente

As perdas técnicas de energia elétrica estão diretamente relacionadas com a corrente elétrica e a resistência do condutor.

$$P = R \cdot I^2$$

Sendo:

R= Resistência

I= corrente

A potência total "S" fornecida pela usina é fixa, portanto elevando a tensão, automaticamente reduzimos a corrente elétrica. Este é o modo mais fácil de reduzir as perdas técnicas na transmissão de energia elétrica.

A redução da corrente também diminui o custo de construção das linhas de transmissão pois a área da seção transversal dos condutores (bitola) será menor.

Desta forma, próximo as grandes usinas geradoras de energia elétrica existem subestações elevadoras que elevam a tensão para valores padronizados de modo que a energia elétrica possa ser transmitida com as menores perdas possíveis. Existem diversos valores padronizados de tensão dentre os quais destacamos:

69 kV

138 kV

230 kV

345 kV

500 kV

750 kV

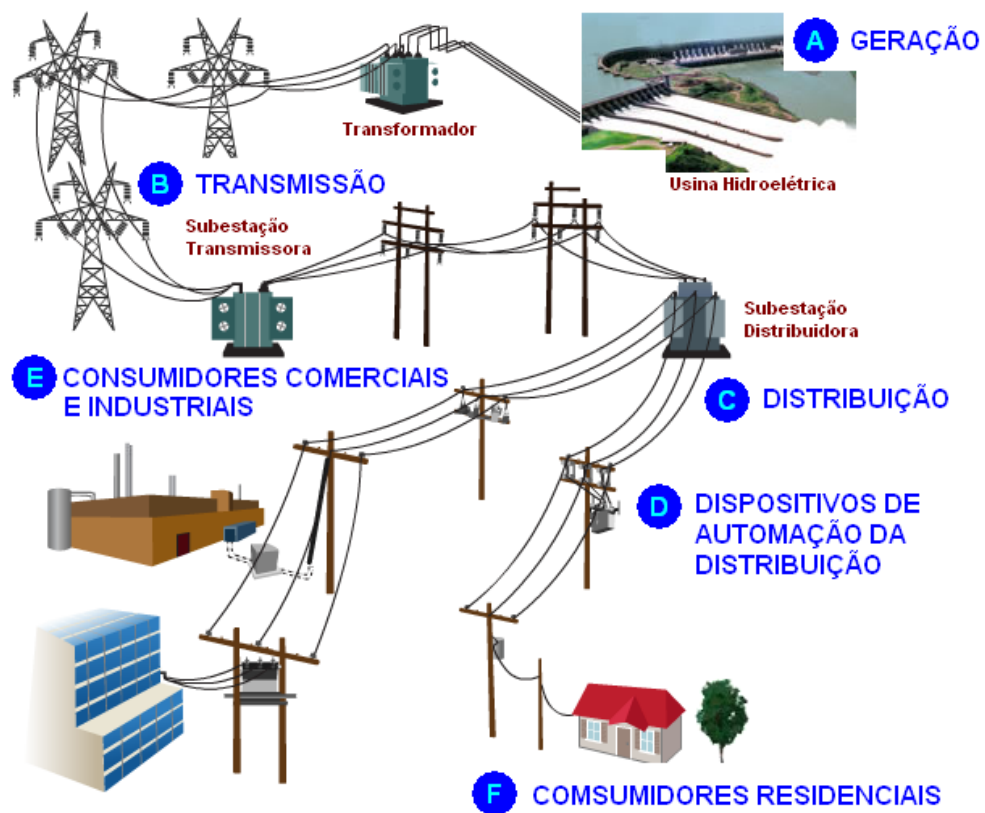


Figura 1.6 – Desenho esquemático do sistema elétrico desde a geração ao consumo

2 – Tipos de subestação

2.1 Subestação em tensão igual ou superior a 69 kV

A subestação compreende instalações elétricas e civis, destinadas a alojar medição, proteção e transformação.

Na entrada da subestação deve haver um para raios por cada fase, especificado de acordo com a indicação da distribuidora de energia local.

Os transformadores de potencial (TP's) e os transformadores de corrente (TC's) são fornecidos pela distribuidora e instalados pelo consumidor.

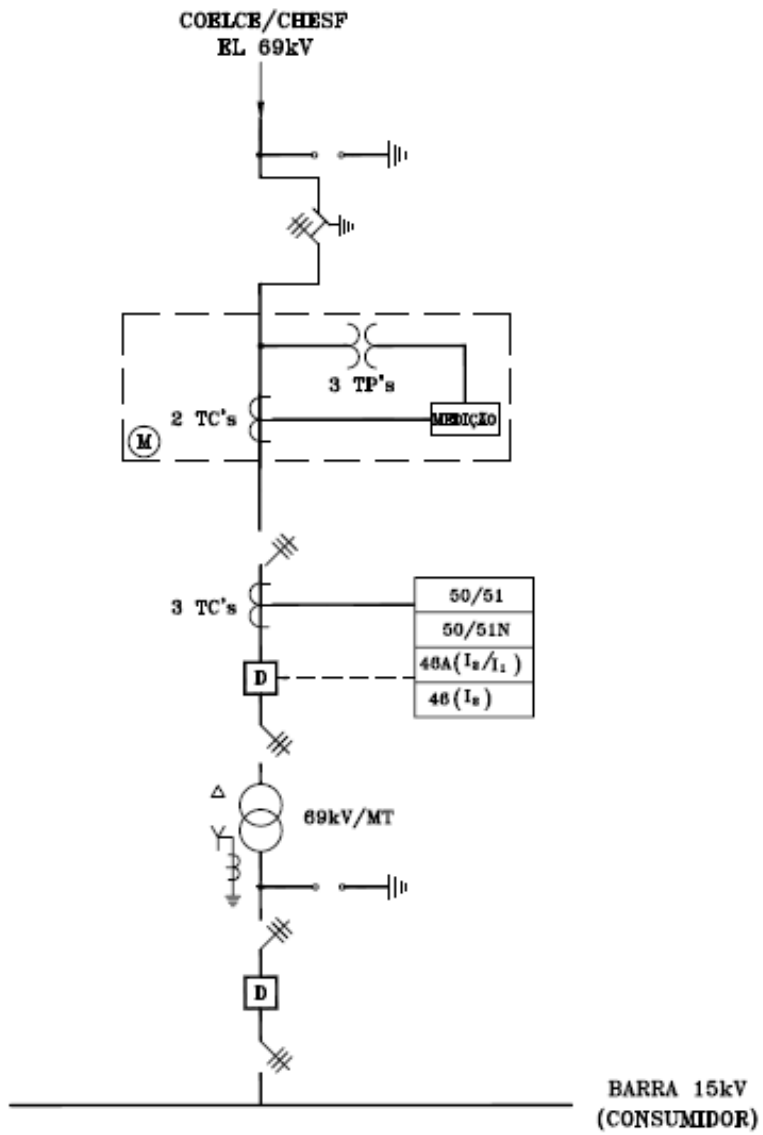


Figura 2.1 – Diagrama unifilar de uma subestação de consumidor em 69 kV
 Fonte: Norma Técnica NT 004/2011 R05 - Fornecimento de energia elétrica em alta tensão – 69 kV – Coelce

LEGENDA :












	- PÁRA-RAIO TIPO ESTAÇÃO 10kA
	- TRANSFORMADOR DE CORRENTE
	- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	- SECCIONADOR TRIPOLAR DE COMANDO SIMULTÂNEO
	- SECCIONADOR TRIPOLAR COM CHIFRES, ATERRAMENTO E BLOQUEIO MECÂNICO
	- DISJUNTOR
	- RELAÇÃO CORRENTE SEQUÊNCIA NEGATIVA/CORRENTE SEQUÊNCIA POSITIVA
	- FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE SEQUÊNCIA NEGATIVA
	- FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE DE FASE, INSTANTÂNEO E TEMPORIZADO
	- FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE DE TERRA, INSTANTÂNEO E TEMPORIZADO
	- ENTRADA DE LINHA

Figura 2.2 – Legenda do Diagrama unifilar de uma subestação de consumidor em 69 kV

Fonte: Norma Técnica NT 004/2011 R05 - Fornecimento de energia elétrica em alta tensão – 69 kV - Coelce

O transformador da subestação pode possuir ajuste automático de tensão, compensando as variações de tensão de fornecimento e as variações de carga ao longo do dia, que promovem uma oscilação da tensão de saída do transformador.

Para aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, este tipo de subestação pode possuir dois circuitos de alimentação, entretanto os dois alimentadores não devem ser ligados simultaneamente, ou seja, um circuito alimenta a subestação e o outro fica como reserva.

A subestação pode ainda ter dois ou mais transformadores dimensionados de tal forma que, na falha de um transformador, os demais sejam capazes de suportar toda a carga da unidade consumidora. Havendo mais de um transformador, fica a critério do consumidor definir se todos ficaram ligados permanentemente ou se algum transformador ficará desligado, sendo utilizado como reserva.

2.2 Subestação em tensão igual ou superior a 69 kV

A subestação compreende instalações elétricas e civis, destinadas a alojar medição, proteção e transformação.

A subestação, contendo infraestrutura, transformador e equipamentos de proteção, é de responsabilidade da Unidade Consumidora e deve estar de acordo com as prescrições da norma NBR 14039 e das normas de segurança aplicáveis.

2.2.1 Subestação simplificada

Possui um único transformador trifásico com potência máxima de 300 kVA. A proteção geral de média tensão pode ser realizada por meio de chaves fusíveis unipolares, contanto que, simultaneamente, a proteção geral de baixa tensão do transformador seja realizada por meio de disjuntor termomagnético devidamente especificado com relação à corrente nominal daquele transformado e a corrente de curto-circuito. Para subestações abrigadas devem ser associados dispositivos de seccionamento tripolar simultâneo às chaves fusíveis.

Subestação aérea: A sua montagem é externa a qualquer construção e feita em poste de concreto com os respectivos materiais necessários para sua fixação, utilizando cruzetas chave fusível, para raios, transformador de serviço, e etc. A medição pode ser feita do lado de baixa tensão ou do lado de média tensão, conforme critérios da distribuidora de energia local.

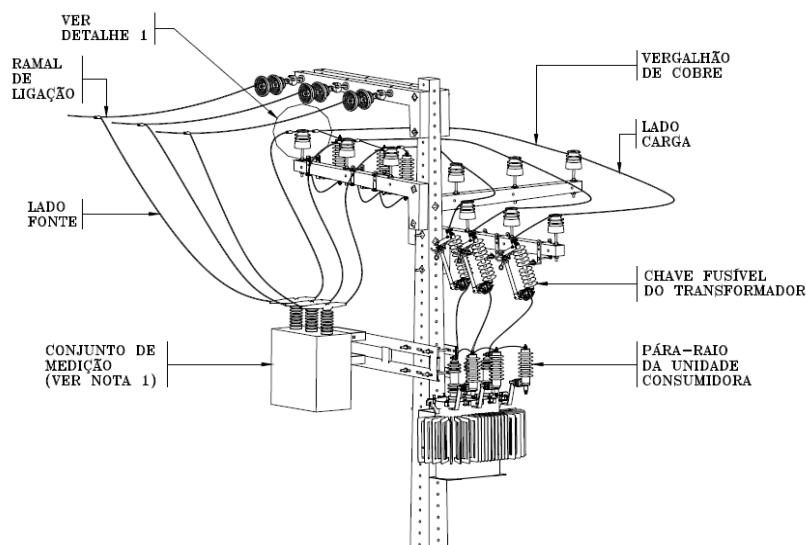


Figura 2.3 – Subestação aérea com medição do lado de MT

Fonte: Norma Técnica NT 002/2010 R02 - Fornecimento de energia elétrica tensão primária de distribuição - Coelce

Subestação abrigada: Pode ser construída uma edificação em alvenaria específica para a subestação ou pode ser situada no interior de outra edificação. Existem ainda as subestações blindadas, que são construídas em chapa metálica, contendo em seu interior todos os equipamentos e montagens eletromecânicas necessárias. As subestações blindadas devem ter seus projetos homologados previamente na distribuidora de energia elétrica local.

2.2.2 Subestação convencional

A subestação convencional pode ser projetada com um ou mais transformadores trifásicos. A proteção geral de média tensão deve ser realizada por meio de disjuntor acionado através de reles secundários.

Deve ser construída preferencialmente no limite da propriedade do consumidor com a via pública em local de fácil acesso e o mais próximo da entrada principal. Pode ser construída em alvenaria ou blindada.

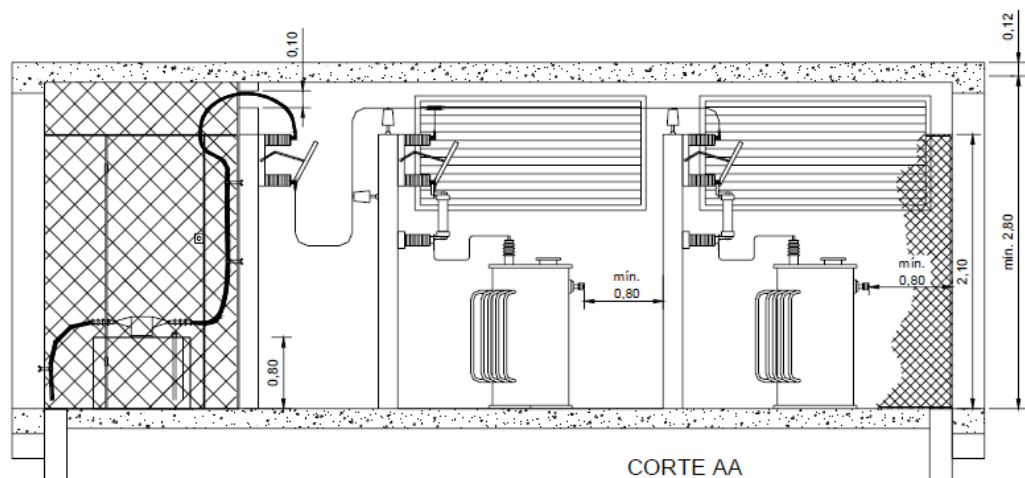


Figura 2.4 – Subestação abrigada até 300 kVA com mais de um transformador

Fonte: Regulamento de instalações consumidoras – fornecimento em média tensão – rede de distribuição aérea – AES Sul

3 – Equipamentos elétricos em subestações

3.1 Cabo de alta tensão

Os cabos de alta tensão têm características bem diferentes dos cabos de baixa tensão. Além de condutor de cobre ou alumínio no centro do cabo, ele ainda possui outras camadas ao seu redor.

Logo ao redor do condutor central, existe uma camada de fita semicondutora, depois desta presente a isolação propriamente dita que pode ser de diversos materiais, como por exemplo, PVC (cloreto de polivinila), XLPE (polietileno) ou EPR (etileno propileno). Ao redor da isolação existe outra camada de fita semicondutora, depois está instalada a blindagem ou malha de aterramento e a ultima camada é de uma proteção mecânica de borracha.

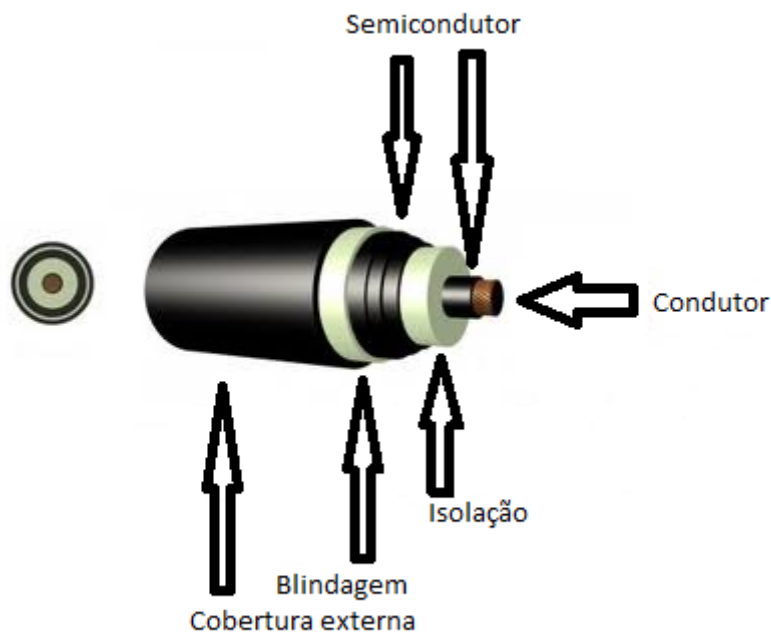


Figura 3.1 – Camadas de um cabo de alta tensão isolado

As fitas semicondutoras possuem a função de filtrar e uniformizar as diversas linhas de campo magnético formadas pelos vários condutores que compõem o condutor central.

A blindagem deve ser aterrada para garantir que na ocorrência de uma falha na isolação, a região ao redor do cabo não fique energizada.

3.2 Muflas terminais primárias ou terminações

Mufla terminal primária ou terminação é um dispositivo destinado a restabelecer as condições de isolação da extremidade de um condutor isolado quando este é conectado a um condutor nu.

Basicamente existem três tipos de terminações que podem ser utilizadas tanto em meio externo como interno:

- Termocontrátil
- Retrátil a frio
- Porcelana

Todos esses tipos de terminação são vendidos na forma de KIT, que contem praticamente todos os recursos necessários para realizar a terminação e também as instruções para confeccioná-la.



Figura 3.2 – Terminação de porcelana



Figura 3.3 – Terminação retrátil a frio

3.3 Para-raios

Os para-raios instalados em subestações são destinados a proteger os equipamentos de um circuito contra surto de tensão transitório de origem externa provocado por descargas atmosféricas e/ou sobretensões de origem interna provocadas por manobras e chaveamentos.

Cabo para-raios: Situado acima de uma linha de transmissão aérea, tem como finalidade protegê-la contra descargas atmosféricas diretas.

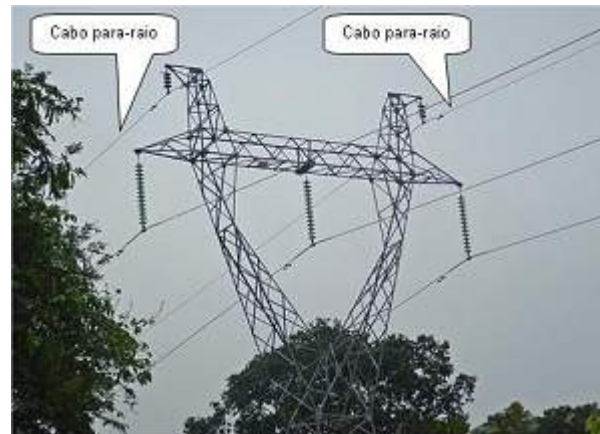


Figura 3.4 – Cabo para-raios

Para-raios do tipo haste reta (Franklin): Instalado na parte mais alta das construções, este tipo de para-raios se constitui de uma haste metálica que tem a função de captor do sistema de proteção contra descarga atmosférica em uma edificação.

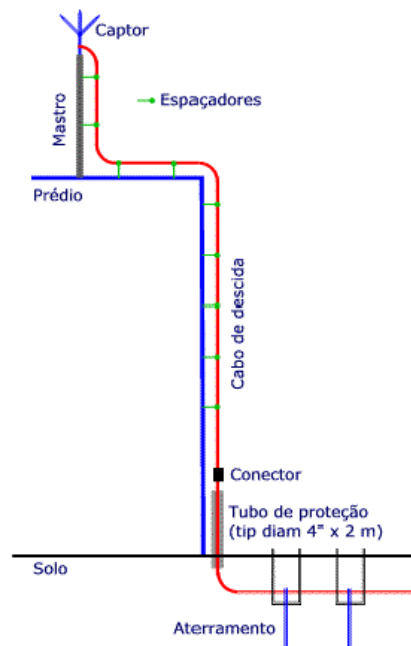


Figura 3.5 – Para-raios do tipo haste reta

Para-raios tipo válvula: É conectado na fase em seu lado superior e aterrado no lado inferior. Este tipo de para-raios é monofásico, portanto devemos instalar um por cada fase. Sob tensão nominal, o para-raios mantém a isolação entre o seu lado superior e o lado inferior, porém ao receber uma tensão

proveniente de descarga atmosférica, o para-raios passa da condição de isolante para condutor, descarregando a sobretensão existente e assim protegendo os equipamentos do circuito.



Figura 3.6 – Para-raios do tipo válvula
15kV



Figura 3.7 – Para-raios do tipo válvula
72,5 kV

3.4 -Disjuntores

São equipamentos destinados a interromper a corrente elétrica de um circuito em condições normais, anormais ou em curto circuito.

Uma das funções do disjuntor é a extinção do arco elétrico. Ao interromper a corrente elétrica em um circuito, há formação de arco elétrico que é definido pela passagem da corrente elétrica através do ar ou do meio isolante. Como a rigidez dielétrica (resistência) do ar ou meio isolante é maior que a do condutor, a passagem da corrente elétrica neste meio provoca uma elevada temperatura, da ordem de milhares de graus.

A intensidade do arco elétrico do arco elétrico depende da corrente da corrente que está percorrendo o circuito no momento de sua interrupção e do tempo de abertura do circuito. A formação do arco elétrico possui características de uma explosão, com elevada energia térmica e acústica emitida. As altas temperaturas do arco elétrico danificam os contatos, isto provoca a necessidade de sistemas de extinção do arco elétrico nos disjuntores.

A tecnologia empregada para a extinção do arco elétrico é a característica que define o tipo de disjuntor. Os tipos de disjuntores mais comuns são:

- Grande volume de óleo (GVO)
- Pequeno volume de óleo (PVO)
- Gas.
- Vácuo

3.4.1 Disjuntor a óleo (PVO e GVO).

São dispositivos que utilizam o óleo isolante como elemento de extinção do arco elétrico. O que diferencia os disjuntores GVO e PVO é a quantidade de óleo e alguns detalhes construtivos.

Por ter boa característica dielétrica de extinção e resfriamento, o óleo mineral sempre foi utilizado como meio de extinção de arco elétrico desde os disjuntores mais antigos.

No momento da abertura e do fechamento do disjuntor, o arco provoca elevada temperatura dentro da câmara de extinção. O arco é extinto quando o óleo é injetado com temperatura menor e rigidez maior diretamente no ponto onde está formado o arco elétrico.



Figura 3.8 – Disjuntor PVO

3.4.2 Disjuntores a gás

Este tipo de disjuntor utiliza o gás hexafluoreto de enxofre (SF_6) para extinção do arco elétrico. O SF_6 , quando em condições normais, é altamente dielétrico, não inflamável, não tóxico, e inodoro até cerca de 5000 °C.

O gás SF_6 pode ser utilizado como isolante em disjuntores de 13,8 kV até 500 kV de tensão. As suas câmaras são fechadas com gás injetado a alta pressão.



Figura 3.9 – Disjunta a gás SF6

3.4.3 Disjuntores a vácuo

São disjuntores que utilizam o vácuo para extinção do arco elétrico. Este é um dos sistemas mais eficientes para extinção do arco elétrico, pois no vácuo não há decomposição de gases.

A câmara de extinção é um recipiente vedado que, se apresentar defeito precisa ser substituída, pois devido a sua característica construtiva e alto vácuo existente no seu interior, não é possível realizar manutenção em seus contatos internos, entretanto a sua vida útil é muito longa



Figura 3.10 – Disjunta a vácuo

3.4.4 Mecanismo dos disjuntores

O mecanismo dos disjuntores é responsável por impulsionar o contato móvel dos pólos, promovendo a sua abertura e o seu fechamento. Este movimento precisa ser rápido tanto na abertura quanto no fechamento.

Nos disjuntores de alta tensão, o sistema mais utilizado emprega molas que são carregadas manualmente ou por intermédio de um motor.

Os disjuntores possuem duas molas, uma com a função de ligar o disjuntor e a outra que o desliga. Neste sistema existe uma manivela, alavanca ou motor que se encarrega de carregar a mola de ligar, deixando o disjuntor em condições de ser ligado. A mola de desligar é carregada no momento em que o disjuntor está sendo fechado.

3.4.5 Acionamento dos disjuntores

Existem três tipos de comando que podem acionar os disjuntores.

O comando manual, que é realizado no próprio disjuntor através de botões de liga e desliga, localizados na parte frontal do equipamento.

O comando elétrico, que é realizado por botoeiras fixadas em um painel de comando que pode ser instalado dentro ou até mesmo fora da subestação. Para a utilização do comando elétrico é necessário que o disjuntor possua bobina de ligar e bobina de desligar.

Comando automático que é realizado por meio de relés de proteção. Trata-se de operação automática, pois depois de parametrizados, os relés atuam independentemente de qualquer intervenção humana.

3.5 -Chaves seccionadoras

São dispositivos destinados a realizar manobras de abertura e fechamento de circuito elétrico sem carga.

Geralmente as chaves seccionadoras utilizadas em subestações são trifásicas com acionamento simultâneo das três fases por intermédio de um comando único.

Em subestações com tensão superior a 69 kV podem ser encontradas chaves seccionadoras com abertura central ou lateral e com acionamento manual ou motorizado.

Existe um tipo de chave seccionadora que permite a sua operação de abertura e fechamento quando há carga no circuito desde que esta esteja dentro das condições especificadas pelo fabricante. Destaca-se que este tipo de equipamento não deve operar com corrente nominal ou em situação de curto-circuito.



Figura 3.11 – Chave seccionadora

3.6 -Chave fusível

A chave fusível ou chave indicadora fusível executa tanto a função normal de seccionador de circuito sem carga quanto a proteção contra curto-circuito ou sobrecorrente pela queima do seu elo fusível interno.

Esta chave é acionada por meio de bastão de manobra e pode ser instalada com fusíveis de diversos valores de corrente elétrica dependendo da necessidade do local onde ela é utilizada.

As chaves fusíveis não devem ser operadas em carga devido à inexistência de sistema de extinção de arco elétrico. A sua operação somente em tensão é tolerável, o que é feito normalmente pelas distribuidoras. No entanto, com a utilização de uma ferramenta chamada load buster, pode-se operar a chave fusível com o circuito a plena carga, respeitando-se os limites da ferramenta mencionada.

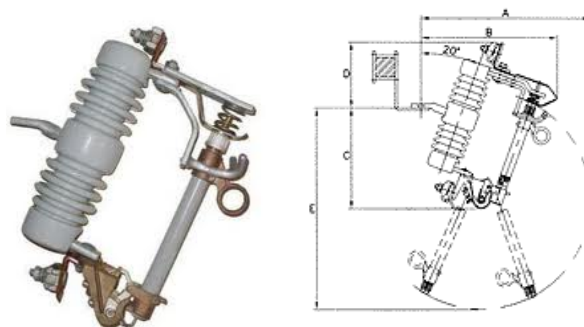


Figura 3.12 – Chave fusível

3.7 -Transformador

É um equipamento elétrico estático que, por meio de indução eletromagnética, transfere energia do circuito primário para o circuito secundário mantendo a mesma frequência e, em geral, alterando os valores de tensão e corrente.

A chamada parte ativa do transformador é composta de bobinas e núcleo. A bobina de alimentação é chamada de primária e a de saída é chamada de secundária.

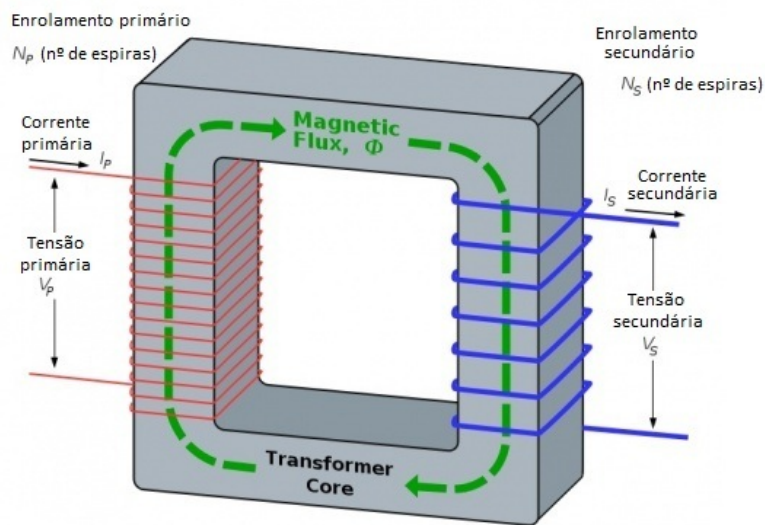


Figura 3.13 – Transformador elementar

A expressão a seguir associa a relação de transformação com a razão entre o número de espiras primária e secundária bem como as tensões e correntes de entrada e saída.

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

Sendo

α = relação de transformação

N_1 = Número de espiras do enrolamento primário

N_2 = Número de espiras do enrolamento secundário

V_1 = Tensão aplicada ao enrolamento primário

V_2 = Tensão aplicada ao enrolamento secundário

I_1 = Corrente elétrica que circula no enrolamento primário

I_2 = Corrente elétrica que circula no enrolamento secundário*

*A corrente circulante no secundário está condicionada a conexão de uma carga a este enrolamento

Os transformadores de subestações de consumidores são geralmente trifásicos. Geralmente as bobinas de baixa tensão ficam internas as bobinas de alta tensão como podemos observar na figura 3.14

Ao longo do sistema elétrico, a tensão pode sofrer variações. Assim sendo, pro exemplo, se a tensão de alimentação de um transformador estiver baixa, a tensão de saída também será baixa segundo a relação de transformação do transformador. Para compensar estas possíveis variações, os transformadores são dotados de TAP's, que são derivações de espiras geralmente no enrolamento primário, que quando conectadas eliminam da bobina algumas espiras alterando assim a relação de transformação. Para realizar a mudança de TAP os transformadores são dotados de seletor manual ou automático.

Basicamente existem dois tipos construtivos de transformadores: A óleo e a seco. Para os transformadores a óleo, a função deste componente é de isolamento e refrigeração. No caso de transformadores a seco, a isolação é garantida pela resina epóxi que reveste as bobinas e a refrigeração é feita pelo ar que circula entre as bobinas.

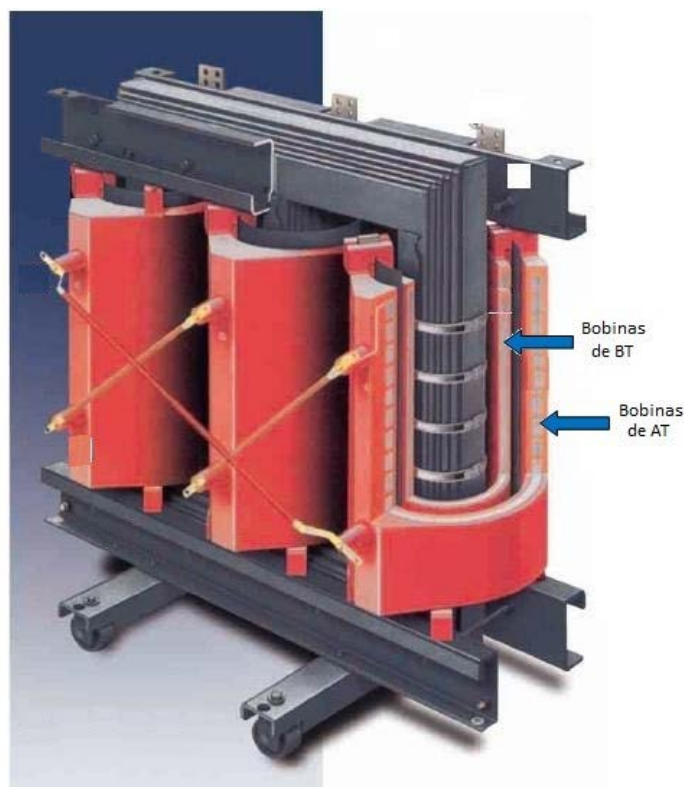


Figura 3.14 – Transformador a seco – posicionamento das bobinas de BT e AT

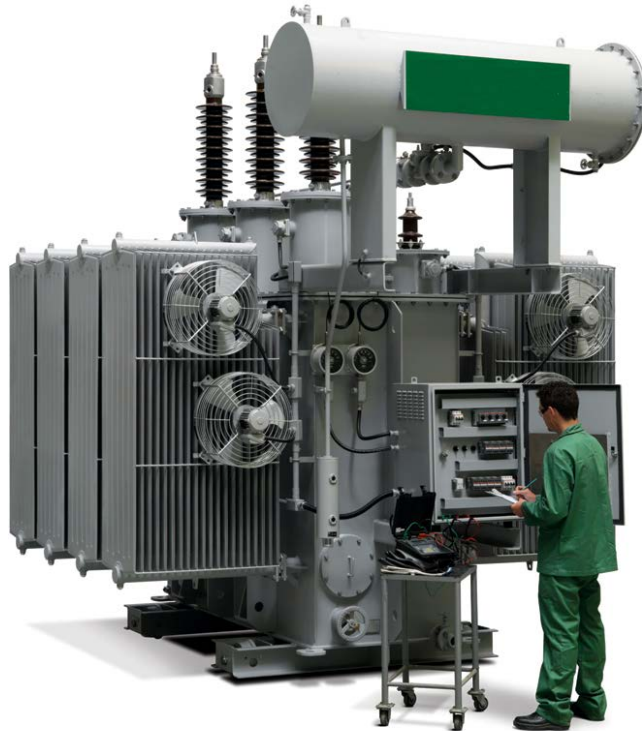


Figura 3.15 – Transformador de força a óleo

Devido ao funcionamento do transformador, o **óleo isolante** está sujeito a deterioração. Desta forma é necessário acompanhar periodicamente o óleo isolante através de dois grupos de testes, o físico-químico e o cromatográfico.

O grupo de testes cromatográficos analisa os gases dissolvidos no óleo e os testes físico-químicos analisam dentre outros aspectos, os contaminantes presentes no óleo e o grau de envelhecimento do óleo.

Através do tanque principal é que se libera o calor transferido do núcleo do enrolamento através do óleo isolante. Os **tanques** são confeccionados em chapas de aço e podem possuir **radiadores** fixados na parte externa para ajudar na refrigeração do óleo isolante.

Alguns transformadores possuem **tanque de expansão**, que é utilizado para compensar a variação de volume do óleo isolante no interior do tanque principal. O volume do óleo varia em função da temperatura no interior do transformador devido a temperatura ambiente e a variação de carga. O tanque de expansão é instalado na parte externa e no ponto mais alto do transformador

Outro dispositivo existente em alguns transformadores é o **indicador de nível de óleo**, que indica o volume de óleo existente no interior do tanque do transformador.

Com a variação de volume do óleo no interior do tanque, o ar atmosférico entra e sai do transformador. Para eliminar umidade do ar, que não deve chagar até o óleo isolante, alguns transformadores possuem um dispositivo chamado de **secador de ar**. O secador de ar ou **tubo de sílica gel** é um tubo que chega até a parte superior do tanque de expansão e que possui uma quantidade de cristais de sílica-gel com a propriedade de absorver a umidade do ar. Alguns transformadores possuem em seu tanque de expansão, uma membrana que impede o contato do ar com o óleo.

Como foi dito anteriormente, uma das funções do óleo isolante é a refrigeração, portanto faz-se necessário controlar a sua temperatura através dos chamados **termômetros de óleo**. Esses termômetros consistem em termopares ou bulbos contendo elementos bimetálicos que ou serem aquecidos se dilatam provocando a deflexão dos ponteiros que registram a temperatura. O termômetro de óleo também é responsável pelo acionamento da ventilação forçada caso esta exista no transformados. Como orientação, a ventilação forçada lida com 65°C e desliga com 55°C.

O controle de temperatura dos enrolamentos é de fundamental importância, pois sobretensões provocam a deterioração do isolamento das bobinas danificando o transformador. O **termômetro de enrolamento** é similar ao termômetro de óleo. O alarme de temperatura do enrolamento atua aproximadamente aos 95°C.

Os elementos de controle de temperatura também podem acionar o desligamento do transformador. O termômetro de óleo desliga o transformador a aproximadamente 90°C e o termômetro de enrolamento aos aproximados 105°C. Em todos os casos é necessário consultar os dados técnicos do transformador para determinar os valores precisos conforme orientação do fabricante.

O **relé de gás** ou **relé buchholz** é um dispositivo com a finalidade de proteger os transformadores a óleo contra defeitos que provocam o movimento brusco do óleo ou curto circuito. Este tipo de relé fica instalado entre o tanque principal e o tanque de expansão. Um curto circuito no interior do transformador gera bolhas de gás que tendem a subir para o tanque de expansão passando pelo relé de gás. Os gases acumulados no interior do relé fazem com que este atue acionando alarmes. Movimentos bruscos de óleo também fazem o relé de gás atuar podendo inclusive desligar o transformador.

Caso haja problemas com as demais proteções do transformador e este presente pressões excessivas em seu interior (devido a sobreaquecimento ou arco elétrico), a proteção é feita pelo **tubo de explosão** ou pela **válvula de alívio**.

O tubo de explosão é montado na parte superior do transformador. Consiste de um tubo curvado com uma membrana interna de vidro que ao receber sobrepressões se rompe despressurizando o interior do transformador.

A válvula de alívio tem a mesma função do tubo de explosão, porém utiliza molas que a mantém fechada. Quando são criadas sobrepressões no interior do transformador, estas vencem a força da mola, fazendo com que a válvula de alívio se abra liberando a pressão interna do tanque fechando-se logo em seguida.



Figura 3.16 – Tanque de expansão, tubo de explosão, relé de gás e radiadores

3.8 – Transformador de potencial

São equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a rede a qual estão ligados. Os valores padronizados de tensão secundária são 115V ou $115V / \sqrt{3}$. Desta forma os instrumentos de medição e proteção utilizam componentes de baixa isolação reduzindo o tamanho dos mesmos.



Figura 3.16 – Transformador de potencial – 15 kV

A fórmula a seguir representa a relação de transformação em um TP

$$RTP = \frac{V_p}{V_s}$$

Sendo:

RTP = Relação de transformação do TP

V_p = Tensão primária

V_s = Tensão secundária

Existem dois tipos de erro em um TP: O erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase.

O erro de relação de transformação ocorre quando a tensão primária não corresponde exatamente ao produto da tensão lida no secundário pela relação de transformação do TP.

O erro de ângulo de fase mede a defasagem entre a tensão vetorial primária e a tensão vetorial secundária.

A classe de exatidão exprime nominalmente o erro esperado de um TP, levando em consideração o erro de relação de transformação e o erro de engulo de fase.

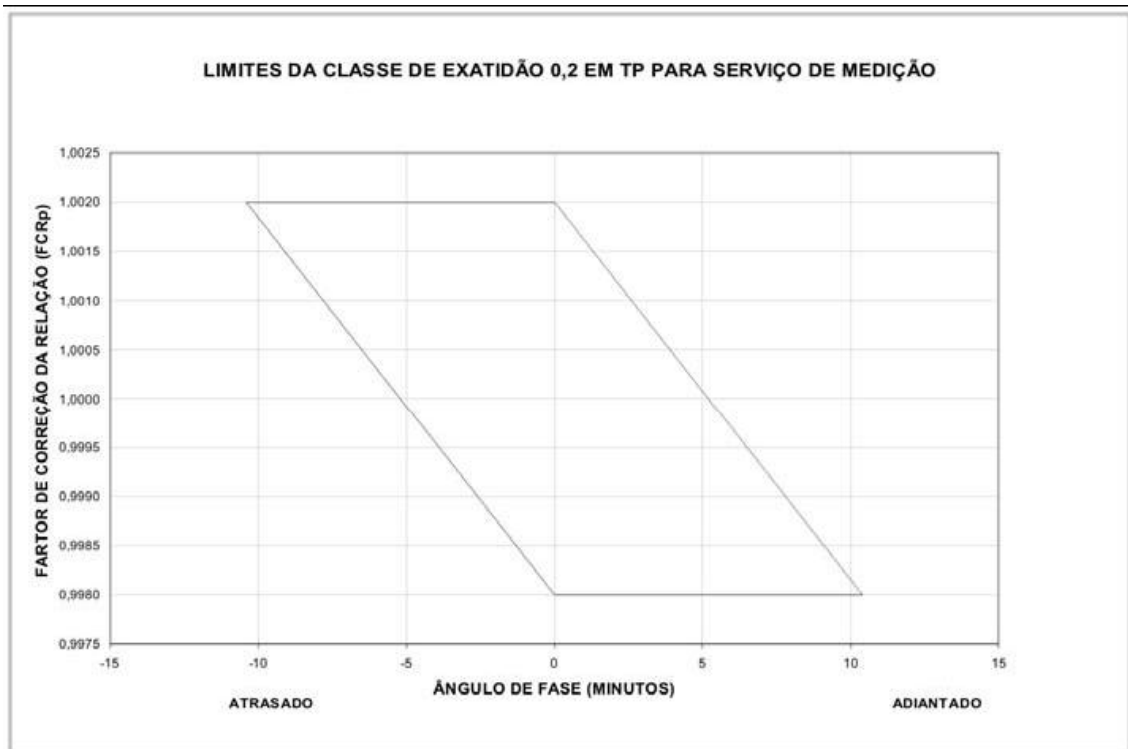


Figura 3.17 – Paralelograma de classe de exatidão de TP

3.9 - Transformador de corrente

São equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Os valores padronizados de corrente secundária são 5 A ou 1 A.

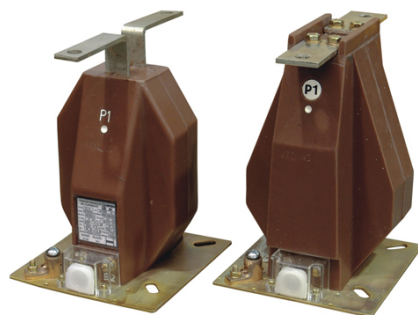


Figura 3.18 – Transformadores de corrente – 15 kV

A fórmula a seguir representa a relação de transformação em um TC

$$RTC = \frac{I_p}{I_s}$$

Sendo:

RTC = Relação de transformação do TC

I_p = Corrente primária

I_s = Corrente secundária

Existem dois tipos de erro em um TC: O erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase.

O erro de relação de transformação ocorre quando a corrente primária não corresponde exatamente ao produto da corrente lida no secundário pela relação de transformação do TC.

O erro de ângulo de fase mede a defasagem entre a corrente vetorial primária e o inverso da corrente vetorial secundária.

A classe de exatidão exprime nominalmente o erro esperado de um TC, levando em consideração o erro de relação de transformação e o erro de engulo de fase.

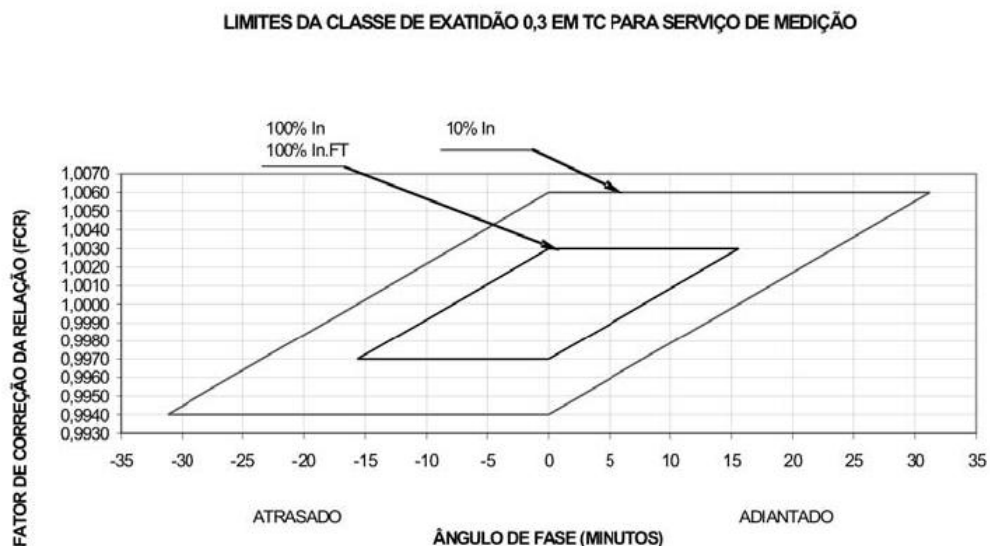


Figura 3.19 – Paralelogramo de classe de exatidão de TC

3.10 - Isoladores

São elementos que tem como função elétrica isolar os condutores em relação a estrutura de suporte, devido a diferença de potencial entre o condutor e a terra, ou outros condutores de fase. Mecanicamente devem ser capazes de suportar esforços produzidos pelos condutores.

Os principais materiais utilizados na fabricação de isoladores são a cerâmica, o vidro, epóxi fibra de vidro e poliméricos



Figura 3.20 – Isoladores poliméricos, vidro e porcelana

4 – Projeto e especificações técnicas

4.1 Elaboração do projeto

O projeto elétrico de uma subestação deve ser executado por um profissional habilitado que possua registro no conselho regional de engenharia, arquitetura e agronomia – CREA.

O autor do projeto deve registrá-lo no CREA, através de uma “Anotação de Responsabilidade Técnica” – ART.

O projeto deve atender as normas técnicas e especificações da distribuidora local. No Ceará, a coelce aplica para fornecimento em 13,8 kV a Norma Técnica NT002/2010 –R02 – Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição e para fornecimento em 69 kV a Norma Técnica NT004/2011 –R05 – Fornecimento de energia elétrica em alta tensão – 69 kV.

Algumas recomendações da norma NT002/2010 – R02 da coelce que devem ser seguidas pelos projetistas:

- O fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora deve ser realizado em MT (13,8kV) quando a carga instalada na unidade

consumidora for superior a 75 kW e a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para fornecimento, estiver compreendida entre 30 kW e 2.500 kW.

- Qualquer aumento ou redução da potência instalada em transformação deve ser precedido da aceitação do projeto elétrico. A Coelce fica desobrigada de garantir a qualidade do serviço, podendo, inclusive, suspender o fornecimento, se o aumento de carga prejudicar o atendimento a outras unidades consumidoras.
- Proteção contra surtos de tensão provocados por descargas atmosféricas e manobras deve ser feito através de pára-raios de óxido de zinco que devem ser aterrados na mesma malha de aterramento dos equipamentos que está protegendo.
- Para projetos elétricos de subestações de capacidade instalada total até 300 kVA, a proteção geral de média tensão pode ser realizada por meio de chaves fusíveis unipolares, contanto que, simultaneamente, a proteção geral de baixa tensão do transformador seja realizada por meio de disjuntor termomagnético devidamente especificado com relação à corrente nominal daquele transformado e a corrente de curto-circuito. Para subestações abrigadas devem ser associados dispositivos de seccionamento tripolar simultâneo as chaves fusíveis.
- Para projetos elétricos de subestações de capacidade instalada maior do que 300 kVA, a proteção geral de média tensão deve ser realizada por meio de disjuntor de média tensão.
- O valor máximo de resistência de malha de terra da subestação e do sistema de medição deve ser de 10 ohms. Caso a medição efetuada pela Coelce acuse valor superior ao supracitado, o interessado deve tomar medidas técnicas de caráter definitivo para reduzir a resistência a um valor igual ou inferior a 10 ohms.

Algumas recomendações da norma NT004/2011 –R05 da coelce que devem ser seguidas pelos projetistas:

- O limite de fornecimento para atendimento em tensão igual ou superior a 69kV, a demanda contratada ou estimada pelo interessado, para fornecimento, deve ser superior a 2500 kW.
- Alternativas de atendimento para ligação de unidade consumidora

Alternativa 1: Instalação de conexão de unidade consumidora de Alta tensão sem disjuntor tensão alimentada através de linha de distribuição de alta tensão, conectada ao barramento de 69kV de uma subestação da Coelce ou Chesf, conforme figura 4.1

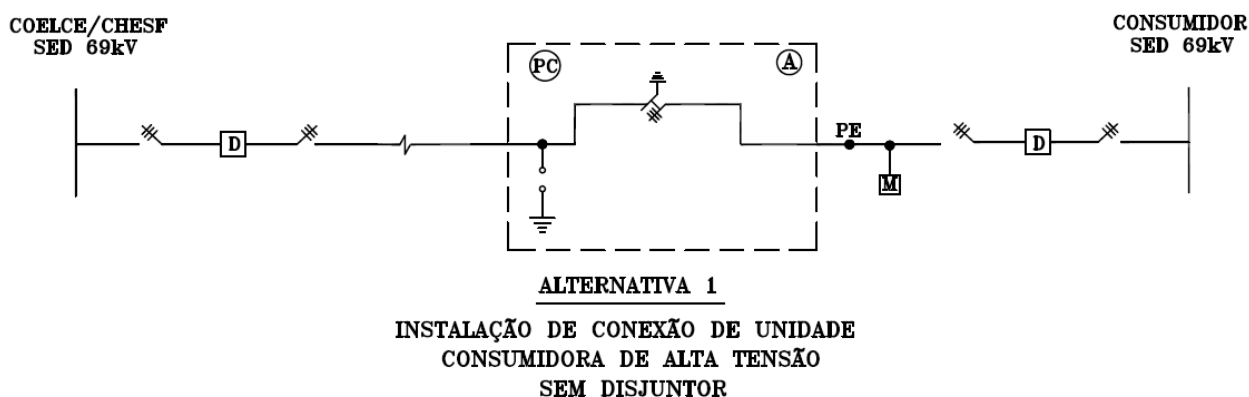
Alternativa 2: Instalação de conexão de unidade consumidora de Alta tensão com dois disjuntores alimentada através de derivação do barramento de 69 kV de uma subestação seccionadora, conforme figura 4.2

Alternativa 3: : Instalação de conexão de unidade consumidora de Alta tensão com um disjuntor alimentada através de derivação da linha de 69 kV com disjunção, conforme figura 4.3

Depois de elaborado o projeto, este deve ser apresentado a distribuidora local, que deverá analisá-lo e, apontar, caso existam, as não conformidades. O projetista deverá corrigir as não conformidades e apresentar o projeto novamente para análise. Somente após a aprovação final é que se deve iniciar a aquisição de materiais e construção da subestação.

4.2 Análise de diagramas e desenhos

Projetos elétricos de subestações e normas técnicas possuem muitos diagramas e desenhos. Analisaremos a seguir alguns desenhos técnicos.



LEGENDA :

- (A) - ÁREA DE USO EXCLUSIVO DA COELCE
- (PC) - PONTO DE CONEXÃO
- (PE) - PONTO DE ENTREGA
- (M) - EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO (TC's, TP's E MEDIDOR)
- ⚡— - SECCIONADOR TRIPOLAR DE COMANDO SIMULTÂNEO
- [D] - DISJUNTOR
- ⚡— - PÁRA-RAIOS TIPO ESTAÇÃO 10kA

Figura 4.1 – Diagrama unifilar de alimentação para consumidores de 69 kV- Alternativa 1

Fonte: Desenho da NT004/2011-R05-coelce

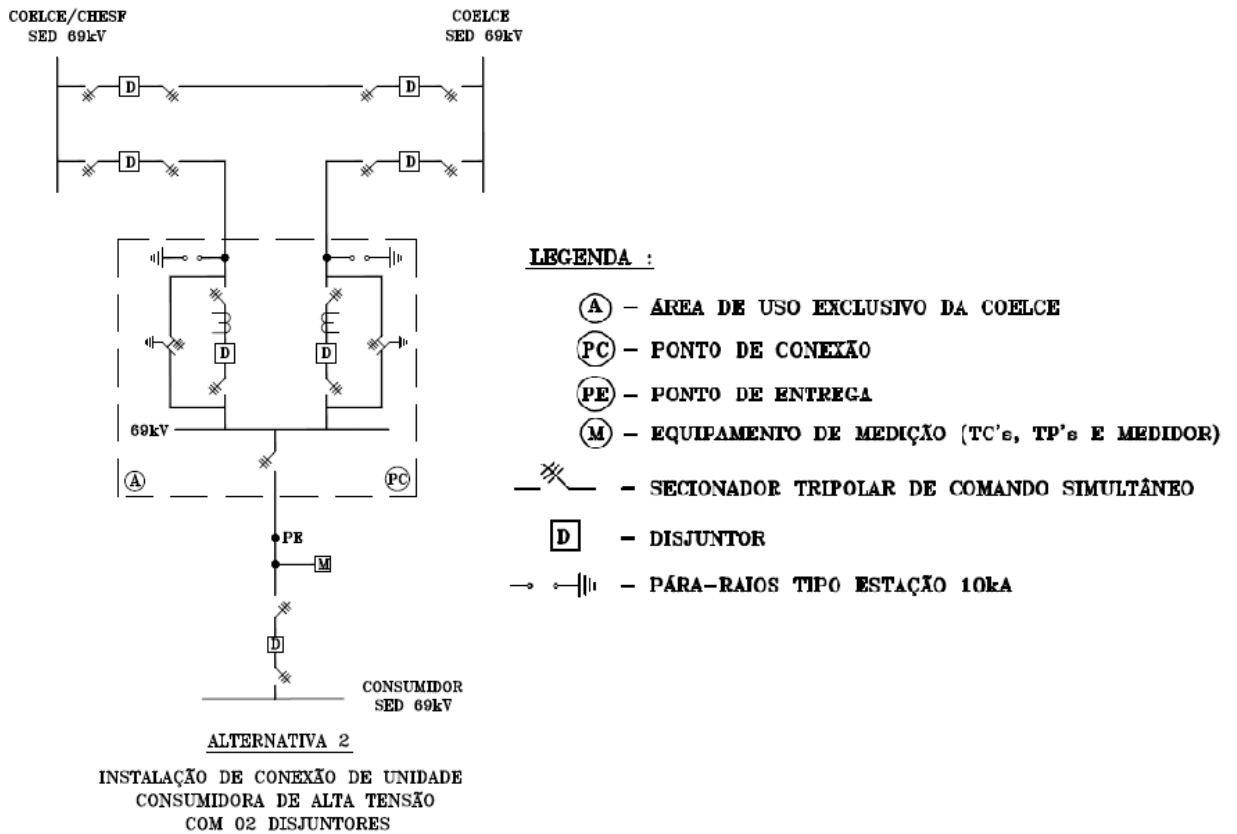


Figura 4.2 – Diagrama unifilar de alimentação para consumidores de 69 kV- Alternativa 2
 Fonte: Desenho da NT004/2011-R05-coelce

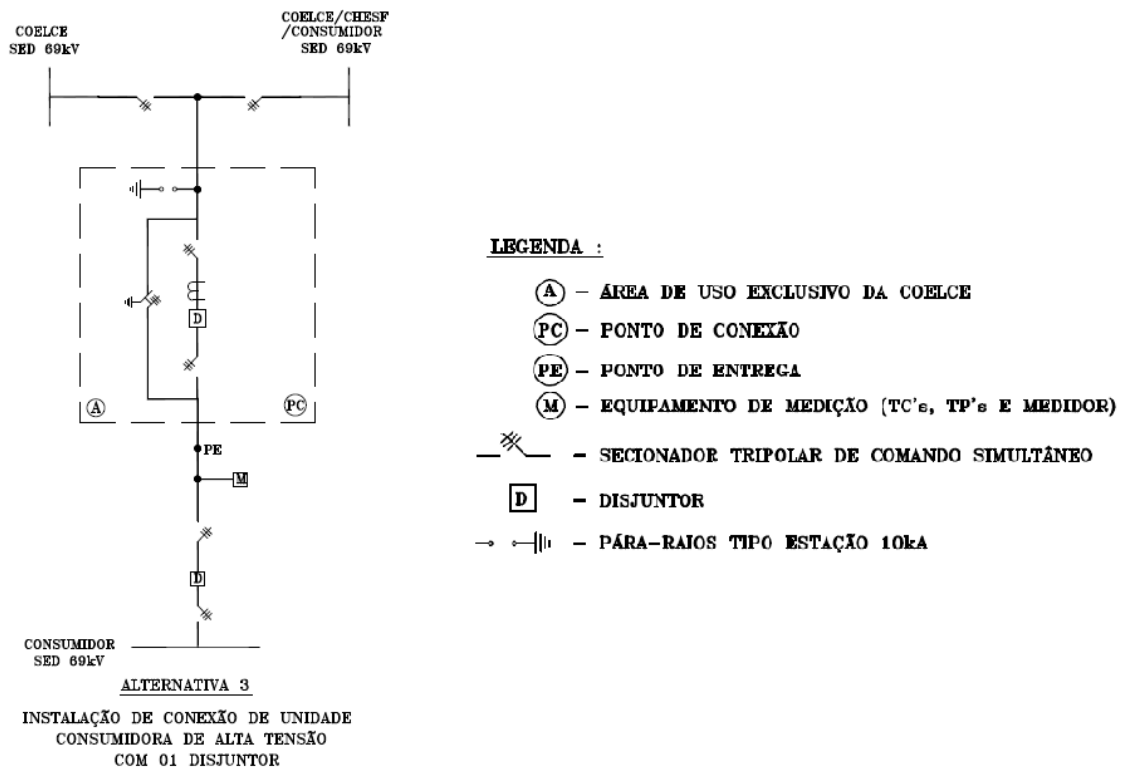


Figura 4.3 – Diagrama unifilar de alimentação para consumidores de 69 kV- Alternativa 3
 Fonte: Desenho da NT004/2011-R05-coelce

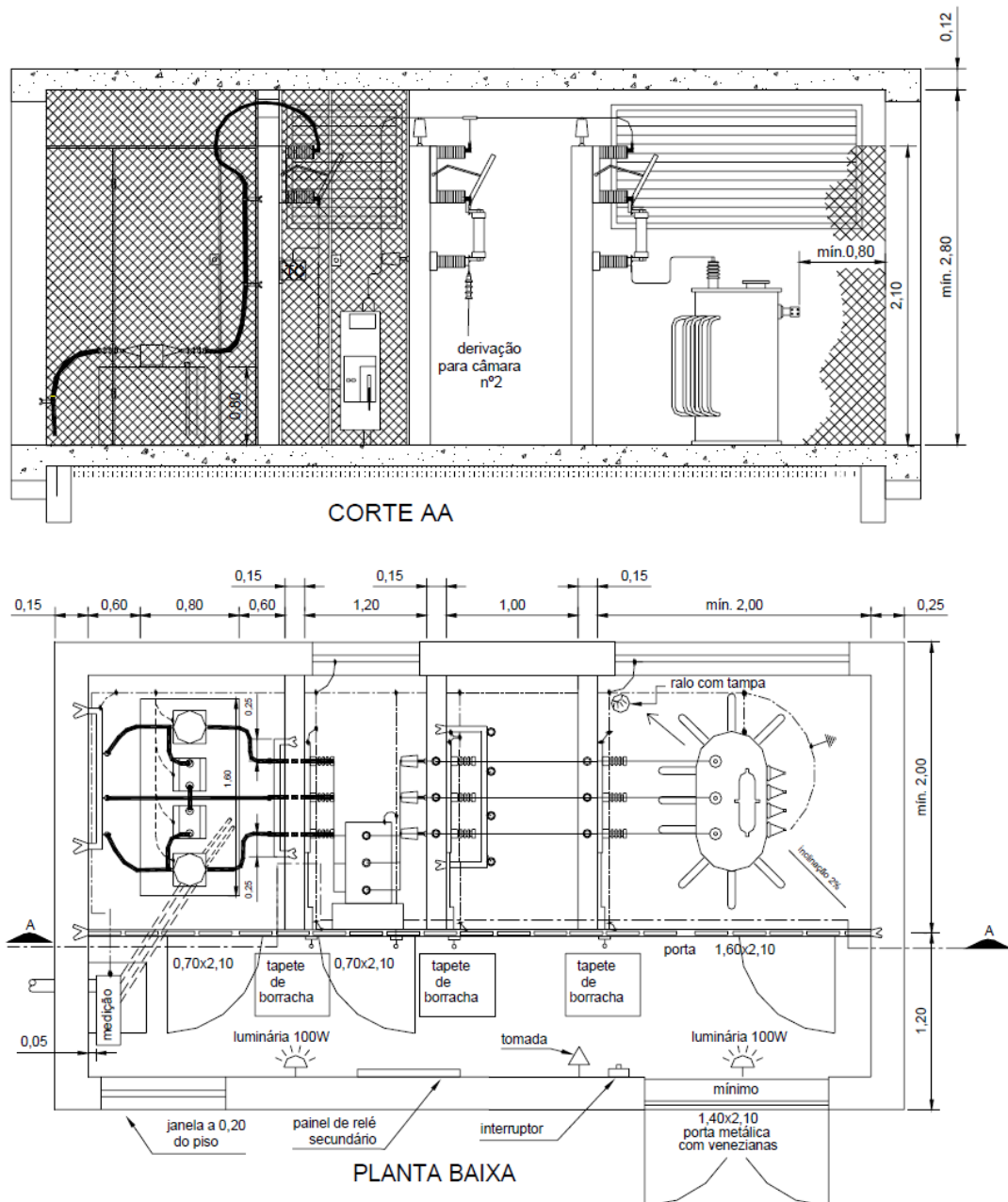


Figura 4.4 – Subestação abrigada superior a 300 kVA com medição

Fonte: Regulamento de instalações consumidoras – fornecimento em média tensão – rede de distribuição aérea – AES Sul

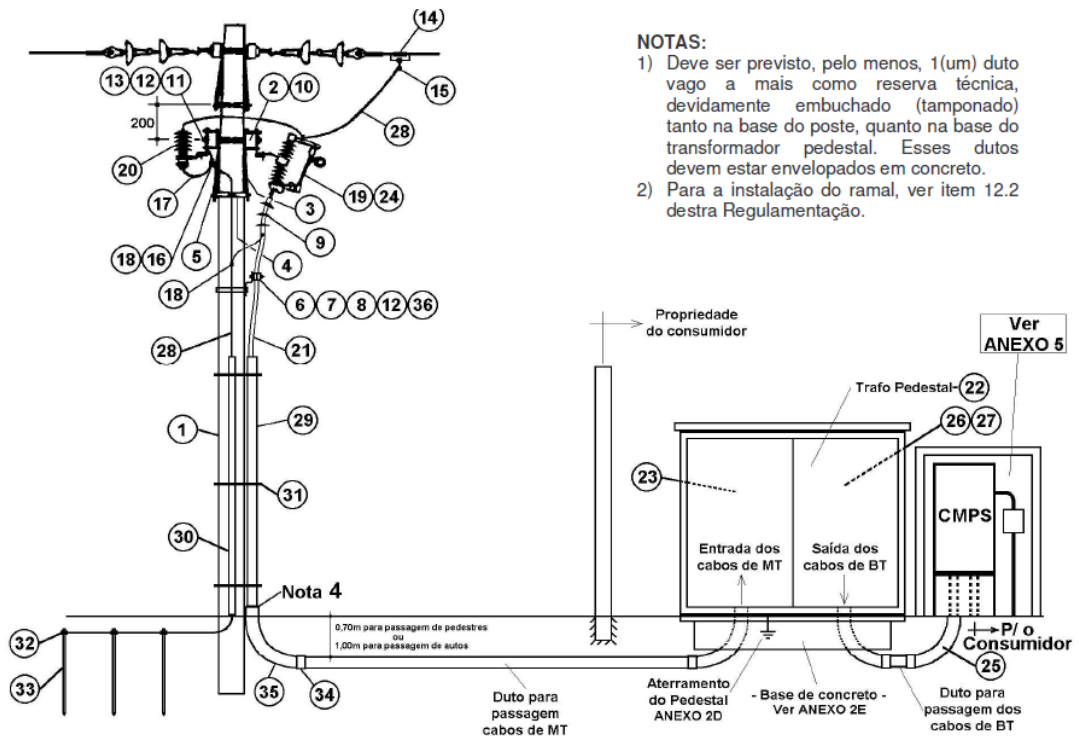


Figura 4.5 – Padrão de montagem – Transformador em pedestal

Fonte: RECOM MT até 34,5 kV - Regulamentação para o fornecimento de energia elétrica a consumidores atendidos em média tensão – Light

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANT.
1	Poste de concreto circular ((Ver item 17.7 desta Regulamentação))	pç	01
2	Cruzeta de madeira de 2 metros (Padrão LIGHT ou NBR 8458)	pç	02
3	Mão francesa plana tipo I (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	04
4	Cinta para poste circular Ø200mm (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	02
5	Parafuso de cabeça abaulada Ø16x45mm (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	02
6	Bloco suporte de madeira	pç	01
7	Barra 38x3mm	pç	01
8	Parafuso de cabeça sextavada Ø3/8" x 3 1/2"	pç	02
9	Terminal moldado - 12/20kV	pç	03
10	Sela de cruzeta (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	02
11	Parafuso de cabeça abaulada Ø16x150mm (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	06
12	Arruela quadrada (Padrão LIGHT ou NBR 8159)	pç	08
13	Parafuso de rosca dupla Ø16x500mm (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 16mm ² (9,50m x 0,141kg/m)	kg	1,339
17	Fio nu de cobre recozido 10mm ² (1,0m x 0,089kg/m)	kg	0,089
18	Conector de parafuso fendido de cobre estanhado (10mm ² x 16mm ² e 16mm ² x 25mm ²)	pç	04
19	Chave-fusível 15kV, 100 A, 10kA, com suporte "L"	pç	03
20	Pára-raios polimérico, 15kV, 10kA, MCOV de 12,7kV, com suporte "L"	pç	03
21	Cabo subterrâneo de MT – 12/20kV	m	Variável
22	Transformador Subterrâneo Pedestal de Distribuição (Padrão Radial LIGHT)	pç	01
23	Terminal desconectável cotovelo – 12/20kV	pç	03
24	Elo-fusível tipo botão (Ver nota 1 do ANEXO 2C)	pç	03
25	Cabo de BT de PVC preto – 0,6/1kV	m	Variável
26	Conector terminal tipo compressão p/ 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 25mm ² (16,0m x 0,228kg/m)	kg	3,648
29	Eletroduto de PVC preto Ø4"	pç	Variável
30	Eletroduto de PVC preto Ø3/4" x 3,0m	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 Ø19x2,0m	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 para Medição e Proteção de Simplificada – ANEXOS 4A e 4B.	pç	01
CPG	– Caixa de Proteção Geral – ANEXO 5	pç	01

Figura 4.6 – Lista de materiais do padrão de montagem – Transformador em pedestal
Fonte: RECOM MT até 34,5 kV - Regulamentação para o fornecimento de energia elétrica a consumidores atendidos em média tensão – Light

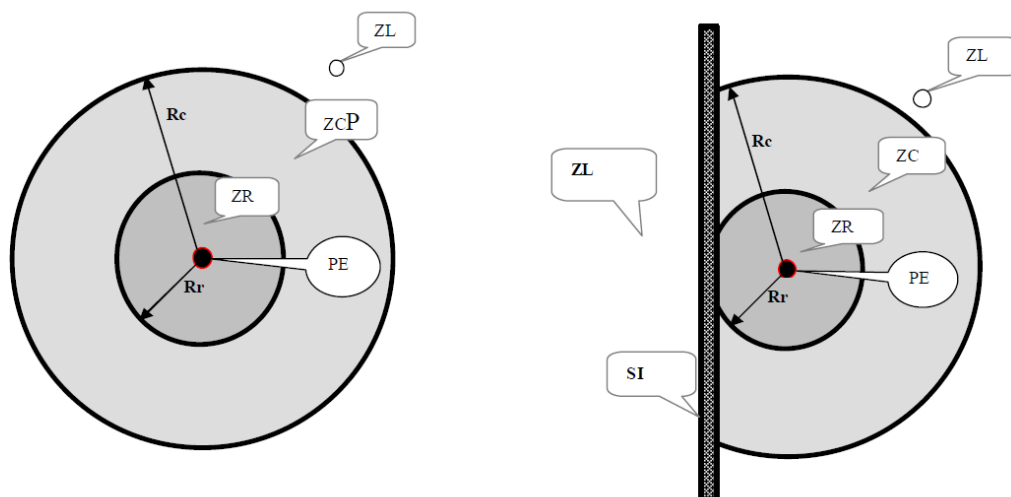
A especificação técnica dos materiais e equipamentos em elétricos a serem utilizados na área de concessão da coelce em projetos de subestações atendidas em 13,8 kV, devem atender as definições da Decisão Técnica - DT-042 da coelce.

5 – Segurança em subestações – Norma regulamentadora N°10

A Norma Regulamentadora – NR-10 estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade.

A NR-10 se aplica às fases de geração, transmissão, distribuição e consumo, incluindo as etapas de projeto, construção, montagem, operação, manutenção das instalações elétricas e quaisquer trabalhos realizados nas suas proximidades, observando-se as normas técnicas oficiais estabelecidas pelos órgãos competentes e, na ausência ou omissão destas, as normas internacionais cabíveis.

O capítulo 7 da NR-10 aborda os “trabalhos envolvendo alta tensão (AT)” e requer o conhecimento e identificação dos limites estabelecidos como zonas controladas e de risco.



ZL = Zona livre

ZC = Zona controlada, restrita a trabalhadores autorizados.

ZR = Zona de risco, restrita a trabalhadores autorizados e com a adoção de técnicas, instrumentos e equipamentos apropriados ao trabalho.

PE = Ponto da instalação energizada.

SI = Superfície isolante construída com material resistente e dotada de todos dispositivos de segurança.

Figura 5.1 – Identificação de zona de risco, zona controlada e zona livre

Fonte: Norma Regulamentadora N°10 do Ministério do trabalho e emprego

<i>Faixa de tensão Nominal da instalação elétrica em kV</i>	<i>Rr - Raio de delimitação entre zona de risco e controlada em metros</i>	<i>Rc - Raio de delimitação entre zona controlada e livre em metros</i>
<1	0,20	0,70
≥1 e <3	0,22	1,22
≥3 e <6	0,25	1,25
≥6 e <10	0,35	1,35
≥10 e <15	0,38	1,38
≥15 e <20	0,40	1,40
≥20 e <30	0,56	1,56
≥30 e <36	0,58	1,58
≥36 e <45	0,63	1,63
≥45 e <60	0,83	1,83
≥60 e <70	0,90	1,90
≥70 e <110	1,00	2,00
≥110 e <132	1,10	3,10
≥132 e <150	1,20	3,20
≥150 e <220	1,60	3,60
≥220 e <275	1,80	3,80
≥275 e <380	2,50	4,50
≥380 e <480	3,20	5,20
≥480 e <700	5,20	7,20

Figura 5.2 – Tabela de raios de delimitação de zonas de risco, controlada e livre
 Fonte: Norma Regulamentadora Nº10 do Ministério do trabalho e emprego

A título de exemplo, analisando uma subestação alimentada em 13,8 kV, a zona de risco compreende um afastamento a partir de um ponto energizado até uma distância de 0,38 metros ou 38 centímetros. O afastamento que compreende a zona controlada inicia a partir de 0,38 metros do ponto energizado até 1,38 metros. A figura 5.3 represente estas distancias.

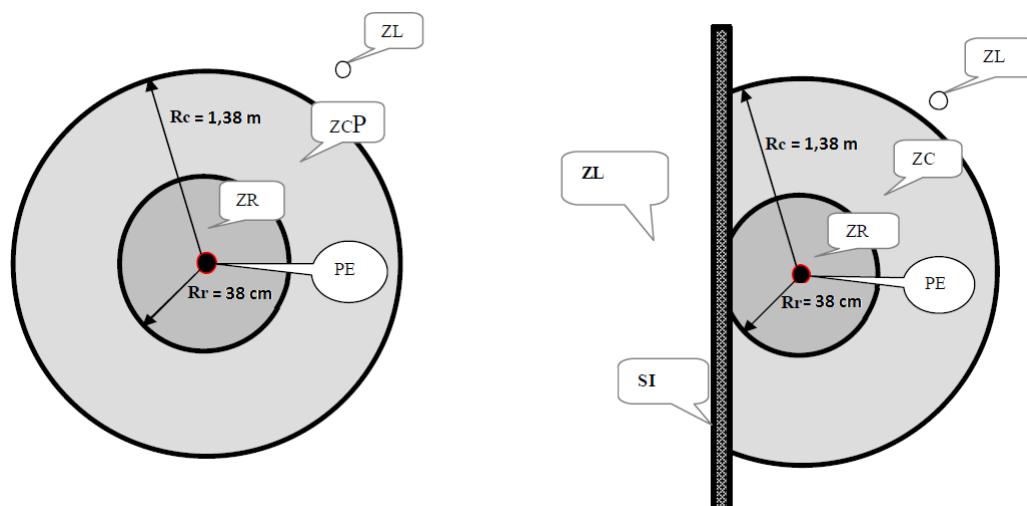


Figura 5.3 – Raios de delimitação de zonas de risco, controlada e livre para uma tensão de 13,8 kV
 Fonte: Norma Regulamentadora Nº10 do Ministério do trabalho e emprego

Os trabalhadores que realizam atividades em subestações na zona controlada ou na zona de risco devem atender ao disposto no item 10.8 da NR-10 que trata de habilitação, qualificação, capacitação e autorização dos trabalhadores. A figura 5.4 resume este item da NR-10

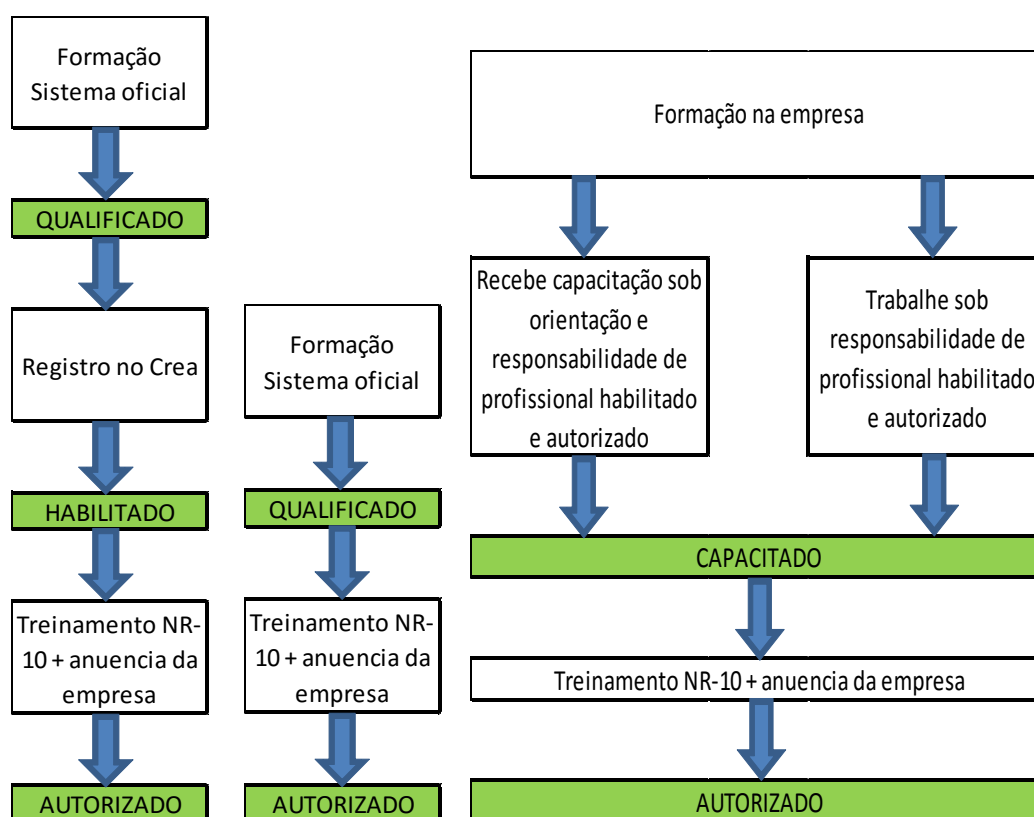


Figura 5.4 – Qualificação, habilitação capacitação e autorização.

Todo e qualquer atividade desenvolvida em uma subestação energizada não pode ser realizada de forma individual, visto que o 10.7.3 da NR-10 proíbe o trabalho realizado individualmente em instalações elétricas energizadas em alta tensão.

Todo trabalho realizado em subestações deve ser precedido de ordem de serviço. Esta exigência encontra-se no item 10.7.4 da NR-10.

Toda tarefa realizada em uma subestação deve ter um procedimento de trabalho detalhado e assinado por profissional autorizado. Esta exigência encontra-se no item 10.7.6 da NR-10.

O item 10.7.8 da NR-10 determina que os equipamentos, ferramentas e dispositivos isolantes ou equipados com materiais isolantes, destinados ao trabalho em alta tensão, devem ser submetidos a testes elétricos ou ensaios de laboratório periódicos, obedecendo-se as especificações do fabricante, os procedimentos da empresa e na ausência desses, anualmente.

6 – Manutenção em subestações

6.1 Materiais, equipamentos, EPI's e EPC's necessários em manutenções de subestações.

O procedimento de manutenção de subestações requer uma preparação prévia. Do ponto de vista documental é necessário:

- ART preenchida por um profissional legalmente habilitado
- Manual dos equipamentos
- Procedimento de trabalho conforme determina a NR-10
- Relatórios técnicos das manutenções anteriores

Os EPC's devem estar em perfeitas condições de uso quanto ao isolamento conforme item 10.7.8 da NR-10. Os EPC's normalmente utilizados são:

- Detector de tensão
- Conjunto de aterramento temporário
- Vara de manobra
- Escada
- Cones de sinalização

Os EPC's devem estar em perfeitas condições de uso quanto ao isolamento conforme item 10.7.8 da NR-10. Os EPC's normalmente utilizados são:

- Bota de segurança isolante
- Luva de vaqueta
- Luva de borracha com classe de tensão adequada
- Óculos de segurança
- Capacete

Além dos EPI's e EPC's são necessários diversos materiais e ferramentas para a execução do serviço, como por exemplo:

- Conjunto de chaves de fenda
- Conjunto de chaves de boca
- Chave de regulagem
- Martelo
- Alicates universal
- Materiais de limpeza: pano de limpeza, solvente e etc.

São necessários ainda instrumentos de ensaio para que se possa ter um diagnóstico dos equipamentos sob manutenção. Os principais instrumentos de ensaio são:

Hipot: Instrumento utilizado para ensaio de tensão aplicada e testa a isolação dos aparelhos e equipamentos. O teste consiste em aplicar uma elevada tensão elétrica no equipamento sob teste durante um minuto, e não deve haver rompimento da isolação durante o ensaio.

Megôhmetro: Instrumento utilizado para medir resistência de isolamento. Os resultados dessas medições podem indicar falhas nos equipamentos elétricos. Após a devida conexão do equipamento, este aplica uma tensão de 5 ou 10 kV sobre o equipamento a ser avaliado, mede a corrente de fuga e indica resistência do material isolante.

Medidor de relação de espiras TTR: Instrumento utilizado para medir a relação entre espiras de um transformador. Com este equipamento verifica-se a situação dos enrolamentos e a sua continuidade. Com este equipamento testam-se os transformadores de força, os TC's e TP's.

Microhomímetro: Instrumento utilizado para medir com precisão valores baixos de resistência de contato em disjuntores e chaves seccionadoras.

Teste de rigidez dielétrica: Instrumento que testa a rigidez dielétrica do óleo dos transformadores. O equipamento possui uma cuba com dois eletrodos onde é depositado o óleo sob teste. A tensão entre os eletrodos vai se elevando de forma gradual até o rompimento da isolação. A tensão de ruptura do isolamento é o valor da rigidez dielétrica do óleo.

6.2 Manutenção de equipamentos.

6.2.1 Para-raios tipo válvula:

Na manutenção preventiva deste equipamento recomenda-se:

- Verificar as condições dos isoladores quanto a trincas ou rachaduras
- Reaperto de conectores
- Limpeza do corpo do para-raios
- Ensaio de resistência de isolação

O ensaio de resistência de isolação é realizado com o megôhmetro e tem o objetivo de verificar se há corrente de fuga através do corpo do equipamento.

6.2.2 Chave seccionadora:

Na manutenção preventiva deste equipamento recomenda-se:

- Verificar a simultaneidade da abertura e do fechamento das fases
- Verificar as condições dos isoladores quanto a trincas ou rachaduras
- Verificar o estado dos contatos
- Limpeza, lubrificação e reaperto dos contatos
- Limpeza e lubrificação das articulações da chave
- Ensaio de resistência de isolamento
- Ensaio de resistência de contato

O ensaio de resistência de isolamento é realizado com o megôhmetro e tem o objetivo de verificar se há fuga de corrente em relação aos bastões de acionamento e a massa.

O ensaio de resistência de contato é realizado com o microhomímetro e tem o objetivo de verificar a resistência de contato de cada uma das fases.

Para chaves seccionadoras motorizadas recomenda-se ainda:

- Lubrificação das engrenagens
- Reaperto de todos os parafusos dos bornes
- Limpeza da caixa de comando
- Funcionamento da chave de fim de curso

6.2.3 Disjuntor:

Na manutenção preventiva deste equipamento recomenda-se:

- Verificar e limpeza do mecanismo de acionamento (molas, travas, motor, engrenagens, articulações, carregamento de mola e etc)
- Verificar a existência de trincas ou rachaduras nas câmaras de extinção.
- Ensaio de abertura e fechamento mecânico, elétrico, local e remoto
- Ensaio de resistência de isolamento
- Ensaio de resistência de contato

O ensaio de resistência de isolamento é realizado com o megôhmetro e tem o objetivo de verificar o isolamento de entrada e saída de cada fase e ainda o isolamento de cada pólo em relação a massa.

O ensaio de resistência de contato é realizado com o microhomímetro e tem o objetivo de verificar a resistência de contato de cada uma das fases.

6.2.4 Transformador:

Na manutenção preventiva deste equipamento recomenda-se:

- Verificar a existência de vazamentos em todo o equipamento
- Verificar o nível do óleo
- Verificar a sílica-gel
- Testar a ventilação forçada (se existir)
- Verificar a existência de trincas ou rachaduras nos isoladores
- Verificar as conexões dos cabos e reapertar se necessário
- Verificar o nível do óleo
- Ensaio de relação de transformação

O ensaio de relação de transformação é realizado com o TTR e tem o objetivo de verificar a relação de transformação entre o enrolamento primário e secundário de cada fase.

Em manutenção preventiva mais criteriosa realizada em SE com potencia igual ou superior a 69 kV recomenda-se:

- Teste do termômetro de óleo
- Teste do termômetro do enrolamento
- Teste do rele de gás
- Ensaio de resistência de isolação
- Ensaio do óleo

6.2.5 Transformadores de instrumentos – TP's e TC's:

- Verificar a existência de vazamentos
- Verificar a existência de trincas ou rachaduras
- Ensaio de resistência de isolação
- Ensaio de relação de transformação

O ensaio de resistência de isolação é realizado com o megôhmetro e tem o objetivo de verificar o isolamento entre os enrolamentos de alta e baixa tensão. Verifica também o isolamento entre o enrolamento de alta e a carcaça. E por fim o isolamento entre o enrolamento de baixa e a carcaça.

O ensaio de relação de transformação é realizado com o TTR e tem o objetivo de verificar a relação de transformação entre o enrolamento primário e secundário.

Bibliografia

COELCE. *Norma Técnica NT002/2010 –R02 – Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição*. Fortaleza, 2010

COELCE. *Norma Técnica NT004/2011 –R05 – Fornecimento de energia elétrica em alta tensão – 69 kV*. Fortaleza, 2011

AES SUL. *Regulamento de instalações consumidoras – Fornecimento em média tensão – Rede de distribuição aérea*, Porto Alegre, 2004

LIGHT. *RECOM MT até 34,5 kV - Regulamentação para o fornecimento de energia elétrica a consumidores atendidos em média tensão*. Rio de Janeiro, 2005

MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. *Norma Regulamentadora nº 10: Segurança em instalações e serviços em eletricidade*. Brasília, 2004

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. *NBR 5458 Transformador de potência – terminologia*. São Paulo, 2010

FILHO, João Mamede. *Manual de Equipamentos Elétricos*. 2ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 1994.

BARROS, Benjamim Ferreira; GEDRA, Ricardo Luis. *Cabine Primária* 2ª Ed. São Paulo: Erica, 2011.