

ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS HÍBRIDOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

DANIELA SOARES FERNANDES RODRIGUES

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em 22 de Dezembro de 2015.

Fernando Henrique Silveira - Dr.
Supervisor

Silvério Visacro Filho - Dr.
Coordenador do CESEP

RESUMO

Este trabalho é fundamentalmente dedicado à análise do comportamento dos equipamentos de proteção isolados a SF₆ e agrupados em módulo híbrido e compacto de forma a permitir uma redução no número de manutenções e também de se reduzir o tamanho da área utilizada para a construção das subestações elétricas de alta tensão não abrigadas. São consideradas várias situações de interesse prático incluindo avaliações de manuais de operação e manutenção deste moderno equipamento assim como os problemas de instalação e transporte do mesmo de maneira a compará-lo com os equipamentos comumente instalados e ainda compreender a sua real empregabilidade nas subestações elétricas. A metodologia utilizada consiste, primeiramente, na revisão bibliográfica dos equipamentos de seccionamento e proteção (TCs, disjuntores e chaves seccionadoras) normalmente usados. Posteriormente, é feita a análise do funcionamento deste módulo híbrido indicando as suas principais diferenças em relação à aplicação dos equipamentos usuais. Por último, após a exposição técnica do funcionamento dos equipamentos nestas duas configurações (isolados e em módulo híbrido), é realizada a análise de um estudo de caso indicando as vantagens e desvantagens da utilização deste componente híbrido nas subestações elétricas integrantes do sistema de potência.

ABSTRACT

This work is dedicated to understand the behavior of protective electrical equipment isolated by SF₆ when they are grouped into a hybrid and compact module in order to allow a reduction in the number of maintenance and also to reduce the size of the construction area used for High Voltage Electrical Substations that are not sheltered. It was considered a huge number of practical and interesting situations including reviews of manuals (operational and maintenance) and some installation's and transportation's issues in order to understand the real importance of these equipment in electrical substations. The methodology consists of, first, the literature review of some electrical equipment that are responsible for disconnecting, interrupt and ground the current in the electrical system like current transformers, circuit breakers and disconnectors. After that, a functional description of these mixed technologies switches (MTS) is done, allowing a comparative analysis between those two types of equipment (conventional and compact) and then indicating based on a case study the advantages and disadvantages of using each technology in the power system substations.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	RELEVÂNCIA DO TEMA.....	1
1.2.	OBJETIVO	2
1.3.	METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO.....	2
1.4.	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2	EQUIPAMENTOS DE SECCIONAMENTO E MANOBRA	4
2.1.	INTRODUÇÃO.....	4
2.2.	DISJUNTORES	4
2.2.1.	<i>Definição</i>	4
2.2.2.	<i>Características de funcionamento</i>	5
2.2.3.	<i>Características construtivas</i>	8
2.3.	SECCIONADORES	10
2.3.1.	<i>Definição</i>	10
2.3.2.	<i>Características de funcionamento</i>	11
2.3.3.	<i>Características construtivas</i>	12
2.4.	RESISTOR DE ATERRAMENTO	13
3	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	15
3.1.	INTRODUÇÃO.....	15
3.2.	TRANSFORMADOR DE CORRENTE.....	15
3.2.1.	<i>Definição</i>	15
3.2.2.	<i>Especificações</i>	16
3.2.3.	<i>Características construtivas</i>	16
3.2.4.	<i>Características de funcionamento</i>	18
3.3.	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	19
3.3.1.	<i>Definição</i>	19
3.3.2.	<i>Especificações</i>	20
3.3.3.	<i>Características construtivas</i>	20
3.3.4.	<i>Características de funcionamento</i>	23

4 EQUIPAMENTOS HÍBRIDOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO.....	25
4.1. INTRODUÇÃO.....	25
4.2. DEFINIÇÃO	25
4.3. ESPECIFICAÇÕES	26
4.4. CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO.....	26
4.4.1. <i>Gás hexafluoreto de enxofre</i>	27
4.4.2. <i>Relé de controle de densidade de gás</i>	27
4.4.3. <i>Válvula de alívio de pressão</i>	27
4.4.4. <i>Transformador de potencial</i>	28
4.4.5. <i>Chave seccionadora e chave de aterramento</i>	28
4.4.6. <i>Unidade de desconector</i>	28
4.4.7. <i>Disjuntor</i>	28
4.4.8. <i>Transformador de corrente</i>	29
4.4.9. <i>Buchas isolantes</i>	29
4.5. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS	29
5 ESTUDO DE CASO	32
5.1. INTRODUÇÃO.....	32
5.2. DEFINIÇÃO	32
5.3. ESTUDO DE CASO.....	33
5.3.1. <i>Fatores ambientais</i>	34
5.3.2. <i>Fatores financeiros</i>	36
5.3.3. <i>Fatores técnicos</i>	38
5.3.4. <i>Fatores sociais</i>	40
5.3.5. <i>Configuração Escolhida</i>	40
6 CONCLUSÕES.....	44
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46

1 Introdução

1.1. Relevância do tema

Desde o princípio da evolução da sociedade e da consequente globalização das relações humanas, a utilização da energia elétrica por quase todos os processos sociais e industriais fez com que fossem estabelecidos, e exigidos, diversos padrões de qualidade direcionados aos sistemas responsáveis pelo fornecimento deste tipo de energia. Esses padrões de qualidade fizeram com que os sistemas elétricos de potência (SEP) venham se desenvolvendo há mais de 100 anos e que vários quesitos relacionados à fabricação dos equipamentos neles implementados também venham sendo alterados, permitindo, assim, uma melhoria na qualidade e eficiência destes equipamentos e também uma melhoria na qualidade de vida de toda humanidade.

Embora a evolução dos sistemas elétricos de potência tenha impacto direto no crescimento econômico da sociedade como um todo, nas últimas décadas os investimentos nas ampliações dos sistemas de geração de energia, assim como os sistemas de transmissão, têm sofrido consideravelmente com as restrições ambientais. Essas restrições ambientais variam conforme as legislações municipais e estaduais vigentes de forma que muitas vezes não se consegue a liberação das licenças para a construção de novas fontes de gerações de energia assim como a expansão de sistemas elétricos já existentes.

Dessa forma, visando à contínua expansão do sistema elétrico nacional, faz-se necessário investir na contínua evolução das tecnologias empregadas nos equipamentos deste sistema de forma que se possa reduzir o tamanho destes dispositivos e também aumentar a sua eficiência. Esses investimentos fazem com que a área útil necessária para construção de novos empreendimentos, como as subestações elétricas, seja menor e, com isso, seja possível ampliar a capacidade de fornecimento elétrico mesmo com as atuais restrições. Além disso, tal evolução deve buscar a diminuição do número de manutenções necessárias dos equipamentos, reduzindo-se o custo de operação do sistema elétrico de potência.

Neste contexto, torna-se importante analisar e caracterizar a diversidade de equipamentos elétricos, principalmente aqueles associados à proteção dos sistemas elétricos existentes nas subestações modernas de modo que seja possível estudar as possibilidades disponíveis no mercado para desenvolvimento de aplicações que respeitem as restrições físicas e ambientais do sistema elétrico que se pretende construir ou ampliar.

Em relação às subestações de energia elétrica e aos equipamentos delas pertencentes, atualmente destaca-se a crescente utilização de equipamentos compactos, híbridos e completamente isolados a SF₆ de maneira que seja permitido agregar dentro de um mesmo invólucro diferentes dispositivos de manobra e também reduzir seu tamanho efetivo. Dentre esses equipamentos, aqueles que têm tido o maior destaque são as “*gas insulated substation*” (GIS) e os “*mixed technologies switchgear*” (MTS) que correspondem, respectivamente, às subestações isoladas a gás hexafluoreto de enxofre (SF₆) e aos equipamentos híbridos de manobra.

Esta monografia de especialização se dedica ao estudo dos equipamentos MTS de forma que se possa estudar e analisar o comportamento, as vantagens e desvantagens de utilização destes dispositivos em subestações elétricas de potência e que são dedicadas ao fornecimento de energia elétrica para plantas industriais.

1.2. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento dos equipamentos de proteção isolados a SF₆ e agrupados em módulo híbrido compacto em subestações de energia elétrica de alta tensão não abrigadas. A aplicação deste tipo de tecnologia permite a redução no número de manutenções e diminuição do tamanho da área útil utilizada para a construção de tais subestações elétricas.

Neste trabalho elencam-se as características funcionais e construtivas dos equipamentos de proteção presente nas subestações elétricas de maneira a desenvolver uma percepção crítica a respeito das principais vantagens e desvantagens relativas à aplicação de algumas das configurações disponíveis para os equipamentos de proteção elétrica avaliados.

1.3. Metodologia de desenvolvimento

Para o desenvolvimento deste trabalho adotou-se como metodologia a revisão bibliográfica relativa aos equipamentos de proteção elétrica comumente usados nas subestações elétricas convencionais de alta tensão não abrigadas. Posteriormente, foi realizada uma análise sobre o funcionamento do componente híbrido de seccionamento e proteção, também conhecido como aparelho de tecnologia mista de manobra.

Desta análise foram ressaltadas as principais diferenças de funcionamento entre estes equipamentos híbridos e os convencionalmente utilizados nas subestações elétricas de forma a apontar as vantagens e desvantagens da utilização de cada uma das tecnologias estudadas.

1.4. Organização do texto

O texto dessa monografia de especialização é distribuído em 5 capítulos, incluindo a presente **Introdução**.

No **Capítulo 2** é realizada uma caracterização dos equipamentos de manobra e seccionamento comumente aplicados às subestações elétricas de potência de maneira a contemplar uma descrição técnica do seu funcionamento.

No **Capítulo 3** é apresentada uma revisão bibliográfica dos transformadores para instrumentos convencionalmente aplicados nas subestações elétricas de potência de modo a analisar seu funcionamento e características construtivas.

O **Capítulo 4** apresenta a estrutura dos equipamentos híbridos que possuem a função de seccionar e proteger o sistema elétrico, também conhecidos como aparelhos de tecnologia mista de manobra (do inglês “*mixed technologies switchgear*” – MTS), detalhando seus componentes, seu funcionamento e tipo de isolamento.

No **Capítulo 5** é desenvolvido um estudo de caso de interesse prático onde será possível compreender os pontos positivos e também os problemas que ocorreram na aplicação do sistema híbrido. Neste capítulo também serão indicadas as vantagens e desvantagens em se utilizar as respectivas tecnologias nos equipamentos.

As conclusões finais desta dissertação, decorrentes do estudo de caso analisado, assim como o aprendizado adquirido durante a revisão bibliográfica, são apresentadas no **Capítulo 6**.

Ao final do texto estão apresentadas as Referências Bibliográficas utilizadas.

2 Equipamentos de seccionamento e manobra

2.1. Introdução

Neste capítulo é realizada uma revisão bibliográfica relativa às características funcionais e construtivas dos equipamentos de seccionamento e manobra individualmente instalados nas subestações elétricas de potência isoladas a ar atmosférico.

2.2. Disjuntores

2.2.1. Definição

Os disjuntores são dispositivos elétricos utilizados para proteção do sistema de diversos níveis de potência cujas funções consistem em conduzir, interromper e estabelecer correntes nos circuitos nos quais estão instalados. Esses dispositivos possuem um alto nível de tecnologia embarcada de forma a serem um dos equipamentos mais caros da subestação.

Uma característica importante dos disjuntores é que eles sempre devem ser instalados acompanhados dos relés de proteção. Os relés são os equipamentos responsáveis pela detecção das correntes anormais do sistema elétrico, sendo configurados para operar ou não a abertura do disjuntor em determinadas situações. Dessa forma, sem a presença dos relés nos circuitos, o disjuntor é apenas um interruptor que permite a manobra do circuito.

2.2.2. Características de funcionamento

Os disjuntores são usados nos sistemas elétricos de potência com a finalidade de proporcionar a ele uma operação segura e confiável frente às diversas perturbações nas quais ele está sujeito e estando o seu emprego relacionado ao comportamento da corrente elétrica que nele flui. Esses equipamentos possuem como características de funcionamento [Muzi, 2015]:

- a) Interromper rapidamente, e quantas vezes forem necessárias, a corrente de curto-circuito;
- b) Suportar a tensão a vazio presente em seus terminais quando os mesmos estão abertos;
- c) Fechar ou abrir um circuito em curto imediatamente após o mesmo tentar eliminá-lo;
- d) Suportar os efeitos do arco elétrico bem como os efeitos eletromagnéticos, mecânicos e térmicos do curto-circuito; e
- e) Interromper, estabelecer e conduzir as correntes nominais de cargas dos circuitos em regime permanente, as correntes de magnetização dos componentes indutivos (trafos e reatores) e ainda as correntes capacitivas das linhas a vazio e dos bancos de capacitores.

O funcionamento do disjuntor varia conforme o estado de seus conectores, podendo ser estacionário, transitório de manobra de fechamento (ligamento) ou de manobra de abertura (desligamento). Para o primeiro estado, tem-se o disjuntor fechado ou aberto de forma que o equipamento deva sempre suportar a corrente nominal sem que o seu limite de temperatura seja atingido [Duailibe, 2015].

Para caso de manobra de fechamento, na presença de um curto-circuito na rede o disjuntor deve fechar-se corretamente e conduzir esta corrente de curto para o sistema de aterramento ali configurado. Já no último caso, o disjuntor deve estar com a manutenção em dia de forma a operar para todos os casos de manobra da rede no qual está instalado [Duailibe, 2015].

Dessa forma, os disjuntores, em conjunto com os relés de proteção, funcionam de modo a seccionarem ou não a corrente elétrica que flui no sistema quando o mesmo sofre alguma perturbação. Entretanto, dentre as diversas perturbações nas quais os SEPs estão sujeitos, os disjuntores são projetados para atuar, principalmente sobre o curto-circuito.

2.2.2.1. Curto-circuito e sua corrente

O curto-circuito, conceitualmente, é conhecido como uma ligação de baixa impedância entre dois pontos de diferentes potenciais, podendo ser causado pela ligação metálica entre esses dois pontos, como é o caso do curto-circuito franco ou por arco elétrico, ou causado por objetos que se

encostam à rede elétrica, como é o caso dos galhos de árvores que caem nas redes de distribuição. A ocorrência deste fenômeno faz com que a corrente que se propague no circuito em curto possa atingir valores superiores a 10 vezes a sua corrente nominal [Schneider Eletric, 2015].

A corrente de curto-circuito, como é chamada, é o parâmetro usado pelos fabricantes de disjuntores para calibrar o dispositivo e assegurar sua robustez mecânica de forma a suportar os esforços dinâmicos deste fenômeno. Essa corrente possui como característica elevados valores de amplitude, sendo limitada pelas impedâncias do sistema elétrico (resistências dos cabos, barramentos, resistências das bobinas dos transformadores e das reatâncias dos transformadores) [Lanna et al., 2003].

O comportamento da corrente de curto-circuito depende do instante no qual o sistema entra em curto e, conseqüentemente, do valor da tensão naquele instante. Assim, o disjuntor deve ser projetado e estar configurado para operar em quaisquer situações possíveis de um curto-circuito.

Existem duas situações nas quais é possível exemplificar as diferentes formas possíveis do curto-circuito, sendo elas: quando a corrente é nula e quando tensão é nula. Como pode ser visto na Figura 1, na situação na qual o curto ocorre quando a onda de corrente passa pelo zero, a onda de sua respectiva tensão está no máximo e, portanto, a corrente de curto-circuito possui a mesma frequência da onda de tensão e um defasamento angular de $\pi/2$.

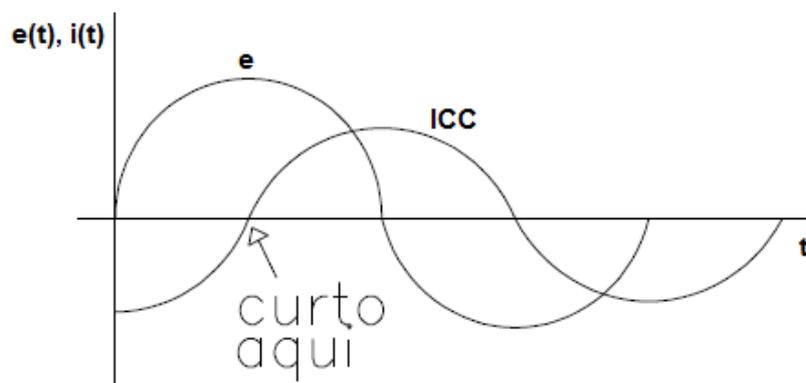


Figura 1 – Formas de onda para curto-circuito com tensão máxima (Adaptado de [Lanna et al., 2003]).

Já na segunda situação, quando a tensão é nula, a corrente deve aumentar o seu valor em relação ao eixo da tensão de maneira a manter o mesmo defasamento angular ($\pi/2$) e a mesma frequência da onda de tensão. Porém, conforme ilustrado na Figura 2, isso resulta em uma assimetria entre as duas formas de onda.

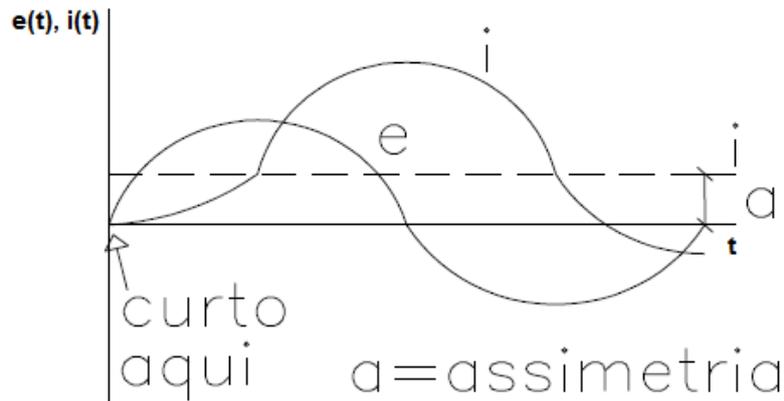


Figura 2 – Formas de onda para curto-circuito com tensão nula (Adaptado de [Lanna et al., 2003]).

Para as demais situações, curtos-circuitos nos quais os valores de tensão variam entre nulo e máximo, a corrente elétrica possui um comportamento completamente diferente do mostrado anteriormente. Esse comportamento está demonstrado na Figura 3.

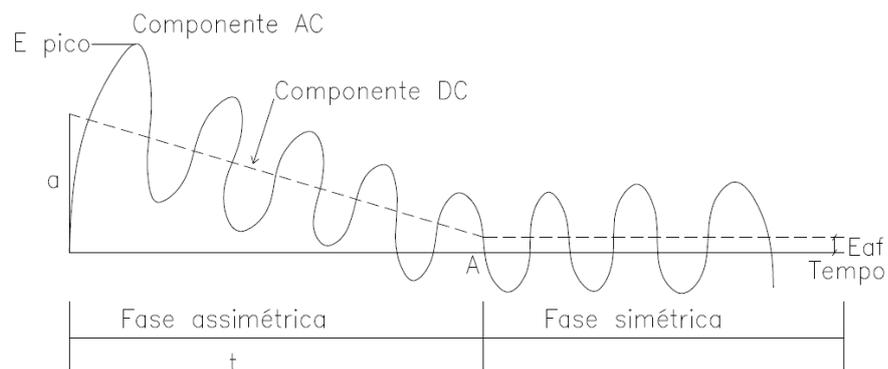


Figura 3 - Comportamento da corrente de curto (Retirado de [Lanna et al., 2003]).

A corrente elétrica, nestas situações, possui duas componentes, uma alternada e outra contínua, sendo a primeira decrescente com o tempo, diretamente proporcional a resistência de curto do circuito e presente durante a fase assimétrica do mesmo. Já a componente alternada não se altera durante a propagação da onda.

2.2.2.2. O arco elétrico

O arco elétrico, também conhecido como arco voltaico, corresponde ao resultado da ruptura da rigidez dielétrica de um material não condutivo e de sua respectiva descarga elétrica. Esse fenômeno geralmente está associado aos curtos circuitos, entre fases ou fase-terra, e é de difícil modelamento, pois o seu comportamento varia conforme a geometria do capsula que envolve os contatos que estão em curto e também às forças magnéticas ali presentes [Queiroz et al., 2015].

O arco elétrico consiste em um dos mais perigosos fenômenos relacionados à eletricidade mais perigosos, pois, devido a sua característica que permite uma grande emissão de energia, ocorrem liberações de vapores metálicos tóxicos, de projeções de metal fundido, de significativa onda de pressão e ainda uma temperatura que pode atingir no ponto de origem um valor de 20.000°C [Queiroz et al., 2015].

Entretanto, apesar da sua periculosidade, esse fenômeno comumente é utilizado, de forma controlada, na fabricação, fundição e vaporização de diversos elementos como, por exemplo, produção de lâmpadas incandescentes, soldagem de componentes e monitores de plasma.

2.2.2.3. Tensão de reestabelecimento transitório

A tensão de reestabelecimento transitória (TRV) é outra característica importante do disjuntor, consistindo na sua capacidade de reestabelecer a tensão sobre os contatos deste equipamento no momento em que eles se abrem para a extinção do arco elétrico.

A TRV ocorre devido ao fato de que nos instantes que sucedem a separação dos contatos do disjuntor, a rigidez elétrica do meio isolante ali presente se rompe e permite a passagem de um fluxo da corrente elétrica de forma que nestes contatos apareça uma tensão elétrica resultante da descarga da capacitância intrínseca do circuito do disjuntor.

Esse fenômeno de reestabelecimento de tensão é responsável pela reignição do arco elétrico caso o valor de pico da TRV e o tempo de carga da capacitância do disjuntor sejam maiores que o tempo de recuperação da rigidez dielétrica do material isolante contido no dispositivo. Dessa forma, a presença prolongada da TRV pode resultar em falhas de funcionamento no equipamento e também danos estruturais irreversíveis [Lanna et al., 2003].

2.2.3. Características construtivas

Os disjuntores elétricos são classificados conforme os princípios de funcionamento das unidades de proteção incorporadas no dispositivo, que é o caso dos disjuntores térmicos, magnéticos e termomagnéticos, e quanto a função de extinção do arco elétrico, que são os disjuntores isolados a óleo, isolados a ar comprimido, isolados a vácuo e isolados a SF₆ [Muzi, 2015], [Mamede Filho, 2012].

2.2.3.1. Classificação quanto ao princípio de funcionamento

- a) Disjuntores térmicos
-

Os disjuntores térmicos são aqueles dispositivos que dispõem somente de unidades de proteção térmica de sobrecarga e cujo princípio de funcionamento consiste na deformação de sua lâmina metálica no instante que há aumento da corrente elétrica que flui no circuito protegido por este disjuntor.

b) Disjuntores magnéticos

Os disjuntores magnéticos são dispositivos que dispõem apenas de unidades magnéticas de proteção contra curtos circuitos. Seu princípio de funcionamento consiste no seccionamento do contato da bobina do disjuntor resultante do campo magnético gerado pela elevação de corrente elétrica que flui na bobina do circuito protegido por este disjuntor.

c) Disjuntores termomagnéticos

Os disjuntores termomagnéticos são aqueles dispositivos que dispõem de unidades térmica e magnética, possuindo a capacidade de proteger o circuito tanto contra sobrecargas quanto contra curtos circuitos.

2.2.3.2. Classificação quanto ao princípio de extinção de arco

a) Disjuntores a óleo

Os disjuntores isolados a óleo são dispositivos cujo princípio de extinção do arco voltaico se baseia na decomposição das moléculas do material isolante causada pelas altas temperaturas atingidas no interior dos disjuntores no instante da ocorrência deste arco. Esse princípio de extinção permite o resfriamento da câmara que envolve os contatos do disjuntor e se distingue em dois processos: o efeito do hidrogênio e o efeito do fluxo líquido.

O efeito do hidrogênio se deve a decomposição das moléculas do material isolante resulta na liberação de diversos gases, sendo o gás hidrogênio predominante. O gás hidrogênio, devido a sua elevada condutividade térmica, permite a retirada de calor da região do arco de forma a resfriar a câmara dos contatos do disjuntor, evitando o prolongamento do arco elétrico e de suas respectivas consequências [Ferreira, 2015].

Já o efeito do fluxo líquido consiste na injeção de um óleo frio no interior da câmara do disjuntor no momento imediatamente posterior a ocorrência do arco elétrico. Essa injeção de óleo é realizada através da inclusão de dispositivos adicionais como pistões e êmbolos na câmara de extinção do arco voltaico, permitindo a retirada de grandes quantidades de calor do interior do disjuntor de forma que também seja possível evitar o prolongamento do arco [Ferreira, 2015].

b) Disjuntores a ar comprimido

Os disjuntores isolados a ar comprimido têm seu princípio de extinção do arco voltaico associado a uma fonte de ar pressurizado. Essa fonte pressurizada cria um fluxo de ar sobre o arco elétrico de forma que seja possível resfriar a região dos contatos do dispositivo e expulsar dali o gás ionizado por suas altas temperaturas de forma a reestabelecer a rigidez dielétrica do material isolante da câmara do disjuntor.

c) Disjuntores a vácuo

Os disjuntores isolados a vácuo são equipamentos cujo padrão de formação do arco elétrico é diferente de todos os outros tipos de disjuntores. Nos disjuntores a vácuo, o arco voltaico se forma através dos íons metálicos provenientes da evaporação do metal dos contatos do dispositivo durante a ocorrência do curto-circuito e pode ser classificado como difuso, quando é distribuído por toda a superfície dos contatos, ou contraído, quando é possível localizar um foco de emissão iônica sobre os contatos [Ferreira, 2015].

No instante em que há a interrupção da corrente elétrica no disjuntor, as partículas ionizadas do material dos contatos condensam-se novamente em sua superfície de forma a recuperar a rigidez dielétrica do material isolante do dispositivo, permitindo, assim, permitir a extinção do arco voltaico proveniente do curto-circuito ocorrido [Ferreira, 2015].

d) Disjuntores a SF6

Os disjuntores isolados a SF6 são dispositivos cujo princípio de funcionamento é semelhante ao dos disjuntores isolados a ar comprimido, onde é criado sobre o arco voltaico um fluxo de gás SF6 de maneira que seja possível reduzir a temperatura da câmara de extinção do arco e recompor a rigidez dielétrica do meio ali presente.

2.3. Seccionadores

2.3.1. Definição

Os seccionadores são dispositivos destinados à abertura, fechamento, transferências de cargas e aterramento de trechos dos circuitos a que estão instalados. Esses equipamentos são projetados para operar após a abertura dos disjuntores e atender aos seguintes requisitos de manobras [Duailibe, 2015]:

- Deve-se isolar todas as partes que possam ficar submetidas a sobtensão;

- Somente operam em circuitos onde não há passagem de corrente, mantendo sempre a segurança do operador; e
- Durante seu funcionamento não devem oferecer resistência a passagem da corrente elétrica.

2.3.2. Características de funcionamento

Os seccionadores são classificados conforme o tipo de função que se deseja realizar e sua escolha depende das características do sistema elétrico nas quais esses equipamentos serão aplicados. Dessa forma, a escolha do seccionador pode variar conforme o local de instalação do dispositivo e as naturezas térmicas, elétricas (correntes de curto-circuito e correntes nominais) e mecânicas (esforços estruturais) do sistema envolvido.

Os seccionadores podem desempenhar diversas funções, sendo as mais comuns o seccionamento por necessidade operativa e por necessidade de se isolar componentes do sistema de modo a possibilitar a manutenção de trecho do mesmo. Neste último caso, os contatos abertos das chaves devem suportar as solicitações dielétricas de maneira que a equipe de manutenção em campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança [Muzi, 2015].

2.3.2.1. Seccionadoras

As seccionadoras têm como funções principais manobras de circuitos, *by-pass* de equipamentos, desvio no caminho da corrente elétrica para execução de alguma atividade no sistema como por exemplo manutenção, e isolamento de algum componente do SEP.

2.3.2.2. Chaves de aterramento

As chaves de aterramento, conhecidas também como chave terra, são dispositivos compostos por um sistema de acionamento rápido, preparado para atuar em situações de emergência e capazes de suportar, por um período de tempo específico, correntes em condições anormais de operação como, por exemplo, as correntes de curto-circuito. Esses equipamentos não são capazes de suportar de forma contínua as correntes nominais e sua principal função é aterrar componentes do equipamento durante sua manutenção.

2.3.2.3. Chaves de operação em carga

As chaves de operação em carga são dispositivos utilizados para substituir disjuntores no chaveamento de grandes blocos de capacitores, reatores, geradores e filtro de harmônicos em subestações elétricas. Esses dispositivos possuem uma câmara de extinção de arco e, em algumas

situações, um resistor limitador de corrente que é usado no momento em que a chave secciona o sistema em que está instalado.

2.3.3. Características construtivas

Os seccionadores são classificados conforme o modo de abertura ou operação dos contatos móveis do dispositivo. Dentre os modos de abertura destacam-se as aberturas vertical, basculante, lateral, central, aterramento, por vara de manobra ou semi-pantográfica. Já com relação aos modos de operação dos contatos têm-se as operações manuais, automáticas, em grupo ou monopolares [Muzi, 2015], [Duailibe, 2015].

2.3.3.1. Tipo de abertura

a) Abertura vertical

Os seccionadores com abertura vertical são dispositivos compostos por três colunas de isoladores instalados sobre uma única base e cujo movimento de seus contatos móveis seja perpendicular ao plano de montagem do seccionador.

b) Basculante

Os seccionadores com abertura dos contatos móveis de modo basculante são compostos por três colunas de isolados ligadas por uma base única de maneira que as duas colunas de isoladores externas são fixas e suportam os terminais e o interior móvel do equipamento. A movimentação da parte móvel do equipamento acontece em rotação ao ponto de fixação à base.

c) Abertura lateral

Os seccionadores com abertura lateral são compostos por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base de forma que o contato fixo seja suportado por uma coluna fixa e o contato móvel por uma coluna rotativa. Esse dispositivo possui uma lâmina responsável pelo movimento de abertura e fechamento de seus contatos e este movimento ocorre de forma paralela ao plano de montagem do seccionador.

d) Abertura central

Os seccionadores com abertura central são compostos por duas colunas de isoladores, sendo ambas rotativas e ligadas a uma única base. Esses dispositivos possuem uma lâmina responsável pela abertura e fechamento de seus contatos e seu movimento é seccionado em duas partes.

e) Aterramento

Os seccionadores de aterramento são compostos por duas colunas de isoladores fixas, contatos fixos e uma lâmina cujos movimentos de fechamento e abertura são paralelos aos isoladores.

f) Operação com vara de manobra

Os seccionadores cuja operação ocorre com vara de manobra são compostos por duas colunas de isoladores fixos e uma lâmina responsável pelo fechamento e abertura dos contatos do dispositivo. Essa lâmina conecta-se através de um engate da vara de manobra a um gancho ou olhal.

g) Semi-pantográfica

Os seccionadores com modo de abertura semi-pantográfica são dispositivos que possuem uma lâmina articulada para um lado e com capacidade de dobrar sobre si mesma.

2.3.3.2. Tipo de operação e comando

Os seccionadores podem ter dois tipos de operação: em grupo, quando seus polos estão interligados mecanicamente e operam simultaneamente, ou monopolar, quando os polos são operados individualmente. Em relação ao tipo de comando dos seccionadores, este pode ser manual ou motorizado em relação à automatização do acionamento de seus contatos.

2.4. Resistor de aterramento

Os resistores de aterramento são equipamentos utilizados com a finalidade de limitar a corrente de curto-circuito do sistema e de controlar sobretensões transitórias oriundas da configuração neutro-flutuante de alguns sistemas elétricos de potência. Esses equipamentos são aplicados no aterramento, entre neutro e terra, de diversos dispositivos elétricos como, por exemplo, geradores e transformadores.

Os resistores de aterramento possuem a característica de que, quanto maior for o seu valor ôhmico, menor é a sua capacidade de limitar o fluxo de corrente para a terra. Dessa forma, a escolha do valor do resistor de aterramento determina o comportamento do sistema elétrico frente às oscilações de tensão e de curtos circuitos.

Os sistemas elétricos que utilizam os resistores de baixo valor ôhmico limitam a corrente de falta a valores maiores que 10 A, sendo sua aplicação comumente utilizada em sistemas de média tensão. Já os sistemas que utilizam os resistores de alto valor ôhmico limitam a corrente de curto a

valores inferiores a 10 A, sendo possível aplica-los somente em sistemas com tensão inferior a 1 kV.
[Costa, 2015].

3 Transformadores de instrumentos

3.1. Introdução

Neste capítulo é realizada uma revisão bibliográfica quanto às características funcionais e construtivas dos transformadores para instrumentos que são instalados individualmente nas subestações elétricas de potência isoladas a ar atmosférico.

3.2. Transformador de corrente

3.2.1. Definição

O transformador de corrente, conhecido como TC, é um dispositivo que reproduz em seu circuito secundário uma corrente proporcional àquela que circula em seu enrolamento primário, fornecendo valores de corrente aos instrumentos que integram o sistema elétrico.

Semelhante ao circuito elétrico do transformador de potência, o circuito deste transformador também é constituído pelos enrolamentos primário e secundário, onde o primário é formado por poucas espiras feitas de condutores de cobre de grande diâmetro e que está ligado em série com o circuito de alta tensão do sistema elétrico, seja ele da rede de transmissão ou da rede de distribuição. Já o enrolamento secundário fornece corrente proporcional à corrente do enrolamento primário, com mesma posição vetorial e que alimenta as bobinas de corrente dos instrumentos das subestações elétricas [Bandeira, 2015], [Muzi, 2015].

Estes transformadores de instrumentos possuem padronizações de suas características conforme normas nacionais e internacionais e têm como principais funções:

-
- a) Alimentação dos sistemas de proteção e medição contidos nas subestações elétricas de maneira a reduzir a corrente dos circuitos de alta tensão a valores seguros para manuseio; e
 - b) Permitir a isolação do circuito primário do circuito secundário.

3.2.2. Especificações

Os transformadores de corrente são padronizados seguindo normas nacionais e internacionais sendo elas específicas para cada atividade a ser exercida como, por exemplo, projetos, operação, ensaios e manutenções. Dentre algumas das especificações para TC tem-se [Eletrobrás, 2015]:

- ABNT NBR 6856: Transformador de corrente - Especificação e ensaios
- IEEE C57.13 – *IEEE Standard Requirements for Instruments Transformers.*
- IEC 60044-1– *Instruments Transformers – Part 1: Current Transformers.*

As padronizações usadas nas definições dos transformadores de instrumento se diferem quando comparadas às normas internacionais e nacionais, principalmente, nos quesitos limites de tensão e corrente de ensaios.

3.2.3. Características construtivas

Os transformadores de corrente são dispositivos projetados para operar conforme o serviço ao qual serão destinados de modo que TCs de medição e proteção possuem características diferentes e específicas entre si quanto às classes de exatidão, aos tipos de núcleo, a curva saturação e a configuração dos enrolamentos.

Os TCs de medição operam com o núcleo saturado de forma que seja possível estimar as correntes de alta tensão que circulam por ele. Este tipo de transformador possui como característica a classe de exatidão de 0,3%, 0,6% e 1,2% e a faixa de operação entre 0 a $k \cdot I_n$, onde k corresponde a relação de transformação real (variando de 1,2 a 2,0) e I_n a corrente nominal do transformador de corrente [Bandeira, 2015], [Pereira, 2015a], [Belchior, 2015].

Já os TCs de proteção operam com o núcleo não saturado, isolando o circuito primário do circuito secundário e fornecendo a corrente do secundário para equipamentos de proteção como, por exemplo, os relés. Estes equipamentos possuem classe de exatidão de 5% e 10% e faixa de operação entre 0 a $k \cdot I_n$, onde k corresponde a relação de transformação real (variando de 20 a 50) e I_n a corrente nominal do transformador de corrente [Bandeira, 2015], [Pereira, 2015a], [Belchior, 2015].

Os transformados de instrumentos do tipo corrente também podem ser classificados quanto à construção mecânica dos seus núcleos. Essa classificação é normalizada tanto pela ABNT quanto pela ANSI e pode ser dividida em diversos tipos [Lima, 2015], [Belchior, 2015]:

a) Tipo primário enrolado

O transformador de corrente do tipo primário enrolado é aquele no qual o enrolamento primário é formado por uma ou mais espiras e é montado de forma a envolver mecanicamente o seu núcleo.

b) Tipo barra

O transformador de corrente do tipo barra é o mais utilizado nas subestações de potência de média e alta tensão. O circuito deste trafo é formado de modo que o enrolamento primário possua uma barra fixa no núcleo e o enrolamento secundário seja completamente.

c) Tipo janela

O transformador de corrente tipo janela não possui um primário fixo, sendo constituído por uma abertura no núcleo.

d) Tipo bucha

O transformador de corrente do tipo bucha corresponde a uma derivação do TC do tipo janela, sendo que foi feito de maneira a ser instalado na bucha de um equipamento elétrico (transformador de potência, disjuntores etc). Este tipo de transformador não costuma ser usado para serviços de medição devido ao fato de seu circuito magnético possuir menor saturação.

e) Tipo núcleo dividido

O transformador do tipo núcleo dividido possui comportamento semelhante ao TC do tipo janela, tendo o seu enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo.

f) Tipo posição livre (pedestal e invertido)

O transformador de corrente do tipo posição livre é indicado para altas tensões (acima de 765kV) e altas correntes (acima de 3kA). Este tipo de transformador de instrumentos é usado quando há necessidade de obter outras relações de transformação através da recombinação de outros TCs e pode ser dividido em dois subtipos: o pedestal, que possui massa concentrada na base do equipamento e enrolamento primário reforçado, e o invertido, onde os enrolamentos primário e

secundário são montados dentro de um compartimento metálico e o enrolamento secundário possui suas conexões disponíveis dentro de uma caixa de terminais.

g) Tipo vários enrolamentos

O transformador de corrente do tipo vários enrolamentos possui um único núcleo envolvido por vários enrolamentos secundários, ligados em série ou paralelo, e um enrolamento primário.

h) Tipo vários núcleos

O transformador de corrente do tipo vários núcleos é formado por dois ou mais enrolamentos secundários, onde cada um possui seu próprio núcleo. Neste TC as espiras do enrolamento primário enlaçam todos os enrolamentos secundários.

3.2.4. Características de funcionamento

Os transformadores de corrente são transformadores cujo circuito elétrico possui semelhança com o circuito de um transformador de potência e cuja principal função é a transformação de uma corrente primária de alta amplitude em uma corrente de menor amplitude e de mesma posição vetorial em seu enrolamento secundário.

A Figura 4 corresponde à configuração do circuito equivalente do TC onde as impedâncias R_1 e X_1 correspondem às impedâncias do primário; R_a e X_m às impedâncias do enrolamento magnético; e R_2 e X_2 às impedâncias do secundário.

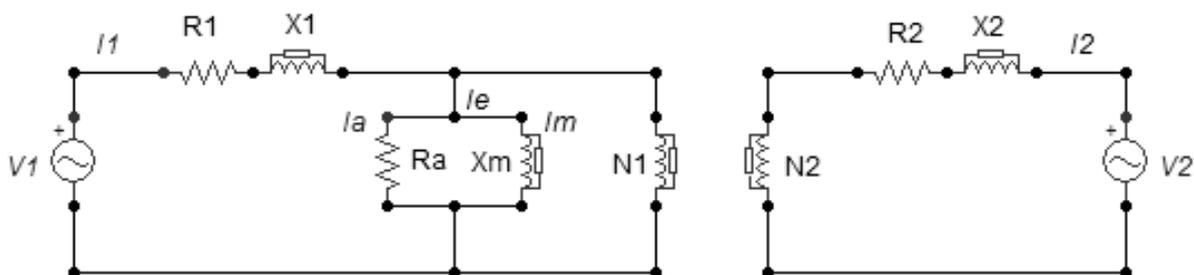


Figura 4 – Circuito Equivalente do Transformador (Adaptada de [Pereira, 2015b]).

Conforme pode ser estendido da análise do modelo dos transformadores de potência: a relação de transformação (N) é obtida através da divisão entre o número de enrolamentos dos circuitos primário e secundário. Além disso, o ramo magnetizante, formado pela resistência R_a e pela admitância X_m , juntamente com as correntes I_a e I_m representam às dissipações ocorridas no núcleo do TC.

Em um transformador de instrumentos do tipo corrente, a corrente nominal do circuito secundário pode possuir valores nominais de 1 A, 2 A ou 5 A. Já a corrente do circuito primário deve se adequar às correntes de curto-circuito do sistema e a máxima corrente do circuito no qual o TC está presente, podendo desta forma assumir o valor nominal variando entre 5 A e 8 kA [Silva Filho, 2015].

No que se diz respeito à polaridade do TC, diversas normas internacionais especificam que os transformadores de corrente devem ser subtrativos e os terminais devem ser marcados de forma que a corrente primária (I_p) entra pela marca de polaridade e a corrente secundária (I_s) sai pela marca de polaridade, de forma que as correntes fiquem em fase [Lima, 2015], [Belchior, 2015].

3.3. Transformador de potencial

3.3.1. Definição

Os transformadores de potencial, conhecidos como TP, são os equipamentos responsáveis por reduzir o nível de tensão do sistema elétrico para um valor compatível com a segurança das operadoras do sistema e dos circuitos de medição e proteção nele presentes.

Estes transformadores são ligados em paralelo ao sistema elétrico e fabricados de forma a [Muzi, 2015], [Belchior, 2015]:

- Possuir erro mínimo na transformação e no ângulo de fase;
- Permitir apenas uma pequena queda de potencial desde o regime a vazio até o regime a plena carga; e
- Reproduzir fielmente dos efeitos transitórios e de regime de curto-circuito na alta tensão.

Embora haja uma semelhança entre a filosofia de operação entre os transformadores de potência e potencial, no projeto dos TPs não é necessário considerar todos as especificações e fatores observados nos projetos de outros trafos como, por exemplo o TC, pois a ligação destes equipamentos no sistema elétrico é diferente entre si e, portanto, as correntes de curto não os influenciam da mesma maneira [Muzi, 2015].

O transformador de instrumento do tipo potencial é elaborado de maneira que o enrolamento primário possua um grande número de espiras enquanto o seu secundário possua uma pequena quantidade. Com isso, o circuito secundário deste transformador é projetado para prover uma tensão com fase oposta à tensão de operação do primário e para operar com cargas de elevada impedância

em seus terminais, fornecendo ali o nível de tensão necessário para os instrumentos nos quais ele esteja conectado [Silva Filho, 2015].

3.3.2. Especificações

Os transformadores de potencial são classificados conforme algumas normas internacionais e nacionais dentre elas pode-se citar, conforme o documento de especificação técnica da Eletrobrás [Eletrobrás, 2015]:

- ABNT NBR 6855: Transformadores de potencial indutivos
- IEC 60044-2: *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*
- IEEE Std C57.13.2: *Standard Conformance Test Procedure for Instrument Transformers*

As padronizações usadas nas definições dos transformadores de instrumento do tipo potencial se diferem quando comparadas às normas internacionais e nacionais, principalmente no que se refere às tensões nominais e suas respectivas relações de transformação. Como exemplo desta situação tem-se que a tensão primária nominal considerada pela norma ABNT é 115 V enquanto para a norma IEC é 110 V.

3.3.3. Características construtivas

Os transformadores de potencial, como já indicado neste trabalho, são transformadores cujo projeto e funcionamento são semelhantes a um pequeno trafo de potência de forma que os enrolamentos primário e secundário trabalhem a fim de reduzir a valores seguros o nível de tensão aplicado aos equipamentos de proteção e medição presentes no sistema elétrico.

Esses transformadores são classificados conforme suas características construtivas sendo eles dos tipos: indutivos; capacitivos; divisores capacitivos; divisores resistivos; e divisores mistos. Entretanto, somente os transformadores do tipo capacitivos e indutivos são utilizados nos SEPs e, dessa forma, apenas eles serão revisados nesta monografia.

3.3.3.1. Transformador de potencial do tipo indutivo

Os TPs do tipo indutivo (TPI) são projetados de maneira que seu funcionamento seja muito semelhante ao transformador de potência e com isso os seus enrolamentos primários e secundários envolvem o mesmo de núcleo de ferrosilício. Esses transformadores são projetados para operar com tensões de até 138 kV, embora dominem a faixa de tensão entre 600 V e 69 kV, e são construídos conforme os 3 subgrupos encontrados na norma ABNT NBR 6855 [CPE, 2015], [Kotryk et al., 2015].

Os grupos de ligação nos quais os transformadores de potência são classificados são [Lima, 2015], [CPE, 2015]:

a) Grupo 1:

Os transformadores de potencial do Grupo 1 são elaborados para serem usados em sistemas elétricos de potência de até 34,5 kV e cujas ligações são entre fases (FF). Esses TPs também devem suportar uma sobrecarga de 10% de sobrecarga e possuem o esquema de ligação conforme a Figura 5 abaixo.

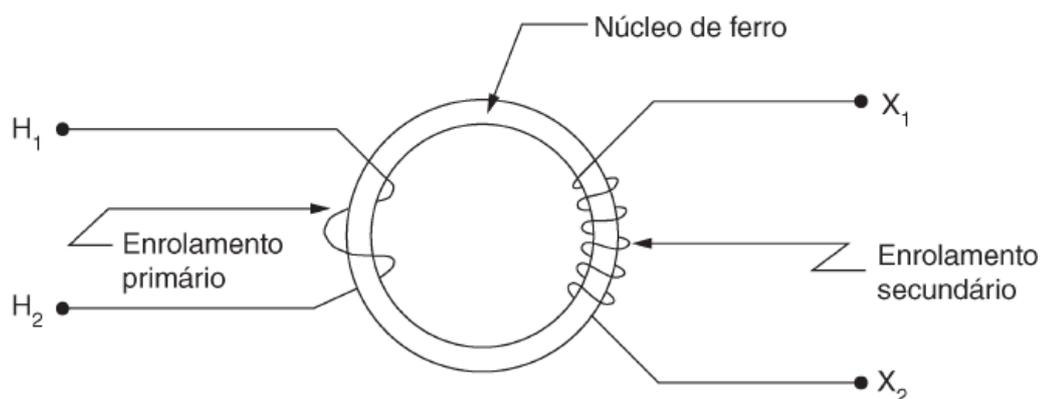


Figura 5 - Esquema de ligação Grupo 1 (Retirado de [Lima, 2015]).

b) Grupo 2:

Os transformadores de potencial do Grupo 2 são elaborados para serem usados em sistemas solidamente aterrados e cujas ligações sejam fase-neutro (FN). A Figura 6 representa o esquema de ligação do grupo 2.

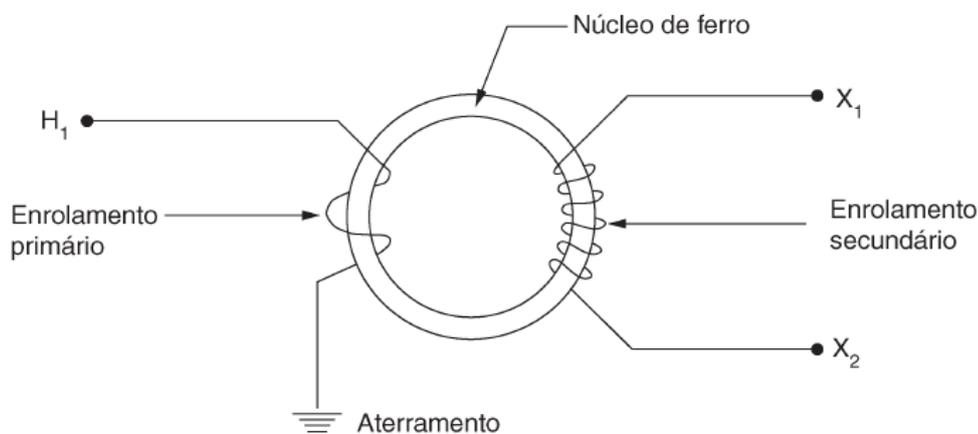


Figura 6 - Esquema de Ligação Grupo 2 (Retirado de [Lima, 2015]).

c) Grupo 3:

Os transformadores de potencial do Grupo 3 são elaborados para serem usados em sistemas nos quais a ligação seja fase-neutro (FN) e que não se possa garantir a qualidade e eficácia do aterramento. A Figura 7 representa o esquema de ligação para este tipo de TP. Observa-se que tal esquema é semelhante ao modo de ligação utilizado no grupo 2.

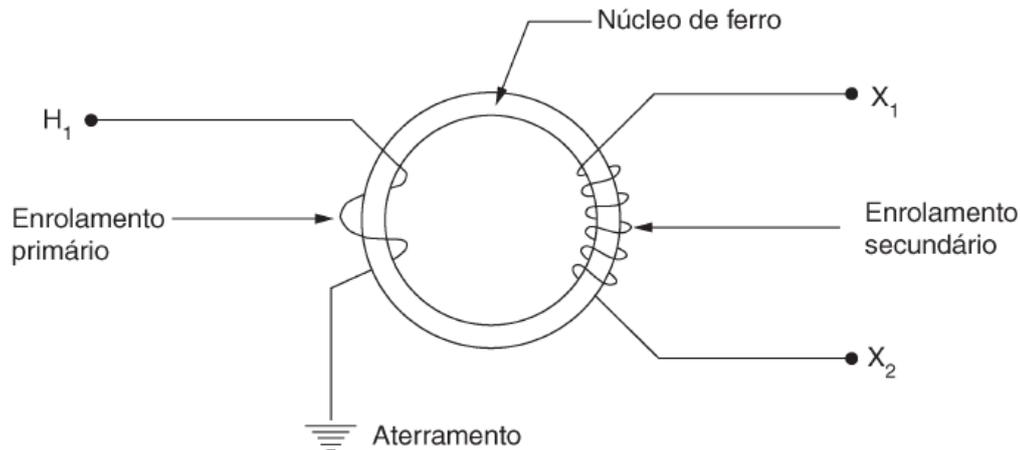


Figura 7 - Esquema de ligação do Grupo 3 (Retirado de [Lima, 2015]).

3.3.3.2. Transformador de potencial do tipo capacitivo

Os transformadores de potencial do tipo capacitivos (TPC) são construídos utilizando dois conjuntos de capacitores que servem como um divisor de tensão ligado em fase-terra para o circuito a ele conectado. Esses transformadores são projetados para serem usados em sistemas cuja tensão nominal seja superior a 138 kV, embora seja possível utiliza-los com tensões nominal na faixa entre 69 kV e 138 kV em situações nas quais os PLCs (*power line carrier*) estejam empregados no sistema [Lima, 2015], [CPE, 2015].

A Figura 8 representa o esquema de ligação do TPCs onde podem ser percebidas que as células que formam o condensador estão ligadas em série e instaladas dentro de um involucro de porcelana.

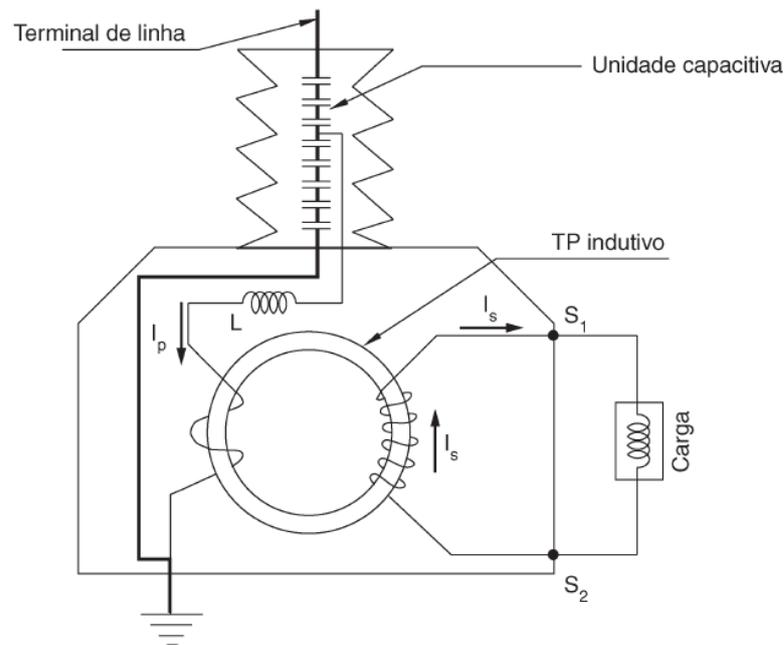


Figura 8 - Esquema de ligação do TPC (Retirado de [Lima, 2015]).

3.3.4. Características de funcionamento

Os transformadores de potencial são equipamentos que possuem um circuito equivalente semelhante ao circuito do transformador de potência, realizando em seus enrolamentos primários e secundários uma transformação de tensão com a finalidade de que seja possível fornecer aos dispositivos de medição e proteção uma tensão segura para manuseio.

Entretanto, apesar da semelhança construtiva entre os transformadores de instrumentos e de potencial, os TPs não se diferenciam construtivamente conforme o serviço desempenhado (proteção e medição), sendo classificados principalmente conforme as suas classes de exatidão. Outro ponto importante nos projetos dos transformadores de potencial é que eles são desenvolvidos para suportarem sobretensões a certos níveis de tensão e, portanto, não sofrem nenhum tipo de dano caso esse fenômeno ocorra.

Em um transformador de potencial as principais características são as classes de exatidão, a classe nominal e a potência térmica nominal. A classe de exatidão dos TPs representa o máximo valor do erro o qual o transformador pode apresentar durante a atividade de medição e leva em consideração o erro de relação de transformação e o erro de defasamento entre as correntes dos circuitos primário e secundário [Muzi, 2015], [Lima, 2015].

A carga nominal representa as impedâncias ligadas aos terminais do secundário do TP, onde, neste caso, são considerados como impedância todos os aparelhos ligados à subestação. As designações para as cargas nominais são obtidas através da normalização ABNT e ANSI de modo

que a diferença entre elas consiste apenas na forma de classificação. Para a norma ABNT, o símbolo P significa potência aparente enquanto para a norma ANSI o padrão consiste em uma combinação de diversas letras (W, X, M, Y, Z e ZZ) [Muzi, 2015].

A Tabela 1 apresenta a correspondência entre as duas normas utilizadas para a definição de carga nominal nos transformadores de potencial.

Tabela 1 - Diferenças entre normas ANSI e ABNT (Adaptado de [Muzi, 2015]).

Designação ABNT	Designação ANSI
P 12,5	W
P 25	X
P 35	M
P 75	Y
P 200	Z
P 400	ZZ

Já a potência térmica nominal corresponde a maior potência aparente a qual um TP pode oferecer durante o regime permanente com tensões e frequências nominais, de forma a não exceder os limites de temperatura permitidos pela sua classe de isolamento, sendo estes limites estabelecidos conforme o grupo de ligação ao qual o transformador de potencial pertence [Muzi, 2015].

A Tabela 2 representa a relação entre a potência terminal nominal, considerando a designação da ABNT, e os grupos de ligação dos TPs.

Tabela 2 - Potência nominal conforme grupos de ligação (Adaptada de [Belchior, 2015]).

	Potência Térmica	
	Grupo 1 e 2 (VA)	Grupo 3 (VA)
P 12,5	18	50
P 25	36	100
P 75	110	300
P 200	295	800
P 400	500	1600

4 Equipamentos Híbridos de Proteção e Seccionamento

4.1. Introdução

Este capítulo apresenta um estudo relativo aos equipamentos híbridos de seccionamento e proteção, detalhando seus aspectos construtivos e funcionais.

4.2. Definição

Os aparelhos de tecnologia mista de manobra, do inglês “*Mixed Technologies Switchgear*” (MTS), são dispositivos que combinam vários componentes de alta tensão em um único módulo híbrido de maneira a permitir uma compactação da área útil necessária para a instalação dos componentes de manobra e medição das subestações. Basicamente, os componentes instalados nestes módulos de manobra correspondem a disjuntores, transformador de corrente, seccionadores e chaves de aterramento, podendo haver casos, entretanto, em que transformadores de potencial também estejam presentes.

A tecnologia utilizada nos MTS equivale a uma combinação entre as tecnologias AIS (“*Air-Insulated Switchgear*”) e GIS (“*Gas-Insulated Switchgear*”), como são conhecidas, respectivamente, as subestações convencionais e as subestações inteiramente isoladas a gás SF₆, sendo possível, dessa forma, agregar a este módulo tanto a confiabilidade do isolamento a gás quanto à boa acessibilidade e facilidade de reposição de dispositivos defeituosos presentes nas subestações AIS. Além disso, ainda é possível utilizar este equipamento tanto em subestações de energia abrigadas quanto não abrigadas [Alcocer et al, 2004].

4.3. Especificações

Os módulos de manobra híbridos compactos são padronizados segundo normas internacionais que compreendem definições de projeto e montagem dos equipamentos, além das rotinas de testes elétricos e mecânicos, transporte, armazenamento, instalação, operação e manutenção de tais módulos.

Dentre as normas que especificam a aplicação dos MTS tem-se [IEC, 2008]:

- IEC 62271-100: *High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breaker;*
- IEC 62271-102: *High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches;*
- IEC 62271-108: *High-voltage switchgear and controlgear - Part 108: High-voltage alternating current disconnecting circuit-breakers for rated voltages of 72,5kV and above;*
- IEC 60265-2: *High-voltage switches - Part 2: High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above;*
- IEC 62271-205: *High-voltage switchgear and controlgear - Part 205: Compact switchgear assemblies for rated voltages above 52 kV.*

4.4. Características de Funcionamento

Os dispositivos híbridos de manobra são compostos por dois ou mais equipamentos conectados diretamente uns aos outros ou então conectados de maneira a compartilharem e interagirem entre seus componentes. Essa interação pode ser tanto elétrica, quando mecânica ou térmica e deve assegurar a sua correta funcionalidade [Mantovani et al, 2010].

Os MTS são projetados para operarem em diversas classes de tensão, que variam conforme fornecedor e podem atingir valores de até 550 kV. Esses dispositivos são construídos de forma que todos as suas partes ativas e funções, exceto os transformadores de corrente no tipo anel, sejam isoladas por um único compartimento de gás SF6 [Mantovani et al, 2010].

Os módulos híbridos são compostos por diversos componentes, sendo eles: relés para controle de densidade do gás, transformador de potencial, diafragma de ruptura, unidade de desconector, chave de aterramento, disjuntor equipado com um motor de acionamento, transformador de corrente e buchas de isolamento [ABB, 2015].

4.4.1. Gás hexafluoreto de enxofre

O gás isolante hexafluoreto de enxofre, comumente conhecido como SF₆, é o dielétrico usado para isolar e suprimir o arco elétrico dentro do dispositivo híbrido devido às suas propriedades químicas de ser inodoro, inerte, não venenoso e não reativo. Entretanto, apesar de em sua forma pura não ser nocivo à saúde humana, este isolante decompõe-se em fluoretos, sulfetos e óxidos metálicos sob a influência de descargas elétricas, sendo, portanto, responsável por irritação nos olhos, do aparelho respiratório e da pele [ABB, 2012a].

Dessa forma, a utilização deste gás como isolante requer a instalação de filtros nos módulos híbridos e o uso de equipamentos de proteção individual como roupas de proteção descartáveis, máscaras faciais completas e luvas de proteção a fim de evitar os problemas resultantes da exposição dos operadores aos produtos gasosos e sólidos oriundos da decomposição do gás SF₆ durante a operação normal do dispositivo.

O gás SF₆ presente no módulo híbrido deve ser medido regularmente com o intuito de averiguar e garantir a sua qualidade e, conseqüentemente, a rigidez elétrica do dispositivo de modo que este seja capaz de isolar os contatos dos componentes e extinguir o arco elétrico caso o equipamento precise atuar no sistema elétrico a que está instalado.

4.4.2. Relé de controle de densidade de gás

O módulo híbrido é composto por diversos compartimentos de gás individuais, sendo estes separados por barreiras isoladoras onde cada compartimento esteja equipado com seu próprio relé de densidade de gás. Esses relés controlam a qualidade do gás isolante através do controle da quantidade de ar atmosférico a ele misturada, garantindo, assim, que a rigidez dielétrica do isolante do dispositivo se mantenha inalterada [ABB, 2012a].

Outra funcionalidade do relé de densidade consiste em verificar se todo o ar presente em seu compartimento de gás foi retirado antes do módulo ser preenchido com o gás isolante, permitindo, dessa forma, sua energização correta na planta industrial.

4.4.3. Válvula de alívio de pressão

Um disco de ruptura, também conhecido como diafragma de ruptura, exerce a função da válvula de alívio de pressão no dispositivo híbrido e seu funcionamento consiste em, no momento em que ocorre o arco elétrico e certo valor de pressão é atingido, esse disco de ruptura se quebra e há a liberação da pressão de ar causada pela expansão de volume do gás isolante em seu interior.

4.4.4. Transformador de potencial

Os MTS podem ou não possuir transformadores de potencial instalados em seus módulos. Os transformadores de potencial instalados nos módulos híbridos de manobra consistem em TP indutivos isolados a SF₆ e os mesmos são projetados conforme algumas das diversas classes de exatidão e níveis de potência térmica nominal existentes.

4.4.5. Chave seccionadora e chave de aterramento

Os equipamentos híbridos de manobra são equipados com uma combinação entre chave de aterramento e chave seccionadora de modo que os contatos mecânicos de ambos os equipamentos estejam isolados a SF₆. Esta construção resulta em redução no número de contatos mecânicos, redução no número de manutenções dos componentes e, conseqüentemente, compactação do equipamento.

4.4.6. Unidade de desconector

A unidade de desconector é um acionador manual e elétrico cuja funcionalidade consiste em desconectar e interromper o aterramento combinado do componente híbrido. A operação deste dispositivo acontece eletricamente, quando o disjuntor está aberto, ou manualmente, quando o seu eletroímã está energizado [ABB, 2012b].

4.4.7. Disjuntor

Os disjuntores instalados no MTS consistem em interruptores de pressão cujo princípio de operação varia conforme fornecedor, podendo seguir os princípios de auto-sopro (*self-blast*) ou de auto-compressão (*self-compression*), de modo que parte da energia necessária para eliminação da corrente de curto-circuito venha do próprio arco elétrico. Dessa forma, há uma redução significativa, aproximadamente 50%, na quantidade de energia utilizada para operar o mecanismo de extinção do arco elétrico quando o mesmo é comparado ao disjuntor do tipo sopro convencional (*puffer-type*) [ABB, 2015].

A operação desses disjuntores, que pode ser tanto monopolar como tripolar, é realizada por molas de abertura projetadas com uma quantidade mínima de componentes de modo a se minimizar o número de manutenções ao longo dos anos, suavizar o movimento do sistema de contatos na posição final de curso, agilizar o seu funcionamento – abertura e fechamento dos contatos – e reduzir ações provocadas pelas vibrações do dispositivo [ABB, 2012c].

4.4.8. Transformador de corrente

Os módulos híbridos são equipados com transformadores de correntes cuja funcionalidade corresponde a mesma dos TC convencionais e cujo projeto consiste em diversas combinações de núcleos de medição e proteção, podendo funcionar com até cinco núcleos.

4.4.9. Buchas isolantes

As buchas isolantes instaladas no MTS são componentes feitos com material polimérico de fácil limpeza e resistente a abalos sísmicos de modo a se reduzir o número de manutenções preditivas e corretivas, além de possuírem elevado desempenho em ambientes poluídos e com alto índice de chuvas.

4.5. Características Construtivas

Os módulos híbridos podem ser utilizados tanto em subestações de energia isoladas a SF₆ quando as subestações isoladas a ar. Além disso, também são capazes de promover a compactação das áreas destas subestações devido à disposição dos seus componentes de manobras e medição.

Estes equipamentos são compostos por um tanque metálico constituído de forma que [Mantovani et al, 2010]:

- Três invólucros de gases independentes entre si de maneira que, em cada um desses invólucros, estejam instaladas a chave de aterramento, o seccionador e o disjuntor de cada fase;
- Cada um desses invólucros está conectado diretamente aos dispositivos de medição do equipamento através de buchas isolantes;
- A conexão dos MTS é feita por buchas isolantes ao *bay* da subestação de energia; e
- O controle referente ao nível de gás é feito pela válvula de alívio de pressão.

Os MTS são construídos de forma que todos os seus componentes estejam dispostos em um único polo e cujas principais características sejam: abertura simultânea de todos os contatos internos da câmara de extinção de arco do disjuntor e utilização de uma menor quantidade de gás isolante nas câmaras de extinção de arco devido a menor quantidade de componentes internos do equipamento [Kovalenko et al, 2013].

A Figura 9 representa a composição interna dos equipamentos pertencentes aos aparelhos de tecnologia mista.

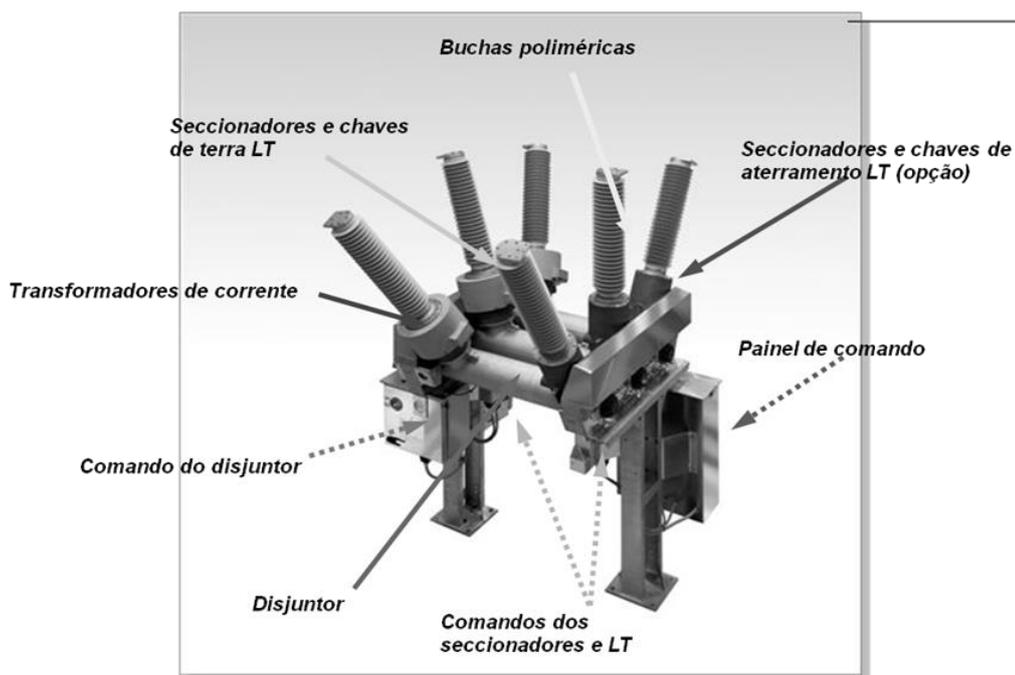


Figura 9 – Composição do equipamento híbrido (Retirado de [Mantovani et al, 2010]).

Os equipamentos híbridos de manobra são classificados conforme o tipo de configuração da subestação de energia a que serão instalados, podendo ser SBB, DBB, IOS ou DCB. O primeiro tipo de módulo híbrido, o SBB, do inglês “*singular bus bar*”, corresponde aos dispositivos compactos que são utilizados nas subestações que apresentam barramento singular. Os módulos híbridos do tipo DBB, do inglês “*double bus bar*”, são aqueles utilizados em subestações de barra dupla.

Já os equipamentos híbridos de manobra do tipo IOS, do inglês “*in-out substation*”, são aqueles que podem ser usados internamente ou externamente às subestações de energia. Finalmente, os módulos DCB, do inglês “*double circuit breaker*”, são dispositivos compostos por dois disjuntores ao invés de apenas um e que permitirem uma menor utilização de equipamentos em subestações com *layout* em H.

A Figura 10 representa o esquema elétrico do módulo híbrido do tipo DCB de um dos fornecedores atualmente disponíveis no mercado, onde se pode perceber a disposição de seus seccionadores, disjuntores, chaves de aterramento e transformador de corrente.

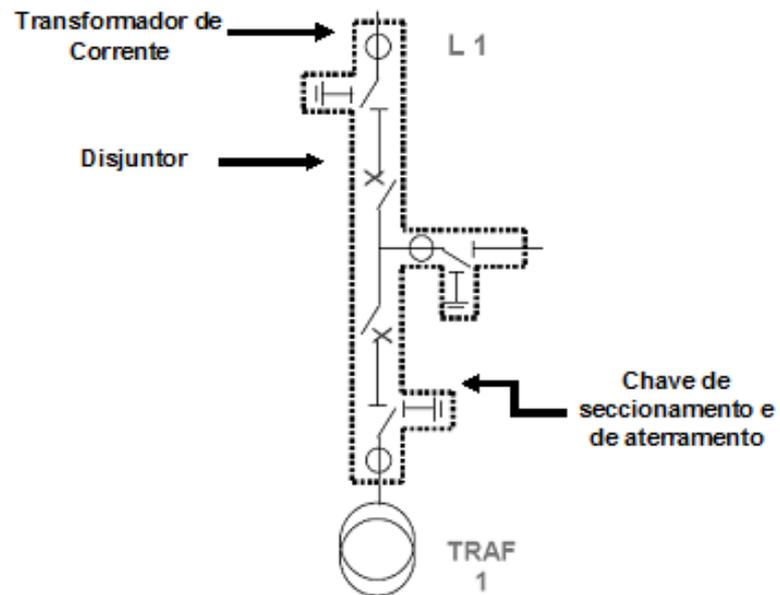


Figura 10 - Esquema elétrico do Módulo Híbrido DCB (Adaptado de [Kovalenko et al, 2013]).

5 Estudo de Caso

5.1. Introdução

Neste capítulo é realizada a análise das configurações das subestações de energia existentes de maneira a se indicar as vantagens e desvantagens da utilização dos equipamentos de manobra híbridos e compactos em suas instalações.

5.2. Definição

O sistema elétrico de potência é um sistema composto por diversos subsistemas independentes (geração, transmissão e distribuição), mas que trabalham conectados uns aos outros de maneira a fornecer ao consumidor final uma energia de qualidade. O processo de distribuição energético do sistema elétrico de potência, desde a geração até a distribuição da energia elétrica, está representado na Figura 11.

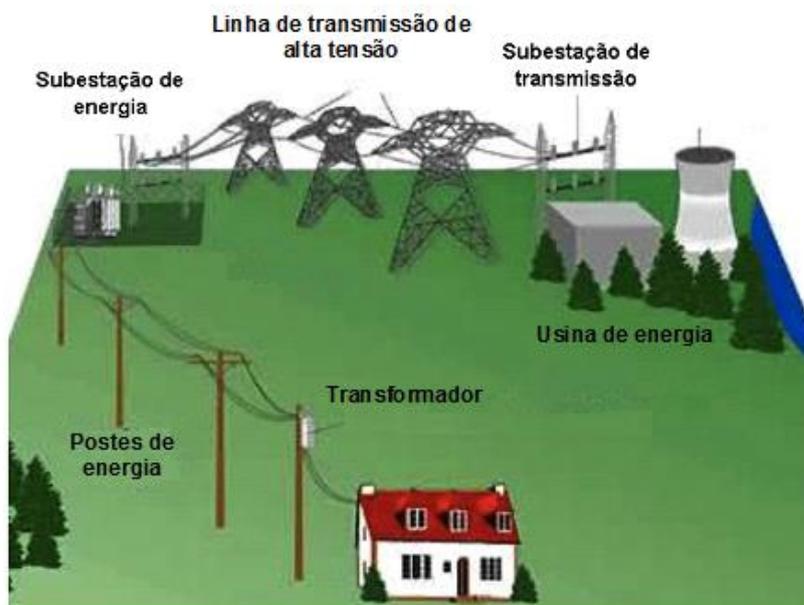


Figura 11 - Processo de distribuição de energia (Adaptado de [Muzi, 2015]).

Dentre esses subsistemas destacam-se as subestações de energia elétrica, pois elas são responsáveis por transformar a eletricidade diversas vezes, aumentando ou diminuindo seu nível de tensão, durante o percurso de transmissão de potência entre usinas de geração e centros consumidores de maneira a se evitar uma perda excessiva de energia e manter, assim, a eficiência de seu fornecimento.

As subestações de energia (SE) correspondem a um conjunto de equipamentos elétricos dedicados a modificação dos níveis de tensão e corrente elétrica do sistema, ao controle do fluxo de potência e a compensação de reativos transmitidos à rede de maneira a permitir um fornecimento de energia elétrica conforme os padrões estabelecidos pelos órgãos regulamentadores como, por exemplo, a ANEEL.

Estas subestações de energia são compostas por dispositivos de manobra, proteção e transformação, podendo ser classificadas conforme diversos fatores, dentre eles: a sua função no sistema elétrico (transformadora ou de manobra), o modo de instalação de seus dispositivos em relação ao meio ambiente (abrigada ou ao tempo), o nível de tensão em que trabalha (baixa, média e alta) e a sua forma de isolamento (isoladas a ar, isoladas a gás ou híbridas) [Muzi, 2015], [Ogiboski, 2013].

Este trabalho de especialização, entretanto, dedica-se ao estudo comparativo entre as subestações elétricas classificadas conforme a sua forma de isolamento, analisando a aplicação dos equipamentos mistos de manobra em uma subestação híbrida de maneira a indicar as vantagens e desvantagens de sua utilização em detrimento às outras configurações de subestações disponíveis no mercado.

5.3. Estudo de caso

As subestações de energia, quando são classificadas conforme sua isolamento, podem ser do tipo: isoladas a ar atmosférico, conhecidas como subestações AIS (do inglês “*Air-Insulated Switchgear*”), isoladas gás SF₆, conhecidas como subestações GIS (do inglês “*Gas-Insulated Switchgear*”) ou híbridas, como são conhecidas as subestações que utilizam um misto entre as tecnologias AIS e GIS.

As subestações AIS, também conhecidas como subestações convencionais, correspondem a um arranjo de equipamentos e condutores elétricos que são isolados pelo ar atmosférico de forma que a distância física entre seus componentes seja suficiente para se evitar a ocorrência de curtos circuitos e preservar a segurança de seus trabalhadores. Estas subestações, por serem isoladas a ar, estão sujeitas as variações atmosféricas e climáticas de forma que a rigidez dielétrica aplicada

naquele espaço possa variar conforme as altitudes e temperaturas relativas às estações do ano dos locais em que estão construídas.

As subestações GIS consistem em subestações inteiramente isoladas a gás que possuem os mesmos dispositivos e exercem as mesmas funcionalidades que as subestações convencionais embora sejam compactas e possam ser construídas em áreas bem menores quando comparadas àquelas dedicadas às subestações AIS. Estas subestações reduzem os problemas referentes a corrosões e as ações de manutenção anuais devido ao fato de seus dispositivos, e respectivos contatos, serem encapsulados por SF₆ e monitorados por módulos incorporados aos componentes da SE.

Já as subestações híbridas correspondem a um arranjo de equipamentos e condutores elétricos onde ambas as formas de isolamento, SF₆ e ar, são utilizadas de modo a se conseguir agregar a uma mesma SE as características positivas das configurações GIS e AIS. Dentre os ganhos da configuração híbrida destaca-se a compactação da área útil construída e a facilidade de reposição/troca de dispositivos defeituosos.

No caso deste trabalho, a subestação de energia estudada corresponde a uma subestação de 230 kV não abrigada instalada em uma planta industrial localizada na Floresta Amazônica e cujo projeto buscou a construção de uma SE que tivesse o menor impacto ambiental no meio que a envolvia, realizando o mínimo possível de paradas de manutenção anuais, e que mantivesse o fornecimento de energia elétrica constante durante todo o ano. Neste projeto, escolheu-se a configuração híbrida para ser implementada.

Dessa forma, buscando compreender o motivo pelo qual a configuração híbrida foi escolhida, nas próximas seções serão abordados diversos fatores relacionados à construção desta SE, chamada de subestação A, em plena reserva ambiental de modo que seja possível comparar o comportamento dos outros diferentes tipos de isolamento disponíveis frente aos principais objetivos do projeto e à necessidade de se atingir um custo benefício adequado às expectativas financeiras, técnicas e sociais.

5.3.1. Fatores ambientais

A implantação desta subestação em área de preservação ambiental fez com que o maior empecilho para sua construção fosse à obtenção da licença ambiental prévia visto que esta autorização depende diretamente do impacto causado pelo projeto ao meio ambiente da região, seja ele referente à poluição atmosférica, impactos visuais, ruídos, clima ou interferências magnéticas.

- a) Poluição atmosférica
-

Como a subestação seria instalada em uma área de preservação ambiental, o impacto da poluição sobre seus equipamentos seria mínimo embora, devido à presença de uma extensa fauna silvestre na região, os resíduos oriundos destes animais prejudiquem o isolamento dos equipamentos não abrigados. Neste caso, a limpeza dos equipamentos necessita ser regular ou os equipamentos devem ser abrigados ou encapsulados.

Embora a configuração GIS se encaixe nos itens apontados anteriormente, nela existe o risco de vazamento do gás SF₆ para o ambiente. Sendo assim, das três configurações disponíveis, a que representaria um melhor custo-benefício seria a configuração híbrida, pois ela permite a compactação da SE, o encapsulamento de alguns equipamentos, e ainda reduz as oxidações dos contatos, a necessidade de frequentes limpezas e a possibilidade de vazamento de gás SF₆ ao ambiente.

b) Impacto visual

O impacto visual corresponde às alterações visuais resultantes da instalação do empreendimento que, no caso da SE estudada, seria consideravelmente alto visto que haveria uma enorme área sendo desmatada e a desapropriada. Dessa forma, a fim de reduzir este impacto no ambiente, a escolha pelas configurações GIS e híbrida seria a mais adequada uma vez que estas configurações são capazes de compactar a área útil necessária para construção da SE.

c) Ruídos

A geração de ruídos nas subestações elétricas comumente ocorre em subestações não abrigadas. Assim, como a subestação A está localizada em uma região de preservação ambiental e com alta quantidade de fauna e flora nativa, a adoção de uma subestação isolada a ar não abrigada seria a menos recomendada, pois ela seria responsável por perturbações consideráveis no habitat dos animais e da flora nativa.

Entretanto, como o nível de tensão da subestação é 230 kV, não é recomendável a construção de subestações abrigadas e, dessa forma, a configuração que representaria o melhor bom custo benefício seria a configuração híbrida, onde grande parte dos equipamentos estaria instalada dentro de invólucros isolados a SF₆.

d) Clima

O clima da região Norte do Brasil é quente e úmido de modo que a subestação de energia estará sujeita a grandes volumes de chuvas e altas temperaturas, fazendo com que os seus componentes devam estar aptos a suportarem tais condições. Dessa forma, construções não abrigadas e expostas à ação do tempo são menos recomendadas que as construções abrigadas e isoladas.

e) Interferências eletromagnéticas

As interferências magnéticas, assim como a geração de ruídos, são responsáveis por distúrbios ao meio ambiente de modo que estes impactos poderiam ser reduzidos com a utilização de uma SE cujos equipamentos e contatos sejam encapsulados por tanques metálicos isolados a gás. Assim, a melhor opção seria a implantação da configuração GIS, seguida pela configuração híbrida.

A Tabela 3 representa um resumo quanto as características ambientais analisadas de modo a indicar o isolamento das subestações mais recomendadas e menos recomendadas para cada fator estudado.

Tabela 3 - Resumo fatores ambientais e configurações das SEs

FATORES AMBIENTAIS		
Característica avaliada	Configuração mais recomendada	Configuração menos recomendada
Poluição Atmosférica	Híbrida	AIS
Impacto Visual	GIS	AIS
Ruídos	GIS	AIS
Clima	GIS	AIS
Interferências Eletromagnéticas	GIS	AIS

5.3.2. Fatores financeiros

A construção da subestação, assim como a construção de qualquer empreendimento industrial, possui o baixo investimento financeiro e alta eficiência operacional como objetivos do projeto em consequência às frequentes limitações dos montantes financeiros de CAPEX¹ e OPEX².

Assim, a subestação de energia A, embora faça parte de um projeto audacioso de extração mineral, também possuía limitações financeiras de modo que o orçamento referente à compra de equipamentos e custos de operação e manutenção precisou ser aplicado cuidadosamente.

a) Custos de investimento

O custo de investimento corresponde basicamente aos valores referentes às obras civis necessárias para sua construção (terraplanagem, estruturas metálicas, concreto etc) e os equipamentos instalados. Dessa forma, quando se analisa as configurações disponíveis (AIS, GIS e

¹ CAPEX, sigla financeira oriunda do inglês “*Capital Expenditure*”, representa o montante de dinheiro destinado à aquisição de equipamentos e a realização de projetos de melhoria de uma empresa de modo que haja investimento em bens de capital [Marques, 2015].

² OPEX, sigla financeira oriunda do inglês “*Operational Expenditure*”, representa o montante de dinheiro associado às atividades relacionadas à manutenção e operação de uma empresa [Marques, 2015].

híbrida), as SEs do tipo GIS são as mais caras e as do tipo AIS são as subestações com o menor custo de investimento devido ao seu pequeno valor agregado.

Dessa forma, buscando uma solução intermediária em relação aos custos, as subestações do tipo híbrido seriam as mais indicadas de modo que o seu investimento corresponde a um valor 50% maior do que quando se utiliza a configuração AIS e 30% menor do que na configuração GIS. Estas SEs ainda permitem uma redução de 30% na área necessária para a construção de um pátio de 230 kV e uma redução em torno de 60% nos custos das obras civis quando comparada a construção de uma subestação convencional [Kovalenko et al, 2013], [Arcon, 2013], [ABB, 2015].

b) Custos de operação

Os custos de operação consistem em custos relacionados à operação dos equipamentos (qualificação dos operários – cursos e treinamentos - e dispositivos de automatização da operação). Neste quesito, as subestações híbridas e as GIS são mais vantajosas, pois os equipamentos vêm equipados de fábrica com diversos dispositivos que reduzem os custos de operação como, por exemplo, medidores de nível de gás e relés de proteção integrados.

c) Custos de manutenção

Os custos de manutenção correspondem aos custos destinados às paradas da planta e correções de problemas relacionados à operação dos equipamentos, podendo ser referente às manutenções preditivas, que ocorrem na intenção de evitar que o equipamento apresente defeito, como nas corretivas, que ocorrem após o defeito do equipamento ser detectado.

Neste item, as subestações híbridas e GIS representam uma escolha mais assertiva, pois, como há equipamentos isolados a SF₆ em seu arranjo, seus contatos ficam protegidos quanto à intemperes de modo a preservarem uma capacidade operativa aceitável por mais tempo.

d) Custos para ampliação da subestação

Outro custo que impacta na decisão de qual configuração de subestação adotar é o fato de que a SE deve ser projetada de modo a suportar uma eventual ampliação de sua capacidade de carga e instalações, reduzindo, assim, o investimento de implantação e obras civis no futuro. Neste fator, as subestações híbridas e GIS apresentam vantagens frente à configuração AIS, pois, como a área útil necessária para a construção de SEs híbridas e GIS é menor, pode-se construir estas subestações, e suas respectivas futuras ampliações, em um terreno de um mesmo tamanho onde se construiria uma subestação convencional não ampliável.

A Tabela 4 representa um resumo quanto às características financeiras analisadas de modo a indicar as configurações das subestações mais recomendadas e menos recomendadas para cada fator estudado.

Tabela 4 - Resumo dos fatores financeiros e as configurações das SEs

FATORES FINANCEIROS		
Característica avaliada	Configuração mais recomendada	Configuração menos recomendada
Custos de investimento	AIS	GIS
Custos de operação	Híbrida	AIS
Custos de manutenção	Híbrida	AIS
Custos de ampliação	GIS	AIS

5.3.3. Fatores técnicos

A análise dos fatores técnicos durante a escolha da configuração de uma subestação é importante, pois ela considera os recursos financeiros disponíveis, os objetivos que se pretende atingir ao se implantar o empreendimento e delimita o que é factível ser desenvolvido no projeto. Dentre os inúmeros fatores analisados pode-se citar a importância da subestação, segurança, prazos de implantação e transporte dos equipamentos, e dimensão do terreno para obras civis.

a) Importância da subestação

O grau de importância da subestação para a planta industrial é o primeiro fator a ser analisado no momento em que se define a configuração da SE, pois, dependendo do processo de produção industrial e do material trabalhado, a interrupção do fornecimento de energia à planta pode resultar em perdas milionárias a empresa.

No caso da subestação de energia estudada neste trabalho, devido ao fato do processo de extração mineral ocorrer através de equipamentos elétricos, método conhecido como sistema *Truckless*³, faz-se necessário que o fornecimento de energia seja contínuo e possua o menor número de paradas para manutenção de tal modo a se justificar o investimento em configurações mais robustas, confiáveis e, conseqüentemente, mais caras como são as configurações híbridas e GIS.

b) Segurança

A garantia pela segurança de operação e manutenção foram contempladas em todo o planejamento, projeto e construção da subestação aqui estudada de maneira a se escolher uma

³ O sistema *Truckless*, termo oriundo do inglês e que significa sem caminhões, é um método de extração mineral que utiliza correias transportadoras e britadores móveis em vez de caminhões fora de estrada para levar o minério de ferro aos britadores fixos [Palmeira, 2015].

configuração que proporcionasse uma maior segurança para a operação do sistema elétrico, reduzindo, assim, os riscos de acidentes.

Dessa forma, analisando-se os três tipos de configurações disponíveis, as SEs isoladas a gás e híbridas correspondem às configurações que permitem um maior ganho no quesito segurança devido ao fato de possuírem seus componentes, ou parte deles, encapsulados e isolados do contato direto com o operador. Outra característica que permite o aumento na segurança de operação e manutenção é a presença de dispositivos que permitem o monitoramento dos níveis de gás e a automação de abertura e fechamento dos contatos dos equipamentos de manobra.

c) Prazo de implantação e transporte dos equipamentos

Cronograma é um item que impacta consideravelmente nas escolhas referentes ao planejamento, projeto e construção de empreendimentos de plantas industriais. As principais etapas do cronograma correspondem aos prazos de fabricação, transporte e de implementação dos equipamentos elétricos na SE.

Neste quesito, as subestações GIS e híbridas possuem o tempo de transporte e de fabricação dos equipamentos semelhante ao tempo referente às SEs convencionais. Entretanto, o tempo de implementação destas subestações é inferior ao tempo de implementação das SEs AIS devido ao fato de que as subestações híbridas e GIS possuem módulos pré-testados na fábrica, além dos equipamentos de medição e automação serem incorporados aos dispositivos, permitindo uma redução considerável no tempo do cronograma.

d) Dimensão do terreno para obras civis

A dimensão do terreno necessário para a realização das obras civis da subestação impacta no seu custo de implantação pelo fato de que terrenos com muitos desníveis ou vegetação muito densa, como é o caso da subestação A, necessitam de terraplanagem, construção de muros de arrimo e de sistemas complexos de escoamento e drenagem de modo que a utilização de SEs compactas (sejam elas com isolamento a gás ou híbridas) representa uma escolha de melhor custo benefício.

A Tabela 5 representa um resumo quanto as características técnicas analisadas de modo a indicar as configurações das subestações mais recomendadas e menos recomendadas para cada fator estudado.

Tabela 5 - Resumo dos fatores técnicos e as configurações das SEs

FATORES TÉCNICOS		
Característica avaliada	Configuração mais recomendada	Característica menos recomendada
Importância da subestação	GIS	AIS
Segurança	GIS	AIS
Prazo e transporte dos equip.	Híbrida	AIS
Dim. do terreno para obras civis	GIS	AIS

5.3.4. Fatores sociais

Os fatores sociais estão relacionados à imagem que a empresa deseja mostrar a sociedade de modo que suas atividades consistem no investimento em programas que trarão algum retorno a população diretamente impactada pela construção do empreendimento. Dentre estes programas pode-se citar à formação de parcerias com escolas locais, visando à formação de profissionais qualificados para trabalharem na planta industrial, ou então programas de reflorestamento de mata nativa, visando reduzir o impacto ambiental à região.

Desta forma, considerando a localização da subestação A, a configuração que representaria uma maior influência positiva na sociedade seria a escolha de uma SE compacta híbrida de modo que fosse necessário realizar o desmatamento em uma menor área e ainda formar profissionais em escolas locais utilizando novos conceitos em tecnologia, mas ao mesmo tempo formando profissionais qualificados para trabalharem em subestações convencionais.

5.3.5. Configuração Escolhida

Após a análise dos diversos fatores ambientais, financeiros, técnicos, sociais e políticos (dentre os quais alguns foram citados neste trabalho de especialização), a configuração definida para a subestação A foi à híbrida, permitindo, assim, agregar a esta SE uma solução moderna, compacta e cujo arranjo de equipamentos contempla:

- Um módulo misto de manobra (MTS) por fase substituindo os transformadores de corrente, os disjuntores, as chaves de aterramento, os seccionadores;
- Cubículos de média tensão de 34,5 kV compactos isolados a SF6;
- Transformadores de força isolados de 230 kV preenchidos por óleo; e
- Um dispositivo para-raios, um resistor de aterramento, uma chave fusível, um transformador de potencial por fase, onde todos são isolados a ar.

A escolha por esta configuração híbrida possibilitou que a subestação estudada atingisse todos os *milestones*⁴ de projeto, resultando em uma redução de 50% na área útil convencionalmente necessária para a construção de uma SE de 230 kV e uma queda significativa no número de manutenções anuais, preditivas e corretivas nos dispositivos devido a simplificação de seus circuitos elétricos e ao aumento da confiabilidade dos equipamentos instalados nesta SE.

A Tabela 6 representa a análise comparativa entre a confiabilidade das tecnologias AIS e híbrida apresentada no congresso do CIGRÉ do ano de 2013 de uma subestação abaixadora de 230 kV para 138 kV, onde se nota o aumento da confiabilidade da configuração híbrida em relação à configuração AIS.

Tabela 6 - Análise de confiabilidade 230-138 kV (Adaptada de [Kovalenko et al, 2013]).

FUNÇÃO SUPRIMENTO DE ENERGIA								
Configuração	f	A'	f _m	A' _m	f _T	A' _T	A' ₃₀	MTBF
AIS	0,7304	0,885	0,6	2,4	1,3304	3,285	98,6	1,4
HÍBRIDA (Com MTS)	0,0725	0,1768	0,05	0,5	0,1225	0,6768	20,3	13,8

Legenda:

- f: Frequência de interrupções devido a falhas (1/Ano);
- A': Indisponibilidade devido a falhas (h/Ano);
- f_m: Frequência de interrupções devido a manutenções programadas (1/Ano);
- A'_m: Indisponibilidade devido a manutenções programadas (h/Ano);
- f_T: Frequência de interrupção total (1/Ano);
- A'_T: Indisponibilidade total (h/Ano);
- A'₃₀: Indisponibilidade total durante a vida útil da subestação (h);
- MTBF: *Mean Time Between Failure* (= 1/f)

Outra característica que contribuiu para a escolha desta configuração de subestação foi o fato de que, embora os custos de CAPEX e OPEX das SEs híbridas sejam inferiores ao custo de implantação das subestações GIS, esta última configuração permite um aumento significativo na

⁴ *Milestones* é um termo comumente utilizado em gerenciamento de projeto com o objetivo de indicar um ponto de controle ou marcos importantes em um cronograma.

segurança de operação da SE quando comparada aos outros arranjos disponíveis de modo que o custo final do arranjo da SE híbrida, que leva em consideração o benefício da configuração x custo monetário, seja menor do que o das outras configurações disponíveis.

A Figura 12 demonstra um gráfico comparativo entre os custos totais das subestações convencionais, que são as com isolamento a ar atmosférico, e as subestações híbridas, que utilizam MTS, podendo perceber que o custo final do empreendimento é bem menor quando se utiliza a configuração híbrida, resultado obtido da redução significativa nos custos de operação e manutenção da SE.

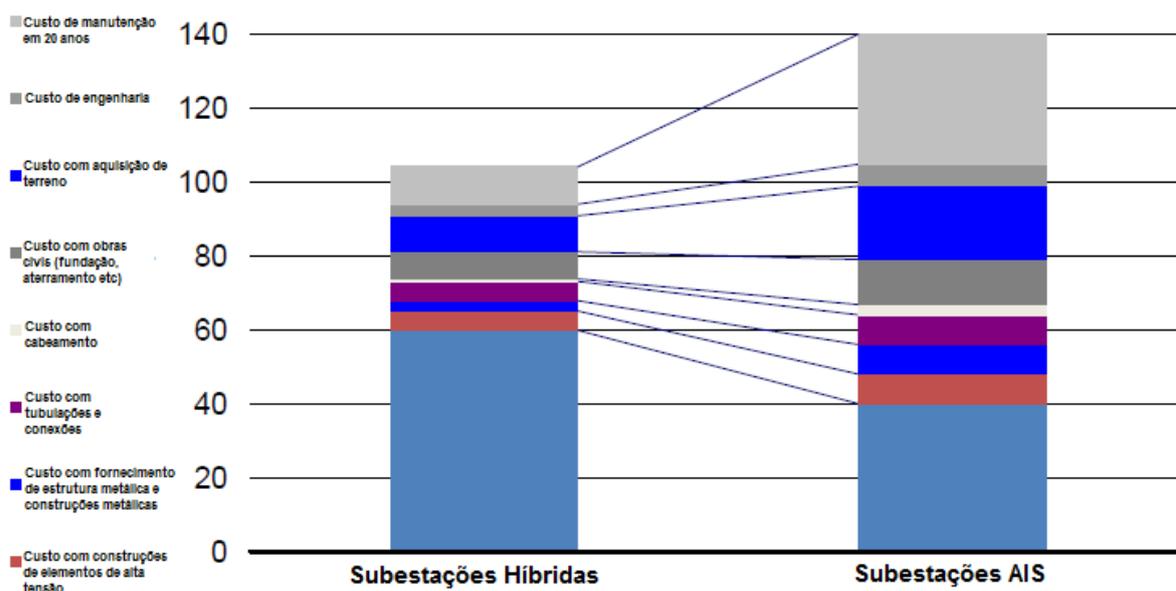


Figura 12 - Custo total comparativo entre subestações AIS e híbridas (Adaptado de [Kovalenko et al, 2013]).

Dessa forma, a utilização da configuração híbrida combinado com o MTS permitiu a divisão desta subestação em módulos independentes, porém, integrados entre si de modo que seja possível agilizar o transporte dos equipamentos e seu respectivo tempo de montagem em campo. Além disso, com esta configuração, pode-se fazer a manutenção de seus equipamentos de forma rápida e assertiva e ainda flexibilizar o *layout* da subestação sem comprometer significativamente a dimensão necessária para sua construção.

Entretanto, esta configuração não representa somente vantagens ao empreendimento apesar de representar um avanço na aplicação de subestações elétricas em meios onde há restrições de espaço físico ou ambientais.

As subestações híbridas, por serem subestações modernas e com alto valor tecnológico agregado a sua fabricação, necessitam que os profissionais envolvidos em sua operação e

manutenção possuam treinamentos diferenciados do que aqueles que seriam empregados em subestações convencionais – impacto este que seria muito maior no caso da configuração GIS. Esse perfil de profissional se dá devido à necessidade de se remover e operar partes de um equipamento pouco utilizado nas subestações de energia existente atualmente em plantas industriais.

Os MTS que compõem esse tipo de configuração, por serem pré-comissionados em fábrica, podem sofrer problemas de transporte, resultando, assim, em vazamento de gás SF₆ dos compartimentos pressurizados ou até mesmo em perda de isolamento nos contatos das cápsulas metálicas que envolvem os equipamentos de modo que possam ocorrer falhas na operação do dispositivo ou até mesmo o curto-circuito de seus contatos antes da planta ser colocada em operação, resultando, portanto, em um atraso na curva de *ramp up*⁵ industrial.

Em contrapartida, deve-se destacar que os maiores problemas enfrentados nos dispositivos isolados a SF₆ se referem à variação na composição do gás no compartimento dos equipamentos ao logo do tempo devido às ações de decomposição e contaminação do SF₆ durante a operação dos equipamentos dentro destes compartimentos. Dessa forma, torna-se necessário monitorar frequentemente a qualidade e o nível do gás isolante no interior do equipamento visando manter a confiabilidade do equipamento.

⁵ Curva de *ramp up* corresponde à curva de tendência de crescimento da produção de uma empresa desde o início da sua produção até que a mesma atinja sua capacidade nominal.

6 Conclusões

A necessidade de ampliar a capacidade de geração e fornecimento de energia elétrica dos sistemas de potência se tornou, nos últimos anos, um fator mandatório para o crescimento econômico da sociedade em decorrência de sua direta relação com a evolução e o desenvolvimento industrial. Entretanto, os projetos de ampliação dos sistemas de energia vêm encontrando fortes restrições ambientais de modo a influenciar diretamente a escolha das tecnologias e as configurações empregadas nestes sistemas. Este trabalho de monografia de especialização dedicou-se ao estudo da tecnologia híbrida e da aplicação dos módulos compactos de manobra às subestações de energia de alta tensão de uma planta industrial.

A caracterização e a análise técnica dos equipamentos elétricos convencionais – seccionamento, manobra, medição e proteção – e dos dispositivos híbridos – MTS – apresentados neste trabalho deram sustentação para realização do estudo de caso de modo a permitir uma comparação entre as configurações elétricas disponíveis para as subestações de energia – AIS, GIS e híbrida. Além disso, foram apresentados dados comparativos entre as tecnologias estudadas de modo a indicar as diferenças entre os seus custos e sua confiabilidade.

Em estudos futuros referentes à ampliação da subestação estudada e de sua capacidade de fornecimento de energia a planta industrial, faz-se necessária à análise do cenário econômico vigente além do estudo de possíveis atualizações quanto às legislações ambientais de maneira a permitir uma melhor compreensão do que pode ou não ser alterado na concepção do projeto inicial. Entretanto, vale salientar que atualmente a SE estudada já considera a expansão futura de um *bay* de entrada com as mesmas configurações elétricas dos outros *bays* já empregados.

Por fim, o desenvolvimento deste trabalho permitiu compreender a importância e a complexidade dos fatores ambientais, financeiros, técnicos e sociais no momento em que se pretende investir na aplicação de novas tecnologias na expansão dos sistemas elétricos de potência. A aplicação destas novas tecnologias, aliada aos conhecimentos já disseminados do planejamento de expansão do sistema elétricos, torna possível aumentar a capacidade de fornecimento de energia

elétrica a uma determinada área, reduzindo o espaço físico necessário para a construção do empreendimento e mantendo a confiabilidade e a qualidade da energia elétrica do sistema expandido.

Referências Bibliográficas

- [Bandeira, 2015] BANDEIRA, Isabel da Costa. **Automação do ensaio de saturação em transformadores de corrente utilizados em sistemas de transmissão elétrica.** Dissertação de Mestrado, Orientador: Prof. Carlos Alberto Flesch, Programa de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial, Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina. Ano de 2004.
- [Muzi, 2015] MUZY, Gustavo Luis Castro de Oliveira. **Subestações Elétricas.** Projeto de Graduação, Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima, curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Fevereiro de 2012.
- [Pereira, 2015a] PEREIRA, Clever. **Transformador de Corrente.** Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/~clever/10especializa/ProtecaoSEP/Unid03-TCs.pdf>>. Acessado em 04 de Outubro de 2015.
- [ABNT, 2015] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856 - Transformador de corrente – Especificações e ensaios.** Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=329301>>. Acessado em 04 de Outubro de 2015.
- [IEEE, 2008] IEEE. **C57.13 – Standard Requirements for Instrument Transformers.** Disponível em: <<https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.13-2008.html>>. Acessado em 04 de Outubro de 2015.
- [IEC, 2003] IEC. **60044-1 International Standard – Instruments Transformers – Part 1: Current Transformers.** Edition 1.2. Fevereiro de 2003.
- [Lanna et al., 2003] LANNA, José Geraldo Vasconcelos Souza; CARVALHO, Allan de Sales; FARIA, Aluísio Sirqueira. **Apostila de Equipamentos Elétricos.** 2010.
- [Lima, 2015] LIMA, Luis Henrique Lopes. **Aula 2 – Revisão de Equipamentos Elétricos.** Disponível em: <http://www.ufjf.br/luishenrique_lima/files/2013/09/Aula-02-ENE095.pdf>. Acessado em 8 de Outubro de 2015.

-
- [Silva Filho, 2015] SILVA FILHO, Carlos Roberto da. **Transformadores para Instrumentos**. Disponível em: <http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/carlos_roberto/materiais/Transformadores_Para_Instrumentos2.pdf>. Acessado em 8 de Outubro de 2015.
- [Pereira, 2015b] PEREIRA, Clever. **Redes Elétricas no Domínio da Frequência**. 2014.
- [Belchior, 2015] BELCHIOR, Fernando Nunes. **Capítulo 6 – Transformadores para Instrumentos**. Disponível em: <http://www.gqee.unifei.edu.br/arquivos_upload/disciplinas/31/Cap.%206%20-%20Transformadores%20para%20Instrumentos.pdf>. Acessado em 12 de Outubro de 2015.
- [Eletrobrás, 2015] ELETROBRÁS. **Technical Specification - Correlation of Brazilian and International Standards**. Disponível em: <http://www.eletrorasrondonia.com/www/down_anx/LPI%20002.2014_ET-DD-022-2010%20Correlation%20of%20Brazilian%20and%20international%20standards.pdf>. Acessado em 13 de Outubro de 2015.
- [CPE, 2015] CONSULTORIA E PROJETOS ELÉTRICOS - CPE. **Transformadores de Potencial – Curso de Proteção de Sistemas Elétricos**. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgMIAJ/módulo-05-transformador-potencial>>. Acessado em 13 de Outubro de 2015.
- [Kotryk et al., 2015] KOTRYK, Adilson Franco; MÖLLHOFF, Freddy Rudi; OLESKO, Harding Ducci; BEUTER, Marcelo; BARBOSA, Rodrigo Pereira; MERLIN, Victor Luiz. **Estudo Comparativo de Tecnologias Aplicadas em Subestações Industriais**. Disponível em: <http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/engenharia/tcc/monografia_guiase_industriais_2001.pdf>. Acessado em: 13 de Outubro de 2015.
- [Ferreira, 2015] FERREIRA, José Rui. **Principais tipos de disjuntores**. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/sobreintensidade/resumo_sp.pdf>. Acessado em 15 de Outubro de 2015.
- [Duailibe, 2015] DUAILIBE, Paulo. **Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção**. Disponível em: <<<http://www.uff.br/lev/downloads/apostilas/SE.pdf>>>. Acessado em 15 de Outubro de 2015.
-

-
- [Schneider Eletric, 2015] SCHNEIDER ELECTRIC. **Programa de formação técnica continuada: os efeitos do curo circuito.** Disponível em: <http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/tema2_efeitos.pdf>. Acessado em 16 de Outubro de 2015.
- [Mamede Filho, 2012] MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais.** Filho, João. 8ª Edição. Editora LTC. Ano de 2012.
- [Mattede, 2015] MATTEDE, Henrique. **Como funcionam os disjuntores?** Disponível em: <<http://www.mundodaeletrica.com.br/como-funcionam-os-disjuntores/>>. Acessado em 20 de Outubro de 2015.
- [Queiroz et al., 2015] QUEIROZ, Alan Rômulo Silva; SENGER, Eduardo César. **Capítulo 1 – A natureza e os riscos do arco elétrico.** Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/9342E2A4-CBDD-40CB-9A3B-CE0C94588434/FinalDownload/DownloadId-69C36823C94F5B22110D185087150BA7/9342E2A4-CBDD-40CB-9A3B-CE0C94588434/web/documentos/fasciculos/Ed72_fasc_arco_eletrico_cap1.pdf>. Acessado em 21 de Outubro de 2015.
- [Costa, 2015] COSTA, Paulo Fernandes. **Capítulo 1: Escolha do tipo de resistor de aterramento do neutro em sistemas elétricos industriais.** Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/web/documentos/fasciculos/ed-102_Fasciculo_Cap-I-Aterramento-do-neutro.pdf>. Acessado em 27 de Outubro de 2015.
- [Gonçalves Jr et al, 2008] GONÇALVES JR, Francisco André; KAJIKAWA, Carlos Ossamu. **Aplicação de Tecnologia Híbrida em Subestação Compacta Abrigada.** SENDI – 18º Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Brasil. Outubro de 2008.
- [Deger et al, 2008] DEGER, Wolfgang; KOCH, Hermann. **Applications of Mixed Technology Switchgear (MTS).** IEEE. April 2008.
- [IEEE, 2008] IEEE. **SUBSTATION COMMITTEE – GSI Committee. Mixed Technologies Switchgear Module.** April 2008.
- [Alcocer et al, 2004] ALCOCER, Angel; SALAMANCA, Francisco; SALAZAR, Ricardo; LASKOWSKI, Karsten; PÖHLER, Stephan; WESTRÖM, Torsten; ANDRÉS, Juan Miguel Pérez de. **Mixed Technology HV Switchgear and Substations: Optimised Service Strategies.** CIGRÉ. 2004.
-

-
- [Kovalenko et al, 2013] KOVALENKO, Marcelo N; FALCAO, Glauco. **B3-02: Novas Tecnologias de alta tensão aplicadas para maior disponibilidade e confiabilidade de energia elétrica e compactação dimensional de subestações de energia.** CIGRÉ. Novembro 2013.
- [Arcon, 2013] ARCON, Alexandre. **B3-05: Implementação de subestações abrigadas em zonas urbanas com tecnologia GIS e MTS.** CIGRÉ. Novembro 2013.
- [IEC, 2008] IEC. **62271-205 – International Standard – High-voltage switchgear and controlgear – Part 205: Compact switchgear assemblies for rated voltages above 52kV.** Edition 1.0. January 2008.
- [Mantovani et al, 2010] MANTOVANI, André Vassilieff; YAMASHITA, Augusto Yoshihiro; SILVA, Diogo Lopes da; PRADO, Emerson Martins; GONÇALVES, José Antônio de Oliveira; SOUZA, Ronaldo Barbosa de. **Equipamentos Híbridos para Subestações de Energia.** Trabalho de conclusão de curso, Orientador: Prof. Luis Nascimento, Universidade Bandeirante de São Paulo. São Paulo. Ano de 2010.
- [ABB, 2015] ABB. **PASS Family – Plug and switch system PASS M00, PASS M0, PASS MOS.** Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/b34624cc9d1ca888c1257988001f2991/PASS%20FAMILY%20Brochure.pdf>>. Acessado em 31 de Outubro de 2015.
- [ABB, 2012a] ABB. **Sistema de gás SF6.** Revisão 0. Itália. Ano de 2012.
- [ABB, 2012b] ABB. **Unidade de desconector BES7 e ligações.** Revisão 0. Itália. Ano de 2012.
- [ABB, 2012c] ABB. **BLK.** Revisão 0. Itália. Ano de 2012.
- [ABB, 2015] ABB. **PASS – Plug and Switch System: Subestaciones con tecnología híbrida – PASS.** Disponível em: <<http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/stefano-servidi-pass.pdf?sfvrsn=2>>. Acessado em 4 de Novembro de 2015.
- [Siemens, 2015] SIEMENS. **HIS – Highly Integrated Switchgear up to 550 kV, 63 kA, 5000 A Type 8DQ.** Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/his-8dq1-up-to-550-kv/pdfs/HIS-8DQ1-DS-e-en.pdf>>. Acessado em 4 de Novembro de 2015
-

-
- [Ogiboski, 2013] OGIBOSKI, Luciano. **Extensão de ciclo de vida de uma subestação isolada a gás SF6 por meio de um sistema de monitoramento de tempo real**. Tese de doutorado, Orientador: Prof. Dr. José Antônio Jardini, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. Março de 2013.
- [Meireles, 2010] MEIRELES, Denise. **Aplicabilidade de subestações compactas isoladas a gás em grandes centros urbanos: proposta de procedimento aplicado à expansão do sistema elétrico**. Dissertação de mestrado, Orientadora: Prof Maria Helena Murta Vale, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Minas Gerais. Fevereiro de 2010.
- [Marques, 2015] MARQUES, Sergio Humberto. **A diferença entre CAPEX e OPEX**. Disponível em: <<http://www.binarionet.com.br/blog/a-diferenca-entre-capex-e-opex/>>. Acessado em 30 de Novembro de 2015.
- [Palmeira, 2015] PALMEIRA, Flávio Marcos de Freitas. **Sistema Truckless: uma alternativa sustentável ao setor de mineração brasileiro**. Disponível em: <<http://www.sustentabilidade.ufop.br/index.php/2012-07-17-04-13-25/dissertacao/2013?view=article&id=140:sistema-truckless-uma-alternativa-sustentavel-ao-setor-de-mineracao-brasileiro&catid=95>>. Acessado em 30 de Novembro de 2015.
-