



**UNIVERSIDADE  
E D U A R D O  
MONDLANE**

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**

**CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PROTECÇÃO DIFERENCIAL (87)  
DE UM NOVO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NA SUBESTAÇÃO  
ELÉCTRICA DE CHIBATA**

**Autor:**

Pitrosse, José Mapurissa Madinga

**Supervisores:**

Eng.º Gerson Zango (UEM)

Eng.º João Baptista Gimo (UEM)

Eng.º Jeremias Magá Moisés (EDM)

Maputo, Junho de 2024

**Autor:**

Pitrosse, José Mapurissa Madinga

**ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PROTECÇÃO DIFERENCIAL (87)  
DE UM NOVO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NA SUBESTAÇÃO  
ELÉCTRICA DE CHIBATA**

Relatório apresentado à Faculdade  
de Engenharia da Universidade  
Eduardo Mondlane para obtenção  
do grau de Engenheiro Eléctrico

**Supervisores:**

Eng.º Gerson Zango (UEM)

Eng.º João Baptista Gimo (UEM)

Eng.º Jeremias Magá Moisés (EDM)

Maputo, Junho de 2024

## TERMO DE ENTREGA DO RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL

Declaro que o estudante José Mapurissa Madinga Pitrosse entregou no dia \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_ as \_\_\_\_ cópias do relatório de estágio profissional com a referência 2024ELEPD16, intitulado: ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PROTECÇÃO DIFERENCIAL (87) DE UM NOVO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NA SUBESTAÇÃO ELÉCTRICA DE CHIBATA.

Maputo, \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 2024

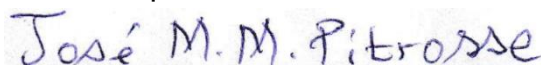
Chefe da Secretaria

---

## DECLARAÇÃO SOB A PALAVRA DE HONRA

Eu, José Mapurissa Madinga Pitrosse, declaro por minha honra, que o trabalho intitulado: ESTUDO PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PROTECÇÃO DIFERENCIAL (87) DE UM NOVO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NA SUBESTAÇÃO ELÉCTRICA DE CHIBATA, que apresento para cumprimento dos requisitos necessários para aprovação na cadeira de Estágio Profissional, é resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes consultadas estão devidamente citadas no texto e nas referências bibliográficas.

Maputo, Junho de 2024



---

(José Mapurissa Madinga Pitrosse)

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais, Mapurissa Madinga Pitrosse e Teresa Mangação, por serem o motivo do meu esforço e dedicação diária, meu alicerce e meus maiores torcedores.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço profundamente a Deus por me conceder o privilégio de desfrutar da vida, pelas bênçãos, conquistas e aprendizagens que cada dia me proporciona.

Aos meus pais, Mapurissa Madinga Pitrosse e Teresa Mangação, pelo amor, incentivo, apoio incondicional e por terem incansavelmente batalhado pela minha formação. Aos meus irmãos (Odete, Carlos, Ivone, Pedro, Catarina e Loice), pela força, confiança e amizade.

Aos meus supervisores, Engenheiro Gerson Zango, Engenheiro João Baptista Gimo e Engenheiro Jeremias Magá Moisés, o meu sincero agradecimento pela paciência, dedicação e prontidão em me ajudar em cada etapa deste trabalho, sempre mantendo um bom senso de humor.

Quero de igual modo agradecer aos Engenheiros e Técnicos do Departamento de Equipamentos de Potência (DEP) pela paciência, incentivo e contribuição para que este trabalho pudesse ser realizado, o meu muito obrigado.

Agradeço à EDM pela oportunidade de estágio que me concedeu, permitindo que eu elaborasse este relatório, o qual marca a conclusão do meu curso de licenciatura.

A todos os Professores do Departamento de Engenharia Electrotécnica, pelas experiências e conhecimentos compartilhados.

Agradeço imensamente ao Engenheiro Celso Massange e ao doutor Albano Viega, cujas orientações foram fundamentais para o meu crescimento acadêmico.

Titos Beca, Valdo Brohane Francisco e Raimundo Duarte, pela amizade, força e longas noites de debates construtivos. Pelo companheirismo, vai o meu agradecimento.

## EPÍGRAFE

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu,  
mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre  
aquilo que todo mundo vê.”*

Arthur Schopenhauer

## RESUMO

O transformador de potência é o elemento mais crucial em uma subestação eléctrica, desempenhando um papel fundamental na conversão de níveis de tensão para a distribuição eficiente de energia. Por isso, é essencial assegurar que ele esteja protegido contra quaisquer falhas, sejam elas internas ou externas, que possam comprometer seu funcionamento e a segurança do sistema. Este projecto se concentra principalmente na implementação de uma protecção diferencial eficaz para um transformador abaixador de 200MVA no primário e secundário, e 53,3MVA no terciário, com tensão de 210/113,5/18,6kV na subestação eléctrica de Chibata. Dimensionou-se os Transformadores de corrente (TCs) empregues no relé diferencial, seleccionando-se TCs com razões de  $RTC1=200$ ,  $RTC2=400$  e  $RTC3=400$ , determinou-se o *Slope*, que foi de 116,11%. E fez-se a escolha dos equipamentos. TCs seleccionados, Modelo: CG-245 para o enrolamento de 210kV, Modelo: CG-145 para o enrolamento de 113,5kV, Modelo: CXD-24 para o enrolamento de 18,6kV. E o relé diferencial digital Modelo: SEL-787. Disjuntores seleccionados, Modelo: LW43-256 para o enrolamento de 210kV do transformador, Modelo: LW36-126 para o enrolamento de 113,5kV, Modelo: Evolis-24 para o enrolamento de 18,6kV. Estes são os equipamentos propostos a serem empregues no projecto.

**Palavras-chave:** Protecção diferencial, Transformador de potência, Relé diferencial.



## ABSTRATS

The power transformer is the most crucial element in an electrical substation, playing a fundamental role in converting voltage levels for the efficient distribution of energy. Therefore, it is essential to ensure that it is protected against any failures, whether internal or external, that may compromise its operation and the safety of the system. This project focuses primarily on the implementation of effective differential protection for a 200MVA step-down transformer on the primary and secondary sides, and 53.3MVA on the tertiary side, with a voltage of 210/113.5/18.6kV at the Chibata electrical substation. The current transformers (CTs) used in the differential relay were sized, selecting CTs with ratios of  $RTC1=200$ ,  $RTC2=400$ , and  $RTC3=400$ . The *slope* was determined to be 116.11%. The selection of equipment was also carried out. Selected CTs include Model: CG-245 for the 210kV winding, Model: CG-145 for the 113.5kV winding, and Model: CXD-24 for the 18.6kV winding. The digital differential relay selected is Model: SEL-787. The selected circuit breakers are Model: LW43-256 for the 210kV winding of the transformer, Model: LW36-126 for the 113.5kV winding, and Model: Evolis-24 for the 18.6kV winding. These are the proposed equipment to be used in the project.

**Keywords:** Differential Protection, Power transformer, Relay differential.

## ÍNDICE

TERMO DE ENTREGA DO RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL .....	I
DECLARAÇÃO SOB A PALAVRA DE HONRA .....	II
DEDICATÓRIA.....	III
AGRADECIMENTOS .....	IV
EPIÍGRAFE .....	V
RESUMO.....	VI
ABSTRATS .....	VII
ÍNDICE .....	VIII
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS .....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIII
ÍNDICE DE TABELAS .....	XV
CAPÍTULO I - CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	1
1.1 Introdução .....	1
1.2 Formulação do Problema .....	2
1.3 Justificativa.....	2
1.4 Objectivos .....	3
1.4.1 Objectivo geral.....	3
1.4.2 Objectivos específicos .....	3
1.5 Metodologia.....	3
1.6 Localização .....	3
1.7 Estrutura do trabalho.....	4
CAPÍTULO II – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	6
2.1 Transformador de potência .....	6
2.1.1 Definição.....	6
2.1.2 Constituição de um transformador de potência .....	7
2.1.3 Modelo de um Transformador ideal .....	8

2.1.4	Modelo de um Transformador Real .....	11
2.2	Transformador de corrente (TCs).....	14
2.3	Disjuntores de potência.....	15
2.3.1	Disjuntor a SF6 .....	16
2.3.2	Disjuntor a óleo.....	18
2.4	Protecção de transformadores .....	19
2.5	Relé diferencial.....	22
2.5.1	Relé Diferencial comum.....	23
2.5.2	Relé diferencial percentual .....	25
2.6	Protecção diferencial no transformador monofásico .....	30
2.7	Protecção diferencial no transformador trifásico .....	32
2.8	Regra de ligação dos TCs.....	33
2.8.1	Transformador trifásico sem rotação de fase .....	33
2.8.2	Transformador trifásico Y- $\Delta$ .....	34
2.9	Ajuste do relé diferencial percentual .....	39
2.10	Fenômenos não Faltosos que Geram Correntes Diferenciais .....	41
2.10.1	Saturação de Transformadores de Corrente (TCs) .....	42
2.10.2	Sobre-Excitação de Transformadores de Potência .....	43
2.10.3	Correntes de Magnetização Durante a Energização do Transformador.....	44
2.10.4	Energização de Transformadores em Paralelo (Energização Solidária) .....	45
CAPÍTULO III - DIMENSIONAMENTO DO PROJECTO .....		47
3.1	Apresentação da Subestação eléctrica de Chibata.....	47
3.2	Descrição do problema .....	47
3.3	Esquema de ligação multifilar do transformador de potência em estudo .....	48
3.4	Determinação das correntes nominais do transformador de potência .....	48

3.5	Determinação das correntes de curto-circuito do transformador de potência .....	49
3.6	Dimensionamento dos TCs .....	49
3.6.1	Determinação de RTC .....	49
3.6.2	Correntes nos terminais secundários dos TCs .....	50
3.7	Escolha do TAP.....	51
3.8	Cálculo do erro total das correntes diferenciais .....	52
3.9	Ajuste da declividade percentual ( <i>Slope</i> ) .....	53
3.10	Equipamentos seleccionados .....	53
3.10.1	Modelo de TCs seleccionados .....	53
3.10.2	Modelo do relé seleccionado.....	54
3.10.3	Modelo dos disjuntores seleccionados.....	54
3.11	Estimativa de custo do Projecto.....	55
CAPÍTULO IV – CONSIDERAÇÕES FINAIS .....		56
4.1	Conclusão .....	56
4.2	Recomendações .....	57
4.3	Referências Bibliográficas.....	58
CAPÍTULO V – ANEXOS .....		60

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

EDM	Electricidade de Moçambique
DTCE	Divisão de transporte Centro
CE	Central eléctrica
SE	Subestação eléctrica
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
BT	Baixa tensão
MT	Média tensão
AT	Alta tensão
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
$\mu_c$	Permeabilidade do núcleo
$\phi_c$	Fluxo magnético
$N_c$	Número de espiras
$V_1$	Tensão de alimentação do transformador
$V_2$	Tensão de alimentação da carga
$E_1$	Tensão induzida no primário do transformador
$E_2$	Tensão induzida no secundário do transformador
$\omega$	Velocidade angular em rad/s
$\tau$	Torque
$f$	Frequência do fluxo magnético
$S_1$	Potência no enrolamento primário do transformador
$S_2$	Potência no enrolamento secundário do transformador
$R_1, R_2$	Perdas ôhmicas nos enrolamentos

$a$	Razão de transformação
$X_1, X_2$	Reactância de dispersão de fluxo
$X_m$	Reactância de magnetização do núcleo
$X_c$	Reactância de cobre
$P$	Ajuste do valor inicial ou “ <i>pick-up</i> ” do relé
$RTC$	Relação de transformação do TC
$\Delta I$	Ajuste da declividade percentual
$\varepsilon$	Erro
$K$	Efeito da mola dos relés
$M$	$M$ – Múltiplo do Tap na bobina
$I_o$	Corrente de excitação
$I_{np}$	Corrente nominal no primário do transformador de potência
$I_{ns}$	Corrente nominal no secundário do transformador de potência
$I_{nt}$	Corrente nominal no terciário do transformador de potência
$I_{restricção}$	Corrente de restrição
$I_{operação}$	Corrente de operação

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Transformador de potência a óleo.....	6
Figura 2.2: Coconstituintes de um transformador de potência .....	7
Figura 2.3: Transformador ideal .....	9
Figura 2.4: Representação de um transformador ideal .....	11
Figura 2.5: Representação de um transformador real.....	12
Figura 2.6: Circuito equivalente do transformador real reduzido ao primário ...	12
Figura 2.7: Circuito equivalente do transformador real reduzido ao secundário .....	13
Figura 2.8: TC de classe 230kV e detalhes construtivos de um TC .....	14
Figura 2.9: Câmara de corte de um disjuntor de SF6.....	16
Figura 2.10: Sequência de extinção do arco eléctrico no disjuntor a SF6.....	17
Figura 2.11: Sequência de extinção do arco eléctrico no disjuntor a óleo.....	18
Figura 2.12: Princípio da protecção diferencial .....	22
Figura 2.13: Protecção diferencial comum na operação normal do sistema eléctrico.....	23
Figura 2.14: Defeito fora da zona de protegida .....	24
Figura 2.15: Defeito dentro da zona protegida .....	24
Figura 2.16: Esquema de protecção diferencial percentual .....	25
Figura 2.17: Defeito interno no relé diferencial percentual .....	27
Figura 2.18: Relé diferencial percentual (87).....	28
Figura 2.19: Curva de operação do relé diferencial percentual .....	30
Figura 2.20: Protecção diferencial percentual no transformador monofásico...	31
Figura 2.21: Ligações dos TCs no transformador Y- $\Delta$ .....	32
Figura 2.22: Transformador Y-Y com deslocamento angular de 0° .....	33
Figura 2.23: Correntes de Linha e de Fase no enrolamento em $\Delta$ .....	35
Figura 2.24: Diagrama unifilar da protecção diferencial do transformador de potência Y- $\Delta$ .....	36
Figura 2.25: Ligações dos TCs no transformador Y- $\Delta$ .....	37
Figura 2.26: Conexão do transformador.....	37
Figura 2.27: Conexões dos TCs no lado Y do transformador de potência .....	38
Figura 2.28: Taps do relé 87 .....	40

Figura 2.29: Forma de onda das correntes primárias e secundárias de um TC saturado .....	42
Figura 2.30: Corrente de excitação de um transformador sobre-excitado.....	43
Figura 2.31: Forma de onda típica da corrente de energização .....	44
Figura 2.32: Esquematização do fenômeno de energização solidária .....	45
Figura 3.1: Esquema de ligação multifilar do transformador de potência em estudo.....	48
Figura 3.2: Correntes que circulam no relé diferencial .....	51



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Razões <i>standard</i> de TPs e TCs.....	15
Tabela 2.2: Principais funções da protecção de transformadores.....	21
Tabela 2.3: Combinação dos TAPs do relé 87 .....	41
Tabela 3.1: Estimativa de Custo do Projecto.....	55

## CAPÍTULO I - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

### 1.1 Introdução

Os transformadores de potência são equipamentos do sistema eléctrico que requerem cuidados especiais tanto de manutenção, quanto de operação, devido à sua importância para o sistema ao qual estão conectados, pois o seu não funcionamento pode causar inúmeros prejuízos. Por isso, existem vários sistemas de protecção para que o transformador possa estar sempre funcionando de uma forma correta e segura. A protecção é conseguida através da combinação adequada da configuração eléctrica do sistema e de equipamentos de protecção convenientes.

O sistema eléctrico sofre perturbações o tempo todo, de forma que todos os equipamentos eléctricos devem estar protegidos contra anomalias que podem prejudicar o seu funcionamento. Com esta preocupação, o objectivo desse trabalho se resume à principal protecção de transformadores que, pelas normas pertinentes, tem sua função designada por 87T (Protecção Diferencial de transformador).

Visto a importância do transformador no sistema eléctrico, um estudo do comportamento desta função para alguns cenários do sistema eléctrico se faz necessário, pois algumas condições ou estados de operação podem disparar a protecção de maneira ineficiente, prejudicando ocasionalmente, a continuidade do fornecimento de energia eléctrica, levando a perdas financeiras para a EDM.

## 1.2 Formulação do Problema

Para assegurar a qualidade e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, é fundamental garantir a protecção adequada dos equipamentos eléctricos. Os transformadores de potência desempenham um papel crucial nas subestações, permitindo a transformação de grandezas como tensão e corrente para níveis desejáveis.

De modo a reforçar o sistema de transporte de energia eléctrica nas regiões de Manica e arredores, a empresa EDM-DTCE pretende executar um novo projecto, que consiste na instalação de um novo transformador de potência na subestação eléctrica de Chibata, porém, sem um sistema de protecção definido. O transformador tem uma potência de 200MVA no primário e no secundário e 53,3MVA no terciário, tensão 210/113,5/18,6kV com enrolamentos ligados em  $Y/Y/\Delta$ .

O problema central abordado neste estudo diz respeito à implementação da protecção diferencial para garantir a segurança e a confiabilidade operacional do novo transformador de potência. Deste modo, o presente estudo pretende responder a seguinte questão: Como implementar uma protecção diferencial adequada que seja capaz de detectar e isolar falhas internas do transformador de potência da subestação eléctrica de Chibata?

## 1.3 Justificativa

Os transformadores de potência são dispositivos que requerem manutenção e atenção especial devido à sua importância para o sistema eléctrico. A utilização de relés adequados para protecção é uma condição fundamental para a operação segura de um transformador. Para prolongar sua vida útil, os relés diferenciais comparam as correntes no primário e no secundário do transformador com um ajuste pré-estabelecido. Este trabalho tem como justificativa contribuir para protecção de um transformador de potência da subestação eléctrica de Chibata.

## 1.4 Objectivos

### 1.4.1 Objectivo geral

- Estudar a implementação da protecção diferencial (87) de um novo transformador de potência na subestação eléctrica de Chibata.

### 1.4.2 Objectivos específicos

- Realizar um levantamento bibliográfico sobre os princípios de funcionamento e os requisitos de operação da protecção diferencial em transformadores de potência;
- Estudar a operação do relé diferencial comum e do relé diferencial percentual;
- Dimensionar os parâmetros dos Transformadores de Corrente, Disjuntor e os ajustes necessários ao relé diferencial;
- Fazer a estimativa de custo para o projecto.

## 1.5 Metodologia

Para a elaboração deste relatório serão aplicadas duas (2) metodologias:

- **Revisão bibliográfica:** Por forma a se aprofundar os conteúdos a serem tratados, recorrer-se-á a uma revisão bibliográfica, que consistirá em pesquisas e leituras de manuais da sua maioria eletrônicos os quais estarão citados nas referências bibliográficas;
- **Recolha de dados no campo:** Recolha de dados no local de realização do projecto com os operadores e dirigentes da empresa.

## 1.6 Localização

Electricidade de Moçambique DTCE, província de Manica.

## **1.7 Estrutura do trabalho**

Para melhor organização e compressão do trabalho, este está dividido em cinco (5) capítulos:

### **Capítulo I**

No primeiro capítulo, o qual já se apresentou aqui, foi feita uma introdução do trabalho feito, onde apresenta-se a formulação do problema, a justificativa, os objectivos (geral e específicos), a metodologia usada para a elaboração do trabalho e por fim a localização do local de estudo.

### **Capítulo II**

É neste capítulo onde se fez a revisão da literatura que consistiu na leitura e retirada de informação de diversas normas técnicas, livros, artigos científicos, monografias e teses de doutorado com vista a reunir conhecimentos suficientes para fundamentar a resolução dos problemas identificados no capítulo um.

### **Capítulo III**

No terceiro capítulo, fez-se a apresentação da proposta de solução para a problemática apresentada na parte introdutória do projecto. Foi feito o Dimensionamento de TCs, disjuntores e relés assim como a estimativa de custo do projecto. Procura-se neste capítulo apresentar as especificações técnicas dos materiais, e equipamentos a serem usados para a implementação do projecto.

### **Capítulo IV**

Neste capítulo fez-se a conclusão e a apresentação das referências bibliográficas usadas para a elaboração do trabalho.

## Capítulo V

Este constitui o último capítulo do trabalho. Neste capítulo constam fotos da SE de Chibata assim como algumas tabelas e figuras com especificações técnicas dos equipamentos usados no projecto.

## CAPÍTULO II – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Transformador de potência

#### 2.1.1 Definição

Os transformadores são máquinas eléctricas estáticas que encontram larga aplicação nos sistemas de transporte e distribuição de energia eléctrica. São dispositivos de alto rendimento, ciclo de vida alto, mas que necessitam de muita atenção para um bom uso e aproveitamento das suas potencialidades. Há muitas outras utilizações para os transformadores que requerem características específicas.



Figura 2.1: Transformador de potência a óleo (Fonte: comum.rcaap.pt)

Um transformador é destinado a transformação de uma corrente alternada primária noutra corrente alternada secundária, por meio do campo electromagnético, tendo no caso

geral outras características, nomeadamente tensão e corrente, diferentes. A frequência é mantida constante.

### 2.1.2 Constituição de um transformador de potência



Figura 2.2: Coconstituintes de um transformador de potência (Fonte: Catálogo de transformadores de potência e reatores de derivação, 1999)

Segundo o Catálogo de transformadores de potência e reatores de derivação (1999), o transformador de potência é constituído pelos seguintes elementos:

1. **Núcleo:** feito de material magnético constituído por lâminas metálicas finas de ferro silicioso com formas padronizadas, justapostas e isoladas umas das outras para se reduzir as correntes de Foucault;



2. **Enrolamentos:** consiste em bobinas feitas de material condutor cobre ou alumínio podendo ser insolados em papel ou envernizados;
3. **Tanque principal:** é um invólucro de aço, podendo ter blindagem nas paredes internas que envolve a parte activa do transformador preenchido por óleo insolente;
4. **Tanque de expansão de óleo:** permite a expansão do volume de óleo no transformador devido a variação da temperatura que ocorrem no aparelho;
5. **Buchas:** feitos de porcelana fazem o isolamento entre os terminais das bobinas e o tanque principal;
6. **Comutadores sob carga:** proporciona a variação do nível de tensão fazendo a comutação de terminais com diferentes números de espiras sob carga;
7. **Accionamento do comutador sob carga:** mecanismo electromecânico que faz mudança da posição do comutador de acordo com o nível de tensão desejado;
8. **Radiadores:** são trocadores de calor entre o ambiente exterior e o transformador, contêm aletas por onde circula o óleo isolante que em contacto com o ar exterior reduzem sua temperatura refrigerando o transformador;
9. **Painel de controlo:** local onde estão instalados os dispositivos de controlo e monitoração do funcionamento do transformador;
10. **Secador de ar:** faz a retirada da humidade no interior do transformador utilizando geralmente sílica-gel;
11. **Termómetros:** medem a temperatura do enrolamento e do óleo do transformador.

### 2.1.3 Modelo de um Transformador ideal

Para melhor entender o princípio de funcionamento de um transformador, iremos considerar o transformador ideal, ou seja, desprezando todas as suas perdas eléctricas e magnéticas.

O transformador de potência pode ser provido de dois ou mais enrolamentos acoplados por um fluxo magnético mútuo. A Figura 2.3 ilustra modelo de um transformador ideal.

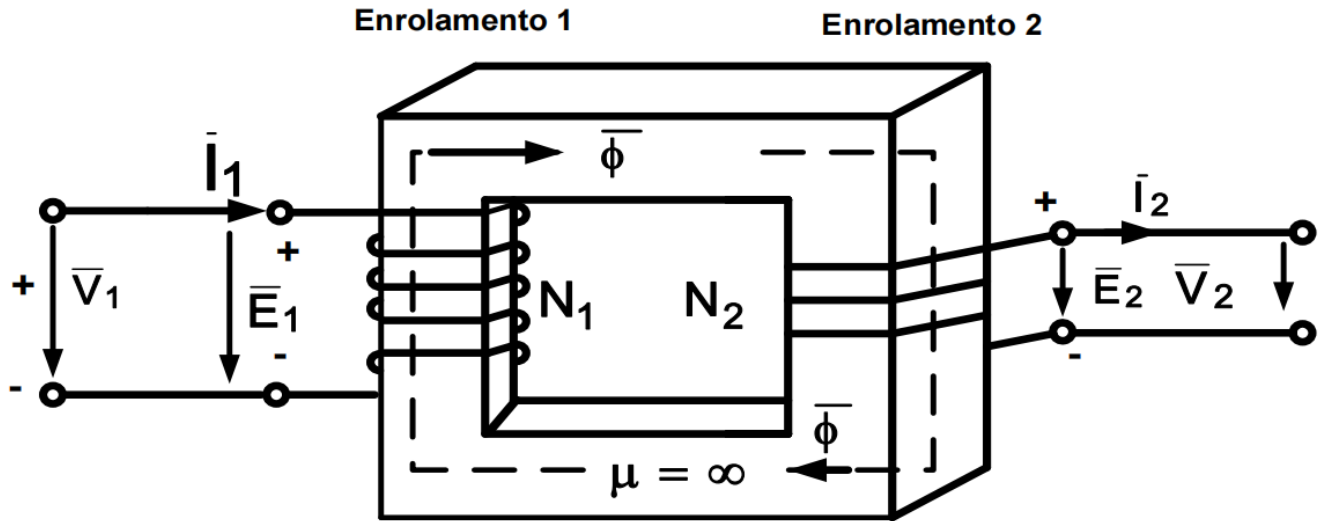


Figura 2.3: Transformador ideal (Fonte: Gerson Zango, 2020)

- i. Apresenta permeabilidade do núcleo infinita e sem perdas;
- ii. Perdas eléctricas são nulas;
- iii. Fluxo de fugas nulo.

$\mu_c$  - Permeabilidade do núcleo;

$\phi_c$  - Fluxo magnético;

$N_c$  - Número de espiras.

Como  $\mu_c \xrightarrow{Tende} \infty$

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (2.1)$$

$$E_1(t) = N_1 \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.2)$$

$$E_2(t) = N_2 \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.3)$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} = a \quad (2.4)$$

Para um transformador ideal,  $E_1 = V_1$  e  $E_2 = V_2$ . Portanto:

$$\phi = \frac{1}{N_1} \int V_1 dt = \frac{1}{N_2} \int V_2 dt \quad (2.5)$$

Assim, se o fluxo variar sinusoidalmente, isto é:

$$\phi = \phi_m \sin(\omega t) \quad (2.6)$$

Resultando para a tensão induzida num enrolamento de N-espiras:

$$E = N \frac{d\phi}{dt} = N \frac{d[\phi_m \sin(\omega t)]}{dt} = \omega N \phi_m \cos(\omega t) = \omega N \phi_m \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) \quad (2.7)$$

Cujo valor médio eficaz é:

$$E = \frac{\omega N \phi_m}{\sqrt{2}} = \frac{2\pi f N \phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N \phi_m \quad (2.8)$$

**Esta é conhecida como a equação da força electromotriz (f.e.m.)**

Onde:

$f = \frac{\omega}{2\pi}$  é a frequência do fluxo magnético ou da fonte de excitação magnética em Hz.

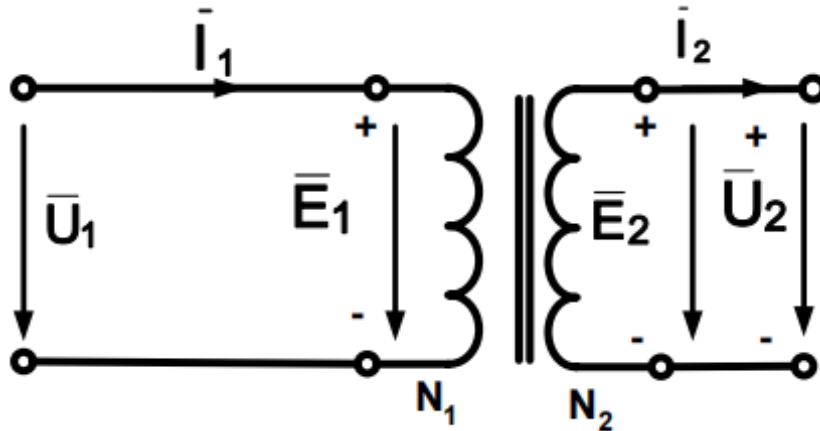


Figura 2.4: Representação de um transformador ideal (Fonte: Gerson Zango, 2020)

### Potência de um transformador ideal

Para o enrolamento primário:

$$\bar{S}_1 = \bar{E}_1 \bar{I}_1^* \quad (2.9)$$

Para o enrolamento secundário:

$$\bar{S}_2 = \bar{E}_2 \bar{I}_2^* \quad (2.10)$$

$$\bar{S}_1 = \bar{E}_1 \bar{I}_1^* = \frac{N_1}{N_2} \bar{E}_2 \left( \frac{N_2}{N_1} \bar{I}_2 \right)^* = \bar{E}_2 \bar{I}_2^* = \bar{S}_2 \quad (2.11)$$

#### 2.1.4 Modelo de um Transformador Real

Na prática os transformadores não são ideais pois:

- i. Os enrolamentos têm resistência;
- ii. A permeabilidade magnética do núcleo  $\mu_c$  é finita;
- iii. O fluxo magnético não é completamente confinado ao núcleo, havendo dispersão;
- iv. Existem perdas de potência activa e reactiva no núcleo.

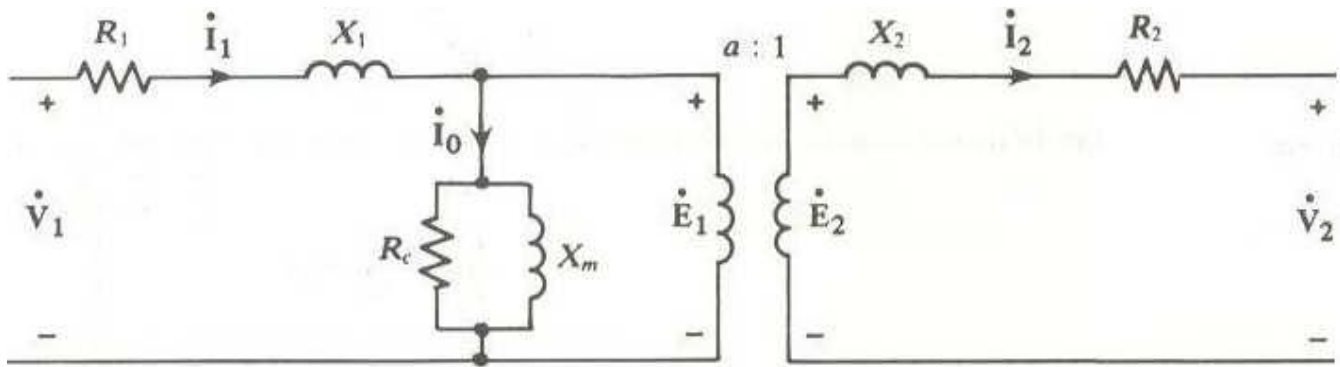


Figura 2.5: Representação de um transformador real (Fonte: Recortado dos apontamentos de Máquinas Eléctricas I-UEM)

### 2.1.4.1 Circuito equivalente do transformador real reduzido ao primário

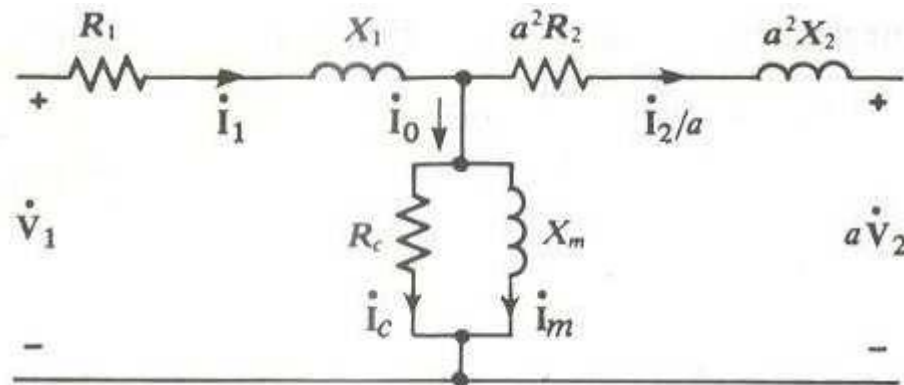


Figura 2.6: Circuito equivalente do transformador real reduzido ao primário (Fonte: Recortado dos apontamentos de Máquinas Eléctricas I-UEM)

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_0 + \bar{I}_2' \quad (2.12)$$

$$a\bar{V}_2 = \bar{V}_2' = \bar{E}_2' - \bar{I}_2'(R_2' + jX_2') = a\bar{E}_2 - \frac{\bar{I}_2}{a}(a^2R_2 + ja^2X_2) \quad (2.13)$$

$$\bar{V}_1 = \bar{E}_1 + \bar{I}_1(R_1 + jX_1) \quad (2.14)$$

$\frac{I_2}{a}$  Corrente do secundário referida ao primário.

$a^2R_2$  e  $a^2X_2$  Resistência do secundário e reactância do secundário referidas ao primário.

$aV_2$  Tensão do secundário referida ao primário.

### 2.1.4.2 Circuito equivalente do transformador real reduzido ao secundário

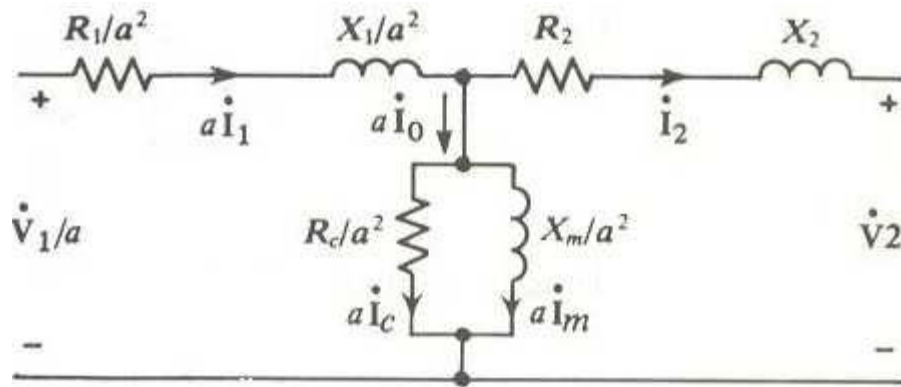


Figura 2.7: Circuito equivalente do transformador real reduzido ao secundário (Fonte: Recortado dos apontamentos de Máquinas Eléctricas I-UEM)

$$\bar{V}_1'' = \bar{E}_1'' + \bar{I}_1''(R_1'' + jX_1'') \Leftrightarrow \frac{\bar{V}_1}{a} = \frac{\bar{E}_1}{a} + a\bar{I}_1 \left( \frac{R_1}{a^2} + j \frac{X_1}{a^2} \right) \quad (2.15)$$

$\frac{V_1}{a}$  Tensão do primário referida ao secundário.

$\frac{R_c}{a^2}$  e  $\frac{X_m}{a^2}$  Resistência de perdas e reactância de magnetização referidas ao secundário.

$\frac{R_1}{a^2}$  e  $\frac{X_1}{a^2}$  Resistência do primário e reactância do primário referidas ao secundário.

$aI_1$  e  $aI_0$  Corrente do primário referida ao secundário e corrente de excitação referida ao secundário.

## 2.2 Transformador de corrente (TCs)

Os transformadores de corrente são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e protecção funcionar adequadamente sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente da carga.

Os TCs transformam através do fenómeno de conversão eletromagnética, correntes elevadas que circulam no seu primário em pequenas correntes secundárias. O primário do transformador de corrente corresponde a própria linha de transmissão, a corrente nominal do secundário do TC foi padronizada como 5A nos Estados Unidos e 1A na Europa.

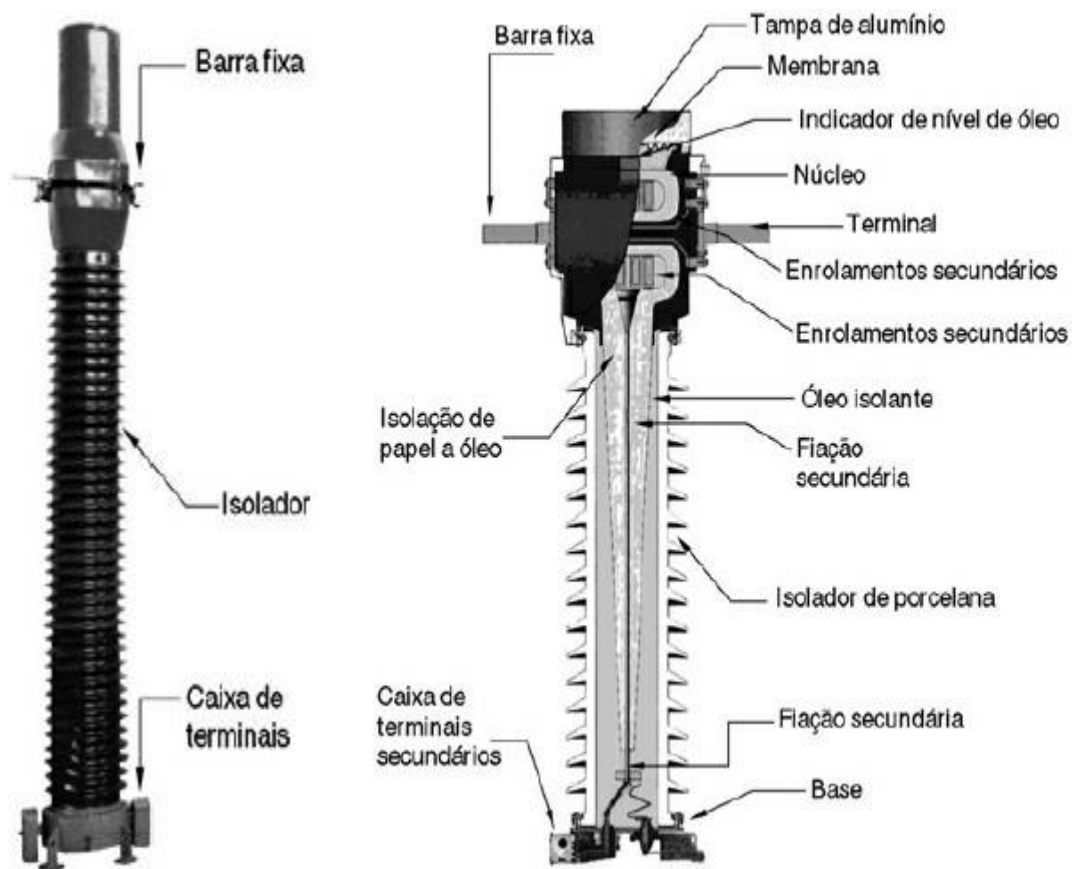


Figura 2.8: TC de classe 230kV e detalhes construtivos de um TC (Fonte: João Mamede Filho, 2007)

As razões de transformação são:

Tabela 2.1: Razões *standard* de TPs e TCs

Voltage Ratios						
1:1	2:1	2.5:1	4:1	5:1	20:1	40:1
60:1	100:1	200:1	300:1	400:1	600:1	800:1
1000:1	2000:1	3000:1	4500:1			
Current Ratios						
50:5	100:5	150:5	200:5	250:5	300:5	400:5
450:5	500:5	600:5	800:5	900:5	1000:5	1200:5
1500:5	1600:5	2000:5	2400:5	2500:5	3000:5	3200:5
4000:5	5000:5	6000:5				

Fonte: J. Glover, S. Mulukutla, J. Thomas, 2008

### 2.3 Disjuntores de potência

Segundo Bolotinha (2018), os disjuntores são equipamentos de corte, manobra e protecção, que são utilizados nas Subestações (SE) de transporte e distribuição de energia em Alta e Média Tensão e nos Postos de Transformação Media e Baixa tensão.

Funções do disjuntor:

- Interromper correntes de curto-circuito;
- Isolar partes do sistema em falta;
- Interromper (também) grandes variedades de correntes a tensão nominal: correntes capacitivas, pequenas correntes de magnetização, correntes de carga.

Qualidades de um disjuntor:

- Na posição fechada: bom condutor;
- Na posição aberta: isolador excelente;
- Pode mudar do estado de condução para o estado de isolamento e vice-versa no período bastante curto de tempo;
- Não causa sobre tensão durante a interrupção;



- Mecanismo de operação bastante fiável.

### 2.3.1 Disjuntor a SF6

Um disjuntor a SF6 (hexafluoreto de enxofre) consiste nos seguintes componentes principais: polos, base dos polos, comando e estruturas metálicas (Bolotinha, 2018).

Cada polo tem uma coluna de suporte para isolamento à terra e um isolador onde está localizada a câmara de corte. Os polos e as tubagens de SF6 formam um compartimento de gás comum. Os contactos móveis da câmara de corte estão ligados ao comando pelas bielhas isolantes, alavancas de manobra, alavancas dos polos e pelas bielhas de ligação na base de polos (Bolotinha, 2018).

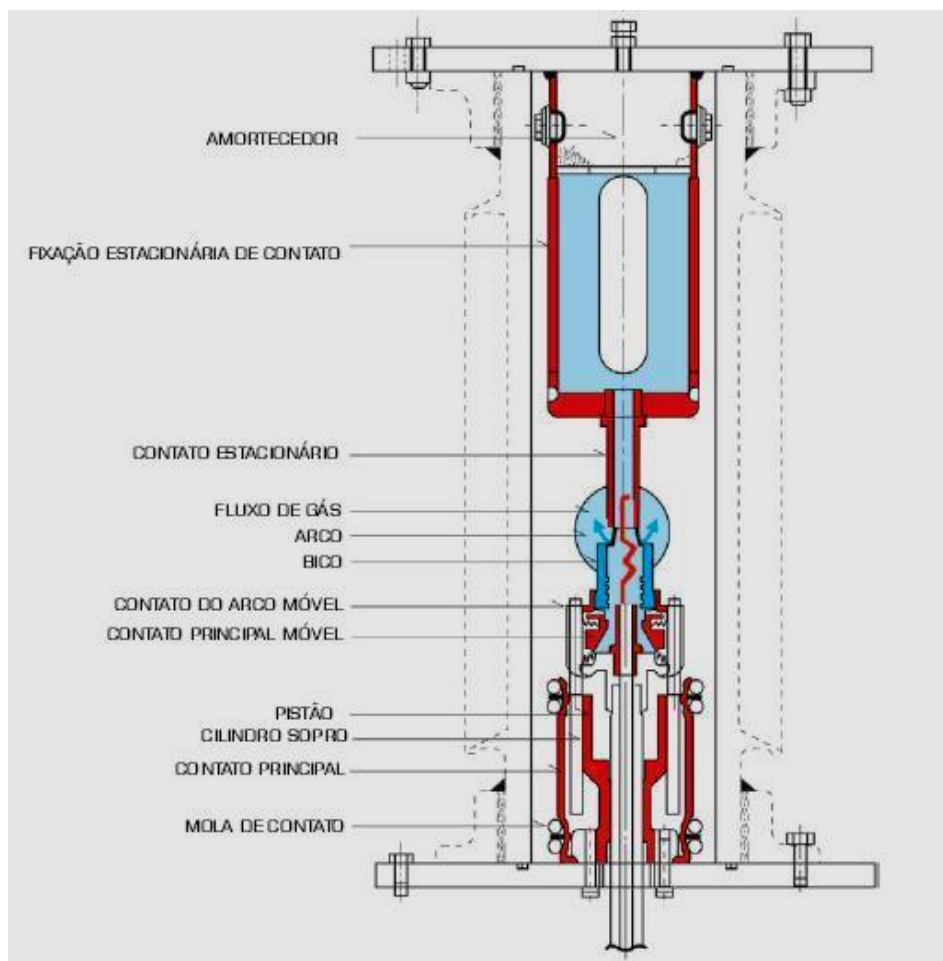


Figura 2.9: Câmara de corte de um disjuntor de SF6 (Fonte: Manuel Bolotinha, 2018)

Quando a corrente é interrompida, a transição do estado condutivo para o estado isolado deve dar-se num intervalo de poucos milésimos de segundo. Durante o movimento de abertura forma-se um arco eléctrico que deve ser extinto através de uma injeção de gás.

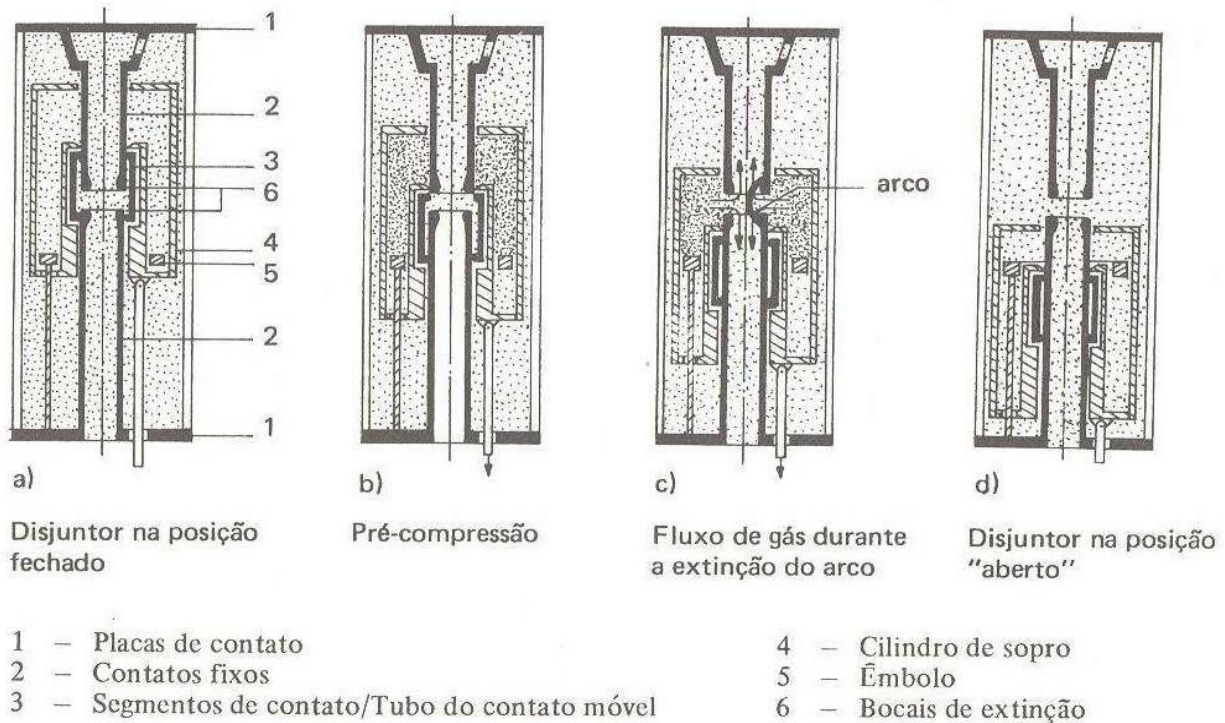


Figura 2.10: Sequência de extinção do arco eléctrico no disjuntor a SF6 (Fonte: Bruno Silva, 2009)

Princípio de extinção do arco eléctrico no disjuntor a SF6 segundo Bruno Silva (2009):

A trajectória da corrente é formada pelas placas de contacto (1), o primeiro contacto fixo (2), os segmentos de contacto (3) montados em anel sob carga de molas, dentro do tubo de contacto móvel e o segundo contacto fixo (2). Os dois contactos fixos, quando ocorre a posição "fechado", são ligados entre si pelos segmentos de contacto, ou seja, pelo contacto móvel.

Este é rigidamente acoplado ao cilindro de sopro (4) e entre ambos está um êmbolo fixo de forma anelar (5). Ao se dar o comando de abertura ao disjuntor, o contacto móvel e o cilindro começam a movimentar-se, comprimindo o gás contra o êmbolo fixo (figura b)). A pressão neste espaço vai aumentando com a diminuição do volume até ao momento em que os

contactos se separam. Verifica-se, então, o aparecimento do arco e ao mesmo tempo a descarga da sobrepressão para o resto do sistema, ocasionando o fluxo de gás (figura c)), sobre o arco, extinguindo-o.

### 2.3.2 Disjuntor a óleo

Este tipo de disjuntor recorre a um princípio de autoextinção do arco elétrico. Com o aparecimento do arco, a sua alta temperatura leva à vaporização do óleo envolvente, ocorrendo a formação de uma bolsa de gás.

Este tipo de disjuntor pode ser dividido em duas tecnologias diferentes: Grande Volume de Óleo (GVO) e Pequeno Volume de Óleo (PVO).

A seguir é apresentada esquematicamente a sequência de extinção, na câmara de interrupção, de pequenas e grandes correntes neste tipo de disjuntor:

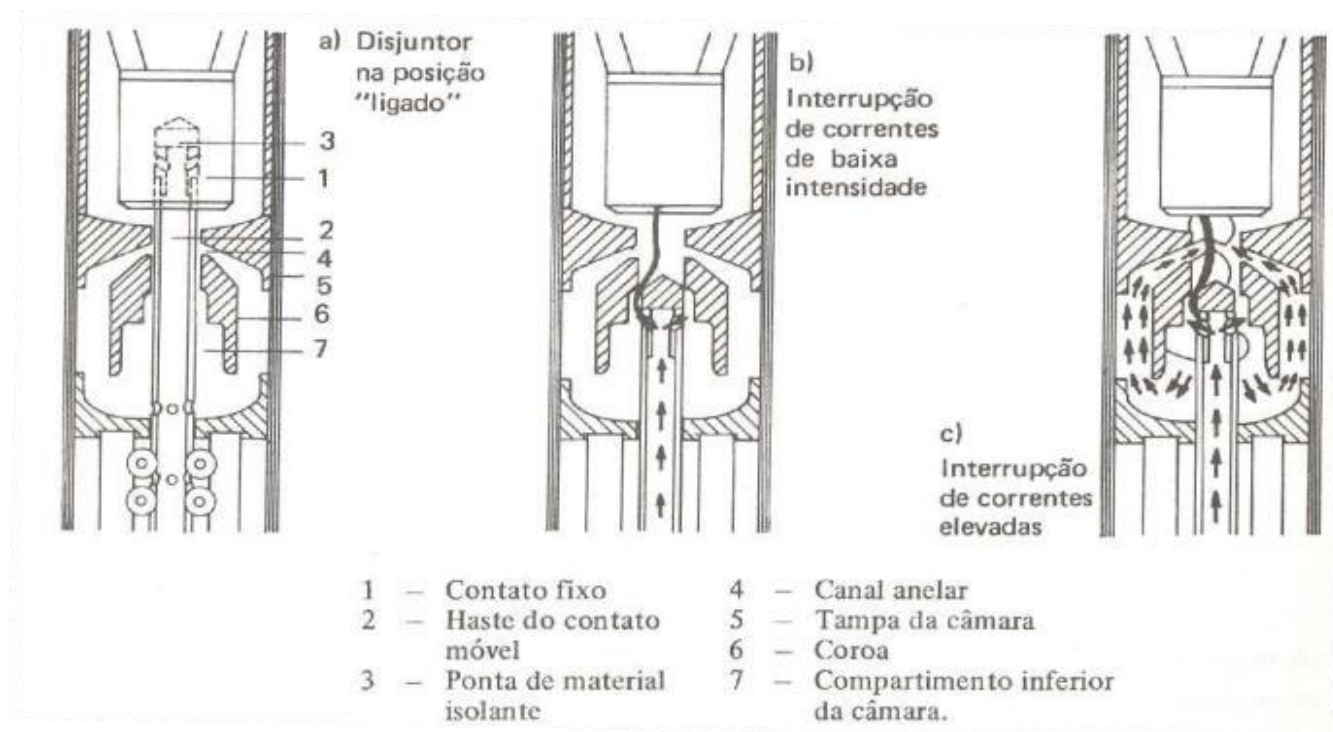


Figura 2.11: Sequência de extinção do arco elétrico no disjuntor a óleo (Fonte: Bruno Silva, 2009)

Princípio de extinção do arco elétrico no disjuntor a óleo segundo Bruno Silva (2009):

A figura a) mostra o disjuntor na posição “ligado”. A figura b) mostra a interrupção de pequenas correntes com o fluxo de óleo independente da corrente. Este fluxo de óleo é obtido pelo movimento descendente da haste do contacto móvel (2) durante a operação de abertura. O óleo contido na carcaça inferior é forçado para cima, através da haste oca do contacto móvel (2), agindo imediatamente sobre a base do arco, localizado na ponta do contacto móvel.

Para a interrupção de correntes mais elevadas é utilizado, adicionalmente, um fluxo de óleo gerado pela própria corrente de arco, c). Assim que a base do arco, localizada imediatamente abaixo da ponta de material isolante do contacto móvel ultrapassar o furo da base da câmara (6), forma-se, no compartimento inferior da câmara de excitação (7), uma bolha de gás, que só pode expandir-se para baixo. Essa bolha comprime o óleo através do canal anelar (4) formado pelo espaçamento entre a tampa da câmara (5) e a base da câmara (6).

Este tipo de câmara é classificado como câmara axial, pois o arco recebe o fluxo transversal de óleo ao longo de toda a circunferência da câmara, sendo extinto sem abandonar a posição axial da câmara, como se pode ver em b) e c).

## **2.4 Protecção de transformadores**

Na visão de Kindermann (2005), os transformadores não apresentam um alto índice de falha, mas quando estas ocorrem, levam a um alto impacto para as concessionárias de energia e para os clientes em caso de desligamento acidental ou forçados, implicando em manobras, paralisações, riscos e manutenções correctivas demoradas.

Um sistema de protecção é normalmente composto pelo transformador de corrente (TC), transformador de potencial (TP), relé de protecção e disjuntor. O transformador de corrente é um equipamento que deve transformar a corrente elevada do primário em correntes adequadas no secundário para alimentar instrumentos de medição, controle e protecção. O TC tem a função também de isolar os equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão.

As avarias que podem ocorrer num transformador de potência são classificadas em dois tipos:

**Avarias internas:** cuja protecção deve ser garantida pelo sistema de protecção diferencial, estes tipos de avarias podem ser causadas devido a contacto a massa dos enrolamentos, contacto entre dois enrolamentos, curto-circuito entre terminais ou curto-circuito entre espiras.

**Avarias externas:** que deveram ser detectadas e eliminadas pelo sistema de relés fora do transformador, devendo-se a sobrecargas e curto-circuito externos.

Segundo IEEE Std. C37.91<sup>TM</sup> (2008) não há nenhum padrão de protecção que possa ser aplicado a todos os transformadores, ou até mesmo em aplicações diferentes. A maioria das instalações precisa de uma análise de engenharia individual para determinar o melhor esquema que contemple a relação custo-benefício de cada sistema de protecção.

As principais funções oferecidas por relés digitais disponíveis no mercado são indicadas na Tabela 2.2, onde muitas destas funções estão agrupadas em um único relé de protecção.

Tabela 2.2: Principais funções da protecção de transformadores

<b>Função (ANSI)</b>	<b>Descrição da Função</b>
24	Protecção Volts-Hertz (V/Hz) ou de Sobre-excitação
46	Protecção de sobrecorrente de sequência negativa
49	Protecção de sobrecarga
50/51	Protecção de sobrecorrente instantânea e temporizada –fase
50/51G	Protecção de sobrecorrente instantânea e temporizada –terra
50/51N	Protecção de sobrecorrente instantânea e temporizada –neutro
59	Protecção de sobretensão
63	Protecção de pressão
67/67G	Protecção direcional de sobrecorrente de fase/terra
81U	Protecção de subfrequência
87T	Protecção diferencial percentual com restrição de harmónicos
87/50	Protecção de sobrecorrente diferencial instantânea (sem restrição)
87G	Protecção diferencial restrito à terra

Fonte: IEEE Std. C37.91™, 2008

Vale salientar que os relés digitais, quando comparados com os relés analógicos, reduzem o impacto dos efeitos da saturação dos TCs dado que representam cargas menores para o secundário do mesmo. Transformadores com potências menores a 2,5MVA são geralmente protegidos com fusíveis. Por outro lado, a sensibilidade da protecção utilizada em transformadores com potências de até 5MVA pode ser melhorada utilizando relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados. Já nos transformadores com potência nominal de 5 até 10MVA é recomendável o emprego de relés diferenciais. Para transformadores acima de 10MVA, se recomenda utilizar relés diferenciais com restrição de harmónicas em conjunto com relés de pressão e sensores de temperatura (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Embora existam diversas técnicas para a protecção de transformadores de potência, o foco primordial deste trabalho é o estudo e a análise da protecção diferencial percentual a qual será apresentada a seguir.

## 2.5 Relé diferencial

Segundo Kindermann (2005), o relé diferencial é um dispositivo de protecção de um equipamento que se baseia no princípio da comparação de corrente eléctrica da entrada e saída. O tempo normal de operação do relé diferencial é de 1 a 2 ciclos.

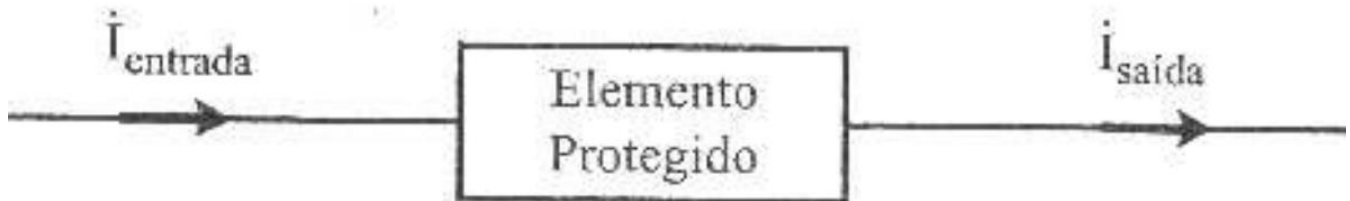


Figura 2.12: Princípio da protecção diferencial (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

A função de protecção fundamenta-se na 1ª lei de Kirchoff aplicada ao equipamento, isto é:

$$I_{entrada} = I_{saída} + I_{relé} \quad (2.16)$$

$$I_{relé} = I_{entrada} - I_{saída} \quad (2.17)$$

O dispositivo de protecção vai atuar do seguinte modo:

- Se  $I_{entrada} = I_{saída}$ , e a corrente  $I_{relé} = 0$ , o relé não actua, isto é, o elemento protegido não apresenta defeito;
- Se  $I_{entrada} - I_{saída} \leq I_{ajuste\ do\ relé}$  a protecção não actua porque a diferença de correntes é menor que a corrente de ajuste do relé;
- Se  $I_{entrada} - I_{saída} > I_{ajuste\ do\ relé}$  a protecção actua porque a diferença de corrente é maior que o ajuste no relé. Neste caso há um defeito no elemento protegido.

### 2.5.1 Relé Diferencial comum

Segundo Kindermann (2005), é uma protecção em que se utiliza o relé de sobrecorrente 50 ou 51 fazendo a função 87. Onde a zona seletiva de actuação é delimitada pelos dois transformadores de corrente (TCs), caso ocorra um defeito fora desta zona protegida pela protecção diferencial, os dois TCs “vêm” a mesma corrente e o relé não opera. O sistema de protecção diferencial pode ser empregue em sistemas eléctricos radiais e em anéis.

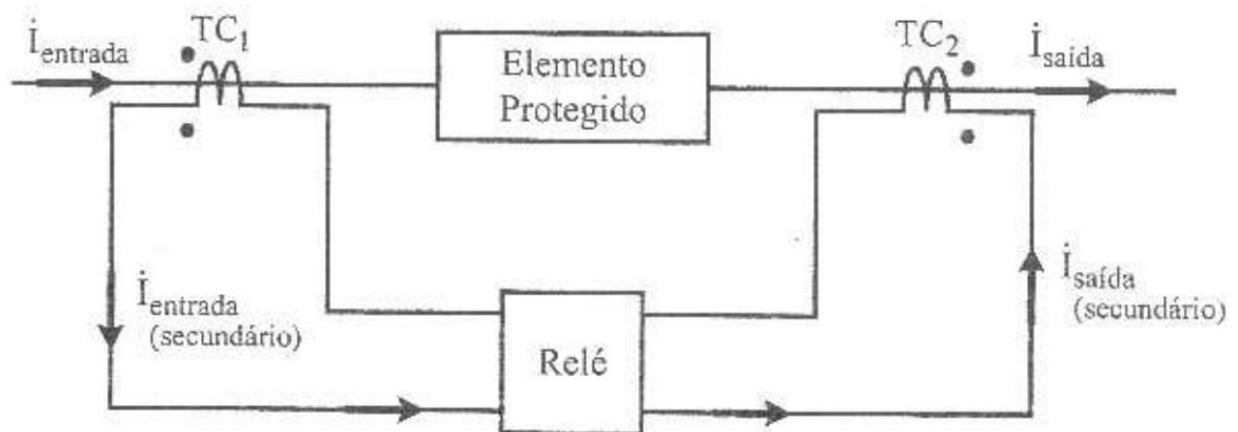


Figura 2.13: Protecção diferencial comum na operação normal do sistema eléctrico (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

#### 2.5.1.1 Defeito fora da zona protegida

Para Kindermann (2005), supondo o sistema em anel, as correntes que operam o curto-circuito fora da zona de protegida pela protecção diferencial, os dois TCs “vêm” a mesma corrente  $I_1 = I_2$ , e o relé não opera. Ou seja, a protecção diferencial somente deverá operar para faltas circunstâncias á zona compreendida entre os dois TCs da protecção diferencial, não devendo se sensibilizar com faltas externas a esta zona.



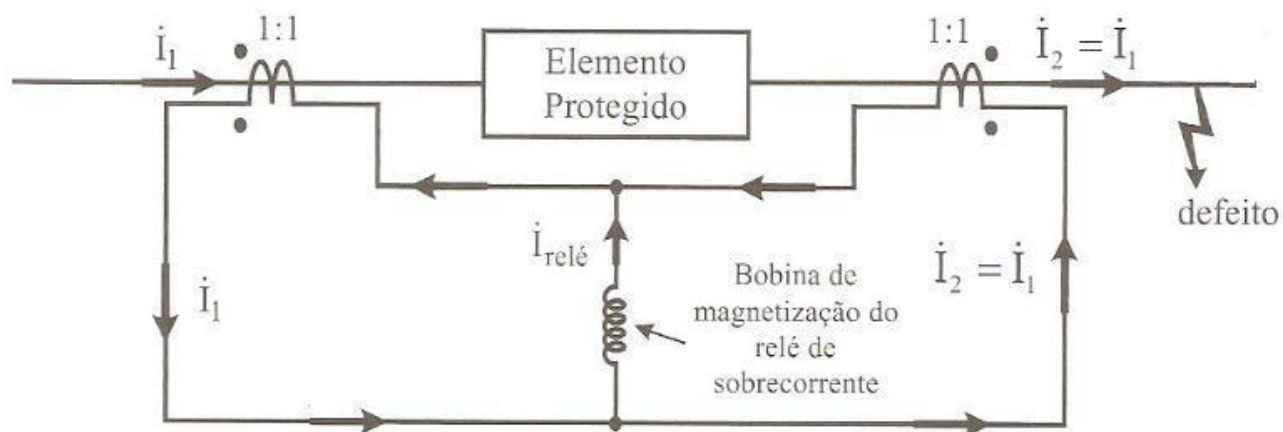


Figura 2.14: Defeito fora da zona de protegida (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

### 2.5.1.2 Defeito dentro da zona protegida

No caso de um curto-circuito na zona protegida como ilustrado na Figura 2.15, se o sistema for radial a corrente na saída será nula  $I_2 = 0$ , e se for em anel a corrente na saída  $I_2$  será corrente de curto-circuito, a corrente que passa pela bobina de magnetização do relé será a adição entre as correntes de entrada e de saída do elemento protegido  $I_{relé} = I_{entrada} + I_{saída}$ ,  $I_{relé} = I_1 + I_2$  e por conseguinte a protecção actuará (Kindermann, 2005).

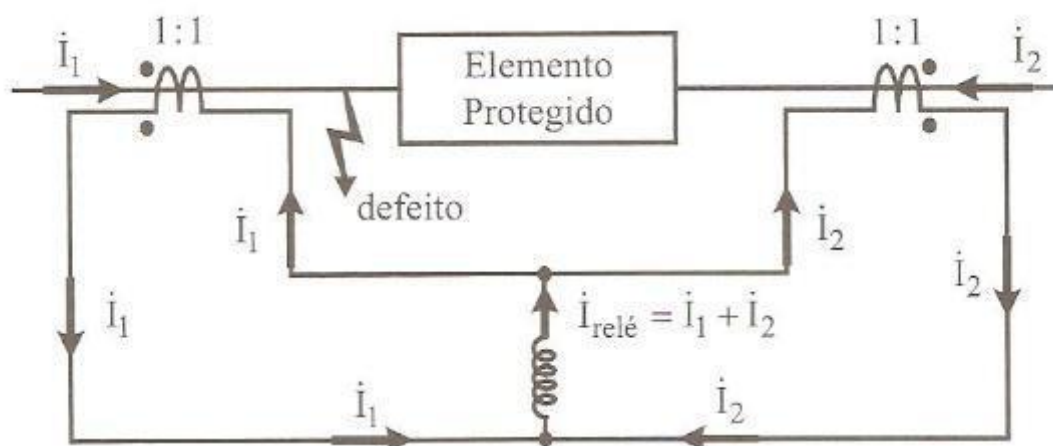


Figura 2.15: Defeito dentro da zona protegida (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

Na visão de Kindermann (2005), é importante observar que o uso das ligações anteriores é frequente elas apresentarem problemas na ocorrência de curtos-circuitos elevados próximos dos TCs que delimitam a zona de protecção devido:

- Não ser perfeito o casamento dos TCs;
- Saturação dos TCs;
- Carregamento (*burden*) nos secundários dos TCs, que causa saturação do núcleo;
- Outros problemas inerentes ao equipamento protegido.

As situações acima produzem erros nos TCs, podendo provocar a actuação indevida do relé de sobrecorrente que está fazendo a função 87.

Para contornar esses problemas é recomendável o uso do relé diferencial percentual.

### 2.5.2 Relé diferencial percentual

Segundo Kindermann (2005), o relé percentual caracteriza-se por apresentar melhor desempenho para restringir os defeitos da protecção devido as faltas externas, pois possui uma bobina de restrição que permite empregar certas limitações às faltas externas. O princípio básico do relé diferencial percentual baseia-se nos torques gerados nas bobinas de restrições e de operação.

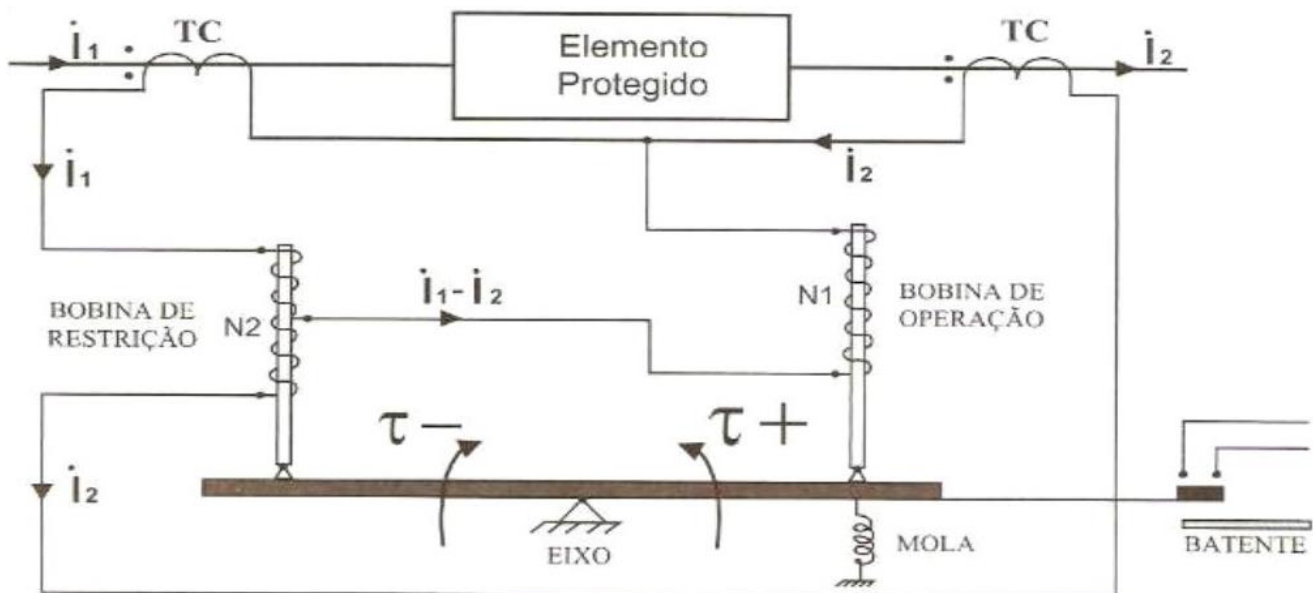


Figura 2.16: Esquema de protecção diferencial percentual (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

O esquema de protecção diferencial percentual baseia-se na interação de duas bobinas, sendo a bobina de restrição, que tem uma derivação central, o campo magnético gerado nesta bobina de restrição actua atraindo um embolo produzindo um torque negativo, isto é contrário ao torque de operação e a bobina de operação, cujo campo magnético atrai um embolo que produz o torque positivo. O relé diferencial percentual irá operar somente se o torque positivo ( $\tau +$ ) for superior ao torque negativo ( $\tau -$ ).

Na visão de Kindermann (2005), o funcionamento básico do relé diferencial percentual baseia-se nos torques gerados nas bobinas de restrição e de operação, para melhor análise apresenta-se a seguir condições de operação.

### **2.5.2.1 Defeito fora da zona protegida ou operação normal do sistema eléctrico**

As correntes nos secundários dos TCs são iguais ( $I_1 = I_2$ ), nota-se que a bobina de restrição é composta de duas bobinas enroladas no mesmo sentido, portanto as correntes  $I_1$  e  $I_2$  criam campos eléctricos concordantes que atraem o embolo com muita força, produzindo um torque negativo ( $\tau -$ ). E na bobina de operação a corrente resultante é nula  $I_1 - I_2 = 0$ , ou seja, o torque será nulo. Desta forma o forte torque negativo garantira a não operação do relé 87. Como mostrado na Figura 2.16 (Kindermann, 2005).

### **2.5.2.2 Defeito interno na zona de protecção**

Quando o curto-circuito ocorre na zona de protecção as correntes  $I_1$  e  $I_2$  dirigem-se ao ponto de defeito, criando inversão do sentido da corrente  $I_2$ , por questão de análise, suponha que o modulo as corrente  $I_1$  e  $I_2$  são iguais então a corrente  $I_2$  gera um campo magnético oposto e de mesma intensidade com a da corrente  $I_1$  na meia bobina de restrição, assim o campo de restrição é nulo, porém a corrente resultante que passa na bobina de operação é o dobro  $I_1 + I_2 = 2I_1$ , produzindo um torque positivo elevado. Logo o torque de actuação é grande e o de restrição é nulo garantindo assim a operação do relé 87 (Kindermann, 2005).

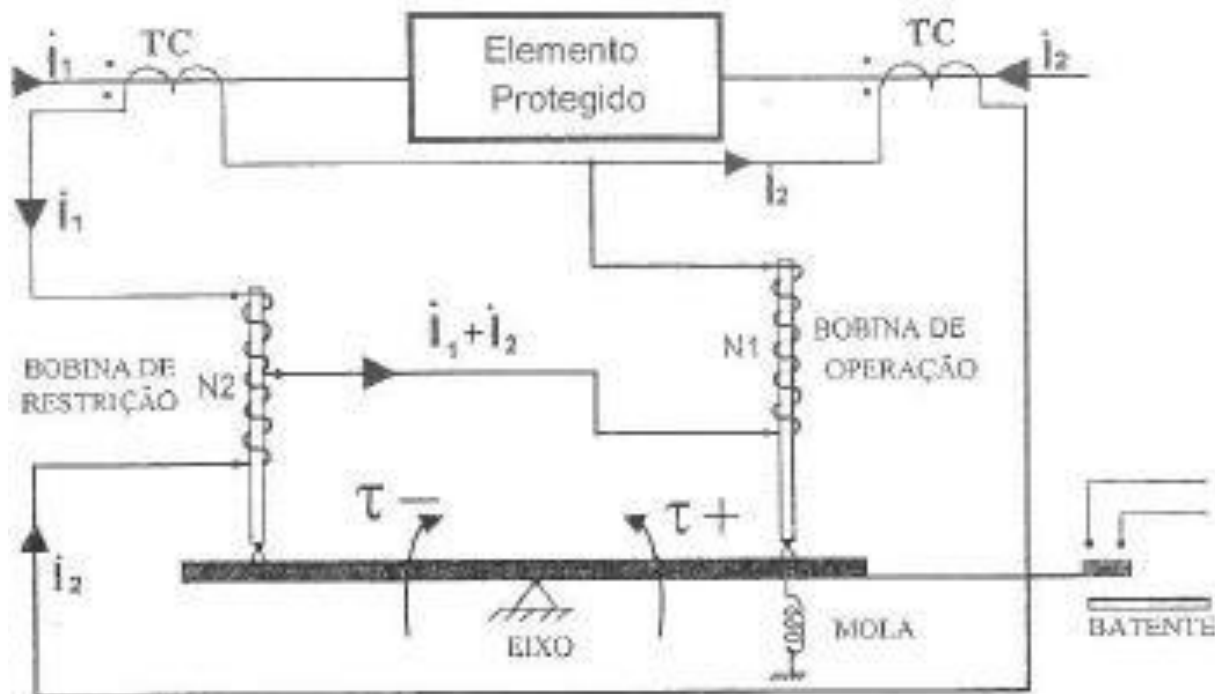


Figura 2.17: Defeito interno no relé diferencial percentual (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

Esta é grande vantagem do relé diferencial percentual, que se traduz em:

**Defeitos externos:** o relé fortifica a restrição e enfraquece a operação, garantido a não atuação do relé;

**Defeitos internos:** o relé enfraquece a restrição e fortifica a operação, garantido a atuação do relé.

O relé diferencial percentual pode ser representado pelo esquema na Figura 2.17, em que aparecem as bobinas de restrição e de actuação separadas em duas partes.

Com o intuito de representar as expressões analíticas de operação do relé diferencial percentual, considerando que  $I_1$  e  $I_2$  estão referenciados segundo a Figura 2.17 e 2.18.

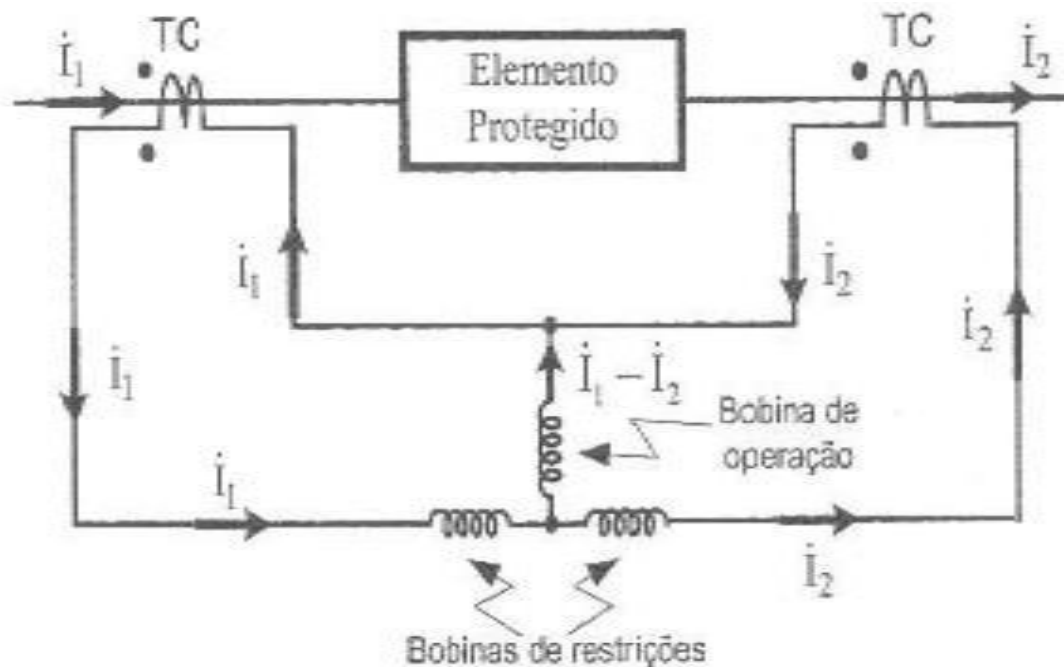


Figura 2.18: Relé diferencial percentual (87) (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

- Na bobina de restrição, age a corrente resultante que é dada por:

$$I_{restrição} = \left| \frac{I_1 + I_2}{2} \right| \quad (2.18)$$

Para simplificar, usa-se apenas média dos módulos individuais, isto é:

$$I_{restrição} = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (2.19)$$

Cujo torque de restrição será dado por:

$$\tau_{restrição} \propto (\Phi_{restrição})^2 \propto \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right)^2 \quad (2.20)$$

- Na bobina de operação, a corrente resultante é:

$$I_{operação} = I_1 - I_2 \quad (2.21)$$

Cujo torque de operação será dado por:

$$\tau_{\text{operação}} \propto (\Phi_{\text{operação}})^2 \propto (I_1 - I_2)^2 \quad (2.22)$$

Portanto, desprezando a restrição da mola restauradora, o torque resultante que age no balanceamento do relé diferencial percentual será:

$$\tau_{\text{relé87}} = \tau_{\text{operação}} - \tau_{\text{restrição}} \quad (2.23)$$

$$\tau_{\text{relé87}} = K_1 (I_1 - I_2)^2 - K_2 \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right)^2 \quad (2.24)$$

No limiar ( $\tau_{\text{relé87}} = 0$ ) do relé 87, tem-se:

$$0 = K_1 (I_1 - I_2)^2 - K_2 \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right)^2 \quad (2.25)$$

$$I_1 - I_2 = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (2.26)$$

Fazendo-se  $a = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}}$ , tem-se:

$$I_1 - I_2 = a \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (2.27)$$

Fazendo-se  $y = (I_1 - I_2)$  e  $x = (I_1 + I_2)/2$ , tem-se a expressão 2.27, reescrita como sendo a expressão 2.28, que é uma equação de recta que passa pela origem dos eixos cartesianos y-x:

$$y = ax \quad (2.28)$$

Em que,

$$a = \text{tag}(\alpha) = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad (2.29)$$

A equação 2.29 é chamada de inclinação, ou declive (*slope*) da reta do limiar de operação do relé 87.

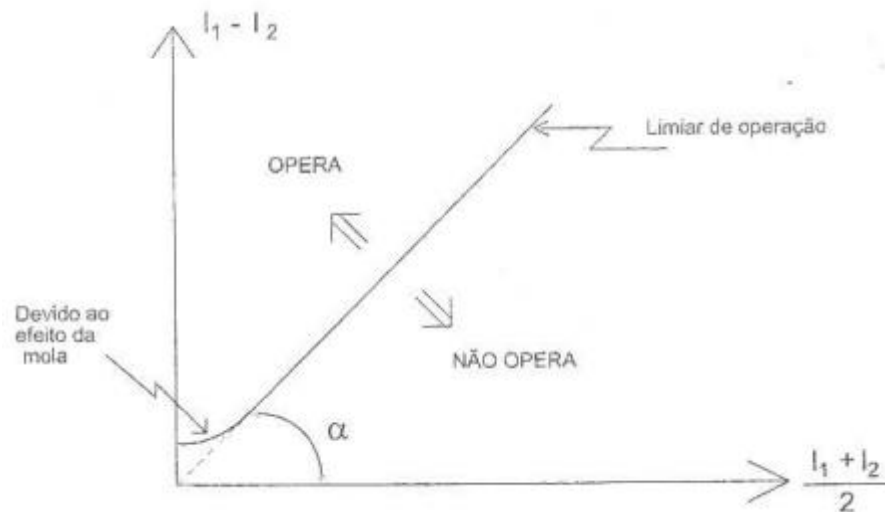


Figura 2.19: Curva de operação do relé diferencial percentual (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

O efeito da mola de restrição do relé só será efetiva para pequenas correntes de defeito, neste caso, sua ação é representada na Figura 2.19 e a recta não passa pela origem, mas tem um pequeno desvio.

## 2.6 Protecção diferencial no transformador monofásico

Na visão de Kindermann (2005), na utilização da protecção diferencial os TCs devem compensar as diferenças numéricas das correntes primárias e secundárias do transformador de potência.

A Figura a seguir mostra um esquema de protecção utilizando uma protecção diferencial percentual.

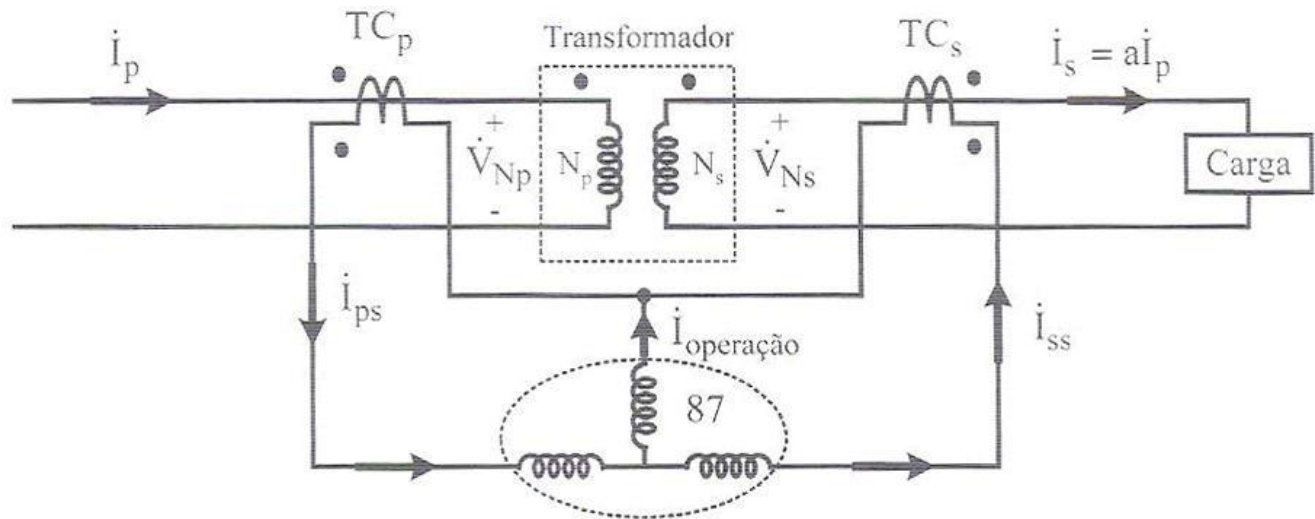


Figura 2.20: Protecção diferencial percentual no transformador monofásico (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

No esquema da Figura 2.20 deve-se observar as regras para a ligação dos TCs (Kindermann, 2005):

- i. As ligações dos TCs devem seguir as mesmas sequências das marcas de polaridade das bobinas primárias e secundárias do transformador;
- ii. Os terminais dos TCs com marcas de polaridade devem se conectar às bobinas de restrições do relé 87;
- iii. Dimensionar os TCs de modo que as correntes secundárias que passam pelas bobinas de restrições sejam iguais em módulo e ângulo, ou seja,  $I_{ps} = I_{ss}$ .

As regras i e ii garantem que as correntes que passam nas bobinas do relé tenham a mesma fase, e para garantir que tenham o mesmo módulo, é necessário que:

$$I_{ps} = I_{ss} \quad (2.30)$$

$$\frac{I_p}{RTC_p} = \frac{I_s}{RTC_s} \quad (2.31)$$

$$RTC_s = aRTC_p \quad (2.32)$$

Onde:



RTCP é a relação de transformação do TC conectado no primário do transformador;

RTCS é a relação de transformação do TC conectado no secundário do transformador.

Assim, desconsiderando-se os erros de cada TC, na operação normal do transformador e em caso de defeitos fora da zona protegida pelos dois TCs, a corrente que passa na bobina de operação do relé 87 é nula (Kindermann, 2005).

## 2.7 Protecção diferencial no transformador trifásico

Do mesmo modo que no transformador monofásico, a protecção diferencial 87 no transformador trifásico é ligada em cada fase do transformador, como se fossem três esquemas de protecção em três transformadores monofásicos. Nos secundários dos TCs podem ser adotados esquemas de ligação em “ $\Delta$ ” ou “Y”, porém a ligação em “Y” é, geralmente, a mais utilizada quando os transformadores de potência não produzem rotação angular nas suas correntes de entrada e de saída (Kindermann, 2005).

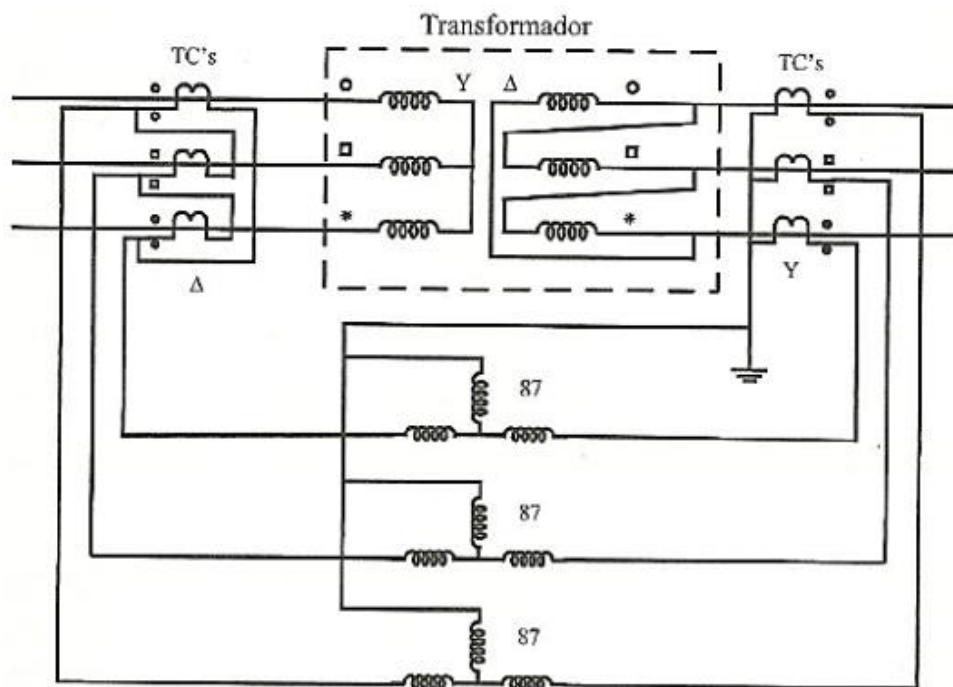


Figura 2.21: Ligações dos TCs no transformador Y-Δ (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

## 2.8 Regra de ligação dos TCs

### 2.8.1 Transformador trifásico sem rotação de fase

Os transformadores trifásicos sem rotação de fase necessitam apenas do ajuste de magnitude das correntes, sendo que a ligação dos TCs não precisa compensar nenhuma rotação angular. Os transformadores sem rotação angular são aqueles ligados em:

- $Y-Y$ ;
- $\Delta-\Delta$ ;
- $\Delta$ -zig-zag.

Caso o transformador seja do tipo  $Y-Y$  aterrado é necessário que os TCs sejam conectados em  $\Delta$ , ou os relés atuarão para faltas monofásicas fora da zona de protecção (Kindermann, 2005).

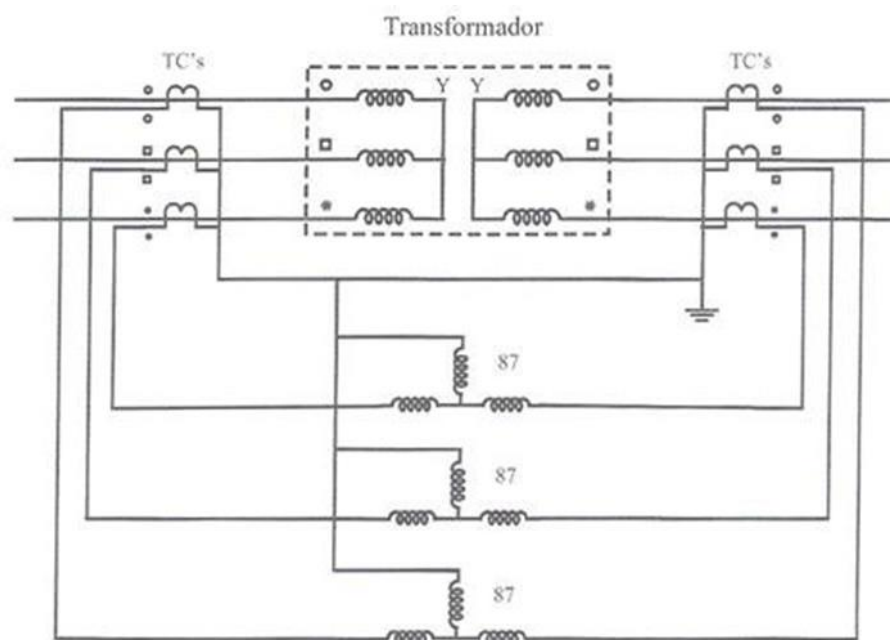


Figura 2.22: Transformador  $Y-Y$  com deslocamento angular de  $0^\circ$  (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

O aterramento apresentado na Figura 2.22 é feito por 2 motivos:

1. Provocar um curto-circuito franco, caso haja defeito no isolamento interno dos TCs, deste modo a garante-se actuação da protecção do local;
2. Segurança, para garantir que esta fiação e as carcaças dos TCs estejam no mesmo potencial referenciado a terra.

### 2.8.2 Transformador trifásico Y- $\Delta$

Nesses transformadores, as correntes de linha do lado  $\Delta$  podem estar adiantadas ou atrasadas em  $30^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $150^\circ$  e  $180^\circ$  em relação às correntes de linha do lado Y.

Para Kindermann (2005), o deslocamento angular produz dois problemas:

- Diferenças nas correntes no relé diferencial 87, que dependendo do seu ajuste pode operar para as condições de carga do transformador;
- Desfasamento nas correntes das bobinas de restrição do relé 87, prejudicando a sua característica de desempenho.

Na operação normal do sistema eléctrico, as correntes nas bobinas de restrição do relé diferencial devem estar em fase, com mesmo módulo e ângulo, desse modo os TCs deverão ser dimensionados e conectados de modo que suas ligações no secundário compensem:

- Relações de transformações diferentes;
- Deslocamentos angulares provocados pelo transformador de potência Y- $\Delta$ .

O deslocamento angular depende do tipo de conexão dos enrolamentos Y e  $\Delta$ . Existem diversos tipos de conexão possíveis. A Tabela 2.3 mostra esses tipos de conexão para cada rotação angular.

Para atender estas condições, segue-se a regra:

1. Os secundários dos TCs deverão estar conectados em Y no lado  $\Delta$  do transformador de

potência;

- Os secundários dos TCs deverão estar conectados em  $\Delta$  no lado Y do transformador de potência.

Segundo Kindermann (2005), nos enrolamentos do lado primário ou secundário dos transformadores de potência ou dos TCs, ligados em  $\Delta$ , as correntes na linha estão desfasadas de  $\pm 30^\circ$  e tem módulo  $\sqrt{3}$  vezes maior que as correntes na fase do lado  $\Delta$ . Na Figura 2.23, ilustra esse caso.

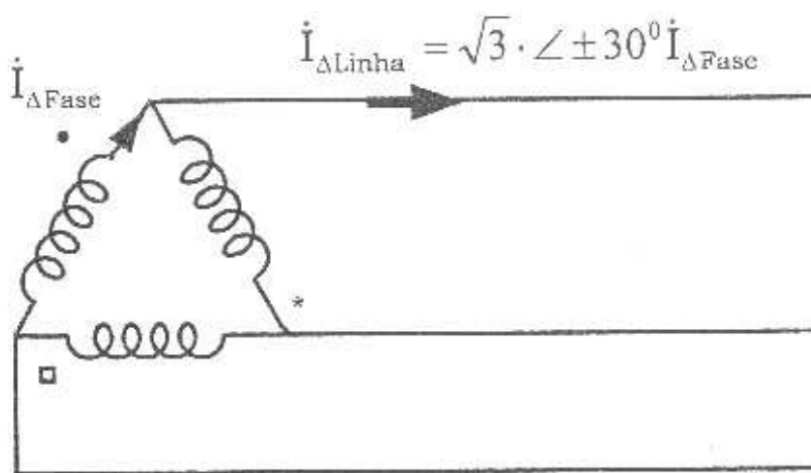


Figura 2.23: Correntes de Linha e de Fase no enrolamento em  $\Delta$  (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

No caso da Figura 2.23, sempre na operação balanceada as correntes de linha e de fase são dadas pela expressão 2.33:

$$I_{\Delta Linha} = I_{\Delta Fase} \sqrt{3} \angle \pm 30^\circ \quad (2.33)$$

As ligações dos TCs devem seguir a mesma regra do subcapítulo 2.5, o importante é que as correntes que fluem pelas bobinas de restrições do relé 87 sejam as mesmas (Kindermann, 2005).

A regra fundamental para o funcionamento do relé 87 é que na condição normal de operação ou de curto-circuitos trifásicos, fora da zona de protecção, seja atendida a expressão 2.34:

$$I_{\text{Bobina de Restrição1}} = I_{\text{Bobina de Restrição2}} \quad (2.34)$$

Se a condição da expressão 2.34, não for satisfeita o sistema de protecção diferencial tem erro, isto é, existe corrente passando na bobina de operação do relé 87, que deve ser compensada pelo ajuste da sensibilidade do relé (Kindermann, 2005).

Na Figura 2.24, apresenta-se o diagrama unifilar da protecção diferencial do transformador de potência Y-Δ.

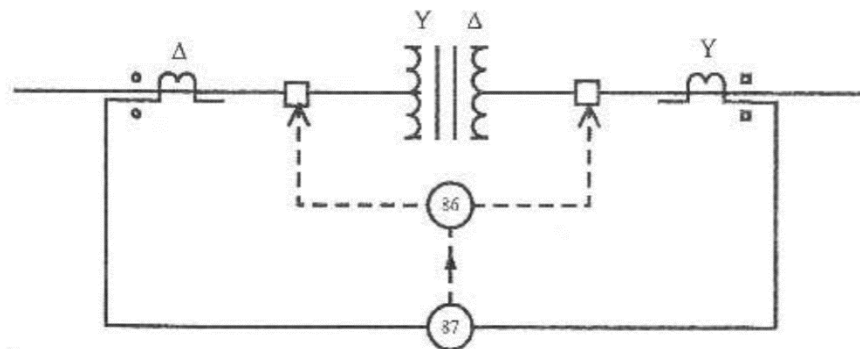


Figura 2.24: Diagrama unifilar da protecção diferencial do transformador de potência Y-Δ (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

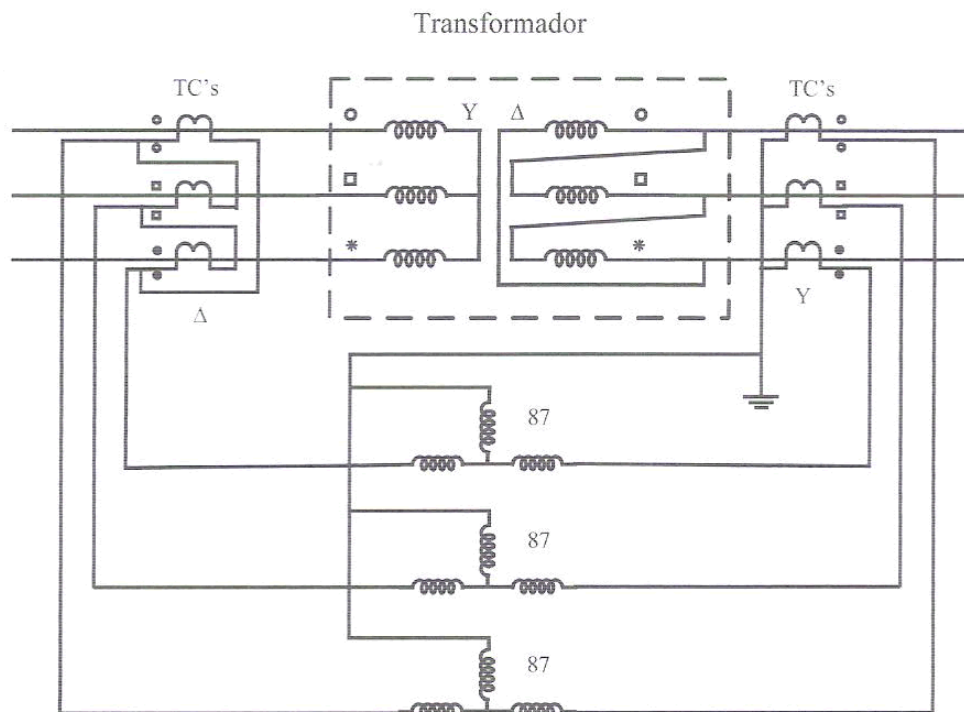


Figura 2.25: Ligações dos TCs no transformador Y-Δ (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

Os enrolamentos do transformador de potência podem ser conectados de qualquer modo, por exemplo a conexão da Figura 2.26.

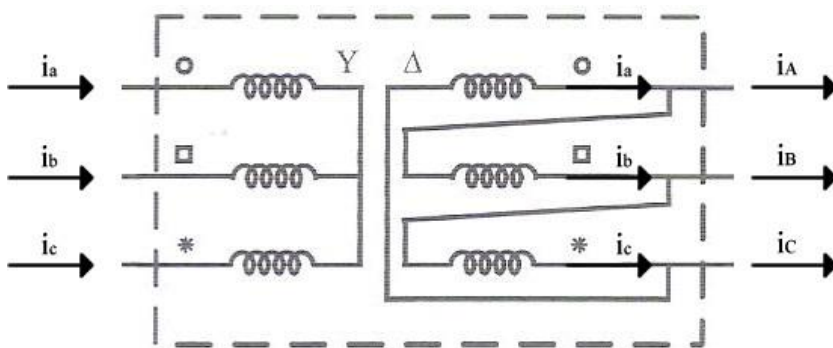


Figura 2.26: Conexão do transformador Y-Δ (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

No lado  $\Delta$  temos que, aplicando a 1ª lei de Kirchhoff, tem-se as correntes:

$$\begin{aligned}
 i_a &= i_A + i_b & \therefore & & i_A &= i_a - i_b \\
 i_b &= i_B + i_c & \therefore & & i_B &= i_b - i_c \\
 i_c &= i_C + i_a & \therefore & & i_C &= i_c - i_a
 \end{aligned}$$

As correntes nos secundários dos TCs no lado de alta e de baixa do transformador não são iguais, pode-se adequar as correntes de 2 modos:

- Ligando os TCs em  $\Delta$  no lado Y do transformador;
- Utilizando outro conjunto de TCs auxiliares intermediários em qualquer lado no sentido de adequar as correntes nas bobinas de restrições dos relés 87.

Para Kindermann (2005), deve-se conectar os secundários dos TCs do lado Y do transformador de potência de modo a se obter as mesmas correntes nas bobinas de restrições. Fazendo deste modo, obtém-se o diagrama da Figura 2.27.

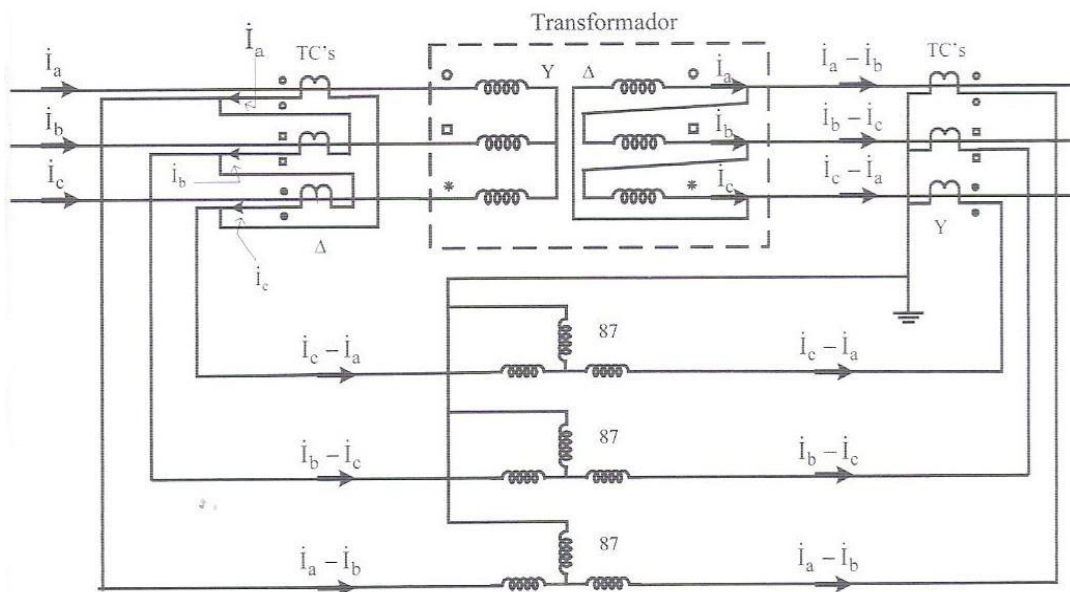


Figura 2.27: Conexões dos TCs no lado Y do transformador de potência (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

Nos relés diferenciais convencionais as ligações dos TCs devem compensar a rotação angular produzida, podendo-se até utilizar TCs auxiliares para compensar as discrepâncias

de relação de transformação e compensação adicional de rotação angular (Kindermann, 2005).

Já no caso de relé digital multifunção, a única conexão dos TCs é utilizada para suprir as diversas funções do relé, e neste caso há necessidade de se fazer as ligações físicas da conexão do transformador protegido. Portanto, no relé digital deve-se entrar com a informação do transformador, especificando o tipo de conexão de suas bobinas primária e secundária (Kindermann, 2005).

## 2.9 Ajuste do relé diferencial percentual

No esquema de protecção diferencial do transformador de potência as correntes secundárias dos TCs devem alimentar o relé 87 de modo que as correntes nas bobinas de restrições sejam iguais. Segundo Kindermann (2005), na realidade as correntes que chegam ao relé 87, estão associadas a erros seguintes:

$\varepsilon_{TCs}$  → Erro devido à discrepância das relações de transformação dos dois TCs adjacentes da mesma fase do lado de alta e de baixa do transformador;

$\varepsilon_{Taps\ do\ relé87}$  → Erro devido à discrepância dos Taps no relé;

$\varepsilon_{Comutação}$  → Erro devido à comutação máxima do transformador.

Depois de considerar os erros intrínsecos no cálculo dos múltiplos é ainda necessário dar uma margem de segurança. Geralmente usa-se 5%.

O erro total (*mismatch*) é dado pela expressão 2.35:

$$\varepsilon_{Erro\ total} = \varepsilon_{TCs} + \varepsilon_{Comutação} + \varepsilon_{Taps\ do\ relé87} + \varepsilon_{Segurança} \quad (2.35)$$

Onde:

$\varepsilon_{Segurança}$  é o erro introduzido como margem de segurança.



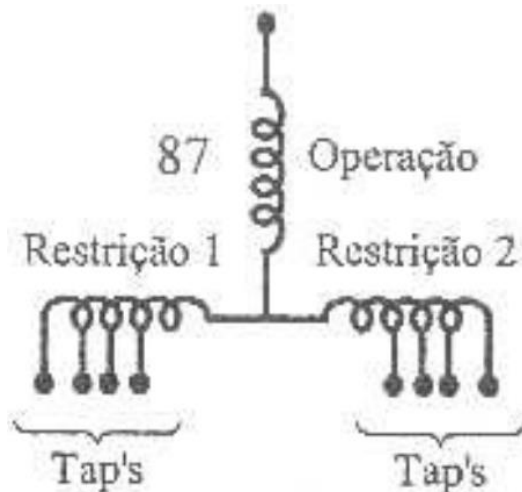


Figura 2.28: Taps do relé 87 (Fonte: Geraldo Kindermann, 2005)

O múltiplo do Tap na bobina de restrição é dado pela expressão 2.36:

$$M_{restrição} = \frac{I_{bobina\ de\ restrição}}{Tap} \quad (2.36)$$

O Tap de operação será a diferença do Tap da bobina de restrição primária e o da bobina de restrição secundária.

No final verifica-se na operação nominal do transformador de potência, o objectivo de preservar as condições térmicas das bobinas de restrições e operações do relé 87, as seguintes condições:

- A corrente na bobina de restrição do relé 87 não deve ultrapassar 5<sup>a</sup>;
- A corrente na bobina de operação do relé 87 não deve ultrapassar 10 ou 12A, dependendo do fabricante.

Tabela 2.3: Combinação dos TAPs do relé 87

TAP (AT)	TAP (BT)							
	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0	8,7
2,9	1,000	1,103	1,207	1,310	1,448	1,586	1,724	3,000
3,2		1,000	1,094	1,188	1,313	1,438	1,563	2,719
3,5			1,000	1,086	1,200	1,312	1,429	2,486
3,8				1,000	1,105	1,211	1,316	2,289
4,2					1,000	1,095	1,190	2,071
4,6						1,000	1,087	1,890
5,0							1,000	1,740
8,7								1,000

Fonte: Adaptado de Geraldo Kindermann, 2005

## 2.10 Fenômenos não faltosos que geram Correntes Diferenciais

Na visão de Anderson (1999), em circunstâncias reais encontradas no dia-a-dia nos SEP identificam-se situações nas quais determinados fenômenos físico-elétricos e determinadas manobras operacionais podem causar a manifestação de correntes diferenciais, mesmo quando não há ocorrência de uma falta interna no transformador. Essas situações são muito frequentes no transformador de potência e o relé diferencial deve ser compensado objetivando prevenir uma operação incorreta.

A seguir, são apresentados alguns dos eventos que podem causar correntes diferenciais não relacionadas com faltas internas no transformador, destacando-se entre elas o fenômeno de energização que provoca as chamadas “correntes de *inrush*”.

### 2.10.1 Saturação de Transformadores de Corrente (TCs)

Um dos elementos críticos no esquema de protecção diferencial são os Transformadores de Corrente os quais trabalham em função de uma determinada curva de histerese. Para o seu correto funcionamento, os TCs são dimensionados para trabalhar na faixa linear da curva de saturação, entretanto, existem situações que causam sua saturação.

Para Anderson (1999), a saturação é provocada pelo aumento excessivo do fluxo magnético do núcleo que, por sua vez, é diretamente proporcional ao nível de tensão aplicada sobre os enrolamentos do transformador e inversamente proporcional à frequência do sistema eléctrico.

A Figura 2.29 ilustra a forma de onda da corrente primária e secundária quando da ocorrência de saturação do TC onde se observa a distorção da corrente secundária a qual origina correntes diferenciais no relé de protecção.

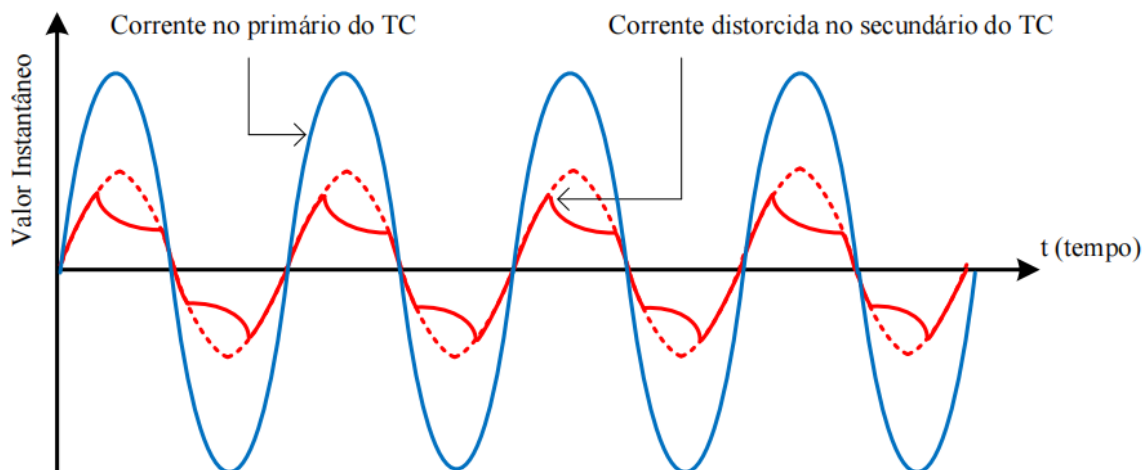


Figura 2.29: Forma de onda das correntes primárias e secundárias de um TC saturado (Fonte: HARLOW, 2007)

Em determinadas situações de operação dos SEP como, por exemplo, perante faltas externas próximas às buchas do transformador, as correntes de falta podem atingir valores de até 50 vezes a magnitude da corrente de carga nominal (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Nessa condição, a elevada corrente de falta pode saturar o núcleo magnético dos TCs e produzir uma

distorção importante nas correntes secundárias dos mesmos (ANDERSON, 1999). Essa distorção pode gerar uma considerável corrente diferencial no relé de protecção, ocasionando uma atuação inadequada e comprometendo a eficiência do sistema de protecção. Desse modo, a possibilidade de saturação dos TCs deve ser criticamente considerada nos sistemas de protecção diferencial.

### 2.10.2 Sobre-Excitação de Transformadores de Potência

O fluxo magnético no núcleo de um transformador de potência é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência operacional do transformador. Quando há condições de sobretensões e/ou sub-frequências que estão acima dos limites de projecto o fluxo magnético aumenta até saturar o núcleo do transformador. Perante esta condição as correntes no transformador de potência apresentam um comportamento não-linear perante a variação do fluxo magnético. Essa não-linearidade das correntes é provocada pelo fenómeno de saturação magnética do núcleo (HARLOW, 2007).

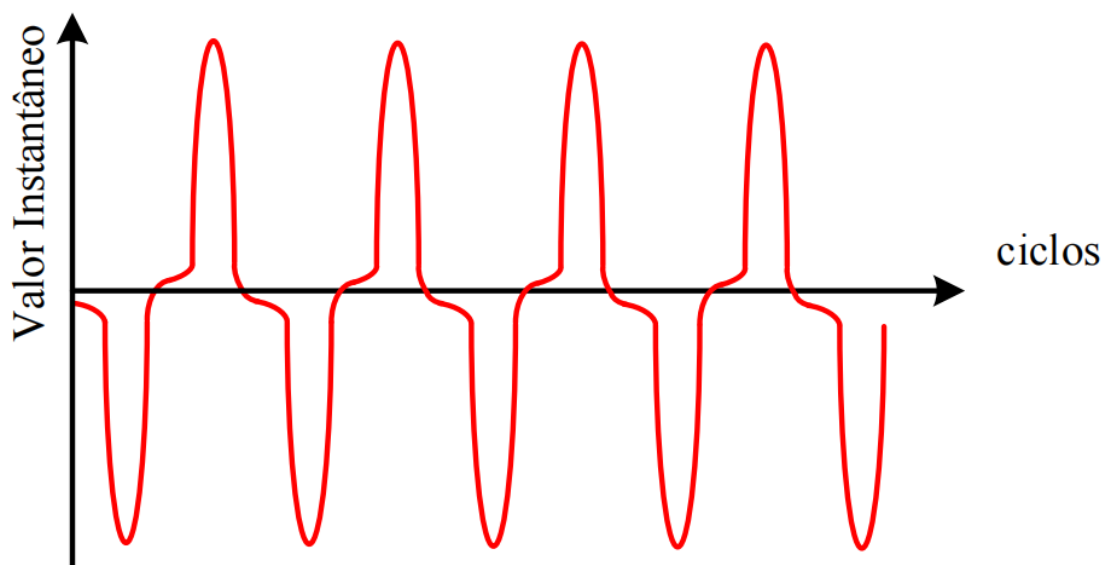


Figura 2.30: Corrente de excitação de um transformador sobre-excitado (Fonte: HARLOW, 2007)

O fenômeno de sobre-excitação reflete-se nos transformadores através de mudanças consideráveis na temperatura e nas vibrações do núcleo (com aumento substancial das perdas magnéticas e do nível de ruído), levando à necessidade de desconectar rapidamente o equipamento do sistema elétrico para evitar danos maiores. Além disso, a sobre-excitação gera ruídos, aumento da corrente de excitação e vibrações (KENNEDY, 1998).

Durante o fenômeno de sobre-excitação, ocorrem distorções de 3ª e 5ª harmônicas nas formas de onda de corrente, que podem gerar um aumento na corrente diferencial que percorre o relé (ANDERSON, 1999; GUZMÁN et al., 2001).

### 2.10.3 Correntes de Magnetização Durante a Energização do Transformador

No momento em que um transformador é energizado, correntes diferenciais são geradas na bobina de operação do relé de proteção devido ao fenômeno de magnetização do núcleo. A magnitude dessa corrente é definida pela inclinação da característica de magnetização na região de saturação e pela indutância de dispersão do transformador (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Essas correntes são conhecidas como “correntes de *inrush*” e apresentam-se como picos transitórios cuja amplitude pode provocar a atuação do relé de proteção. A Figura 2.31 ilustra uma forma de onda típica da corrente de energização.

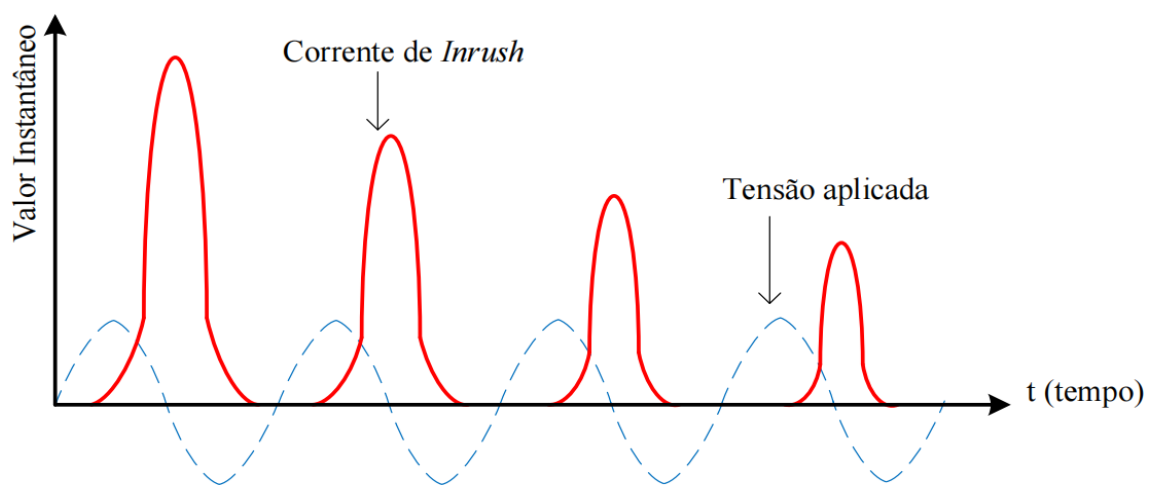


Figura 2.31: Forma de onda típica da corrente de energização (Fonte: IEEE Std. C37.91, 2008)

Segundo (EBNER, 2007) quanto maior é a potência do transformador, maior será a probabilidade de falha por causa deste fenômeno. Durante a manobra de energização, a amplitude da corrente de *inrush* pode exceder entre 10 e 20 vezes o valor da corrente nominal do transformador (LING; BASAK, 1988).

#### 2.10.4 Energização de Transformadores em Paralelo (Energização Solidária)

O termo energização solidária ou *sympathetic inrush* refere-se à condição de energização de transformadores que estão operando em paralelo. Nesta condição, as correntes de energização para ajuste dos relés de protecção são calculadas assumindo que os transformadores encontram-se trabalhando em forma isolada, ou seja, suprindo energia à carga sem ajuda de outro transformador conectado em paralelo (SENGÜL et al., 2005; KULKARNI; KHAPARDE, 2005).

A Figura 2.32 apresenta um circuito esquemático de dois transformadores conectados em paralelo. Ao conectar o transformador  $T_2$  à rede onde se encontra conectado e operando o transformador  $T_1$ , gera-se uma corrente de energização que flui para  $T_1$ . Esta condição operacional gera um aumento na densidade de fluxo e proporciona altas correntes de magnetização a  $T_1$ .

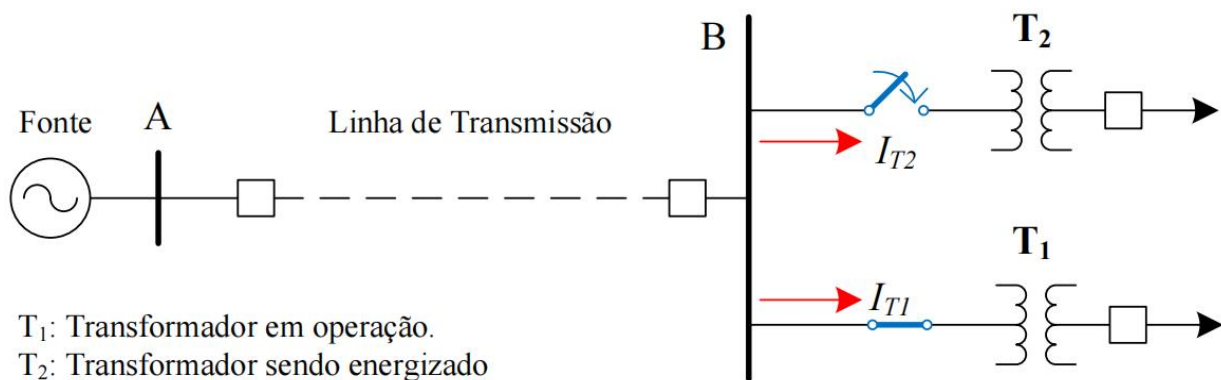


Figura 2.32: Esquemática do fenômeno de energização solidária (Fonte: KULKARNI; KHAPARDE, 2005; HOROWITZ; PHADKE, 2008)

Dependendo da amplitude do amortecimento da componente de corrente contínua, este fenômeno de energização solidária pode aumentar o nível de ruído emitido por  $T_1$  (e outros transformadores próximos) devido ao aumento da densidade do fluxo no núcleo (KULKARNI; KHAPARDE, 2005; HOROWITZ; PHADKE, 2008). Além disso, a energização solidária pode provocar um funcionamento incorreto da protecção associada a  $T_1$ , já que correntes diferenciais indesejadas podem ser geradas.

## CAPÍTULO III - DIMENSIONAMENTO DO PROJECTO

### 3.1 Apresentação da Subestação eléctrica de Chibata

A subestação eléctrica de Chibata esta localizada na província de Manica, cidade de Chimoio, centro de Moçambique. Com uma potência instalada de 129,6MW distribuída em 2 grupos de 3 transformadores cada fazendo um total de 6 transformadores monofásicos terciário, ligados em  $Y/Y/\Delta$  de 21,6MW transformam 220kV/110kV/18,6kV para alimentar as províncias de Manica, Sofala e uma parte da província de Inhambane. A SE de Chibata é constituída por 4 linhas (Anexo 8):

- Linha de chegada (B00) de 220kV proveniente da SE de Matambo província de Tete centro de Moçambique;
- Linha de saída (B10) de 110kV que vai para SE Dondo, província de Sofala;
- Linha de saída (CL75) de 110kV que também vai a SE Dondo;
- Linha de chegada (CL76) de 110kV proveniente da CE de Chicamba.

### 3.2 Descrição do problema

De modo a reforçar o sistema de transporte de energia eléctrica nas regiões de Manica e arredores, a empresa EDM-DTCE pretende executar um novo projecto, que consiste na instalação de um novo transformador de potência na subestação eléctrica de Chibata, porém, sem um sistema de protecção definido. O transformador tem uma potência de 200MVA no primário e no secundário e 53,3MVA no terciário, tensão 210/113,5/18,6kV com enrolamentos ligados em  $Y/Y/\Delta$ .



### 3.3 Esquema de ligação multifilar do transformador de potência em estudo

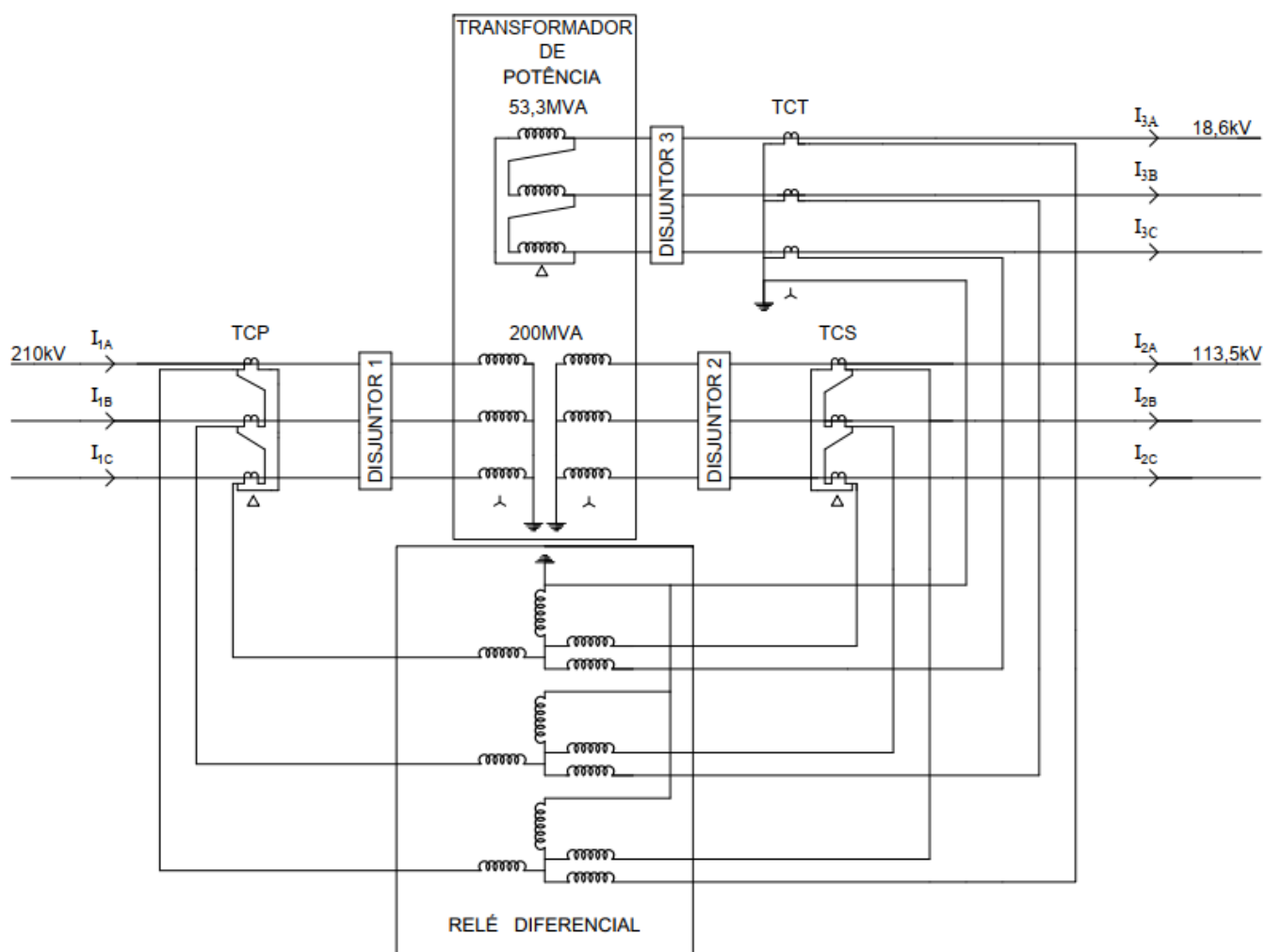


Figura 3.1: Esquema de ligação multifilar do transformador de potência em estudo (Fonte: O autor)

### 3.4 Determinação das correntes nominais do transformador de potência

Enrolamento de 210kV:

$$I_{np} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_p} = \frac{200 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 210 \times 10^3 \text{ V}} = 549,86 \text{ A} \quad (3.1)$$

Enrolamento de 113,5kV:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_s} = \frac{200 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 113,5 \times 10^3 \text{ V}} = 1017,36 \text{ A} \quad (3.2)$$

Enrolamento de 18,6kV:

$$I_{nt} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_t} = \frac{53,3 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 18,6 \times 10^3 \text{ V}} = 1645,45 \text{ A} \quad (3.3)$$

### 3.5 Determinação das correntes de curto-circuito do transformador de potência

Enrolamento de 210/113,5kV:

$$I_{cc_{p-s}} = \frac{I_{np} \times 100}{Z\%_{p-s}} = \frac{549,86 \text{ A} \times 100}{16,2} = 3,394 \text{ kA} \quad (3.4)$$

Enrolamento de 113,5/18,6kV:

$$I_{cc_{s-t}} = \frac{I_{ns} \times 100}{Z\%_{s-t}} = \frac{1017,36 \text{ A} \times 100}{8,9} = 11,431 \text{ kA} \quad (3.5)$$

Enrolamento de 210/18,6kV:

$$I_{cc_{p-t}} = \frac{I_{nt} \times 100}{Z\%_{p-t}} = \frac{1645,45 \text{ A} \times 100}{26,5} = 6,209 \text{ kA} \quad (3.6)$$

### 3.6 Dimensionamento dos TCs

#### 3.6.1 Determinação de RTC

Enrolamento de 210kV:

$$I_{TCp} = \sqrt{3} \times I_{np} = \sqrt{3} \times 549,86 \text{ A} = 952,39 \text{ A} \quad (3.7)$$

$$I_{PTC} \geq \frac{I_{cc_{p-s}}}{20} = \frac{3,394kA}{20} = 169,7A \quad (3.8)$$

Para escolha do valor da RTC, baseia-se no maior valor dos calculados:

$$RTC1 = \frac{1000}{5} = 200 \quad (3.9)$$

Enrolamento de 113,5kV:

$$I_{TCS} = \sqrt{3} \times I_{ns} = \sqrt{3} \times 1017,36A = 1762,12A \quad (3.10)$$

$$I_{PTC} \geq \frac{I_{cc_{s-t}}}{20} = \frac{11,431kA}{20} = 571,55A \quad (3.11)$$

$$RTC2 = \frac{2000}{5} = 400 \quad (3.12)$$

Enrolamento de 18,6kV:

$$I_{TCt} = I_{nt} = 1645,45A \quad (3.13)$$

$$I_{PTC} \geq \frac{I_{cc_{p-t}}}{20} = \frac{6,209kA}{20} = 310,45A \quad (3.14)$$

$$RTC3 = \frac{2000}{5} = 400 \quad (3.15)$$

### 3.6.2 Correntes nos terminais secundários dos TCs

Enrolamento de 210kV:

$$I_p = I_{restrição1} = \frac{I_{TCP}}{RTC1} = \frac{952,39}{200} = 4,76A \quad (3.16)$$

Enrolamento de 113,5kV:

$$I_s = I_{restrição2} = \frac{I_{TCS}}{RTC2} = \frac{1762,12A}{400} = 4,41A \quad (3.17)$$

Enrolamento de 18,6kV:

$$I_t = I_{restrição3} = \frac{I_{TCS}}{RTC3} = \frac{1645,45A}{400} = 4,11A \quad (3.18)$$

### 3.7 Escolha do TAP

As correntes verdadeiras não são exatamente iguais aos Taps disponíveis pelo fabricante, portanto, deve-se escolher os Taps para que as bobinas de restrições fiquem equilibradas em termos de fluxo magnético.

Deve-se escolher a relação de Taps tal que as correntes nas bobinas de restrições sejam as maiores e mais próxima possível dos Taps escolhidos.

$$I_{restrição1} = 4,76A > Tap1 = 4,6 \quad (3.19)$$

$$I_{restrição2} = 4,41A > Tap2 = 4,2 \quad (3.20)$$

$$I_{restrição3} = 4,11A > Tap3 = 3,8 \quad (3.21)$$

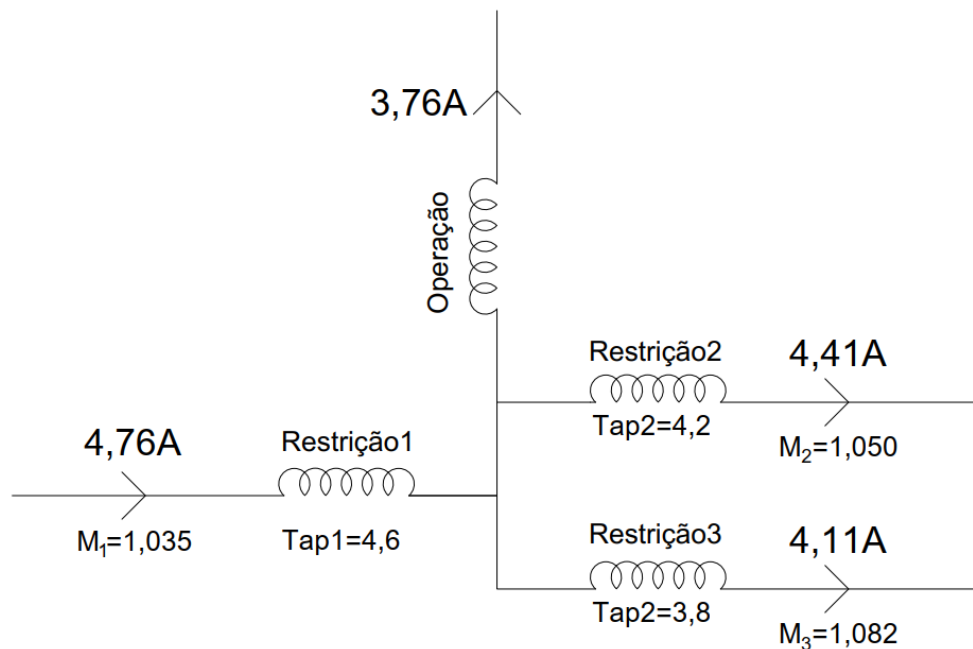


Figura 3.2: Correntes que circulam no relé diferencial (Fonte: O autor)

### 3.8 Cálculo do erro total das correntes diferenciais

Erro devido à classe de exatidão dos TCs:

$$\varepsilon_{Classe\ exatidão} = 2,5\% + 2,5\% + 2,5\% = 7,5\% \quad (3.22)$$

Erro de comutação do transformador de potência:

$$\varepsilon_{Comutação} = 10\% \quad (3.23)$$

Erro devido à discrepância dos Taps no relé:

$$M_1 = \frac{I_{restrição1}}{Tap1} = \frac{4,76}{4,6} = 1,035 \quad (3.24)$$

$$M_2 = \frac{I_{restrição2}}{Tap2} = \frac{4,41}{4,2} = 1,050 \quad (3.25)$$

$$M_3 = \frac{I_{restrição3}}{Tap3} = \frac{4,11}{3,8} = 1,082 \quad (3.26)$$

$$\varepsilon_{ligaçãoM12} = \left| \frac{M_1 - M_2}{M_2} \right| \times 100\% = \left| \frac{1,035 - 1,050}{1,050} \right| \times 100\% = 1,43\% \quad (3.27)$$

$$\varepsilon_{ligaçãoM13} = \left| \frac{M_1 - M_3}{M_3} \right| \times 100\% = \left| \frac{1,035 - 1,082}{1,082} \right| \times 100\% = 4,34\% \quad (3.28)$$

$$\varepsilon_{ligaçãoM23} = \left| \frac{M_2 - M_3}{M_3} \right| \times 100\% = \left| \frac{1,050 - 1,082}{1,082} \right| \times 100\% = 2,96\% \quad (3.29)$$

Cálculo do erro total das correntes diferenciais:

$$\varepsilon_{Erro\ total} = \varepsilon_{TCs} + \varepsilon_{Comutação} + \varepsilon_{Taps\ do\ relé} + \varepsilon_{Segurança} \quad (3.30)$$

$$\varepsilon_{Erro\ total} = 7,5\% + 10\% + 8,73\% + 5\% \quad (3.31)$$

$$\varepsilon_{Erro\ total} = 31,23\% \quad (3.32)$$

### 3.9 Ajuste da declividade percentual (*Slope*)

Corrente na bobina de restrição:

$$I_{restrição} = I_r = \frac{I_p + I_s + I_t}{3} = \frac{4,76 + 4,41 + 4,11}{3} = 4,43A \quad (3.33)$$

Corrente na bobina de operação:

$$I_{operação} = |4,76 - 4,41 - 4,11| = 3,76A \quad (3.34)$$

Ajuste da declividade percentual:

$$\Delta I = \frac{I_{operação}}{I_{restrição}} + \varepsilon_{Erro\ total} = 84,88\% + 31,23\% = 116,11\% \quad (3.35)$$

## 3.10 Equipamentos selecionados

### 3.10.1 Modelo de TCs selecionados

Escolheu-se transformadores de corrente do fabricante “Arteche”, sendo (Anexo 2):

Para o enrolamento de 210kV, Modelo para linha CG, com isolamento em papel-gás até 550kV, corrente do primário até 5000A, corrente de curto-circuito 120kA/1s. Múltiplas relações de transformação. Modelo: CG-245, com tensão máxima de serviço 245kV.

Para o enrolamento de 113,5kV, também iremos usar a linha CG, com isolamento a gás até 550kV, corrente do primário até 5000A, corrente de curto-circuito 120kA/1s. Múltiplas relações de transformação. Modelo: CG-145, com tensão máxima de serviço 123kV.

Para o enrolamento de 18,6kV, iremos usar a linha CX, com isolamento a seco até 550kV, Correntes primárias: de 1 A até 2.400A. Correntes de curto-circuito 120kA/1s. Múltiplas relações de transformação. Modelo: CXD-24, com tensão máxima de serviço 24kV.

### 3.10.2 Modelo do relé selecionado

Escolheu-se o modelo da fabricante SEL-(*SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES*), serie SEL-787-3E/-3S, com protecção diferencial percentual, para transformadores de três enrolamentos e EnterNET/ ip. Função diferencial com duas inclinações do (*slope*) com entradas analógicas de 4-20mA (opcionais) ou entradas RTD, opera a condições extremas de -40° a 85°C.

### 3.10.3 Modelo dos disjuntores selecionados

Para o enrolamento de 210kV usaremos disjuntores de potência do fabricante “CHINT” do tipo LW43-256 (Anexo 4).

Para o enrolamento de 113,5kV também usaremos disjuntores de potência do fabricante “CHINT” do tipo LW36-126 (Anexo 5).

Para o enrolamento de 18,6kV usaremos disjuntores de potência do fabricante “SCHNEIDER ELECTRIC” do tipo Evolis-24 (Anexo 6).

## 3.11 Estimativa de custo do Projecto

Tabela 3.1: Estimativa de Custo do Projecto

Ord.	Materiais	Modelo	Quantidade	Preço unitário (MT)	Preço total (MT)
1	TCs no lado de 210kV	CG-245	3	4 246 721,64	12 740 164,92
2	TCs no lado de 113,5kV	CG-145	3	780 000	2 340 000
3	TCs no lado de 18,6kV	CX-24	3	186 000	558 000
4	Disjuntor de potência no lado de 210kV	LW43-256	1	470 000	470 000
5	Disjuntor de potência no lado de 113,5kV	LW36-126	1	252 000	252 000
6	Disjuntor de potência no lado de 18,6kV	EVOLIS-24	1	97 000	97 000
7	Relé diferencial	SEL-787	1	246 380	246 380
8	Relé de bloqueio	BJ-8RP	3	43 890	1 31670
9	Cabo	XAV4G1,5 0,6/1kV	60m	98,37	5 902,2
10	Terminais de cobre 2,5mm	F-1038	50	15	750
11	Tubo PVC 25mm	PN16	10	47	470
12	<b>Custo total do material</b>				16 842 337,12
13	Transporte				1 684 233,71
14	Mão-de-obra				3 368 467,424
15	<b>SUBTOTAL (12+13+14)</b>				21 895 038,26
16	IVA				2 694 773,939
17	<b>TOTAL (15+16)</b>				<b>24 589 812,2</b>

Fonte: O autor



## CAPÍTULO IV – CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 4.1 Conclusão

Neste trabalho realizou-se um estudo para implementação da protecção diferencial (87) de um novo transformador de potência na subestação eléctrica de chibata, com especial atenção para os tipos de fraudes mais comuns como, a ligação directa do medidor, ligação directa na caixa da coluna a inversão das ligações do medidor e o caso de bobinas interrompidas.

Concluiu-se que as condições operacionais mais críticas, capazes de induzir a atuação indesejada do relé diferencial, incluem a energização do transformador, a saturação dos transformadores de corrente (TCs) e a sobre-excitação do equipamento.

A energização do transformador é um momento particularmente sensível, durante o qual há uma geração significativa de harmônicas de 2ª ordem, que podem interferir na operação correta do relé. Além disso, a saturação dos TCs é um fenômeno que introduz componentes de 3ª ordem na corrente medida, criando desafios adicionais para a discriminação correta das falhas. É importante destacar que, durante a saturação, os TCs não produzem harmônicas de ordem par, o que pode ser utilizado como um critério adicional para a distinção de eventos.

A sobre-excitação do transformador, por sua vez, resulta em distorções nas correntes que incluem harmônicas de 3ª e 5ª ordem. Essas distorções podem enganar o relé diferencial, fazendo com que ele interprete essas condições transitórias como falhas internas, caso não esteja adequadamente configurado para reconhecer e filtrar tais componentes.

## 4.2 Recomendações

Durante a análise das condições de operação do sistema eléctrico, foi constatado que as falhas internas se manifestam predominantemente através de componentes de frequência fundamental. Em contraste, outros eventos que podem causar interferências e erros na operação do relé diferencial 87 geralmente exibem uma composição significativa de harmônicas de 2<sup>a</sup>, 3<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> ordem. Essas diferenças no perfil das correntes exigem que o relé diferencial 87 seja equipado com filtros especializados e algoritmos de análise capazes de distinguir com precisão a onda fundamental das harmônicas geradas por outros fenômenos transitórios. Essa distinção é crucial para garantir que o relé diferencial 87 evite acionamentos indevidos, assegurando que o sinal de "*trip*" seja acionado apenas em casos de falhas reais, preservando assim a estabilidade e a segurança do sistema eléctrico.

### 4.3 Referências Bibliográficas

1. ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. New York: IEEE Press, McGraw Hill, 1999.
2. BOLOTINHA, M. *Disjuntores de muito alta, alta e média tensão*. 2018.
3. EBNER, A. *Transient Inrush Currents Due to Closing Time and Residual Flux Measurement Derivations if Controlled Switching is Used*. *Power Systems and High Voltage Laboratory ETH*. Zürich: Annual Report. 2007.
4. FILHO, J. *Proteção De Sistemas Elétricos De Potência*, 1ed. Rio de Janeiro. 2007.
5. GLOVER, J.; MULUKUTLA, S.; THOMAS, J. *Power System Analysis and Design*. 5th Edition. 2008.
6. GUZMÁN, A. *A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection. Part II: Relay Description and Evaluation*. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Piscataway, v. 17. 2002.
7. GUZMÁN, A. et al. *A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection. Part I: Problem Statement*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway. 2002.
8. HARLOW, J. H. *Electric Power Transformer Engineering*. 2nd. ed. New York: CRC Press, 2007.
9. HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 3rd ed. Baldock: Research Studies Press, 2008.
10. IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. IEEE Std. C37.91. *Guide for Protecting Power Transformer*. New York, IEEE. 2008.
11. KENNEDY, B. W. *Energy Efficient Transformer*. New York: McGraw-Hill, 1998.
12. KINDERMANN, G., CAMPAGNOLO, J. M. *Proteção De Sistemas Elétricos De Potência*. 1a ed., Sagra-D.C. Luzzatto Editores, Porto Alegre. 2005.
13. KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A. *Transformer Engineering: design and practice*. New York. 2005.
14. KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A. *Transformer Engineering: design and practice*. New York: Marcel Dekker. 2005.

15. LING, P. C. Y.; BASAK, A. *Investigation of Magnetizing Inrush Current in a Single-Phase Transformer*. IEEE Transaction on Magnetics, Piscataway. 1988.
16. SENGÜL, M. et al. *Case Study of Sympathetic Interaction Between Transformer Caused by Inrush Current*. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TRANSIENT. Montréal. 2005.
17. SILVA, B. *Disjuntores de potência: uma breve introdução à teoria e ensaios básicos em laboratório*. Porto. 2009.
18. [www.artech.com](http://www.artech.com), 18 de Abril de 2024.
19. [www.chint.com](http://www.chint.com), 18 de Abril de 2024.
20. [www.comum.rcaap.pt](http://www.comum.rcaap.pt), 18 de Abril de 2024.
21. ZANGO, G. *Análise de Circuitos e Electrotecnia Geral*. Maputo. 2020.

## **CAPÍTULO V – ANEXOS**

## Anexo 1: Especificações técnicas do transformador de potência em estudo

Tabela A1-1: Características avaliadas do transformador em estudo

### 1 RATED CHARACTERISTICS

Item	Description	Unit						
1.1	Equipment		Transformer					
1.2	Construction type		Shell type, in dissociated phases					
1.3	Number of phases		3					
1.4	Rated power (Continuous load)			<i>HV</i>	<i>LV</i>	<i>Tertiary</i>		
		ODAF	MVA	200	200	53.3		
		ONAF	MVA	160	160	42.7		
		ONAN	MVA	120	120	32		
1.5	Rated voltages at no load	Nominal tap	kV	210	113.5	18.6		
		Lower tap	kV	194.25	-	-		
		Higher tap	kV	225.75	-	-		
	Tap changer	Type		On-load				
		Tapping range		± 6 x 1.25%				
1.6	Vector group		YNynd					
1.7	Insulation levels			<i>HV</i>	<i>HV Neutral</i>	<i>LV</i>	<i>LV Neutral</i>	<i>Tertiary</i>
	Rated Voltages		kV	210	-	113.8	-	18.6
	Highest voltages for equipment		kV	245	24	145	24	24
	Induced voltage test (1min)		kV rms	395	50	230	50	50
	Switching impulse withstand voltage		kV cr.	750	-	-	-	-
	Lightning impulse withstand voltage (1.2 / 50µs)		kV cr.	950	125	550	125	125
1.8	Rated frequency	Hz	50					
1.9	Standards		IEC 60076					

Fonte: EFACEC, 2014

## Anexo 1: Especificações técnicas do transformador de potência em estudo

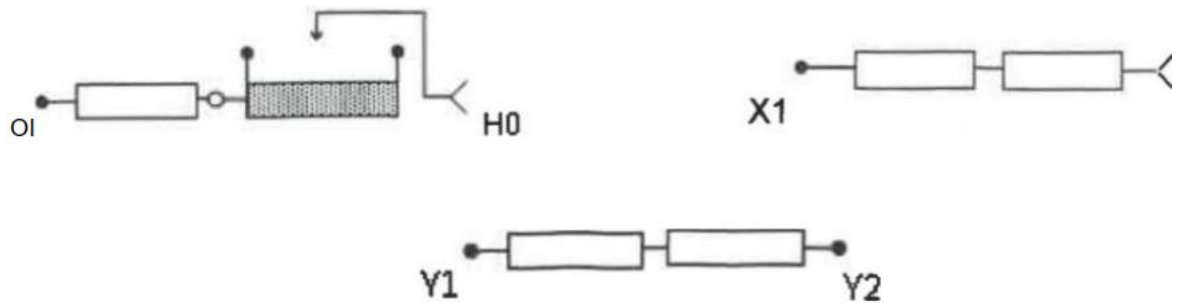


Figura A1-2: Diagrama de Conexões (Fonte: EFACEC, 2014)

Tabela A1.1-2: Perdas do transformador de potência

### 3 GARANTEES

#### 3.1 Losses and excitation current

Item	Description			Unit	
3.1.1	No load losses	100% Un		kW	135
3.1.2	Load losses (At 200 MVA base, corrected to 75°C)	Connection (Tap voltage)			
		HV nom / LV (kV)	210 / 113.5	kW	678
3.1.3	Auxiliary losses	ONAF		kW	16
		ODAF		kW	20
3.1.4	Excitation current (At 200 MVA base)	100% Un		%	0.1

Fonte: EFACEC, 2014

Tabela A1.2-2: Impedâncias de curto-circuito

#### 3.2 Impedance voltages

Item	Description			Unit	
3.2.1	Impedance voltages (At 200 MVA base)	Connection (Tap)			
		HV nom / LV (kV)	210 / 113.5	%	16.2
		LV / Tertiary (kV)	113.5 / 18.6	%	8.9
		HV nom / Tertiary (kV)	210 / 18.6	%	26.5

Fonte: EFACEC, 2014

## Anexo 1: Especificações técnicas do transformador de potência em estudo

Tabela A1.1-3: Aumento da temperatura e nível de ruído

### 3.3 Temperature rise and noise level

Item	Description	Unit	
3.3.1	Temperature rise (top oil / average winding / windings hot spot)	K	60 / 65 / 78
3.3.2	Sound pressure level, at no-load, at rated voltages (relation 210/113.5kV; 200 MVA), at 2 m from prescribed contour	dB(A)	≤80

Fonte: EFACEC, 2014

Tabela A1.2-3: Materiais usados para o fabrico do transformador de potência em estudo

## 4 MATERIALS

Item	Description		
4.1	Windings	Material	Electrolytic annealed copper
		Shape	Rectangular cross-section bar
		Assembly	Interleaved pancake coils (Shell-type construction)
4.2	Insulation	Conductor	Oil impregnated thermally upgraded paper
		Coils	Oil impregnated pressboard
4.3	Core	Type	Shell-type construction
		Material	Grain oriented electrical steel with step-lap construction

Fonte: EFACEC, 2014



## Anexo 1: Especificações técnicas do transformador de potência em estudo

Tabela A1.1-4: Sistema de óleo e preservação de óleo

### 5 OIL AND OIL PRESERVATION SYSTEM

Item	Description	
5.1	Oil type	NYNAS, Nytro Taurus (mineral uninhibited oil)
5.2	Oil preservation system	Conservator composed by one main compartment equipped with rubber cell and one small compartment without rubber cell, for OLTC diverter switch
5.3	Accessories	One dial type oil level gauge with low and high level alarm contacts per compartment
		One silica-gel dehydrating breather per compartment

Fonte: EFACEC, 2014

Tabela A1.2-4: Sistema de refrigeração

### 6 COOLING SYSTEM

Item	Description	Unit	
	Cooling stages		ONAN - ONAF - ODAF
6.1	Radiators	Type	Hot-dip galvanized plate radiators
		Number	18
		Mounting	Attached to tank through disc valves
6.2	Motor-fan groups	Manufacturer / Reference	EFAFLU - TF 453/4/22
		Number	36
		Protection	Hot-dip galvanized mesh
		Mounting	Under radiators
6.3	Motor-pumps	Manufacturer	EFAFLU - TG 150/4
		Number	6
6.4	Control		Top oil temperature and thermal image system

Fonte: EFACEC, 2014

## Anexo 2: Transformador de corrente da linhagem CG e CX



### 1. TRANSFORMADORES DE CORRENTE > Isolamento em papel-óleo e gás

- 11. Terminal de medição de tangente delta
- 12. Terminal de ligação a terra
- 13. Caixa de terminais secundários
- 14. Válvula de alívio de pressão
- 15. Cabeça
- 16. Manômetro
- 17. Eléctrodo AT
- 18. Anel equipotencial
- 19. Isolamento (resina)
- 20. Válvula de enchimento de gás

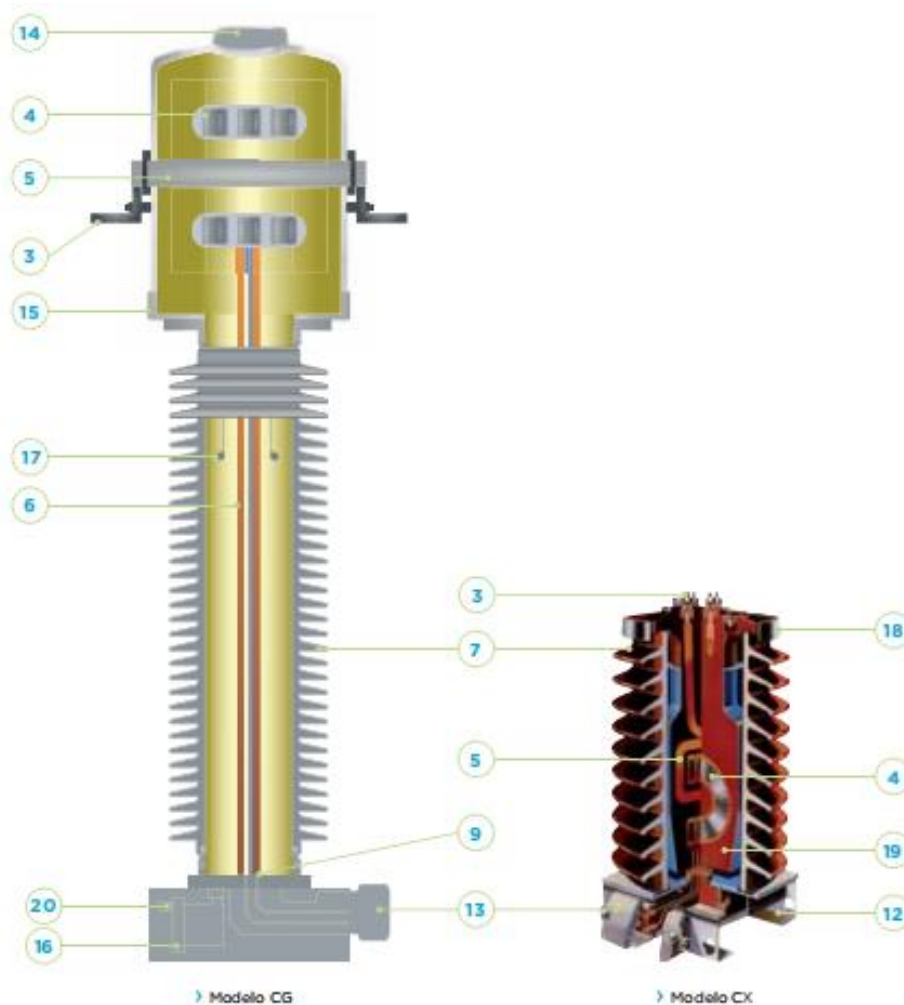


Figura A2-5: TCs da linhagem CG e CX (Fonte: Arteché, 2024)

## Anexo 2: Transformador de corrente linhagem CG e CX

Tabela A2.1-6: Características dos TCs da linhagem CG

Isolamento a gás > Modelo CG									
Modelo	Tensão máxima de serviço (kV)	Tensões de ensaio			Linha de fuga padrão (mm)	Dimensões			Peso (kg)
		Frequência industrial (kV)	Impulso (kVp)	Manobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CG-72	72,5	140	325	-	2.560	450x450	1.385	1.820	185
CG-145	123	230	550	-	3.625	450x450	1.895	2.330	205
CG-145	145	275	650	-	3.625	450x450	1.895	2.330	205
CG-170	170	325	750	-	4.250	450x450	2.070	2.505	235
CG-245	245	395	950	-	6.125	450x450	2.795	3.370	400
		460	1.050	-					
CG-300	300	460	1.050	850	7.500	450x450	3.180	3.755	430
CG-362	362	510	1.175	950	11.222	600x600	4.400	5.080	1.650
CG-420	420	630	1.425	1.050	13.020	800x800	4.900	5.580	1.700
CG-550	550	680	1.550	1.175	17.050	800x800	5.900	6.580	1.800

Fonte: Arteche, 2024

Tabela A2.2-6: Características dos TCs da linhagem CX (Fonte: Arteche, 2024)

Isolamento seco > Modelo CX							
Modelo	Tensão máxima de serviço (kV)	Tensões de ensaio		Linha de fuga padrão (mm)	Dimensões		Peso (kg)
		Frequência industrial (kV)	Impulso (kVp)		A (mm)	H (mm)	
CXD-24	24	50	125	744	210	462	43
CXE-24	24	50	125	744	250	480	72
CXE-36	36	70	170	900	250	532	80
CXG-36	36	70	170	900	250	670	150
CXE-52	52	95	250	1.440	250	712	111
CXG-52	52	95	250	1.560	250	798	186
CXH-52	52	95	250	1.560	330	800	263
CXG-72	72,5	140	325	1.860	250	918	190
CXH-72	72,5	140	325	1.860	330	920	305

Fonte: Arteche, 2024

### Anexo 3: Relé diferencial digital modelo SEL-787



Figura A3-7: Relé diferencial digital modelo SEL-787 (Fonte: SEL, 2024)

## Anexo 4: Disjuntor para o lado de 220kV

### LW43-252 SF<sub>6</sub> Circuit Breaker (252kV)

#### 1 General

1.1 Application: three-phase AC 50Hz outdoor HV electrical apparatus, for control and protection of 220kV power system as well as communicating with circuit breaker.

1.2 Standard: IEC 62271-100.

#### 2 Type Designation



#### 3 Working Condition

3.1 Daily temperature variation:  $\leq 25$  °C

3.2 Sunshine: 0.1W/cm<sup>2</sup>

3.3 Relative humidity: Daily average value  $\leq 95\%$   
Monthly average value  $\leq 90\%$

3.4 Max wind velocity: 34m/s

3.5 Seismic: Horizontal acceleration: 0.250g  
Vertical acceleration: 0.125g

3.6 Pollution level: III (25mm/kV), IV (31mm/kV)

3.7 Thickness of ice covering: 10 mm (the wind velocity  $\leq 15$ m/s)

3.8 Protection degree: IP5XW

※ Note: Customized products are available.



Figura A4-8: Especificações técnicas do Disjuntor LW43-252 (Fonte: CHINT, 2015)

## Anexo 4: Disjuntor para o lado de 220kV

Tabela A4-9: Especificações técnicas do Disjuntor LW43-252

### 4 Technical Parameter

Item	Unit	1000		2000	
Altitude	m	1000		2000	
Ambient air temperature	—	-30°C~40°C	-40°C~40°C	-30°C~40°C	-40°C~40°C
Rated voltage	kV	252			
Rated frequency	Hz	50			
Rated current	A	4000	3150	4000	3150
Rated short-circuit breaking current for I <sub>sc</sub>	kA	50	40	50	40
Rated short-circuit making current (peak)	kA	125	100	125	100
Rated short-time withstand current	kA	50	40	50	40
Rated short-time withstand continuous time	s	3	3	3	3
Rated peak withstand current (peak)	kA	125	100	125	100
Short-line fault breaking current	kA	I <sub>sc</sub> ×90%, I <sub>sc</sub> ×75%			
Rated out-of-phase breaking current	kA	I <sub>sc</sub> ×25%			
First-pole-to clear factor	—	1.5			
Rated line charging open/close current	A	160			
On-load transformer breaking current	A	0.5~20			
Power frequency withstand voltage for 1min	Open contacts	460; 395+145	395	395	395
	To earth	460	395	395	395
Lightning impulse withstand voltage (peak)	Open contacts	1050; 950+206	950	950	950
	To earth	1050	950	950	950
Rated operating sequence	—	O-0.3s-CO-3min-CO			

Fonte: Artech, 2024

## Anexo 5: Disjuntor para o lado de 113.5kV

### LW36-126 SF<sub>6</sub> Circuit Breaker (126kV)

#### 1 General

- 1.1 Application: three-pole AC 50Hz outdoor HV electrical apparatus, for control and protection of 110kV power system as well as communicating with circuit breaker.
- 1.2 Standard: IEC 62271-100.

#### 2 Type Designation



#### 3 Working Condition

- 3.1 Daily temperature variation:  $\leq 25^{\circ}\text{C}$
- 3.2 Sunshine:  $0.1 \text{ W/cm}^2$
- 3.3 Relative humidity: Daily average value  $\leq 95\%$   
Monthly average value  $\leq 90\%$
- 3.4 Wind velocity: 34 m/s
- 3.5 Seismic: Horizontal acceleration is 0.250g  
Vertical acceleration is 0.125g
- 3.6 Pollution level: III (25mm/kV), IV (31mm/kV)
- 3.7 Thickness of ice covering: 10 mm (the wind velocity  $\leq 15\text{m/s}$ )
- 3.8 Protection degree: IP5XW
- ※ Note: Customized products are available.



Figura A5-10: Especificações técnicas do Disjuntor LW43-252 (Fonte: CHINT, 2015)

## Anexo 5: Disjuntor para o lado de 113.5kV

Tabela A5-11: Especificações técnicas do Disjuntor LW43-252

### 4 Technical Parameter

Item	Unit	Parameter			
Altitude	m	1000		2000	
Ambient air temperature	—	-30°C~40°C	-40°C~40°C	-30°C~40°C	-40°C~40°C
Rated voltage	kV	126			
Rated frequency	Hz	50			
Rated current	A	3150			
Rated short-circuit breaking current for $I_{sc}$	kA	40	31.5	40	31.5
Rated short-circuit making current (peak)	kA	100	80	100	80
Rated short-time withstand current/continuous time	kA	40	31.5	40	31.5
Rated short-time withstand continuous time	s	4	4	4	4
Rated peak withstand current (peak)	kA	100	80	100	80
Short-line fault breaking current	kA	$I_{sc} \times 90\%$ , $I_{sc} \times 75\%$			
Rated out-of-phase breaking current	kA	$I_{sc} \times 25\%$			
First-pole-to clear factor	—	1.5			
Rated line charging open/close current	A	31.5			
Rated out-phase earthing interrupting current	A	$I_{sc} \times 87\%$			
Power frequency withstand voltage for 1min	Open contacts	230+73	230	210	210
	Between poles / to earth	230	230	210	210
Lightning impulse withstand voltage (peak)	Open contacts	550+103	550	450	450
	Between poles / to earth	550	550	450	450
Rated operating sequence	—	O-0.3s-CO-3min-CO			

Fonte: CHINT, 2015



## Anexo 6: Disjuntor para o lado de 18.6kV

Tabela A6-12: Características eléctricas do Disjuntor Evolis-24

Electrical characteristics according to IEC 62271-100								
Phase to phase				230			250	
Rated voltage	<b>Ur</b>	kV 50/60 Hz		24			24	
Insulation level								
- power frequency withstand	<b>Ud</b>	kV 50 Hz 1 min		50			50	
- lightning impulse withstand	<b>Up</b>	kV peak		125			125	
Rated current	<b>Ir</b>	A	630	■	■	■	■	■
			1250	■	■	■	■	■
			2000	–	–	■	■	■
			2500	–	–	■	■	■
Short circuit current	<b>Isc</b>	kA		16	25	16	25	31.5
Short time withstand current	<b>Ik/tk</b>	kA/3 s		16	25	16	25	31.5
Short-circuit making current	<b>Ip</b>	kA peak	50 Hz	40	63	40	63	79
			60 Hz	42	65	42	65	82

Fonte: Schneider Electric, 2014

## Anexo 6: Disjuntor para o lado de 18.6kV

Tabela A6-13: características comuns do Disjuntor Evolis-24

<b>Common characteristics according to IEC 62271-100</b>		
Rated switching sequence	O-3 min-CO-3 min-CO	■
	O-0.3 s-CO-3 min-CO	■
	O-0.3 s-CO-15 s-CO	■
Operating times	Opening ms	< 50
	Breaking ms	< 65
	Closing ms	< 85
Mechanical endurance	Class	M2
	Number of switching operations	10 000
Electrical endurance	Class	E2
Number of switching operations at full I <sub>sc</sub> value	16 kA	100
	25 kA	100
	31.5 kA	100
Capacitive current breaking capacity	Class	C1-C2 (for certain applications)
Service temperature		- 25°C to 40°C
Average relative humidity	over 24 h	< 95%
	over 1 month	< 90%

■ *Available*  
 – *Not available*

Fonte: Schneider Electric, 2014

## Anexo 6: Disjuntor para o lado de 18.6kV

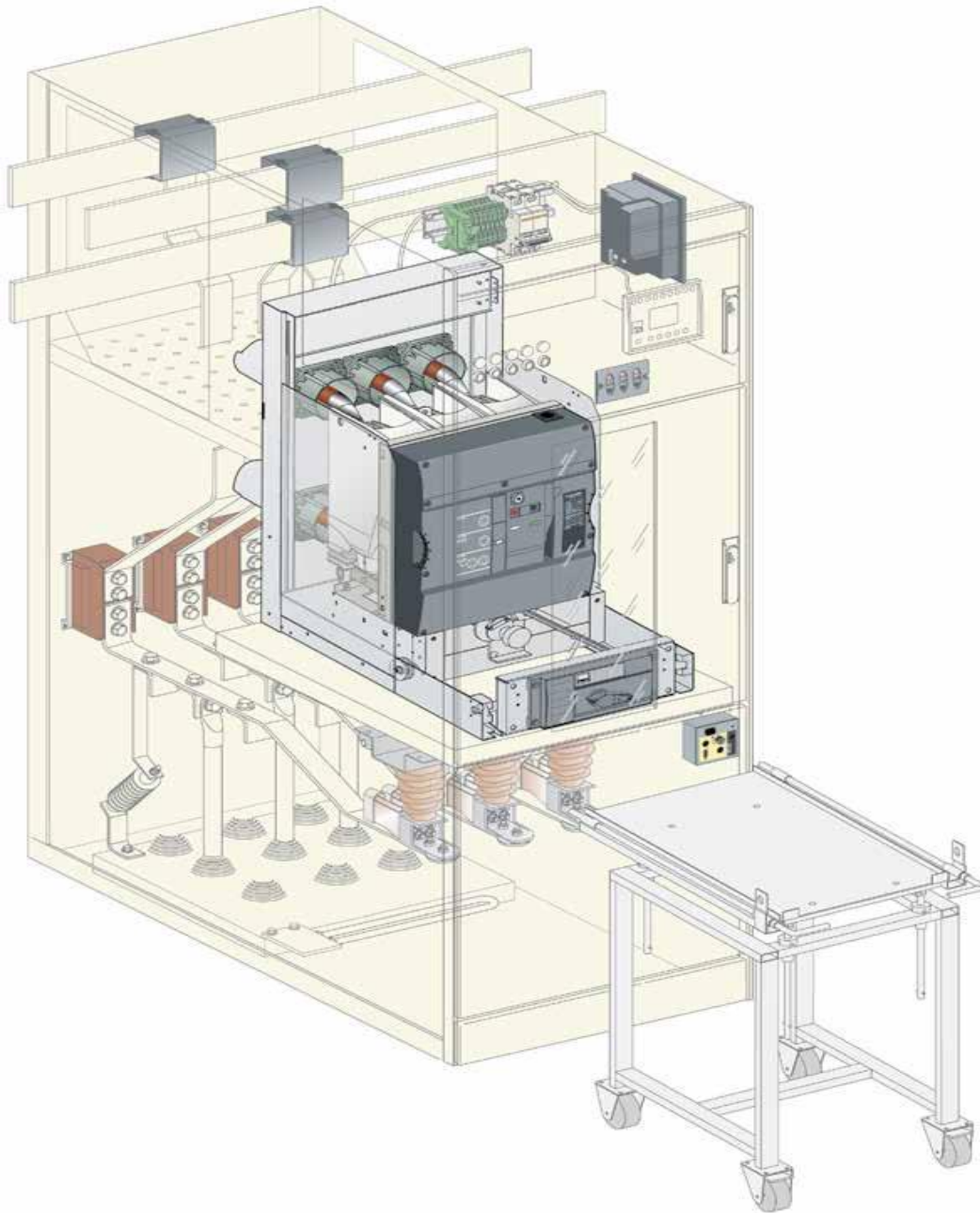


Figura A6-14: Ilustração do Disjuntor Evolis-24 (Fonte: Schneider Electric, 2014)

## Anexo 7: Imagem do transformador de potência em estudo



Figura A7-15: Transformador de potência 3 a ser implementado na SE de Chibata (Fonte: O autor, 2024)

# Anexo 8: Esquemas unifilares da Subestação Eléctrica de Chibata e da rede EDM-DTCE

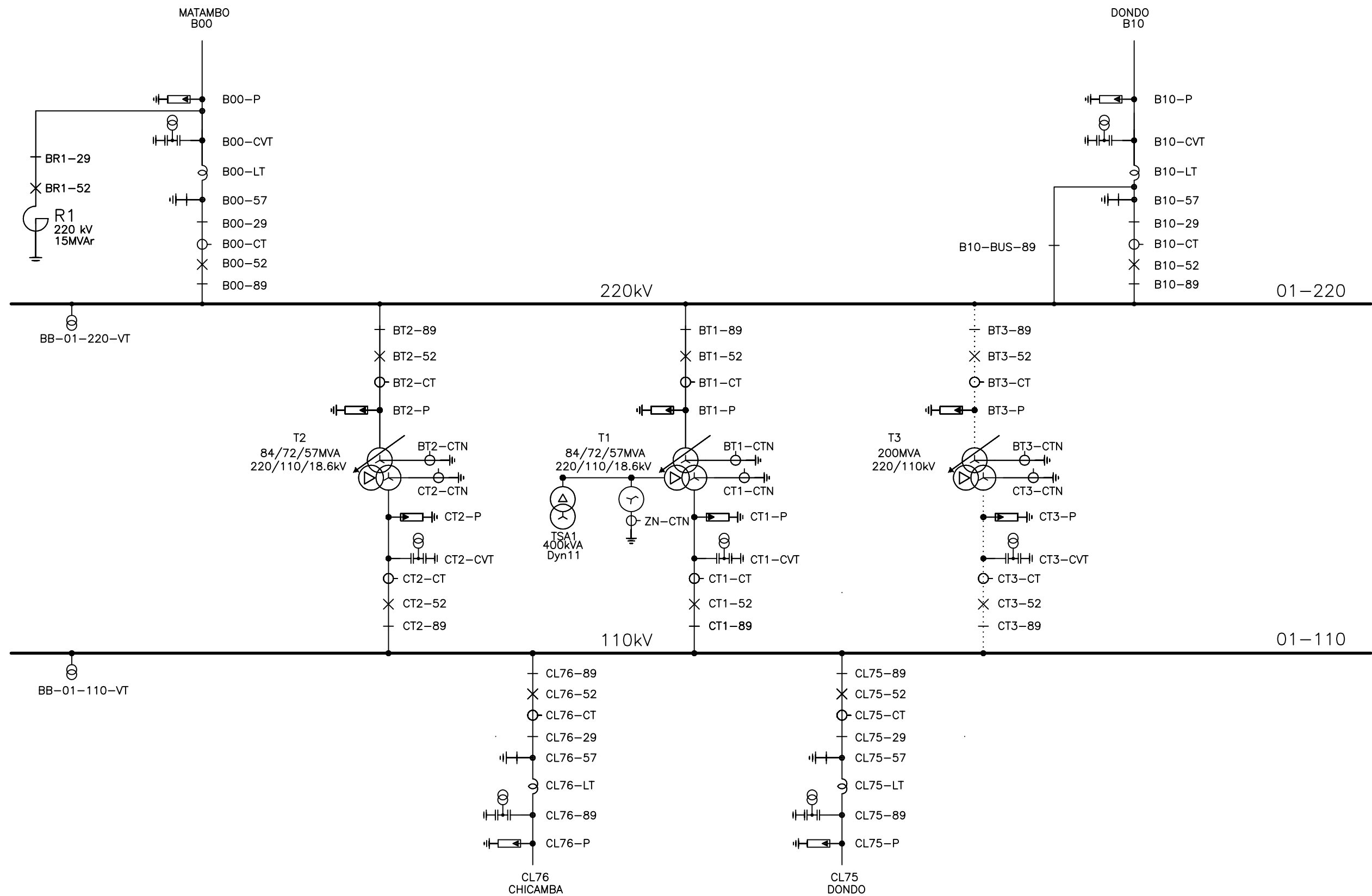
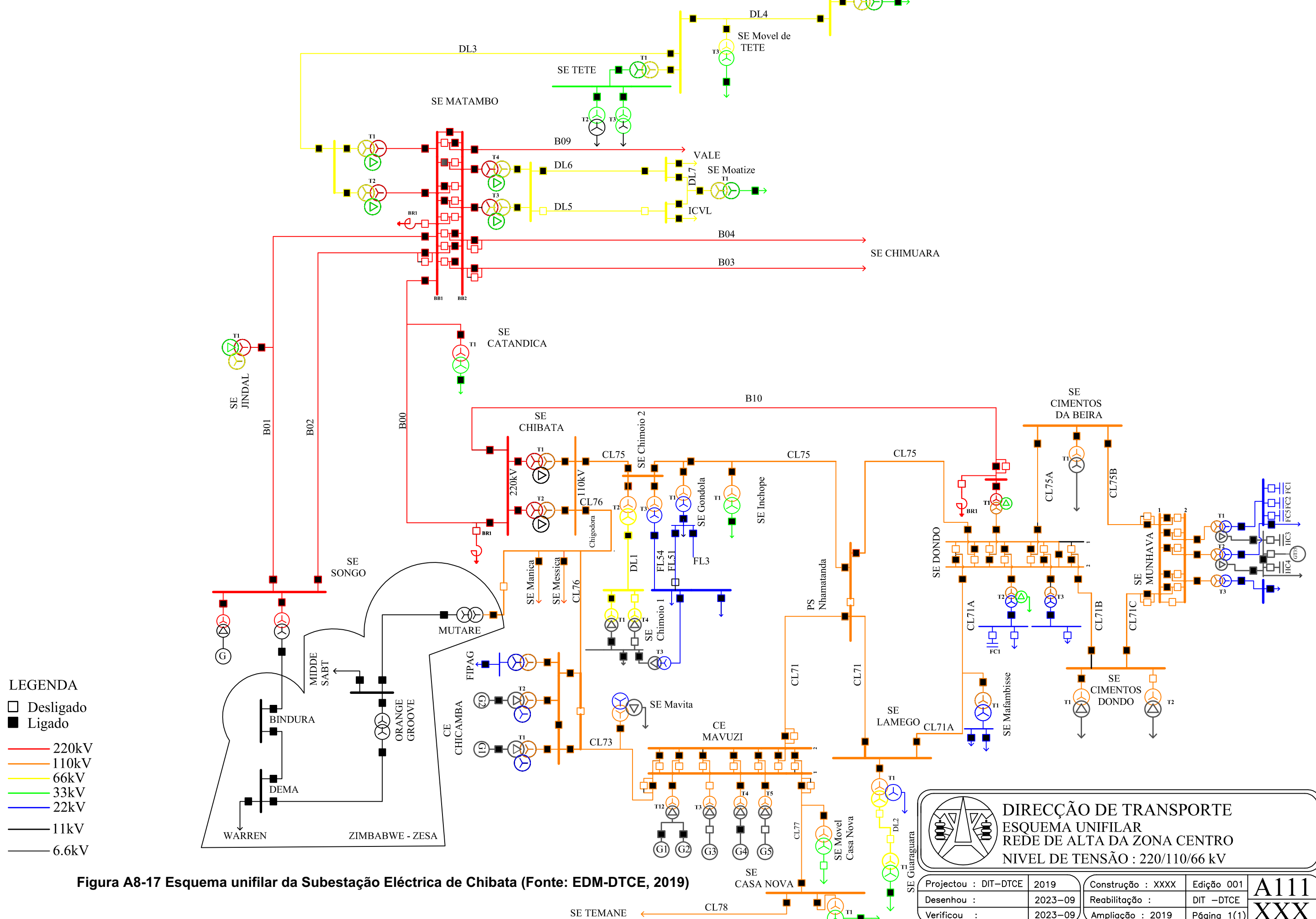


Figura A8-16: Esquema unifilar da Subestação Eléctrica de Chibata (Fonte: EDM-DTCE, 2019)

	DIRECÇÃO GERAL DE TRANSMISSÃO ESQUEMA UNIFILAR SUBESTAÇÃO DE CHIBATA NIVEL DE TENSÃO : 220/110/18.6kV		
	Projectou : DGT-DTCE 2011 Desenhou : H.Braz 2019-07 Verificou : J.Gimo	Construção : Reabilitação : 2009 Ampliação: 2009	Edição 001 DGT -DTCE Página 1(1)

# Anexo 8: Esquemas unifilares da Subestação Eléctrica de Chibata e da rede EDM-DTCE



- LEGENDA**
- Desligado
  - Ligado
  - 220kV
  - 110kV
  - 66kV
  - 33kV
  - 22kV
  - 11kV
  - 6.6kV

**DIRECÇÃO DE TRANSPORTE**  
**ESQUEMA UNIFILAR**  
**REDE DE ALTA DA ZONA CENTRO**  
**NIVEL DE TENSÃO : 220/110/66 kV**

Projectou : DIT-DTCE	2019	Construção : XXXX	Edição 001
Desenhou :	2023-09	Reabilitação :	DIT -DTCE
Verificou :	2023-09	Ampliação : 2019	Página 1(1)

**A111**  
**XXX**

Figura A8-17 Esquema unifilar da Subestação Eléctrica de Chibata (Fonte: EDM-DTCE, 2019)