

MARCOS VELOSO CZERNORUCKI

**Metodologia para Cálculo de Perdas e Projeto da Parte Ativa de
Transformadores de Potência Aplicados em Sistemas de
Transmissão HVDC-LCC**

São Paulo
2023

MARCOS VELOSO CZERNORUCKI

**Metodologia para Cálculo de Perdas e Projeto da Parte Ativa de
Transformadores de Potência Aplicados em Sistemas de
Transmissão HVDC-LCC**

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles
Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa

São Paulo
2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 14 de Novembro de 2023

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Czernorucki, Marcos Veloso

Metodologia para cálculo de perdas e projeto da parte ativa de transformadores de potência aplicados em sistemas de transmissão HVDC LCC / M. V. Czernorucki -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

155 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Transformadores e Reatores 2.Sistema HVDC 3.Alta tensão
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

A YHWH, o Deus Todo Poderoso

AGRADECIMENTOS

À minha esposa **Carla**, e filhas **Isabel** e **Ana Beatriz de Azevedo Czernorucki**, pela motivação e apoio para conclusão deste trabalho.

Aos **Profs. Drs. Maurício Barbosa de Camargo Salles** e **Eduardo Coelho Marques da Costa**, pela orientação e coorientação dispensadas no decorrer do trabalho.

Aos **Profs. Drs. Sérgio Luciano Avila** e **Bernardo Pinheiro de Alvarenga** pelas sugestões e comentários apresentados no exame de qualificação, bem como trabalhos nos artigos publicados que fizeram parte desta tese.

Aos **Profs. Drs. Maurício Valencia Ferreira da Luz**, **Jose Roberto Boffino de Almeida Monteiro**, **Ricardo Caneloi dos Santos** e **Renato Machado Monaro** pelos valiosos comentários apresentados durante a banca examinadora e que foram incorporados ao texto final desta tese.

Aos colegas **Felipe Sobrinho**, **Erik Wedin**, **Markus Petterson**, **Paulo Avelino** e **Drs. José Carlos Mendes**, **André Souza** e **Wílerson Calil** pelas sugestões e comentários, bem como trabalhos nos artigos publicados que fizeram parte desta tese.

Às demais pessoas que, direta ou indiretamente, contribuíram na execução deste trabalho.

ABSTRACT

Czernorucki, M. V. (2023). *Methodology for Losses Calculation and Active Part Design of Power Transformers Applied in HVDC-LCC Transmission Systems*. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

The emergent HVDC technology has been increasingly used for long distance power transmission, enlarging the system flexibility for asynchronous interconnections, long submarine cable crossing, different load, and generation profiles, and improving the energy market relations. Despite DC transmission advantages to the power systems, the converters non-linearity introduces undesirable effects to the HVDC transformer operation mainly listed in the technical standard IEC/IEEE 60076-57-129. However, additional discussions and complementary information can be found in a plurality of references, which are brought in the research under a comprehensive overview perspective. The HVDC converter transformers are designed based on system parameters, and the active part dimensions are adjusted until specified requirements and those contained in the technical standards, moreover construction restrictions, are satisfied. This research proposes a methodology for losses calculation and active part dimensioning design, developing an analytical formulation, performing optimization exercises with opposing objectives, searching for the best compromise between losses and weight. Understanding this compromise is relevant to provide a more comprehensive view of the equipment design, allowing the reader to develop a sense of how geometric quantities, which are carefully controlled during the transformers manufacturing process, affect the equipment efficiency and its performance in operation. Far beyond the chosen solution, the non-dominated frontier obtained for each transformer design, allows the designer to learn about the equipment and its operation, leading to a continuous improvement of the proposed methodology. As a result, the analytical formulation compared to an alternative, purely numerical, methodology for winding harmonic losses calculation and short-circuit impedance verification, provides meaningful confidence for the applied method.

Keywords: HVDC, transformer efficiency, losses, harmonics, technical standard, FEM, optimization.

RESUMO

Czernorucki, M. V. (2023). *Metodologia para Cálculo de Perdas e Projeto da Parte Ativa de Transformadores de Potência Aplicados em Sistemas de Transmissão HVDC-LCC*. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

A emergente tecnologia HVDC é usada cada vez mais para transmissão de energia em longas distâncias, aumentando a flexibilidade do sistema em interconexões assíncronas, travessia de longos cabos submarinos, diferentes perfis de carga e geração, melhorando as relações no âmbito do mercado de energia. Apesar das vantagens da transmissão CC, a não linearidade dos conversores introduz efeitos indesejáveis à operação dos transformadores HVDC, principalmente listados na norma técnica IEC / IEEE 60076-57-129. No entanto, discussões adicionais e informações complementares podem ser encontradas em uma pluralidade de referências, que são trazidas na pesquisa sob uma perspectiva compreensiva. Os transformadores HVDC são projetados com base em parâmetros do sistema, e as dimensões da parte ativa são ajustadas até que requisitos especificados e constantes em normas técnicas, além de restrições construtivas, sejam satisfeitos. Esta pesquisa propõe uma metodologia para cálculo de perdas e projeto dimensional da parte ativa, desenvolvendo uma formulação analítica, realizando exercícios de otimização com objetivos opostos entre si, na busca da solução que apresente melhor compromisso entre perdas e massas. Entender tal compromisso é relevante pois proporciona uma visão mais abrangente do projeto do equipamento, permitindo que o leitor desenvolva sensibilidade sobre como grandezas geométricas, que são cuidadosamente controladas durante a fabricação de transformadores, afetam seu rendimento e desempenho em operação. Muito além da solução escolhida, a fronteira não-dominada obtida para cada projeto de transformador, permite ao projetista conhecer o equipamento e seu funcionamento, levando a uma melhoria contínua da metodologia proposta. Como resultado, a formulação analítica comparada a uma metodologia alternativa, puramente numérica, para cálculo das perdas harmônicas do enrolamento e verificação da impedância de curto-circuito, proporciona confiança ao método aplicado.

Palavras-Chave: HVDC, eficiência do transformador, perdas, harmônicas, norma técnica, MEF, otimização.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	13
LISTA DE TABELAS	17
LISTA DE SÍMBOLOS	18
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	24
1.1. Contexto	24
1.2. Motivação	25
1.3. Objetivos	31
1.4. Escopo da Tese	31
1.5. Organização da Tese	32
CAPÍTULO 2 – A TECNOLOGIA HVDC	34
2.1. Aplicação ao Redor do Mundo	34
2.2. Topologias do Sistema HVDC	34
2.2.1. CONVERSORES COMUTADOS PELA LINHA	34
2.2.2. CONVERSORES AUTO-COMUTADOS	39
2.2.3. NORMA DE TRANSFORMADORES PARA APLICAÇÃO HVDC	42
2.2.4. CONSIDERAÇÕES GERAIS	43
CAPÍTULO 3 – EFEITOS DO SISTEMA HVDC EM TRANSFORMADORES	44
3.1. Carregamento do Transformador HVDC	44
3.1.1. DEFINIÇÕES DE CARREGAMENTOS CONFORME NORMA	45
3.1.2. CARREGAMENTOS NÃO TÍPICOS OU TRANSITÓRIOS	46
3.2. Cálculo de Perdas em Carga	47
3.2.1. FORMULAÇÃO NORMALIZADA DE PERDAS HARMÔNICAS	48
3.2.2. CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS À METODOLOGIA DA NORMA	51
3.3. Projeto Térmico	52
3.3.1. CONCEITOS E RECOMENDAÇÕES ABORDADOS NA NORMA	52
3.3.2. FALHA TÉRMICA EM TRANSFORMADORES HVDC BACK-TO-BACK E OUTRAS CONSIDERAÇÕES	55
3.4. Nível de Ruído	59
3.4.1. CONCEITOS APRESENTADOS PELAS NORMAS TÉCNICAS	59
3.4.2. AÇÕES DE PROJETO PARA REDUÇÃO DO NÍVEL DE RUÍDO	60

3.5.	Polarização CC	63
3.5.1.	CONSIDERAÇÃO DA NORMA TÉCNICA A RESPEITO DA POLARIZAÇÃO CC	64
3.5.2.	FONTES DE POLARIZAÇÃO CC E SEUS EFEITOS	65
3.6.	Distribuição do Campo Elétrico no Sistema de Isolamento.....	72
3.6.1.	ENSAIOS DIELÉTRICOS NORMALIZADOS	72
3.6.2.	CONCEITUAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DO CAMPO ELÉTRICO NO ISOLAMENTO DO TRANSFORMADOR.....	74
3.7.	Considerações Gerais.....	79
CAPÍTULO 4 – FORMULAÇÃO ANALÍTICA E OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE PROJETO		80
4.1.	Sistema HVDC Selecionado para o Estudo	81
4.2.	Considerações para Projeto de Transformadores	83
4.2.1.	DEFINIÇÃO DAS DIMENSÕES PRINCIPAIS.....	84
4.2.2.	PROJETO DO TRANSFORMADOR CONVENCIONAL	85
4.2.3.	PROJETO DO TRANSFORMADOR CONVERSOR	86
4.2.4.	CÁLCULO DAS DIMENSÕES PRINCIPAIS.....	87
4.3.	Formulação Analítica para Transformadores HVDC	92
4.3.1.	MASSA E PERDAS NO NÚCLEO.....	92
4.3.2.	PERDAS NOS ENROLAMENTOS E MASSA TOTAL	93
4.3.3.	PERDAS CONFORME NORMA IEC/IEEE 60076-57-129	96
4.3.4.	PERDAS TOTAIS.....	97
4.3.5.	CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA.....	99
4.4.	Otimização de Projeto.....	100
4.4.1.	DEFINIÇÃO DAS SOLUÇÕES NÃO-DOMINADAS.....	101
4.4.2.	APLICAÇÃO DE ALGORITMOS GENÉTICOS.....	103
4.4.3.	OTIMIZAÇÃO DOS EXERCÍCIOS PROPOSTOS.....	105
4.5.	Comparação com o Método dos Elementos Finitos	111
4.6.	Considerações Gerais.....	118
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO.....		119
5.1.	Lições Aprendidas	120
5.2.	Trabalhos Futuros	120
5.3.	Trabalhos Publicados	121
REFERÊNCIAS ¹		122
ANEXO A – PROJETOS HVDC AO REDOR DO MUNDO.....		136

ANEXO B – EXERCÍCIO RETIFICADOR ESTRELA.....	143
B.1 CÁLCULO DA MASSA E PERDAS NO NÚCLEO.....	144
B.2 CÁLCULO DAS PERDAS NOS ENROLAMENTOS E MASSA TOTAL.....	147
B.3 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA DO TRANSFORMADOR	151
ANEXO C – CIRCUITO PSCAD UTILIZADO	152

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Diferentes configurações para transportar 18GW ao longo de 2000km.....	25
Figura 1.2 – Comparação de custos para transporte de 18GW ao longo de 2000 km.....	26
Figura 1.3 – Custo comparativo entre os sistemas HVAC e HVDC em função do comprimento da linha.....	27
Figura 1.4 – Comparação de custo de transformadores para aplicações em sistemas HVAC e HVDC.....	29
Figura 1.5 – Plataforma marítima de parque eólico fabricada na Malásia.....	30
Figura 1.6 – Transformador trifásico para aplicação HVDC instalado em plataforma marítima.....	30
Figura 2.1 – Pontes de 6 pulsos ligadas em série para sistema LCC.....	35
Figura 2.2 – Conexão do conversor LCC com as buchas dos transformadores.....	36
Figura 2.3 – Opções de ligação do enrolamento de válvula para transformadores monofásicos do tipo dois enrolamentos estrela (a) e delta (b), ou três enrolamentos (c) e (d)	38
Figura 2.4 – Desenvolvimento da tecnologia HVDC ao longo dos anos em termos de tensão e potência nominais	39
Figura 2.5 – Ponte com transistores utilizada em configuração bipolo simétrico.....	40
Figura 2.6 – Conexão do VSC dentro da sala de válvulas	41
Figura 3.1 – Tensão de ensaio de Polaridade Reversa conforme descrito na norma técnica IEC/IEEE 60076-57-129	47
Figura 3.2 – Partes metálicas da parte ativa sujeitas a perdas em carga adicionais	48
Figura 3.3 – Tipos de condutores de cobre, da esquerda para direita: CTC, fio retangular simples e retangular geminado.....	50
Figura 3.4 – Vista externa do tanque do transformador conversor, sem (a) e com (b) varredura térmica durante o ensaio de elevação de temperatura.....	54

Figura 3.5 – Arranjo dos enrolamentos de uma coluna do transformador back-to-back trifásico	56
Figura 3.6 – Fluxo de dispersão no enrolamento de válvula estrela (a), delta (b) e diferença entre os fluxos de dispersão dos dois enrolamentos (c) em [p.u.].....	58
Figura 3.7 – Isolamento do enrolamento de válvula em delta danificado devido ao sobreaquecimento	58
Figura 3.8 – Banco de trocadores de calor óleo-ar separados do tanque do transformador conversor	61
Figura 3.9 – Chapas do núcleo com domínio refinado a laser	62
Figura 3.10 – Instalação de painéis sonoros (a) e enclausuramento (b).....	63
Figura 3.11 – Densidade de fluxo no núcleo e comportamento da corrente de magnetização sob efeito de polarização CC	64
Figura 3.12 – Distância de separação entre o transformador e o eletrodo do sistema HVDC	66
Figura 3.13 – Eletrodo de terra HVDC e estratificação das camadas de solo	67
Figura 3.14 – Instalação paralela de sistemas HVDC e HVAC	70
Figura 3.15 – Linhas CA induzem tensão nas linhas CC em operação normal. (a) Tensão induzida em função da distância de separação. (b) Tensão induzida em função do comprimento paralelo	70
Figura 3.16 – I_{circ_f} em operação normal. (a)-(b) I_{circ_f} como função da distância de separação. (c)-(d) I_{circ_f} como função do comprimento paralelo.....	71
Figura 3.17 – Laboratório para testes de alta de tensão, tendo ao centro o gerador de impulsos e divisores de tensão	73
Figura 3.18 – Fábrica de materiais isolantes sólidos	75
Figura 3.19 – Distribuição de campo CC e CA utilizando a mesma estrutura de isolamento	77

Figura 4.1 – Esquema do circuito utilizado para simulação em PSCAD	82
Figura 4.2 – Parte ativa de transformador de potência trifásico montado com comutador de derivações em carga.....	83
Figura 4.3 – Parâmetros principais de projeto para núcleo monofásico	84
Figura 4.4 – Projeto dos enrolamentos e condutores	85
Figura 4.5 – Fluxograma do projeto de transformador convencional.....	86
Figura 4.6 – Fluxograma do projeto do transformador conversor.....	87
Figura 4.7 – Corte transversal da janela principal, arranjo e distâncias dos enrolamentos.....	88
Figura 4.8 – Enrolamento tipo helicoidal para baixas tensões	89
Figura 4.9 – Enrolamento de regulação tipo camada para conectar ao comutador de derivações	89
Figura 4.10 – Enrolamento tipo disco utilizado para altas tensões.....	90
Figura 4.11 – Diagrama de ampère-espira considerado para o cálculo do fator de Rogowski	96
Figura 4.12 – Vista do setor de montagem da parte ativa.....	100
Figura 4.13 – Sistema de isolamento de cabeceira do enrolamento	101
Figura 4.14 – Fluxograma simplificado do AG multiobjetivo utilizado.....	103
Figura 4.15 – Vista aérea do setor de corte de chapas do núcleo	104
Figura 4.16 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o inversor delta	106
Figura 4.17 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o inversor estrela.....	106
Figura 4.18 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o retificador delta.....	107

Figura 4.19 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o retificador estrela	107
Figura 4.20 – Geometria da malha dentro do condutor	112
Figura 4.21 – Geometria do transformador detalhando o enrolamento de válvula	113
Figura 4.22 – Linhas de campo magnético do enrolamento de válvula e mapeamento da densidade de fluxo magnético B_0	114
Figura 4.23 – Distribuição de densidade de corrente na porção refinada	115
Figura 4.24 – Distribuição de perdas na porção refinada.....	115
Figura 4.25 – Perdas de enrolamento dos quatro projetos definindo $\lambda = 20$	116
Figura 4.26 – Diferença de perdas em função da quantidade de espiras refinadas	117
Figura B.1 – Tensões nominais dos enrolamentos	144
Figura B.2 – Ciclo diário de sobrecarga considerado	148
Figura C.1 – Visão geral do modelo do elo HVDC utilizado	152
Figura C.2 – Modelo da ponte de 12 pulsos conectada aos transformadores conversores	153
Figura C.3 – Formas de ondas das correntes nos secundários dos transformadores retificador estrela e delta (a), inversor estrela e delta (b).....	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Nível Básico de Impulso em função da tensão do equipamento.....	28
Tabela 2.1 Visão geral da aplicação de acordo com a topologia do sistema.....	42
Tabela 3.1 Projeto de Eletrodo HVDC em Anel	67
Tabela 3.2 Projeto de Eletrodo HVDC em Estrela.....	67
Tabela 3.3 Resultados do DHT [%] simulados e medidos.....	78
Tabela 4.1: Parâmetros do Sistema HVDC para simulação em PSCAD.....	81
Tabela 4.2: Parâmetros dos transformadores HVDC para simulação em PSCAD.....	81
Tabela 4.3: Símbolos usados na formulação analítica	90
Tabela 4.4: Perdas magnéticas do aço silício – material do núcleo.....	93
Tabela 4.5: Espectro harmônico para a estação inversora	98
Tabela 4.6: Espectro harmônico para a estação retificadora.....	98
Tabela 4.7: Exercício Inversor Delta	108
Tabela 4.8: Exercício Inversor Estrela.....	108
Tabela 4.9: Exercício Retificador Delta.....	108
Tabela 4.10: Exercício Retificador Estrela	109
Tabela 4.11: Resultado da impedância percentual	116
Tabela 4.12: Resultado de perdas no enrolamento e diferença em relação ao cálculo analítico..	117
Tabela A.1: Elos HVDC-LCC ao redor do mundo.....	139
Tabela A.2: Elos HVDC-VSC ao redor do mundo.....	142
Tabela B.1: Dados de entrada fixados para o exercício retificador estrela.....	143

LISTA DE SÍMBOLOS

C : custo do transformador

USD : dólares norte-americanos

BRL : real brasileiro

P_N : perdas totais em carga

P_{WEI_r} : perdas adicionais nos enrolamentos (*Eddy Losses*)

P_{SEI_r} : perdas adicionais fora dos enrolamentos (*Other Eddy Losses*)

I_{LN} : corrente de carga

R : resistência ôhmica

F_{WE} : fator de correção das harmônicas para perdas nos enrolamentos

F_{SE} : fator de correção das harmônicas para perdas fora dos enrolamentos

h : ordem harmônica

I_h : corrente harmônica

I_r : corrente nominal

k_h : relação entre a corrente harmônica e nominal

f_h : frequência harmônica

f_1 : frequência fundamental

I_{eq} : corrente equivalente para ensaio

V : tensão elétrica aplicada

H : campo magnético

J : densidade de corrente

ε : permissividade elétrica

σ : condutividade elétrica

V_0 : tensão elétrica de referência

DK : diâmetro da coluna do núcleo

CH : altura do núcleo

YH : altura do jugo do núcleo

LH : altura da coluna do núcleo

LP : distância entre colunas do núcleo

LK : comprimento do núcleo

n_{limb} : número de colunas do núcleo

d_{ka} : canal radial entre núcleo e enrolamento A

d_{ab} : canal radial entre enrolamentos A e B

d_{bc} : canal radial entre enrolamentos B e C

$ph-ph$: distância entre blocos de enrolamentos

d_{sup} : distância entre o enrolamento e o jugo superior do núcleo

d_{inf} : distância entre o enrolamento e o jugo inferior do núcleo

RR : largura radial do enrolamento

H_w : altura axial do enrolamento

spack: espessura do espaçador axial

A_w : seção transversal do enrolamento

paral: números de condutores paralelos na radial

N : número de espiras do enrolamento

ndisc: número de discos do enrolamento tipo disco

turnd: número de espiras por disco do enrolamento tipo disco

D_w : diâmetro interno do enrolamento

rr: largura radial do condutor

hc: altura axial do condutor

rd: raio de canto do condutor

insul: espessura do isolamento do condutor

B_n : densidade de fluxo magnético no núcleo

A_k : seção transversal do núcleo

k_s : fator de espaço do núcleo

G_{Fe} : massa do núcleo

d_{fe} : densidade volumétrica do aço magnético

P_0 : perdas em vazio

P_{mag} : perdas magnéticas da chapa de aço do núcleo

R_w : resistência elétrica do enrolamento

ρ : resistividade do cobre

P_{RI}^2 : perda por efeito Joule

I_w : corrente do enrolamento

T_{ref} : temperatura de referência

B_0 : densidade do fluxo de dispersão de pico

P_e : densidade volumétrica de perda no enrolamento

b : dimensão do condutor para cálculo das perdas

a_c : seção transversal do condutor

K_r : fator de Rogowski

H_r : região geométrica do fluxo de dispersão

\bar{H}_w : altura média dos enrolamentos

P_{eddy} : perdas adicionais em um enrolamento

G_{Cu} : massa dos enrolamentos

G_{tot} : massa total do núcleo e enrolamentos

P_w : perdas nos enrolamentos sem harmônicas

P_w^h : perdas nos enrolamentos incluindo harmônicas

P_{tot}^h : perdas totais incluindo harmônicas

sd_A : área geométrica do enrolamento A

sd_0 : área geométrica entre enrolamentos A e B

sd_B : área geométrica do enrolamento B

sd_I : área geométrica entre enrolamentos B e C

sd_C : área geométrica do enrolamento C

sd : área geométrica do bloco de enrolamentos

U_k : impedância percentual do transformador

\vec{x} : vetor de parâmetros

\vec{y} : vetor de objetivos

X : espaço de parâmetros

Y : espaço de objetivos

$\vec{g}(\vec{x})$: restrições de parâmetros

$\vec{e}(\vec{y})$: restrições de objetivos

\vec{a} : solução possível

Pop^n : população de soluções possíveis

$nbind$: tamanho da população

n : número inteiro

$P_w^{h'}$: soma das perdas harmônicas calculadas pelo método numérico

P_h : componente de perda por ordem harmônica

δ : profundidade de penetração

$ElemSize$: tamanho do elemento da malha

λ : número de espiras ou discos da porção refinada do enrolamento

Energia: energia do campo magnético obtida pelo MEF (Método dos Elementos Finitos)

S_{base} : potência de base do transformador por coluna

f_s : fator de sobrecarga diária aplicado sobre as correntes

Capítulo 1 – INTRODUÇÃO

A tecnologia de sistemas HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*, tornou-se uma aplicação comercial e prática com o advento das válvulas de arco-mercúrio na década de 1950, desenvolvidas com tiristores de estado sólido no final da década de 1960, permitindo a implementação da transmissão em corrente contínua em diversas aplicações. Novas tecnologias de conversores foram introduzidas comercialmente no final da década de 1990, intensificando o emprego da transmissão HVDC em aplicações onde até então ela não vinha sendo utilizada (BAHRMAN, 2014). Ela é considerada uma solução técnica e econômica para a transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias, interligação de sistemas assíncronos, e transporte de energia por longos cabos terrestres e submarinos.

1.1. CONTEXTO

O interesse por sistemas HVDC tem crescido nos últimos anos e é evidenciado pelo número de projetos ao redor do mundo que utilizam esta tecnologia (BMW, 2017).

Atualmente, a geração de energia por fontes renováveis representa importante parcela da matriz energética global, apresentando-se como solução confiável e economicamente competitiva, contribuindo de forma estratégica para as políticas globais de descarbonização (IEA, 2023; EIU, 2023). A tecnologia HVDC pode integrar diferentes fontes renováveis, promovendo qualidade de energia, mesmo sob incertezas como variações na vazão dos ventos e na intensidade solar (KALAIR, 2016). Também proporciona maior eficiência quando comparada a um sistema CA equivalente (REED, 2013), conectando geradores de diferentes regiões, países ou mesmo continentes. Desta forma, a transmissão em corrente contínua promove a comercialização de eletricidade entre localidades (CARVALHO, 2018), sem necessariamente incrementar a potência de curto-circuito do sistema (JINZHONG, 2022), aumentando a confiabilidade e a disponibilidade de energia, sob uma perspectiva de rede inteligente (*Smart Grid*) (KALAIR, 2016; EDMONDS, 2014). Neste contexto, alguns projetos mundiais podem ser mencionados, como BritNed ligando a Grã-Bretanha aos Países Baixos, Fenno-Skan conectando a Finlândia à Suécia (ELAHIDOOST, 2017), o North Sea Link entre

o Reino Unido e a Noruega ou as interconexões EuroAsia e EuroAfrica entre Israel-Grécia e Egito-Grécia, respectivamente.

Interconexões utilizando HVDC são também eficientes em sistemas assíncronos, funcionando como *buffer*, isolando ambos eletricamente. Além disso, eles podem interconectar sistemas elétricos de 50Hz e 60Hz, como o elo Foz-Ibiúna, que transmite 6300MW por mais de 800km em uma linha de $\pm 600\text{kVcc}$ (RUDERVALL, 2000). Finalmente, os elos CC podem operar sincronizados aos sistemas CA, melhorando o controle do fluxo de energia em localidades específicas do sistema, evitando eventuais falhas em cascata e apagões (MAJUMDER, 2012).

1.2. MOTIVAÇÃO

A tecnologia HVDC torna-se mais competitiva para transmissão em longas distâncias pela redução natural do número de condutores da linha aérea, o que também diminui o impacto ambiental e os custos em desapropriação de terras (ANDERSEN, 2006), refletindo em redução superior a 50% da faixa de servidão, como ilustrado na Fig. 1.1.

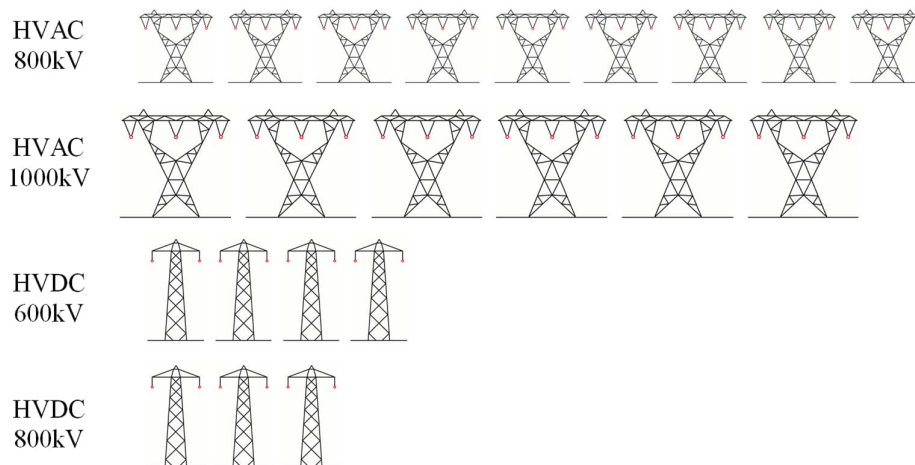


Figura 1.1 – Diferentes configurações para transportar 18GW ao longo de 2000km

Fonte: MAJUMDER, 2012.

Os custos também caem (em torno de 25 a 35%) pelos sistemas HVDC não demandarem compensação reativa ao longo das linhas aéreas, cabos subterrâneos ou submarinos. Além disso,

as perdas na transmissão de energia são atenuadas, entre 30 e 40% (EIA, 2023; KALAIR, 2016), devido à eliminação do efeito pelicular nos condutores (TEICHLER, 2010). A Fig. 1.2 compara os custos para transmissão de 18000MW ao longo de 2000 km, fixando certo montante de perdas percentuais na linha.

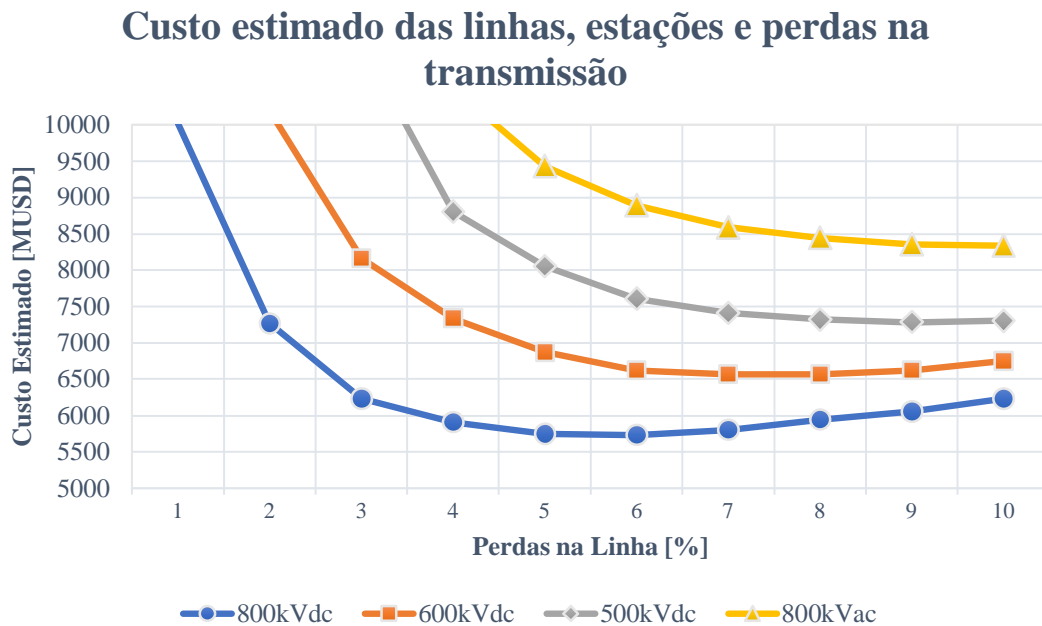


Figura 1.2 – Comparação de custos para transporte de 18GW ao longo de 2000 km
 Fonte: MAJUMDER (2012).

A Fig. 1.3 ilustra o ponto de intersecção em que a instalação HVDC se torna mais competitiva que a HVAC equivalente. Tal distância difere para linhas aéreas e cabos subterrâneos ou submarinos, usados em aplicações *off-shore*, devido principalmente ao custo do material base (HERTEM, 2010). Para sistemas HVDC os principais custos referem-se não essencialmente às linhas aéreas, mas à estação conversora, incluindo sala de válvulas, válvulas conversoras, sistema de controle, filtros, reator de alisamento e transformadores conversores. Os custos iniciais do sistema HVAC são menores, aumentando para distâncias mais longas, devido à compensação reativa, representada pelas linhas tracejadas (MEAH, 2007).

O custo total do sistema é a combinação dos custos das linhas de transmissão, sejam elas por via aérea, cabos subterrâneos ou submarinos, da subestação e das perdas totais do

sistema, representadas pelas curvas contínuas na Fig. 1.3 (RUDERVALL, 2000). Portanto, para selecionar a tecnologia mais apropriada para determinado projeto, o custo de instalação e eficiência total do sistema podem ter pesos equivalentes dependendo da capitalização de perdas aplicada em cada projeto (REED, 2013). Este tema pode tornar a análise bastante complexa, o que não é o intuito desta tese.

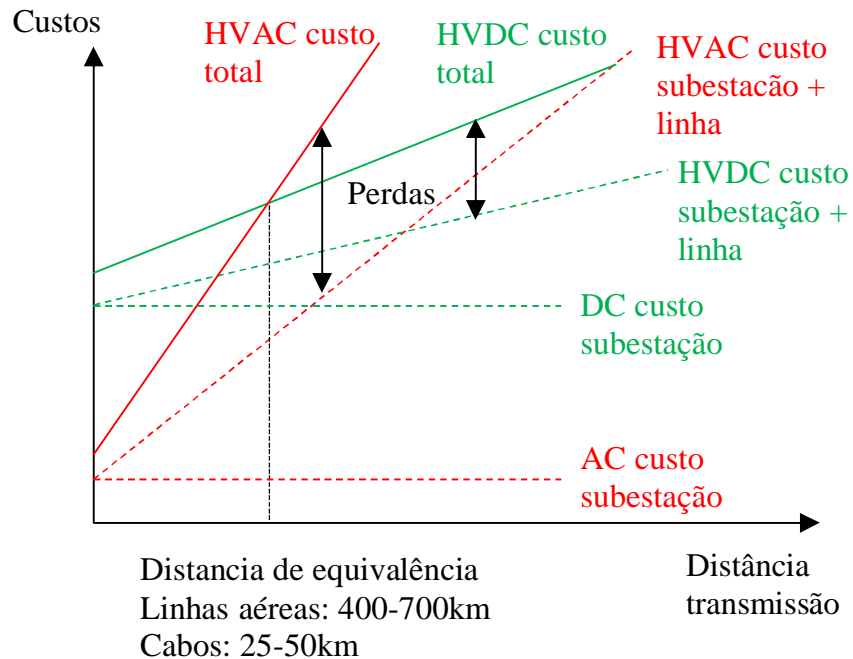


Figura 1.3 – Custo comparativo entre os sistemas HVAC e HVDC em função do comprimento das linhas aéreas ou cabos subterrâneos (aplicação *on-shore*) ou submarinos (aplicação *off-shore*)

Fonte: RUDERVALL (2000) e SETRÉUS (2008).

Porém, analisando basicamente os custos de instalação, ou seja, linhas de transmissão e equipamentos de subestação, para transmitir 2000MW em 500kVca e circuito simples, o custo estimado para linha de transmissão é 1,2MUSD/km, enquanto o custo estimado para cada subestação é 41,6MUSD. Para transmitir 4000MW com a mesma tensão de 500kVca em circuito duplo os custos praticamente dobram quando comparados com a transmissão de 2000MW (ALAN, 2022). No entanto, para transmitir 3000MW em $\pm 500kVcc$, o custo estimado da linha aérea reduz para 0,7MUSD/km, porém o custo estimado para as estações conversoras

é 301,4MUSD, mostrando que o custo inicial elevado das estações HVDC podem ser amortizados para transmissões a longas distâncias.

Uma estimativa de custo de transformadores monofásicos pode ser obtida utilizando o banco de preços da ANEEL (SILVEIRA, 2022), assumindo que um elo HVDC pode ser dividido em dois bipolos com quatro bancos de transformadores monofásicos em cada estação conversora. Ou seja, para elos típicos de 2000, 3000, 5000, 6000, 8000, 10000 e 12000MW, as potências dos transformadores monofásicos são respectivamente de 95,83, 143,75, 239,58, 287,50, 383,33, 479,17 e 575,00 MVA, considerando a potência dos transformadores 15% maior que a potência transmitida pelos respectivos elos. Mantida a tensão do secundário fixa em 500kV, no banco de preços da ANEEL é possível selecionar tensões primárias iguais a 500 kV, 600 e 750 kV. Com os resultados estimados de custos, obtém-se as curvas que relacionam custo e potência para estas três diferentes combinações de tensões. Com base nelas, consegue-se extrair uma equação, separando o custo, C em [USD], em duas parcelas: potência nominal em MVA e NBI (Nível Básico de Impulso) do equipamento (SEL 329, EPUSP), sendo adotados alguns valores de NBI normalizados pela ABNT NBR 5356-3, conforme Tabela 1.1, considerando a cotação do dólar norte-americano igual a 4,8772 BRL/USD.

$$C = 13690 MVA^{0,64} + 0,22 NBI^{1,96} \quad (1.1)$$

Tensão do primário [kV]	NBI [kV]
500	1550
600	1675
750	1950
800	2100
1100	2250

Tabela 1.1 – Nível Básico de Impulso em função da tensão do equipamento

Fonte: ABNT NBR 5356-3

Extrapolando o resultado para tensões primárias de 800kV e 1100kV, utilizando (1.1), e considerando o custo de transformadores HVDC 60% mais elevados que seus equivalentes

HVAC, são traçadas as demais curvas conforme Fig. 1.4. Os níveis de tensão e potência escolhidos, bem como a seleção de transformadores monofásicos, são compatíveis com o objeto de estudo desta tese.

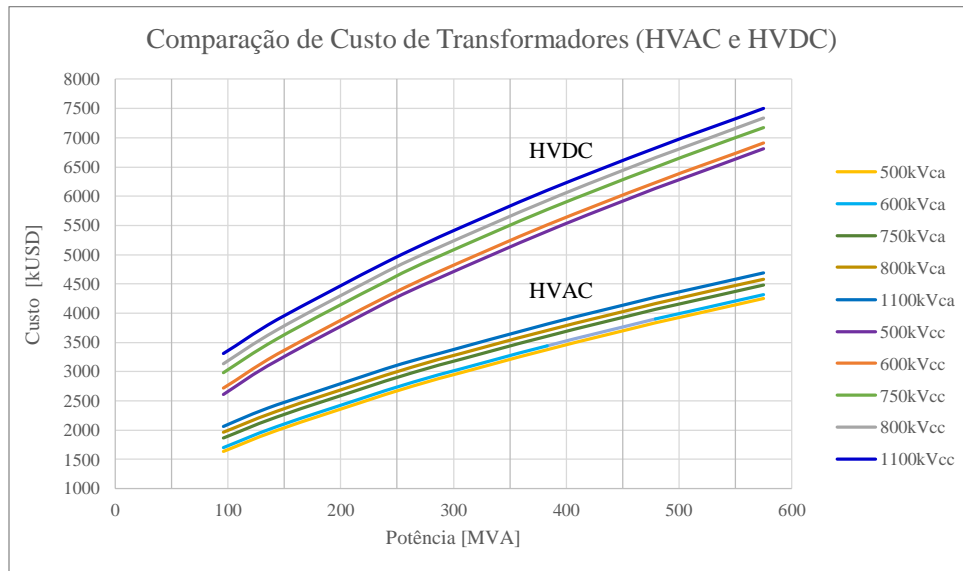


Figura 1.4 – Comparação de custo de transformadores para aplicações em sistemas HVAC e HVDC

Fonte: Banco de preços ANEEL.

No entanto, a eficiência do transformador de potência aplicado em sistemas de transmissão HVDC é inferior à de um transformador de potência convencional, devido aos componentes harmônicos de corrente, que resultam em um incremento nas perdas em carga entre 25 e 30% (WEIMERS, 2011). Ainda, o efeito de polarização CC da corrente de magnetização pode aumentar as perdas em vazio em mais de 10%. Portanto, quando as perdas fazem parte da avaliação econômica da proposta, um aumento no custo de materiais pode ser vantajoso, se representar em redução expressiva em perdas e no custo total. Por outro lado, a redução nas dimensões do núcleo e enrolamentos pode ser relevante quando a instalação impõe restrições, como substituição de unidades existentes por um equipamento novo ou no caso de plataformas marítimas (Figs. 1.5 e 1.6), onde a massa total e a área para instalação do transformador podem ser desafiadoras.



Figura 1.5 – Plataforma marítima de parque eólico fabricada na Malásia
Fonte: HITACHI ENERGY.



Figura 1.6 – Transformador trifásico para aplicação HVDC instalado em plataforma marítima
Fonte: HITACHI ENERGY.

Portanto, o trabalho do engenheiro buscando otimizar e aumentar a eficiência dos transformadores HVDC em operação, traz grande impacto tanto no investimento inicial do projeto, como no montante de energia transmitida ao longo de sua vida útil.

1.3. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia que formule analiticamente o cálculo das perdas totais de transformadores conversores em operação e massa dos principais componentes da parte ativa, permitindo que duas grandezas, diâmetro e altura da coluna do núcleo, variem dentro de certa faixa. Desta forma, diversas geometrias de núcleo e enrolamentos são geradas, realizando exercícios de otimização multiobjetivo, respeitando restrições pré-estabelecidas. Perdas e massas são normalmente os principais parâmetros de desempenho analisados em propostas técnicas de transformadores.

Como objetivos específicos, destacam-se:

- ❖ Simulação de um elo HVDC $\pm 800\text{kVcc}$ no software PSCAD para definição dos parâmetros dos transformadores e geração dos espectros harmônicos de corrente.
- ❖ Criação de um algoritmo automático para geração da geometria da parte ativa, entrada de dados e simulação no programa de Elementos Finitos para cálculo das perdas harmônicas.
- ❖ Comparação da formulação das perdas no enrolamento, considerando harmônicas de corrente em operação, calculadas analiticamente e pelo método numérico.
- ❖ A formulação escrita no software MATLAB, podendo ser utilizada em outros exercícios de interesse.

1.4. ESCOPO DA TESE

O trabalho apresenta de maneira compreensiva a iteração do sistema HVDC com o transformador conversor, discorrendo sobre os principais efeitos apresentados pela norma técnica IEC/IEEE 60076-57-129, ampliando os tópicos por meio de discussões adicionais sobre

cada tema abordado. A tese não tem a pretensão de esgotar cada assunto, mas motivar o leitor a buscar novas abordagens dentro dos temas relacionados.

Além disso, a tese propõe uma formulação analítica para cálculo de perdas em operação e massa da parte ativa relacionando grandezas geométricas do núcleo e enrolamentos com parâmetros de desempenho como massas, perdas em vazio, perdas em carga considerando harmônicas de corrente e impedância de curto-circuito. A formulação calcula com precisão satisfatória as perdas adicionais nos enrolamentos, sendo comparada a uma metodologia puramente numérica, alternativa ao projeto convencional de transformadores, utilizando o Método dos Elementos Finitos (MEF) axissimétrico, a partir das correntes harmônicas geradas utilizando o software PSCAD.

O cálculo das perdas adicionais fora dos enrolamentos não foi considerado na formulação, pois exigiria um detalhamento de componentes internos ao tanque do transformador e uma análise 3D devido à falta de assimetria axial de tais componentes. Itens estruturais como vigas de grampo, barras de suspensão, tirantes não são considerados no cálculo da massa de parte ativa, no entanto entende-se que a variação de massa destes itens para as geometrias analisadas não seria significativa.

Outros materiais principais como tanque, óleo e material isolante podem ser incorporados à formulação analítica escrita no software MATLAB, caso o escopo de um estudo futuro exija tais considerações.

1.5. ORGANIZAÇÃO DA TESE

Este trabalho apresenta no capítulo 2 uma breve descrição das duas tecnologias principais aplicadas a sistemas HVDC, citando exemplos de aplicações em projetos ao redor do mundo e alguns detalhes específicos de projeto. Também traz um histórico evolutivo da norma aplicada a transformadores HVDC.

No capítulo 3 o trabalho proporciona uma visão ampla e compreensiva dos efeitos operativos contidos na norma IEC/IEEE 60076-57-129, aliada a discussões adicionais encontradas em diversas referências sobre cada tema (CZERNORUCKI, 2022). O capítulo 4 apresenta o desenvolvimento de uma formulação analítica para cálculo da massa da parte ativa

(núcleo e enrolamentos) e perdas totais do transformador HVDC em operação, incluindo harmônicas de corrente, em função de sua geometria. Os resultados analíticos das perdas em carga de quatro diferentes projetos são comparados com os resultados obtidos pelo Método dos Elementos Finitos (MEF), ou seja, por uma abordagem puramente numérica. A impedância de curto-circuito também é avaliada dentro desta comparação.

Redução de massas e perdas são objetivos opostos e entender o compromisso entre eles é relevante dentro do processo de aprendizado e projeto do equipamento. No mesmo capítulo 4 é realizada uma otimização multiobjetivo utilizando Algoritmos Genéticos, buscando definir a Fronteira de Pareto que relaciona massas e perdas operacionais, atendendo alguns requisitos das normas ABNT, Procedimentos de Rede do ONS e restrições construtivas. Muito além da solução escolhida, a fronteira não-dominada obtida para cada projeto de transformador, permite ao projetista conhecer o equipamento e seu funcionamento, levando à melhoria contínua da metodologia proposta (CZERNORUCKI, 2023).

O capítulo 5 conclui os assuntos estudados na tese, propondo trabalhos futuros como continuidade dos temas abordados. Ainda apresenta artigos publicados em congressos e revistas internacionais e lições aprendidas, como resultado do estudo desenvolvido, permitindo comparações extraídas dos resultados obtidos e aprimorando o conhecimento sobre o projeto de transformadores HVDC.

Capítulo 2 – A TECNOLOGIA HVDC

2.1. APLICAÇÃO AO REDOR DO MUNDO

A tecnologia CA tem sido aplicada com sucesso em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia ao redor do mundo. No entanto, há limitações técnicas e econômicas para implementação e operação, que tornam a transmissão em corrente contínua mais eficiente e, muitas vezes, a única alternativa em determinados projetos (SIEMENS ENERGY HVDC, on-line).

As maiores instalações HVDC estão localizadas principalmente na China e na Índia. Nas referências (WIKIPEDIA, HITACHI ENERGY HVDC CLASSIC e LIGHT, SIEMENS ENERGY HVDC CLASSIC e PLUS, GE, CIGRE B4, RTE INTERNATIONAL on-line), o leitor pode encontrar dados dos elos HVDC mais recentes, elencados por data de comissionamento, país de instalação, comprimento da linha de transmissão, tensão do sistema e potência CC transmitida. As referências (BENNETT, 2022; BENNETT, 2020; DHALIWAL, 2019; CIGRE TB 859; BENNETT, 2018; DHALIWAL, 2017; BENNETT, 2016; CIGRE TB 617, 2015; DHALIWAL, 2015; BENNETT, 2014; CIGRE 590, 2014; CIGRE JTF, 2004) proporcionam ao leitor uma visão geral dos projetos HVDC em operação categorizados por confiabilidade, desempenho, disponibilidade, utilização, paradas forçadas e programadas, e outros dados extraídos das diferentes instalações ao longo dos anos.

Atualmente, existem duas topologias básicas de conversores comumente aplicadas em sistemas HVDC. O conversor tipo fonte de corrente ou comutado pela linha (*LCC – Line Commutated Converter* ou *CSC – Current Source Converter*) e o conversor tipo fonte de tensão ou auto-comutados (*VSC – Voltage Source Converter*) (ZHANG, 2015).

2.2. TOPOLOGIAS DO SISTEMA HVDC

2.2.1. CONVERSORES COMUTADOS PELA LINHA

O sistema LCC convencional é constituído por uma ponte de seis pulsos ou Graetz, onde o número de pulsos é dado pelo número de elementos de comutação ou tiristores que compõem

a ponte. Um conversor de seis pulsos gerará correntes harmônicas de ordem 6 ± 1 e tensão harmônica na 6ª ordem (seis vezes a frequência fundamental).

Comumente utiliza-se duas pontes de seis pulsos conectadas em série, resultando em uma ponte de doze pulsos em cascata (Fig. 2.1). Cada ponte é conectada às buchas dos secundários dos transformadores conversores, que são denominados terminais de válvula (Fig. 2.2).

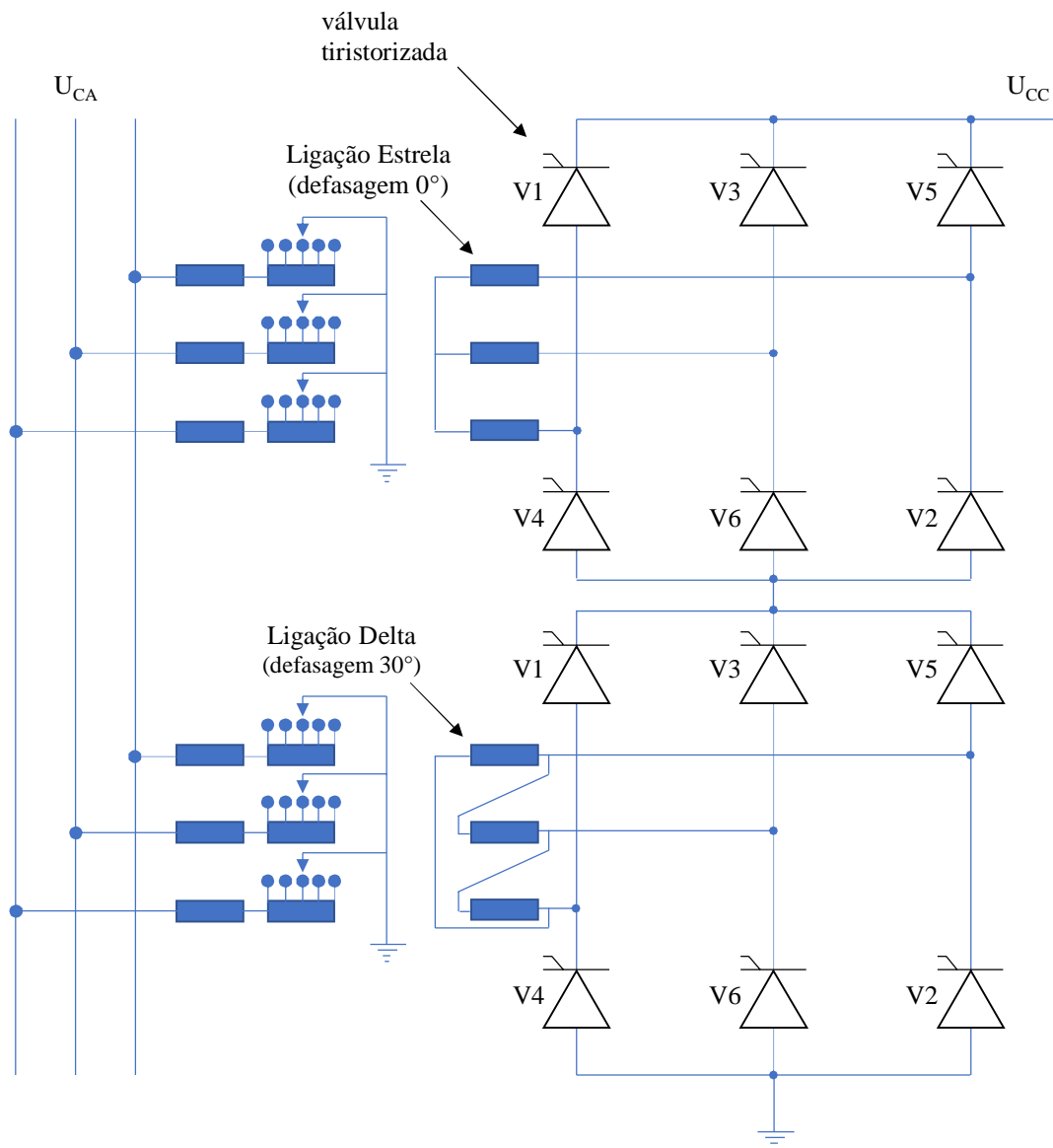


Figura 2.1 – Pontes de 6 pulsos ligadas em série para sistema LCC



Figura 2.2 – Conexão do conversor LCC com as buchas dos transformadores

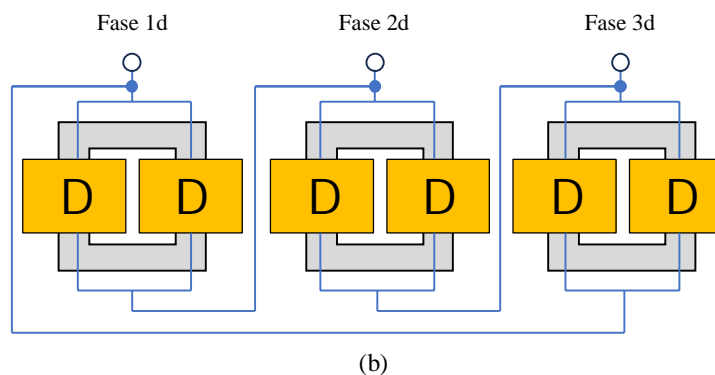
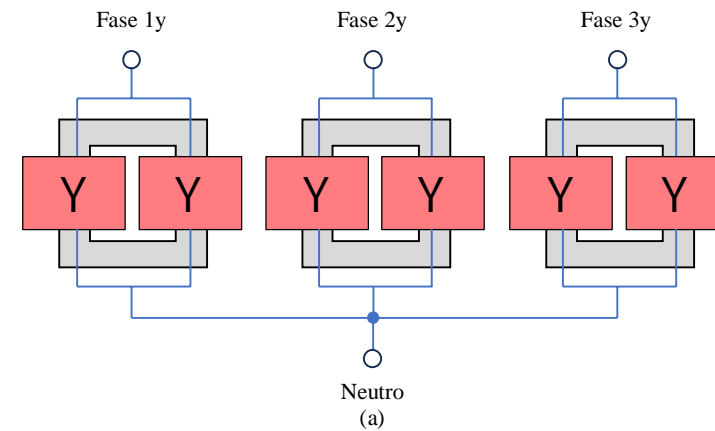
Fonte: HITACHI ENERGY.

O transformador conectado ao primeiro estágio da ponte, possui enrolamento de válvula ligado em delta e o conectado ao segundo, a ligação do enrolamento é feita em estrela. Isso porque, a ligação em delta de um banco de transformadores monofásicos, por exemplo, é favorecida em um nível mais baixo de tensão, requerendo menores distâncias de isolamento no ar. O deslocamento angular de 30° proporcionado pelas ligações delta e estrela estabelece a sequência de disparo dos tiristores distinta dentro de um período. No entanto, harmônicas de corrente de ordens múltiplas de 6 ± 1 continuam fluindo através do enrolamento de válvula, sendo canceladas apenas na conexão externa dos primários dos transformadores, por estarem 180° fora de fase. Desta forma, o aumento do número de pulsos da instalação é algo bastante vantajoso para o sistema, reduzindo drasticamente o conteúdo harmônico gerado e minimizando, portanto, o uso de filtros.

Assim como transformadores de potência possuem um enrolamento primário e um secundário, podendo até ser dotado de um terciário, os transformadores HVDC têm um enrolamento conectado à linha CA e outro conectado à válvula CC. Em um banco de

transformadores designados de dois enrolamentos, o enrolamento de válvula é ligado externamente em estrela ou delta, conforme representado na Fig. 2.3 (a) e (b). Esta configuração foi utilizada no bipolo 1 (apenas estação inversora de Araraquara) e bipolo 2 de Rio Madeira e nos bipolos 1 e 2 de Belo Monte.

Já transformadores designados de três enrolamentos possuem o enrolamento de válvula ligado em estrela localizado em uma coluna do núcleo e o ligado em delta, na outra coluna, conforme Fig. 2.3 (c), como os transformadores do elo Foz-Ibiúna. Podem também possuir dois enrolamentos ligados em estrela em duas colunas do núcleo e os em delta nas outras duas colunas, Fig. 2.3 (d), como os transformadores da estação retificadora de Porto Velho, bipolo 1 do Rio Madeira. Os transformadores analisados no capítulo 4 desta tese são de dois enrolamentos, similares aos utilizados no elo $\pm 800\text{kVcc}$ de Belo Monte.



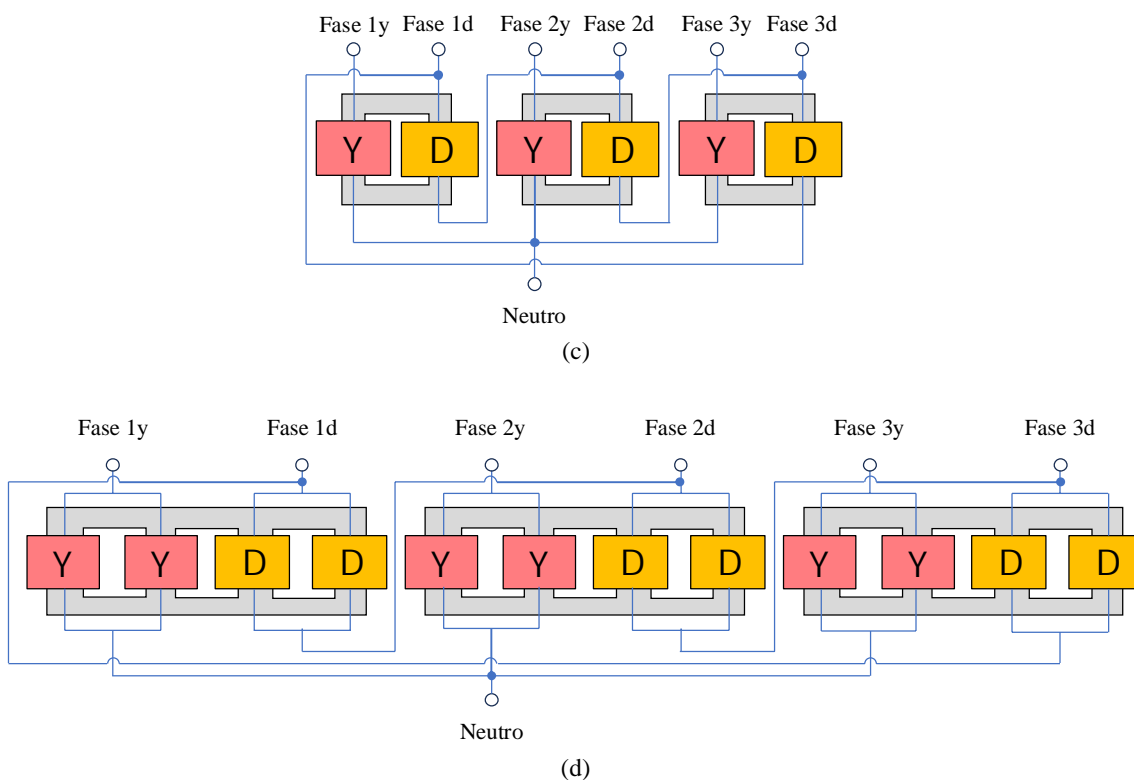


Figura 2.3 – Opções de ligação do enrolamento de válvula para transformadores monofásicos do tipo dois enrolamentos estrela (a) e delta (b), ou três enrolamentos (c) e (d)

A tecnologia LCC requer conexão a uma rede forte para operar, devido à necessidade de consumo de potência reativa durante distúrbios. Além disso, é necessária uma referência de tensão CA proveniente da rede para possibilitar o disparo das válvulas de tiristores. Este fato reduz a instabilidade da tensão, porém não permite que o sistema LCC seja conectado a cargas isoladas, como por exemplo plataformas marítimas. A estabilidade da rede é estimada, de forma simplificada, pela sua relação de curto-circuito ($SCR - Short\ Circuit\ Ratio$), que é a razão entre a potência do curto-circuito do sistema pela potência nominal da estação conversora (ZHAO, 2021; ENTSOE, 2011).

Atualmente, as instalações LCC possuem níveis de tensão CC de até $\pm 1100\text{kV}$ e energia transmitida de até 12GW em projetos como ChangJi-GuQuan (WU, 2018), (WIMMER, 2018) e XinJiang-AnHui na China (ZEHONG, 2014; ZEHONG, 2012). A Fig. 2.4 ilustra como a tecnologia HVDC se desenvolveu ao longo dos anos, em termos de tensão e potência nominais,

bem como apresentou um crescimento expressivo nos últimos 25 anos. São escolhidos alguns projetos principais para cada período, destacando separadamente os casos brasileiros de Rio Madeira e Belo Monte, pontuando suas potências e tensões CC de 6300MW \pm 600kVcc e 8000MW \pm 800kVcc respectivamente, sendo o último o caso de estudo da tese utilizado no capítulo 4.

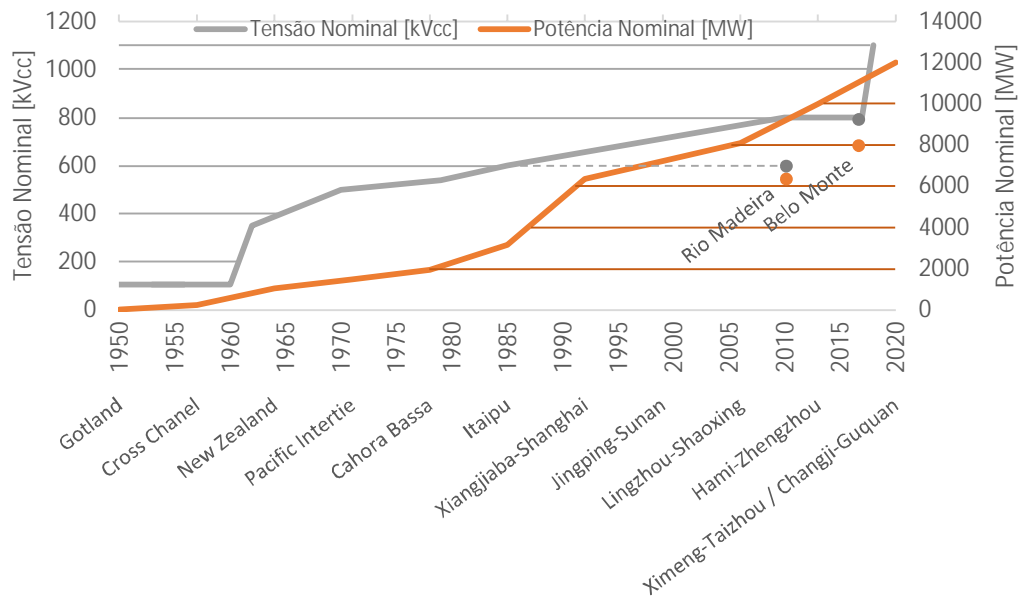


Figura 2.4 – Desenvolvimento da tecnologia HVDC ao longo dos anos em termos de tensão e potência nominais

Fonte: adaptado de BERGLUND (2016).

2.2.2. CONVERSORES AUTO-COMUTADOS

O VSC auto-comutado (Fig. 2.5) com modulação de largura de pulso (PWM) é apresentado como solução sistêmica na década de 90. O aumento nos níveis de potência e tensão tem permitido que a tecnologia VSC seja empregada em instalações onde, no passado, apenas a topologia LCC era utilizada. Os conversores VSC são auto-comutados por meio de válvulas transistorizadas (IGBT - *Insulated-Gate Bipolar Transistor*) e normalmente utilizam cabos HVDC extrudados para transmissão, já que comumente transportam energia para ou provenientes de sistemas isolados.

O VSC permite um controle rápido de potência ativa e reativa de forma distinta em cada terminal, independentemente do nível da tensão CC de transmissão. Tal flexibilidade no controle permite que os conversores VSC sejam instalados em qualquer ponto do sistema, sem restrições, como por exemplo, capacidade mínima de curto-circuito da rede. Sua lógica de controle permite que o conversor sintetize uma tensão trifásica equilibrada, simulando o funcionamento de um gerador síncrono. Os secundários dos transformadores que compõem o banco trifásico podem ser conectados em estrela ou delta, conforme padrão do fabricante ou requisitos da instalação.

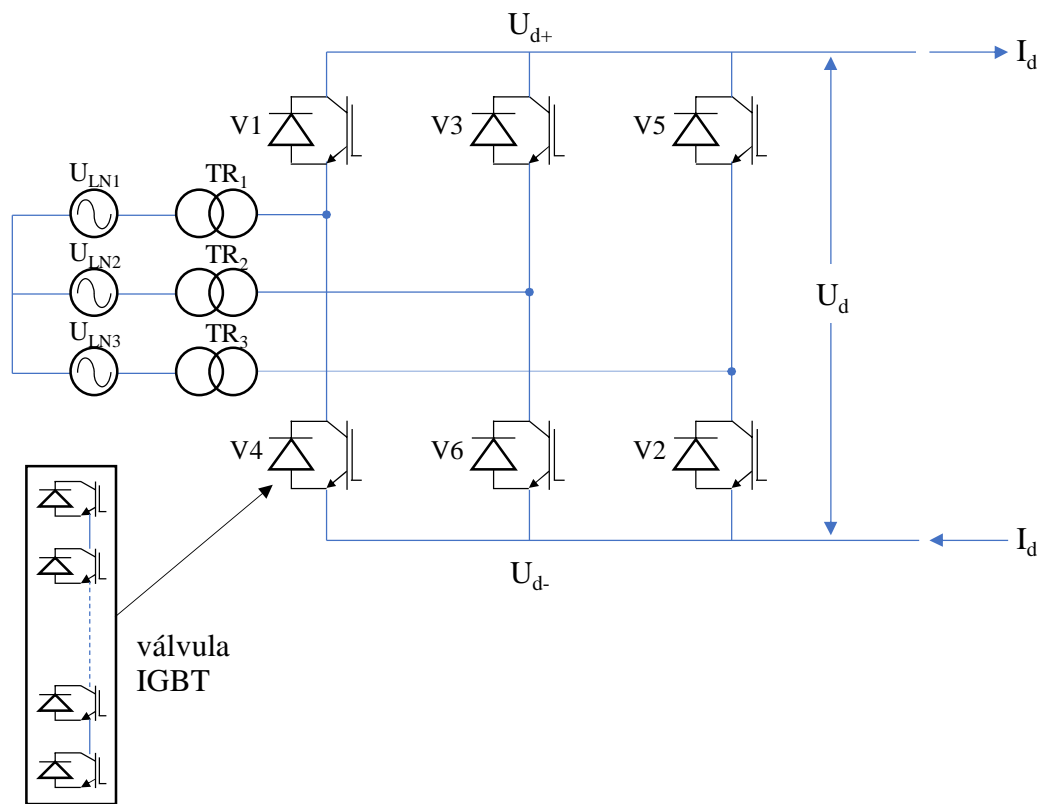


Figura 2.5 – Ponte com transistores utilizada em configuração bipolo simétrico

O controle dinâmico da tensão CA melhora a estabilidade da tensão, permitindo um aumento da energia transferida entre os terminais do sistema HVDC, e ampliando assim a capacidade de transporte do elo CC (BAHRMAN, 2014).

Projetos como EuroAsia, EuroAfrica e Western Link, são exemplos de conversores VSC aplicados para transmissão em tensões CC iguais ou superiores a $\pm 500\text{kV}$ e potências nominais iguais ou acima de 2000MW . Devido à sua característica de comutação, o VSC (Fig. 2.6) é amplamente utilizado para conectar plataformas marítimas a parques eólicos, e alimentar plataformas isoladas de petróleo e gás.

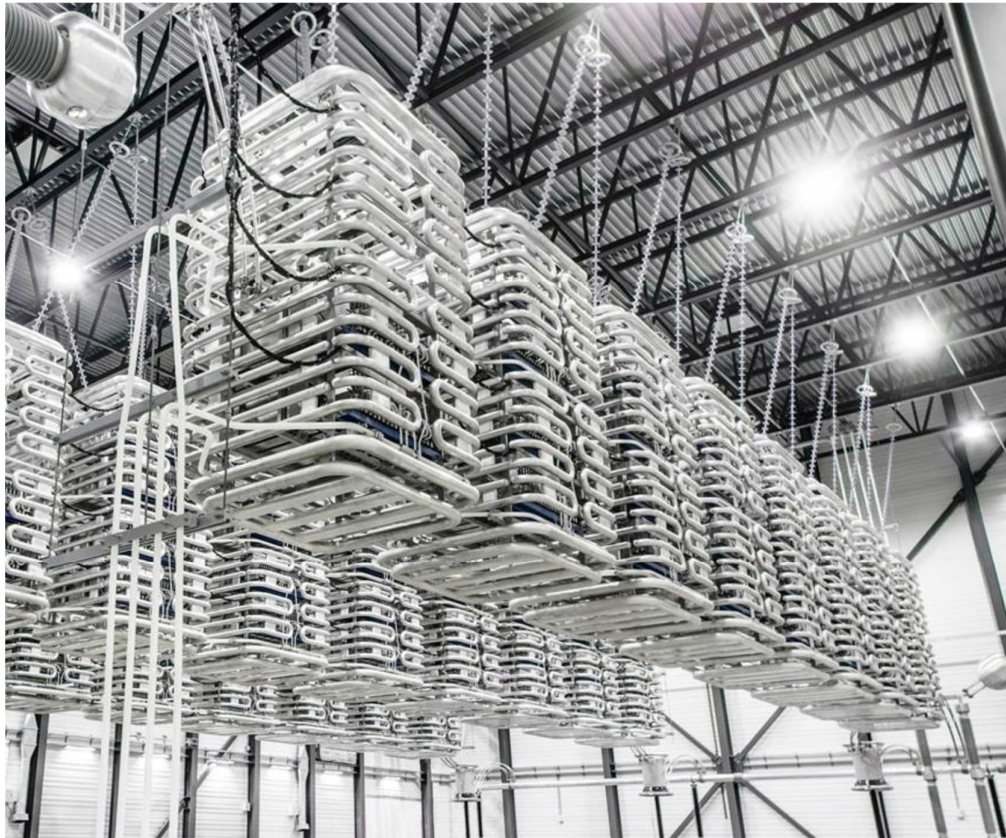


Figura 2.6 – Conexão do VSC dentro da sala de válvulas

Fonte: HITACHI ENERGY.

A Tabela 2.1 apresenta a aplicação de sistemas HVDC para diferentes aplicações. O conversor comutado por capacitor (CCC - *Capacitor Commutated Converter*) não foi mencionado anteriormente, por ser semelhante ao LCC, apenas com um capacitor comutado instalado entre o transformador e a ponte. O capacitor contribui para a manutenção da tensão CC, permitindo a operação dos conversores com ângulos de disparo menores, reduzindo a

quantidade de energia reativa necessária para operação, sendo aparentemente menos dependente da rede CA.

	Dist. Longas (terra)	Dist. Longas (mar)	Intercon. Assimétr.	Parque eólico para rede	Alimentação cargas isoladas
LCC linhas aéreas	X		X		
LCC cabos submarinos		X	X		
CCC back-to-back			X		
CCC linhas aéreas	X		X		
CCC cabos marítimos		X	X		
VSC back-to-back			X	X	
VSC terra / cabos marítimos	X	X	X	X	X

Tabela 2.1 Visão geral da aplicação de acordo com a topologia do sistema

Fonte: RUDERVALL (2000).

2.2.3. NORMA DE TRANSFORMADORES PARA APLICAÇÃO HVDC

A norma IEC/IEEE 60076-57-129, intitulada *Transformers for HVDC Application*, tem sua primeira edição publicada em novembro de 2017, combinando experiências normativas das antigas IEEE C57.129 e a IEC 61378-2. Ela traz requisitos específicos relacionados a perdas, ensaios, nível de ruído, componentes como buchas e comutador de derivações, alguns anexos informativos relacionados à sobrecarga, transformadores para conversores VSC, auditoria de projeto, nível de ruído e determinação de perdas em carga em serviço.

O escopo da norma (IEC/IEEE 60076-57-129) abrange transformadores HVDC de dois, três ou diversos enrolamentos e aplicações *back-to-back*. Transformadores industriais e de

tração são excluídos do escopo, sendo normalizados pela IEC 61378-1 / IEEE C57.18.10 e IEC 60310, respectivamente.

2.2.4. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O capítulo 2 apresenta conceitos fundamentais sobre as duas topologias principais utilizadas em projetos HVDC ao redor do mundo. A topologia LCC é composta por pontes de tiristores, tendo os secundários dos transformadores são ligados em delta e estrela, totalizando doze pulsos. As buchas dos transformadores são normalmente conectadas diretamente aos conversores dentro da sala de válvulas, sendo que as harmônicas de corrente circulam diretamente pelo enrolamento de válvula, já que os filtros harmônicos são instalados no lado da linha CA. A topologia VSC é composta por pontes de transistores, podendo os filtros estarem localizados entre o transformador e a sala de válvulas, ou como no caso do LCC, no lado da linha. A ligação do secundário dos transformadores neste caso é escolhida em delta ou estrela, dependendo do projeto dos conversores ou requisitos da instalação.

O capítulo ainda traz um histórico da norma de transformadores voltados à aplicação HVDC, que atualmente combina as normas internacionais IEC e IEEE (*dual logo*), e abrange ambas as topologias citadas.

Capítulo 3 – EFEITOS DO SISTEMA HVDC EM TRANSFORMADORES

O transformador conversor é um dos principais componentes em instalações HVDC, sendo o elo elétrico entre os sistemas de transmissão CA e CC, responsável por parte da regulação da tensão contínua e permitindo o controle de potência reativa. A operação não linear das válvulas causa alguns efeitos indesejáveis que afetam diretamente o projeto dos transformadores (CZERNORUCKI, 2019).

Margens técnicas de projeto não devem necessariamente ser aumentadas devido a estes efeitos, pois impactam no custo de fabricação, sem obrigatoriamente aumentar os fatores de segurança. Ou seja, entender a origem de cada efeito, possibilita ao projetista atuar na causa raiz, sem necessariamente elevar custos, massas ou dimensões (KOTHAVADE, 2023). Por outro lado, margens de projeto adequadas devem ser verificadas por meio de uma auditoria de projeto consistente (CIGRE JWG 406, 2010), avaliando se medidas foram tomadas durante a fase de projeto para minimizar as consequências indesejáveis de tais efeitos. As diretrizes para tal auditoria, podem ser encontradas em (CIGRE JWG 407, 2010) onde são detalhados pontos de verificação de requisitos especificados, dados do sistema, condições ambientais, projeto do transformador, fabricação, inspeção, plano de teste, transporte e instalação.

A norma IEC/IEEE 60076-57-129 lista alguns efeitos do sistema HVDC que devem ser considerados durante o projeto elétrico e mecânico do transformador. Eles estão presentes na operação de elos LCC, embora a topologia VSC também seja suscetível a alguns deles, especialmente em configurações assimétricas ou quando os filtros CA não estão localizados entre os conversores e os transformadores.

3.1. CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR HVDC

Sistemas HVDC, especialmente o LCC, são projetados para transportarem grandes blocos de energia e interconectarem sistemas de transmissão. Por esta razão, os transformadores conversores podem operar sob perfis de carga bastante severos. Em regime normal de operação, a comutação das válvulas gera um conteúdo harmônico considerável que aumenta as perdas em

carga e o nível de ruído dos enrolamentos. Ciclos de sobrecarga podem ser requisitos complementares, sendo especificados explicitamente na documentação técnica.

Uma falha na linha ou no pátio CC pode exigir que o sistema opere em condição de tensão CC reduzida, quando os tiristores são comutados com ângulo de disparo mais elevado, o que aumenta as perdas e pontos quentes localizados, quando comparados com o funcionamento normal, consumindo também maior potência reativa.

3.1.1. DEFINIÇÕES DE CARREGAMENTOS CONFORME NORMA

A corrente de carga do transformador do conversor é composta pela componente de frequência fundamental e ordens harmônicas, cujas magnitudes dependem da estação conversora, e incluem alguns componentes CC residuais.

A potência reativa consumida pelo sistema HVDC passará pelo transformador e deve ser considerada no projeto, bem como o conteúdo de correntes harmônicas e qualquer distorção na forma de onda. Estas informações devem ser analisadas em combinação com a tensão CA da linha e a posição do comutador.

Sobrecargas do transformador em serviço podem ser resultado dos seguintes eventos:

- ❖ Sobrecargas planejadas;
- ❖ Sobrecargas de emergência;
- ❖ Falha de equipamento auxiliar da unidade ou da estação conversora.

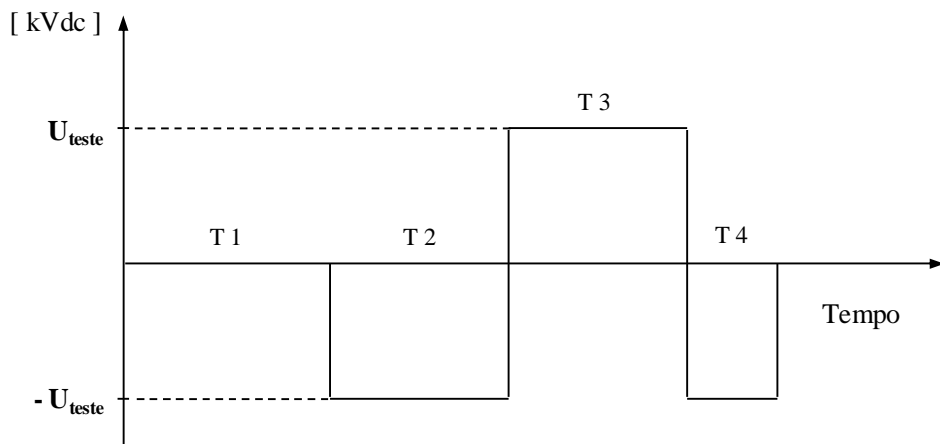
Qualquer tipo de sobrecarga pode resultar em redução significativa da vida útil do isolamento, aumentando o risco de falha do transformador. A condição de sobrecarga planejada pode estar atrelada a um perfil de carregamento à baixa temperatura ambiente ou por duração limitada. Qualquer condição de sobrecarga deve ser informada pelo usuário juntamente com dados como temperatura ambiente, fator de sobrecarga [p.u.], duração, pré-carga [p.u.], número de resfriadores em serviço, limites de temperaturas permitidos para o óleo e enrolamentos, espectro harmônico e posição do comutador.

3.1.2. CARREGAMENTOS NÃO TÍPICOS OU TRANSITÓRIOS

Os transformadores para HVDC-LCC, que são o foco desta pesquisa, normalmente são fornecidos com comutador de derivação sob carga. Apesar da variação da tensão da linha CA ser limitada pelas normas entre 5 e 10%, a faixa de regulação dos comutadores em transformadores HVDC pode cobrir uma variação superior a 30% da tensão nominal. Isso porque o comutador é utilizado não apenas para compensar variações na tensão da linha CA, mas também para controlar a tensão RMS do lado da válvula, que alimenta os conversores (SANJO, 2019). Em combinação com o ângulo de disparo dos tiristores, a tensão do lado da válvula é utilizada para controlar a magnitude e a direção do fluxo de potência no elo CC.

Durante operação normal, o retificador pode ser ajustado com ângulo de disparo α , por exemplo, em 15° e o inversor com ângulo γ em 17° . O comutador de derivações do transformador na estação retificadora é ajustado em um tape de tensão inferior ao da estação inversora, de forma a resultar em tensão RMS no retificador maior que no inversor. Desta forma, fluxo de potência natural flui da estação retificadora para a inversora e a potência transmitida é definida pelo ajuste destes parâmetros. Durante a operação reversa, os ângulos de disparo excedem 90° , invertendo a polaridade da tensão dos polos, de forma a forçar a reversão do fluxo de potência (DAI, 2012). A potência transmitida normalmente é reduzida devido às limitações de capacidade do inversor. Este modo de operação também combina solicitações dielétricas CA e CC no isolamento do transformador, devido à inversão da polaridade da onda. Esta situação é testada pelo ensaio de Polaridade Reversa, Fig. 3.1, durante o TAF (Testes de Aceitação em Fábrica), comentado na seção 3.6.

Como comentado anteriormente, a faixa de regulação de tensão do transformador HVDC é normalmente muito maior que a comumente especificada para transformadores de potência convencionais, refletindo em grande número de espiras no enrolamento de regulação. As posições de tapes acima da tensão máxima do sistema, podem ser utilizadas durante a operação em tensão CC reduzida, quando ela atinge valores entre 70 e 80% da tensão nominal, ou no modo de alto consumo de reativos. O ângulo de disparo dos tiristores também é ajustado em torno de 30° , resultando em distorção harmônica de corrente mais elevada e consequente incremento das perdas em carga (NI, 2020).



T1 = mín. 120 minutos (todas as buchas devem ser aterradas)
 T2 = 90 minutos
 T3 = 90 minutos
 T4 = 45 minutos
 Tempo máximo de reversão entre uma polaridade e outra = 2 minutos

Figura 3.1 – Tensão de ensaio de Polaridade Reversa conforme descrito na norma técnica IEC/IEEE 60076-57-129

Durante a operação normal, a potência reativa representa cerca de 50% da potência ativa do sistema (YAKUPOGLU, 2018). No entanto, durante a operação com tensão reduzida, esse valor pode chegar a mais de 70%. O carregamento com alto consumo de reativos é relevante quando o sistema CA necessita melhorar a estabilidade, eficiência na transmissão e desempenho da conversão HVDC, controlando os transientes de regime permanente e de tensões rápidas (TAYLOR, 1999). O carregamento reativo pode ser abordado por duas perspectivas: compensação do fator de potência e suporte da tensão de linha (LI, 2012).

Durante uma sobrecarga, os ângulos de disparo são mantidos próximos aos praticados em operação normal ou até inferiores, como 12° . Isso resulta em um espectro harmônico menos severo durante sobrecargas, no entanto as magnitudes de corrente podem chegar a 133% para ciclos planejados e 150% para ciclos de emergência.

3.2. CÁLCULO DE PERDAS EM CARGA

O fluxo de dispersão do transformador conversor contém o mesmo conteúdo harmônico da corrente de carga, resultando em aumento das perdas em carga adicionais nos enrolamentos

e em outras partes metálicas, como vigas de grampo, tanque, barras de suspensão, tirantes e suportes da parte ativa ou dos comutadores (Fig. 3.2). Este acréscimo de perdas tipicamente varia em torno de 25 a 30% das perdas totais em carga, sendo responsável por pontos quentes nas partes metálicas e nos enrolamentos, tornando-se potencial fonte de geração de gases (CIGRE WG 174, 1997).

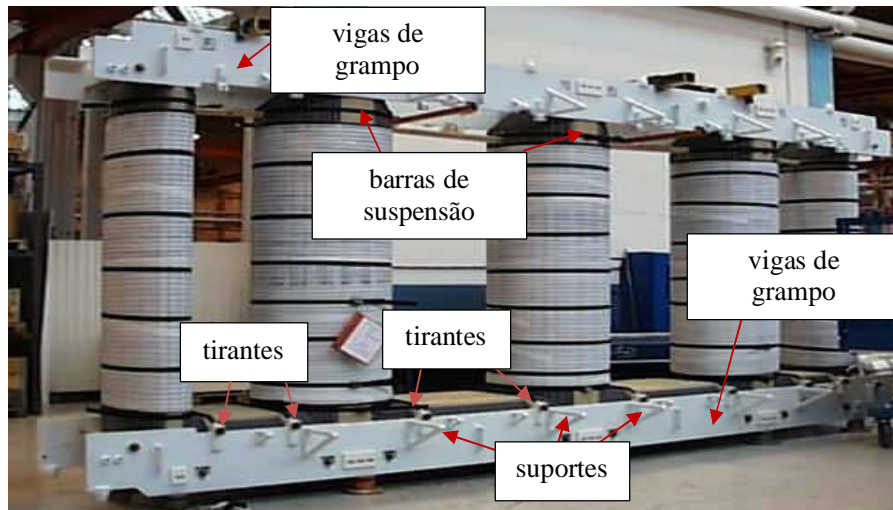


Figura 3.2 – Partes metálicas da parte ativa sujeitas a perdas em carga adicionais
Fonte: HITACHI ENERGY.

3.2.1. FORMULAÇÃO NORMALIZADA DE PERDAS HARMÔNICAS

A corrente nominal do enrolamento é composta pela componente fundamental, combinada com diferentes ordens harmônicas, que podem variar significativamente dependendo da instalação conversora.

As perdas adicionais nos enrolamentos são geradas quando o fluxo disperso impinge sobre os condutores, criando correntes circulantes no material, resultando em perdas adicionais, conhecidas por *Eddy Losses*. A mesma situação ocorre quando o mesmo fluxo impinge sobre outras partes metálicas citadas anteriormente, resultando em perdas adicionais fora dos enrolamentos, conhecidas por *Other Eddy Losses* (KOTHAVADE, 2023). Assim, a norma (IEC/IEEE 60076-57-129) fornece a seguinte formulação para o cálculo das perdas totais para a corrente de carga I_{LN} :

$$P_N = I_{LN}^2 R + P_{WE1r} F_{WE} + P_{SE1r} F_{SE} \quad (3.1)$$

Sendo,

P_N : perdas totais em carga

P_{WE1r} : perdas adicionais nos enrolamentos (*Eddy Losses*)

P_{SE1r} : perdas adicionais fora dos enrolamentos (*Other Eddy Losses*)

Os fatores F_{WE} e F_{SE} são definidos como, sendo h inteiro $h = 1, 2, 3, \dots, 49$:

$$F_{WE} = \sum_{h=1}^{49} k_h^2 h^2 \quad (3.2)$$

e

$$F_{SE} = \sum_{h=1}^{49} k_h^2 h^{0.8} \quad (3.3)$$

Sendo $k_h = \frac{I_h}{I_r}$ e $h = \frac{f_h}{f_1}$.

As correntes I_h e I_r são, respectivamente, as magnitudes da h -ésima harmônica e a corrente nominal para uma condição de carga específica. As frequências f_h e f_1 referem-se à ordem harmônica e à nominal, que é também a frequência fundamental.

As perdas *Eddy Losses* variam com a frequência harmônica ao quadrado (3.2) e as perdas *Other Eddy Losses*, por meio do expoente 0,8 (3.3). Por esta razão, a escolha adequada das dimensões dos condutores, resulta em ganhos substanciais na redução das perdas *Eddy Losses*, sem necessariamente exigir acréscimo de material ou aumento das dimensões da parte ativa. Os condutores utilizados em transformadores de altas potências normalmente são fabricados em cobre, basicamente do tipo retangulares simples, retangulares geminados ou cabos com condutores continuamente transpostos (CTC – *Continuous Transposed Cables*).

A Fig. 3.3 ilustra estes três tipos condutores ou cabos, sendo a relação entre custo e fator de espaço diretamente proporcional entre eles. O fator de espaço indica o percentual da área de cobre em função da área do cabo, ou seja, quanto maior o fator de espaço mais bem aproveitada é a seção transversal para a condução de corrente, sua principal função. Portanto, o cabo transposto, apesar de ser um material com custo elevado, aproximadamente 20% mais caro que o fio retangular, resulta em maior fator de espaço, impactando positivamente no projeto do transformador, em perdas e redução nas dimensões da parte ativa.

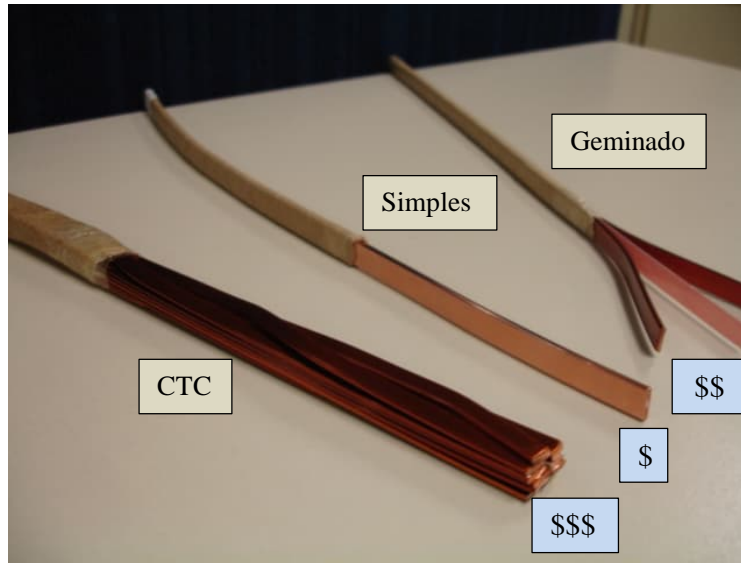


Figura 3.3 – Tipos de condutores de cobre, da esquerda para direita: CTC, fio retangular simples e retangular geminado

Fonte: HITACHI ENERGY.

Considerando todas as ordens harmônicas de corrente, I_h , até a 49ª, é possível calcular a corrente nominal, I_r , que consiste na corrente de carga do transformador em condição nominal, da seguinte forma:

$$I_r = \sqrt{\sum_{h=1}^{49} I_h^2} \quad (3.4)$$

Diferentes espectros harmônicos podem ser informados ao fabricante para diversas condições de carga ou sobrecarga. A condição aplicada durante o ensaio de elevação de temperatura, normalmente realizado na derivação de máxima corrente do equipamento, usualmente não é a mesma utilizada para avaliação das perdas. Durante o ensaio de elevação de temperatura, aplica-se uma corrente de carga equivalente I_{eq} como segue:

$$I_{eq} = I_r \left(\frac{I_{LN}^2 R + P_{WE1r} F_{WE} + P_{SE1r} F_{SE}}{I_r^2 R + P_{WE1r} + P_{SE1r}} \right)^{0.5} \quad (3.5)$$

As perdas em vazio podem ser afetadas por harmônicas de tensão, mas seu efeito é normalmente desprezível quando comparado ao aumento das perdas totais dado pelas harmônicas de corrente. Por outro lado, a polarização CC pode afetar significativamente as

perdas em vazio o que deve ser considerado no projeto do transformador conversor e o acréscimo de perdas durante o ensaio de elevação de temperatura. Detalhes são explorados na seção 3.5.

3.2.2. CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS À METODOLOGIA DA NORMA

A metodologia proposta pela norma, aplicada a ensaios de fábrica, pode não representar completamente a realidade do carregamento do transformador em serviço (LI, 2009). A corrente de carga em operação gera um fluxo de dispersão não linear e não senoidal, que resulta em perdas adicionais e superaquecimento localizado (ELMOUDI, 2006).

As referências (LIU, 2016; LIU, 2015; WANG, 2012) propõem diferentes métodos para cálculo de perdas em carga adicionais considerando a variação da indutância do enrolamento, não linearidade do material e características de histerese, comportamento no domínio da frequência e acoplamento do circuito eletromagnético. Segundo os autores, estas são fontes de erros quando as perdas calculadas e medidas são comparadas. Por exemplo, a corrente de carga e o fluxo de dispersão devem ser representados para cada ordem harmônica e simulados em um programa 2-D MEF (Método dos Elementos Finitos) para calcular as perdas *Eddy Losses*. Já as perdas *Other Eddy* devem ser calculadas por um programa 3-D MEF devido à assimetria da parte ativa e da estrutura do tanque (ZHANG, 2011). O comportamento das perdas em materiais magnéticos e não-magnéticos não é semelhante, tornando-se fonte de erro em cálculos mais detalhados, considerando a histerese do material, seu comportamento não-linear e características de frequência.

Algumas correções e formulações alternativas são propostas por (ELMOUDI, 2005; MAKAROV, 2000) para buscar ajustar os fatores calculados pelo método da norma. De fato, o cálculo de perdas em transformadores HVDC tem sido objeto de estudo ao longo dos anos e tem incentivado diversos autores a buscar métodos alternativos para torná-lo mais preciso, considerando efeitos como o pelicular e de proximidade, que não são contemplados pelo cálculo tradicional (FAIZ, 2015). Uma metodologia para o cálculo de perdas em transformadores HVDC é desenvolvida no capítulo 4, comparando o cálculo das perdas *Eddy Losses* com valores calculados por um método puramente numérico.

3.3. PROJETO TÉRMICO

O comportamento térmico do transformador é definido pela distribuição das perdas dentro da parte ativa. Tanto instalações LCC como VSC são afetadas pelas componentes não lineares de corrente, que circulam através do enrolamento de válvula conectado diretamente aos conversores, afetando a distribuição das perdas de forma diferente em relação aos transformadores de potência convencionais.

3.3.1. CONCEITOS E RECOMENDAÇÕES ABORDADOS NA NORMA

Devido às frequências harmônicas e efeitos intrínsecos à corrente contínua, as perdas podem não ser distribuídas uniformemente ao longo da altura do enrolamento como esperado durante o ensaio de elevação de temperatura (IEC/IEEE 60076-57-129). Portanto, em operação, a localização de pontos quentes (*hot spots*) pode ser significativamente diferente que o esperado. A componente radial do fluxo de dispersão causa um aumento das perdas e consequente elevação da temperatura localizada nos discos ou espiras da porção extrema dos enrolamentos. As perdas nos enrolamentos são calculadas considerando o conteúdo harmônico especificado (JING, 2007), seguindo o método descrito na seção 3.2.1. Um cálculo detalhado de perdas é apresentado no capítulo 4, onde é possível notar o comportamento do fluxo de dispersão mencionado acima.

A norma ABNT NBR 5356-7, fornece um método de cálculo indireto baseado no gradiente médio cobre-óleo e no topo do óleo do tanque, para definir a temperatura nas regiões de *hot spots* do enrolamento a partir de valores calculados e medidos. No projeto de transformadores conversores, normalmente são verificadas mais regiões de *hot spots* do que em transformadores CA convencionais.

As temperaturas nas regiões de *hot spots* podem ser medidas diretamente por sondas de fibra óptica dentro dos enrolamentos, especialmente nos discos ou espiras localizados no topo dos enrolamentos principais, onde a temperatura do óleo do tanque também é mais elevada. Porém tais regiões são discretas, normalmente restritas, e não distribuídas ao longo da circunferência do enrolamento. Portanto, mesmo sendo realizado um cálculo de distribuição de perdas e circulação de fluxo de óleo mais detalhado, o projetista não é capaz de garantir que a

localização da fibra óptica será a mesma da região onde ocorrem as temperaturas mais elevadas. Também não é certo que a instalação de um ou dois sensores de fibra ótica detectará temperaturas relevantes. Até 10 graus de diferença foram encontrados em experiências com sensores localizados em posições distintas nas extremidades de enrolamentos.

As sondas podem também ser instaladas no núcleo, entre lâminas adjacentes e em outras localidades da parte ativa ou do tanque onde são esperadas temperaturas mais elevadas. Tais ações aumentam a eficácia das medições feitas por intermédio do método direto.

Sobrecarregamentos devem ser claramente especificados, fornecendo sua duração, resfriamento redundante em operação (ligado/desligado), temperatura ambiente, correntes CC e RMS, e espectro harmônico específico a ser considerado. A composição do espectro harmônico muda significativamente dependendo das diferentes configurações de carga e pode submeter o isolamento do transformador a degradações térmicas severas.

Alguns efeitos colaterais relatados na norma (IEC/IEEE 60076-57-129) resultantes de elevadas temperaturas são: a evolução na geração de gases, redução da resistência mecânica do isolamento de celulose, vazamento de juntas, desgaste prematuro dos contatos do comutador, envelhecimento de equipamentos auxiliares e expansão excessiva do óleo, aumentando a pressão interna do tanque. Além disso, as estruturas metálicas como tanque, blindagens, canecos das buchas, laminação do núcleo, vigas de grampo, barras de suspensão, tirantes etc., podem sofrer saturação localizada devido à alta magnitude do fluxo de dispersão resultante de sobrecargas.

A instalação de termopares para monitoramento da temperatura em partes metálicas não diretamente em contato com o isolamento de celulose, pode ser uma boa prática. O comportamento térmico é verificado externamente, pela realização da varredura térmica durante o ensaio de elevação de temperatura, para verificação de possíveis regiões de *hot-spots* (Fig. 3.4).



(a)



(b)

Figura 3.4 – Vista externa do tanque de transformador conversor, sem (a) e com (b) varredura térmica durante o ensaio de elevação de temperatura

Fonte: HITACHI ENERGY.

3.3.2. FALHA TÉRMICA EM TRANSFORMADORES HVDC BACK-TO-BACK E OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Conteúdos harmônicos provenientes de carregamentos específicos devem ser informados na documentação técnica, especialmente os relacionados a condições de carga em que um ângulo de comutação maior que o nominal seja esperado. Sobrecargas e aplicações de cargas especiais podem resultar na redução da expectativa de vida do transformador e de seus componentes (GRANT, 2004), uma vez que temperaturas superiores aos limites térmicos da celulose podem ser atingidas. Desta forma, a resistência mecânica do isolamento, definida pelo seu grau de polimerização, é reduzida podendo levar o equipamento a uma falha dielétrica prematura (ERMAKOV, 2022; CIGRE GT 609, 2015; BHUVANESWARI, 2009). Relatórios completos envolvendo causas de falhas térmicas, dielétricas e outras, são encontrados em (CIGRE TB 859, 2021; CIGRE TB 617, 2015), incluindo falhas em transformadores *back-to-back*, com dados coletados ao longo dos anos.

O nível de tensão CC em instalações *back-to-back* é bastante inferior ao de sistemas HVDC-LCC. Por esta razão, os enrolamentos de válvula normalmente são localizados próximos ao núcleo. Além disso, em unidades trifásicas, ambos os enrolamentos de válvula, conectados em delta e em estrela, podem ser fabricados no mesmo cilindro, como em enrolamentos bipartidos no sentido axial de transformadores GSU (*Generator Step Up*). Essa configuração resulta em um fluxo de dispersão com componente radial diferente de zero na região “A” da Fig. 3.5, entre os dois enrolamentos CC, direcionado ao núcleo devido à sua baixa relutância, resultando em um superaquecimento das espiras dos enrolamentos localizadas na região “B” da Fig. 3.5.

A investigação de (FORREST, 2004) verifica que o enrolamento conectado em delta teve sua isolação mais degradada termicamente que o conectado em estrela. Por projeto, a dimensão axial do condutor do enrolamento delta era 18% maior que a do enrolamento estrela, sofrendo maior superaquecimento, pois as perdas *Eddy Losses* aumentam com o quadrado da altura do condutor, como visto em 3.2.1.

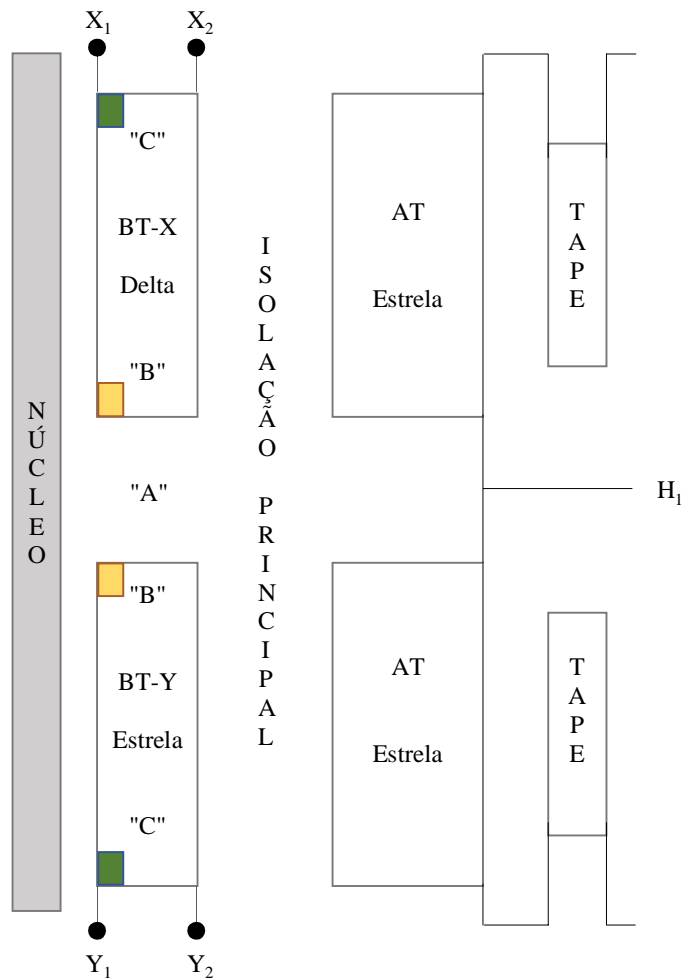


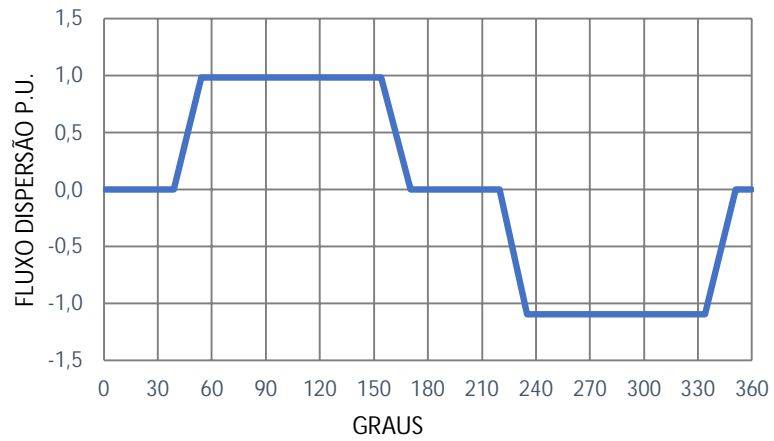
Figura 3.5 – Arranjo dos enrolamentos de uma coluna do transformador *back-to-back* trifásico
 Fonte: FORREST (2004).

A análise dos fluxos de dispersão gerados pelos enrolamentos de BT em estrela e delta são apresentados nas Figs. 3.6(a) e 3.6(b) respectivamente, e o fluxo resultante é mostrado na Fig. 3.6(c).

O isolamento do enrolamento danificado termicamente (Fig. 3.7) teve sua resistência mecânica drasticamente reduzida, levando dois transformadores de 240 MVA à falha dielétrica em serviço. Seguido pela geração de gases da unidade sobressalente, que esteve em operação apenas por 18 meses, sendo 15 deles sob carga reduzida de 180 MVA. As simulações

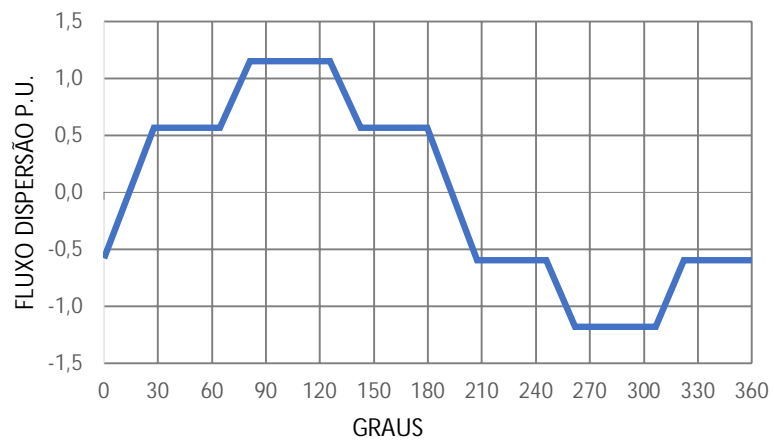
mostraram temperaturas no enrolamento na ordem de 159°C na região danificada, contra o limite de 120°C para o papel termicamente estabilizado.

ENROLAMENTO ESTRELA

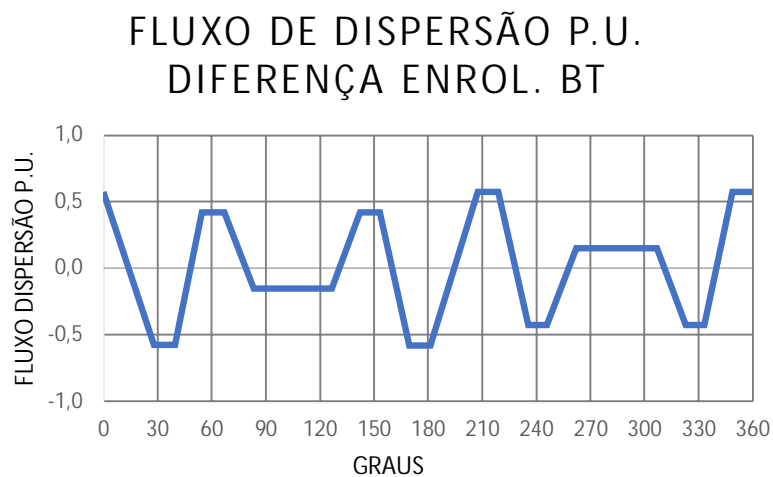


(a)

ENROLAMENTO DELTA



(b)



(c)

Figura 3.6 – Fluxo de dispersão no enrolamento de válvula estrela (a), delta (b) e diferença entre os fluxos de dispersão dos dois enrolamentos (c) em [p.u.]

Fonte: FORREST (2004).



Figura 3.7 – Isolamento do enrolamento de válvula em delta danificado devido ao sobreaquecimento

Fonte: FORREST (2004).

Os enrolamentos de válvula das unidades que apresentaram falhas foram redesenhados com menor altura de condutor e removendo o isolamento extra utilizado na região “A”,

eletricamente desnecessário, pois a tensão nominal era de 23,3kV e havia distância suficiente entre os dois enrolamentos e para o núcleo. Ele estava de fato reduzindo a capacidade de troca térmica entre cobre e óleo, colaborando para o superaquecimento naquela região.

3.4. NÍVEL DE RUÍDO

O nível de ruído do transformador conversor em operação é uma combinação dos seguintes componentes:

- ❖ Excitação do núcleo à frequência nominal;
- ❖ Corrente de carga nos enrolamentos;
- ❖ Harmônicas na corrente de carga e na tensão de serviço;
- ❖ Efeito de polarização CC;
- ❖ Equipamento de refrigeração.

O nível de ruído total é dado pela soma logarítmica destas diversas potências sonoras.

3.4.1. CONCEITOS APRESENTADOS PELAS NORMAS TÉCNICAS

O nível de ruído é expresso pelo nível de potência sonora total ponderado (*A-weighted*), incluindo todas as bandas de frequência ou como o nível sonoro ponderado em banda de 1/3 de oitava. Ele é usado para assegurar o nível de ruído total especificado da estação conversora (IEC/IEEE 60076-57-129). O espectro da frequência acústica do núcleo é dado principalmente pelas harmônicas múltiplas pares. Para 60Hz, é representado por 120, 240, 360 e 480Hz (IEEE C57.12.90, 2021).

O ruído dos enrolamentos pela circulação de corrente de carga é dado principalmente em duas vezes a frequência nominal, ou seja, 120Hz para 60Hz (IEEE C57.12.90, 2021). Em transformadores conversores, ele está associado ao espectro harmônico da estação conversora em diferentes frequências harmônicas (QIAN, 2022). Neste caso, a influência harmônica no ruído audível ocorre apenas em serviço e não podendo ser reproduzida durante o TAF devido à indisponibilidade de fontes de alimentação de formas de onda distorcidas nas instalações do fabricante (IEC/IEEE 60076-57-129).

O nível sonoro do sistema de refrigeração deve ser medido separadamente e adicionado ao cálculo do ruído total pela soma logarítmica. O espectro de frequência é definido pela banda larga dos motores, acrescido de tons discretos e do conteúdo harmônico (IEEE C57.12.90, 2015).

3.4.2. AÇÕES DE PROJETO PARA REDUÇÃO DO NÍVEL DE RUÍDO

A excitação do núcleo, normalmente excitado à tensão nominal, resulta em vibração de todo conjunto ferromagnético. Por outro lado, a garantia do nível de ruído pode ser especificada em outra condição de excitação, mas sempre na frequência nominal. Ele é definido pela geometria do núcleo (altura da coluna, entre eixos e diâmetro do núcleo), pela densidade de fluxo e pelo tipo de aço magnético utilizado (YUAN, 2022). O projeto do tanque também pode influenciar o cálculo do nível de ruído caso sejam utilizadas blindagens magnéticas fixadas nas paredes ou pó de quartzo dentro dos reforços do tanque.

Como dito anteriormente, a vibração dos enrolamentos é definida pela corrente de carga e, no caso de transformadores conversores, pelo conteúdo harmônico da corrente (JIANG, 2022). Ela depende da geometria do enrolamento (diâmetro, largura radial e altura total), dimensões do condutor, do número de condutores simples ou dentro de um cabo CTC nas direções radial e axial, do número de espaçadores ao redor da circunferência, bem como da espessura destes espaçadores e da distância do bloco de enrolamentos ao tanque.

Na avaliação de projeto de um transformador conversor, o nível de ruído total calculado pode exceder de 2 a 30 dB(A) quando comparado ao de um transformador convencional equivalente. Isto porque a operação não linear dos conversores, combinada com o efeito de polarização CC, resulta em vibração excessiva dos enrolamentos e núcleo, muito além dos limites estabelecidos pelas normas técnicas (WU, 2022).

O equipamento de resfriamento pode ser composto por ventiladores, bombas, trocadores de calor óleo-ar (Fig. 3.8) ou óleo-água, dependendo da aplicação do transformador, requisitos de instalação ou escolha de projeto.

O ruído audível do núcleo, enrolamentos e sistema de refrigeração pode ser ajustado pelo projetista escolhendo materiais, dimensões ou distâncias adequadas, dependendo dos requisitos especificados e ambientais da instalação.



Figura 3.8 – Banco de trocadores de calor óleo-ar instalados separados do tanque do transformador conversor

Fonte: HITACHI ENERGY.

Ações para minimizar o nível de ruído total seriam: o uso de grão altamente orientado (*Hi-B*) ou com domínio refinado a laser (*Domain Refined*) nas chapas do núcleo, Fig. 3.9, uso de ventiladores com baixo nível de ruído, aumento no fator de espaço dos enrolamentos, aumento das distâncias entre enrolamentos e tanque, considerar pó de quartzo nos reforços do tanque, instalar painéis sonoros externos (Fig. 3.10 a) ou enclausuramento (Fig. 3.10 b). Estas ações podem reduzir o nível de ruído em mais de 10 dB(A). A instalação de painéis ou enclausuramento pode resultar em efeitos colaterais, como o aumento da temperatura do óleo, pois a capacidade de troca térmica do tanque é reduzida ou nula.

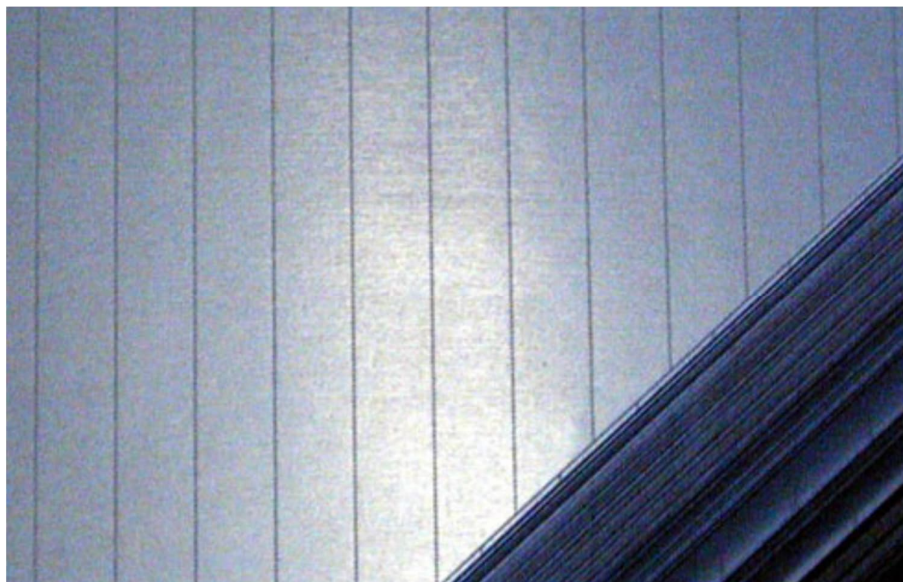


Figura 3.9 – Chapas do núcleo com domínio refinado a laser

Fonte: HITACHI ENERGY.



(a)



(b)

Figura 3.10 – Instalação de painéis sonoros (a) e enclausuramento (b)

Fonte: *Mecart Transformer Screens and Enclosures* (on-line).

3.5. POLARIZAÇÃO CC

Uma corrente contínua fluindo pelo enrolamento do transformador é denominada corrente de polarização CC. Ela cria um deslocamento da corrente nominal de magnetização do núcleo mostrada na Fig. 3.11 (ZHANG, 2021).

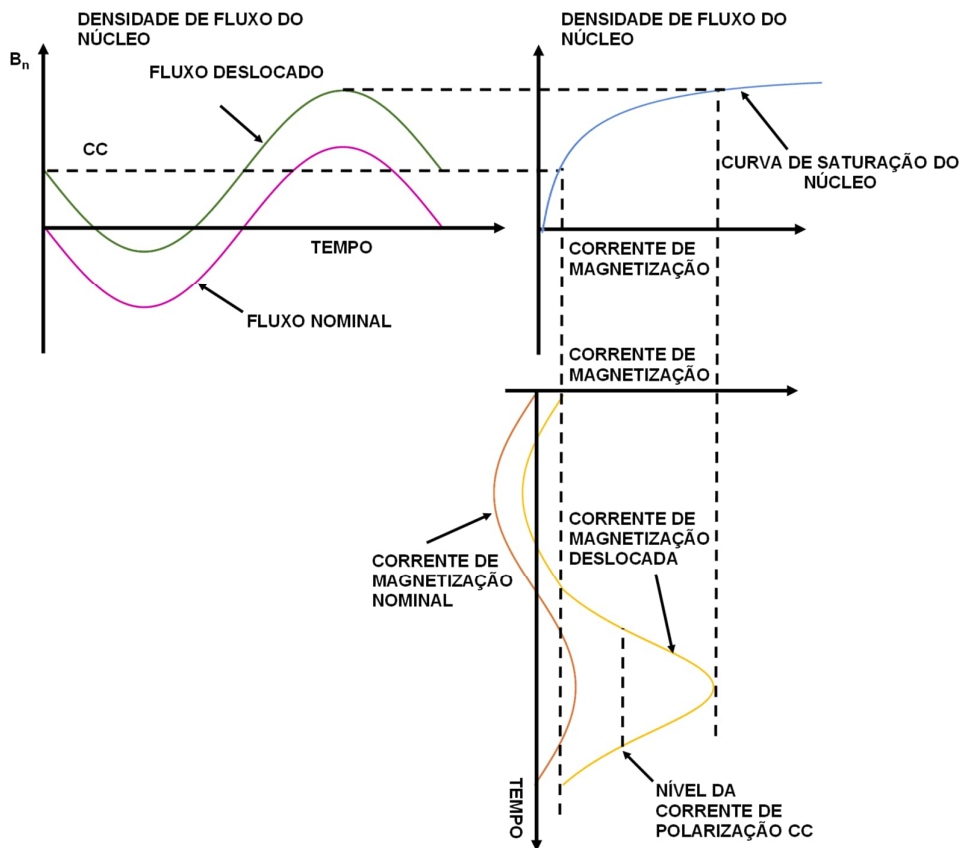


Figura 3.11 – Densidade de fluxo no núcleo e comportamento da corrente de magnetização sob efeito de polarização CC

Fonte: HURLET (2007).

3.5.1. CONSIDERAÇÃO DA NORMA TÉCNICA A RESPEITO DA POLARIZAÇÃO CC

A comutação assimétrica dos conversores gera uma corrente de polarização CC não compensada, resultando na saturação do núcleo em meio ciclo. A polarização CC afeta as perdas em vazio, o nível de ruído e o projeto térmico (WANG H., 2022; LIU, 2022), no entanto, a norma (IEC/IEEE 60076-57-129) menciona que o aumento das perdas pode ser desprezado em comparação com as perdas totais do transformador. O efeito da polarização CC não pode ser verificado durante o TAF, mas apenas durante a operação em serviço.

3.5.2. FONTES DE POLARIZAÇÃO CC E SEUS EFEITOS

A magnitude da corrente CC é normalmente considerada até 10A por fase (IEC/IEEE 60076-57-129; CIGRE JWG 407, 2010). Ela é originada pela combinação do aumento do potencial do solo, denominado *Ground Potential Rise* (GPR), do efeito de acoplamento eletromagnético com linhas CA de transmissão e da operação assimétrica no disparo dos tiristores (WANG Y., 2022). Nesta seção, as duas primeiras causas são estudadas, já que a terceira tende a ser minimizada por ajustes no controle operacional. Para transformadores instalados em regiões próximas aos polos norte e sul, tempestades solares frequentemente também produzem efeitos de polarização CC, conhecidos por GIC (*Geomagnetically Induced Current*) (ZHAO, 2020). A magnitude das correntes pode ser bastante superior à mencionada acima e deverá ser claramente especificada na documentação técnica (WANG W., 2021). Por não ser um efeito diretamente relacionado à operação do sistema HVDC, o tema não será aprofundado nesta pesquisa.

GPR – *Ground Potential Rise*

A corrente de polarização CC originada pelo GPR ocorre pelo retorno da corrente CC pelo terminal neutro aterrado, durante operação monopolar, bipolar ou homopolar, sob condições normais, de emergência ou de falta (EPRI, 1981). Qualquer transformador CA ou estruturas metálicas localizadas nas proximidades do eletrodo do sistema HVDC ou das estações conversoras, podem ser afetadas pelo GPR. As correntes de retorno podem ser medidas na tubulação do sistema de refrigeração, nos equipamentos de resfriamento, em gabinetes e outros acessórios, causando corrosão prematura.

A magnitude da corrente CC é função da configuração do eletrodo, composição geológica do solo (FREIRE, 2018) e da distância de instalação do eletrodo HVDC (Fig. 3.12). Ela pode ser simulada utilizando-se diferentes modelos de solo (FREIRE, 2020), como o de camada horizontal, vertical ou exponencialmente variável (LIU, 2002). A corrente é verificada pela diferença de tensão entre dois eletrodos (fonte de tensão) e pela resistência de sequência zero do sistema CA analisado. Com menos transformadores em operação e resistência de sequência zero mínima no sistema CA, o que significa um número máximo de linhas conectadas

ao eletrodo, a corrente de polarização CC será máxima. Desta forma, a corrente de polarização tende a aumentar proporcionalmente com a expansão do sistema CA ao redor do eletrodo (WANG S., 2021).

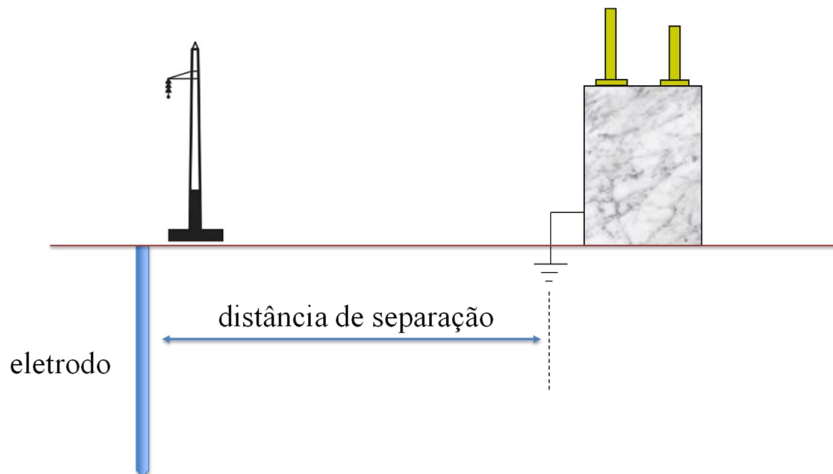


Figura 3.12 – Distância de separação entre o transformador e o eletrodo do sistema HVDC

Os eletrodos são geralmente construídos em duas topologias distintas: Horizontal Raso em anel (Fig. 3.13), podendo ser do tipo estrela de n-pontos, estrela ramificada ou linear, e Vertical Profundo que consiste na interligação de diversos condutores profundos que atingem camadas de solo de baixa resistência. O eletrodo vertical é utilizado quando as dimensões do terreno não permitem a instalação do eletrodo horizontal. Na referência (LIU, 2002), são analisados os gradientes máximos de terra dados pelas tensões de toque e passo. Também é possível verificar o GPR medido para configurações de eletrodo em anel e estrela de 4 pontas, para uma corrente de retorno de 2000A e um solo estratificado em três camadas de 50 ohm-m e 4m de espessura no topo, 11 ohm-m e 18m no meio e a camada inferior com resistividade de 260 ohm-m.

As tensões máximas nas Tabelas 3.1 e 3.2 são alcançadas para distâncias abaixo de 800m para a configuração em anel e abaixo de 1200m para a estrela de 4 pontas. Alguns casos de detecção de correntes contínuas em instalações são mencionados a seguir.

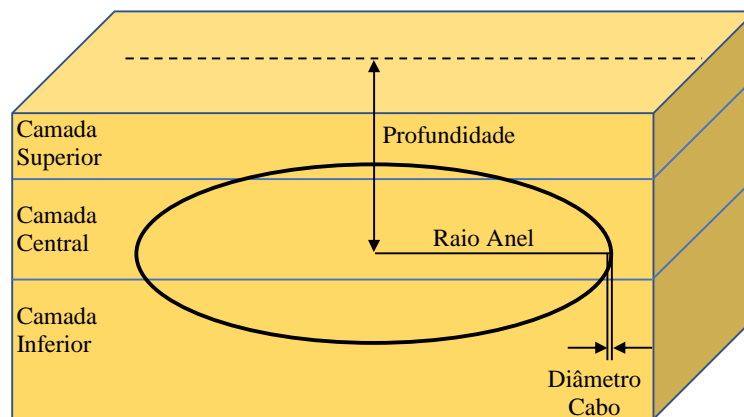


Figura 3.13 – Eletrodo de terra HVDC e estratificação das camadas de solo
 Fonte: LIU (2002).

Características do Eletrodo				
Raio total: 300m; Raio condutor: 0,3m; Profundidade: 3m				
Resultados Computacionais				
GPR	Resistência	Máximo		
		Potencial de terra	Tensão de toque	Tensão de passo
226,16 V	0,113 ohm	206,26 V	21,67 V	1,12 V

Tabela 3.1 Projeto de Eletrodo HVDC em Anel
 Fonte: LIU (2002).

Características do Eletrodo				
Extensão braço: 460m; Raio condutor: 0,3m; Profundidade: 3m				
Resultados Computacionais				
GPR	Resistência	Máximo		
		Potencial de terra	Tensão de toque	Tensão de passo
224,02 V	0,112 ohm	212,2 V	58,26 V	3,514 V

Tabela 3.2 Projeto de Eletrodo HVDC em Estrela
 Fonte: LIU (2002).

Correntes de até 6,6 Acc foram medidas ao longo de um gasoduto de 600 milhas (966 quilômetros) de extensão da *Pacific Gas Transmission and Electric Company*, localizado a 56,3

quilômetros de distância do eletrodo de Celilo, que faz parte da ligação Dalles-Los Angeles nos EUA. A corrente de retorno transmitida pelo solo foi de 2000A (LIU, 2002).

O elo HVDC que interliga Talcher-II à estação Kolar, por uma linha de 1370 km, 2000 MW (± 500 kVcc, 2000 A), registrou em 2003 um GPR inesperado logo após a operação monopolar com retorno pela terra (NAYAK, 2006). A causa foi atribuída à composição geológica do solo e não diretamente ao desenho do eletrodo.

As medições do GPR no elo Radisson-Sandy Pond da Hydro-Quebec mostraram magnitudes em torno de 30 Acc por fase nos transformadores conversores de 315 kV da subestação Radisson e 25 Acc por fase nos autotransformadores de 735 kV.

A referência (PICHER, 1997) apresenta resultados do ensaio de injeção de corrente contínua em dois autotransformadores monofásicos de 370 MVA e 550 MVA respectivamente, ambos 735 kV no lado de alta tensão. A corrente foi injetada no enrolamento terciário em degraus de 425, 850, 1700 e 2550 A, resultando em 12,5, 25, 50 e 75 A no terminal de AT. Uma fonte de tensão variando de 0 a 55 V conectada à ponte de diodos, era capaz de fornecer até 3000 A de corrente contínua. As medições detectam um aumento significativo nas perdas em vazio e picos na corrente de magnetização. Também foram verificadas as perdas e a elevação de temperatura das barras de suspensão da estrutura do núcleo.

Magnitudes de corrente excessivas por períodos superiores a alguns minutos devem ser monitoradas e evitadas. O tipo de núcleo influencia consideravelmente os efeitos de polarização CC. Núcleos trifásicos com três colunas são menos afetados do que núcleos trifásicos com cinco colunas ou monofásicos, devido às colunas de retorno. O projeto de um núcleo com três colunas resulta em relutância de sequência zero mais alta, reduzindo o fluxo de sequência zero gerado pela corrente CC. Projetos que resultam em curvas de magnetização mais suaves suportam correntes CC mais elevadas do que aqueles com um perfil de curva mais escalonado entre a região não saturada e saturada. Este comportamento está relacionado com material do aço magnético selecionado.

A referência (LI, 2010) simula e analisa o efeito da corrente CC em um núcleo trifásico com cinco colunas (três colunas principais e duas de retorno) em termos da corrente de

magnetização, aumento das harmônicas de baixas frequências e intensidade do campo magnético.

O GPR pode ser avaliado pela distância da instalação ao eletrodo, considerando alguns parâmetros como o GPR da estação em volts, o GPR percentual da estação conversora e o percentual do pico da corrente de magnetização em relação à corrente nominal (MELIOPOULOS, 1989). O estudo paramétrico apresentado nesta referência considera um sistema típico em operação monopolar com retorno pela terra e analisando estes parâmetros detalhadamente.

Efeito do Acoplamento Eletromagnético

A expansão do sistema elétrico resulta na proximidade física das linhas CA e CC e comprimentos paralelos na mesma faixa de servidão, causando o acoplamento eletromagnético entre as linhas (JIAN, 2007). Tal acoplamento resulta em sobretensão no sistema CC, maior do que o esperado para um elo CC convencional (VERDOLIN, 1995), promovendo interação harmônica de baixa ordem (LARSEN, 1989), indução em regime permanente de tensões na frequência fundamental (LARSEN, 1989) e indução de correntes de falta de sequência zero (DING et al, 2010).

O acoplamento eletromagnético de linhas CA induz correntes circulantes CA, na frequência fundamental, em linhas CC acopladas. Estas correntes, atravessando os tiristores das estações retificadora ou inversora, são naturalmente convertidas em correntes CC, que fluindo pelo enrolamento de válvula do transformador HVDC, provocam um incremento na saturação do núcleo (BURTON, 1996), promovendo instabilidade na saturação (CHEN, 1996).

A referência (LIN, 2015) apresenta um estudo do efeito típico do acoplamento de uma linha CA sobre um sistema híbrido LCC-MMC (conversor modular multinível) (Fig. 3.14). A energia era transmitida de Yunnan para Xangai, na China, pela linha aérea de 1018 km. O estudo definiu o comprimento paralelo entre 20 e 200 km e a distância de separação entre linhas de 40 a 200 m. O elo CC transmite 3000 MW a ± 500 kV e o sistema CA possui potência de 5000 MW e tensão nominal de 1000 kV.

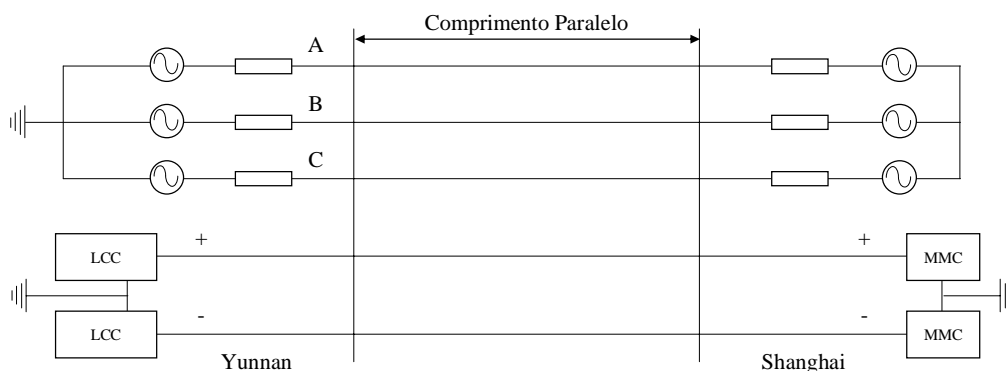


Figura 3.14 – Instalação paralela de sistemas HVDC e HVAC

Fonte: LIN (2015).

A tensão de linha induzida foi simulada variando a distância de separação de 40 a 200 metros para um comprimento de linha fixo de 100 quilômetros, e o comprimento paralelo de 40 a 200 quilômetros para a distância de separação fixa em 100 metros (Fig. 3.15).

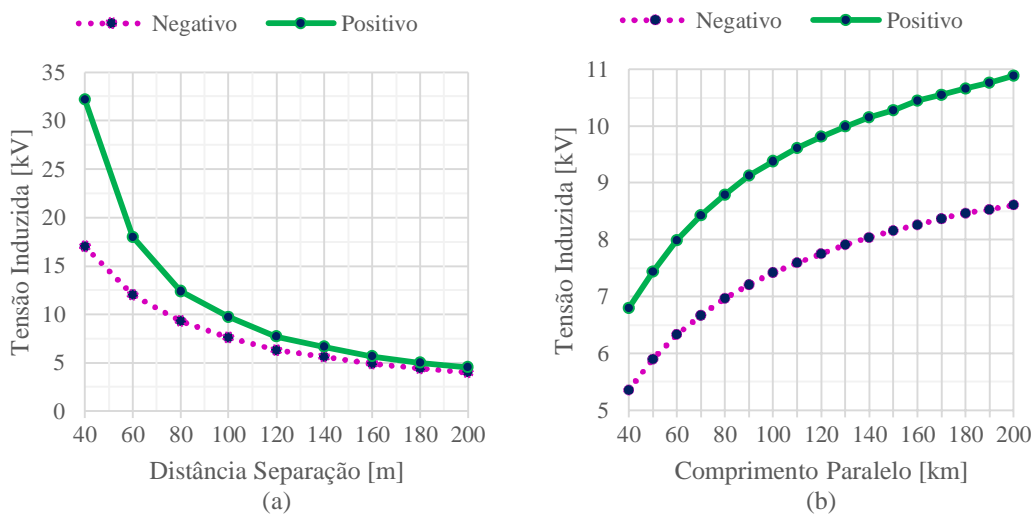


Figura 3.15 – Tensão induzida da linha CA na linha CC em função: da (a) distância de separação e (b) do comprimento paralelo

Fonte: LIN (2015).

A tensão induzida não é proporcional ao comprimento paralelo, pois a tensão é função da indutância da linha (própria e mútua) e da capacitância de acoplamento. No entanto, o objetivo principal do estudo é verificar a magnitude da corrente circulante induzida ao longo da

linha CC que conecta as estações retificadora LCC e inversora MMC em função da distância de separação e do comprimento paralelo (Fig. 3.16).

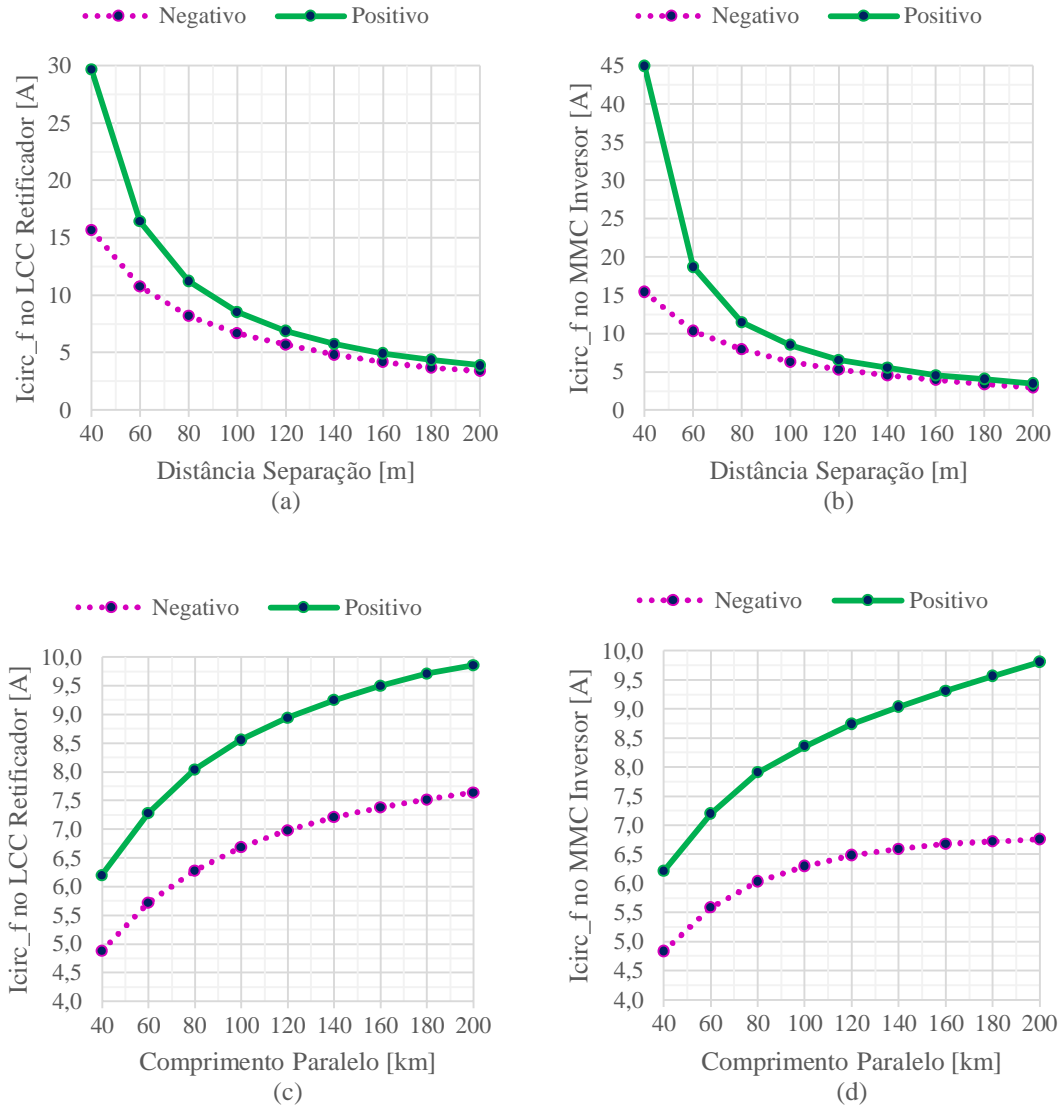


Figura 3.16 – I_{circ_f} em operação normal. (a)-(b) I_{circ_f} como função da distância de separação. (c)-(d) I_{circ_f} como função do comprimento paralelo

Fonte: LIN (2015).

O polo positivo está mais próximo da linha CA do que o negativo. Razão pela qual a tensão induzida no polo positivo é maior, atingindo mais de 30 kV para a distância de 40 metros,

porém diminuindo significativamente para distâncias superiores a 100 metros. A tensão induzida não apresenta variação significativa para distâncias acima de 140 metros.

Por outro lado, quanto menor for a distância de separação, maior será a corrente circulante. Nota-se que a magnitude da corrente não muda significativamente para distâncias de separação acima de 140 m. A referência (LI, 2008) recomenda que a corrente circulante seja inferior a 30 A. Considerando tal recomendação, a distância de separação deve ser mantida acima de 40 metros.

3.6. DISTRIBUIÇÃO DO CAMPO ELÉTRICO NO SISTEMA DE ISOLAMENTO

Além das considerações de distribuição do campo elétrico CC no sistema de isolamento, o projeto dielétrico do transformador HVDC-LCC deve levar em conta fenômenos transitórios como:

- ❖ Reversão de polaridade para inversão do sentido do fluxo de potência, causando perturbação do campo elétrico por um curto período, estressando o sistema de isolamento;
- ❖ Falha no disparo da válvula na estação conversora, resultando em surtos de tensão oscilatórios no enrolamento de válvula;
- ❖ Chaveamento para abertura de linha da estação conversora, causando surtos com magnitudes de até 1,5 p.u. da tensão nominal;
- ❖ Impulsos atmosféricos nas linhas aéreas atingindo magnitudes em torno de 2 ou 3 vezes a tensão nominal do sistema, mas sendo função dos dispositivos de proteção.

3.6.1. ENSAIOS DIELÉTRICOS NORMALIZADOS

As principais fontes de distúrbios dielétricos que solicitam o sistema de isolamento do transformador conversor são as descritas acima, extraídas de (IEC/IEEE 60076-57-129), e sendo o TAF em laboratório de testes de alta tensão (Fig. 3.17) o modo usual utilizado para verificar sua integridade e robustez.



Figura 3.17 – Laboratório para testes de alta de tensão, tendo ao centro o gerador de impulsos e divisores de tensão

Fonte: HITACHI ENERGY.

Detalhes dos principais ensaios dielétricos listados abaixo podem ser encontrados nas normas IEC/IEEE 60076-57-129 e ABNT NBR 5356-3:

- ❖ Impulso Atmosférico;
- ❖ Impulso de Manobra;
- ❖ Tensão Induzida de Curta Duração;
- ❖ Tensão Induzida de Longa Duração;
- ❖ Tensão Aplicada CA;
- ❖ Tensão Aplicada CC;
- ❖ Polaridade Reversa.

Diferente dos testes em transformadores convencionais, a aplicada CA tem duração de uma hora e a aplicada CC de duas horas, ambos combinados com medição de descargas parciais (DP), visando simular as tensões CC e CA no lado da válvula durante a operação de conversão.

De forma semelhante, o ensaio de Polaridade Reversa simula a operação de reversão do fluxo de potência no sistema LCC alterando a polaridade da tensão contínua, combinando solicitações de tensões CC e CA. Devido a necessidade destes ensaios adicionais com tempos prolongados, a duração total do TAF para transformadores HVDC é de duas a três semanas.

3.6.2. CONCEITUAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DO CAMPO ELÉTRICO NO ISOLAMENTO DO TRANSFORMADOR

O enrolamento de válvula é diretamente exposto à componente de tensão operacional CC do conversor (HAUEUSLER, 2008). Utilizando um programa MEF-2D e equações analíticas, o campo Laplaciano CA é obtido com precisão, já que não há cargas livres, resultando em uma situação quase estacionária, onde $rot\vec{E} = 0$ (GÄFVELT et al, 1992) e (JEROENSE, 1998), proveniente da distribuição capacitiva (HU, 2022). Por outro lado, ao se considerar a presença da componente CC, a distribuição do potencial é governada pelas condutividades dos materiais do enrolamento, de forma que o isolamento sólido é submetido a maiores gradientes frente àqueles que ocorrem no óleo (PIOVAN, 2013).

Temperatura e umidade causam pouca variação nos principais parâmetros do material, como permissividade e condutividade na análise de campo CA. Na prática seu efeito pode ser considerado insignificante quando se considera que os materiais isolantes são armazenados adequadamente, sob umidade controlada (Fig. 3.18) e normalmente impregnados com óleo. Além disso, a permissividade relativa do isolamento varia entre 2,0 e 7,0.

Por outro lado, o desempenho do isolamento para campos CC é altamente afetado pela temperatura e umidade, que devem ser ainda mais controladas durante o processo de fabricação, pois a permissividade e a condutividade variam exponencialmente com estas duas variáveis (JIA, 2022; CHO, 2014).

Apesar do tempo de fabricação de um transformador HVDC de grande porte ser longo, entre 2 e 3 meses no total, tempos de exposição do material isolante e secagem dos materiais que compõem os enrolamentos e a parte ativa, são precisamente controlados e definidos em preceitos técnicos de fabricação. Tais preceitos definem processos para cada setor de fabricação

de núcleo, enrolamentos, parte ativa e montagem final, podendo ser inspecionados por auditorias de qualidade executadas periodicamente junto ao fabricante.



Figura 3.18 – Fábrica de materiais isolantes sólidos

Fonte: HITACHI ENERGY.

As características de ruptura de materiais sob diferentes solicitações de tensão são analisadas pelas seguintes equações de campo elétrico, considerando a tensão aplicada $V(t)$.

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (3.6)$$

Aplicando o divergente em ambos os lados de (3.6) e introduzindo as relações constitutivas aos vetores de densidade de corrente, $\vec{J} = \sigma \vec{E}$, e corrente de deslocamento, $\vec{D} = \epsilon \vec{E}$, e sabendo que por definição o divergente de um rotacional é nulo, $\nabla \cdot (\nabla \times \vec{H}) = 0$, a equação pode ser reescrita como:

$$\begin{aligned} 0 &= \nabla \cdot (\sigma \vec{E}) + \nabla \cdot \frac{\partial}{\partial t} (\epsilon \vec{E}) \\ 0 &= \nabla \cdot (-\sigma \nabla V) + \nabla \cdot \frac{\partial}{\partial t} (-\epsilon \nabla V) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Substituindo o campo elétrico pelo gradiente do potencial em (3.7), $\vec{E} = -\nabla V$, ela se transforma em uma equação Laplaciana dupla, já que a identidade do vetor faz com que o gradiente do divergente se torne um operador Laplaciano. A derivada no tempo e uma parcela constante estabelecida pela condutividade são definidas por:

$$0 = \sigma \nabla^2 V + \varepsilon \frac{\partial}{\partial t} \nabla^2 V \quad (3.8)$$

A tensão CC pode ser definida como sendo uma energização de longa duração em regime permanente (YANG, 2012; EBISAWA, 2009) e podendo (3.8) ser simplificada para $\sigma \nabla^2 V = 0$, pois as derivadas no tempo são nulas.

Para uma excitação senoidal $V(t) = V_o \text{sen}(\omega t)$, a frequência angular multiplicada pela permissividade torna-se consideravelmente elevada quando comparada à condutividade. O campo elétrico é dependente do tempo, no entanto o mesmo não ocorre com a tensão contínua.

$$0 = \varepsilon \frac{\partial}{\partial t} \nabla^2 V_{(x,y,z)} \text{sen}(\omega t) \quad (3.9)$$

e

$$0 = \varepsilon \omega \cdot \cos(\omega t) \nabla^2 V_{(xyz)} \quad (3.10)$$

Após a operação derivativa em (3.9), obtém-se (3.10), notando que a permissividade rege a distribuição de potencial na configuração de campo CA, pois à 60Hz ela possui ordem de grandeza 10^{-9} , enquanto a condutividade dos materiais isolantes (ordem de grandeza 10^{-12}) define a distribuição de campo CC.

Plotagem da Distribuição do Campo Elétrico em CC e em CA

Nesta seção, a mesma estrutura de isolamento do enrolamento foi utilizada, Fig. 3.19, para aplicar tensões de teste de 520 kVca e 680 kVcc, respectivamente, pela simulação em MEF-2D. A intensidade do módulo do campo elétrico é representada pela cor sombreada e as linhas equipotenciais pelos contornos.

A distribuição do campo elétrico é influenciada pela carga espacial estabelecida na isolamento, que define a rigidez dielétrica da isolamento nos enrolamentos, desde a parte ativa até as partes aterradas, conexões e entre enrolamentos (FU, 2022; VU, 2015). É possível notar como as linhas de campo CA concentram-se mais nos dutos de óleo, enquanto na aplicação da tensão

CC, as linhas concentram-se majoritariamente no isolamento sólido, mostrando o comportamento resistivo do campo, citado anteriormente (YANG, 2021; CIGRE JWG 646, 2016).

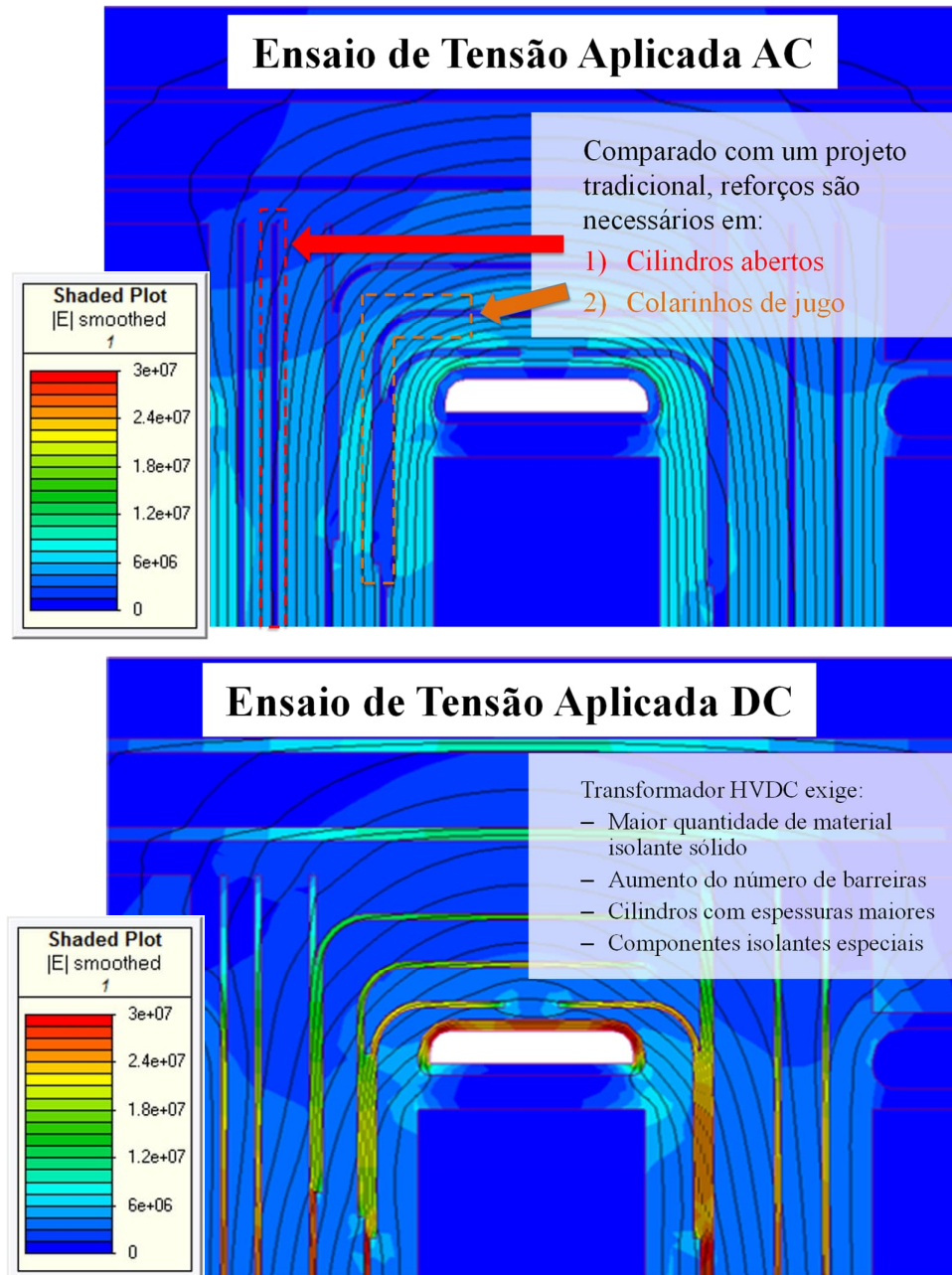


Figura 3.19 – Distribuição de campo CC e CA utilizando a mesma estrutura de isolamento

Influência das Harmônicas de Tensão

A norma técnica (IEC/IEEE 60076-57-129) afirma que as harmônicas de tensão podem afetar as perdas em vazio, mas este efeito pode ser considerado desprezível quando comparado com as perdas totais do transformador conversor. Sob uma perspectiva de campo elétrico, a referência (SUN, 2020) alerta para a combinação de harmônicas de tensão com descargas parciais e outras tensões dielétricas sobrepostas, que não apenas distorcem a forma de onda de tensão do enrolamento de válvula, mas também contribuem para a degradação do isolamento ao longo dos anos (YU, 2022).

A referência (SUN, 2020) analisa um espectro harmônico considerando ordens de $3k$, $6k$, $6k\pm 1$, $12k$ e $12k\pm 1$, sendo k inteiro de $1 \dots n$, para a Estação Conversora Huainan, China, com tensão nominal de ± 800 kVcc e potência de 6400 MW. A DHT (Distorção Harmônica Total) em porcentagem é dada na Tabela 3.3, para resultados simulados e medidos, considerando ligações dos enrolamentos em Y/Y e Y/D.

Um modelo 3-D foi desenvolvido para analisar a não homogeneidade do campo elétrico no isolamento usando o MEF, especialmente ao longo da blindagem eletrostática do enrolamento de válvula. Ela é potencializada pelas harmônicas de tensão e as regiões de isolamento mais próximas ao enrolamento apresentaram maior taxa de variação de tensão (dV/dt). Estas derivadas podem aumentar a magnitude das descargas parciais (DP) e acelerar a degradação do isolamento. Além disso, os defeitos encontrados no material isolante apresentaram maiores níveis de DP sob influência de harmônicas de tensão.

Conexão	<i>Distorção Harmônica</i>			
	Simulada		Medida	
	Y/Y	Y/D	Y/Y	Y/D
DHT [%]	45,57	44,36	36,79	36,37

Tabela 3.3 Resultados do DHT [%] simulados e medidos

Fonte: SUN (2020).

As harmônicas de tensão são também fontes em falha de comutação e interrupções durante a reversão de polaridade de um bipolo (WANG, 2017; YUNCAI, 2016). O relatório do Cigré (BASTOS, 2006) informa que 14 de 22 falhas em transformadores HVDC ocorrem no

enrolamento de válvula. A *State Grid* e a *China South Power Grid* registraram mais de trinta falhas em operação desde 2016, devido a condições severas de operação (SUN, 2020). Portanto, as harmônicas de tensão podem comprometer a resistência da isolação do transformador do conversor ao longo da operação, exigindo um correto dimensionamento do isolamento sólido entre os enrolamentos e contra os jugos do núcleo (BAO, 2022), aliado a um controle de qualidade satisfatório para evitar defeitos indesejados nos materiais empregados (XIAO, 2022).

3.7. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O capítulo 3 traz uma ampla abordagem dos efeitos do sistema HVDC e suas consequências no projeto do transformador. Tal entendimento é fundamental ao projetista para formular corretamente problemas relacionados ao desempenho do transformador em operação, avaliar considerações de projeto dentro de cada matéria abordada e influenciar a confecção de especificações técnicas dentro dos temas apresentados.

Entender a fonte de efeitos não desejáveis do sistema HVDC no transformador conversor é fundamental para que ações no projeto sejam tomadas de modo a minimizar suas consequências, bem como incrementar margens de segurança em pontos específicos, evitando um superdimensionamento desnecessário do equipamento.

Capítulo 4 – FORMULAÇÃO ANALÍTICA E OTIMIZAÇÃO MULTI OBJETIVO DE PROJETO

Projetar e fabricar um sistema HVDC e seus equipamentos demandam conhecimentos específicos e exigem significativo investimento para implantação. O transformador conversor é considerado parte fundamental deste investimento e o principal responsável pela eficiência global do sistema. Portanto, otimizar o projeto do transformador, especialmente em termos de perdas e massa, é uma tarefa de grande valor para a engenharia do produto. O processo de otimização deve levar em conta os diversos requisitos da especificação técnica, tolerâncias das normas técnicas, bem como limitações da instalação no campo, do transporte e durante a fabricação como altura e capacidade das pontes rolantes, dimensões das estufas de secagem da parte ativa e enrolamentos, equipamento de prensagem dos enrolamentos, limites dos boxes de montagem da parte ativa, mesa de montagem do núcleo etc.

Este trabalho propõe uma formulação analítica para o projeto de transformadores conversores das estações retificadora e inversora de um elo HVDC-LCC ± 800 kV em que os enrolamentos de válvula dos transformadores são conectados em delta e estrela em cada estação. Este enrolamento é diretamente afetado por harmônicos de corrente, descritos na seção 3.2, pois está fisicamente conectado às válvulas do conversor.

Para que o projetista verifique qual geometria de parte ativa (núcleo e enrolamentos), mais se alinha aos objetivos desejados, diversos projetos devem ser elaborados e comparados individualmente. Aplicando algoritmos de otimização sobre a formulação analítica proposta, várias soluções aplicáveis são apresentadas de uma vez para cada tipo de transformador e a solução mais adequada pode ser selecionada. Um exercício multiobjetivo é realizado para cada tipo de transformador do sistema HVDC-LCC, obtendo o conjunto de soluções Pareto, apresentado graficamente, auxiliando o projetista a selecionar a opção mais adequada que atenda aos objetivos estabelecidos.

O cálculo analítico é comparado analisando as perdas nos enrolamentos de válvula de cada tipo de transformador, por meio de uma metodologia numérica alternativa. Além disso, a magnitude da impedância de curto-circuito é verificada, fornecendo confiabilidade ao método (CZERNORUCKI, 2023).

4.1. SISTEMA HVDC SELECIONADO PARA O ESTUDO

O sistema selecionado para o estudo foi o elo CC de Belo Monte, Brasil, com tensão nominal $U_d \pm 800$ kV CC, bipolo, extensão de linha aérea de 2.500 km, potência nominal de 4.000 MW, com corrente nominal $I_d = 2.500$ A (ANEEL, 2015). A tecnologia utilizada é LCC e a tensão CA em ambas as estações é de 500 kV. Os transformadores monofásicos de dois enrolamentos são modelados e conectados aos conversores de doze pulsos (SUN, 2020). Um banco de três transformadores monofásicos é conectado a cada ponte de seis pulsos, sendo um com secundário conectado em estrela e o outro em delta. O modelo de elo HVDC usado está disponível no sítio eletrônico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014).

Os espectros de correntes harmônicas do bipolo são obtidos pelo software PSCAD (MANITOBA, 2001) considerando queda de tensão CC de 1,5% ao longo da linha, o ângulo α do retificador em 15° e o ângulo γ do inversor foi ajustado em 17° . Os parâmetros detalhados do sistema são fornecidos na Tabela 4.1. O ângulo de disparo define o conteúdo harmônico na corrente de carga.

[MW]	CA [kVrms]	CC [kVcc]	Corrente [A]	Comprimento da Linha [km]
4000	500	± 800	2500	2500

Tabela 4.1: Parâmetros do Sistema HVDC para simulação em PSCAD

Os parâmetros detalhados dos transformadores são fornecidos na Tabela 4.2 e o esboço do circuito utilizado é apresentado na Fig. 4.1.

Estação	[MVA]	Enrol CA [kVrms]	Enrol CC [kVrms]	Ligação	Impedância [%]
Inversora	376,7	$500/\sqrt{3}$	319,6	YN/d	15,0
	376,7	$500/\sqrt{3}$	$319,6/\sqrt{3}$	YN/y	15,0
Retificadora	393,5	$500/\sqrt{3}$	333,9	YN/d	15,0
	393,5	$500/\sqrt{3}$	$333,9/\sqrt{3}$	YN/y	15,0

Tabela 4.2: Parâmetros dos transformadores HVDC para simulação em PSCAD

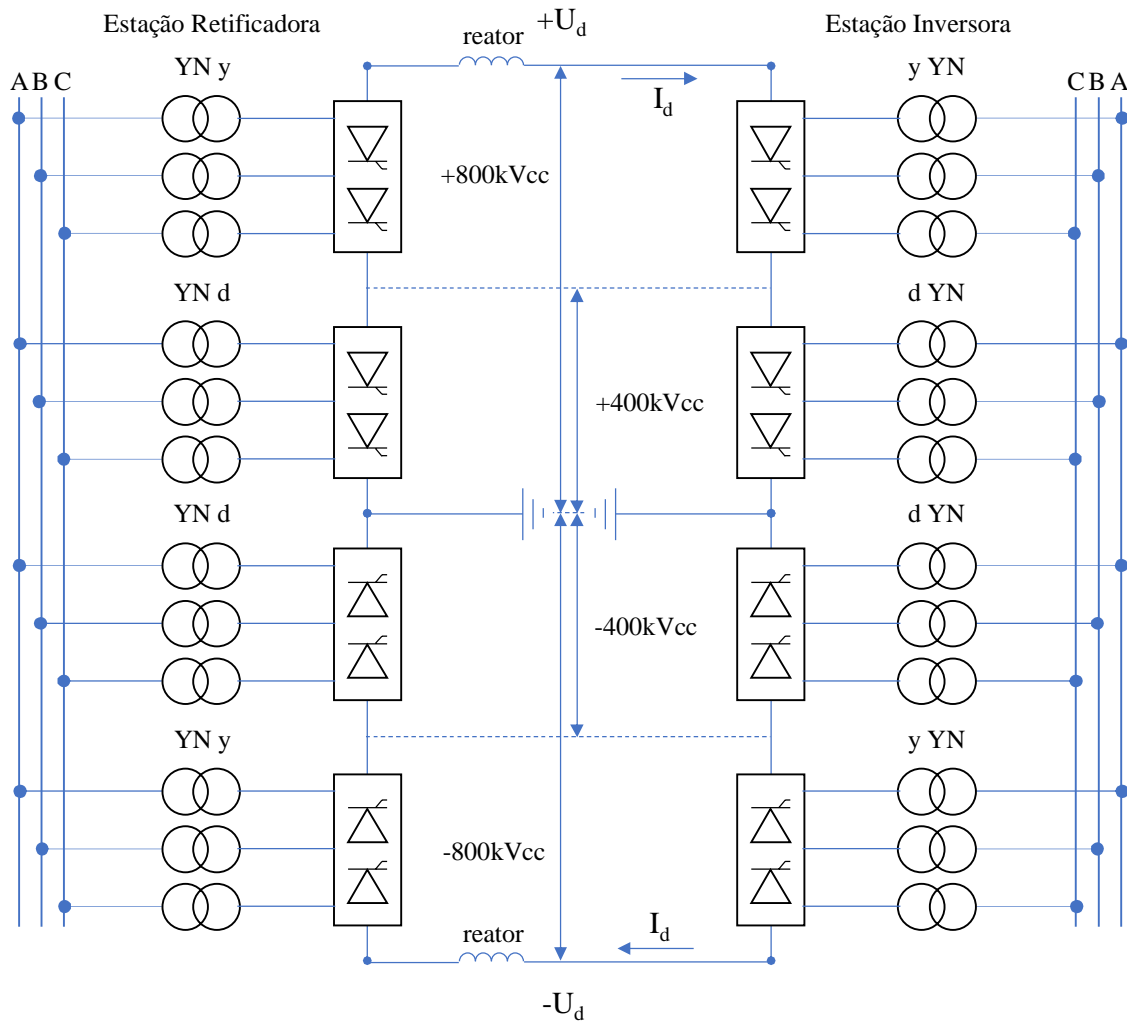


Figura 4.1 – Esquema do circuito utilizado para simulação em PSCAD

Os transformadores conversores são identificados de acordo com as estações retificadora e inversora, com base na conexão do enrolamento de válvula. O transformador delta é conectado ao estágio de tensão CC inferior em $\pm 400 \text{ kVcc}$ e o transformador em estrela no nível de $\pm 800 \text{ kVcc}$. Os enrolamentos de linha de 500 kVca são conectados em estrela com comutador de derivação em carga (OLTC) com 31 posições elétricas, para todos os transformadores (SANJO, 2019). A frequência da linha CA é de 60 Hz e as impedâncias de curto-circuito dos projetos são de 15% na base da tensão e potência nominais. Os transformadores da estação retificadora são monofásicos, com potência nominal de $393,5 \text{ MVA}$

e tensão de 333,9 kVrms no terminal da válvula. No lado do inversor, os transformadores são monofásicos, 376,7 MVA e 319,6 kVrms de tensão no enrolamento de válvula.

4.2. CONSIDERAÇÕES PARA PROJETO DE TRANSFORMADORES

O projeto da parte ativa do transformador consiste basicamente no dimensionamento do núcleo e dos enrolamentos (Fig.4.2). Ambos são influenciados por requisitos especificados, como potência, tensões, impedância, ensaios dielétricos, sobretensões, sobrecargas etc.



Figura 4.2 – Parte ativa de transformador de potência monofásico montado com comutador de derivações em carga

Fonte: HITACHI ENERGY.

A definição da dimensão do núcleo restringe a região dentro da janela, denominada altura da coluna. O bloco de enrolamento é instalado nesta região, dentro da janela do núcleo, e a geometria dos enrolamentos define distância entre colunas do núcleo. Desta forma, é possível notar que os projetos do núcleo e dos enrolamentos estão intimamente ligados e a variação dos parâmetros de um, afeta todo o projeto da parte ativa.

4.2.1. DEFINIÇÃO DAS DIMENSÕES PRINCIPAIS

O projeto do núcleo define a geometria do circuito magnético, dada pelo seu diâmetro (DK), altura da janela (LH), distância entre colunas (LP), altura do núcleo (CH), altura do jugo (YH) e comprimento do núcleo (LK). A altura da janela é resultado da soma da altura dos enrolamentos e das distâncias contra jugos, superior e inferior. As distâncias contra jugos são as mínimas necessárias para suportar solicitações provenientes dos ensaios dielétricos ou tensões de serviço, requisitos mecânicos ou magnéticos, citados na seção 3.6. A maior distância exigida dentre elas, é a definida para dimensionamento, sendo utilizada no projeto. Uma geometria simplificada de núcleo monofásico, de seção circular, com duas colunas enroladas, semelhante ao usado no estudo, é dado na Fig. 4.3.

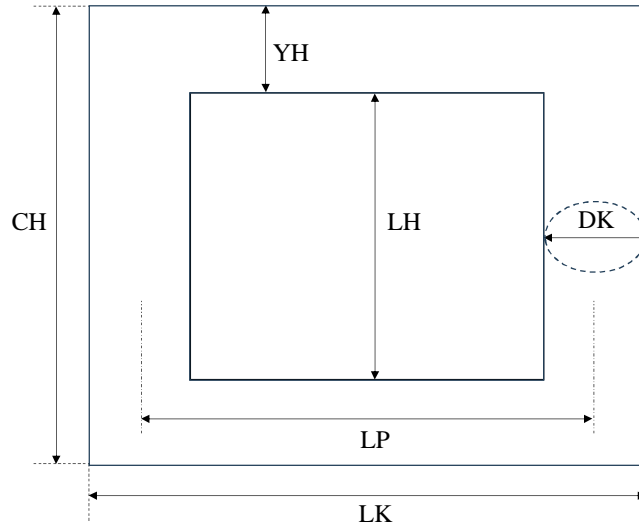


Figura 4.3 – Grandezas principais de projeto calculadas em um núcleo monofásico

O projeto dos enrolamentos define seu diâmetro (D_w), altura axial (H_w) e largura radial (RR). Os enrolamentos são concêntricos e montados em torno das duas colunas centrais. O condutor de enrolamento é definido por sua altura (h_c), largura (rr), raio de canto (rd) e espessura de isolamento ($insul$). As espiras podem ser separadas por espaçadores e os enrolamentos por canais radiais preenchidos com material isolante. O número de espiras (N) e o número de condutores paralelos ($paral$) definem a altura axial do enrolamento (H_w) e sua largura radial (RR), respectivamente. Detalhes são mostrados na Fig. 4.4.

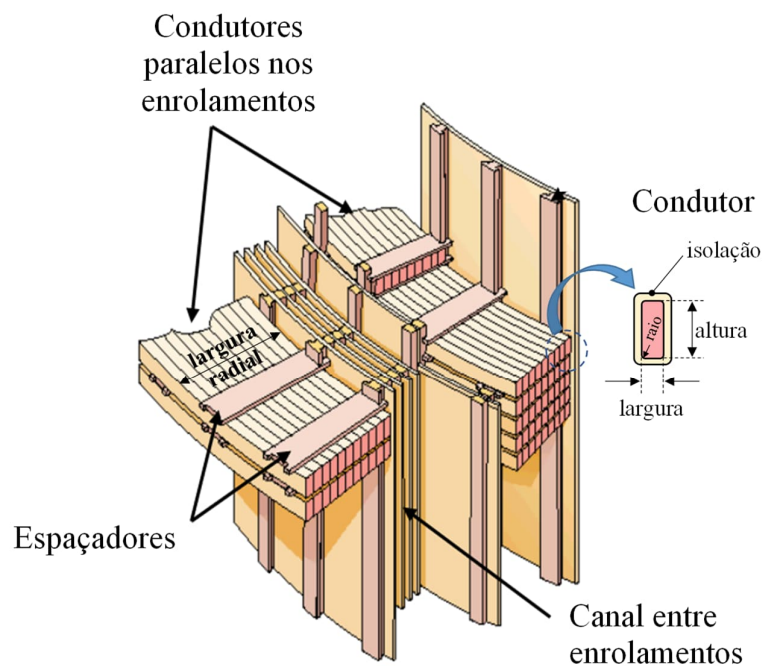


Figura 4.4 – Projeto dos enrolamentos e condutores

Fonte: CALIL (2020).

As seções 4.2.2 e 4.2.3 fornecem ao leitor uma visão geral dos requisitos necessários para o projeto de transformador convencional e de transformador conversor. A formulação simplificada apresentada na seção 4.3 é baseada em (SOBRINHO, 2019), definindo a geometria do núcleo, enrolamentos e condutores. Por fim, a massa do núcleo e cobre, e as perdas totais em operação, incluindo as harmônicas de corrente são obtidas analiticamente.

4.2.2. PROJETO DO TRANSFORMADOR CONVENCIONAL

O projeto do transformador convencional inicia com a análise da especificação técnica, onde são definidas as tensões dos sistemas de alta e baixa tensão, frequência, temperaturas ambientes, limites de elevação de temperatura, sobretensões, regimes de sobrecargas, características ambientais, requisitos de transporte, limitações da instalação e outros requisitos relevantes para o projeto do transformador. Na mesma especificação, são fornecidos os principais dados do transformador, como número de fases, potência nominal, localização do

comutador de derivações, faixa de comutação, impedância de curto-circuito, limitação de perdas, dimensões e massas. Com base nestas informações, combinadas com as normas técnicas aplicáveis (ABNT, IEC, IEEE, etc.), o engenheiro inicia o projeto fixando algumas grandezas e permitindo que outras sejam ajustadas livremente, definindo as principais dimensões do núcleo e dos enrolamentos, mencionados na seção 4.2.1.

A Fig. 4.5 mostra um fluxograma básico do projeto de transformador convencional.

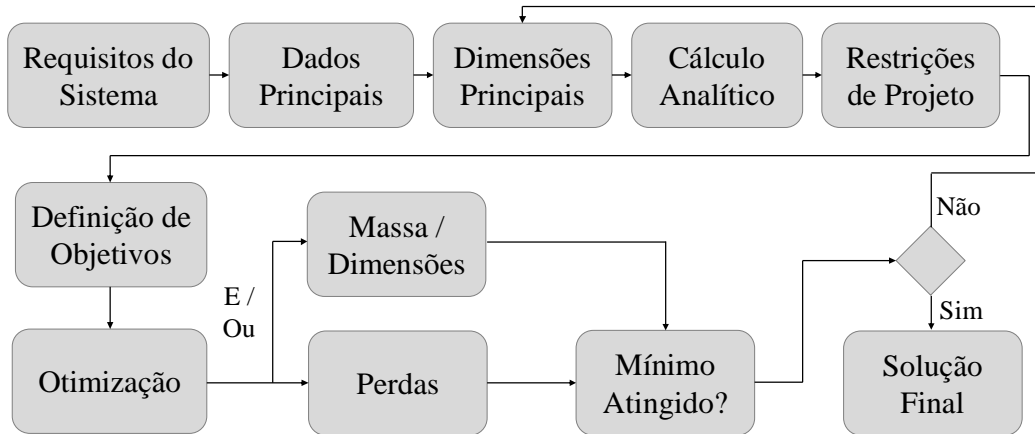


Figura 4.5 – Fluxograma do projeto de transformador convencional

Projetar transformadores é um exercício de otimização, com base em restrições dadas pela especificação e normas técnicas, a fim de se obter a opção que melhor atenda aos objetivos determinados, que podem estar ligados à massa, dimensões ou perdas mínimas. Podendo também ser uma combinação de dois ou mais objetivos determinados (SOBRINHO, 2019).

4.2.3. PROJETO DO TRANSFORMADOR CONVERSOR

O projeto do transformador conversor, Fig. 4.6, segue a sequência similar do convencional, devendo levar em consideração os diversos efeitos relacionados ao sistema HVDC citados no capítulo 3. A parcela mais significativa no cálculo das perdas totais em operação são as perdas em carga considerando o efeito das harmônicas de corrente, sendo uma característica relevante em sistemas HVDC-LCC e que, por afetar diretamente a eficiência do transformador, deve ser analisada em detalhes durante a fase de projeto.

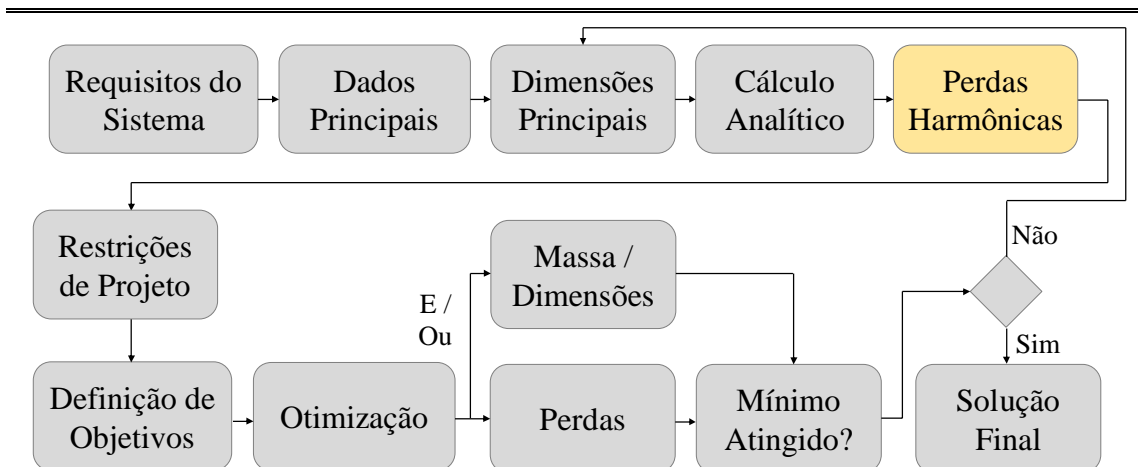


Figura 4.6 – Fluxograma do projeto do transformador conversor

Conforme a especificação técnica do elo CC de Belo Monte [4], os transformadores devem ser dimensionados para um ciclo de sobrecarga de 133% de curta duração por 30 minutos, 110% de longa duração por 4 horas e 150% em emergência de curta duração por 5 segundos. Em uma instalação com dois bipolos, estas condições representam a operação à potência plena, mesmo com a perda de um polo (133%), uma sobrecarga planejada (110%), ou com potência reduzida quando da perda de um bipolo (150%), e o tempo é considerado o suficiente para que o sistema de controle rearranje a carga, evitando qualquer desconexão. Durante a otimização na seção 4.4, este perfil de carregamento é representado como ciclo diário aplicado aos modelos na forma de uma sobrecorrente.

4.2.4. CÁLCULO DAS DIMENSÕES PRINCIPAIS

O estudo da seção 4.4 é realizado dando liberdade a duas grandezas principais de projeto do núcleo: a altura da janela (LH) e o diâmetro da coluna (DK). Algumas grandezas são mantidas fixas, pois sua determinação não está diretamente relacionada ao objetivo do estudo, tais como: os canais radiais (dka , dab e dbc), distâncias contra os jugos ($dsup_A$, $dsup_B$, $dsup_C$, $dinf_A$, $dinf_B$ e $dinf_C$), distância entre blocos de enrolamentos ($ph-ph$), isolamento do condutor ($insul$) e espessura dos espaçadores ($spactk$), que são provenientes da análise das tensões de ensaio, e diretamente relacionados à coordenação de isolamento do sistema (WIMMER, 2022; LIU, 2017).

Estas distâncias são ilustradas no corte transversal da janela do núcleo na Fig. 4.7. No corte, os enrolamentos são identificados a partir da coluna do núcleo como: regulação (A), linha (B) e válvula (C). Os condutores são dimensionados levando em conta seu raio de canto (rd) e o número condutores em paralelo ($paral$). A densidade de fluxo no núcleo (B_n) é definida por requisitos de sobretensão, saturação, tipo de aço magnético e outras solicitações descritas no capítulo 3. Ela certamente afeta as perdas do núcleo, mas para o estudo, as perdas totais, em vazio e sob carga, incluindo harmônicas em regime de sobrecarga, são analisadas e restritas em conjunto.

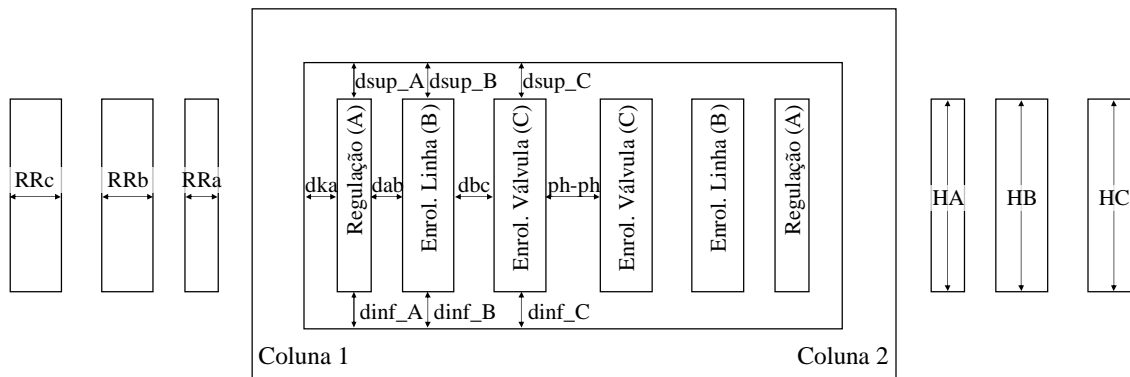


Figura 4.7 – Corte transversal da janela principal, arranjo e distâncias dos enrolamentos

A seção transversal dos enrolamentos (A_w) está relacionada à densidade de corrente, que foi mantida a mesma por simplificação. Os enrolamentos de válvula são conectados em delta ou em estrela, ou seja, com tensões de fase na relação $\sqrt{3}$, o que define o número de espiras e , construtivamente, o tipo de enrolamento. Enrolamentos helicoidais (Fig. 4.8) e em camadas (Fig. 4.9) são utilizados para regulação ou baixas tensões e altas correntes, em que cada volta representa uma espira elétrica. Seria equivalente a estabelecer que o número de espiras por disco ($turnd$) seja igual a um, sendo que o número de condutores paralelos ($paral$) é que define a largura radial do enrolamento (RR).

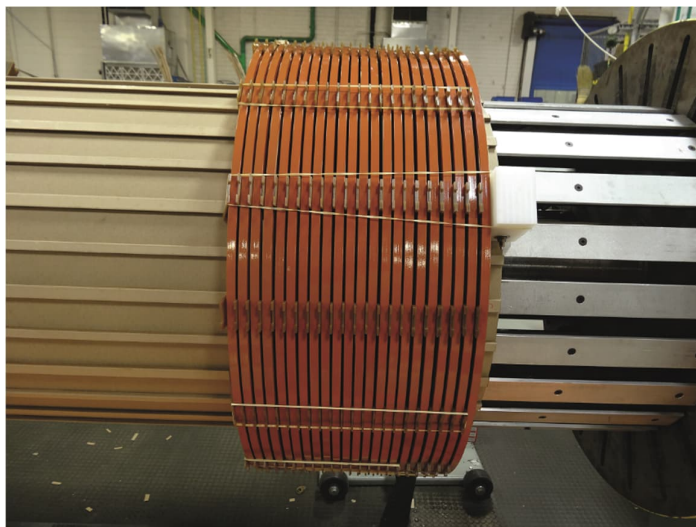


Figura 4.8 – Enrolamento tipo helicoidal para baixas tensões

Fonte: HITACHI ENERGY.

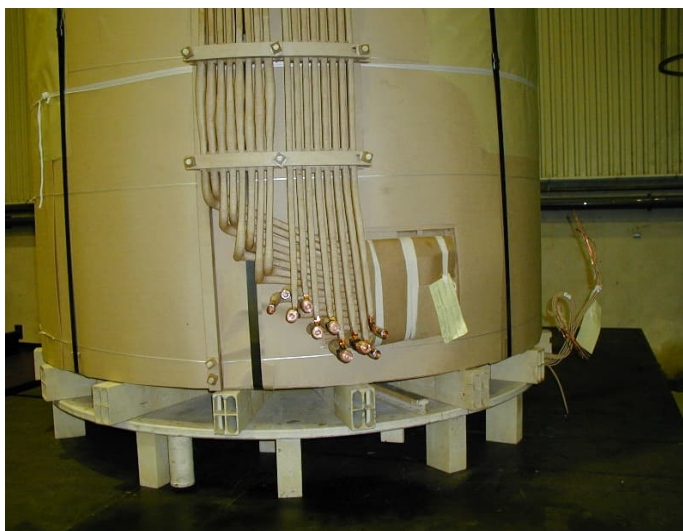


Figura 4.9 – Enrolamento de regulação tipo camada para conectar ao comutador de derivações

Fonte: HITACHI ENERGY.

Um enrolamento tipo disco (Fig. 4.10) é utilizado para altas tensões e correntes não tão elevadas, tendo diversas espiras no mesmo disco, e a largura radial (RR) é definida pelo número de condutores paralelos (*paral*) combinado com o número de espiras por disco (*turnd*) (THANGO, 2022).



Figura 4.10 – Enrolamento tipo disco utilizado para altas tensões

Fonte: HITACHI ENERGY.

Os símbolos utilizados para cada grandeza descrita são detalhados na Tabela 4.3, para o núcleo, parte ativa, enrolamentos e condutores.

	NÚCLEO		ENROLAMENTOS
<i>DK</i>	diâmetro núcleo	<i>RR</i>	largura radial
<i>CH</i>	altura núcleo	<i>H_w</i>	altura axial
<i>YH</i>	altura jugo	<i>spack</i>	espessura espaçador
<i>LH</i>	altura coluna	<i>A_w</i>	seção transversal
<i>LP</i>	distância entre colunas	<i>paral</i>	condutores paralelos
<i>LK</i>	comprimento núcleo	<i>N</i>	número de espiras
		<i>ndisc</i>	número de discos
	PARTE ATIVA (distâncias)	<i>turnd</i>	espiras por disco
<i>dka</i>	núcleo - enrolam. A	<i>D_w</i>	diâmetro interno
<i>dab</i>	enrolam. A - B		
<i>dbc</i>	enrolam. B - C		CONDUTOR
<i>ph_ph</i>	entre blocos enrolam.	<i>rr</i>	largura radial
<i>dsup</i>	enrolam. - jugo superior	<i>h_c</i>	altura axial
<i>dinf</i>	enrolam. - jugo inferior	<i>rd</i>	raio de canto
		<i>insul</i>	espessura isolamento

Tabela 4.3: Símbolos usados na formulação analítica

A área da seção transversal A_k é calculada em por meio do diâmetro do núcleo e de seu fator de espaço k_s , que foi definido como 0,898, considerando os isolamentos de fibra de vidro, bandagem do núcleo e material estrutural, como barras de suspensão (SOBRINHO, 2019).

$$A_k = \frac{\pi(DK10^{-3})^2}{4} k_s \quad (4.1)$$

Definida a densidade de fluxo no núcleo, o número de espiras dos enrolamentos pode ser determinado para cada entrada DK , usando (4.1).

$$N = INT\left(\frac{V}{4,44fB_nA_k}\right) \quad (4.2)$$

Onde,

V : tensão de fase [V]

f : frequência em [Hz]

N : número de espiras

B_n : densidade de fluxo no núcleo em [T]

A_k : área da seção transversal do núcleo em [m²]

A altura total do enrolamento em [mm] e o número de discos são calculados por:

$$H_w = LH - dsup - dinf \quad (4.3)$$

$$ndisc = INT(N/turnd) \quad (4.4)$$

A altura e largura do condutor em [mm] são calculadas abaixo, ressaltando que, para enrolamentos tipo camada *spack* é nulo, como é o caso da regulação (A), já que este tipo de enrolamento não é dotado de espaçadores. O raio dos condutores é definido de acordo com as regras do fornecedor. Para este estudo, os condutores dos enrolamentos A, B e C utilizam raio de 0,5mm.

$$hc = \frac{[H_w - spack(ndisc - 1)] - insul ndisc}{ndisc} \quad (4.5)$$

$$rr = \frac{(A_w/paral) + rd^2\left(1 - \frac{\pi}{4}\right)}{hc} \quad (4.6)$$

Finalmente, a largura radial do enrolamento em [mm] é calculada por:

$$RR = INT[(rr + insul)paral\ turnd] \quad (4.7)$$

Os diâmetros internos dos enrolamentos, D_w , em [mm] são dados por:

$$\begin{aligned} D_{wA} &= DK + 2dka \\ D_{wB} &= D_{wA} + 2RR_A + 2dab \\ D_{wC} &= D_{wB} + 2RR_B + 2dbc \end{aligned} \quad (4.8)$$

O comprimento do núcleo em [mm] e a distância entre colunas são dados por:

$$LK = DK + (D_{wC} + 2RR_C) + ph_ph \quad (4.9)$$

$$LP = LK - DK \quad (4.10)$$

A altura do jugo tem a mesma dimensão do diâmetro do núcleo, $YH = DK$.

Utilizando a formulação apresentada, as geometrias do núcleo, enrolamentos e condutores podem ser calculadas, para as diversas entradas de DK e LH .

4.3. FORMULAÇÃO ANALÍTICA PARA TRANSFORMADORES HVDC

A partir da geometria definida na seção 4.2, as perdas em vazio, as perdas em carga e a impedância de curto-circuito podem ser calculadas. Conforme mencionado, o transformador conversor em operação sofre o efeito das harmônicas de corrente geradas pelo chaveamento das válvulas, aumentando as perdas adicionais em carga (VERNAY, 2019), explicado com mais detalhes nas seções 4.3.3 e 4.3.4.

4.3.1. MASSA E PERDAS NO NÚCLEO

As perdas magnéticas relacionadas ao material do núcleo são dadas pelo fornecedor em W/kg, dependendo da densidade de fluxo em [T], conforme Tabela 4.4. As perdas por efeito Foucault foram desprezadas. A massa do núcleo G_{Fe} em [kg], é calculada usando o comprimento médio do caminho magnético, com base nas variáveis definidas anteriormente, o número de colunas do núcleo (n_{limb}) e a densidade volumétrica do aço, d_{fe} , (7650 kg/m³) (ANUOLUWAPO, 2018).

$$G_{Fe} = [2LK + n_{limb}(LH + YH)]A_k d_{fe} 10^{-3} \quad (4.11)$$

Desta forma, as perdas em vazio em [W] são resultado do produto da massa, G_{Fe} , pelas perdas magnéticas, P_{mag} .

$$P_0 = G_{Fe} P_{mag} \quad (4.12)$$

Para o estudo é escolhida uma densidade de fluxo no núcleo de 1,70 T, uma vez que a especificação técnica do leilão de Belo Monte (ANEEL, 2015) traz uma limitação no nível de ruído em 80dB(A) e a presença de 10A de corrente de polarização CC, o que não permitem ao projetista aproximar-se do limite de saturação do material.

Densidade de fluxo [T]	Perdas magnéticas [W/kg]
0,20	0,022
0,30	0,048
0,40	0,082
0,50	0,124
0,60	0,174
0,70	0,231
0,80	0,297
0,90	0,370
1,00	0,452
1,10	0,542
1,20	0,643
1,40	0,886
1,60	1,210
1,70	1,463
1,80	1,867
1,85	2,122

Tabela 4.4: Perdas magnéticas do aço silício – material do núcleo

Valores mais elevados ou reduzidos de densidade de fluxo podem ser escolhidos dependendo de outros requisitos da especificação técnica, como perdas em vazio, limitação da própria densidade de fluxo, sobretensões, sub frequências ou carregamentos reativos.

4.3.2. PERDAS NOS ENROLAMENTOS E MASSA TOTAL

As perdas nos enrolamentos do transformador são divididas em duas componentes específicas: i) perdas resistivas, a componente mais significativa em transformadores de alta potência, originadas das resistências dos enrolamentos e conhecidas como perdas por efeito

Joule; ii) perdas adicionais nos enrolamentos, resultantes da circulação de correntes parasitas nos condutores expostos ao fluxo de dispersão (LIU, 2015).

Como menciona a seção 3.2.1, a corrente de carga do transformador do conversor é composta pela componente de frequência fundamental e diferentes ordens harmônicas, que podem assumir perfis distintos dependendo da instalação HVDC e dos modos de operação do sistema. Esta influência harmônica afeta diretamente as perdas adicionais (PENG, 2021). As perdas em carga também estão intrinsecamente relacionadas à impedância do transformador, que representa a parte da energia contida no fluxo magnético de dispersão.

Transformadores conversores normalmente são especificados com impedâncias consideravelmente altas, para contribuir com a limitação das correntes de falta do sistema HVDC. Dessa forma, a influência do fluxo de dispersão na composição das perdas em carga do transformador para HVDC é extremamente significativa (DAWOOD, 2023; NI, 2020).

A partir da geometria definida na seção 4.2.1, a área da seção transversal do enrolamento é utilizada para calcular sua resistência, R_w , em $[\Omega]$, com base no diâmetro interno do enrolamento, dimensão radial, número de espiras e resistividade do cobre ($2,09 \cdot 10^{-8} [\Omega\text{-m}]$).

$$R_w = (D_w + RR) 10^3 \pi N \rho / A_w \quad (4.13)$$

E as perdas por efeito Joule em $[\text{W}]$ são calculadas com base na corrente de carga do enrolamento, I_w , para uma determinada temperatura de referência, T_{ref} .

$$P_{RI^2} = R_w I_w^2 \frac{(234,5 + T_{ref})}{234,5 + 75} \quad (4.14)$$

A referência (BLUME, 1951) contém equações analíticas utilizadas nesta pesquisa para calcular as perdas em carga teóricas dos enrolamentos. A densidade do fluxo de dispersão de pico, B_0 , em $[\text{T}]$ é gerado pelos enrolamentos e sua magnitude é definida em função do ampère-espira do transformador (NI) e da altura do enrolamento.

$$B_0 = \frac{\mu_0 \sqrt{2} NI}{n l m b H_w} \quad (4.15)$$

Sendo $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ no sistema SI. A densidade volumétrica de perda do enrolamento, P_e , em $[\text{W}/\text{m}^3]$ é obtida a partir da frequência, da densidade do fluxo de dispersão e largura radial do condutor, para cálculo das perdas axiais ou altura axial, para perdas radiais

(VECCHIO, 2010). Esta densidade de perdas é calculada a cada disco, sendo multiplicada pelo número de paralelos e número de espiras por disco.

$$P_e = \text{paral turnd} \left(\frac{\pi^2}{6} \right) \frac{f^2 B_0^2 b^2}{\rho} \quad (4.16)$$

Onde b é igual a rr para perdas axiais, e a h_c para perdas radiais. A área da seção transversal do condutor em $[\text{m}^2]$ é dada por:

$$a_c = [h_c rr - rd^2(4 - \pi)]10^{-6} \quad (4.17)$$

O fluxo magnético que incide na seção transversal do condutor cria um loop de corrente induzida (ou corrente de Foucault). A presença de uma corrente fluindo no material, afeta o comportamento do fluxo na vizinhança de diversos pontos na seção, mas a força magnetomotriz é cancelada quando calculada em torno de um ponto. Esse fato demandaria uma quantidade enorme de cálculos manuais para definir um fator de correção que representasse esse efeito nas perdas adicionais e no cálculo da impedância. Este trabalho foi realizado pelo dr. Rogowski (ROGOWSKI, 1909) no passado, definindo um fator a ser aplicado para tal finalidade.

Em uma abordagem simplificada, o fator de Rogowski (K_r) pode ser calculado para transformadores com $H_r/\pi\dot{H}_w < 0,25$, onde H_r é a região geométrica do fluxo de dispersão, definido no diagrama ampère-espira como mostra a Fig. 4.11, e \dot{H}_w a altura média dos enrolamentos.

$$K_r = 1 - \frac{H_r}{\pi \dot{H}_w} \quad (4.18)$$

Finalmente, as perdas adicionais no enrolamento P_{eddy} em $[\text{W}]$ podem ser obtidas por:

$$P_{eddy} = \pi(D_w + RR)10^{-3} \text{ ndisc } a_c P_e K_r \quad (4.19)$$

As perdas adicionais juntamente com as perdas por efeito Joule (RI^2) resultam nas perdas totais em carga do enrolamento, para uma condição de carga definida (VECCHIO, 2010).

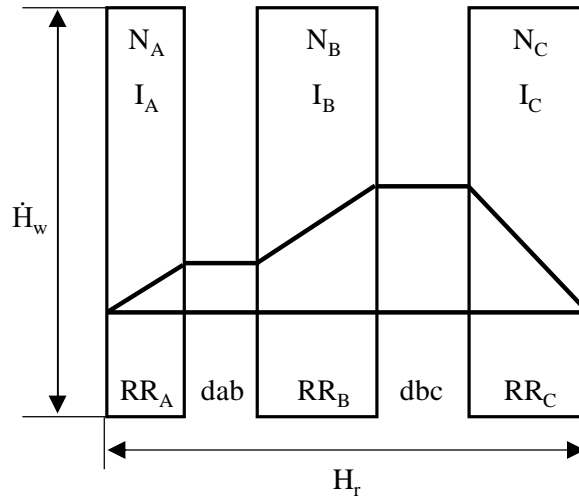


Figura 4.11 – Diagrama de ampère-espira considerado para o cálculo do fator de Rogowski

A partir da geometria dos enrolamentos definida na seção 4.2.1, é possível calcular a massa dos enrolamentos em [kg], utilizando a densidade volumétrica do cobre $\sigma = 8,93 \text{ [g/cm}^3\text{]}$.

$$\begin{aligned}
 G_{CuA} &= N_A A_{wA} (D_{wA} + RR_A) \pi \sigma 10^{-6} \\
 G_{CuB} &= N_B A_{wB} (D_{wB} + RR_B) \pi \sigma 10^{-6} \\
 G_{CuC} &= N_C A_{wC} (D_{wC} + RR_C) \pi \sigma 10^{-6} \\
 G_{Cu} &= G_{CuA} + G_{CuB} + G_{CuC}
 \end{aligned} \tag{4.20}$$

Desta forma, a massa do núcleo e do cobre será a soma de (4.11) e (4.20).

$$G_{tot} = G_{Fe} + G_{Cu} \tag{4.21}$$

4.3.3. PERDAS CONFORME NORMA IEC/IEEE 60076-57-129

A norma técnica de transformadores HVDC, IEC/IEEE 60076-57-129, fornece uma formulação para cálculo de perdas totais em carga que tem sido utilizada ao longo dos anos para projetar e testar transformadores conversores com sucesso e extrema confiabilidade, assegurada pelo número de projetos HVDC em operação ao redor mundo. Ela define um fator multiplicador para as perdas adicionais dentro dos enrolamentos, F_{WE} , conforme descrito na seção 3.2.1 (LIU, 2016; WANG, 2012).

A norma técnica recomenda que todas as ordens harmônicas de corrente, h , até a 49ª sejam consideradas para a determinação do fator. Diferentes espectros harmônicos podem ser

informados ao fabricante para diversas condições de carga ou sobrecarga. As perdas nos enrolamentos calculadas para um transformador de potência e para um transformador conversor são dadas respectivamente por:

$$P_w = R_w I_w^2 + P_{eddy} \quad (4.22)$$

$$P_w^h = R_w I_w^2 + P_{eddy} F_{WE} \quad (4.23)$$

4.3.4. PERDAS TOTAIS

As perdas totais incluindo harmônicas em [W] são dadas pela soma de (4.12) e (4.23). Note que para este estudo as perdas adicionais fora dos enrolamentos (*Other Eddy Losses*), equação (3.1), não são consideradas, pois exigem um modelo mais complexo, por envolver peças da parte ativa que não possuem simetria axial. No entanto, este cálculo é proposto como desenvolvimento para trabalhos futuros no final da pesquisa.

$$P_{tot}^h = P_0 + R_w I_w^2 + P_{eddy} F_{WE} \quad (4.24)$$

O sistema HVDC descrito na seção 4.1 é simulado utilizando o software PSCAD, gerando-se o espectro harmônico para as estações inversora e retificadora, dos transformadores ligados em delta e estrela. As correntes harmônicas, I_h , são apresentadas nas Tabelas 4.5 e 4.6, e o fator F_{WE} obtido utilizando (3.2), é calculado na última linha.

Inversor Delta				Inversor Estrela		
h	I_h [A]	k_h [p.u.]	$k_h^2 h^2$	I_h [A]	k_h [p.u.]	$k_h^2 h^2$
1	1929,73	0,945	0,893	1929,85	0,945	0,894
5	349,13	0,171	0,731	349,15	0,171	0,731
7	226,76	0,111	0,605	226,79	0,111	0,605
11	95,44	0,047	0,264	95,44	0,047	0,264
13	65,40	0,032	0,173	65,39	0,032	0,173
17	17,11	0,008	0,020	17,10	0,008	0,020
19	11,58	0,006	0,012	11,59	0,006	0,012
23	17,91	0,009	0,041	17,92	0,009	0,041
25	15,30	0,007	0,035	15,34	0,008	0,035
29	13,53	0,007	0,037	13,53	0,007	0,037

31	11,20	0,005	0,029	11,22	0,005	0,029
35	3,66	0,002	0,004	3,67	0,002	0,004
37	3,34	0,002	0,004	3,30	0,002	0,004
41	4,24	0,002	0,007	4,24	0,002	0,007
43	5,56	0,003	0,014	5,55	0,003	0,014
47	5,15	0,003	0,014	5,15	0,003	0,014
49	4,86	0,002	0,014	4,69	0,002	0,013
F_{WE}		2,897			2,897	

Tabela 4.5: Espectro harmônico para a estação inversora

Retificador Delta				Retificador Estrela		
h	I_h [A]	k_h [p.u.]	$k_h^2 h^2$	I_h [A]	k_h [p.u.]	$k_h^2 h^2$
1	1934,01	0,947	0,898	1933,93	0,947	0,898
5	347,86	0,170	0,726	347,73	0,170	0,725
7	222,04	0,109	0,580	222,11	0,109	0,580
11	89,94	0,044	0,235	89,94	0,044	0,235
13	62,96	0,031	0,161	62,94	0,031	0,161
17	18,78	0,009	0,024	18,80	0,009	0,025
19	11,41	0,006	0,011	11,46	0,006	0,011
23	19,31	0,009	0,047	19,32	0,009	0,047
25	16,27	0,008	0,040	16,24	0,008	0,040
29	13,26	0,006	0,035	13,24	0,006	0,035
31	8,93	0,004	0,018	8,89	0,004	0,018
35	3,44	0,002	0,003	3,46	0,002	0,004
37	2,91	0,001	0,003	2,92	0,001	0,003
41	5,81	0,003	0,014	5,81	0,003	0,014
43	5,49	0,003	0,013	5,49	0,003	0,013
47	4,35	0,002	0,010	4,35	0,002	0,010
49	3,81	0,002	0,008	3,94	0,002	0,009
F_{WE}		2,828			2,828	

Tabela 4.6: Espectro harmônico para a estação retificadora

É possível notar que os valores de corrente do espectro harmônico não variam consideravelmente em função da ligação do transformador, e após a manipulação dos valores, os fatores F_{WE} permanecem os mesmos. Na prática pode-se trabalhar com espectros harmônicos distintos para as estações retificadora ou inversora, não sendo necessária a diferenciação entre as ligações delta e estrela.

4.3.5. CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA

A impedância do transformador é um parâmetro a ser monitorado continuamente durante o projeto, principalmente no caso de transformadores conversores. Ela deve ser mantida dentro das tolerâncias estabelecidas pela norma ou especificação técnica, podendo ser garantida para o tape nominal ou mesmo ao longo de toda faixa de regulação.

A magnitude da impedância está relacionada ao fluxo magnético de dispersão criado pelo bloco de enrolamentos (ELSEVIER INC, 2017). Conforme Tabela 4.2, a impedância dos transformadores para este estudo é fixada em 15% na base da potência e tensões nominais.

As áreas geométricas ocupadas pelos enrolamentos e pelos canais radiais entre enrolamentos são calculadas abaixo. Os transformadores estudados são compostos por (A) o enrolamento de regulação, (B) o enrolamento da linha CA e (C) o enrolamento de válvula CC, como mostra a Fig. 4.7, e na disposição apresentada no diagrama ampère-espira da Fig. 4.11. As áreas geométricas em $[m^2]$ são representadas por sd_A , sd_0 , sd_B , sd_1 e sd_C :

$$\begin{aligned}
 sd_A &= (D_{wA} + RR_A) \pi (RR_A/3) 10^{-6} \\
 sd_0 &= (D_{wA} + 2RR_A + dab) \pi dab 10^{-6} \\
 sd_B &= (D_{wB} + RR_B) \pi (RR_B/3) 10^{-6} \\
 sd_1 &= (D_{wB} + 2RR_B + dbc) \pi dbc 10^{-6} \\
 sd_C &= (D_{wC} + RR_C) \pi (RR_C/3) 10^{-6} \\
 sd &= sd_A + sd_0 + sd_B + sd_1 + sd_C
 \end{aligned} \tag{4.25}$$

A partir da área ponderada s_d , da densidade do fluxo de dispersão B_0 de (4.15) e do fator de Rogowski, K_r , de (4.18), a impedância percentual, U_k , pode ser calculada conforme (BLUME, 1951) por:

$$U_k = 100 \frac{4,44 \sqrt{2} B_0 s_d N f K_r}{V} \tag{4.26}$$

Desta forma, tomando as equações apresentadas ao longo das seções 4.2 e 4.3, a geometria do núcleo e dos enrolamentos, perdas, massas e impedância do transformador podem ser calculadas utilizando uma metodologia analítica. A formulação apresentada escrita no software MATLAB é utilizada para realizar os exercícios de otimização na seção 4.4.

4.4. OTIMIZAÇÃO DE PROJETO

O tipo de enrolamento, número de espiras, altura e largura dos enrolamentos, seção transversal do condutor e número de cabos paralelos variam de acordo com a conexão do banco trifásico em estrela ou delta e dependem da potência e nível de tensão da estação inversora ou retificadora. A altura do núcleo (CH), conseqüentemente, a altura da coluna (LH) e o diâmetro do núcleo (DK), são limitados pela experiência prática de fabricantes de transformadores. Tal limitação leva em conta a altura da ponte rolante e da estufa para secagem da parte ativa (Fig. 4.12), combinados com limitações da altura de transporte e instalação.



Figura 4.12 – Vista do setor de montagem da parte ativa

Fonte: HITACHI ENERGY.

As dimensões radiais (RR) dos enrolamentos seguem as regras comuns do fabricante, para montagem do anel estático e capas de jugo, que reduzem as solicitações dielétricas nas extremidades dos enrolamentos contra os jugos do núcleo (aterrados) e enrolamentos adjacentes (Fig. 4.13) (YEA, 2018; SHUAI, 2016). Além disso, a seção transversal dos condutores é definida de modo a resultar em densidade de corrente em torno de $3,0 \text{ A/mm}^2$, na base da

corrente máxima da faixa de regulação, considerada uma magnitude satisfatória para atender o ciclo de sobrecarga definido em [4].

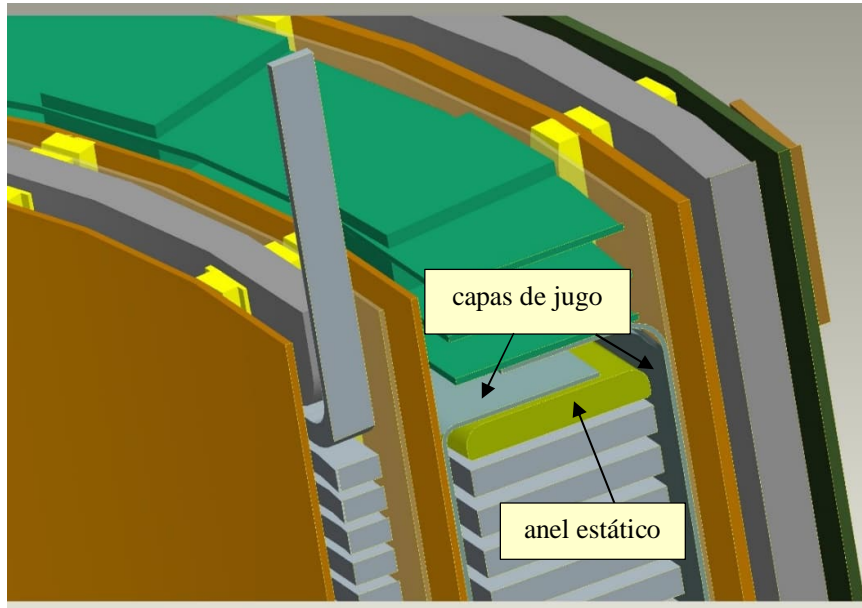


Figura 4.13 – Sistema de isolamento de cabeceira do enrolamento

Fonte: HITACHI ENERGY.

4.4.1. DEFINIÇÃO DAS SOLUÇÕES NÃO-DOMINADAS

Otimizar um exercício significa buscar a melhor solução para um determinado problema, limitado pelo seu modelo físico-matemático (AVILA, 2020; WERNER, 2020). O modelo para uma abordagem de otimização multiobjetivo em projetos de transformadores HVDC (PATIL, 2022), pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} &\text{Para minimizar } \vec{y} = \vec{f}(\vec{x}) = (y_1(\vec{x}), y_2(\vec{x})), \\ &\text{sujeito a } \vec{g}(\vec{x}) \text{ e} \\ &\quad \vec{e}(\vec{y}) = (e_1(\vec{y}), e_2(\vec{y})) \leq 0 \end{aligned} \tag{4.27}$$

Com,

$$\vec{y} = (G_{tot}, P_{tot}^h) \in Y^2 \text{ e } \vec{x} = (LH, DK) \in X^2$$

Sendo \vec{y} o vetor de objetivos, Y o espaço de objetivos (duas dimensões), \vec{x} o vetor de parâmetros, e X o espaço de parâmetros (duas dimensões). As restrições dos parâmetros $\vec{g}(\vec{x})$ são os limites.

As restrições dos objetivos $\vec{e}(\vec{y})$ são definidas pela tolerância da impedância de curto-circuito do transformador e a limitação das perdas totais incluindo harmônicas, dadas em:

$$e_1(\vec{y}) \rightarrow U_k = 15\% \pm 7,5\% \quad (4.28)$$

$$e_2(\vec{y}) \rightarrow P_{tot}^h < S_{base} * 0,30\%$$

A restrição de impedância acima é dada na norma técnica ABNT NBR 5356-1 e as perdas totais estabelecidas com base em (ONS SUBMÓDULO 2.6, 2021), que é aplicável a transformadores de grande potência.

O conceito de otimização de Pareto é utilizado para modelagem multiobjetivo e quando se entende que os dois objetivos, G_{tot} e P_{tot}^h , são conflitantes entre si. Reduzir material no núcleo e nos enrolamentos considerando o mesmo tipo de núcleo, disposição de enrolamentos e qualidade do material, resulta certamente em perdas totais mais elevadas. Isto significa que o aprimoramento de um objetivo implica no prejuízo do outro (AVILA, 2020; WERNER, 2020).

Portanto, a otimização pretende encontrar uma solução que atenda ambos os objetivos, respeitando os limites e as restrições estabelecidos. Durante um projeto, a solução ótima pode ser alcançada após diversas iterações, comparando-se os resultados obtidos. Utilizando algoritmos de otimização, a solução pode ser apresentada em conjunto com outras análises em uma única representação gráfica. Uma solução possível $\vec{a} \in X_f$ é chamada não-dominada se:

$$\nexists \vec{x} \in X_f : \vec{x} > \vec{a} \quad (4.29)$$

Onde X_f em (4.29) é o domínio de soluções factíveis. Esta é a principal diferença entre a abordagem mono objetivo e multiobjetivo. Não há uma única solução ótima, mas um conjunto de soluções dentre as quais nenhuma poderá ser identificada como a ideal sem uma nova classificação (por exemplo, preferência por um dos objetivos). O grupo de todas as soluções não-dominadas é denominado conjunto Pareto-ótimo (LIANG, 2022). Por correspondência, o conjunto de vetores objetivos forma a fronteira de Pareto (WERNER, 2020). Neste contexto,

métodos de otimização lidam com uma população de soluções possíveis que possuem vantagem na obtenção do conjunto de soluções não-dominadas.

4.4.2. APLICAÇÃO DE ALGORITMOS GENÉTICOS

O Algoritmo Genético (AG) trata-se de uma técnica de otimização estocástica baseada em conceitos de seleção natural e genética (LIANG, 2022; AVILA, 2020). As soluções válidas formam a população de indivíduos, que são selecionados probabilisticamente de acordo com seus méritos (obtidos por meio de uma função objetivo que avalia a qualidade do indivíduo para o problema (4.27)). Quão mais adequado for o indivíduo, maiores serão suas chances de se reproduzir (maior será a probabilidade de ser selecionado e sofrer operadores genéticos). Algumas vantagens do AG são: a geração de uma lista de soluções semi ótimas ao invés de uma única solução, o que é de grande valia para otimização multiobjetivo (ZHANG, 2020).

Portanto, dentro da população selecionada naquela geração, todas as soluções não-dominadas farão parte da próxima geração, sendo completadas com ao menos um quarto das soluções dominadas que possuam menor índice de dominância, ou até que o número de indivíduos daquela população seja completado, formando a população real (Fig. 4.14). O processo evolutivo e suas múltiplas soluções auxiliam o entendimento do compromisso entre os objetivos conflitantes.

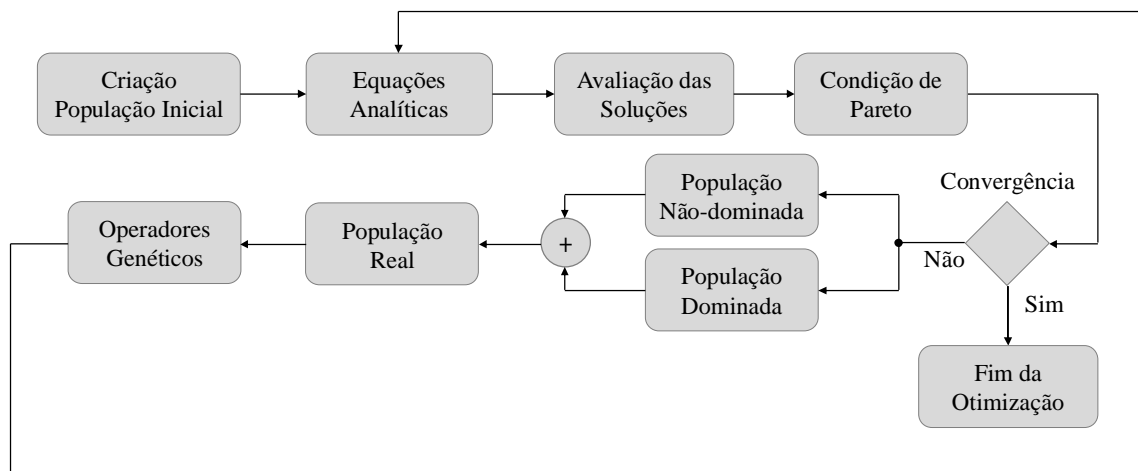


Figura 4.14 – Fluxograma simplificado do AG multiobjetivo utilizado

Para o problema proposto, a população de soluções possíveis pode ser escrita de modo que cada linha representa um indivíduo na n^{a} geração, considerado $n = 50$, e $nbind$ é o tamanho da população, sendo $nbind = 100$. Operadores genéticos de cruzamento e mutação são aplicados para criação da próxima geração de indivíduos. As probabilidades de cruzamento e mutação, dados de entrada do Algoritmo Genético, foram definidas em 95% e 5% respectivamente.

Ainda LH e DK , são as duas grandezas de otimização.

$$Pop^n = \begin{bmatrix} LH^{n,1} & DK^{n,1} \\ \vdots & \vdots \\ LH^{n,nbind} & DK^{n,nbind} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

A altura da janela varia de 1000 a 7000 mm, em passos de 10 mm, enquanto o diâmetro do núcleo varia de 500 a 2000 mm, em passos de 1 mm. Os diâmetros variam em passos menores, pois na prática o núcleo é construído empilhando as chapas de aço silício, que possuem décimos de milímetros de espessura. A altura da janela é construída na dimensão longitudinal da chapa, que possui alguns metros de comprimento e uma variação milimétrica não traria benefício expressivo aos exercícios apresentados. A Fig. 4.15 apresenta uma vista aérea do setor de corte de núcleo, com as chapas de aço silício empilhadas em pacotes após o corte, para serem encaminhadas à mesa de montagem.



Figura 4.15 – Vista aérea do setor de corte de chapas do núcleo

Fonte: HITACHI ENERGY.

4.4.3. OTIMIZAÇÃO DOS EXERCÍCIOS PROPOSTOS

Os quatro exercícios desenvolvidos representam transformadores de alta potência, fato que justifica a seleção dos limites escolhidos, incluindo margens superior e inferior em relação à prática comum da indústria. A metodologia de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva é realizada diversas vezes, processo necessário devido à sua natureza probabilística (LIANG, 2022).

$$\begin{bmatrix} LH \\ DK \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1000 & 7000 \\ 500 & 2000 \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

Nas Figs. 4.16 a 4.19 os pontos pretos representam todas as soluções factíveis encontradas conforme (4.28), até que a convergência, definida pela estagnação da fronteira das soluções não-dominadas (pontos vermelhos) seja alcançada para cada exercício. As Tabelas 4.7 a 4.10 apresentam a solução encontrada para a menor G_{tot} (quadrado verde) e a menor P_{tot} (quadrado azul). A variação nos objetivos implica em variação considerável nos parâmetros. As soluções em magenta são aquelas que respeitam uma variação não superior a 0,25% em torno de $U_k = 15\%$, ou seja, mais restritiva que a estabelecida em (4.28), e são selecionadas após a convergência dos exercícios de otimização, ou seja, não fazem parte da restrição inicial dos objetivos. Dentre elas, a de menor P_{tot}^h é destacada como losango ciano.

Para transformadores HVDC tal restrição é relevante, uma vez que um desvio na impedância dentro de um elo HVDC pode resultar em desequilíbrios e geração de harmônicas pares, não consideradas no espectro de corrente original. Estas análises levam a uma melhor compreensão do problema. Um maior conhecimento pode apontar para a necessidade de melhora do modelo e/ou para uma escolha mais bem definida da solução final (YADAV, 2021).

A escolha final (losango branco) é aquela das soluções cor magenta que mais se aproxima do conjunto de soluções não-dominadas. Tomando dois pontos distintos A e B, a

$$\text{distância entre eles é dada por } dAB = \sqrt{[G_{tot}(B) - G_{tot}(A)]^2 + [P_{tot}^h(B) - P_{tot}^h(A)]^2}.$$

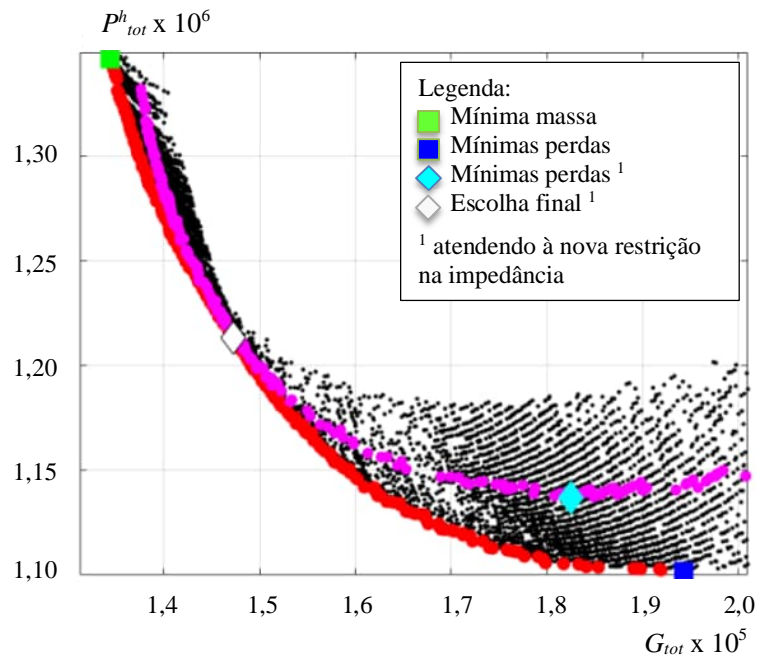


Figura 4.16 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o inversor delta

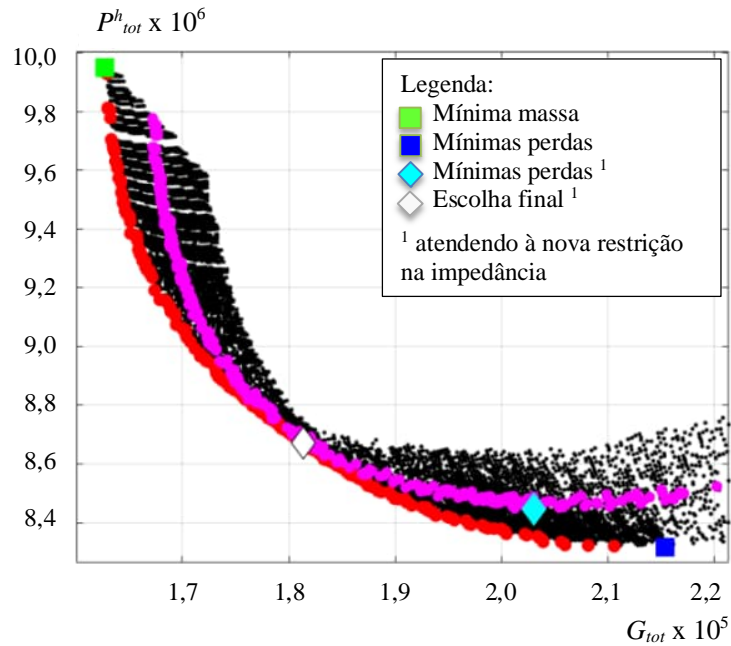


Figura 4.17 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o inversor estrela

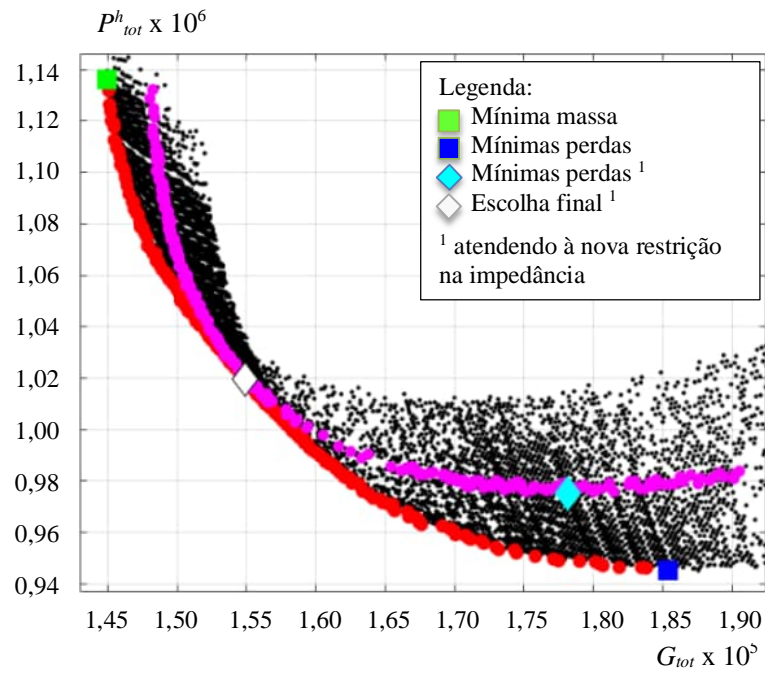


Figura 4.18 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o retificador delta

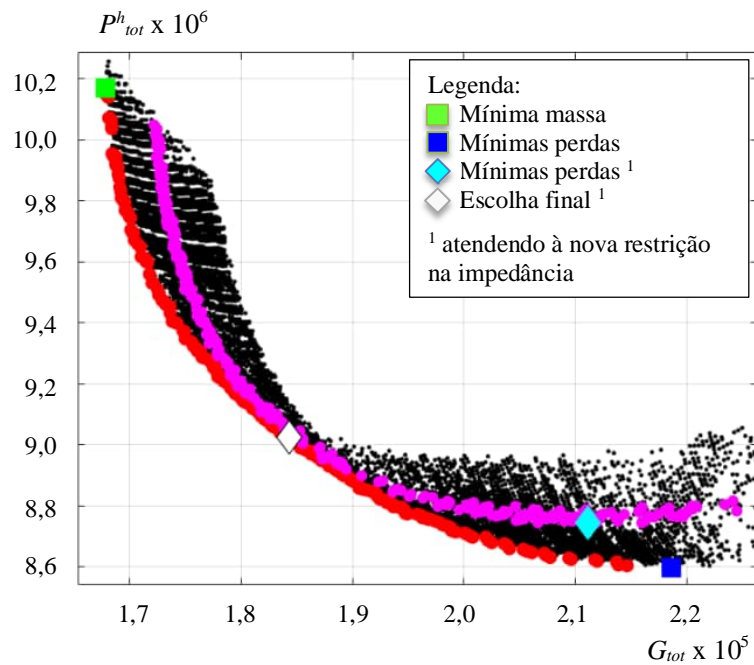


Figura 4.19 – Soluções factíveis encontradas pelo processo de otimização multiobjetivo com restrição evolutiva para o retificador estrela

As Tabelas 4.7 a 4.10 apresentam os dados finais das soluções encontradas para cada exercício de otimização.

Soluções possíveis	Soluções não-dominadas (vermelho)	Soluções dominadas (pontos pretos)		
	298	32877		
	Objetivos	Parâmetros		
	$G_{tot} \times 10^3$ [kg]	$P_{tot}^h \times 10^3$ [W]	LH [mm]	DK [mm]
Verde	134,40	1346,2	5260	1018
Azul	194,30	1101,8	2460	1434
Ciano	182,50	1136,7	2550	1385
Escolha final (quadrado branco)	147,30	1213,2	3990	1152

Tabela 4.7: Exercício Inversor Delta

Soluções possíveis	Soluções não-dominadas (vermelho)	Soluções dominadas (pontos pretos)		
	235	34473		
	Objetivos	Parâmetros		
	$G_{tot} \times 10^3$ [kg]	$P_{tot}^h \times 10^3$ [W]	LH [mm]	DK [mm]
Verde	162,71	994,81	6960	1002
Azul	215,39	831,66	3100	1423
Ciano	203,02	844,72	3210	1373
Escolha final (quadrado branco)	181,36	867,26	4250	1228

Tabela 4.8: Exercício Inversor Estrela

Soluções possíveis	Soluções não-dominadas (vermelho)	Soluções dominadas (pontos pretos)		
	247	33033		
	Objetivos	Parâmetros		
	$G_{tot} \times 10^3$ [kg]	$P_{tot}^h \times 10^3$ [W]	LH [mm]	DK [mm]
Verde	144,90	1136,0	6320	973
Azul	185,40	945,18	3050	1340
Ciano	178,20	975,37	3080	1309
Escolha final (quadrado branco)	154,90	1019,6	4550	1120

Tabela 4.9: Exercício Retificador Delta

Soluções possíveis	Soluções não-dominadas (vermelho)	Soluções dominadas (pontos pretos)		
	251	34835		
	Objetivos	Parâmetros		
	$G_{tot} \times 10^3$ [kg]	$P_{tot}^h \times 10^3$ [W]	LH [mm]	DK [mm]
Verde	167,80	1016,8	6790	1025
Azul	218,61	859,76	3190	1422
Ciano	211,08	874,43	3210	1397
Escolha final (quadrado branco)	183,69	903,06	4470	1220

Tabela 4.10: Exercício Retificador Estrela

Dependendo da instalação do fabricante de transformadores, talvez núcleos com mais de 4 metros de altura de janela não sejam viáveis, no entanto o exercício ainda é válido para proporcionar uma visão de como as diferentes soluções povoam o espaço de objetivos em duas dimensões.

Analisando os resultados da solução quadrado verde, ou seja, mínima massa: é possível verificar que um maior LH , conseqüentemente menor DK , resulta em P_{tot}^h mais elevada. Portanto, reduzindo DK , menor será a área A_k e conseqüentemente a massa do núcleo será mínima. Uma área A_k reduzida resulta em número de espiras dos enrolamentos, N , elevado e maior massa dos enrolamentos. No entanto a representatividade da massa do núcleo é muito mais significativa que a dos enrolamentos na composição de G_{tot} . O mesmo não ocorre com as perdas, pois as perdas em carga representam a maior parcela de P_{tot}^h , especialmente no caso de transformadores HVDC, considerando conteúdo harmônico.

Por outro lado, a solução quadrado azul, apresenta um LH reduzido e maior DK , por ser a opção com mínimas perdas, porém resultando em máxima massa G_{tot} , mantendo o compromisso citado anteriormente entre objetivos e parâmetros definidos. Ou seja, o núcleo influencia menos que os enrolamentos em P_{tot}^h , porém tem grande influência na massa total.

A nova restrição na tolerância de impedância, soluções em magenta, é fruto do aprendizado durante o uso da metodologia. A solução losango ciano é a que resulta em mínimas perdas nesta nova condição, mostrando que os indivíduos que respeitam uma restrição mais severa deste objetivo têm P_{tot}^h prejudicada. Isso porque uma maior variação permite explorar

limites inferiores da impedância especificada, resultando em fluxos de dispersão menos intensos, conseqüentemente menores perdas nos enrolamentos e P_{tot}^h minimizadas, como ocorre com as soluções da fronteira não-dominada abaixo da curva magenta.

Tendo tal sensibilidade, o engenheiro responsável pela definição do sistema HVDC pode definir, juntamente com o fabricante, os parâmetros do transformador que resultem em um projeto mais otimizado, satisfazendo os requisitos específicos daquele projeto. Por exemplo, um aumento no valor da impedância do transformador reduz esforços de curto-circuito nos enrolamentos, podendo resultar em redução da massa e certamente aumento das perdas. Para o sistema elétrico, uma impedância maior significa uma queda de tensão mais elevada, o que pode ser compensada pelo aumento da tensão RMS do terminal de válvula. Ou seja, tendo uma formulação analítica satisfatória em mãos, o engenheiro pode trabalhar inúmeras soluções para os diferentes projetos que estiver envolvido, tomando decisões mais assertivas mesmo em uma fase inicial de projeto.

A escolha final é selecionada por ser a mais próxima do conjunto de soluções não-dominadas (LIANG, 2022), ou seja, resulta na melhor relação entre as perdas totais incluindo harmônicas e a massa, atendendo os objetivos e restrições impostos. Porém, dependendo da finalidade da instalação, a tomada de decisão pode ser diferente. Por exemplo, se a remuneração energética de um determinado sistema for valorada, o operador pode decidir por um equipamento com custo mais elevado, em termos de massa de materiais, porém que resulte em menores perdas em operação (CALIL, 2020). Por outro lado, para transformadores instalados em plataformas marítimas, as limitações de massa total e dimensões externas podem justificar um aumento no limite das perdas totais. Esta escolha pode resultar em núcleos e enrolamentos mais leves, porém resultando em outros efeitos colaterais devido às altas perdas, levando o projetista a selecionar materiais com custos mais elevados, mas que suportam altas temperaturas, tais como meta-aramida para isolamento dos enrolamentos e éster natural ou sintético como líquido isolante. Estes exemplos ilustram como a aplicação do transformador pode afetar a seleção dos objetivos e a definição das restrições.

4.5. COMPARAÇÃO COM O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

O autor considera as perdas adicionais no enrolamento como o parâmetro mais crítico calculado pela formulação analítica, uma vez que depende do fluxo de dispersão e pode ser uma fonte de desvios relevante na análise. Estas perdas são também dependentes da frequência e os transformadores HVDC estão sujeitos a conteúdos harmônicos relevantes. O enrolamento de válvula é o mais solicitado em termos de harmônicas e termicamente (CIGRÉ, 2021). Esta situação reduz a vida útil do material celulósico em operação, resultando em possíveis descargas parciais e futura descarga dielétrica, ou falha em curto-circuito devido à redução da resistência mecânica da isolamento (JIANG, 2021). Isto impacta diretamente a vida útil do transformador e sua disponibilidade no sistema elétrico.

Por esta razão, o autor decide comparar o cálculo analítico das perdas no enrolamento de válvula com um método puramente numérico. Ou seja, métodos distintos aplicados a uma mesma geometria, tendo as perdas no enrolamento de válvula calculadas pelas equações analíticas da seção 4.3.2 e contraverificadas por simulações utilizando o Método dos Elementos Finitos (MEF).

Como as perdas adicionais dependem da frequência da corrente de carga, utilizando o espectro de harmônicos simulado (Tabelas 4.5 e 4.6), cada componente de perdas, adicionais e por efeito Joule, pode ser obtida para a fundamental e todas as ordens harmônicas a partir de um perfil de carga específico. As perdas sob influência harmônica, $P_w^{h'}$, são obtidas pela soma de cada componente de perda, P_h , conforme define (NI, 2020):

$$P_w^{h'} = \sum_{h=1}^{49} P_h \quad (4.32)$$

As correntes para cada ordem harmônica são injetadas no modelo MEF-axissimétrico do transformador diretamente no enrolamento de válvula. Esta forma de cálculo difere da adotada normalmente em projeto de transformadores, que utilizaria o MEF para calcular as perdas do enrolamento, aplicando o fator F_{WE} sobre as perdas adicionais, como em (4.23).

A geometria do núcleo e dos enrolamentos de cada exercício é gerada no software Infolytica, baseado no MEF bidimensional, modelo axissimétrico e utilizando um solver de harmônicos no tempo. A permeabilidade do núcleo magnético é considerada infinita. O

tamanho do elemento da malha é definido com base na profundidade de penetração (CHENG, 1989), δ , e fixada para a frequência da 49ª harmônica (2940Hz). Isso resulta em uma malha extremamente refinada, ilustrada na Fig. 4.20, utilizada para todas as simulações, o que não seria necessário para frequências harmônicas mais baixas, consumindo mais recursos computacionais que o necessário.

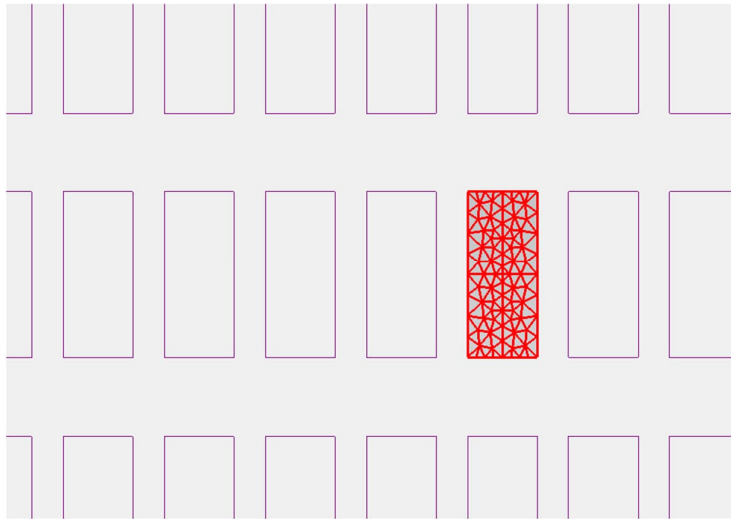


Figura 4.20 – Geometria da malha dentro do condutor

Para o estudo atual, esta definição não é um impeditivo, mas tal entrada pode ser ajustada para cálculos mais complexos, se necessário.

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu_0 \sigma_0}} \quad (4.33)$$

O tamanho do elemento é calculado em [mm] e para 2940Hz resulta em 0,44986mm, para $\sigma_0 = 1/2,114 \cdot 10^{-8} \text{e } \mu_0$ no sistema SI. Este tamanho de elemento representa menos de $\frac{1}{3}$ da largura dos condutores usados nos enrolamentos, garantindo boa precisão aos resultados. Na simulação axissimétrica, a região de estudo deve ser definida por no máximo duas ou três camadas de elementos, ou seja, o tamanho do elemento deve estar entre $\frac{1}{2}$ e $\frac{1}{3}$ da dimensão estudada (LOWTHER, 1986).

$$ElemSize = \frac{\delta}{3} \cdot 10^3 \quad (4.34)$$

O enrolamento de válvula, projetado como enrolamento helicoidal ou tipo disco dependendo do exercício, teve a geometria de cada condutor detalhada para λ número de espiras

ou discos respectivamente, sendo $\lambda/2$ localizados na parte superior e a outra metade na parte inferior do enrolamento (Fig. 4.21).

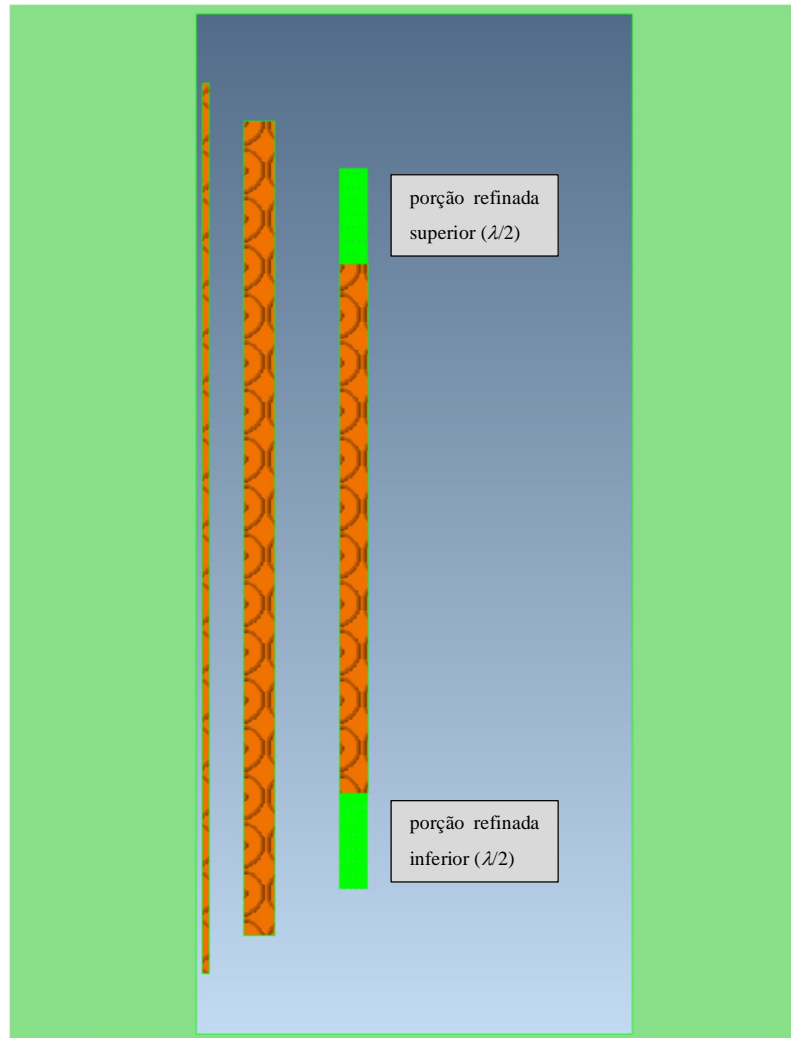


Figura 4.21 – Geometria do transformador detalhando o enrolamento de válvula

Cada condutor da porção refinada é modelado como um elemento sólido (que considera o efeito pelicular) e o restante do enrolamento como condutor fino (que não considera o efeito pelicular), corrigindo-se as perdas adicionais proporcionalmente pelo cálculo analítico. A primeira etapa de simulações é feita considerando $\lambda = 20$, sendo realizado posteriormente um estudo de sensibilidade em um dos modelos, variando-se o valor de λ .

O fluxo de dispersão principal está concentrado entre os enrolamentos de linha (B) e válvula (C), e as linhas de campo se fecham dentro da janela do núcleo, conforme ilustrado na Fig. 4.22.

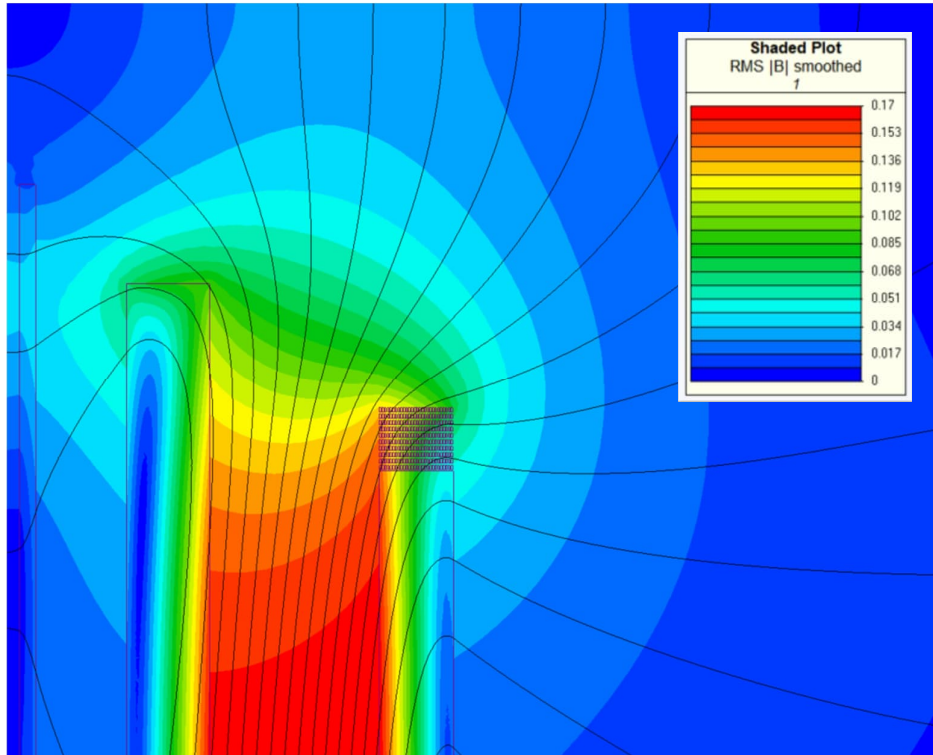


Figura 4.22 – Linhas de campo magnético do enrolamento de válvula e mapeamento da densidade de fluxo magnético B_0

É possível verificar que as espiras ou discos localizados nas extremidades superior e inferior sofrem uma influência mais intensa do fluxo magnético de dispersão, justificando a necessidade de refinar o enrolamento nestas regiões.

A densidade de corrente e a distribuição das perdas dentro de cada condutor da porção refinada mostram o mesmo comportamento nas Figs. 4.23 e 4.24, solicitando mais os condutores localizados no diâmetro interno do que os do diâmetro externo. Este é o comportamento esperado para esta análise, considerando que o enrolamento estudado é o mais externo (MGUNDA, 2017).

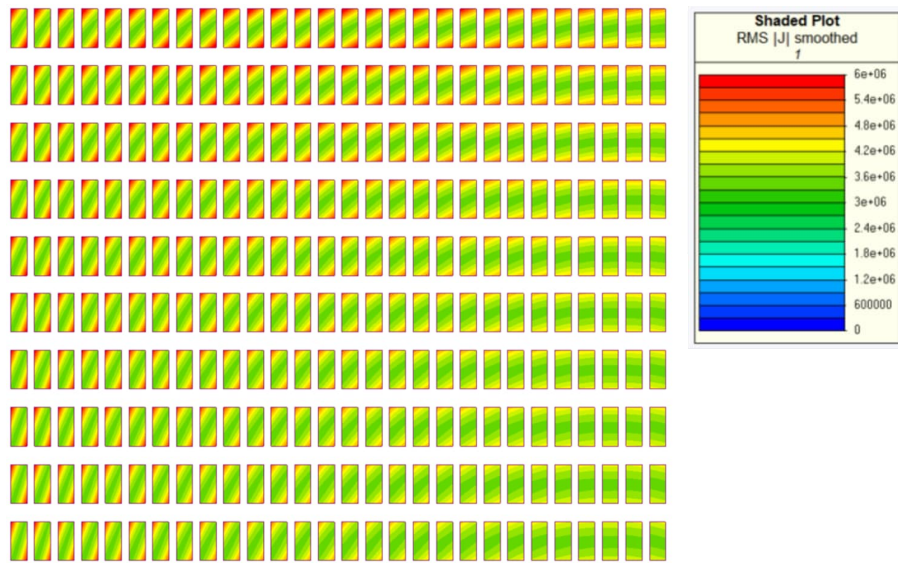


Figura 4.23 – Distribuição de densidade de corrente na porção refinada

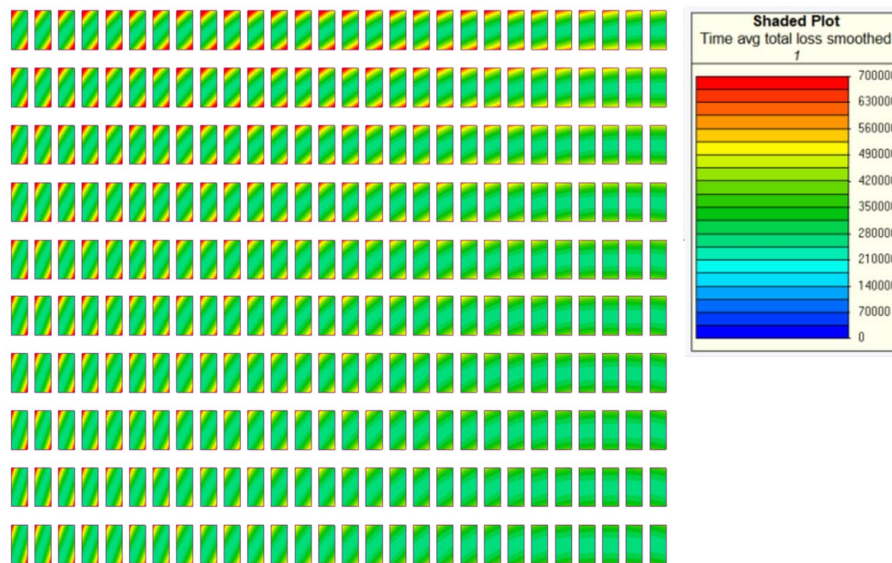


Figura 4.24 – Distribuição de perdas na porção refinada

Antes de simular as perdas harmônicas, a impedância percentual do transformador é verificada com base na equação da energia do campo magnético (MAGID, 1972).

$$U_k [\%] = 100 \frac{4 \pi f \text{ Energia}}{S_{base}} \quad (4.35)$$

A *Energia* em [Joules] é obtida diretamente da simulação MEF e S_{base} é a base de potência do transformador por coluna em [VA]. A Tabela 4.11 apresenta a impedância

percentual calculada pela formulação analítica da seção 4.3.5 e a resultante da simulação numérica.

Estação	Ligação	Analítico [%]	MEF [%]
Inversora	D	15,5	15,2
	Y	15,0	14,9
Retificadora	D	15,5	15,1
	Y	15,0	14,9

Tabela 4.11: Resultado da impedância percentual

Com base neste resultado, entende-se que a simulação está coerente, pois, caso a energia do fluxo de dispersão resulte em uma impedância discrepante do esperado, indica que o modelo carrega alguma inconsistência.

Os quatro exercícios, retificador D e Y, e inversor D e Y são simulados com $\lambda = 20$ e injetando cada harmônico de corrente nos modelos, são obtidas as perdas para a respectiva frequência, até a 49ª, resultando nas perdas totais do enrolamento, $P_w^{h'}$, (4.32). Este resultado é comparado ao cálculo analítico, P_w^h , obtido de (4.23). Os resultados finais das perdas são apresentados na Fig. 4.25, bem como a diferença entre ambos os métodos, tomando o cálculo analítico como referência, na Tabela 4.12.

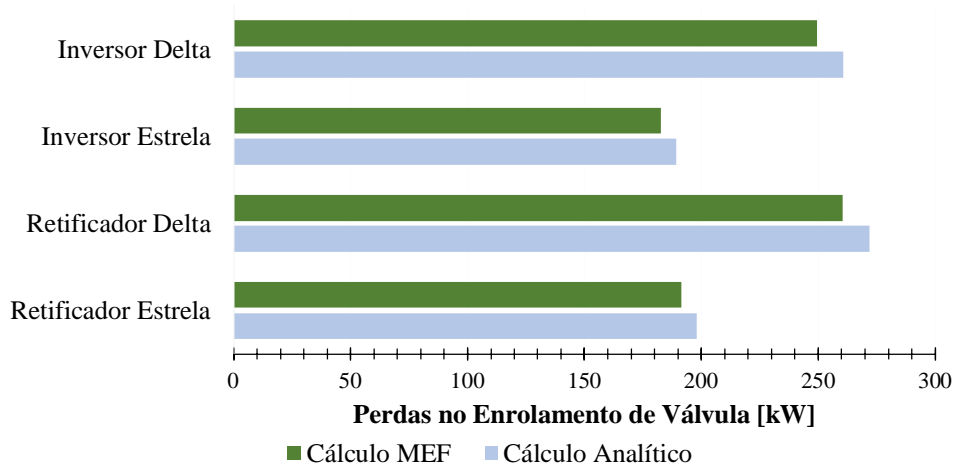


Figura 4.25 – Perdas de enrolamento dos quatro projetos definindo $\lambda = 20$

Estação	D/Y	Perdas analíticas [kW]	Perdas MEF [kW]	Diferença [%]
Inversor	D	260,74	249,56	-4,2877
	Y	189,08	182,64	-3,4047
Retificador	D	271,97	260,36	-4,2685
	Y	198,06	191,45	-3,3366

Tabela 4.12: Resultado de perdas no enrolamento e diferença em relação ao cálculo analítico

Os resultados mostram uma diferença entre os dois métodos inferior a 5%. No entanto, os resultados da Tabela 4.12 motivam o autor a investigar se a diferença de perdas entre os dois métodos diminui, é mantida ou aumenta quando a porção refinada do modelo MEF é variada. Uma redução na diferença para λ maiores indicaria que o cálculo analítico se aproxima do cálculo numérico mais detalhado, uma vez que os condutores do enrolamento são representados com dimensões reais do modelo MEF dentro de λ . Tal investigação é realizada com o exercício retificador estrela, variando λ de 6 a 42, em passos de 6 e posteriormente mais dois casos considerando $\lambda = 60$ e $\lambda = 78$, ou seja, três vezes o passo adotado anteriormente (Fig. 4.26).

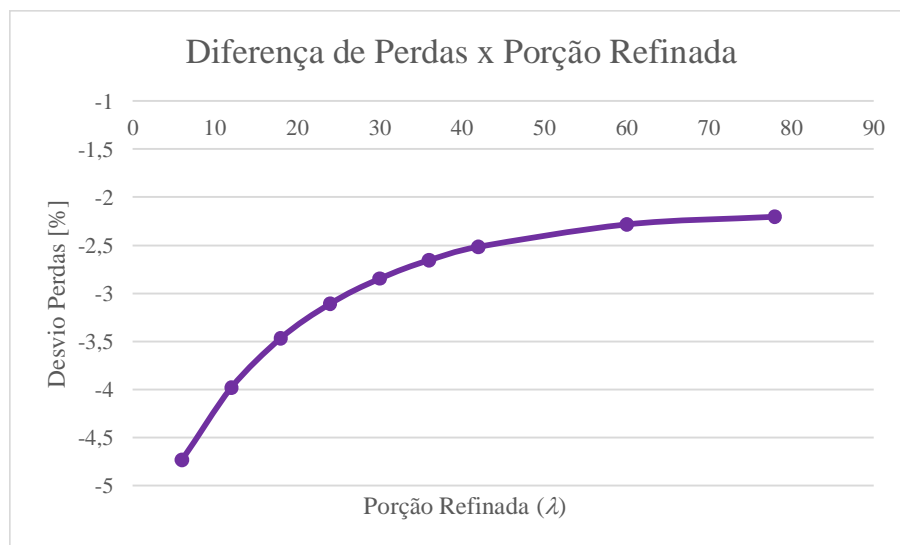


Figura 4.26 – Diferença de perdas em função da quantidade de espiras refinadas

Quanto mais discretizada a porção detalhada do enrolamento, menor foi a diferença encontrada entre as perdas calculadas pelos dois diferentes métodos, reduzindo próximo a 2%. O resultado indica que o cálculo analítico utilizado é realista, e que a formulação apresentada nas seções 4.2 e 4.3 pode ser utilizada para otimizar projetos de transformadores conversores.

4.6. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O capítulo 4 apresenta a formulação analítica desenvolvida para cálculo das perdas e massas da parte ativa de transformadores HVDC, principal objetivo deste trabalho. Por meio da formulação desenvolvida e dos exercícios de otimização realizados, o leitor pode desenvolver uma importante sensibilidade de como os parâmetros propostos, objetivos estabelecidos e restrições especificadas se relacionam. Entender tal comportamento é fundamental para que o projeto do transformador cumpra com requisitos de desempenho e *footprint* de instalação, seriamente avaliados dependendo do tipo de instalação do transformador HVDC.

Capítulo 5 – CONCLUSÃO

A metodologia proposta permite avaliar o compromisso entre parâmetros de desempenho, para diversas geometrias de parte ativa, variando apenas duas grandezas. No entanto, uma solução final somente é definida quando um dos objetivos da otimização é priorizado em relação aos demais, como uma maior restrição na tolerância da impedância de curto-circuito. O estudo realizado mostra que tal restrição altera a seleção dos indivíduos da população gerada, podendo distanciá-los da fronteira de soluções não-dominadas original.

A diferença entre os resultados de perdas calculadas por meio do método analítico e puramente numérico reduz quanto mais detalhada for a geometria dos condutores no enrolamento, sendo que o cálculo analítico apresenta perdas menores em todas as análises. O cálculo analítico é vantajoso por ser um método rápido e que permite a realização de exercícios de otimização, no entanto, pode ser limitado para partes ativas de transformadores que possuam geometrias não usuais, como grandes aberturas que resultem em distorções intensas no fluxo de dispersão. Já o método numérico, além de ser mais preciso para tais geometrias, leva em conta a distribuição de perdas, o efeito pelicular e o efeito de proximidade do fluxo magnético nas porções extremas do enrolamento. No entanto, exige um tempo computacional mais prolongado, especialmente para análises considerando harmônicas de corrente de ordens elevadas, devido ao efeito de profundidade de penetração, resultando em malhas extremamente refinadas.

Temas relacionados à eficiência do sistema e de seus equipamentos assumem relevância em um cenário de avanço representativo no uso da tecnologia HVDC e contínuo aumento da potência transmitida por elos CC em todos os continentes. O trabalho do engenheiro neste contexto é fundamental e seu entendimento de como grandezas de projeto são afetadas por requisitos e limitações externos ao transformador, demandam sensibilidade e experiência. A metodologia apresentada nesta tese proporciona ao engenheiro projetista uma visão mais abrangente, orientando a solução para geometrias mais adequadas aos requisitos especificados. Também permite que as soluções propostas sejam avaliadas previamente, analisando sua adequação a limitações de fabricação, transporte e instalação. Por fim, a metodologia pode

também ser utilizada para confecção de proposta técnicas de transformadores HVDC, já que calcula os principais parâmetros e grandezas necessários para avaliação da solução apresentada.

5.1. LIÇÕES APRENDIDAS

O desenvolvimento desta tese e a extensa pesquisa realizada para sua elaboração proporcionam aprendizados em diversas áreas, com ênfase nos seguintes aspectos:

- ❖ Geometrias com maiores alturas, menores diâmetros e menores larguras resultam em projetos com melhor *footprint*.
- ❖ Geometrias com menores alturas, maiores diâmetros e maiores larguras resultam em projetos com melhor rendimento.
- ❖ Uma maior restrição na impedância penaliza a solução de mínimas perdas.
- ❖ As tabelas do Anexo A mostram uma tendência crescente de projetos HVDC-VSC, com tensões acima de 500 kVcc (configuração assimétrica) sujeita aos efeitos citados nesta tese, exceto a inversão de polaridade.

5.2. TRABALHOS FUTUROS

Desenvolvimentos futuros também puderam ser visualizados, uma vez que a formulação analítica não abrange todas as matérias de um projeto de transformadores.

- ❖ Considerar outros parâmetros no cálculo de massa total, como a estrutura do núcleo, conexão de cabos internos, isolamento sólido e líquido, tanque do transformador e outros suportes metálicos.
- ❖ A análise de perdas também pode incluir outras perdas adicionais (*Other-Eddy Losses*), que são geradas pelo fluxo magnético de dispersão incidindo em todas as partes metálicas, o que envolveria uma análise 3-D, devido à falta de simetria axial destas peças.
- ❖ Considerar um modelo analítico não-linear de relutância magnética para o núcleo que permite analisar o efeito do conteúdo harmônico sobre as densidades de fluxo magnético no núcleo e, então, sobre as perdas em vazio.
- ❖ O método de Rabins pode também ser adotado como modelo analítico para cálculo da impedância, já que considera o franjamento do fluxo magnético nas cabeceiras dos enrolamentos.

-
- ❖ O algoritmo de otimização também pode considerar outros objetivos e restrições, dependendo da aplicação do transformador HVDC e de sua especificação.

5.3. TRABALHOS PUBLICADOS

O estudo apresentado nesta tese resulta em trabalhos técnicos publicados em congressos e revistas internacionais. O trabalho *Effects of the HVDC System on Converter Transformers* (CZERNORUCKI, 2019), publicado na *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications* (ICRERA) em novembro de 2019 é a primeira abordagem do autor sobre os principais tópicos da norma (IEC/IEEE 60076-57-129), relacionando os efeitos do sistema HVDC ao projeto do transformador conversor. Como uma versão ampliada do trabalho anterior, porém abordando os temas a partir de uma visão compreensiva, complementando as informações apresentadas pela norma com discussões adicionais baseadas em uma extensa pesquisa dentro do estado-da-arte, o artigo *Comprehensive Overview on HVDC Converter Transformer Design: Additional Discussions to the IEC/IEEE 60076-57-129 Standard* (CZERNORUCKI, 2022) é publicado no periódico *IEEE Open Access Journal* em abril de 2022. O conteúdo destes dois artigos é basicamente o que compõe o capítulo 3 desta tese.

Em novembro de 2022 os métodos analítico e numérico para cálculo de perdas são apresentados no *10th International Workshop on Power Transformers*, Comitê de Estudo A2, sob o título *Metodologia para Cálculo de Perdas em Enrolamentos de Transformadores HVDC* em Foz do Iguaçu, Brasil. Finalmente, em março de 2023, o autor publica novamente no periódico *IEEE Open Access Journal*, o artigo *Multi-Objective Design Optimization for HVDC-LCC Converter Transformers: Analytical and FEA-Based Comparison*, onde o método analítico completo para cálculo de massas e perdas em operação é detalhado, apresentando os exercícios de otimização e comparando o método com estudos utilizando o MEF-axissimétrico. Estes dois últimos artigos compõem o capítulo 4 desta tese.

REFERÊNCIAS ¹

- ABNT NBR 5356-1, Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades.
- ABNT NBR 5356-3, Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos espaçamentos externos em ar.
- ABNT NBR 5356-7, Transformadores de potência – Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.
- ALAMM. T., RAHAMAN J., DHALI F., Technical Comparison of Modern HVAC and HVDC Transmission System Along with Cost Analysis, *Journal of Control and Instrumentation Engineering*, vol. 8, no. 1, pp. 10-19, January 2022.
- ANDERSEN B. R., HVDC transmission-opportunities and challenges, IET 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, pp. 24-29, March 2006.
- ANEEL, Banco de Preços, Simulação de orçamentos, ANEEL.S3A.Portal do Governo Brasileiro, 2023. Disponível on-line em: <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- ANEEL, Bipolo HVDC Xingú-Terminal Rio Conversoras, LT-CC ± 800 kV Xingú-Terminal Rio, LTs e equipamentos 500 kV associados, 2016. Disponível on-line em: <http://aneel.gov.br/transmissao4>
- ANUOLUWAPO G. P., Power losses in HVDC converter stations, Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Eng., Univ. Kwazulu-Natal, Durban, South Africa, 2018.
- AVILA S. L., Otimização paramétrica com computação evolutiva, Tech. Rep., 2020.
- BAHRMAN M., HVDC Technology Line Commutated Converters, IEEE PES T&D, April 2014.
- BAO L. et al., Statistics and analysis of typical insulation faults in factory test of converter transformer, 18th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2022), IET Digital Library, pp. 634 – 637, July 2022.
- BASTOS G. M., BRANDAO J. C., SANTELLI J., ALBUQUERQUE R., ARENARE S., MENDES J. C., HAJEK J., HVDC converter transformer performance on Itaipu system, Presented at the B4-201, CIGRE Paris Symposium, 2006.
- BENNETT M. G., CROWE L., TAIAROL P. V. I., A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2019 - 2020, CIGRE B4-PS1 HVDC Systems and Applications, Art. No. 11135, Paris, France, Session 2022.
- BENNETT M. G., CROWE L., A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2017 - 2018, CIGRE B4-PS1, Art. No. B4-139, Paris, France, Session 2020.

BENNETT M. G., DHALIWAL N. S., A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2015 - 2016, CIGRE B4-137 DC Systems and Power Electronics, 2018.

BENNETT M. G., DHALIWAL N. S., A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2013-2014, CIGRE Report B4-131, 2016.

BENNETT M. G., DAHLIWAL N. S., LEIRBUKT A., A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2011-2012, CIGRE Report B4-113, 2014.

BERGLUND M., PETTERSSON M., FREYHULT T., MONTANO R., White Paper: Developments in UHVDC and UHVAC Transmission, 2016, Disponível on-line em: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1LAB%20000603&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

BHUVANESWARI G. B. C. M., MAHANTA B. C., Analysis of converter transformer failure in HVDC systems and possible solutions, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 2, pp. 814-821, March 2009.

BLUME L. F., BOYAJIAN A., CAMILLI G., LENNOX T. C., MINNECI S., MONTSINGER V. M., Transformer Engineering, John Wiley & Sons, Inc., New York Chapman & Hall, Ltd., London, 1951.

BMWi, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Concluding Paper: Electricity 2030 - Long-term Trends - Tasks for the Coming Years, May 2017. Disponível on-line em: www.bmwi.de.

BURTON R. S., FUCHSHUBER C. F., WOODFORD D. A., GOLE A. M., Prediction of core saturation instability at an HVDC converter, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 4, pp. 1961-1969, October 1996.

CALIL W. C., Methodology for specification of generator step-up transformers in photovoltaic power plants based on real loading profile, Polytechnic School of the University of São Paulo, 2020.

CARVALHO D. S., BRESSANE J. M., CURY M., RIZZOTTO T. C., SOUZA D. J. T., MELLO R. T. A., CABRAL R. R., An 800 kV HVDC bipole to reinforce a regional interconnection and integrate a large amount of variable renewable generation, CIGRE B4-101 DC Systems and Power Electronics, Paris, 2018.

CHEN S., WOOD A. R., ARRILLAGA J., HVDC converter transformer core saturation instability: A frequency domain analysis, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 143, no. 1, pp. 75-81, January 1996.

CHENG D. K., Field and Wave Electromagnetics, 2nd ed., Addison-Wesley, Reading, MA, USA, 1989.

CHO S. J., et al, DC Field Distribution in HVDC Transformer Considering the Effects of Space Charge and Temperature, due to Presence of Oil Immersed Pressboard, IEEE Transactions on Dielectrics and electrical Insulation, vol. 21, no. 2, pp. 866-872, April 2014.

CIGRE B4, Newsletter. Disponível on-line em:
<https://b4.cigre.org/GB/publications/b4-newsletters>.

CIGRE, HVDC Converter Transformer Failure Survey Results from 2013 to 2020, Technical Brochure 859, December 2021.

CIGRE JWG A2/D1.41, HVDC Transformer Insulation: Oil Conductivity, Publication 646, January 2016.

CIGRE, HVDC Converter Transformer Failure Survey Results from 2003 to 2012, Technical Brochure 617, April 2015.

CIGRE Working Group B4.51, Study of Converter Transients Imposed on the HVDC Converter Transformers, Brochure no. 609, February 2015.

CIGRE, Protocol for Reporting the Operational Performance of HVDC Transmission Systems, Publication 590, July 2014.

CIGRE JWG A2/B4.28, HVDC Converter Transformers Design Review, Test Procedures, Ageing Evaluation and Reliability in Service, Brochure no. 406, February 2010.

CIGRE JWG A2/B4.28, HVDC Converter Transformers Guidelines for Conducting Design Reviews for HVDC Converter Transformers, Brochure no. 407, February 2010.

CIGRE Joint Task Force B4.04/A2-1, Analysis of HVDC Thyristor Converter Transformer Performance, Publication 240, February 2004.

CIGRE Working Group 12/14.10, Load Loss in HVDC Converter Transformers, Electra, no.174 pp.53-57, 1997.

CZERNORUCKI M. V., SALLES M. B. C., AVILA, S. L., SOBRINHO F. A., CALIL W. V., CARDOSO J. R., Multi-Objective Design Optimization for HVDC-LCC Converter Transformers: Analytical and FEA-Based Comparison, IEEE Open Access Journal, DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3253392, March 2023.

CZERNORUCKI M. V., SALLES M. B. C., COSTA E. C. M., MELO A. S., PIEGARI L., Comprehensive Overview on HVDC Converter Transformer Design: Additional Discussions to the IEC/IEEE 60076-57-129 Standard, IEEE Open Access Journal, DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3165553, April 2022.

CZERNORUCKI M. V., SALLES M. B. C., MELO A. S., COSTA E. C. M., PIEGARI L., Effects of the HVDC System on Converter Transformers, 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), IEEE, pp. 623-630, November 2019.

DAI H., WANG Y., LI X., DENG H., MING Z., Characteristic analysis of reactive power compensation device at HVDC converter station, 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, March 2012.

DAWOOD K., KÖMÜRĞÖZ G., IŞIK F., Optimization and Analysis of Leakage Reactance for a Converter Transformer of the Electric Transport System, Journal of Electrical Engineering & Technology, DOI: 10.1016, pp. 1-10, 2023.

DEL VECCHIO R. M., POULIN B., FEGHALI P. T., SHAH D. M., AHUJA R., Transformer design principles: with applications to core-form power transformers, CRC press, 2010.

DHALIWAL N. S., Transformer Failure Survey Report Covering 2017 and 2018, presented to CIGRE B4 AG04, September 2019.

DHALIWAL N. S., Transformer Failure Survey Report Covering 2015 and 2016, presented to CIGRE B4 AG04, September 2017.

DHALIWAL N. S., Transformer Failure Survey Report Covering 2013 and 2014, presented to CIGRE B4 AG04, September 2015.

DING H., et al. Analysis of coupling effects on overhead VSC HVDC transmission lines from AC lines with shared right of way, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp.2976-2986, September 2010.

EBISAWA et al, DC Creepage Breakdown Characteristics of Oil-immersed Insulation, IEEE Transactions on Dielectrics and electrical Insulation, vol. 16, no. 6, pp. 1686-1692, December 2009.

EDMONDS M., MILLER T., The Next 50 Years, IEEE Power and Energy Magazine, April 2014.

EIA - United States Energy Information Administration, Annual Energy Outlook, 2023. Disponível on-line em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/narrative>

EIU – Economist Intelligence – Energy Outlook, 2023. Disponível on-line em: https://www.eiu.com/n/campaigns/energy-in-2023/?utm_source=google&utm_medium=ppc&utm_campaign=industries-in-2023&gclid=Cj0KCQjw9deiBhC1ARIsAHLjR2CDQgIKTYOwbOV7JZNd1SDOvQbNAaDrvMraKQpuoXeB0GTQTOAJFq4aAsMhEALw_wcB

ELAHIDOOST A., TEDESCHI E., Expansion of Offshore HVDC Grids: An overview of contributions, status, challenges and perspectives, IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), pp.1-7, 2017.

ELMOUDI A., LEHTONEN M., NORDMAN H., Correction winding eddy-current harmonic loss factor for transformers subject to nonsinusoidal load currents, IEEE Russia Power Tech, pp. 1-6, June 2005.

ELMOUDI A. A. et al., Evaluation of power system harmonic effects on transformers: Hot spot calculation and loss of life estimation, Helsinki University of Technology, Department of Electrical and Communications Engineering, Doctoral Dissertation, 2006.

ELSEVIER INC., UHV Transmission Technology, Amsterdam, The Netherlands, DOI: 10.1016/C2013-0-15562-6, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Estudos para a licitação da expansão da transmissão, Detalhamento da alternativa de referência: Relatório R2. Disponível on-line em:

[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-136_2014-rev0%20\(Bipolo%20800%20kV%20Xingu-TRio\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-136_2014-rev0%20(Bipolo%20800%20kV%20Xingu-TRio).pdf)

EPRI EL-2020, Project 1467-1, HVDC Ground Electrode Design, August 1981.

ENTSOE - European Network of Transmission System Operators for Electricity, Off-shore transmission technology, November 2011.

ERMAKOV E., MELZER L., LINDSTEDT T., SCHONBORG N., PERSSON G. O., Condition Assessment of HVDC converter transformers at limited time of outage applied to the Fenno-Skan 1 transmission system, CIGRÉ A2-PS1, Art. No. 10100, France, Paris, Session 2022.

FAIZ J., GHAZIZADEH M., ORAEE H., Derating of transformers under non-linear load current and non-sinusoidal voltage-an overview, IET Electric Power Applications, vol. 9, no. 7, pp. 486-495, August 2015.

FORREST J. A. C., ALLARD B., Thermal Problems Caused by Harmonic Frequency Leakage Fluxes in Three-Phase, Three-Winding Converter Transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 208-213, January 2004.

FREIRE P., KALIFE, J., BORIN P., JARDINI J., The Measurement of HVDC Ground Electrodes Resistance, CIGRÉ B4, Art. No. B4-103, Paris, France, Session 2020.

FREIRE P. E. F., PEREIRA S. Y., HVDC Ground Electrodes and Tectonic Settings, CIGRE B4-102 DC Systems and Power Electronics, 2018.

FU J. et al., Analysis of fault current and overvoltage at the neutral point of ± 800 kV High-Voltage DC converter transformer, Energy Reports, vol. 8, pp. 292-300, 2022.

GÄFVELT U. et al, Electrical field Distribution in Transformer Oil, IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol. 27, no. 3, pp. 647-660, June 1992.

GE reference list. Disponível on-line em:

https://www.gegridsolutions.com/systems_services/catalog/hvdc/

GRANT D. H., MCDERMID W., Assessment of thermal aging of HVDC converter transformer insulation, Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp. 230-232, September 2004.

HAUEUSLER M., HUANG H., PAPP K., Design and Testing of 800 kV HVDC Equipment, CIGRE B4-115, 2008.

HERTEM D. V., GHANDHARI M., DELIMAR M., Technical limitations towards a Super Grid - A European prospective, IEEE International Energy Conference, pp. 302-309, 2010.

HITACHI ENERGY HVDC CLASSIC. reference list. Disponível on-line em:

<https://www.hitachienergy.com/br/pt/products-and-solutions/hvdc/hvdc-classic>

HITACHI ENERGY HVDC CLASSIC. reference list. Disponível on-line em:

<https://www.hitachienergy.com/br/pt/products-and-solutions/hvdc/hvdc-light>

HU Z. et al., Evaluation of lightning overvoltage at neutral point of HVDC converter transformer based on EMTP, Energy Reports, vol. 8, pp. 274-283, April 2022.

HURLET H., BERTHEREAU F., Impact of geomagnetic induced currents on power transformer design, JST Transformateurs Mat Post, vol. 7, 2007.

IEA - International Energy Agency, Energy Market Report, 2023. Disponível on-line:

<https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>.

IEC/IEEE 60076-57-129, Power Transformers - Transformers for HVDC applications.

IEEE C57.12.90, Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.

JIA F., QI B., Steady-state distribution characteristics of moisture in oil-pressboard insulation for converter transformer, 18th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2022), pp. 1492 – 1495, July 2022.

JIAN T., RONG Z., HONGBIN M., JINLIANG H., JIE Z., XIAOLIN L., QI W. Analysis of electromagnetic interference on DC line from parallel AC line in close proximity, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 4, pp.2401 -2408, October 2007.

JIANG P. et al., Axial and radial electromagnetic-vibration characteristics of converter transformer windings under current harmonics, IET The Institute of Engineering and Technology, High Voltage, September 2022.

JIANG P. et al., Research on Influence of Winding and Core Vibration Under Harmonic of HVDC Converter Transformer, 2022. Disponível em: SSRN 4097374.

JIANG P., ZHANG Z., DONG Z., WU Y., XIAO R., DENG J., PAN Z., Research on distribution characteristics of vibration signals of ± 500 kV HVDC converter transformer winding based on load test, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 132, Art. no. 107200, November 2021.

JING C. Y., WANG J. M., CHEN Z. W. WU Z. B., Analysis of transient leakage field and harmonic losses in windings of converter transformers, Transformer, vol. 44, no. 4, pp. 1-4, 2007. KALAIR A., ABAS N., KHAN N., Comparative Study of HVAC and HVDC transmission Systems, Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews no. 59 pp.1653-1675, February 2016.

JINZHONG L. et al., Stability of UHV Converter Transformer Winding Under Short-circuit Force, IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), IEEE, pp. 1-4, December 2022.

JOROENSE M. J. P., MORSHUIS P. H. F., Electric Fields in HVDC Paper-Insulated Cables, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 5, no. 2, pp. 225-236, April 1998.

KOTHAVADE J. U., KUNDU P., Investigation of Stray Losses in Converter Transformer Using Parametric Analysis of Wall Shunt Thickness, Journal of Operation and Automation in Power Engineering, vol. 11, no. 4, pp. 240-248, 2023.

KOTHAVADE J. U., KUNDU P., Improvement in Efficiency of Converter Transformer by The Reduction of Stray Losses, U. Porto Journal of Engineering, vol. 9, no. 3, pp. 158-180, April 2023.

LARSEN E. V., BAKER D. H., MCIVER J. C., Low-order harmonic interactions on AC/DC systems, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp.493 -501, January 1989.

LARSEN E. V., WALLING R. A., BRIDENBAUGH C. J., Parallel AC/DC transmission lines steady-state induction issues, IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp. 667-674, January 1989.

LI X. N., JIANG W. P., LI T., ZENG Z. H., WU Y. N., Influence of AC transmission lines on parallelly erected UHVDC transmission lines and suppression measures, Power System Technology, vol.11, 2008.

LI X., WEN X., MARKHAM P. N., LIU Y., Analysis of Nonlinear Characteristics for a Three-Phase, Five-Limb Transformer Under DC Bias, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2504-2510, October 2010.

LI Y., LUO L., REHTANZ C., NAKAMURA K., XU J., LIU F., Study on Characteristic Parameters of a New Converter Transformer for HVDC Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 2125-2131, October 2009.

LI Y., LUO L., REHTANZ C., RUBERG S., LIU F., Realization of reactive power compensation near the LCC-HVDC converter bridges by means of an inductive filtering method, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 9, pp. 3908-3923, September 2012.

LIANG J., BAN X., YU K., QUB., QIAO K., YUE C., CHEN K., TAN K. C., A survey on evolutionary constrained multi-objective optimization, *IEEE Trans. Evol. Comput.*, early access, DOI: 10.1109/TEVC.2022.3155533, March 2022.

LIN Y., XU Z., XIAO L., ZHANG Z., XIAO H., Analysis of coupling effect on LCC-MCC hybrid HVDC from parallel AC lines in close proximity, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1-5, July 2015.

LIU J., DAWALIBI F. P., MA J., SOUTHEY R. D., HVDC Advanced Analysis Methods for Grounding Design and DC Interference Mitigation Techniques, *IEEE - 3rd International Symposium on Electromagnetic Compatibility*, pp. 202-206, May 2002.

LIU J., LUO L., Vibration and noise characteristics of the inductive filtering converter transformer, *Electronics Letters*, vol. 53, no. 10, pp. 678-679, May 2017.

LIU Y., LI G., GUAN L., LI Z., The single-active-part structure of the UHVDC converter transformer with the UHVAC power grid, *CSEE J. Power Energy System*, vol. 3, no. 3, pp. 243-252, October 2017.

LIU Y., ZHANG D., LI Z., HUANG Q., LI B., LIU J., Calculation method of winding eddy-current losses for high-voltage direct current converter transformers, *IET Electric Power Applications*, vol. 10, no. 6, pp. 488-497, July 2016.

LIU Y., ZHANG D., LI Z., HUANG Q., LI M., LI B., LIU J., Evaluation of the Calculation Method for Stray Losses in Structural Parts of HVDC Converter Transformers, 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), pp. 1780-1785, November 2015.

LIU Y., ZHANG D., LI Z., HUANG Q., LI M., LI B., JIU J., Calculation Method of Winding Eddy-Current Losses for High-Voltage Direct Current Converter Transformers, *IET Electric Power Applications*, vol. 10, no. 6, pp. 488-497, 2016.

LOWTHER D. A., SILVESTER P. P., *Computer – Aided Design in Magnetics*, Springer-Verlag, Berlin, Germany, 1986.

MAGID M. L., *Electromagnetic Fields, Energy and Waves*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 1972.

MAJUMDER R., BARTZSCH C., KOHNSTAM P., FULLERTON E., FINN A., GALLI W., *Magic Bus: High-Voltage DC on the New Power Transmission Highway*, IEEE Power & Energy Magazine, vol. 10, no. 6, pp. 39-49, November/December 2012.

MAKAROV S. N., EMANUEL A.E., *Corrected harmonic loss factor for transformers supplying nonsinusoidal load currents*, 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings, vol. 1, pp. 87-90, October 2000.

MANITOBA HVDC Res. Centre, *PSCAD/EMTDC User's Manual*, Winnipeg, MB, Canada, 2001.

MEAH K., ULA S., *Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-5, June 2007.

MECART. Disponível on-line em:

<https://mecart.com/products/enclosures/enclosure-for-transformer/>.

MELIOPOULOS A. S., CHRISTOFORIDIS G., *Effects of DC Ground Electrode on Converter Transformers*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 995-1002, April 1989.

MGUNDA M. C., *Optimization of power transformer design: Losses, voltage regulation and tests*, J. Power Energy Eng., vol. 5, no. 2, pp. 45-74, 2017.

NAYAK R. N., SASMAL R. P., SEN S., PELLY B., RIEDEL P., *Experience with Blocking Devices During Monopolar Operation of ± 500 kV, 2000 MW Talcher-Kolar HVDC System in India*, Cigré, B4-204, vol. 41, 2006.

NI Q., LUO L., FAN J., JIN Z., *Harmonic loss analysis of converter transformer in LCL-HVDC system*, Energy Rep., vol. 6, pp. 352-357, December 2020.

ONS SUBMÓDULO 2.6, *Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. Disponível on-line em:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.

PATIL P. R., TANAVADE S., DINESH M. N., *Analysis of power loss in forward converter transformer using a novel machine learning-based optimization framework*, Soft Computing, pp. 1-17, November 2022.

PENG W., LIU Q., LIANG LI, JIANG W., ZHANG Z., *Design requirement and DC bias analysis on HVDC converter transformer*, in Proc. AESEE E3S Web Conference, vol. 257, p. 01038, 2021.

PICHER P., BOLDUC L., DUTIL A., PHAM V. Q., Study of the Acceptable DC Current Limit in Core-Form Power Transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 1, pp. 257-265, January 1997.

PIOVAN U., Insulation systems for HVDC transformers: present configurations, trends, challenges, solutions and open points, IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), pp. 254-257, June 2013.

QIAN M. et al., Recurrence Quantification Analysis of ± 800 kV Converter Transformer Vibration Characteristics Under Load Conditions, International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), IEEE, pp. 1-4, September 2022.

REDERVALL R., CHARPENTIER J. P., SHARMA R., High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper, Energy Week, pp. 1-9, March 2000.

REED G. F., AL HASSAN H. A., KORYTOWSKI M. J., LEWIS P. T., GRAINGER B. M., Comparison of HVAC and HVDC solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation, IEEE Energytech, pp. 1-7, May 2013.

ROGOWSKI W., Ueber das Streufeld und den Streuinduktionskoeffizienten eines Transformators mit Scheibenwicklung und geteilten Endspulen, (Dissertation), VdI, Mitteilung ueber Forschungsarbeiten auf dem Gebiet des Ingenieurwesens, 1909.

RTE INTERNATIONAL, HVDC-VSC Newsletter. Disponível on-line em:
<https://www.rte-international.com/news/?lang=en>.

SANJO M., JEFFIN M., SAJAN J., DEEPAK A., Power Electronic On-Load Tap Changer for HVDC Converter Transformer, IJIREEICE International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering, vol. 7, no. 4, April 2019.

SETRÉUS J., BERTLING L., Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems, IEEE Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 1-8, May 2008.

SHUAI Y., HAN X., ZHANG L., YANG C., HU X., WU H., Major insulation design consideration of converter transformer, in Proc. Int. Conf. Condition Monitor. Diagnosis (CMD), Xi'an, China, pp. 1004–1007, September 2016.

SEL 329, Conversão Eletromecânica de Energia, Aula 07, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Disponível on-line em:
https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4108467/mod_resource/content/1/Aula07_Transformadores_Parte01.pdf

SIEMENS ENERGY HVDC. Disponível on-line em:

<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/high-voltage-direct-current-transmission-solutions.html>

SIEMENS ENERGY HVDC CLASSIC reference list. Disponível on-line em:
<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/high-voltage-direct-current-transmission-solutions/hvdc-classic.html>

SIEMENS ENERGY HVDC PLUS reference list. Disponível on-line em:
<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/high-voltage-direct-current-transmission-solutions/hvdc-plus.html>

SILVEIRA P. O., Planejamento de sistemas de transmissão em área com fonte de geração intermitente, apoiado no uso de tecnologias avançadas, Dissertação de mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2017.

SOBRINHO A. M., Uma contribuição aos projetos de transformadores via algoritmos naturais e elementos finitos, tese de doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brazil, 2019.

SUN W., YANG L., ZARE F., XIA Y. W., CHENG L., ZHOU K., 3D modeling of an HVDC converter transformer and its application on the electrical field of windings subject to voltage harmonics, Elsevier International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 117, pp. 105581, May 2020.

THANGO B. A., BOKORO P. N., Stray load loss valuation in electrical transformers: A review, Energies, vol. 15, no. 7, p. 2333, March 2022.

TAYLOR C. W., Improving grid behavior, IEEE Spectrum, vol. 36, no. 6, pp. 40-45, June 1999.

TEICHLER S. L., LEVITINE I., HVDC Transmission: a path to the future?, Elsevier, The Electricity Journal, v. 23, no. 4, pp. 27-41, May 2010.

VECCHIO R. M. D., POULIN B., FEGHALI P. T., SHAH D. M., AHUJ R., Transformer Design Principles: With Applications to Core-Form Power Transformers, Boca Raton, CRC Press, FL, USA, 2010.

VERDOLIN R., GOLE A. M., KUFFEL E., DISEKO N., BISEWSKI B., Induced overvoltages on an AC-DC hybrid transmission system, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 3, pp.1514 -1524, July 1995.

VERNAY Y., MICHEL J., TAISNE J. P., Study and measurement of harmonics emission for the HVDC-LCC French station IFA2000, in Proc. Int. Conf. Power System Transients, Perpignan, France, pp. 1–6, June 2019.

VU T. T. N. et al, Correlating Conductivity and Space Charge Measurements in Multi Dielectrics Under Various Electrical and Thermal Stresses, IEEE Transactions on Dielectrics and electrical Insulation, vol. 22, no. 1, pp. 117-127, February 2015.

WANG F., LIU T. Q., LI X. Y., Decreasing the frequency of HVDC commutation failures caused by harmonics, IET Power Electronics, v. 10, no. 2, pp. 215-221, 2017.

WANG H. et al., Influence of Direct Current Bias on Vibration Characteristics of Converter Transformer, 4th International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES), IEEE, p. 372-377, December 2022.

WANG S., GAO S., CHEN Z., ZHAO X., SONG T. E., LIU Y., YU D., JIANG S., Analysis of the Operating Margin Evaluation of Multi-Infeed LCC-HVDC Systems Based on the Equivalent Impedance, IEEE Open Access Journal, DOI: 10.1109, ACCESS.2021.3075328, May 2021.

WANG W., NYSVEEN A., MAGNUSSON N., Power losses in the three-phase three-limb transformer due to common and differential mode of dc-bias, IET Electric Power Applications, vol. 15, no. 11, pp. 1488-1498, 2021.

WANG Y. et al, Temperature Distribution and Failure of Converter Transformer under DC Bias, 4th International Conference on Electrical Engineering and Control Technologies (CEEECT), IEEE, pp. 699-703, December 2022.

WANG Y., ZHANG W., WANG J., XIA D., ZHANG P., LI J., Stray Loss Calculation of HVDC Converter Transformer, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 22, no. 3, Art. no. 5500604, June 2012.

WEIMERS L., Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV DC and 800 kV AC, Indian Journal of Power and River Valley Development, vol. 61, no.7, pp. 107, 2011.

WERNER F., VAKHANIA N., Multicriteria Optimization Pareto: Optimality and Threshold-Optimality, Rijeka, Croatia: InTech, 2020.

WIKIPEDIA list of HVDC projects. Disponivel on-line em:
https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects

WIMMER R., HAMMER T., MANTHE T., HUSSENNETHER V., HAUSLER M., CHI Z., RUAN W., STROF T., REHKOPF S., BENGLER M., PALANI A., Impact of Transient Voltage Generated by Valve Commutation on HVDC Transformer, CIGRÉ A2, Art. No. 11065, Paris, France, Session 2022.

WIMMER R., FRITSCHER R., HAMMER T., KUTZLEB W., LOPPACH K., ZHEONG L., JIN Z., Introduction of a new level of HVDC to UHVAC linked systems with respect to main component transformer technology and design, CIGRE B4-126 DC Systems and Power Electronics, Paris, France, Session 2018.

WU S. et al., Analysis of Harmonic Current and Winding Vibration in Converter Transformer, IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), pp. 1-5, September 2022.

LIU S. et al., Influence of DC Bias on Winding Vibration of Converter Transformer under Harmonic Condition, IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), IEEE, pp. 347-352, July 2022.

WU D., KUMAR A., BERGLUND M. G., ORGANERO E., STENESTAM B-O., GUSTAVSSON D. G., Challenges in bringing UHVDC from ± 800 kV to higher voltages, CIGRE B4-116 DC Systems and Power Electronics, 2018.

XIAO R. et al., Multifeature Extraction and Semi-Supervised Deep Learning Scheme for State Diagnosis of Converter Transformer, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 71, pp. 1-12, April 2022.

YADAV S., MEHTA R. K., Modelling of magnetostrictive vibration and acoustics in converter transformer,' IET Electr. Power Appl., vol. 15, no. 3, pp. 332–347, March 2021.

YAKUPOGLU H., GOZDE H., TAPLAMACIOGLU M. C., Technical and Economic Comparison of HVDC Converter Technologies, International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE), vol. 10, no. 37, pp. 25-30, December 2018.

YANG L. et al., Influence of oil–paper configuration on electric field distribution of main insulation structure on valve-side winding of UHV-DC converter transformer, IET Science, Measurement & Technology, vol. 16, no. 2, pp. 90-100, October 2021.

YANG L. et al, Dielectric properties of transformer oils for HVDC applications, IEEE Transactions on Dielectrics and electrical Insulation, vol. 19, no. 6, pp. 1926-1933, December 2012.

YEA M., HAN K. J., PARK J., LEE S., CHOI J., Design optimization for the insulation of HVDC converter transformers under composite electric stresses, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 25, no. 1, pp. 253-262, February 2018.

YU B. et al., Fault Identification of Winding Axial Displacement and Inter-turn Short Circuit for UHVDC Transformer, 4th International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES), IEEE, pp. 378-383, DOI: 10.1109, December 2022.

YUAN Y. et al., Vibration Characteristics of ± 800 kV Converter Transformer Under No-load Condition, Inc. 2022 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), IEEE, pp. 1-4, DOI: 10.1109, October 2022.

YUNCAI L., WEI L., Study on condition assessment and fault diagnosis for converter transformers, IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), pp. 1-4, 2016.

ZHAO E., HAN Y., LIU Y., ZALHAF A. S., WANG C., YANG P., Feasibility analysis of neutral grounding by small reactor of HVDC converter transformer, Elsevier Science Direct, 8th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2021), vol. 8, pp. 392-399, November 2021.

ZHAO Y., CROSSLEY P., Impact of DC bias on differential protection of converter transformers, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, Art. no. 105426, February 2020.

ZEHONG L., LYING G., ZULI W., JUN Y., JIN Z., LICHENG L., R&D progress of ± 1100 kV UHVDC technology, CIGRE B4-201, 2012.

ZEHONG L., LIYING G., JUN Y., JIN Z., LICHENG L., Research Work of ± 1100 kV UHVDC Technology, CIGRE B4-105, 2014.

ZHANG X., LIU X., GUO F., XIAO G., WANG P., Calculation of DC Bias Reactive Power Loss of Converter Transformer via Finite Element Analysis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, April 2021.

ZHANG L. X., KONG X. Y., ZHANG S. S., ZHANG Z., LU W., ZHANG X. M., Optimization arrangement of angle rings in converter transformer valve winding end insulation structure, in *Proc. IEEE Int. Conf. High Voltage Eng. Appl. (ICHVE)*, pp. 1–4, DOI: 10.1109/ICHVE49031.2020.9279713, September 2020.

ZHANG X., WU Z., HU M., LI X., LU G., Coordinated Control Strategies of VSC-HVDC-Based Wind Power Systems for Low Voltage Ride Through, *Energies*, vol. 8, no. 7, pp. 7224-7242, July 2015.

ZHANG W. F., WANG J. M., GE W. Q., ZHANG P., JING C. Y., WANG Y. H., Calculation of additional loss for HVDC converter transformer, *High Voltage Apparatus*, vol. 47, no. 7, pp. 18-23, 2011.

¹ De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR 6023).

ANEXO A – PROJETOS HVDC AO REDOR DO MUNDO

As maiores instalações HVDC estão localizadas principalmente na China e na Índia. As tabelas A.1 e A.2 listam os elos HVDC em operação ou construção ao redor do mundo entre os anos de 2010 e 2023, indicando a data de comissionamento, país de instalação, comprimento da linha de transmissão, tensão CC nominal e potência transmitida, a partir de referências (WIKIPEDIA, HITACHI ENERGY, SIEMENS ENERGY, GE, CIGRE B4, RTE INTERNATIONAL on-line).

A partir do protocolo e relatório CIGRE (BENNETT, 2022; BENNETT, 2020; BENNETT, 2018; BENNETT, 2016) é possível encontrar uma visão geral dos projetos HVDC em operação em todo o mundo desempenho de confiabilidade, disponibilidade de energia, utilização de energia, interrupções forçadas e programadas e outros dados obtidos das diferentes concessionárias ao longo dos anos.

Comissionamento	Nome	País	L [km]	± DC [kV]	Potência [MW]
2023	Ethiopia – Kenya HVDC Interconnector	Etiópia Quênia	1045	500	2000
2023 2022	Guangdong	China	Back to Back	300	2 x 1500
2021	CASA1000	Paquistão	800	500	1300
2021	Matiari-Lahore	Paquistão	886	660	4000
2020	KunLiuLong - Wudongde	China	1452	800	8000
2019	Tamil Nadu	Índia	1830	800	6000
2019	Xingu-Rio (Belo Monte II)	Brasil	2439	800	4000
2019	Raigarah-Pugalur	Índia	1830	800	6000
2018	Jinsha River II - Fujian	China	2800	800	6400
2018	Humeng - Liaoning	China	3200	800	6400
2018	Northwest Yunnan - Guangdong	China	1953	800	5000
2018	Bheramara	Bangladesh	Back to Back	158	2 x 500

2018	Xingu-Estreiro (Belo Monte I)	Brasil	2087	800	4000
2018	Plains & Eastern Clean Line	EUA	1207	600	4000
2018	Nelson River	Canadá	1000	500	2000
2018 2017	ChangJi - GuQuan	China	3000	1100	12000
2017	North Shanxi - Nanjing	China	1119	800	8000
2017	XinJiang - AnHui	China	3333	1100	10000
2017	XilinHot - Taizhou	China	1650	800	10000
2017	JiuQuan - Hunan	China	2390	800	8000
2017	JinBei-NanJing	China	1118	800	8000
2017	North-East Agra	Índia	1728	800	8000
2017	JiuQuan-XiangTan	China	2380	800	6400
2017	Inner Mongolia – Linyi	China	1300	800	6400
2017	YinChuan - Zhuji	China	2000	800	6400
2017	Dianxibei - Guangdong	China	1928	800	5000
2017	Western Link	Reino Unido	420	600	2200
2017	Labrador-Island Link	EUA	1135	350	900
2016	Jinsha River II - East China	China	2600	800	6400
2016	Champa-Kurukshetra	Índia	1365	800	3000
2016	GouPitan - GuangDong	China	1000	800	3000
2016	Western Alberta Transmission Line	Canadá	350	500	1000
2016	Eastern Alberta Transmission Line	Canadá	485	500	1000
2016	Luxi	China	Back to Back	350	1000
2015	HuMeng - ShanDong	China	2350	800	6400
2015	Irkutsk - Beijing	Rússia China	1700	800	6400

2015	NuoZhadu - GuangDong	China	1451	800	5000
2015	LitPol	Lituânia	Back to Back	70	500
2014	Hami - ZhengZhou	China	2192	800	8000
2014	XiLuodo – West ZheJiang	China	1680	800	8000
2014	XiLuodo - GuangDong	China	1286	500	6400
2014	EstLink 2	Finlandia Estônia	171	450	670
2014	Jindo - Jeju	Corea do Sul	105	250	400
2014	Oklaunion	EUA	Back to Back	31	220
2014	Inter-Island 3	Nova Zelândia	611	350	700
2014	Railroad DC Tie	EUA	Back to Back	21	150
2014 2013	Rio Madeira (bipole 2)	Brasil	2375	600	3150
2013	JinPing - Sunan	China	2090	800	7200
2013	NuoZhadu - GuangDong	China	1413	800	6400
2013	Xiluodo - Guangdong	China	1286	500	6400
2013	Rio Madeira	Brasil	Back to Back	51	2 x 400
2013	Hudson Transmission Project	EUA	Back to Back	180	2 x 330
2013	Dalian City Infeed	China	43	320	1000
2013	Akhalsikhe	Georgia	Back to Back	96	2 x 350
2012	JinPing - Sunan	China	2059	800	7200
2012	Rio Madeira (bipole 1)	Brasil	2500	600	3150
2012	Mundra - Mohindergarh	Índia	960	500	2500
2012	North - Central	China	Back to Back	-	1000

2012	COMETA	Espanha	250	250	2 x 200
2011	NingDong - ShanDong	China	1335	660	4000
2011	Hubei - Shanghai	China	970	500	3000
2011	Melo	Uruguai	Back to Back	79	500
2011	Qinghai - Tibet	China	1038	400	1500
2011	Shandong - East	China	Back to Back	-	1200
2011	SAPEI	Itália	435	500	1000
2011	BritNed	Grã Bretania Holanda	260	450	1000
2011	Fenno-Skan II	Finlandia Suécia	303	500	800
2011	Heihe	China	Back to Back	125	750
2010	XiangJiaba - ShangHai	China	2071	800	6400
2010	HulunBeir-LiaoNing	China	920	500	3000
2010	BaoJi - DeYang	China	574	500	3000
2010	HulunBeir - LiaoNing	China	920	500	3000
2010	Ballia – Bhiwadi	Índia	800	500	2500
2010	Lingbao II Extension Project	China	Back to Back	168	750
2010	Storebælt	Dinamarca	56	400	600

Tabela A.1: Elos HVDC-LCC ao redor do mundo

Comissionamento	Nome	País	L [km]	± DC [kV]	Potência [MW]
2023	Dogger Bank A	Reino Unido	200	320	1200
2023	Wando DongJeju Interconnection	Coréia	100	150	200
2023	Attica - Crete Interconnection	Grécia	335	500	2 x 500
2023	Viking Link	Dinamarca Reino Unido	765	525	1400
2023	DolWin6	Alemanha	90	320	900
2023	Zhangbei, fase 2	China	666	535	2 x 1500
2023	Savoie-Piedmont	Itália França	190	320	2 x 600
2023	Baihetan - Jiangsu	China	2080	400	1000
2022	Johan Sverdrup, fase 2	Noruega	200	80	200
2022	ElecLink	Reino Unido França	51	320	1000
2022	Sheyang	China	83	250	1100
2022	EuroAsia Interconnector	Israel Grécia	1520	500	2000
2022	NorthConnect	Noruega Reino Unido	650	525	1400
2022	Western HVDC Link	Reino Unido	422	600	2200
2021	Rudong	China	100	400	1100
2021	Pugalur - North Thrissur	Índia	202	320	2 x 1000
2021	Van	Turquia-Irã	Back to Back	420	600
2021	FAB Link	França Reino Unido	220	320	1400
2021	EuroAfrica Interconnector	Egito Grécia	1707	500	2000
2021	ULTRANET	Alemanha	340	380	2000
2021	North Sea Link	Noruega Reino Unido	730	515	2 x 700
2021	Shetland Connection	Reino Unido	345	300	600
2021	Western Isles	Reino Unido	156	320	600
2020	Zhangbei, fase 1	China	666	535	2 x 1500

2020	Nordlink	Noruega Alemanha	624	500	2 x 700
2020	IFA2 transmission link	Reino Unido França	228	320	1000
2020	New England Clean Power Line	EUA	248	320	1000
2020	ALEGrO	Bélgica Alemanha	90	320	1000
2019	Hokkaido-Honshu	Japão	122	250	300
2019	Bentwisch	Alemanha	Back to Back	140	410
2019	France-Italy via Fréjus Road Tunnel	França Itália	190	320	2 x 600
2019	Nemo Link	Reino Unido Bélgica	140	400	1000
2019	Cobra Cable	Dinamarca Holanda	329	320	700
2019	BorWin3	Alemanha	160	320	900
2019	Kriegers Flak	Alemanha Dinamarca	Back to Back	140	410
2019	Khani	Rússia	Back to Back	32	2 x 100
2019	Johan Sverdrup	Noruega	200	80	100
2019	MON.ITA Project	Itália Montenegro	415	500	1000
2019	Yu - E	China	Back to Back	420	2 x 1250
2019 2018	Caithness Moray Link	Reino Unido	160	320	800 / 1200
2017	DolWin3	Alemanha	160	320	900
2017	Maritime Link	Canadá	367	200	2 x 250
2017	Mogocha	Rússia	Back to Back	32	2 x 100
2016	DolWin2	Alemanha	135	320	900
2016	SydVästlänken	Suécia	260	300	2 x 720
2015	Alytus	Lituânia	70	500	-
2015	INELFE	França Espanha	65	320	2 x 1000
2015	NorGer	Noruega Alemanha	600	450	1400

2015	Xiamen	China	11	320	1000
2015	SylWin1	Alemanha	205	320	864
2015	DolWin1	Alemanha	165	320	800
2015	BorWin2	Alemanha	200	300	800
2015	Nordbalt	Suécia Lituânia	450	300	700
2015	HelWin2	Alemanha	130	320	690
2015	HelWin1	Alemanha	130	250	576
2015	Åland	Finlândia	158	80	100
2015	Troll A 3&4	Noruega	70	60	2 x 50
2015	Skagerrak 4	Noruega Dinamarca	244	500	700
2014	Estlink 2	Finlândia Estônia	171	450	670
2014	ZhouShan Multi-terminal DC Interconnection	China	129	200	400
2014	Mackinac	EUA	Back to Back	71	200
2013	East West Interconnector	Irlanda	261	200	500
2013	Nanao Multi-terminal	China	42	160	200 / 150 / 50
2012	BorWin1	Alemanha	200	150	400
2011	Valhall	Noruega	292	150	78
2011	NanHui Wind Farm Integration	China	8.4	30	18
2010	Trans Bay Cable	EUA	85	200	400
2010	Caprivi Link Interconnector	Namíbia	950	350	300

Tabela A.2: Elos HVDC-VSC ao redor do mundo

ANEXO B – EXERCÍCIO RETIFICADOR ESTRELA

Neste anexo é apresentado um exercício prático, tomando os dados de entrada do retificador estrela e executando a formulação analítica passo a passo para a solução escolhida final (losango branco). Pequenos arredondamentos de contas foram considerados seguindo a rotina programada no MATLAB, para manter a grandeza dos valores calculados na seção 4.4.3. Da Tabela 4.2, o transformador possui potência de 393,5 MVA e tensões de $500/\sqrt{3}$ e $333,9/\sqrt{3}$ kV respectivamente nos terminais de linha e válvula, ligação YNy.

Da Tabela 4.10, o valor de $LH = 4470$ mm e $DK = 1220$ mm correspondem à escolha final. Os dados de entrada fixos são apresentados a seguir na Tabela B.1, para dimensões do núcleo, distâncias parte ativa, dimensões dos enrolamentos (A, B e C) e condutores:

NÚCLEO		A_w_A	354,66 mm ²
DK	1220 mm	A_w_B	246,16 mm ²
LH	4470 mm	A_w_C	399,74 mm ²
		$paral_A$	3
PARTE ATIVA (distâncias)		$paral_B$	16
dka	15 mm	$paral_C$	42
dab	110 mm	$turnd_A$	1
dbc	190 mm	$turnd_B$	3
ph_ph	96 mm	$turnd_C$	1
$dsup_A$	221 mm		
$dsup_B$	341 mm	CONDUTOR	
$dsup_C$	491 mm	rd_A	0,5 mm
$dinf_A$	191 mm	rd_B	0,5 mm
$dinf_B$	311 mm	rd_C	0,5 mm
$dinf_C$	461 mm	$insul_A$	1,0 mm
		$insul_B$	0,5 mm
ENROLAMENTOS		$insul_C$	0,5 mm
$spack_A$	0,0 mm		
$spack_B$	2,0 mm		
$spack_C$	2,0 mm		

Tabela B.1: Dados de entrada fixados para o exercício retificador estrela

B.1 CÁLCULO DA MASSA E PERDAS NO NÚCLEO

A seção transversal do núcleo é definida a partir do valor de DK , que é um dado de entrada, e da constante $k_s = 0,898$, conforme (4.1).

$$A_k = \frac{\pi(1220 \cdot 10^{-3})^2}{4} 0,898 = 1,0497 \text{ m}^2 \quad (\text{B.1})$$

A frequência em 60Hz é informada juntamente com os dados de sistema e a densidade de fluxo magnético no núcleo é definida em 1,70 T devido a requisitos especificados (ANEEL, 2015). A tensão da bobina de válvula (C) é calculada diretamente da Tabela 4.2 igual a $333,9/\sqrt{3} = 192,78$ kV. Já a tensão no terminal de linha é uma combinação da bobina principal (B) e da bobina de regulação (A). Sabe-se pela especificação técnica que o comutador de derivações possui 31 posições elétricas, 25 acima do tape nominal e 5 abaixo, em degraus de 1,25%, sendo a faixa de variação da tensão representada da seguinte forma: $(500/\sqrt{3}) \text{ kV} +25 -5 \times 1,25\%$. Mecanicamente, o enrolamento de regulação (A) possui 15 tapes somando espiras e 15 tapes subtraindo espiras. No entanto, na posição nominal do comutador de derivações, apenas 10 tapes estão conectados, subtraindo espiras. Ou seja, a tensão sobre a faixa de regulação dos 10 tapes é $500 \text{ kV} (10 \times 1,25\%) / \sqrt{3} = 62,5/\sqrt{3} \text{ kV}$. Assim, a tensão no enrolamento principal (B) é $500 \text{ kV} (1 + 10 \times 1,25\%) / \sqrt{3} = 562,5/\sqrt{3} \text{ kV}$. A Fig. B.1 representa as conexões descritas acima e as tensões sobre cada enrolamento.

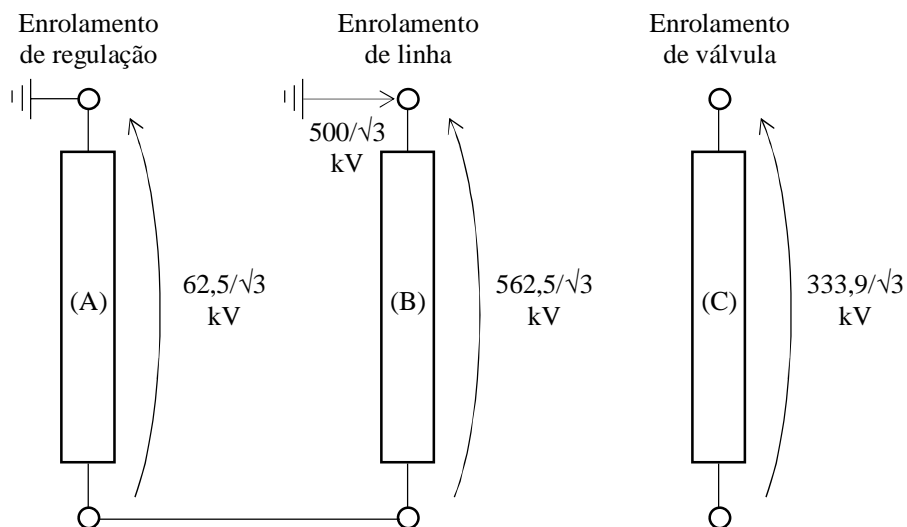


Figura B.1 – Tensões nominais dos enrolamentos

Com os dados acima é possível calcular os números de espiras dos enrolamentos, em função da frequência, densidade de fluxo no núcleo e seção do núcleo, segundo (4.2), arredondando o resultado para o número inteiro mais próximo:

$$\begin{aligned}
 N_A &= INT \left[\frac{(62500/\sqrt{3})}{4,44 \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 1,0497} \right] = 76 \text{ espiras} \\
 N_B &= INT \left[\frac{(562500/\sqrt{3})}{4,44 \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 1,0497} \right] = 683 \text{ espiras} \\
 N_C &= INT \left[\frac{(333900/\sqrt{3})}{4,44 \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 1,0497} \right] = 405 \text{ espiras}
 \end{aligned}
 \tag{B.2}$$

A altura total do enrolamento de cada enrolamento em [mm] é calculada subtraindo as distâncias contra jugos superior e inferior da altura da coluna do núcleo, conforme (4.3). O número de discos é a razão entre o número de espiras (B.2) e o número de espiras por disco, segundo (4.4), arredondando para o número inteiro mais próximo.

$$\begin{aligned}
 H_{wA} &= 4470 - 221 - 191 = 4058 \text{ mm} \\
 H_{wB} &= 4470 - 341 - 311 = 3818 \text{ mm} \\
 H_{wC} &= 4470 - 491 - 461 = 3518 \text{ mm}
 \end{aligned}
 \tag{B.3}$$

$$\begin{aligned}
 ndisc_A &= INT \left(\frac{76}{1} \right) = 76 \text{ discos} \\
 ndisc_B &= INT \left(\frac{683}{3} \right) = 228 \text{ discos} \\
 ndisc_C &= INT \left(\frac{405}{1} \right) = 405 \text{ discos}
 \end{aligned}
 \tag{B.4}$$

Para as bobinas A e C, $turnd = 1$. Isso significa que o número de discos é igual ao número de espiras. A altura do condutor em [mm] é a calculada subtraindo o número de discos menos um, multiplicado pela altura do espaçador e o número de discos multiplicado pela isolação do condutor, dividido pelo número de discos, segundo (4.5). Foi considerado $spectk$ nulo para o enrolamento A, por ele não possuir espaçadores. A largura do condutor em [mm] é calculada dividindo a área do enrolamento pelo número de condutores paralelos, subtraindo a área relativa ao raio e dividindo pela altura do condutor, conforme (4.6).

$$hc_A = \frac{[4058 - 0(76-1)] - 1,0 \cdot 76}{76} = 52,39 \text{ mm}$$

$$hc_B = \frac{[3818 - 2,0(228 - 1)] - 0,5 \cdot 228}{228} = 14,25 \text{ mm} \quad (\text{B.5})$$

$$hc_C = \frac{[3518 - 2,0(405 - 1)] - 0,5 \cdot 405}{405} = 6,19 \text{ mm}$$

$$rr_A = \frac{\left(\frac{354,66}{3}\right) + 0,5^2 \left(1 - \frac{\pi}{4}\right)}{52,39} = 2,26 \text{ mm}$$

$$rr_B = \frac{\left(\frac{246,16}{16}\right) + 0,5^2 \left(1 - \frac{\pi}{4}\right)}{14,25} = 1,09 \text{ mm} \quad (\text{B.6})$$

$$rr_C = \frac{\left(\frac{399,74}{42}\right) + 0,5^2 \left(1 - \frac{\pi}{4}\right)}{6,19} = 1,57 \text{ mm}$$

Finalmente, a largura radial do enrolamento em [mm] é calculada multiplicando o radial do condutor isolado pelo número de paralelos e pelo número de espiras por disco, segundo (4.7).

$$RR_A = INT(2,26 + 1,0) \cdot 31 = 10 \text{ mm}$$

$$RR_B = INT(1,09 + 0,5) \cdot 163 = 77 \text{ mm} \quad (\text{B.7})$$

$$RR_C = INT(1,57 + 0,5) \cdot 421 = 87 \text{ mm}$$

Os diâmetros internos dos enrolamentos, D_w , em [mm] são a soma dos diâmetros internos do núcleo ou enrolamentos internos e duas vezes o radial do enrolamento e o canal entre enrolamentos, conforme (4.8).

$$D_{wA} = 1220 + 2 \cdot 15 = 1250 \text{ mm}$$

$$D_{wB} = 1250 + 2 \cdot 10 + 2 \cdot 110 = 1490 \text{ mm} \quad (\text{B.8})$$

$$D_{wC} = 1490 + 2 \cdot 77 + 2 \cdot 190 = 2024 \text{ mm}$$

O comprimento do núcleo em [mm] é dado pela soma do diâmetro do núcleo com o diâmetro externo do enrolamento mais externo (C) e a distância entre blocos de enrolamentos, segundo (4.9). E a distância entre colunas em [mm] utilizando (4.10) é a diferença entre o comprimento e o diâmetro do núcleo.

$$LK = 1220 + (2024 + 2 \cdot 87) + 96 = 3514 \text{ mm} \quad (\text{B.9})$$

$$LP = 3514 - 1220 = 2294 \text{ mm} \quad (\text{B.10})$$

A altura do jugo é igual ao diâmetro do núcleo, $YH = DK = 1220 \text{ mm}$.

A massa do núcleo G_{Fe} em [kg], é calculada usando o comprimento médio do caminho magnético, o número de colunas do núcleo ($n_{limb} = 2$) e a densidade volumétrica do aço, d_{fe} , (7650 kg/m^3), utilizando (4.11):

$$G_{Fe} = [2 \cdot 3514 + 2(4470 + 1220)] \cdot 1,0497 \cdot 7650 \cdot 10^{-3} = 147830 \text{ kg} \quad (\text{B.11})$$

As perdas em vazio em [kW] conforme (4.12) são o produto da massa, G_{Fe} , e as perdas magnéticas, P_{mag} , da Tabela 4.4, para densidade de fluxo do núcleo igual a 1,70 T, ou seja, $P_{mag} = 1,463 \text{ W/kg}$.

$$P_0 = 147830 \cdot 1,463 = 216275 \text{ W} = 216,27 \text{ kW} \quad (\text{B.12})$$

B.2 CÁLCULO DAS PERDAS NOS ENROLAMENTOS E MASSA TOTAL

As resistências dos enrolamentos, R_w , em [Ω], são calculadas com base no diâmetro interno do enrolamento, dimensão radial, número de espiras e resistividade do cobre ($2,09 \cdot 10^{-8} \text{ } [\Omega\text{-m}]$), segundo (4.13).

$$\begin{aligned} R_{w_A} &= (1250 + 10) \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot 76 \cdot 2,09 \cdot 10^{-8} / 354,66 = 0,0177 \Omega \\ R_{w_B} &= (1490 + 77) \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot 683 \cdot 2,09 \cdot 10^{-8} / 246,16 = 0,2855 \Omega \\ R_{w_C} &= (2024 + 87) \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot 405 \cdot 2,09 \cdot 10^{-8} / 399,74 = 0,1404 \Omega \end{aligned} \quad (\text{B.13})$$

E as perdas por efeito Joule em [W] são calculadas com base na corrente de carga do enrolamento, I_w , para uma determinada temperatura de referência, T_{ref} . As correntes de carga de cada enrolamento são calculadas a partir da tensão de fase e potência do transformador, levando em conta o ciclo de sobrecarga diário citado na seção 4.2.3 (133% de curta duração por 30 minutos, 110% de longa duração por 4 horas e 150% em emergência de curta duração por 5 segundos), calculado como um fator multiplicador (f_s) a cada corrente I_w . Para um período diário, f_s corresponde à área da Fig. B.2 dividido por 24 horas:

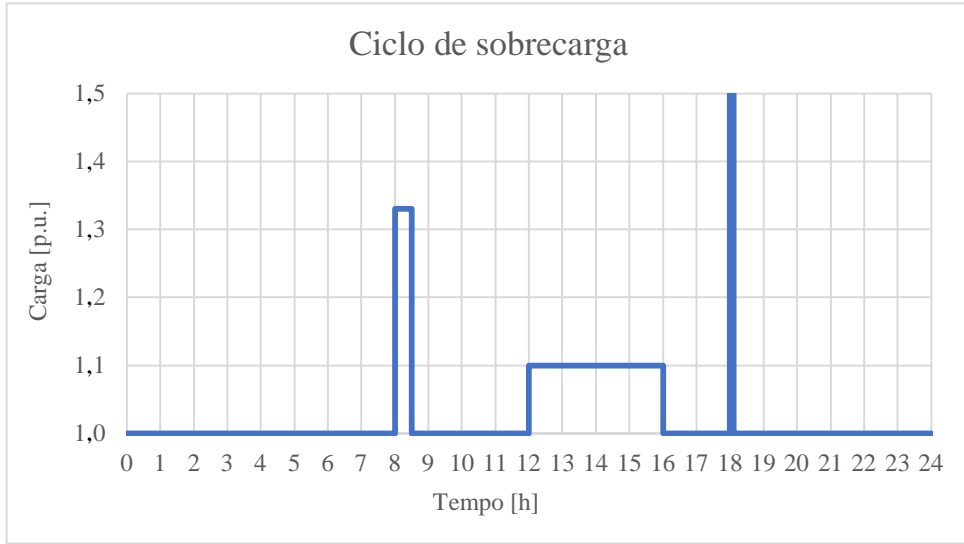


Figura B.2 – Ciclo diário de sobrecarga considerado

O tempo com carga 1,0 p.u. é dado por $24 - 0,5 - 4 - \frac{5}{3600} = 19,4986 h$:

$$f_s = \frac{(19,4986 \cdot 1 + 0,5 \cdot 1,33 + 4 \cdot 1,10 + \frac{5}{3600} \cdot 1,5)}{24} = 1,0236 p. u. \quad (B.14)$$

Desta forma, a potência do transformador pode ser multiplicada por f_s , resultando em $393,5 \cdot 1,0236 = 402,8 MVA$, e as correntes de carga por terminal, sendo que os enrolamentos A e B pertencem ao terminal de linha e o enrolamento C ao de válvula, são calculados por:

$$I_{w_A} = I_{w_B} = \frac{(402,8 \cdot 10^6)}{(500/\sqrt{3}) \cdot 10^3} = 1395,3 A \quad (B.15)$$

$$I_{w_C} = \frac{(402,8 \cdot 10^6)}{(333,9/\sqrt{3}) \cdot 10^3} = 2089,5 A$$

Porém como o número de colunas do núcleo, $n_{limb} = 2$, as correntes são divididas pela metade para cada bloco de enrolamentos. As perdas por efeitos Joule dos enrolamentos em [kW] são calculadas abaixo, conforme (4.14). A norma adotada para este projeto foi a ABNT NBR 5356-1 que define a temperatura de referência igual a 85 °C.

$$P_{RI^2} = \left[0,0177 \left(\frac{1395,3}{2} \right)^2 + 0,2855 \left(\frac{1395,3}{2} \right)^2 + 0,1404 \left(\frac{2089,5}{2} \right)^2 \right] \frac{234,5+85}{234,5+75} \quad (B.16)$$

$$P_{RI^2} = 310270 W = 310,27 kW$$

A densidade do fluxo de dispersão de pico, B_0 , em [T], gerado pelos enrolamentos, tem sua magnitude definida em (4.15) pelo ampère-espira do transformador (NI) e a altura média dos enrolamentos principais, uma vez que o enrolamento de regulação não influencia consideravelmente no ampère-espira. Como a soma do ampère-espira do transformador deve ser zero, como ilustra a Fig. 4.11, é possível escolher qualquer um dos terminais para este cálculo. O terminal escolhido nesse caso foi o do lado de válvula.

$$B_0 = \frac{4 \pi 10^{-7} \sqrt{2} 405 \frac{2089,5}{2}}{2 \left(\frac{3818+3518}{2} \right) 10^{-3}} = 0,1025 T \quad (\text{B.17})$$

Sendo $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ no sistema SI, a densidade volumétrica de perda do enrolamento, P_e , em [W/m^3] é obtida a partir da frequência, da densidade do fluxo de dispersão e largura radial do condutor. Esta densidade de perdas é calculada a cada disco, sendo multiplicada pelo número de paralelos e o número de espiras por disco, conforme (4.16).

$$\begin{aligned} P_{e_A} &= 3 \cdot 1 \left(\frac{\pi^2}{6} \right) \frac{60^2 \cdot 0,1025^2 \left(\frac{2,26}{1000} \right)^2}{2,09 \cdot 10^{-8}} = 4,562 \cdot 10^4 \text{ W}/\text{m}^3 \\ P_{e_B} &= 16 \cdot 3 \left(\frac{\pi^2}{6} \right) \frac{60^2 \cdot 0,1025^2 \left(\frac{1,09}{1000} \right)^2}{2,09 \cdot 10^{-8}} = 1,711 \cdot 10^5 \text{ W}/\text{m}^3 \\ P_{e_C} &= 42 \cdot 1 \left(\frac{\pi^2}{6} \right) \frac{60^2 \cdot 0,1025^2 \left(\frac{1,57}{1000} \right)^2}{2,09 \cdot 10^{-8}} = 3,089 \cdot 10^5 \text{ W}/\text{m}^3 \end{aligned} \quad (\text{B.18})$$

A área da seção transversal dos condutores em [m^2], segundo (4.17) é dada por:

$$\begin{aligned} a_{c_A} &= [52,39 \cdot 2,26 - 0,5^2(4 - \pi)]10^{-6} = 1,182 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \\ a_{c_B} &= [14,25 \cdot 1,09 - 0,5^2(4 - \pi)]10^{-6} = 1,538 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 \\ a_{c_C} &= [6,19 \cdot 1,57 - 0,5^2(4 - \pi)]10^{-6} = 0,952 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (\text{B.19})$$

O fator de Rogowski (K_r) pode ser calculado com base em H_r , que é a região geométrica do fluxo de dispersão, definido no diagrama ampère-espira como mostra a Fig. 4.11, ou seja, sendo a soma das dimensões $RR_B + dbc + RR_C$, já que o enrolamento de regulação não influencia consideravelmente no cálculo do ampère-espira do transformador. E \dot{H}_w a altura média dos enrolamentos principais, conforme (4.18).

$$K_r = 1 - \frac{77+190+87}{\pi \left(\frac{3818+3518}{2} \right)} = 0,9693 \quad (\text{B.20})$$

Finalmente, as perdas adicionais nos enrolamentos P_{eddy} em [W] podem ser obtidas em função do diâmetro interno e dimensão radial dos enrolamentos, número de discos (já que P_e já considerou a densidade de perdas por disco), área do condutor, densidade de perdas volumétrica e fator de Rogowski, corrigida à temperatura de referência de 85°C, conforme (4.19).

$$\begin{aligned}
 P_{eddy_A} &= [\pi (1250 + 10)10^{-3} 76 1,182 4,562 0,9687] \frac{234,5+75}{234,5+85} \\
 P_{eddy_A} &= 1524 W = 1,52 kW \\
 P_{eddy_B} &= [\pi (1490 + 77)10^{-3} 228 1,538 1,711 0,9687] \frac{234,5+75}{234,5+85} \quad (B.21) \\
 P_{eddy_B} &= 2774 W = 2,77 kW \\
 P_{eddy_C} &= [\pi (2024 + 87)10^{-3} 405 0,952 3,089 0,9687] \frac{234,5+75}{234,5+85} \\
 P_{eddy_C} &= 7414 W = 7,41 kW
 \end{aligned}$$

As perdas adicionais juntamente com as perdas por efeito Joule (RI^2) resultam nas perdas totais em carga do enrolamento, para uma condição de carga definida, multiplicadas pelo número de colunas do núcleo $nlimb = 2$, conforme (4.23). O fator multiplicador F_{WE} é aplicado conforme descrito na seção 3.2.1.

$$P_W^h = 2 [310,27 + (1,52 + 2,77 + 7,41) 2,828] = 686,79 kW \quad (B.22)$$

As perdas totais incluindo harmônicas em [W] são dadas pela soma de (B.12) e (B.22).

$$P_{tot}^h = 216,27 + 686,79 = 903,06 kW \quad (B.23)$$

A partir da geometria dos enrolamentos definida na seção 4.2.1, é possível calcular a massa dos enrolamentos em [kg], pelo produto do número de espiras, seção transversal do enrolamento, diâmetro médio do enrolamento e considerando a densidade volumétrica do cobre $\sigma = 8,93$ [g/cm³], conforme (4.20).

$$\begin{aligned}
 G_{CuA} &= 76 354,66 (1250 + 10) \pi 8,93 10^{-6} = 953 kg \\
 G_{CuB} &= 683 246,16 (1490 + 77) \pi 8,93 10^{-6} = 7391 kg \\
 G_{CuC} &= 405 399,74 (2024 + 87) \pi 8,93 10^{-6} = 9588 kg \\
 G_{Cu} &= 2 (953 + 7391 + 9588) = 35864 kg
 \end{aligned} \quad (B.24)$$

Desta forma, a massa do núcleo e do cobre será a soma de (B.11) e (B.24), considerando $n_{limb} = 2$.

$$G_{tot} = 147830 + 35864 = 183694 \text{ kg} = 183,69 \text{ ton} \quad (\text{B.25})$$

B.3 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA DO TRANSFORMADOR

As áreas geométricas ocupadas pelos enrolamentos e pelos canais radiais entre enrolamentos são calculadas abaixo, levando em conta os diâmetros internos e alturas radiais dos enrolamentos, e canais entre enrolamentos, conforme (4.25). As áreas geométricas em $[m^2]$ são representadas por sd_A , sd_0 , sd_B , sd_1 e sd_C :

$$\begin{aligned} sd_A &= (1250 + 10) \pi (10/3) 10^{-6} = 0,0132 \text{ m}^2 \\ sd_0 &= (1250 + 2 \cdot 10 + 110) \pi 110 10^{-6} = 0,4769 \text{ m}^2 \\ sd_B &= (1490 + 77) \pi (77/3) 10^{-6} = 0,1264 \text{ m}^2 \\ sd_1 &= (1490 + 2 \cdot 77 + 190) \pi 190 10^{-6} = 1,0947 \text{ m}^2 \\ sd_C &= (2024 + 87) \pi (87/3) 10^{-6} = 0,1923 \text{ m}^2 \\ sd &= 0,0132 + 0,4769 + 0,1264 + 1,0947 + 0,1923 = 1,9035 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (\text{B.26})$$

A partir da área ponderada s_d , da densidade do fluxo de dispersão B_0 calculada em (B.17) e do fator de Rogowski, K_r , calculado em (B.20), a impedância percentual, U_k , pode ser calculada conforme (4.26) tomando como referência o terminal de válvula. É possível escolher qualquer terminal uma vez que o volt/espira do transformador se mantém.

$$U_k = 100 \frac{4,44 \sqrt{2} 0,1025 1,9035 405 60 0,9693}{333,9/\sqrt{3}} = 15,0\% \quad (\text{B.27})$$

Desta maneira, a formulação apresentada ao longo das seções 4.2 e 4.3 para cálculo da geometria do núcleo e dos enrolamentos, perdas, massas e impedância do transformador é apresentada para o exercício retificador estrela para o ponto losango branco, que foi a escolha final da otimização da seção 4.4.3.

ANEXO C – CIRCUITO PSCAD UTILIZADO

Neste anexo é apresentado o circuito PSCAD do Elo de Belo Monte (Fig. C.1), disponível no sítio eletrônico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), utilizado para geração do espectro harmônico de correntes do item 4.3.4.

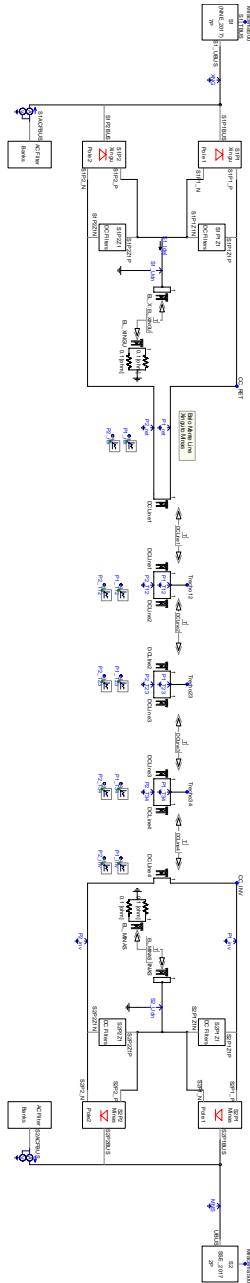


Figura C.1 – Visão geral do modelo do elo HVDC utilizado

O modelo da ponte de doze pulsos conectada aos transformadores conversores é apresentado na Fig. C.2.

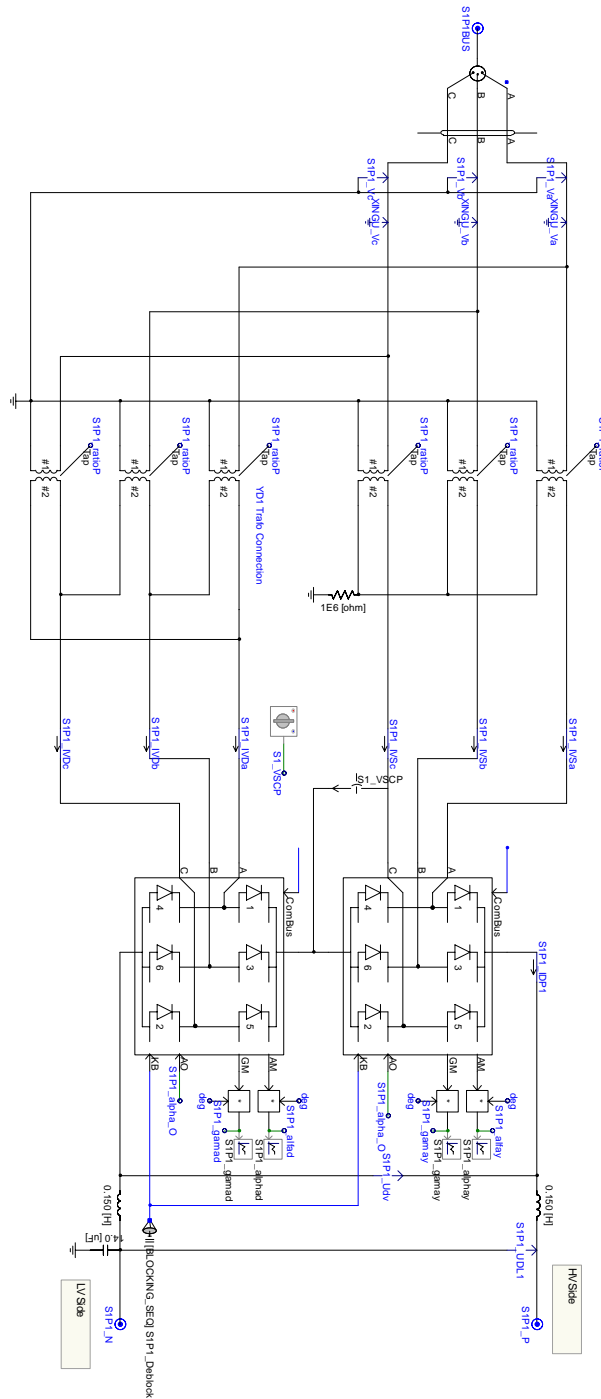
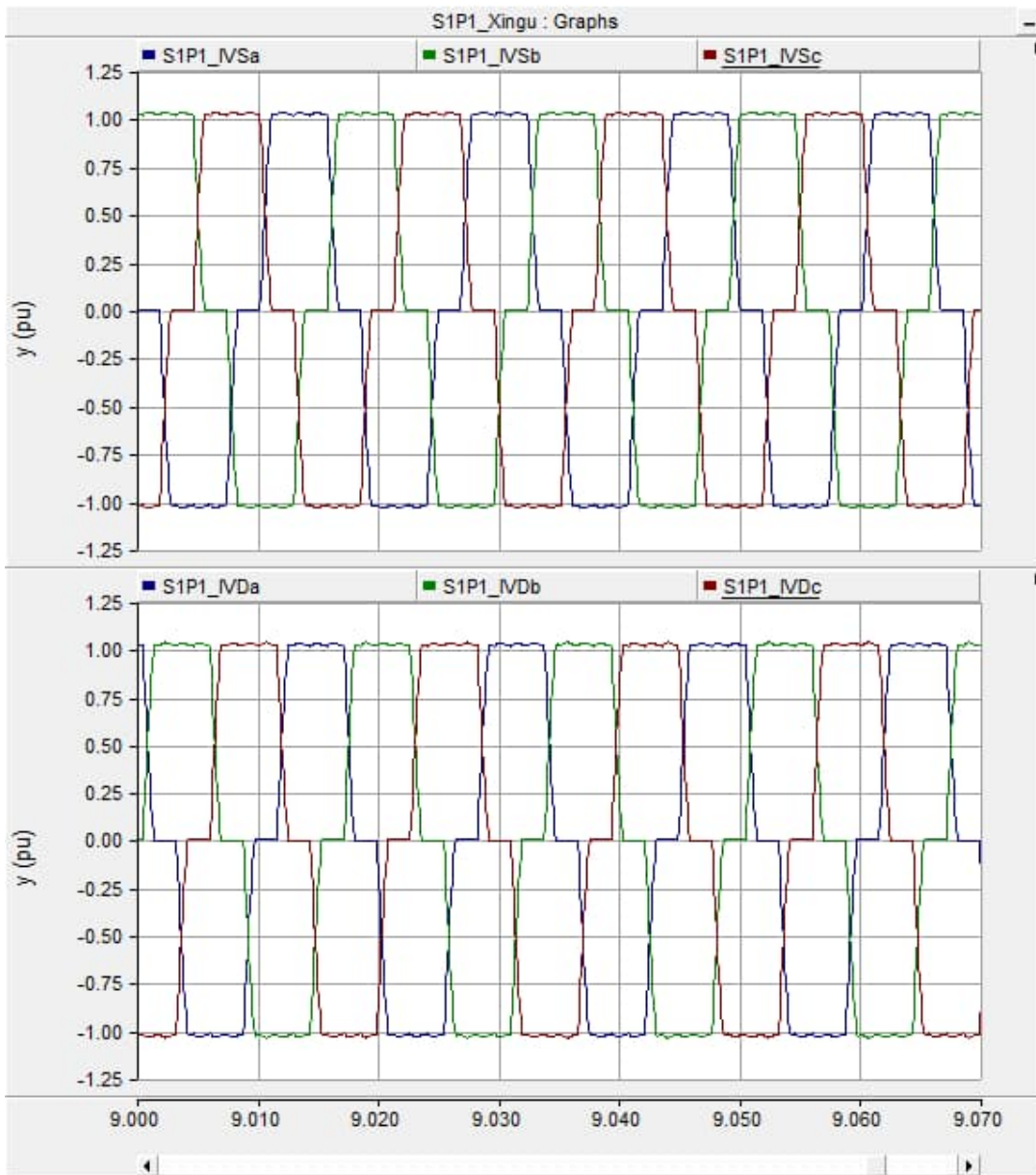
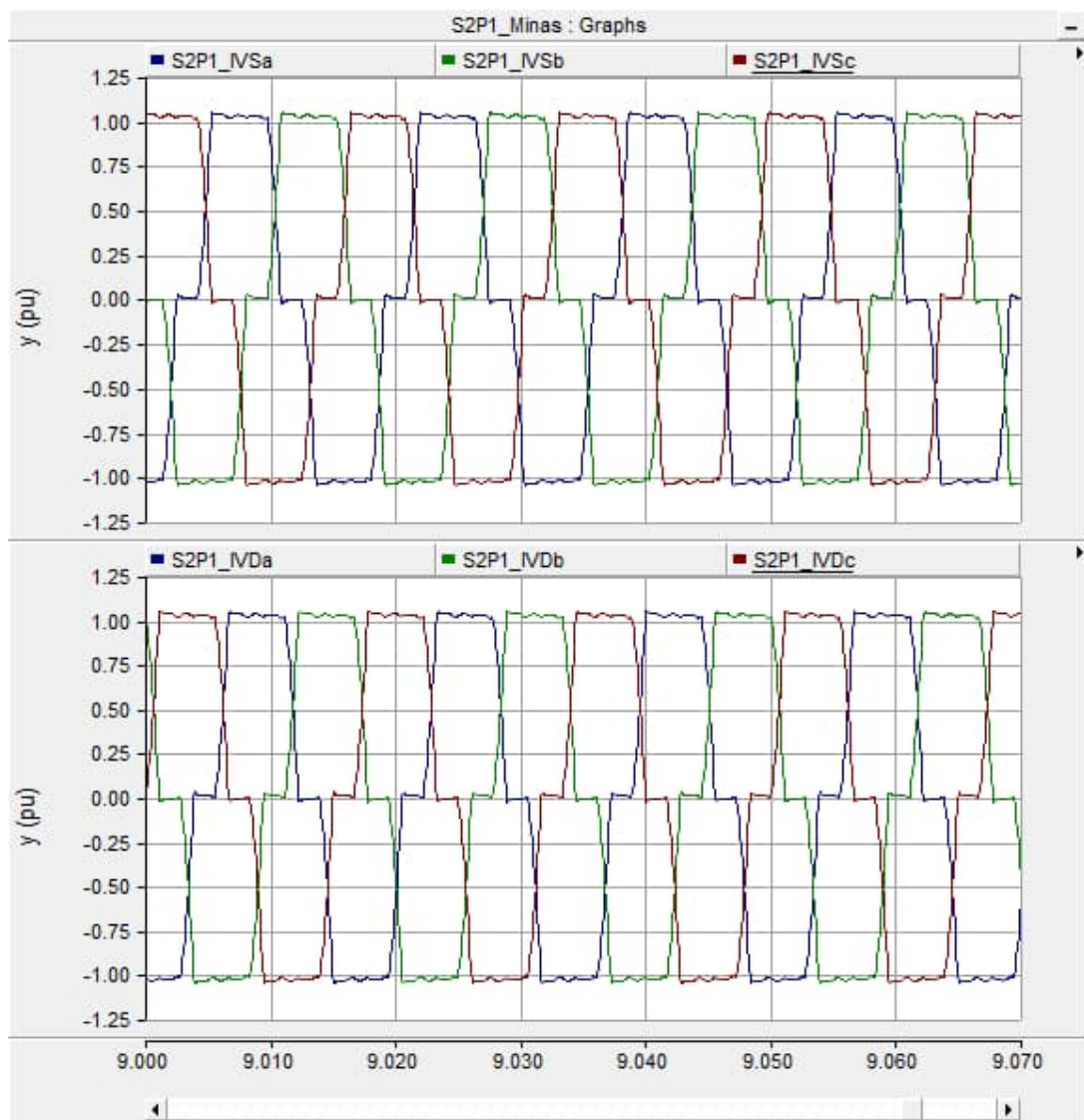


Figura C.2 – Modelo da ponte de 12 pulsos conectada aos transformadores conversores

As formas de onda das correntes nos secundários dos transformadores conversores das estações inversora e retificadora são mostradas na Fig. C.3.



(a)



(b)

Figura C.3 – Formas de ondas das correntes nos secundários dos transformadores retificador estrela e delta (a), inversor estrela e delta (b)