



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS - CTG
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JONATAN ESAÚ MEJIA QUIJADA

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DA INCORPORAÇÃO DE CONDUTOR ADICIONAL EM
SUBVÃOS**

Recife
2019

JONATAN ESAÚ MEJIA QUIJADA

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DA INCORPORAÇÃO DE CONDUTOR ADICIONAL EM
SUBVÃOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Maurício de Barros Bezerra.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

M516r Meija Quijada, Jonatan Esaú.
Recapacitação de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica através da incorporação de condutor adicional em subvãos / Jonatan Esaú Meija Quijada. – 2019.
91 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. José Maurício de Barros Bezerra.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Linha de transmissão. 3. Recapacitação de linhas de transmissão. 4. Potência natural. I. Bezerra, José Maurício de Barros. (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-164

JONATAN ESAÚ MEJIA QUIJADA

**RECAPACITAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DA INCORPORAÇÃO DE CONDUTOR ADICIONAL EM
SUBVÃOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 16/04/2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof.^o Dr. José Maurício de Barros Bezerra (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.^o Dr. Zandoni Dueire Lins (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.^o Dr. Luiz Henrique Alves de Medeiros (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico esse trabalho a minha querida esposa Daniela Pineda, que tem sido minha motivação para seguir adiante em minha vida. A nosso filho que estamos esperando com muito amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela oportunidade que me deu de vir ao Brasil a fazer o Mestrado. Estou grato ao meu orientador o professor José Maurício de Barros Bezerra, que acompanhou todo o trabalho com muita motivação e dedicação, ele é uma pessoa exemplar e muito comprometido com seu trabalho e com seus orientandos. Agradeço a meus colegas do grupo de pesquisa GPTD/UFPE, do qual faço parte, que me ajudou a desenvolver este trabalho. Agradeço a todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, que disponibilizaram o seu conhecimento para minha formação acadêmica. Agradeço a minha esposa por seu amor, compreensão, apoio e motivação durante este período de estudo no Brasil. Agradeço aos meus pais, Francisco Mejia e Isabel Quijada, pelo constante incentivo e conselhos que me guiam até hoje. Agradeço também a meu irmão Olvin Mejia e minha irmã Marisabel Mejia, pelo apoio, demonstração de carinho e motivação. Estou muito grato com todas as amizades que fiz no Brasil, os quais me apoiaram e fizeram que minha estadia neste país fosse ainda melhor.

RESUMO

Este trabalho introduz estruturas acadêmicas e validações práticas à tecnologia para recapacitação de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, através da adição de um novo condutor, afixado sob o condutor original, formando subvãos. Os estudos e análises foram direcionados para o aumento da potência natural da linha de transmissão. Como reflexo imediato da metodologia adotada, observa-se um ganho significativo das alturas dos condutores devido à divisão da corrente e conseqüente diminuição da temperatura do condutor original. Através da diminuição da temperatura nos condutores são obtidas flechas menores em cada vão, isso colabora na redução de vãos que estejam apresentando problemas de altura de segurança ao longo da linha de transmissão. A metodologia se apresenta viável, devido ao aproveitamento de materiais existentes e menores impactos ao meio ambiente. O trabalho evidencia que, a partir de levantamentos topográficos detalhados e com o uso de ferramentas computacionais de suporte ao projeto, é possível substancializar a tecnologia em foco. Ao longo dos estudos foram analisadas diferentes alternativas de condutores para identificar quais forneceriam os melhores resultados. Observou-se que a metodologia contribui de sobremaneira para os objetivos buscados, representando uma contribuição técnico-científica competitiva para a recapacitação de linhas em processo de superação tecnológica.

Palavras-chave: Linha de transmissão. Recapacitação de linhas de transmissão. Potência natural.

ABSTRACT

This work introduces academic structuring and practical validations to the technology for upgrading of electrical power transmission lines, through the addition of a new conductor, attached under the original conductor, forming sub-spans. The studies and analyses were directed to increase the transmission line's natural power. As an immediate reflection of the adopted methodology, it is observed a significant gain in the height of the conductors due to the current division and consequent temperature decrease of the original conductor. By decreasing the temperature in the conductors are obtained smaller sag in each span, this collaborates in the reduction of spans that are presenting safety height problems along the transmission line. The methodology is feasible, due to the utilization of existing materials and lower impacts to the environment. The present work shows that from detailed topographic studies and using computational tools to support the design, it is possible to materialize the analyzed technology. Throughout the studies, different conductor alternatives were analyzed to identify which would provide the best results. It was observed that the methodology contributes greatly to the pursued objectives, representing a competitive technical-scientific contribution for the upgrading of transmission lines in the process of overcoming technology.

Keywords: Transmission line. Upgrading of transmission line. Surge impedance loading.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 – Conversão de uma cadeia de isoladores de suspensão em uma cadeia de isoladores tipo V	22
Figura 2 – Aumento de altura de estrutura metálica de suspensão	23
Figura 3 – Colocação da estrutura relocada em novo posicionamento em novos pés	24
Figura 4 – Arranjo da configuração 230 kV HSIL da CHESF - testes de manutenção em linha viva no CEPEL	28
Figura 5 – Teste da Técnica de Feixe Expandido em linha 230 kV Paulo Afonso – Milagres	28
Figura 6 – Teste em campo do Feixe Expandido em 500 kV na fase direita	29
Figura 7 – SIL (MW) versus Distância (m).....	36
Figura 8 – SIL (MW) versus Distância do Feixe (cm)	37
Figura 9 – SIL aplicando diferentes técnicas	38
Figura 10 – Torre Monomastro aplicando o conceito de compactação e FEX	39
Figura 11 – Campo elétrico no solo causado por carga no condutor	42
Figura 12 – Sistema de coordenadas para cálculo de campo magnético	43
Figura 13 – Condutor suspenso em dois suportes da mesma altura	45
Figura 14 – Altura média em um vão nivelado	47
Figura 15 – Divisão de Corrente	52
Figura 16 – Cabo CA	54
Figura 17 – Cabo CAA	54
Figura 18 – Cabo CAL	55
Figura 19 – Módulo LCC no ATPDraw	57
Figura 20 – Módulo LCC no ATPDraw, Características da LT	58
Figura 21 – Módulo LCC no ATPDraw, Características dos Cabos e Geometria da Torre	58
Figura 22 – Estrutura de Ancoragem Autoportante Pesada e Estrutura de Suspensão Estaiada utilizadas na Linha de Transmissão	62
Figura 23 – Linha 230 kV Morro do Chapéu/Irecê simulado no PLS-CADD	63
Figura 24 – Violações de alturas de segurança LT de 230 kV Morro do Chapéu / Irecê... ..	63
Figura 25 – Simulação para a obtenção dos valores de Campo Elétrico e Indução Magnética no PLS-CADD.....	64
Figura 26 – Campo Elétrico da linha de transmissão de 230 kV	65
Figura 27 – Indução Magnética da linha de transmissão de 230 kV	65

Figura 28 – Esquema da Tecnologia de Recapacitação “Super-Festão”	66
Figura 29 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Pigeon	68
Figura 30 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw	68
Figura 31 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Pigeon ...	69
Figura 32 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw	69
Figura 33 – Modelo IEEE 738-2006 no PLS-CADD	70
Figura 34 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint CAL e Pigeon CAA	70
Figura 35 – Simulação no PLS-CADD com Condutor Flint e Adição do Condutor Pigeon	72
Figura 36 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Pigeon CAA	72
Figura 37 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Pigeon CAA	73
Figura 38 – Indução Magnética com Adição do Condutor Pigeon CAA	73
Figura 39 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Oxlip.	74
Figura 40 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw	75
Figura 41 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Oxlip	75
Figura 42 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw	76
Figura 43 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint e Oxlip	76
Figura 44 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Oxlip CA	77
Figura 45 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Oxlip CA	78
Figura 46 – Indução Magnética com Adição do Condutor Oxlip CA	78
Figura 47 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Alliance	79
Figura 48 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw	80
Figura 49 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Alliance.	80
Figura 50 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw	81
Figura 51 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint e Alliance	81
Figura 52 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Alliance CAL	82
Figura 53 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Alliance CAL	83
Figura 54 – Indução Magnética com Adição do Condutor Alliance CAL.....	83
Figura 55 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint, Alliance, Oxlip e Pigeon	85
Figura 56 – Comparação de flecha do condutor Flint versus “Super-Festão”	85
Figura 57 – Comparação aumentada do condutor Flint versus “Super-Festão”	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência Natural (MW) de Linhas de Transmissão Tradicionais	31
Tabela 2 – Comparação do Aumento da Potência Natural através da implementação do HSIL	34
Tabela 3 – SIL (MW) versus Distância (m)	36
Tabela 4 – SIL (MW) versus Distância do Feixe (cm)	37
Tabela 5 – Características de cabos CA, CAA e CAL	55
Tabela 6 – Corrente e Temperatura para condição de Longa Duração	60
Tabela 7 – Corrente e Temperatura para condição de Curta Duração	61
Tabela 8 – Características Elétricas e Mecânicas do condutor Flint	61
Tabela 9 – Parâmetros de Sequência Zero e Sequência Positiva	61
Tabela 10 – Limites de Campo Elétrico e Indução Magnética	64
Tabela 11 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Pigeon CAA.	71
Tabela 12 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Oxlip CA.....	77
Tabela 13 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Alliance CAL.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATPDraw	<i>Alternative Transient Program Draw</i>
CA	Cabo de Alumínio
ca	Corrente Alternada
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAL	Cabo de Alumínio em Liga 6201
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIGRÈ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CR	Condição de Ruptura
EDS	<i>Everyday Stress</i>
FEX	Feixe Expandido
HSIL	<i>High Surge Impedance Loading</i>
IACS	<i>International Annealed Copper Standard</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LCC	<i>Line Constants Cable</i>
LPNE	Linha de Potência Natural Elevada
LT	Linha de Transmissão
NBR	Norma Brasileira
PIB	Produto Interno Bruto
PLS-CADD	<i>Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting</i>
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Comprimento do vão [m]
A'	Área projetada do condutor por unidade de comprimento [ft^2/ft]
B	Indução Magnética [μT]
B	Distância do Feixe [cm]
C	Capacitância [F/km]
D	Diâmetro [mm]
E	Campo Elétrico [kV/m]
f	Flecha [m]
f_{sv}	Flecha do subvão [m]
G	Condutância [S/km]
H	Indução Magnética [μT]
H_C	Altitude do Sol [graus]
h_m	Altura média do cabo [m]
h_{msv}	Altura média do cabo do subvão [m]
H_s	Distância do vértice da curva do cabo ao solo [m]
k_{angle}	Fator de Direção do Vento [—]
k_f	Coefficiente de Condutividade Térmica do Ar [$(\text{W/m}) \times ^\circ\text{C}$]
L	Indutância [H/km]
p	Peso do cabo por unidade de comprimento [kg/km]
P_0	Potência Natural [MW]
Q_C	Calor Dissipado por Convecção [W/m]
Q_{COR}	Calor ganho devido ao Efeito Corona [W/m]
Q_E	Calor Dissipado por Evaporação [W/m]

Q_J	Calor ganho devido ao Efeito Joule [W/m]
Q_M	Calor ganho devido ao Efeito Magnético [W/m]
Q_R	Calor Dissipado por Radiação [W/m]
Q_S	Calor ganho devido ao Aquecimento Solar [W/m]
Q_{cn}	Perdas por Convecção Forçada Natural [W/m]
Q_{se}	Fator de Correção para Q_S
R	Resistência [Ω]
R_0	Resistência de Sequência Zero [Ω/km]
R_1	Resistência de Sequência Positiva [Ω/km]
R_{T_1}	Resistência ca do condutor a temperatura T_1 [Ω/km]
R_{T_2}	Resistência ca do condutor a temperatura T_2 [Ω/km]
R_{T_c}	Resistência ca do condutor a temperatura T_c [Ω/km]
T_0	Tração no ponto O (meio do vão) [kgf]
T_1	Temperatura mínima do condutor [$^{\circ}\text{C}$]
T_2	Temperatura máxima do condutor [$^{\circ}\text{C}$]
T_A	Temperatura Ambiente [$^{\circ}\text{C}$]
T_c	Temperatura do condutor [$^{\circ}\text{C}$]
V_2	Tensão no Receptor [V]
V_W	Velocidade do Vento [m/s]
X_0	Reatância de Sequência Zero [Ω/km]
X_1	Reatância de Sequência Positiva [Ω/km]
X_L	Reatância Indutiva [Ω/km]
y	Função da catenária
Z_0	Impedância Natural [Ω]

Z_1	Impedância de Sequência Positiva [Ω]
Z_C	Impedância Característica [Ω]
Z_{C+}	Impedância Característica de Sequência Positiva [Ω]
Z_C	Azimuth Solar [graus]
Z_M	Impedância Mútua [Ω]
Z_P	Impedância Própria [Ω]
Z_{eq}	Impedância Equivalente [Ω/km]
Z_{ext}	Impedância Externa [Ω/km]
Z_{int}	Impedância Interna [Ω/km]
Z_l	Azimuth da linha de transmissão [graus]
Z_{solo}	Impedância unitária devido ao Solo [Ω/km]
μ_f	Viscosidade Dinâmica do Ar [lb/ft-hr]
ρ_f	Densidade do Ar [kg/m^3]
α	Absorção Solar [—]
θ	Ângulo efetivo de Incidência dos Raios Solares [graus]

SUMARIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS DA PESQUISA	18
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1	DEFINIÇÃO DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	20
2.2	MÉTODOS PARA RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO....	21
2.2.1	Aumento de Temperatura da Linha de Transmissão	22
2.2.2	Reisolamento	24
2.2.3	Recondutoramento da Linha de Transmissão	25
2.3	LINHA DE POTÊNCIA NATURAL ELEVADA LPNE	26
2.3.1	Histórico no Brasil	27
	TÉCNICA DE RECAPACITAÇÃO CONDUTOR ADICIONAL EM	29
2.4	SUBVÃOS	
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	30
3.1	POTÊNCIA NATURAL	30
3.2	MATRIZ DE PARÂMETROS LONGITUDINAIS DA LT.....	31
3.3	AUMENTO DA POTÊNCIA NATURAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO....	34
3.3.1	Diminuição da Distância entre Fases (Compactação)	35
3.3.2	Feixe Expandido	36
3.3.3	Compactação entre Fases e Expansão do Feixe	38
3.4	CÁLCULO DE CAMPOS ELETROMAGNÉTICOS	39
3.4.1	Campo Elétrico	39
3.4.2	Campo Magnético	42

3.5	COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CONDUTORES	44
3.6	MODELO DE AMPACIDADE	47
3.6.1	Perdas por Convecção	49
3.6.2	Perdas por Radiação	50
3.6.3	Ganho de Calor por Radiação Solar	50
3.6.4	Ganho por Efeito Joule	51
	CÁLCULO DE CORRENTE DEVIDO À INCORPORAÇÃO DE UM	52
3.7	CONDUTOR.....	
3.8	CONCLUSÕES	53
4	MATERIAS E MÉTODOS.....	54
4.1	CONDUTORES	54
4.2	PLS-CADD	56
4.3	ATPDRAW	57
4.4	CONCLUSÕES	59
5	ESTUDO DE CASO	60
5.1	IMPLEMENTAÇÃO DA PROPOSTA DE RECAPACITAÇÃO	66
5.1.1	Caso 1: Estudo fazendo Adição do Condutor CAA Pigeon	67
5.1.2	Caso 2: Estudo fazendo Adição do Condutor CA Oxlip	74
5.1.3	Caso 3: Estudo fazendo Adição do Condutor CAL Alliance	79
6	DISCUSSÃO	84
7	CONCLUSÕES	87
7.1	TRABALHOS FUTUROS	87
7.2	PRODUÇÕES BIBLIOGRÁFICAS	88
	REFERÊNCIAS	89

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica está aumentando ao longo do tempo e está sujeita ao crescimento natural da população, ao desenvolvimento industrial e tecnológico e ao crescimento das cidades de uma determinada região.

De fato, o crescimento energético dos países é quase sempre maior do que o crescimento econômico medido pelo PIB, especialmente em países emergentes ou em desenvolvimento, como o Brasil. O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro aponta para a otimização do sistema de transmissão, buscando a redução de impactos ambientais e de custos tornando-o mais confiável e competitivo.

Os grandes projetos de geração de energia elétrica em sua maioria, são normalmente instalados em localidades distantes dos principais centros, que é onde se tem a maior demanda de energia elétrica. Para o transporte de energia elétrica são necessárias as linhas de transmissão, devido as grandes distâncias entre os projetos de geração e os pontos de consumo de energia. O transporte é realizado em altas tensões para a redução de perdas de energia elétrica. As linhas de transmissão devem garantir segurança, frente à exposição humana a campos elétricos e magnéticos. A linha de transmissão também deve garantir alturas de segurança condutor-solo em consonância com a norma NBR-5422.

As restrições ambientais, torna cada vez mais difícil a expansão de novas linhas de transmissão para o transporte da energia, conduzindo as diversas empresas do setor elétrico a optarem pelo aproveitamento das atuais faixas de servidão para a construção de novas linhas ou para recapacitação das linhas de transmissão existentes.

Antigamente e até a atualidade são utilizadas diferentes técnicas tradicionais de recapacitação de linhas de transmissão para o aumento da Potência Natural ou SIL (do Inglês *Surge Impedance Loading*), algumas das técnicas implicam na implementação de grandes investimentos e muitas modificações nas linhas de transmissão e no restante do sistema de transmissão, por exemplo as subestações. Nos últimos anos as empresas do setor elétrico e pesquisadores vêm realizando diferentes estudos para o desenvolvimento de novas técnicas de recapacitação. Esses estudos conduziram, dentre outros, ao conceito de Linha de Potência Natural Elevada (LPNE). Por meio da aplicação de técnicas de LPNE são obtidos grandes ganhos na potência natural da linha de transmissão, sem necessidade de fazer um grande investimento e sem fazer muitas modificações na linha de transmissão.

1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS DA PESQUISA

O presente trabalho incorpora estruturação acadêmica e validações práticas a técnica de recapacitação de linhas de transmissão, a qual está voltada para a introdução de um condutor adicional em subvãos, aplicando o conceito de LPNE. A proposta é implementada através da incorporação de um condutor de bitola menor, cujo projeto final tem recebido o nome de “super-festão”.

Para a implementação dos estudos, foram consideradas as seguintes premissas:

- incorporar um condutor que não acrescente esforços mecânicos não suportados pelas estruturas da linha de transmissão;
- fazer testes/simulações com a incorporação de diferentes tecnologias de condutores, e otimização geometria do feixe de condutor de tal forma a obter maiores ganhos no aumento da Potência Natural;
- aumentar as alturas cabo-solo através da incorporação de um condutor, com a finalidade de corrigir vãos com violações de alturas de segurança, respeitando as restrições estabelecidas na norma NBR-5422.

Como objetivos específicos, foram perseguidos:

- adaptar o aplicativo de suporte de tal forma a permitir o seu uso para desenvolvimento dos estudos empreendidos;
- aplicar aplicativo de suporte e desenvolver rotinas específicas que permitissem calcular as subdivisões da corrente de carga entre os subcondutores e calcular as novas temperaturas operacionais;
- avaliar os reflexos imediatos nas alturas dos condutores, advindas das novas temperaturas operacionais;
- viabilizar a análise de condutores especiais como alternativa à incorporação pretendida.

1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

A dissertação está organizada nos seguintes capítulos, em cada um deles são apresentadas informações pertinentes aos resultados pretendidos:

- capítulo 1 – É introduzido o tema de pesquisa, os objetivos e a organização do trabalho realizado;

- capítulo 2 – É esclarecido o conceito de recapacitação. São definidas as técnicas de recapacitação tradicionais utilizadas na atualidade. É introduzido o conceito de LPNE e a história de desenvolvimento desta tecnologia no Brasil. Para finalizar é apresentada uma técnica de recapacitação implementando o conceito de LPNE, a qual é o foco de estudo de esta pesquisa.
- capítulo 3 – Mostra o conceito de Potência Natural e o procedimento para obter as matrizes de Impedância, para posteriormente calcular o SIL da linha de transmissão. São mostradas as diferentes técnicas não tradicionais de recapacitação de linhas de transmissão usadas na atualidade para o aumento da Potência Natural. É apresentado o conceito de campo elétrico e campo magnético. São mostrados os diferentes conceitos necessários para análise mecânica de uma linha de transmissão. Finalmente é apresentado o modelo de ampacidade IEEE 738-2006, utilizado para a análise da temperatura versus corrente;
- capítulo 4 – Neste capítulo, são apresentadas as tecnologias de condutores elétricos utilizados para a implementação da proposta de recapacitação. Se mostra o software PLS-CADD utilizado para avaliar as alturas cabo-solo de cada vão ao longo da linha de transmissão, além disso se mostra o software ATPDraw utilizado para cálculo de parâmetros elétricos (impedância características, impedância de sequência positiva e zero, entre outras).
- capítulo 5 – É apresentado um estudo de caso para análise nesta dissertação. É mostrado uma nova proposta de recapacitação de linha de transmissão aplicando o conceito de LPNE. É apresentada essa proposta através de três possibilidades de solução, nos quais foram feitas provas com diferentes tecnologias de condutores, para determinar qual deles possibilitava os melhores resultados para a proposta de recapacitação. Os estudos de caso foram feitos com o suporte do PLS-CADD e do ATPDraw;
- capítulo 6 – É realizada a discussão dos resultados obtidos através das três possibilidades estudadas.
- capítulo 7 – São realizadas as conclusões finais de acordo com os resultados obtidos. Com o intuito de aperfeiçoar o trabalho são propostos alguns temas para trabalhos futuro, e finalmente mostrado a produção de artigo que foi realizado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem o objetivo de mostrar e esclarecer o conceito hoje em dia muito utilizado de recapacitação de linhas de transmissão, este conceito na atualidade é utilizado pelas diferentes concessionárias de energia elétrica no Brasil. A recapacitação da linha de transmissão é composta de duas técnicas, a repotencialização e a revitalização. A recapacitação nas linhas de transmissão pode ser implementada em diferentes circunstâncias, uma delas é quando a linha está operando no seu limite térmico e apresenta violações de altura de segurança. A outra pode ser quando é projetado um aumento de potência na linha de transmissão e a linha não tem as condições de operar sem violações de altura de segurança. Diferentes técnicas de recapacitação tradicionais se mostram neste capítulo, para que a linha de transmissão consiga operar obedecendo a norma brasileira (ABNT, 1985).

É apresentada uma tecnologia não tradicional de recapacitação de linhas de transmissão, conhecida como LPNE (Linha de Potência Natural Elevada), utilizada na atualidade para aumento de capacidade da linha de transmissão. Através do rearranjo do feixe de condutores, esta tecnologia obtém ganhos no aumento da potência natural (SIL). É uma proposta viável para recapacitação de linhas de transmissão, devido que, não é necessário realizar muitas modificações nas estruturas da linha de transmissão.

Ao final do capítulo é mostrada uma técnica não tradicional de recapacitação de linhas de transmissão, conhecida como “super-festão”. Essa técnica consiste na adição de um condutor por fase de menor diâmetro em comparação ao condutor existente da linha. Através disso são obtidos ganhos importantes no aumento do SIL e uma redução na reatância série. Ao adicionar mais um condutor é obtida uma divisão de corrente nos dois condutores e conseqüentemente uma redução importante na temperatura do cabo principal, através dessa diminuição é obtida uma redução nas distâncias cabo-solo de cada vão.

2.1 DEFINIÇÃO DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.

Diferentes técnicas de recapacitação foram desenvolvidas, e estão sendo aplicadas na atualidade. Empresas do setor elétrico e pesquisadores estão sempre se debruçando no desenvolvimento de novas técnicas cada vez mais eficientes para recapacitação de linhas. Deve-se ressaltar, também, a crescente demanda da sociedade atual em torno da melhoria na qualidade dos sistemas de energia elétrica, nos quais as linhas de transmissão desempenham um papel fundamental.

Na atualidade esses estudos vêm assumindo crescente importância, tendo em vista, principalmente, a extrema dificuldade de se conseguir novas faixas de servidão, devido aos diversos impactos ambientais provenientes de uma nova obra. A recapacitação de linhas existentes incorpora conceitos e fundamentação teórica e prática que permitem o aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade da linha sob estudo.

Conceitualmente, as técnicas de recapacitação estão voltadas para a melhoria de confiabilidade das linhas aéreas (*Upgrading*), e/ou para o aumento da capacidade de transmissão (*Uprating*), e/ou para a restauração de linhas antigas à sua capacidade original (*Refurbishment*) e/ou para a extensão de sua vida útil (*Life extension*) (M. ABREU, SAAVEDRA, *et al.*, 2010).

Os três principais conceitos aplicam-se aos processos mencionados, sendo objeto de estudos e investigações, buscando-se novas soluções técnicas de recapacitação e melhoria de confiabilidade, os quais são, a seguir, reproduzidos (NOLASCO e ROGIER, 2006):

- repotencialização (*uprating*): aumentar sua capacidade de transmissão, pode ser implementado pelo acréscimo da corrente nominal, aumento do nível de tensão ou aumento da potência natural da linha de transmissão;
- revitalização (*upgrading*): aumento da confiabilidade estrutural de uma linha de transmissão; normalmente uma parte da revitalização de uma linha de transmissão é realizada durante a repotencialização devido à necessidade de obter confiabilidade para realização das ações necessárias para o aumento da potência;
- extensão de vida (*life extension*): renovação intensa ou reparo de um ou mais itens, aumentando a vida útil original da linha.

Diante disso, a recapacitação consiste no aumento de capacidade de transmissão atrelado ao aumento da confiabilidade estrutural da linha de transmissão. O conceito é composto de duas técnicas, a repotencialização e a revitalização, descritas anteriormente.

2.2 MÉTODOS PARA RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Para recapacitação de linhas de transmissão são utilizadas diferentes técnicas, com o objetivo de acrescentar a capacidade e confiabilidade da linha de transmissão. Uma das técnicas é o aumento do limite térmico da linha de transmissão e a outra é o reisolamento (aumento do nível da tensão operativa). De acordo com as necessidades do sistema de transmissão, pode-se utilizar qualquer das técnicas mencionadas para recapacitar a linha de transmissão.

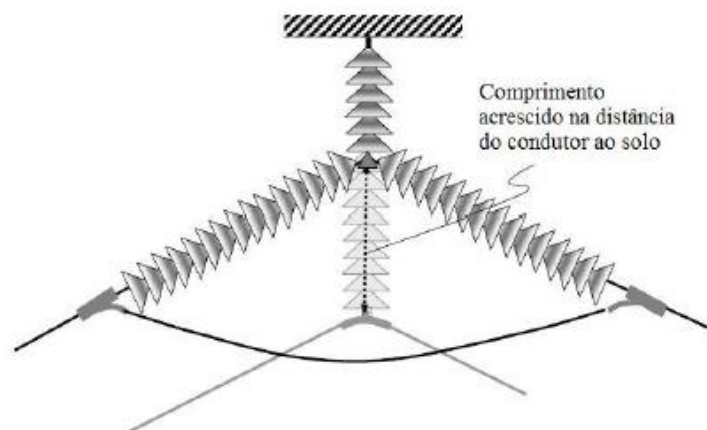
2.2.1 Aumento de Temperatura da Linha de Transmissão

O constante aumento da demanda elétrica implica na ampliação dos sistemas de transmissão para não prejudicar o desenvolvimento econômico. O aumento de temperatura do projeto (limite térmico) da linha de transmissão consiste no aumento da ampacidade do sistema em general, permitindo que o condutor venha a operar em uma temperatura maior do que a concebida originalmente, sem comprometer as alturas de segurança preconizada pelas normas.

O aumento de ampacidade da linha através do aumento de seu limite térmico provoca um aumento nos valores das flechas dos condutores elétricos, e conseqüentemente a diminuição das alturas cabo-solo nos vãos. Os métodos de recapacitação procuram evitar que esta altura atinja valores menores que os mínimos aceitáveis, segundo a norma NBR-5422 (ABNT, 1985). Para conseguir solucionar a problemática são implementadas diferentes técnicas tradicionais para lograr a correção da altura cabo-solo conforme descrições feitas a seguir.

- diminuição ou mudança da cadeia de isoladores é uma das alternativas para aumento das alturas cabo-solo, a cadeia de isoladores de vidro pode ser trocada por uma cadeia de isoladores polimérica de menor comprimento (45 cm menos). Outra opção é a transformação da cadeia de isoladores de suspensão tipo L por uma cadeia tipo V (BARTHOLD, DOUGLASS e WOODFORD, 2008), através desta opção são conseguidos aumentos consideráveis nas alturas cabo-solo, como ilustrado na Figura 1;

Figura 1 – Conversão de uma cadeia de isoladores de suspensão em uma cadeia de isoladores tipo V



Fonte: BARTHOLD, DOUGLASS e WOODFORD, (2008)

- acréscimo da tração dos cabos condutores, consiste no aumento da tração dos cabos condutores e a regularização do padrão construtivo. Com os dados obtidos no levantamento topográfico, é possível determinar qual é a tração dos cabos condutores

na situação de operação e também na condição de maior duração. Sem a utilização de dispositivos amortecedores, os cabos CAA podem ser submetidos a uma tração de até 20 % de sua tração de ruptura na temperatura EDS (condição de maior duração), e este método consiste em elevar a tração do cabo condutor até este limite, diminuindo assim a flecha e aumentando a altura cabo-solo (CAVASSIN e PIAZZA FERNANDES, 2012);

- aumento das mísulas das estruturas metálicas, a experiência geral indica que, dada a magnitude dos trabalhos estruturais necessários, não é econômico aumentar as alturas de todas as estruturas em uma linha de transmissão. No entanto, verificou-se que, em muitos casos, um aumento na temperatura máxima de operação pode ser alcançado aumentando seletivamente a altura de aproximadamente 10% das estruturas. A inclusão seletiva de extensões de estrutura é normalmente limitada às estruturas de suspensão, dada a dificuldade estrutural (LINDSY, *et al.*, 2008), a Figura 2 ilustra a técnica;

Figura 2 – Aumento de altura de estrutura metálica de suspensão



Fonte: LINDSEY, BRENNAN E MEIJERS, (2008)

- relocação de estruturas metálicas ou de concreto, é outra das alternativas utilizadas para aumento de capacidade das linhas de transmissão e para redução de violações de altura de segurança. Esta técnica é implementada de acordo a estudos feitos nas linhas de transmissão, procurando fazer a relocação em lugares estratégicos do projeto. Antes da relocação da estrutura, há o preparo das fundações, dos pés e das extensões da estrutura. A relocação da estrutura é feita após a base (fundação e stubs) já terem sido concretados, conforme ilustrações contidas na Figura 3 (PESSOA, 2017);

Figura 3 – Colocação da estrutura relocada em novo posicionamento em novos pés



Fonte: DUPREE, LIU, *et al.*, (2015)

2.2.2 Reisolamento

O reisolamento é uma técnica utilizada para recapacitar linhas de transmissão que consiste no aumento do nível de tensão da mesma. Esta solução é adotada quando o nível de tensão é um fator limitante ou quando não existe solução de traçado para novas linhas de transmissão (GEWEHR, 1991). A operação de uma linha aérea em um nível de tensão mais alta é uma maneira muito eficaz de aumentar a capacidade de transmissão por fatores (NOLASCO e ROGIER, 2006). Secundariamente, reduz as perdas pela tensão, ao quadrado. Também é necessário que as subestações finais às quais estão conectadas ao sistema de transmissão sejam convertidas e operadas para uma tensão mais alta.

Embora em alguns casos uma nova linha de transmissão pode ser mais barata que o aumento da tensão operativa, ainda assim tem vantagens. O aumento da tensão de uma linha aérea existente resultará no uso muito melhor do mesmo direito de passagem. Em geral, há menos objeções contra a reconstrução de uma linha aérea. Isso significa menos procedimentos demorados e uma solução muito mais rápida. Enquanto isso, o aumento da tensão precisa algumas condições estritas (PRAMAYON, *et al.*, 2008):

- **distância de segurança cabo-solo e cabo-obstáculos:** Em um nível de tensão mais alto, a folga deve permanecer em conformidade com os padrões aplicáveis e as regulamentações nacionais (ABNT, 1985). Aumentar a altura das torres é a solução mais comum para conseguir isso. Na maioria dos casos, a tração do condutor não será

suficiente, em parte devido às longas cadeias de isoladores necessárias e ao fato de que o retracionamento precisara torres mais fortes e colocação dos condutores em maior risco de danos;

- **folga entre fases e fios fase a terra:** A distância entre fases determina o risco de flashover sobre condições de balanço do condutor. Aumentar a tensão requer mais distância entre as fases. Isso pode ser criado por braços cruzados mais amplos ou até mesmo pela conversão de uma estrutura de circuito duplo em uma estrutura de um só circuito. Diferentes níveis de tensão também possuem requisitos diferentes para proteção contra raios. Para preencher os requisitos para o nível de tensão mais alto, uma extensão dos fios terra para uma nova posição acima dos condutores é frequentemente necessária. Portanto, braços transversais e reforços mais amplos da torre são frequentemente necessários. Em alguns casos, a aplicação de supressores de surto pode atenuar a necessidade de aumentar o comprimento dos braços cruzados;
- **requisitos de isolamento:** Para a tensão de estado estacionário, a distância de fuga é importante. Cada disco tem um contorno limitado e o número de discos determina a distância total de dispersão. Considerando a melhoria de uma linha aérea existente, o desempenho histórico de poluição da linha fornece orientação importante para os novos requisitos de isolamento da linha de valor nominal;
- **força do campo elétrico no condutor:** O gradiente de tensão superficial do condutor também é uma consideração importante ao aumentar a tensão de uma linha aérea. Para gradientes de tensão acima de aproximadamente 15 kV / cm, o condutor irá gerar ruído de corona no ar ao redor do condutor. Isso resultará em perdas de energia, ruído audível e radio interferência. Para tensão de 220 kV e acima, condutores adicionais por fase são quase sempre considerados necessários para eliminar a corona. Essa carga extra na estrutura imposta pelo maior número de condutores resulta na necessidade de torres mais fortes. Por esta razão, a elevação de tensão parece especialmente adequada para converter circuito duplo em circuito simples ou para tensões abaixo de 220 kV.

2.2.3 Recondutoramento da Linha de Transmissão

O recondutoramento é uma técnica de recapacitação de linhas de transmissão que consiste na troca do condutor elétrico por outro condutor de maior seção condutora, ou por cabos termorresistentes, o que aumenta a capacidade de transporte de corrente na linha de transmissão (OLIVEIRA, 2000). Para este processo é necessária a realização de estudos de carregamento mecânicos, esforços transversais e longitudinais nas estruturas, devido

geralmente ao aumento de peso do condutor. Para esta técnica é conveniente verificar individualmente os esforços das estruturas e verificar a viabilidade do processo.

Outra opção de recondutoramento é através do uso de um condutor ou condutores de características mecânicas similares do condutor anterior, mais com características construtivas diferentes. A utilização de condutores especiais tem a vantagem de operar a maiores temperaturas e transportar maiores quantidades de corrente que os cabos tradicionais, outra das vantagens é que não precisa realizar reforços nas estruturas, isso é devido que no momento de selecionar o cabo especial a utilizar, é selecionado um cabo equivalente com peso, diâmetro e seção condutora similar para não se ter problema em acréscimos de esforços transversais e longitudinais nas estruturas e não ter problemas de balanço na cadeia de isoladores.

Atualmente é uma técnica de recapacitação muito atrativa no setor elétrico, tendo em vista a necessidade do aumento do carregamento das linhas de transmissão e suas restrições eletromecânicas. Muitos cabos foram desenvolvidos com o objetivo de minimizar vários efeitos indesejáveis elétricos e mecânicos, além de prover cada vez mais capacidade e menores flechas. Foi quando começou a serem incorporados os cabos especiais, normalmente utilizados em casos específicos.

Os condutores que vem surgindo no mercado são cada vez mais leves, com menos flecha e menor resistência elétrica (ohm/km). Há também cabos especiais que geram menores flechas, mas a liga no qual são fabricados fornecem a capacidade de um grande aumento de corrente devido ao elevado limite térmico que esses cabos podem trabalhar, sem que aconteça recozimento da liga metálica (perda das propriedades originais do material), mas tem uma desvantagem que ao aumentar a temperatura aumentam consideravelmente as perdas elétricas pelo efeito Joule (PESSOA, 2017).

2.3 LINHA DE POTÊNCIA NATURAL ELEVADA LPNE

A tecnologia de Linha de Potência Natural Elevada (LPNE) compreende basicamente o rearranjo ou aumento do número de subcondutores por fase com vistas a realizar uma equalização do campo elétrico superficial entre os subcondutores de cada fase. A implementação da LPNE ou HSIL (do Inglês *High Surge Impedance Loading*) tem como um de seus pilares a compreensão da variação do campo elétrico superficial em cada condutor e a análise da sensibilidade deste com relação à variação de parâmetros físicos e geométricos da linha de transmissão. A vantagem relacionada com a implementação desta tecnologia é o ganho

da capacidade de transmissão de até duas vezes a capacidade de transmissão das linhas tradicionais nos mesmos níveis de tensão (DART, DOMINGUES, *et al.*, 1999).

Antigamente, até o início da década de 90, a prática usual para o aumento da capacidade de transmissão consistia em aumentar a ampacidade ou a capacidade térmica através do aumento da seção transversal do condutor ou através do aumento das distâncias entre os condutores e o terreno. Estas ações, entretanto, não são efetivas na redução da reatância série e no aumento da potência natural.

Atualmente, existem diferentes técnicas de HSIL aplicadas para o aumento da capacidade da linha de transmissão. Essas técnicas desenvolvidas são explicadas no Capítulo 3 e além disso na Seção 2.3.1 são apresentados diferentes projetos realizados historicamente no Brasil.

2.3.1 Histórico no Brasil

Em 1989, a ELETROBRÁS patrocinou um projeto especial para estudar a transmissão de energia elétrica a longas distâncias, incluindo linhas HSIL. O grande interesse neste assunto, especialmente adequado a um país com as características do Brasil, originou um acordo de cooperação entre pesquisadores russos e empresas brasileiras visando o desenvolvimento desta tecnologia. Desde 1992, a CHESF, FURNAS, e CEPEL, patrocinadas pela ELETROBRÁS, vêm desenvolvendo estudos para projetar e construir linhas de transmissão na faixa de 69 kV até 500 kV.

Em 1994, a CHESF construiu e energizou um trecho experimental HSIL, em 230 kV, com 1,6 km de extensão e 3 condutores por fase. Estudos e testes foram realizados previamente pela CEPEL, e posteriormente foram realizadas medições de campo para verificar seu desempenho, na Figura 4 observa-se a configuração que foi implementada na linha de transmissão (REGIS JR, CAVALCANTI, *et al.*, 1998).

No mesmo ano, a CHESF implementou a tecnologia de feixes expandidos para testar a atualização do circuito duplo de 230 kV Paulo Afonso-Milagres, operando com dois condutores por fase, em um trecho de 3 km de extensão, como mostra a foto da Figura 5.

Figura 4 – Arranjo da configuração 230 kV HSIL da CHESF - testes de manutenção em linha viva no CEPTEL



Fonte: DART, ARRUDA, *et al.*, (2015)

Figura 5 – Teste da Técnica de Feixe Expandido em linha 230 kV Paulo Afonso - Milagres



Fonte: REGIS JR, CAVALCANTI, *et al.*, (1998)

Em 1996, a CHESF colocou em operação a LT Banabuiú / Fortaleza, com 180 km de extensão, com o arranjo de feixe expandido instalado em ambos os circuitos. Em 1997, o trecho Paulo Afonso / Milagres / Banabuiú, no mesmo corredor, foi recapitado nos 480 km restantes, totalizando assim, 660 km de extensão de linha em circuito duplo com a técnica de feixe expandido.

Uma vez que a solução de feixe expandido de 230 kV foi extensivamente testada e considerada uma técnica confiável, estudos foram iniciados visando a transmissão de 500 kV.

A CHESF e os fabricantes desenvolveram vários protótipos de ferragens que foram testados no CEPEL e instalados na linha de 1,9 km de comprimento, 4 condutores por fase, situados na usina hidrelétrica de Paulo Afonso, como mostra a foto na Figura 6. Um trecho de 2 km visando testes e treinamento de equipes de manutenção foi construído utilizando a configuração que será utilizada na interligação (REGIS JR, CAVALCANTI, *et al.*, 1998).

A CHESF, por diversos fatores, foi pioneira na adoção da tecnologia HSIL no Brasil, com foco na técnica de feixe expandido, adotada em novos empreendimentos e em reformas de linhas de transmissão. Em (DART, ARRUDA, *et al.*, 2015) é apresentado um resumo dos projetos de aumento do HSIL desenvolvidos pela CHESF em cooperação da CEPEL.

Figura 6 – Teste em campo do Feixe Expandido em 500 kV na fase direita



Fonte: DART, ARRUDA, *et al.*, (2015)

2.4 TÉCNICA DE RECAPACITAÇÃO CONDUTOR ADICIONAL EM SUBVÃOS

Uma das tecnologias não tradicional de recapacitação para aumento do SIL é a utilização de um condutor adicional, formando subvãos, o que foi tradicionalmente denominado o “super-festão” (MACHADO, PINTO, *et al.*, 2005). O cabo condutor adicionado por fase é de menor diâmetro e incorpora ganhos de potência natural. Aliando a técnica de recondutoramento com a do feixe expandido, a solução ora apresentada consiste em facultar maior seção de alumínio pela adição de um cabo complementar, devidamente otimizado na geometria elétrica mais favorável para a redução da reatância série. Este modelo de recapacitação tem a vantagem de diminuir as vibrações eólicas, devido a adição do cabo o qual funciona como amortecedor de vibrações (FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, 1992).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é feita uma descrição teórica dos procedimentos necessários a serem considerados no aumento da capacidade de transmissão das linhas. São mostrados os conceitos de campo elétrico e magnético, os quais são necessários tomar em consideração, devido ao aumento da potência natural da linha de transmissão. É apresentado o modelo de ampacidade do IEEE 738-2006, o qual é o modelo posto em prática para a análise térmica dos condutores. Além disso são apresentados os conceitos básicos necessários para fazer a análise mecânica em uma linha de transmissão. Em geral se mostram todas as considerações elétricas, térmicas e mecânicas requeridas para o desenvolvimento desta pesquisa.

3.1 POTÊNCIA NATURAL

A potência natural (P_0) ou SIL corresponde à potência que a linha transmite numa condição de equilíbrio entre a potência reativa gerada e consumida pela linha, ou seja, para esta condição de carga não há a necessidade de fornecer suporte de reativo para a linha. Quando uma linha de transmissão é carregada acima do SIL atua como um reator de derivação absorvendo potência reativa (Mvar) do sistema e quando uma linha é carregada abaixo de seu SIL, a linha atua como um capacitor de derivação que fornece Potência Reativa (Mvar) ao sistema (JAMNANI e PATEL, 2016). A impedância característica de sequência positiva da linha $Z_c[\Omega]$ e a tensão eficaz no receptor do sistema (V_2) definem a capacidade de transmissão do sistema. A impedância característica é definida pela seguinte equação:

$$Z_c = \sqrt{\frac{r+j\omega l}{g+j\omega c}} \quad [\Omega] \quad (1)$$

Os parâmetros da impedância característica da linha de transmissão são definidos por unidade de comprimento, sendo:

- $r \left[\frac{\text{ohms}}{\text{km}} \right]$ resistência da LT por quilômetro;
- $g \left[\frac{S}{\text{km}} \right]$ condutância da LT por quilômetro;
- $l \left[\frac{H}{\text{km}} \right]$ indutância da LT por quilômetro;
- $c \left[\frac{F}{\text{km}} \right]$ capacitância da LT por quilômetro.

Considerando de acordo à Equação 1 que r (resistência) e g (condutância) são muito pequenos diante dos demais parâmetros (l indutância e c capacitância), a impedância característica pode ser considerada igual a impedância natural da linha de transmissão. Então $Z_c = Z_0$ passando a ser denominada impedância natural, tem-se que:

$$Z_c = Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}} \quad [\Omega] \quad (2)$$

A Equação 3 expressa que a potência natural de uma linha de transmissão é diretamente proporcional ao quadrado da tensão no receptor e inversamente proporcional à impedância característica da LT quando desprezados “r” e “g” (FUCHS, 2015).

$$SIL = P_0 = \frac{|U_2|^2}{Z_c} \quad [W] \quad (3)$$

Na Tabela 1, são apresentados os valores do SIL em linhas de transmissão tradicionais, para diferentes tensões operativas, observa-se que através do aumento de condutores no feixe diminui Z_0 e conseqüentemente aumenta o SIL da LT.

Tabela 1 – Potência Natural (MW) de Linhas de Transmissão Tradicionais

Número de condutores por fase no feixe	Z_c (Ω)	Tensão de Operação (kV)					
		69	138	230	400	500	765
1	400	12	48	132	---	---	---
2	320	---	60	165	557	781	---
3	280	---	---	---	602	893	---
4	240	---	---	---	627	1042	2230

Fonte: KIESSLING, NEFZGER, *et al.*, (2003)

3.2 MATRIZ DE PARÂMETROS LONGITUDINAIS DA LT

A matriz de parâmetros longitudinais unitários de uma linha de transmissão supondo as considerações mencionadas em (RODRIGUES, 2010), é composta pela soma das seguintes contribuições:

- Z_{int} – **Impedância interna unitária do condutor:** A impedância interna é obtida supondo que o condutor sob análise está muito afastado dos demais condutores, sendo possível desprezar a influência tanto dos condutores quanto do solo. Em frequências baixas a corrente é distribuída de forma uniforme no condutor, no entanto, à medida que aumenta a frequência a corrente se concentra na superfície do condutor, apresentando o que é conhecido como efeito pelicular. Este efeito produz uma variação da impedância interna do condutor em função da frequência. As equações que regem o cálculo da impedância interna são as equações de Maxwell, relacionando o campo elétrico presente na superfície do condutor e a corrente no interior do mesmo;

- Z_{ext} – **Impedância externa unitária devido à geometria dos condutores:** As impedâncias externas são geradas pelo acoplamento do campo magnético produzido pelas correntes circulantes nos condutores e na imagem dos condutores no solo. A impedância varia em função da posição dos condutores e da resistividade do solo.
- Z_{solo} – **Impedância unitária devido ao solo:** Devido ao fato do solo não ser um condutor ideal e a interação entre o campo magnético da fase e solo, é possível observar uma impedância que assume características mais acentuadas em altas frequências. Esse fenômeno é denominado efeito solo. Por meio dos termos de correção de Carson's é possível determinar a resistência e reatância indutiva do solo.

A matriz impedância série por unidade de comprimento da linha é dada pela Equação 4, em (CARVALHO, 2007) se mostra o procedimento para o cálculo de cada uma das parcelas.

$$Z = Z_{int} + Z_{ext} + Z_{solo} \quad (4)$$

Os parâmetros elétricos de uma linha de transmissão obtidos na análise são apresentados por duas matrizes unitárias (as matrizes impedância e admitância). Estas matrizes cuja ordem é igual ao número total de subcondutores e cabos pára-raios são chamadas de matrizes primitivas de ordem n .

A linha de transmissão é vista pelo sistema elétrico como um elemento composto por três fases, não importando a sua forma construtiva. Deste modo é necessário reduzir os parâmetros elétricos da linha a matrizes 3x3, tanto os parâmetros longitudinais quanto os transversais. Para isto, são utilizados artifícios matemáticos para representar os subcondutores das fases como uma fase equivalente, e finalmente, incorporar o efeito dos cabos pára-raios nos parâmetros elétricos da linha. Isto é feito representando matematicamente as condições de contorno associadas aos elementos da linha, sendo especificamente:

- a corrente que flui na fase equivalente é formada pela soma das correntes que fluem nos subcondutores;
- a tensão ao longo da fase equivalente é igual à tensão ao longo de cada subcondutor;
- caso o cabo pára-raios esteja isolado não haverá corrente fluindo;
- caso o cabo pára-raios esteja aterrado a tensão ao longo do seu comprimento será nula.

Através da técnica de redução usada em (FUCHS, 2015), a matriz reduzida de impedância 3x3, é uma matriz que representa um sistema trifásico, a circuito simples ou duplo. A matriz se mostra na Equação 5:

$$[Z] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Na Equação 6, se obtém a impedância série correspondente a uma linha sem transposição multiplicada pela corrente de cada fase, obtendo valores de tensão diferentes para cada fase, considerando que os elementos próprios são diferentes entre si e os elementos mútuos são diferentes entre si para a matriz impedância de uma linha não transposta.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

As impedâncias dependem da geometria da linha de transmissão. A única situação em que \dot{Z}_{ab} , \dot{Z}_{bc} e \dot{Z}_{ca} são iguais ocorre quando a linha é completamente transposta, como está mostrado na Equação 7:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (7)$$

Temos que os elementos da matriz de impedância Z_P e Z_M poder ser definidos de acordo com as Equações 8 e 9, respectivamente:

$$Z_P = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (8)$$

$$Z_M = \frac{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}}{3} \quad (9)$$

Para determinar as impedâncias de sequência é feita a transformação matricial. Por médio desta equação obtém-se as impedâncias de sequência zero (0), positiva (1) e negativa (2).

Para obter as componentes de sequência das impedâncias pode-se usar a seguinte fórmula (FUCHS, 2015):

$$Z = a_{seq}^{-1} \cdot Z_{abc-red} \cdot a \quad (10)$$

Onde:

$$a = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Com $a = e^{j120^\circ}$

Como dito anteriormente, a linha deve ser idealmente transposta, sendo necessário utilizar os valores médios de cada termo da matriz reduzida. A mesma fórmula é aplicada para encontrar as admitâncias dos componentes de sequências positiva, negativa e zero.

3.3 AUMENTO DA POTÊNCIA NATURAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO

O objetivo principal da tecnologia HSIL é obter um aumento da potência natural na linha de transmissão; esse aumento pode ser obtido através da diminuição da impedância característica. O SIL de uma linha de transmissão, para um determinado nível de tensão, depende do número de subcondutores e de seus gradientes de campo de superfície. Assim, é possível proceder a um aumento do SIL, através da otimização do arranjo dos condutores e de seus campos, diminuindo a impedância de surto Z_c e aumentando o SIL com a mesma seção transversal do condutor.

A Tabela 2 apresenta os valores SIL de linhas tradicionais versus as linhas de transmissão com a implementação de HSIL, observa-se uma diferença considerável e que vale a pena levar em conta na realização de trabalhos de recapacitação nas linhas de transmissão.

Tabela 2 – Comparação do Aumento da Potência Natural através da implementação do HSIL

Tensão (kV)	SIL - Linha Tradicional (MW)	HSIL - Linha de Potência Natural Elevada (MW)
69	9 - 12	10 - 40
138	40 - 50	50 - 120
230	120 - 130	130 - 440
500	950 - 1000	1000 - 2000

Fonte: REGIS JR, CAVALCANTI, *et al.*, (1998)

O aumento do SIL pode ser obtido através de diferentes técnicas usadas, no passado, denominadas de técnicas convencionais utilizadas:

- aumento do limite térmico da LT;
- aumento do nível de tensão operativa da LT;
- aumentando a seção do condutor (recondutoramento);
- aumento do número de condutores no feixe.

Além dessas técnicas existem outras técnicas não convencionais de HSIL implementadas para o aumento do SIL, que serão nas subseções seguintes explicadas. Para entender o princípio de funcionamento das técnicas não convencionais de aumento do SIL temos que, a impedância de sequência positiva de uma linha pode ser obtida a partir da Equação 12:

$$Z_1 = Z_p - Z_m \quad (12)$$

A impedância própria (Z_p) depende do condutor, mas principalmente da geometria do feixe de cada fase. Quanto maior a dimensão do feixe, ou seja, maior a distância entre subcondutores do mesmo feixe, menor será a impedância própria. Portanto, a impedância Z_1 será também menor, aumentando assim a capacidade de transmissão de potência.

A impedância mútua (Z_m) depende da distância entre as fases. Quanto menor a distância entre elas, ou seja, quanto maior a compactação entre fases, maior será a impedância mútua. Portanto, a impedância Z_1 será também menor, pois Z_m tem sinal negativo na relação ($Z_1 = Z_p - Z_m$), aumentando assim a capacidade de transmissão de potência (REGIS JR, 2005).

3.3.1 Diminuição da Distância entre Fases (Compactação)

A compactação de uma linha de transmissão consiste em um projeto adequado da geometria do topo da torre, de modo a posicionar as fases o mais próximo possível entre si. Aqui, o conceito do SIL é utilizado como: o fluxo de potência ativa circulando na linha, para o qual o consumo de energia indutivo ao longo dos condutores é fornecido pela energia reativa capacitiva gerada pela própria linha (FERNANDES, ARAÚJO, *et al.*, 2008). Definido pelas Equações 3 e 12, o SIL reflete a interação entre os parâmetros de linha.

A primeira técnica utilizada que incrementa o SIL foi o desenho compacto da linha, que manteve a geometria usual do feixe, e aproximou as fases (ZOBEL, ROHLFS e FLUGUM, 1980), conseqüentemente, a compactação resulta em um aumento do acoplamento entre os condutores de fase, aumentando assim a impedância mútua (Z_m) e reduzindo a impedância de sequência positiva (Z_1), causando um aumento do SIL da LT. Essa tecnologia pode fornecer um aumento máximo de cerca de 20 a 25% em SIL.

A compactação máxima é limitada devido à coordenação da isolação em interfase, e gradientes mais altos de campo elétrico ocorrerão na superfície de alguns subcondutores, aumentando a atividade de efeito corona.

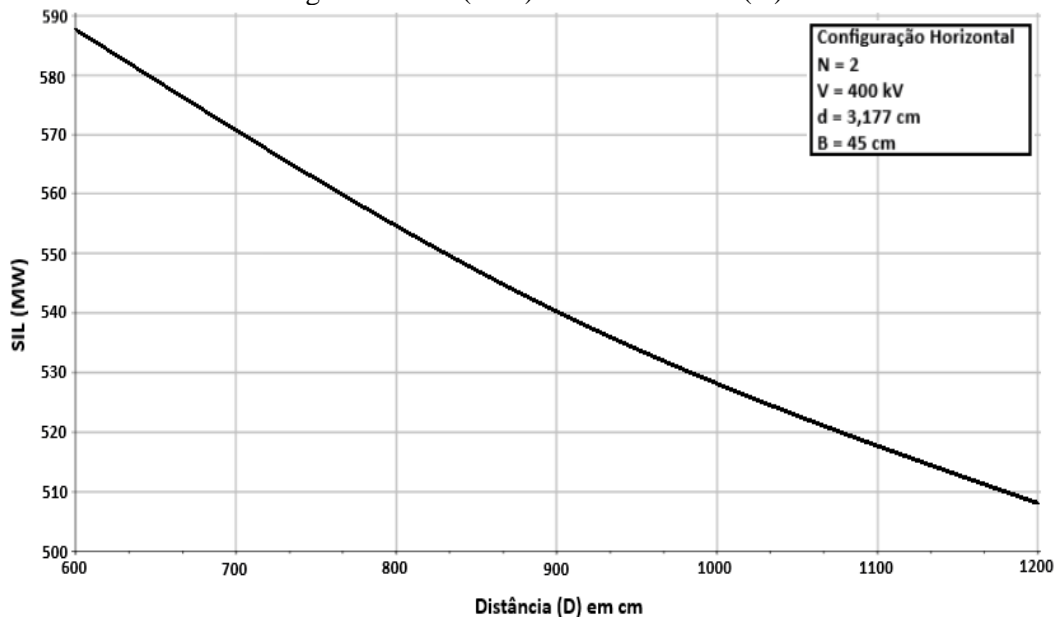
Em (PATEL e JAMNANI, 2015) foram feitos testes em uma linha de transmissão de 400kV, com dois condutores por fase, a uma distância de 45cm no feixe de condutores. Na Tabela 3 se mostra os resultados obtidos a diferentes distâncias entre fases, na Figura 7 mostra que ao diminuir a distância é obtido ganhos no aumento do SIL.

Tabela 3 – SIL (MW) versus Distância (m)

Distância (m)	L (mH/km)	XL (Ω /km)	C (nF/km)	ZC(Ω)	SIL (MW)
8	0,981	0,308	11,636	290,383	550,99
9	1,004	0,315	11,356	297,446	537,91
10	1,025	0,322	11,117	303,764	526,72
11	1,044	0,328	10,909	309,47	517,00
12	1,062	0,333	10,726	314,069	508,43

Fonte: PATEL e JAMNANI, (2015)

Figura 7 – SIL (MW) versus Distância (m)



Fonte: PATEL e JAMNANI, (2015)

3.3.2 Feixe Expandido

A técnica do Feixe Expandido (FEX) é uma simplificação da técnica HSIL que otimiza bitola do condutor, número e posição de subcondutores no feixe a partir de uma linha em feixe tradicional (com mais de um cabo) a aproximadamente meio metro uns dos outros. Adequa-se a geometria do feixe com ferragens concebidas de modo a diminuir a reatância com reflexos na capacitância e melhorando a impedância sem aumento da seção condutora. Essa técnica é altamente favorável às linhas longas (PESSOA NETO, RÉGIS JR, *et al.*, 1999).

Com base na teoria do HSIL, a técnica de Feixe Expandido (FEX) foi desenvolvida para aumentar o SIL da linha de transmissão por meio de um novo posicionamento dos subcondutores no feixe. Esse método é aplicável a novos projetos de linha e à recapacitação dos existentes. Por meio de um projeto apropriado, é possível utilizar as estruturas regulares existentes, com alterações apenas nas ferragens da linha. Uma característica importante do FEX é o baixo custo de alterar a geometria do feixe da linha de transmissão.

Esta técnica é menos complexa que o conceito original para HSIL e é mais fácil de estudar, testar e implementar. Os ganhos em aumento de potência natural chegam a 30% ou mais. Além disso, a relação custo-benefício é bastante atraente tanto para linhas novas quanto para linhas existentes. A técnica de FEX produz uma redução na impedância própria (Z_p) e conseqüentemente, o mesmo efeito na impedância de sequência positiva (Z_1), aumentando assim o SIL (REGIS JR, 2005).

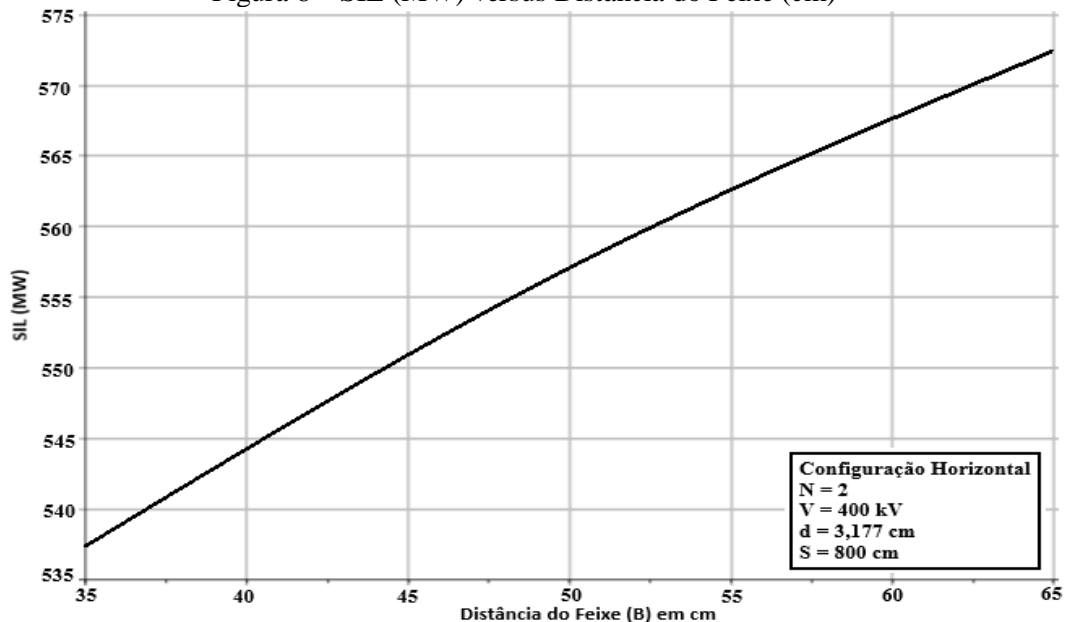
Em (PATEL e JAMNANI, 2015) foram feitos testes em uma linha de transmissão de 400kV, com dois condutores por fase, a distância entre fases foi fixada em 8m. Na Tabela 4 e na Figura 8 mostra que ao aumentar a distância no feixe (B) é obtido aumento do SIL.

Tabela 4 – SIL (MW) versus Distância do Feixe (cm)

B (cm)	L (mH/km)	XL (Ω/km)	C (nF/km)	ZC(Ω)	SIL (MW)
40	0,312	0,992	11,494	293,91	544,37
45	0,308	0,981	11,636	290,38	550,99
50	0,305	0,97	11,766	287,22	557,05
55	0,302	0,961	11,886	284,36	562,65
60	0,299	0,952	11,997	281,75	567,86

Fonte: PATEL e JAMNANI, (2015)

Figura 8 – SIL (MW) versus Distância do Feixe (cm)

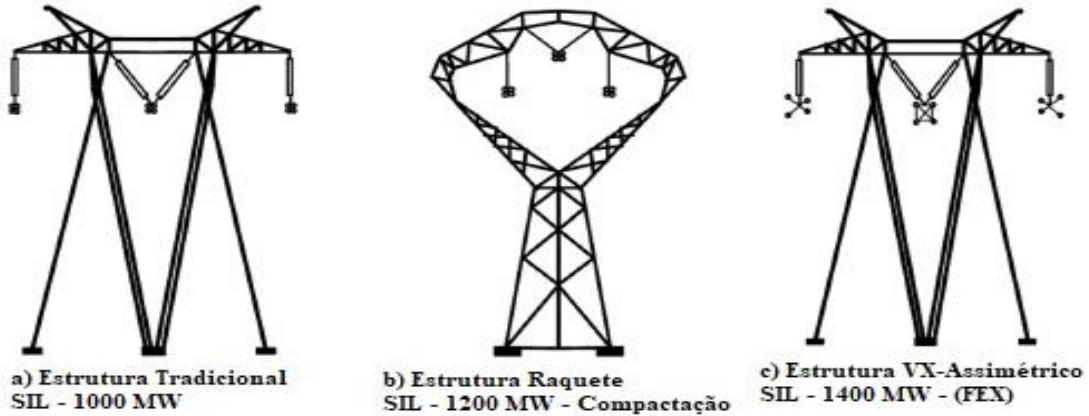


Fonte: PATEL e JAMNANI, (2015)

A técnica de FEX, pode ser implementada configurando o feixe de condutores de forma simétrica ou assimétrica, modificando a geometria e distância entre os condutores podem haver diferentes ganhos de potência do SIL.

Na Figura 9 mostramos diferentes torres de transmissão com uma tensão operativa de 500 kV e quatro condutores por fase, observa-se que a estrutura a) tem um SIL menor, em comparação dos sistemas b) e c). Além disso, é observado que o sistema utilizando a técnica de FEX c) obtém maior aumento do SIL com respeito à técnica de compactação.

Figura 9 – SIL aplicando diferentes técnicas



Fonte: REGIS JR, (2005)

3.3.3 Compactação entre Fases e Expansão do Feixe

Esta técnica consiste na junção de duas técnicas de aumento do SIL, compactação entre fases e feixe expandido respectivamente, com o objetivo de encontrar o melhor desempenho para a operação em regime permanente da linha de transmissão, ou identificar características diferenciais importantes para avaliação dos impactos de recapacitação da linha.

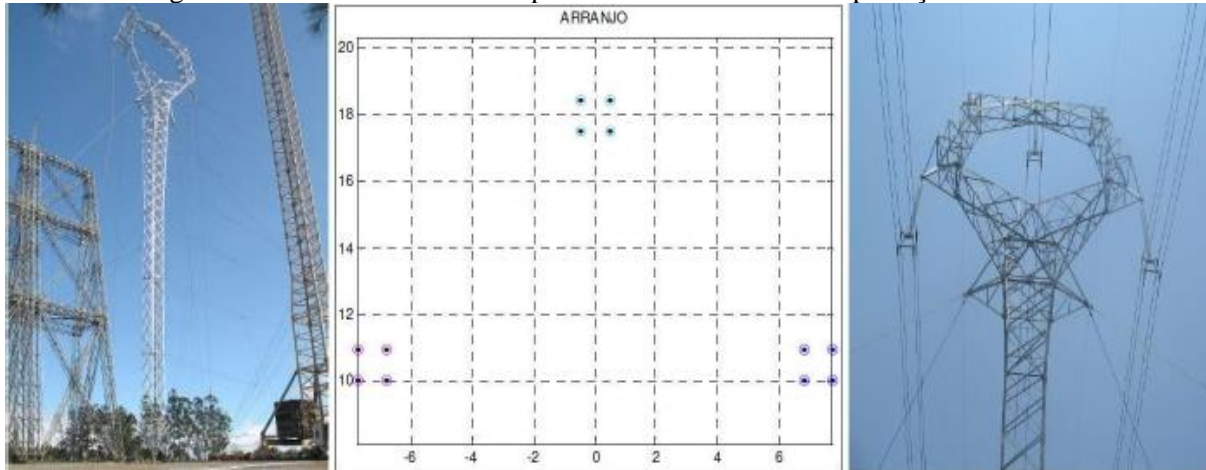
Na aplicação completa da solução de HSIL, o aumento do SIL é ainda maior através da atuação simultânea da compactação entre fases e expansão do feixe de subcondutores, o que leva a uma redução maior na impedância característica da linha.

Todas as técnicas elétricas e geométricas estão sujeitas a alterações. Os feixes de subcondutores podem assumir variadas configurações geométricas, podendo ser simétricas ou assimétricas.

Em (REGIS JR, DART e CRUZ, 2009) pode-se observar uma torre Monomastro aplicando os dois conceitos de compactação e FEX. No projeto se conseguiu uma pequena redução da distância entre as fases, as quais são dispostas em triângulo. Para complementar o ganho do SIL para 1200 MW, usou-se um feixe expandido na forma de quadrado com 0,90m de lado. Ou seja, nesta concepção, o ganho do SIL se deveu a uma combinação de uma pequena compactação (maior Z_m) e o uso de um feixe “semi-expandido” (menor Z_p).

É apresentada uma concepção de torre, com 4 subcondutores por fase, e seu respectivo gráfico do arranjo das fases e seus subcondutores que aplicam os conceitos completos de HSIL com compactação entre fases e expansão do feixe de subcondutores.

Figura 10 – Torre Monomastro aplicando o conceito de compactação e FEX



Fonte: REGIS JR, DART e CRUZ, (2009)

3.4 CÁLCULO DE CAMPOS ELETROMAGNÉTICOS

As linhas de transmissão aéreas e subestações geram campos elétricos e magnéticos, que são levados em consideração como parte das características gerais do projeto. A chegada e o uso crescente de linhas de alta tensão aumentam a importância relativa dos efeitos de campo, tais como tensões induzidas e correntes em corpos condutores. Isso, por sua vez, levou ao aumento da atividade nas seguintes áreas: as técnicas de cálculo e medição para campos elétricos e magnéticos; o cálculo e medição de correntes e tensões induzidas em objetos de diferentes formas para todas as tensões de linha e configurações de projeto; o cálculo e medição de correntes e tensões induzidas em pessoas como resultado de diferentes mecanismos de indução; e a investigação da sensibilidade das pessoas a diferentes efeitos dos campos.

3.4.1 Campo Elétrico

Os campos elétricos próximos a linhas de transmissão são calculados assumindo que não há carga livre no espaço. A terra é considerada um condutor perfeito porque o tempo necessário para que as cargas sejam redistribuídas na superfície terrestre sob a ação de uma mudança no campo aplicado é extremamente pequeno (0,1 a 100 nano segundos) comparado ao período da frequência da tensão da linha. A permissividade do ar é praticamente independente das condições meteorológicas e é igual à permissividade do espaço livre (PROJECT UHV, TECHNICAL RESOURCE OPERATION, *et al.*, 1982).

O campo elétrico é um campo vetorial de força de campo elétrico (E) definido por seus componentes espaciais ao longo de três eixos ortogonais. Para campos sinusoidais em estado estacionário, cada componente espacial é um fasor que pode ser expresso por um valor rms (V/m) e uma fase como em:

$$\vec{E} = e_x(t)\vec{u}_x + e_y(t)\vec{u}_y + e_z(t)\vec{u}_z \quad (13)$$

Onde \vec{u}_x , \vec{u}_y , \vec{u}_z , são os vetores unitários ao longo dos eixos (x, y, e z), e $e_x(t)$, $e_y(t)$, $e_z(t)$, são funções do tempo como se mostra na Equação 14.

$$e_x(t) = E_x \cos(\omega t + \phi_x) = E_{x,r} \cos \omega t + E_{x,i} \sin \omega t \quad (14)$$

Onde E_x é a magnitude e ϕ_x o ângulo de fase de $e_x(t)$, e $E_{x,r}$ e $E_{x,i}$ são as partes reais e imaginárias. Também é útil visualizar o vetor, \vec{E} , expresso pela Equação 13 como um vetor se movendo no espaço. Pode ser mostrado que esse vetor gira em um plano e descreve uma elipse. A intensidade máxima do campo ocorre ao longo do eixo principal da elipse. O comprimento do semi-eixo representa o valor de intensidade máxima do campo. Um quarto de período de tempo depois, o campo está na direção do eixo menor, e o comprimento do semi-eixo representa sua magnitude. O campo na direção perpendicular ao plano da elipse é zero.

As cargas Q , nos condutores são determinadas através das tensões, e pelos coeficientes de potencial de Maxwell, da matriz P .

$$[Q] = [P]^{-1}[V] \quad (15)$$

Uma vez que a Equação 15 é resolvida e as cargas em cada condutor são conhecidas, o campo elétrico em um ponto, N , de coordenadas (x e y) no espaço pode ser calculado. O campo devido à carga no condutor “a” e a sua imagem dentro da terra é:

$$\vec{E}_a = \vec{E}_{x,a}\vec{u}_x + \vec{E}_{y,a}\vec{u}_y \quad (16)$$

Onde \vec{u}_x e \vec{u}_y são os vetores unitários ao longo dos eixos horizontal e vertical, e E_x e E_y são dados pela Equação 17 e 18:

$$\vec{E}_{x,a} = \frac{(q_{ra} + jq_{ia})(x_N - x_a)}{2\pi\epsilon[(x_a - x_N)^2 + (y_a - y_N)^2]} - \frac{(q_{ra} + jq_{ia})(x_N + x_a)}{2\pi\epsilon[(x_a - x_N)^2 + (y_a + y_N)^2]} \quad (17)$$

$$\vec{E}_{y,a} = \frac{(q_{ra} + jq_{ia})(y_N - y_a)}{2\pi\epsilon[(x_a - x_N)^2 + (y_a - y_N)^2]} - \frac{(q_{ra} + jq_{ia})(y_N + y_a)}{2\pi\epsilon[(x_a - x_N)^2 + (y_a + y_N)^2]} \quad (18)$$

As componentes horizontais e verticais E_x e E_y do campo elétrico são calculados somando as contribuições dos condutores das fases a, b e c.

Cada um desses componentes é um fasor, expresso por partes reais e imaginárias, observa-se nas equações a seguir:

$$\vec{E}_x = \vec{E}_{rx} + j\vec{E}_{ix} \quad (19)$$

$$\vec{E}_y = \vec{E}_{ry} + j\vec{E}_{iy} \quad (20)$$

As Equações 19 e 20 descrevem completamente o campo elétrico. Em lugar de usar os componentes horizontal e vertical, o campo elétrico pode ser descrito pelo vetor da parte real e pelo vetor da parte imaginária:

$$\vec{E}_r = \vec{E}_{rx}\vec{u}_x + \vec{E}_{ry}\vec{u}_y \quad (21)$$

$$\vec{E}_i = \vec{E}_{ix}\vec{u}_x + \vec{E}_{iy}\vec{u}_y \quad (22)$$

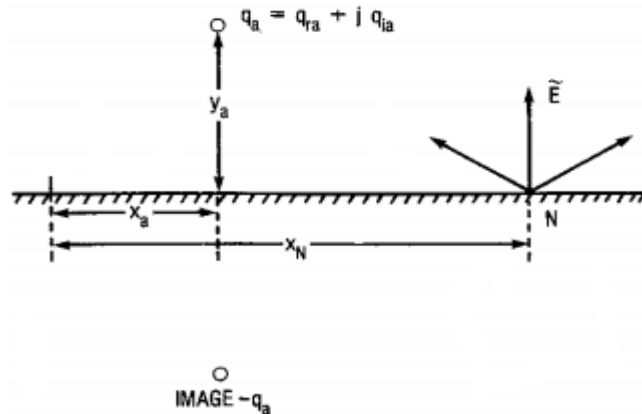
O cálculo do campo elétrico de uma linha de transmissão no nível do solo é uma simplificação considerável do método geral de cálculo de campo. De fato, o campo elétrico em um terreno horizontal e plano pode ser representado por um vetor vertical. O campo em um ponto, N, no solo devido à carga, q_a , no condutor “a” e à sua imagem, $-q_a$, no solo (observe-se na Figura 11) é calculado usando a Equação 18 com $y_N = 0$, temos:

$$\vec{E}_a = \frac{q_{ra}+q_{ia}}{2\pi\epsilon} \cdot \frac{2y_a}{(x_a-x_N)^2+y_a^2} \quad (23)$$

Onde q_{ra} e q_{ia} são as partes reais e imaginárias da carga no condutor “a”, calculadas com a Equação 15 e $(x_a - x_N)$ é a distância horizontal entre o condutor “a” e o ponto N, onde o campo é calculado. O campo total no ponto N é obtido somando as contribuições de todos os condutores das fases a, b e c, como se mostra na Equação 24.

$$\vec{E} = \vec{E}_a + \vec{E}_b + \vec{E}_c + \dots + \vec{E}_n \quad (24)$$

Figura 11 – Campo elétrico no solo causado por carga no condutor



Fonte: PROJECT UHV, TECHNICAL RESOURCE OPERATION, *et al.*, (1982)

Através da Equação 24 é expressado o fasor:

$$\vec{E} = E_r + jE_i \quad (25)$$

A magnitude do campo elétrico é dado por:

$$E = \sqrt{E_r^2 + E_i^2} \quad (26)$$

Se o cálculo do campo elétrico no solo for repetido em pontos diferentes em uma seção perpendicular à linha de transmissão, o perfil lateral do campo elétrico da linha de transmissão é obtido. A menos que especificado de outra forma, o perfil lateral é calculado na seção onde a linha tem a menor folga para o solo.

3.4.2 Campo Magnético

A densidade superficial de fluxo magnético ou indução magnética (B), em vez da intensidade do campo magnético ($H=B/\mu$), é usada para descrever o campo magnético gerado pelas correntes nos condutores das linhas de transmissão. Assim, a intensidade da indução provocada pelo campo magnético é definida como um campo vetorial de densidade superficial de fluxo magnético (B). As propriedades vetoriais de B são as mesmas descritas para o campo elétrico. As magnitudes dos componentes espaciais são expressas pelos seus valores efetivos. A unidade de B no Sistema Internacional (SI) é o tesla (T), que é um weber por metro quadrado (Wb/m^2) (PROJECT UHV, TECHNICAL RESOURCE OPERATION, *et al.*, 1982).

O campo magnético de linhas de transmissão é calculado usando uma análise bidimensional, assumindo linhas paralelas sobre uma terra plana. Usando o sistema de coordenadas descrito na Figura 12, onde o eixo, Z , é paralelo à linha, a intensidade do campo

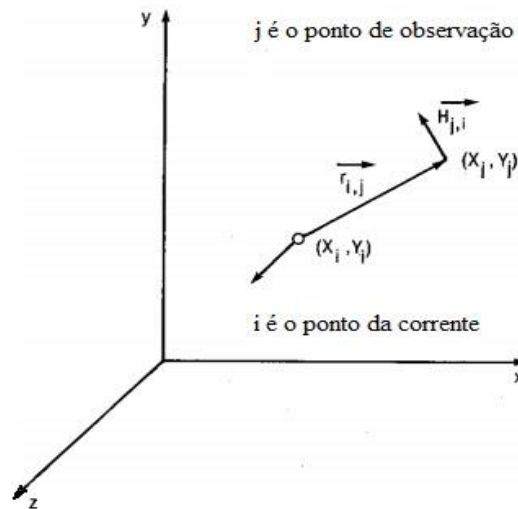
magnético, $H_{i,j}$, no ponto (x, y) a uma distância r_{ij} , de um condutor com corrente I , tem uma amplitude.

$$H_{i,j} = \frac{I_i}{2\pi \cdot r_{ij}} \quad (27)$$

Em notação vetorial:

$$\vec{H}_{i,j} = \frac{I_i \cdot r_{j,i}}{2\pi \cdot r_{ij}^2} = \frac{I_i}{2\pi \cdot r_{ij}} \vec{\phi}_{ij} \quad (28)$$

Figura 12 – Sistema de coordenadas para cálculo de campo magnético



Fonte: PROJECT UHV, TECHNICAL RESOURCE OPERATION, *et al.*, (1982)

Onde $\vec{\phi}_{ij}$ é o vetor unitário na direção do produto da corrente vetorial e o segmento vetorial r_{ij} . O vetor unitário é igual a:

$$\vec{\phi}_{ij} = \frac{y_i - y_j}{r_{ij}} \vec{u}_x + \frac{x_i - x_j}{r_{ij}} \vec{u}_y \quad (29)$$

Onde \vec{u}_x e \vec{u}_y são os vetores unitários na direção dos eixos horizontal e vertical, respectivamente. O campo magnético total é a soma de todas as contribuições das correntes de linha:

$$\vec{H}_j = \sum_i \frac{I_i}{2\pi \cdot r_{ij}} \vec{\phi}_{ij} \quad (30)$$

Na maioria dos casos práticos, o campo magnético na proximidade de linhas trifásicas balanceadas pode ser calculado considerando-se as correntes nos condutores e nos fios terra e desprezando as correntes de terra. O campo magnético é afetado pela presença das correntes de

retorno da terra, especialmente a grandes distâncias da linha. Essas correntes são distribuídas na terra para sistemas trifásicos balanceados, para os quais a corrente de retorno total da terra é zero. O retorno da terra é levado em consideração usando as equações de Carson's. O campo magnético produzido por cada condutor e seu retorno à terra é expresso por equação.

$$H_{ji} = \frac{I_i}{2\pi \cdot r_{ij}} \vec{\phi}_{ij} - \frac{I_i}{2\pi \cdot \gamma \cdot r'_{ij}} \left[1 + \frac{1}{3} \left(\frac{2}{\gamma \cdot r'_{ij}} \right)^4 \right] \vec{\phi}_{ij} \quad (31)$$

O resultado da Equação 31 é um valor complexo, indicando que o campo magnético, H, não está em fase com a corrente do condutor quando a resistividade da terra é levada em conta. Usando a equação, o campo magnético total no ponto (x, y) é obtido somando a contribuição das correntes em todos os condutores (i=1, n), incluindo os fios terra. O resultado da equação é um número complexo que pode ser caracterizado por seus componentes vetoriais ao longo dos eixos x e y:

$$H_x = H_{x,r} + jH_{x,i} \quad (32)$$

$$H_y = H_{y,r} + jH_{y,i} \quad (33)$$

Ou, o número pode ser descrito pelos vetores reais e imaginários:

$$\vec{H}_r = \vec{H}_{x,r} \vec{u}_x + \vec{H}_{y,r} \vec{u}_y \quad (34)$$

$$\vec{H}_i = \vec{H}_{x,i} \vec{u}_x + \vec{H}_{y,i} \vec{u}_y \quad (35)$$

A magnitude e a direção dos eixos da elipse do campo magnético podem ser calculadas usando um procedimento semelhante ao campo elétrico.

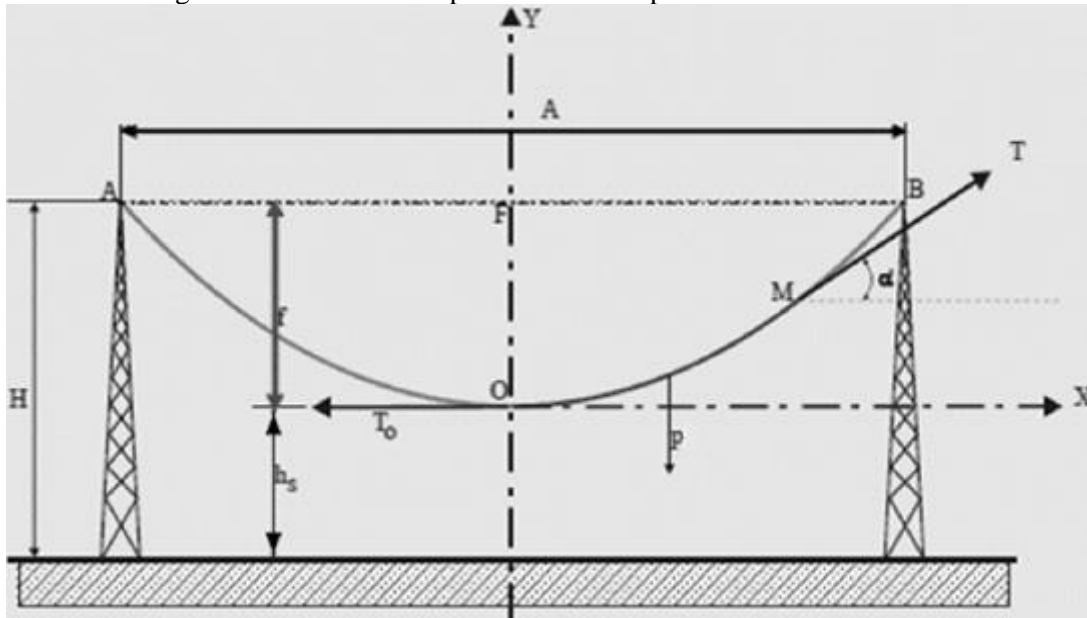
3.5 COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CONDUTORES

As linhas aéreas de transmissão são constituídas basicamente por duas partes distintas. Uma parte ativa representada pelos condutores, os quais servem de guias aos campos elétricos e magnéticos, responsáveis do transporte de energia elétrica; e uma parte passiva constituída pelos isoladores, ferragens e estruturas, que asseguram o afastamento dos condutores do solo e entre si. As linhas possuem outros elementos importantes tais como: os cabos pára-raios e o sistema de aterramento, ambos destinados a interceptar e descarregar ao solo as ondas de sobrecorrentes de origem atmosférica (FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, 1992).

Na Figura 13 está representado um sistema com dois suportes da mesma altura, considerando o terreno completamente plano. Observa-se um condutor suspenso em dois

suportes rígidos, A e B, separados entre si por uma distância A. Essa distância comumente recebe o nome de vão. Como os pontos A e B estão a uma mesma altura, a curva descrita pelo condutor será simétrica, e seu ponto mais baixo, o vértice O, encontra-se sobre um eixo a meia-distância entre A e B.

Figura 13 – Condutor suspenso em dois suportes da mesma altura



Fonte: FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, (1992)

Observando a Figura 13 tem-se que:

- A: vão [m];
- H: altura de suspensão [m];
- h_s : distância do vértice da curva do cabo ao solo [m];
- f: flecha [m];
- T_0 : tração no ponto O (meio do vão) [kgf];
- p: peso do cabo por unidade de comprimento [kgf/m].

Nas linhas de transmissão, as alturas de suspensão (H) dos condutores estão diretamente relacionadas com o valor das flechas e com as distâncias dos vértices das curvas ao solo (h_s). A flecha formada depende do vão, da temperatura e do valor da tração aplicada ao cabo nos pontos de fixação A e B.

A altura h_s , denominada altura de segurança, é estabelecida por normas, em função da classe de tensão da linha, do tipo de terrenos e dos objetos atravessados pelas linhas (FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, 1992).

Na Figura 13, para um sistema de coordenadas centrada em O, a função da catenária é:

$$y = \frac{T_0}{p} \left[\cosh \left(\frac{x}{T_0/p} \right) - 1 \right] \quad (36)$$

Designando $C_1 = T_0/p$, tem-se:

$$y = C_1 \left[\cosh \frac{x}{C_1} - 1 \right] \quad (37)$$

A flecha pode ser calculada admitindo uma parábola como a função que define o eixo do cabo ou tomando-se a forma de uma catenária, que seria a melhor aproximação. Na Equação 38 se mostra a fórmula para o cálculo da flecha, adotando a expressão da catenária da Equação 37, e considerando $x = A/2$ e $y = f$, obtemos:

$$f = C_1 \left[\cosh \frac{A}{2C_1} - 1 \right] \quad (38)$$

Para a parábola usando o mesmo raciocínio, temos:

$$f = \frac{pA^2}{8T_0} \quad (39)$$

O comprimento do cabo L (m), pode ser calculado pela equação a seguir:

$$L = A + \frac{8f^2}{3A} \quad (40)$$

Para realizar cálculos de parâmetros elétricos em uma linha de transmissão é necessário conhecer a altura do condutor, no entanto, devido que o condutor no possui uma altura constante em cada vão, pode-se considerar o uso de uma altura média no cálculo dos parâmetros elétricos. Na Figura 14 se mostra um vão nivelado, onde h_m representa a altura média no vão, a qual é definida através da seguinte equação (FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, 1992):

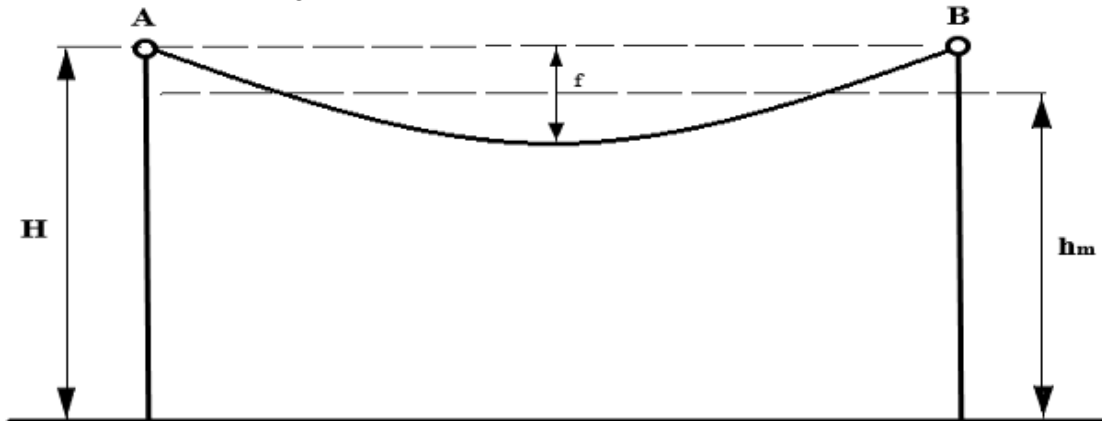
$$h_m = H - \frac{2}{3} \cdot f \quad (41)$$

Nesta pesquisa é proposta uma técnica de recapacitação através da adição de um condutor formando subvãos ao longo da linha de transmissão, na Figura 28 pode-se observar um esquema. Para este sistema pode ser calculada a altura média no subvão, através da equação a seguir:

$$h_{msv} = H - \frac{2}{3} \cdot f - \frac{2}{3} \cdot f_{sv} \quad (42)$$

Onde h_{msv} representa a altura média no subvão e f_{sv} define a flecha do subvão. A distância média entre condutores que forma o subvão seria $\frac{2}{3} \cdot f_{sv}$.

Figura 14 – Altura média em um vão nivelado



Fonte: FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, (1992)

As equações obtidas foram assumindo um vão nivelado, na realidade é difícil encontrar vãos nesta condição, por enquanto, é necessário fazer a análise para cálculo do comportamento mecânico considerando vãos desnivelados. Em (FUCHS, ALMEIDA, *et al.*, 1992), se mostra os cálculos feitos para a análise mecânico considerando um vão desnivelado. Além disso são introduzidos outros conceitos importantes a tomar em consideração na análise mecânico de linhas aéreas de transmissão.

3.6 MODELO DE AMPACIDADE

O modelo de ampacidade (IEEE_STD-738, 2006), propõe um método para o cálculo da corrente que flui pelo condutor, a qual está relacionada com a temperatura do condutor, além da incidência de fatores climáticos-ambientais para a determinação da corrente máxima que pode suportar a linha de transmissão. O método oferece uma solução para o cálculo da relação de corrente-temperatura para condutores aéreos nus.

A temperatura da superfície do condutor depende de vários fatores, entre os mais importantes estão:

- propriedades do material do condutor;
- diâmetro do condutor;
- condições da superfície do condutor;
- condições ambientais;
- corrente elétrica.

A ampacidade de uma linha de transmissão depende dos parâmetros meteorológicos da região em que está instalada, da temperatura máxima permitida, da condição da superfície e das propriedades dos materiais de que o condutor é feito. Se os parâmetros atmosféricos que influenciam o estado térmico de um condutor puderem ser considerados constantes por um período determinado de tempo com uma carga elétrica constante, a temperatura do condutor não varia muito. Nesta situação o calor absorvido pelo condutor é equilibrado pelo calor dissipado pelo mesmo, essa condição térmica é definida como regime permanente (WORKING GROUP, 1992). A equação de equilíbrio térmico é definida pela seguinte equação:

$$Q_J + Q_M + Q_S + Q_{COR} = Q_C + Q_R + Q_E \quad (43)$$

Onde:

- Q_J calor ganho devido ao efeito Joule [W/m];
- Q_M calor ganho devido ao efeito magnético [W/m];
- Q_S calor ganho devido ao aquecimento solar [W/m];
- Q_{COR} calor ganho devido ao efeito corona [W/m];
- Q_C calor dissipado por convecção [W/m];
- Q_R calor dissipado por radiação [W/m];
- Q_E calor dissipado por evaporação [W/m].

As equações mostradas no modelo (IEEE_STD-738, 2006) eliminam o ganho de calor por efeitos magnéticos, as perdas por efeito corona e perdas de calor por evaporação. Isso ocorre porque os valores das perdas não são significativos em comparação com os outros valores da equação. Somente as equações em regime permanente serão apresentadas, embora o padrão também fornece o modelo para o regime transitório.

No regime permanente a equação de balanço de calor e a corrente correspondente no condutor para uma temperatura T_C são:

$$Q_C + Q_R = Q_S + I^2 R_{T_C} \quad (44)$$

$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{T_C}}} \quad (45)$$

Esta última equação considera que as perdas de calor por convecção e radiação não são linearmente dependentes da temperatura do condutor, de modo a resolver a equação é feito uso de um processo iterativo. Uma corrente e uma temperatura são supor no condutor, a seguir as

perdas do calor são calculadas e com esta a corrente que permite está temperatura (partindo da Equação 45). Comparando a corrente dada à calculada, a temperatura do condutor é aumentada ou diminuída até que ambas correntes sejam iguais.

Embora esta relação é válida para qualquer temperatura e qualquer tipo de condição meteorológica, geralmente os seguintes valores são usados para calcular a capacidade térmica em regime permanente do condutor:

- temperatura máxima admissível: entre 75°C e 150°C;
- condições meteorológicas conservadoras:
 - velocidade do vento (V_w): entre 0,6 m/s e 1,2 m/s;
 - temperatura ambiente (T_a): entre 30°C e 45°C.

Nas subseções seguintes se mostra como é feito o calculado das diferentes perdas segundo a Equação 44.

3.6.1 Perdas por Convecção

As perdas por convecção forçada são consideradas sob a ação do vento, que se torna o único elemento que funciona como um refrigerante natural para a linha de transmissão. A norma fornece duas equações que são ajustadas a diferentes condições que surgem no ambiente. A Equação 46 é utilizada para perdas por convecção a uma velocidade do vento baixa, inferior a 50 km/h, a Equação 47 é para calcular as perdas a uma alta velocidade do vento, superior a 50 km/h (IEEE_STD-738, 2006).

$$Q_{C1} = \left[1,01 + 0,0372 \left(\frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f \cdot k_{angle} (T_c - T_a) \quad (46)$$

$$Q_{C2} = \left[0,0119 \left(\frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f \cdot k_{angle} (T_c - T_a) \quad (47)$$

Onde:

- Q_{C1} , Q_{C2} = perdas por convecção forçada [W/m];
- D = diâmetro do condutor da linha de transmissão [m];
- k_f = coeficiente de condutividade térmica do ar a temperatura [W/m°C];
- k_{angle} = fator de direção do vento;
- ρ_f = densidade do ar [kg/m³];
- μ_f = viscosidade dinâmica do ar [lb/ft-hr].

Com velocidade zero do vento, ocorre a convecção natural, na Equação 48 se mostra.

$$Q_{cn} = 0,0205 \cdot \rho_f^{0,5} \cdot D^{0,75} \cdot (T_c - T_a)^{1,25} \quad (48)$$

Para a convecção forçada e natural, a densidade do ar, a viscosidade do ar e o coeficiente de condutividade térmica do ar podem ser obtidos através das tabelas na norma (IEEE_STD-738, 2006), mas primeiro deve-se calcular o valor de T_f através da Equação 49.

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (49)$$

3.6.2 Perdas por Radiação

As perdas por radiação envolvem a quantidade de radiação solar que é dissipada pela linha de transmissão, isso depende das condições ambientais onde a linha foi inserida. Por exemplo uma linha de transmissão que foi instalada há vários anos terá um grau diferente de dissipação em comparação de uma linha nova, isso é devido a várias condições, entre elas o grau de contaminação ao qual a linha de transmissão está sujeita. A Equação 50 mostra as perdas de calor por radiação.

$$Q_R = 0,0178 \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (50)$$

3.6.3 Ganho de Calor por Radiação Solar

É um dos parâmetros que atuam criando um aquecimento externo no condutor, o que reduz a capacidade de transmissão da linha de transmissão. A contribuição da radiação solar considera o ganho de calor que por efeito dos raios solares que atingem a superfície atuam sobre a linha.

Existem várias considerações para determinar o ganho de calor, uma vez que a radiação solar não é uma constante, pois depende de vários fatores, como condições de nebulosidade, hora e dia, o valor desse ganho é alterado, resultando em uma maior ou menor capacidade de condução da linha de transmissão.

Sendo um dado que pode ser medido, pode-se optar pelo uso de medidores de radiação solar ao longo da linha para obter dados mais precisos, outra opção de calcular o ganho pela radiação solar é através da Equação 51.

$$Q_S = \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) \cdot A' \quad (51)$$

Onde:

- Q_{se} = fator de correção para Q_S ;
- α = absorção solar;
- θ = ângulo efetivo de incidência dos raios solares;
- A' = área projetada do condutor por unidade de comprimento [ft²/ft].

A Equação 52 determina o ângulo com que incidem os raios solares sobre os condutores da linha de transmissão.

$$\theta = \arccos[\cos(H_C) \cdot \cos(Z_C - Z_l)] \quad (52)$$

Onde:

- H_C = altitude do sol [graus];
- Z_C = azimute solar [graus];
- Z_l = azimute da linha de transmissão [graus].

3.6.4 Ganho por Efeito Joule

A resistência elétrica de um condutor de uma linha aérea de transmissão varia, isso depende da seção transversal do condutor, da frequência da corrente e da temperatura. Com uma frequência de 60 Hz, e a temperaturas de 25°C e 75°C, em (ALUMINUM_ASSOCIATION, 1982) e (SOUTHWIRE_COMPANY, 2007) se mostram as tabelas necessárias para obter a resistência a 60 Hz, para diferentes bitolas de condutores elétricos nus. Os fabricantes normalmente fornecem esses valores de resistência para seus condutores. Nesta norma, a resistência elétrica é ajustada linearmente para a temperatura de superfície do condutor. Supõe-se que os valores de resistência das tabelas representam o efeito pelicular e a magnitude da corrente. Por exemplo, a resistência do condutor a uma temperatura elevada T_2 e a baixa temperatura T_1 pode ser tirada dos valores das tabelas das referências acima mencionadas ou pode ser fornecida pelo fabricante do condutor. A resistência do condutor em qualquer outra temperatura, T_c , é encontrada por interpolação linear de acordo com a Equação 53, a Equação 54 mostra como se obtém as perdas pelo efeito Joule.

$$R_{T_c} = \left(\frac{R_{T_2} - R_{T_1}}{T_2 - T_1} \right) (T_c - T_1) + R_{T_1} \quad (53)$$

$$Q_J = I^2 \cdot R_{T_c} \quad (54)$$

Onde:

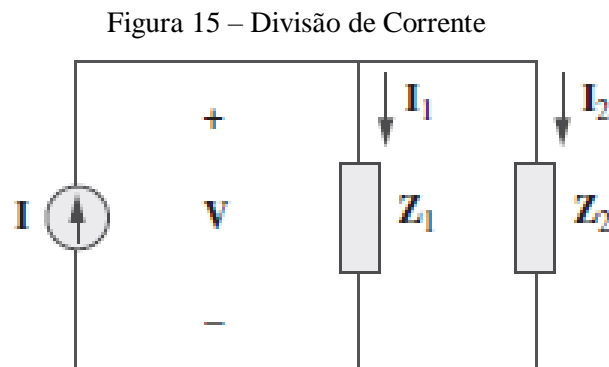
- R_{T_c} Resistência ca do condutor a temperatura T_c [Ω/km];
- R_{T_1} Resistência ca do condutor a temperatura T_1 [Ω/km];
- R_{T_2} Resistência ca do condutor a temperatura T_2 [Ω/km];
- T_c Temperatura do condutor [$^{\circ}\text{C}$];
- T_1 Temperatura mínima do condutor [$^{\circ}\text{C}$];
- T_2 Temperatura máxima do condutor [$^{\circ}\text{C}$].

Além do modelo de ampacidade IEEE 738-2006 existem outros modelos aplicados ao estudo de condutores elétricos de linhas de transmissão em estado permanente: (HOUSE e TUTTLE, 1958), Morgan e CIGRÉ. Estudos comparativos entre esses modelos apontaram que o mais recomendável é o IEEE 738-2006, principalmente para aplicações em condutores especiais (SILVA e BEZERRA, 2012).

3.7 CÁLCULO DE CORRENTE DEVIDO À INCORPORAÇÃO DE UM CONDUTOR

Nesta pesquisa é apresentado um projeto de linha de transmissão a qual está formada por um condutor Flint por fase, neste projeto foi proposta uma tecnologia de recapacitação que consiste na adição de mais um condutor por fase. Devido à adição do condutor ocorre uma divisão de corrente, nesta subseção é mostrada a abordagem realizada para o cálculo.

Na Figura 15 se mostra um circuito elétrico com duas impedâncias em paralelo, as quais estão representando as impedâncias dos dois condutores, de uma mesma fase. Observa-se que a corrente I , se divide nas correntes de I_1 e I_2 .



Fonte: ALEXANDER e SADIKU, (2013)

Na Equação 55 é mostrado que:

$$I = I_1 + I_2 \quad (55)$$

A impedância equivalente, é calculada através da seguinte equação:

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (56)$$

Para calcular as correntes I_1 e I_2 é necessário aplicar o princípio de divisor de corrente, nas equações a seguir se mostra (ALEXANDER e SADIKU, 2013):

$$I_1 = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \cdot I \quad (57)$$

$$I_2 = \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2} \cdot I \quad (58)$$

O uso das Equações 57 e 58 é o ponto de partida para calcular posteriormente a temperatura em ambos condutores, através da implementação do modelo de ampacidade IEEE 738-2006 visto na seção 3.6.

3.8 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a fundamentação teórica necessária para a realização desta pesquisa. Foi mostrado como calcular a potência natural de uma linha de transmissão, partindo do cálculo da impedância natural da linha. Foi descrito o procedimento usualmente aplicado para o cálculo das matrizes de impedâncias da LT. Também, foram mostradas diferentes técnicas implementadas na atualidade para aumento do SIL da LT.

As técnicas de recapacitação implementando o conceito de LPNE, através das quais são obtidos ganhos no SIL, se mostraram eficientes. Ao implementar a tecnologia LPNE em uma linha de transmissão, é obtido um acréscimo nos efeitos devidos aos campos eletromagnéticos. Além disso, foram apresentados neste capítulo os conceitos de campo elétrico e campo magnético que surgem nas linhas de transmissão.

Além disso, os conceitos básicos necessários para o estudo do comportamento mecânico dos condutores nas torres são apresentados neste capítulo. Sabemos que, a linha de transmissão está formada por torres de diferentes alturas, devido a isso, foi mostrado como realizar o cálculo da altura média dos condutores h_m , necessária para o cálculo dos parâmetros elétricos da LT.

Foi descrito o procedimento implementado nesta pesquisa para o cálculo da corrente, devido à inserção de um condutor adicional por fase; para isso foi aplicado o princípio de divisor de corrente. Através das correntes calculadas nos condutores, pode ser implementado o modelo de ampacidade do IEEE 738-2006, para o cálculo da temperatura dos condutores.

4 MATERIAS E MÉTODOS

Neste capítulo são mostradas as tecnologias de condutores elétricos a se utilizar no desenvolvimento da proposta de recapacitação. Além disso, são mostradas as características elétricas, térmicas e mecânicas dos condutores selecionados, para uso nos estudos de caso do Capítulo 5. Finalmente se mostram os softwares utilizados ao longo desta pesquisa, os quais foram necessários para fazer os cálculos elétricos, térmicos e mecânicos da linha de transmissão considerada no caso de estudo do Capítulo 5.

4.1 CONDUTORES

Os condutores utilizados para desenvolvimento da proposta são cabos tradicionais, utilizados há muito tempo pelas empresas do setor elétrico na construção de projetos de linhas de transmissão. Foram selecionados por ser condutores leves, devido que, para implementar a proposta é necessário adicionar um condutor que acrescente pouco peso na estrutura. São mostrados em seguida as características e composição das tecnologias de condutores.

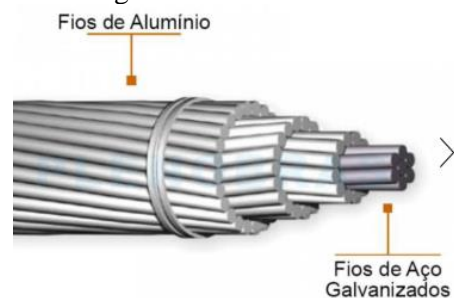
- CA (Cabo de Alumínio 1350): Conductor formado exclusivamente de fios de alumínio liga 1350 com dureza H19, utilizado em vãos pequenos, pois suas flechas são grandes com o aumento do vão e da temperatura, normalmente utilizado em linhas urbanas e subestações. O cabo tem uma condutividade elétrica de 61,2% IACS. Denominados por nome de flores no Idioma Inglês, na Figura 16 ilustra o condutor;
- CAA (Cabo de Alumínio 1350 com Alma de Aço): Conductor formado por uma alma de aço e coroas de fios de alumínio liga 1350 com dureza H19. O aço dá sustentabilidade mecânica e é recoberto com zinco para proteção a corrosão. A coroa de alumínio externa é também recoberta de zinco (galvanizados a quente). O cabo tem uma condutividade elétrica de 61,2% IACS. Denominados por nome de pássaros no Idioma Inglês, a Figura 17 ilustra um exemplo do cabo;

Figura 16 – Cabo CA



Fonte: NEXANS, (2008)

Figura 17 – Cabo CAA



Fonte: NEXANS, (2008)

- CAL 6201 (Cabo de Alumínio liga 6201): Condutor formado por uma liga 6201, basicamente este material é uma liga com adição de Magnésio e Silício, proporcionando aproximadamente o dobro da resistência mecânica, comparativamente ao alumínio 1350 H-19, utilizado em cabos CAA. A condutividade da liga de Al 6201 é de 52,5% IACS, menor que a condutividade da liga de Al 1350. Esta desvantagem pode ser revertida quando se compara o condutor completo. Por não necessitarem da alma de aço, os condutores com liga de Al 6201 podem ser até 25% mais leves, permitindo utilizar as mesmas flechas que os CAA, mais a uma tensão mecânica muito baixa, resultando consequentemente numa fluência menor ao longo dos anos. Devido ao custo deste cabo ter barateado bastante, este é o cabo atualmente mais utilizado na concepção de novas linhas de transmissão. O mesmo é utilizado em substituição de grandes vãos para diminuição de flecha em recapitações e evitando ao máximo a construção de novas estruturas (WIEDMER, DE SOUZA JR, *et al.*, 2007). Este cabo é ilustrado a seguir:

Figura 18 – Cabo CAL



Fonte: GENERAL CABLE, (2016)

Na tabela a seguir são registras as características elétricas e mecânicas dos 3 condutores a se analisar.

Tabela 5 – Características de cabos CA, CAA e CAL

Características do Condutor	Oxlip CA	Pigeon CAA	Alliance CAL
Bitola [MCM ou kcmil]	4/0	3/0	246,9
Seção [mm ²]	107,26	99,17	125,09
Diâmetro [mm]	13,25	12,74	14,31
Peso [kg/km]	295,7	343,4	343,2
Tração de ruptura [daN]	1703	2944,72	3807,68
Resistência a 25°C [Ω/km]	0,2738	0,336	0,2728
Resistência a 75°C [Ω/km]	0,3281	0,4734	0,3194
Reatância XL [Ω/km]	0,4025	0,4012	0,3967
Módulo de elasticidade final [kgf/mm ²]	6117	8156	6679
Coefficiente de dilatação térmica [°C ⁻¹]	23x10 ⁻⁶	19,1x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶

Fonte: O Autor (2019)

4.2 PLS-CADD

O PLS-CADD (Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting) é um aplicativo computacional, o qual foi desenvolvido pela Powerline, em 1984, com o intuito de dar suporte às atividades de projeto e locação de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica (PLS-CADD, 2018).

O processo de locação de estruturas em uma linha de transmissão representa um item fundamental em um projeto de uma linha de transmissão. É nesta etapa que todos os aspectos de segurança preconizados por norma devem ser criteriosamente incorporados. Por outro lado, a implementação dessa etapa representa um trabalho complexo que incorpora a necessidade da aplicação deste software especializado, de tal forma a assegurar que todos os detalhes que envolvem essa atividade sejam efetivamente considerados.

Pode-se dividir a estrutura do software nas seguintes áreas e sub-áreas (PLS-CADD, 2018):

- Banco de dados:
 - de terreno;
 - de critérios de projeto;
 - de componentes (estruturas, cabos, isoladores, etc).
- Cálculos de engenharia:
 - cálculo da capacidade térmica de cabos (IEEE 738-2006);
 - cálculo de campos elétricos e indução magnética (EPRI Red Book);
 - plotação manual e automática das estruturas;
 - cálculo mecânico dos cabos;
 - carregamento nas estruturas;
 - verificação das estruturas;
 - otimização da plotação.
- Geração de relatórios:
 - desenhos de planta e perfil;
 - tabelas de locação;
 - lista de materiais;
 - alturas cabo-solo.

Neste trabalho o PLS-CADD foi utilizado para; cálculo da capacidade térmica de cabos, através do modelo de ampacidade (IEEE_STD-738, 2006); cálculo dos campos

eletromagnéticos, verificando-se os níveis de exposição devidos aos campos elétricos e magnéticos na faixa de servidão, de tal forma a se evitar que os limites permitidos pela (ANEEL, 2010) fossem ultrapassados. Foi utilizado, também, para avaliar as alturas cabo-solo ao longo do tramo de linha de transmissão estudado, devidamente balizadas pelas diretrizes estabelecidas na Norma NBR 5422 (ABNT, 1985).

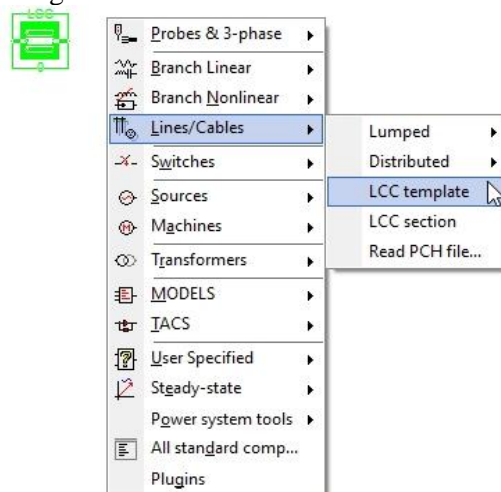
4.3 ATPDRAW

O ATP (Alternative Transients Program) é um programa para simulação de sistemas elétricos, focado na simulação de transitórios eletromagnéticos em redes de sistemas polifásicos.

Com o programa ATPDraw o usuário pode construir um circuito elétrico, selecionando modelos pré-definidos de componentes para os principais elementos de uma rede elétrica. O ATPDraw cria automaticamente o arquivo de entrada correspondente do ATP, em formato texto. Podem ser construídos circuitos monofásicos e trifásicos. Além disso, um circuito trifásico complexo pode ser construído a partir do seu diagrama unifilar, proporcionando uma facilidade adicional para o usuário que não necessita montar um circuito fase a fase (ATPDRAW, 2019).

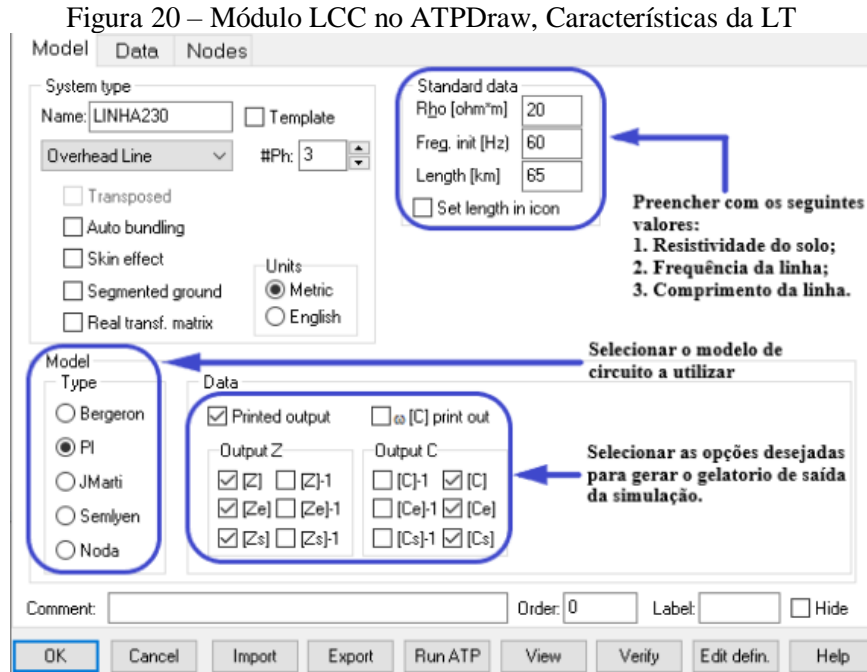
Na Figura 19 mostra o módulo LCC (Line Constants Cable), é um módulo que permite a obtenção dos parâmetros das linhas de transmissão. Basicamente é um programa que facilita a criação do arquivo de dados para o processamento da rotina LCC do ATP. É um módulo executável, que uma vez acionado abre janelas para a entrada dos dados necessários ao processamento da rotina LCC.

Figura 19 – Módulo LCC no ATPDraw



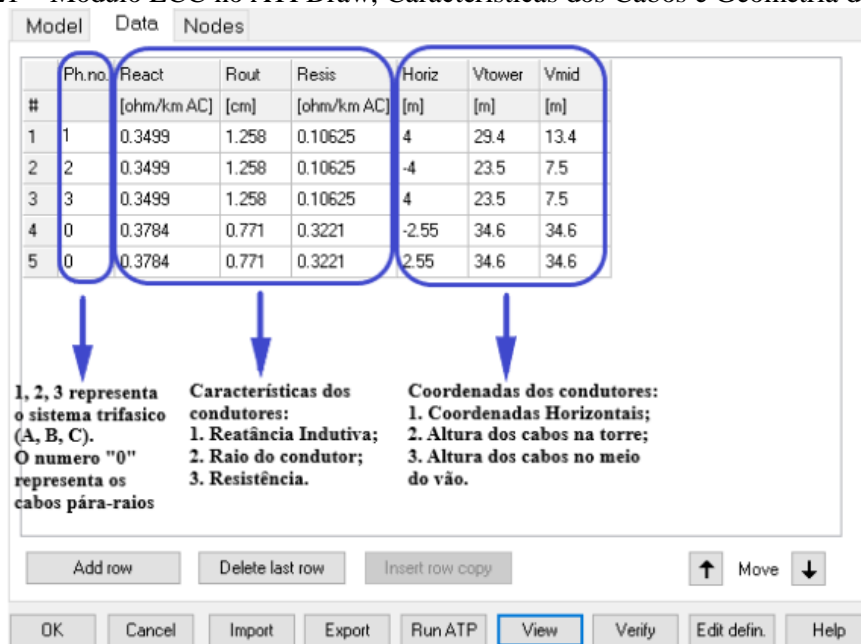
Fonte: O Autor (2019)

Através da rotina LCC são informadas a configuração geométrica das torres e as características físicas dos cabos elétricos e dados sobre resistividade do solo, frequência na qual os parâmetros devem ser calculados, tipo de modelo requerido pelo usuário para a linha de transmissão e saída de dados estipulada pelo usuário, observa-se na Figura 20 e na Figura 21.



Fonte: O Autor (2019)

Figura 21 – Módulo LCC no ATPDraw, Características dos Cabos e Geometria da Torre



Fonte: O Autor (2019)

Depois de preencher os dados desejados, deve-se processar a rotina LCC, a qual gera um arquivo de texto com os resultados dos parâmetros elétricos necessários para o desenvolvimento desta pesquisa. Através dos parâmetros obtidos é possível calcular a corrente nos condutores, assim como também a potência natural da linha de transmissão.

4.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas as tecnologias de condutores elétricos implementadas nesta pesquisa. São mostrados os condutores devidamente selecionados para desenvolvimento deste trabalho, os quais tem características semelhantes (seção, diâmetro, peso, resistência, entre outras). Através dos condutores selecionados foram realizadas diferentes provas, aplicando o modelo de recapitação proposto no Capítulo 5, com o objetivo de verificar qual condutor entregava os melhores resultados.

Foi mostrado o software PLS-CADD, o qual é de importância para simulações de linhas de transmissão. Através do software nesta pesquisa, foram analisadas as alturas dos condutores para verificar que a linha de transmissão estivesse de acordo com a norma NBR-5422. Além disso, foram analisados os campos eletromagnéticos na linha de transmissão, como o foco de verificar que não fossem ultrapassados os limites à exposição humana, de acordo com a Resolução Normativa nº 398/2010 da ANEEL. Finalmente foi implementado o software para verificar as mudanças de temperatura nos condutores, devido à inserção de um condutor adicional por fase.

Foi mostrado o software ATPDraw, o qual é um programa para simulação de sistemas elétricos, focado na simulação de transitórios eletromagnéticos em redes de sistemas polifásicos. O software possui o módulo LCC, no qual são inseridas as características da linha de transmissão; tipo de circuito, frequência, comprimento da LT, resistividade do solo, condutores e a geometria da torre. O módulo gera na saída um relatório, nele estão todos os parâmetros elétricos da linha de transmissão (matriz de impedâncias, impedância característica de sequência positiva) necessários para desenvolvimento desta pesquisa.

5 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso foi direcionado à linha de transmissão de 230 kV Morro do Chapéu / Irecê localizado no estado da Bahia, Região Nordeste do Brasil, a linha tem um comprimento de 65 km; foi construída com um cabo condutor Flint CAL por fase. O projeto foi desenvolvido com base nas premissas, características e requisitos exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ANEXO 6B do Edital de Leilão nº 001/20101.

Para obter a corrente e temperatura do projeto foram adotados os seguintes parâmetros nos cálculos, em consonância com a recomendação do Edital nº 001/20101 da CHESF:

- temperatura ambiente (máxima média da região): 30°C;
- atmosfera limpa;
- brisa – 1 m/s;
- radiação solar máxima: 1200 W/m²;
- coeficiente de absorção: 0,78;
- coeficiente de emissividade: 0,77.

A Tabela 6 mostra o valor de corrente e da temperatura para a condição de longa duração. Esta condição corresponde ao valor da corrente de projeto, obtido a partir da temperatura de projeto da referida linha, em conformidade com a norma NBR-5422, por meio da aplicação do modelo de cálculo de capacidade de linhas de transmissão com tensão de 69kV até 750kV, descrito na nota técnica (ANEEL, 2004).

Tabela 6 – Corrente e Temperatura para condição de Longa Duração

Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
631	59

Fonte: O Autor (2019)

A Tabela 7 mostra o valor de corrente e da temperatura para a condição de curta duração. Esta condição corresponde às condições de emergência ou de sobrecarga estabelecidas na norma técnica NBR-5422, e será obtida a partir do produto da Capacidade Operativa de Longa Duração pelo fator correspondente à temperatura de projeto da linha, estabelecido conforme metodologia descrita na nota técnica (ANEEL, 2004).

Tabela 7 – Corrente e Temperatura para condição de Curta Duração

Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
795	71

Fonte: O Autor (2019)

A Tabela 8 mostra as características elétricas e mecânicas do condutor utilizado na linha de transmissão.

Tabela 8 – Características Elétricas e Mecânicas do condutor Flint

Características do Condutor	CAL Flint
Bitola [MCM ou kcmil]	740,8
Seção [mm ²]	375,4
Diâmetro [mm]	25,16
Peso [kg/km]	1029,9
Tração de ruptura [kgf]	10853,7
Resistência a 25°C [Ω /km]	0,09196
Resistência a 75°C [Ω /km]	0,1075
Reatância XL [Ω /km]	0,3499
Módulo de elasticidade final [daN/mm ²]	6550
Coefficiente de dilatação térmica [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]	23×10^{-6}

Fonte: O Autor (2019)

Para efeito dos cálculos elétricos foi necessário definir uma configuração ou geometria típica da condição de operação futura. A torre predominante, considerada como típica para os cálculos foi a MS1m. Considerando o condutor estabelecido, e a temperatura do condutor em condição de curta duração 71°C, foi elaborado o cálculo, através do programa computacional ATPDraw, dos parâmetros elétricos da linha. Os parâmetros encontrados se mostram na tabela a seguir:

Tabela 9 – Parâmetros de Sequência Zero e Sequência Positiva

R_0 (Ω)	X_0 (Ω /km)	Z_0 (Ω /km)	R_1 (Ω /km)	X_1 (Ω /km)	Z_{C+} (Ω)
0,24329	1,134	745,13	0,1064	0,504	395,37

Fonte: O Autor (2019)

Aplicando a Equação 3, pode-se calcular o SIL da linha de transmissão, para isso usamos a impedância característica de sequência positiva Z_{C+} , e uma tensão operativa de 230 kV, logo temos que a linha de transmissão tem um SIL de 127,8 MW.

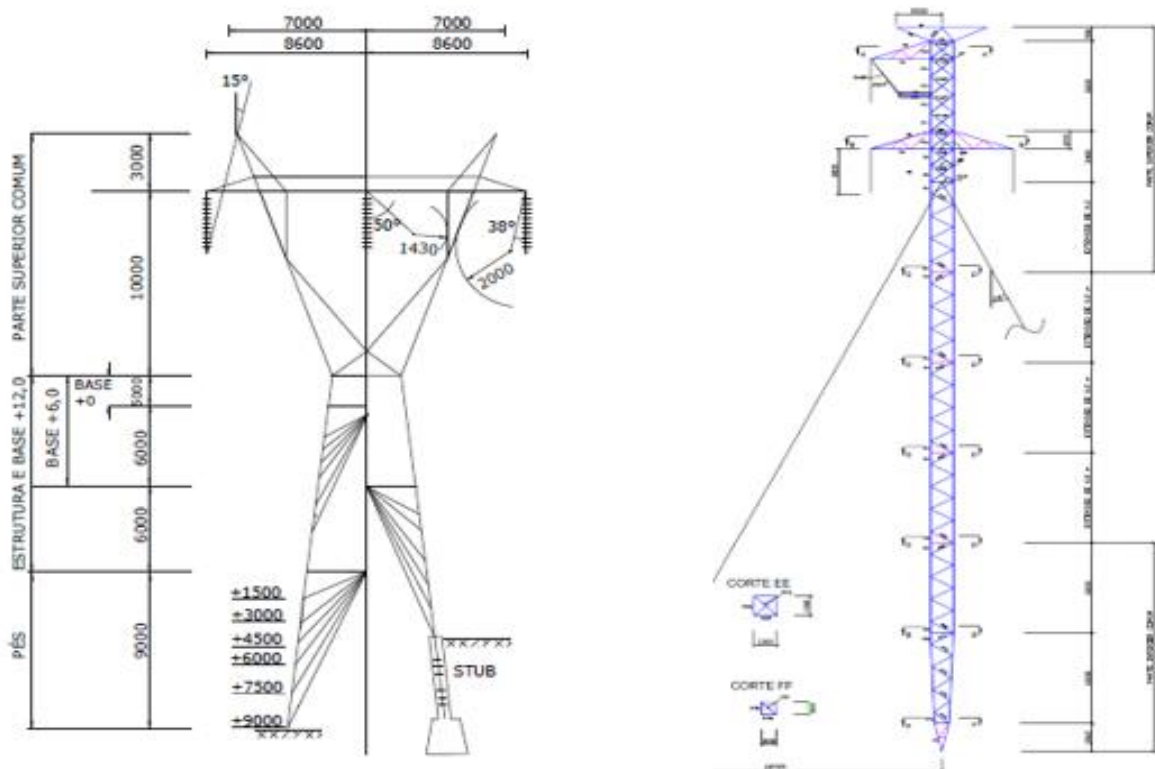
No projeto básico da LT foram consideradas as condições ambientais que definem as hipóteses de cálculo mecânico dos condutores. A seguir se mostram as condições em relação com as condições ambientais da região e de acordo com a norma NBR-5422.

- 26°C, sem vento, condição final (EDS): 2207 daN (20% CR);
- 15°C, sem vento, condição inicial: 2613 daN (23,7% CR);
- 20°C, vento máx. (Pressão de 523 Pa), cond. final: 3284 daN (29,8% CR).

Estado de tração normal (EDS - *everyday stress*), na condição final, à temperatura média, sem vento, o nível de tracionamento médio dos cabos deve atender ao indicado na norma NBR 5422. Deve-se respeitar as porcentagens de carga de ruptura para as três condições acima mencionadas, para evitar uma ruptura no condutor.

A linha de transmissão está composta por estruturas metálicas, com o circuito em configuração horizontal (Estrutura de Ancoragem AF2s) e triangular (Estrutura de Suspensão Estaiada MS1m), conforme registrado na Figura 22, a qual representa as estruturas básicas utilizadas na linha de transmissão.

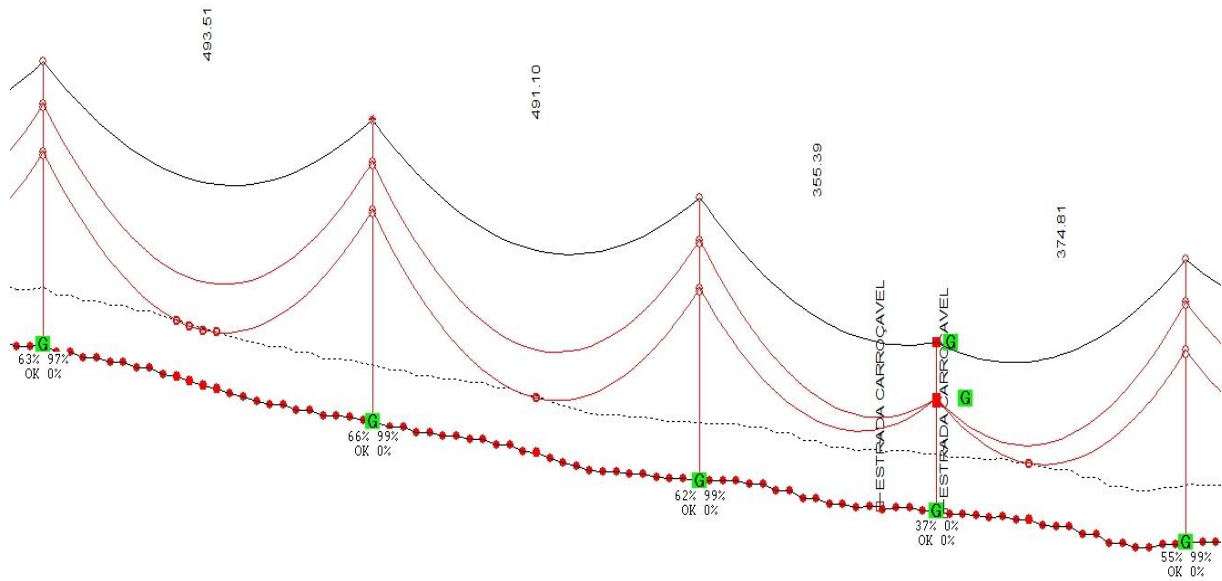
Figura 22 – Estrutura de Ancoragem Autoportante Pesada e Estrutura de Suspensão Estaiada utilizadas na Linha de Transmissão



Fonte: BRAZEIRO e JUNIOR, (2015)

A título de ilustração foi considerado um tramo de 9 km, dos 65 km que compõem a linha de transmissão. A linha simulada tem um total de 165 estruturas, foi considerado um tramo partindo da estrutura 72 até a estrutura 98. Na Figura 23 observa-se um tramo da linha em vista lateral, simulado no PLS-CADD.

Figura 23 – Linha 230kV Morro do Chapéu/Irecê simulado no PLS-CADD



Fonte: O Autor (2019)

Na Figura 24 se mostra o relatório de alturas cabo-solo de cada vão do tramo da linha sob análise. Observa-se em cor vermelha que o trecho analisado apresenta 5 violações de altura de segurança.

Figura 24 – Violações de alturas de segurança LT de 230 kV Morro do Chapéu / Irecê

From Station of Structure	To Controlling Station Weather of Case																		
Structure	Structure																		
			-Clearance- ---Margin---		OK	Comment	Survey Pt.	Aerial	-----										
			Vert.	Horiz.			Clearance	Pts. Above	-----										
			(m)	(m)			Violations	or Between	-----										
							in Span	Wires	-----										

72	73	Flecha maxma conductor 71 C	1.53	0.54	OK		0	0	1511	ponto	terreno								
73	74	Flecha maxma conductor 71 C	1.70	-3.05	OK		0	0	1536	ponto	terreno								
74	75	Flecha maxma conductor 71 C	2.26	-3.00	OK		0	0	1560	ponto	terreno								
75	76	Flecha maxma conductor 71 C	1.71	-3.00	OK		0	0	1574	ponto	terreno								
76	77	Flecha maxma conductor 71 C	0.82	-3.00	OK		0	0	1591	ponto	terreno								
77	78	Flecha maxma conductor 71 C	-0.31	-3.00	NG		4	0	1615	ponto	terreno								
78	79	Flecha maxma conductor 71 C	-0.26	-3.06	NG		1	0	1641	ponto	terreno								
79	80	Flecha maxma conductor 71 C	0.59	-1.04	OK		0	0	1667	estrada	carrocave								
80	81	Flecha maxma conductor 71 C	-0.07	-5.55	NG		1	0	1680	ponto	terreno								
81	82	Flecha maxma conductor 71 C	6.23	-3.04	OK		0	0	1703	ponto	terreno								
82	83	Flecha maxma conductor 71 C	3.79	-3.00	OK		0	0	1719	ponto	terreno								
83	84	Flecha maxma conductor 71 C	-0.37	-3.00	NG		4	0	1741	ponto	terreno								
84	85	Flecha maxma conductor 71 C	0.76	-3.00	OK		0	0	1771	ponto	terreno								
85	86	Flecha maxma conductor 71 C	11.79	-3.00	OK		0	0	1787	ponto	terreno								
86	87	Flecha maxma conductor 71 C	4.46	-3.00	OK		0	0	1801	ponto	terreno								
87	88	Flecha maxma conductor 71 C	5.44	-3.00	OK		0	0	1824	ponto	terreno								
88	89	Flecha maxma conductor 71 C	0.61	-3.00	OK		0	0	1846	ponto	terreno								
89	90	Flecha maxma conductor 71 C	5.19	-3.00	OK		0	0	1864	ponto	terreno								
90	91	Flecha maxma conductor 71 C	7.37	-3.06	OK		0	0	1883	ponto	terreno								
91	92	Flecha maxma conductor 71 C	-0.23	-7.54	NG		1	0	1905	estrada	carrocave								
92	93	Flecha maxma conductor 71 C	0.32	-5.32	OK		0	0	1920	ponto	terreno								
93	94	Flecha maxma conductor 71 C	2.69	0.66	OK		0	0	1943	ponto	terreno								
94	95	Flecha maxma conductor 71 C	4.20	0.27	OK		0	0	1953	ponto	terreno								
95	96	Flecha maxma conductor 71 C	0.59	-3.07	OK		0	0	1975	ponto	terreno								
96	97	Flecha maxma conductor 71 C	4.19	-3.07	OK		0	0	1998	ponto	terreno								
97	98	Flecha maxma conductor 71 C	7.76	1.19	OK		0	0	2021	ponto	terreno								

5 spans with clearance violations NG
21 spans without clearance violations

Fonte: O Autor (2019)

Na Resolução Normativa nº 398/2010 da ANEEL regulamenta através da Lei nº 11.934/2009, no que se refere aos limites à exposição humana a campos elétricos e indução magnética originários de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2010). Os níveis de referência para campos elétricos e indução magnética variantes no tempo na frequência de 60 Hz estão representados na tabela a seguir:

Tabela 10 – Limites de Campo Elétrico e Indução Magnética

	Campo Elétrico (kV/m)	Indução Magnética (μ T)
Público em geral	4,17	200
Ocupacional	8,33	1000

Fonte: ANEEL, (2010)

O campo elétrico e indução magnética são analisados neste trabalho, devido que, são de importância no estudo de linhas aéreas de transmissão. Os cálculos dos campos foram feitos a uma altura do solo de 1.5 metros no limite da faixa de servidão e foi considerado um vão típico de 500 metros, além disso para obter os resultados foi utilizada uma estrutura de suspensão ms1m 235, a qual é a estrutura predominante na linha de transmissão. A Figura 25 mostra a ferramenta do PLS-CADD para o cálculo dos campos elétricos e da indução magnética.

Figura 25 – Simulação para a obtenção dos valores de Campo Elétrico e Indução Magnética no PLS-CADD

	Set #	Phase #	Conductors Per Phase	Voltage Ph-Ph (kV)	Current (Amps)	Phase Angle (deg)	Bundle Diameter (cm)
1	1	1	1	0	0.000	0	0.000
2	1	2	1	0	0.000	0	0.000
3	2	1	1	230	795.000	0	0.000
4	2	2	1	230	795.000	120	0.000
5	2	3	1	230	795.000	-120	0.000

Calculation Settings

Meter height (m)

Cross section width (m)

Point interval (m)

Obtain Z from TIN instead of centerline ground

Inset picture of structure in graphs

Field Limits

Electric (kV/m)

Magnetic (μ T)

Calculations Performed At

Mid-span (half the distance to the next structure)

Low point for all wires

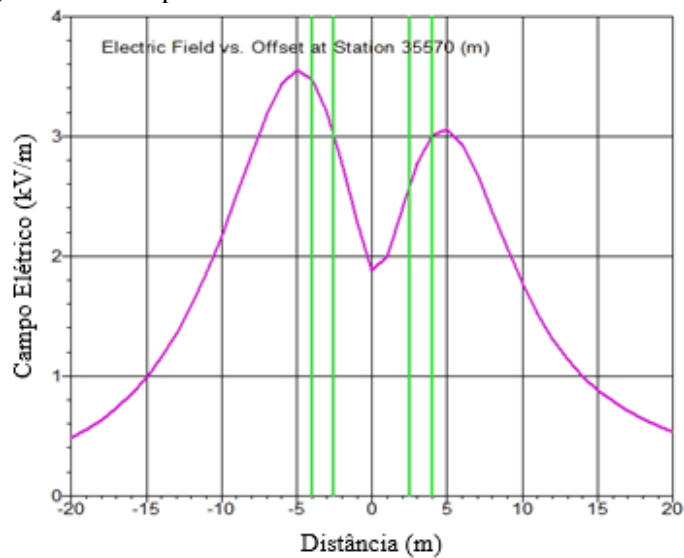
Specified station (m)

Fonte: O Autor (2019)

A Figura 26 mostra o gráfico do campo elétrico e a Figura 27 o gráfico de indução magnética. O valor máximo do campo elétrico foi de 3,547 kV/m e o valor máximo da indução magnética foi de 21,58 μ T, ambos valores estão abaixo dos limites máximos permitidos, de acordo com a Tabela 10. Nas figuras as linhas verdes estão representando a geometria da linha

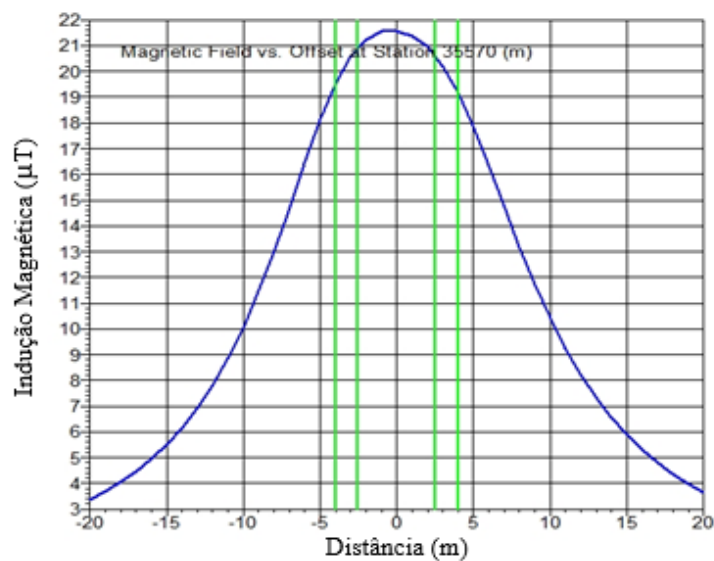
de transmissão, sendo as linhas do meio a posição dos cabos pára-raios em metros em relação ao centro da estrutura e as linhas laterais representam a posição dos condutores em metros em relação ao eixo central da estrutura. Os campos foram analisados na estação 33570 m (quilômetro 33,570 da LT), exatamente no meio do vão, entre a estrutura 88 e a estrutura 89. Foi utilizado um afastamento (offset) de ± 20 m, em relação ao eixo central, que representa os 40 m da faixa de servidão da LT.

Figura 26 – Campo Elétrico da linha de transmissão de 230 kV



Fonte: O Autor (2019)

Figura 27 – Indução Magnética da linha de transmissão de 230 kV



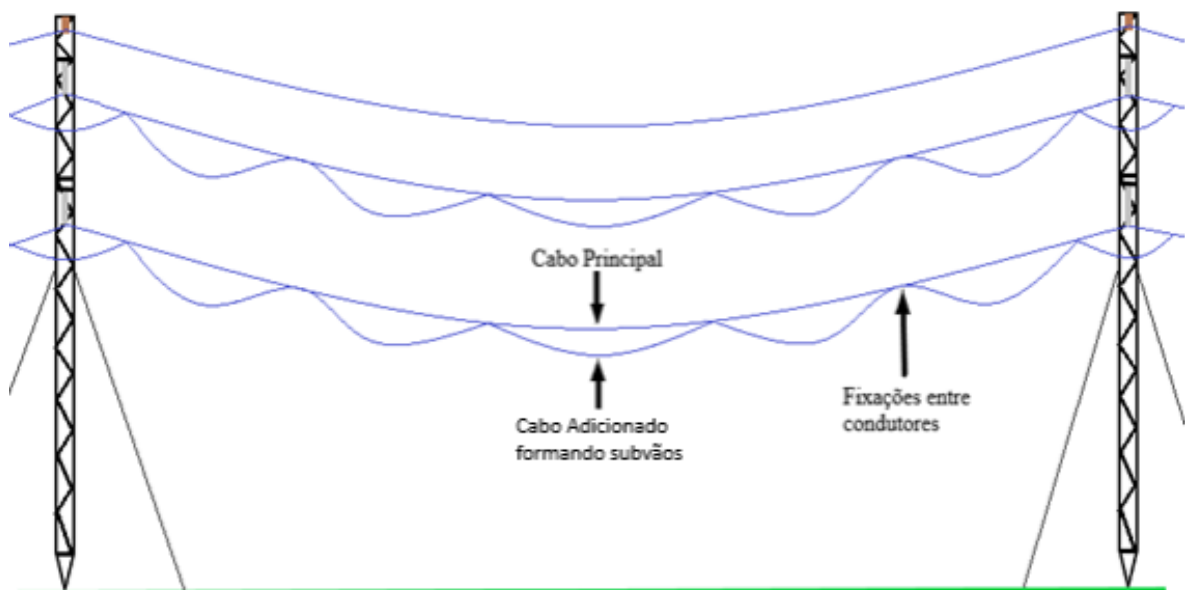
Fonte: O Autor (2019)

5.1 IMPLEMENTAÇÃO DA PROPOSTA DE RECAPACITAÇÃO

A implementação da proposta está baseada na técnica de recapacitação através da incorporação de condutor adicional em subvãos, da seção 2.4. A adoção desta técnica neste estudo, foi mais além, levando a explicitar a divisão da corrente total por fase, as mudanças das temperaturas nos condutores, campos elétricos e magnéticos e, ainda, o aumento da altura dos condutores em cada vão.

Ressalta-se que, a adição de um cabo mais leve não provoca grande aumento nos esforços mecânicos e, conseqüentemente, não há a necessidade de se fazer grandes reforços nas estruturas e fundações. Para conseguir obter a fixação do cabo adicional com o cabo principal é utilizado um grampo de alumínio ou vareta preformada, na Figura 28 é ilustrada a tecnologia proposta.

Figura 28 – Esquema da Tecnologia de Recapacitação “Super-Festão”



Fonte: O Autor (2019)

Para a implementação da proposta foram utilizadas as seguintes tecnologias de cabos:

- CA (Cabo de Alumínio liga 1350);
- CAL (Cabo de Alumínio liga 6201);
- CAA (Cabo de Alumínio 1350 com Alma de Aço).

O objetivo das provas com diferentes cabos é definir qual tecnologia aporta maiores ganhos do SIL e qual delas apresenta um melhor comportamento mecânico referente ao aumento das alturas cabo-solo.

Os cabos foram analisados utilizando o modelo de ampacidade da seção 3.6, o PLS-CADD permite através de uma de suas ferramentas implementar o modelo para o cálculo da temperatura e corrente dos condutores. Os cálculos necessários para obter o SIL foram feitos no software ATPDraw.

Nas seguintes subseções 5.1.1, 5.1.2 e 5.1.3 se mostram os casos de estudos feitos com as diferentes tecnologias de cabos selecionados. Na Tabela são registradas as características elétricas e mecânicas para os três tipos de condutores a serem analisados:

5.1.1 Caso 1: Estudo fazendo Adição do Conductor CAA Pigeon

Como ponto de partida foram utilizados os parâmetros originais da linha de transmissão para a condição de curta duração da Tabela 7. Para iniciar o processo foi assumida uma temperatura de 75°C para os dois condutores, e considerou-se para uma carga mínima da linha (100MW) uma distância padronizada de 45cm entre condutores que é a distância mínima utilizada em feixes de linhas de transmissão convencionais (NETO, JUNIOR, *et al.*, 1999). Posteriormente foi realizado o mesmo processo considerando uma carga da linha de 200MW e de 317 MW (condição de curta duração).

Para obter resultados mais exatos foi necessário fazer várias iterações. Na primeira iteração foi assumida uma temperatura de 75°C para ambos condutores, para realizar as simulações no ATPDraw, com os resultados obtidos da simulação considerou-se unicamente a parte imaginária (reatância indutiva) das impedâncias próprias, para realizar o cálculo da corrente em cada condutor e posteriormente calcular a temperatura nos condutores. A partir da segunda iteração, já era conhecida a temperatura aproximada em ambos condutores, então foi calculada a nova resistência em cada condutor através da Equação 53, para logo fazer uma nova simulação no ATPDraw. A partir deste ponto foi considerada a parte real (resistiva) e imaginária (reatância indutiva) das impedâncias próprias para fazer o cálculo das correntes em ambos condutores. Este mesmo procedimento iterativo foi realizado até que os valores de corrente e temperatura convergissem para valores constantes. Este procedimento foi realizado considerando diferentes condições de carga na linha de transmissão 100MW, 200MW e 317MW, para verificar o comportamento da distância entre os condutores, assim como também as variações no SIL.

Na Figura 29 se mostram os dados inseridos dos condutores Flint e Pigeon e a geometria da linha no ATPDraw, para obter os parâmetros elétricos necessários para o cálculo da corrente nos condutores. Na Figura 30 se mostram os resultados obtidos da primeira iteração. É

importante aclarar que todas as simulações mostradas nesta pesquisa, foram feitas considerando uma carga na linha de transmissão de 795 Amp, a qual é a condição de emergência.

Figura 29 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Pigeon

Model		Data		Nodes				
#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	
1	1	0.3499	1.258	0.1075	4	29.4	29.4	Cabo Flint
2	2	0.3499	1.258	0.1075	-4	23.5	23.5	
3	3	0.3499	1.258	0.1075	4	23.5	23.5	
4	1	0.4012	0.637	0.4734	4	28.95	28.95	Cabo Adicionado Pigeon CAA
5	2	0.4012	0.637	0.4734	-4	23.05	23.05	
6	3	0.4012	0.637	0.4734	4	23.05	23.05	
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6	Cabo Para-raio
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6	

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move (up/down), OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Fonte: O Autor (2019)

Figura 30 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1  1.586198E-01
   8.074718E-01

2  5.178692E-02  1.600160E-01
   2.835030E-01  8.056265E-01

3  5.180697E-02  5.249457E-02  1.600160E-01
   3.228252E-01  2.989491E-01  8.056265E-01

4  5.117143E-02  5.184011E-02  5.186026E-02  5.246232E-01
   5.177078E-01  2.854334E-01  3.287367E-01  8.586321E-01

5  5.184011E-02  5.257105E-02  5.254948E-02  5.189343E-02  5.260262E-01
   2.813860E-01  5.158614E-01  2.987589E-01  2.833622E-01  8.567842E-01

6  5.186026E-02  5.254948E-02  5.257105E-02  5.191368E-02  5.260452E-02  5.260262E-01
   3.172129E-01  2.987589E-01  5.158614E-01  3.226844E-01  2.988068E-01  8.567842E-01

7  5.051916E-02  5.119957E-02  5.118748E-02  5.056943E-02  5.125143E-02  5.123929E-02  3.720576E-01
   2.982440E-01  2.753456E-01  2.647256E-01  2.956311E-01  2.723279E-01  2.624109E-01  8.375654E-01

8  5.053053E-02  5.118748E-02  5.119957E-02  5.058086E-02  5.123929E-02  5.125143E-02  4.995069E-02  3.720576E-01
   3.312431E-01  2.647256E-01  2.753456E-01  3.253346E-01  2.624109E-01  2.723279E-01  3.363267E-01  8.375654E-01

Sequence      Surge impedance      Attenuation      velocity      Wavelength      Resistance      Reactance      Susceptance
      magnitude(Ohm) angle(degr.)      db/km      km/sec      km      Ohm/km      Ohm/km      mho/km
Zero :  6.25468E+02 -8.14581E+00  1.84052E-03  2.54658E+05  4.24430E+03  2.62395E-01  8.97810E-01  2.39096E-06
Positive:  3.03043E+02 -7.96534E+00  1.61860E-03  2.83072E+05  4.71787E+03  1.11853E-01  3.91868E-01  4.43752E-06

```

Fonte: O Autor (2019)

Na Figura 31 são apresentados os dados inseridos dos condutores Flint e Pigeon no ATPDraw para a iteração final, para obter os parâmetros elétricos finais necessários para o cálculo da corrente nos condutores. Na Figura 32 se mostram os resultados obtidos da simulação.

Figura 31 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Pigeon

Model	Data	Nodes					
#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.3499	1.258	0.0987	4	29.4	14.4
2	2	0.3499	1.258	0.0987	-4	23.5	8.5
3	3	0.3499	1.258	0.0987	4	23.5	8.5
4	1	0.4012	0.637	0.4956	4	28.95	13.92
5	2	0.4012	0.637	0.4956	-4	23.05	8.02
6	3	0.4012	0.637	0.4956	4	23.05	8.02
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6

Fonte: O Autor (2019)

Figura 32 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1	1.522407E-01	8.043208E-01						Z₁₁ – Impedância Própria do Condutor Flint
2	5.428290E-02	1.538050E-01						
	2.803187E-01	8.024064E-01						
3	5.430875E-02	5.507664E-02	1.538050E-01					
	3.196402E-01	2.957297E-01	8.024064E-01					
4	5.360094E-02	5.434508E-02	5.437111E-02	5.492613E-01				Z₄₄ – Impedância Própria do Condutor Pigeon
	5.112727E-01	2.823309E-01	3.258230E-01	8.554699E-01				
5	5.434508E-02	5.516971E-02	5.514114E-02	5.440744E-02	5.508346E-01			
	2.781040E-01	5.093566E-01	2.955227E-01	2.801661E-01	8.535521E-01			
6	5.437111E-02	5.514114E-02	5.516971E-02	5.443365E-02	5.520583E-02	5.508346E-01		
	3.137849E-01	2.955227E-01	5.093566E-01	3.194876E-01	2.955754E-01	8.535521E-01		
7	5.166395E-02	5.238141E-02	5.236790E-02	5.171922E-02	5.243853E-02	5.242494E-02	3.720576E-01	
	2.452292E-01	2.258125E-01	2.225277E-01	2.432102E-01	2.240849E-01	2.209356E-01	8.375654E-01	
8	5.167658E-02	5.236790E-02	5.238141E-02	5.173191E-02	5.242494E-02	5.243853E-02	4.995069E-02	3.720576E-01
	2.513031E-01	2.225277E-01	2.258125E-01	2.489538E-01	2.209356E-01	2.240849E-01	3.363267E-01	8.375654E-01
Sequence	Surge impedance		Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	magnitude (Ohm)	angle (degr.)	db/km	km/sec	km	Ohm/km	Ohm/km	mho/km
Zero :	6.50118E+02	-6.78726E+00	1.65854E-03	2.34979E+05	3.91632E+03	2.46534E-01	1.02104E+00	2.48523E-06
Positive:	3.03241E+02	-7.77337E+00	1.58851E-03	2.81397E+05	4.68995E+03	1.09896E-01	3.95022E-01	4.45895E-06

Fonte: O Autor (2019)

Devido à inserção de mais um condutor de bitola menor, surge uma divisão de corrente entre os dois condutores. Para o cálculo da corrente em cada condutor foi necessário o cálculo das impedâncias próprias dos condutores, registros na Figura 32. Obtidos os valores das impedâncias próprias, foi implementada a técnica de análise de circuitos elétricos conhecida como divisor de corrente. As Equações 59 e 60 ilustra a formulação adotada para o cálculo das correntes no condutor 1 e 2 da mesma fase.

$$I_1 = \frac{Z_{44}}{Z_{11}+Z_{44}} \cdot I_T \quad (59)$$

$$I_2 = \frac{Z_{11}}{Z_{11}+Z_{44}} \cdot I_T \quad (60)$$

Na Figura 33 é apresentado a tela do PLS-CADD que aplica o modelo IEEE 738-2006. A Figura 34 mostra o gráfico obtido da simulação para os condutores Flint CAL e Pigeon CAA.

Figura 33 – Modelo IEEE 738-2006 no PLS-CADD

IEEE Std 738-2006 Steady-State Conductor Temperature

Solar Heating Data

Latitude (deg) 30

Atmosphere CLEAR

Sun time (10=10am, 14=2pm, 99= no sun) 11

Day of Year

Use day of year producing maximum solar heating

Use specified day of year 25/02/2015

Line Direction

Line perpendicular to solar azimuth (maximum solar heating)

Use specified line azimuth (deg) 90

Weather Data

Air temperature (deg C) 30

Wind Speed (m/s) 1

Wind to conductor angle (0=parallel) (deg) 90

Conductor elevation (m)

Calculation Data

Steady-state current (Amps) 426.4

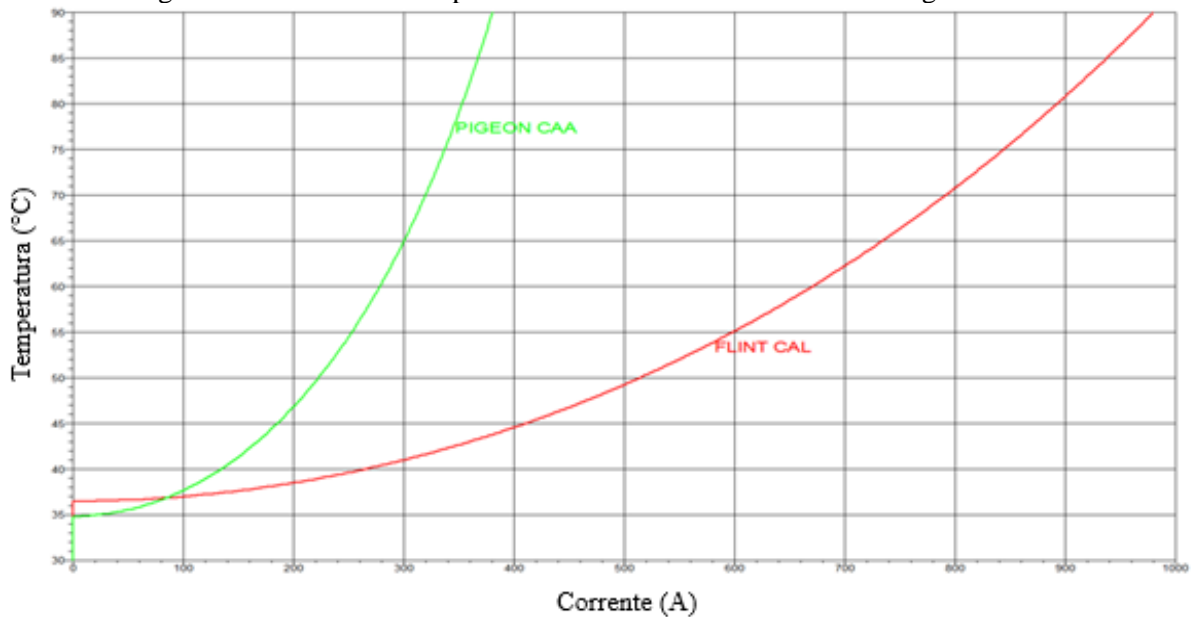
Conductor Data

Cable file name flint_aaac.wir

OK Cancel

Fonte: O Autor (2019)

Figura 34 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint CAL e Pigeon CAA



Fonte: O Autor (2019)

Para obter a temperatura dos condutores partindo das correntes calculadas através das Equações 59 e 60, foi necessário o uso do modelo de ampacidade do IEEE 738-2006, na Figura 34 mostra o gráfico de temperatura versus corrente, com o qual obtemos a temperatura dos condutores.

Na Tabela 11 se mostram os resultados de corrente e temperatura nos condutores, obtidos a diferentes condições de carga na linha de transmissão. Observa-se que ao aumentar a carga na linha de transmissão ocorre um pequeno aumento na distância entre os condutores.

Tabela 11 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Pigeon CAA

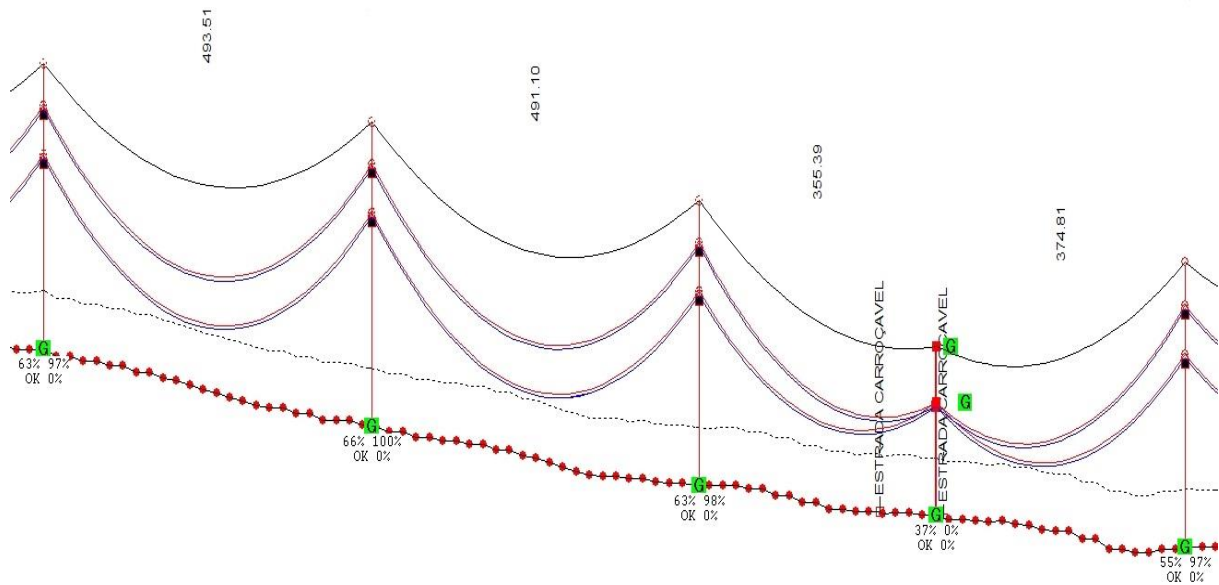
Potência (MW)	Corrente Total (A)	Corrente (A)		Temperatura (°C)		Distância entre Cabos (m) fixações a 40 (m)	Distância entre Cabos (m) fixações a 60 (m)	Impedância Característica de Sequência + (Ω)	Potência Natural (MW)
		Flint CAL	Pigeon CAA	Flint CAL	Pigeon CAA				
100	251	136,60	116,94	37,40	38,70	0,45	0,45	299,31	176,740
200	502	275,77	232,17	40,30	51,50	0,46	0,49	300,40	176,099
317	795	448,18	361,67	46,70	83,10	0,48	0,58	303,24	174,449

Fonte: O Autor (2019)

Com uma distância já definida entre condutores de 45cm a uma carga mínima (100MW), foi necessário definir uma distância entre fixações adjacentes. Foram feitos testes com fixações a 40 metros e 60 metros, com o objetivo de analisar o comportamento da distância entre condutores. Ao utilizar uma distância de 40 metros observou-se que as distâncias entre condutores eram menores, isso representa menos violações de altura de segurança. Esses resultados encontram-se registrados na Tabela 11. Uma das vantagens de trabalhar com fixações a 60 metros, é menor quantidade de material a utilizar, devido que a linha de transmissão terá uma menor quantidade de fixações e conseqüentemente, menos pontos para realizar manutenção. É de grande importância considerar a distância entre fixações devido que as duas apresentam vantagens e desvantagens, como as mencionadas anteriormente.

A Figura 35 mostra um trecho da linha de transmissão simulado no PLS-CADD, a Figura 36 mostra seu respectivo relatório de alturas cabo-solo considerando a adição do condutor Pigeon CAA. Antes de implementar a proposta de recapacitação a linha apresentava cinco violações de altura de segurança, após da implementação, nenhuma violação é observada, conforme o relatório da Figura 36.

Figura 35 – Simulação no PLS-CADD com Condutor Flint e Adição do Condutor Pigeon



Fonte: O Autor (2019)

Figura 36 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Pigeon CAA

From Station of Structure	To Station of Structure	Controlling Weather of Case	-Clearance-- ---Margin---	OK	Comment	Survey Pt. Clearance Violations in Span	Aerial Pts. Above or Between Wires	Point ID Code	Feature
			Vert. Horiz. (m) (m)						
72	73	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.70 0.54	OK		0	0	1511	ponto terreno
73	74	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	2.22 -3.06	OK		0	0	1536	ponto terreno
74	75	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	2.51 -3.00	OK		0	0	1560	ponto terreno
75	76	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.61 -3.00	OK		0	0	1574	ponto terreno
76	77	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.23 -3.00	OK		0	0	1591	ponto terreno
77	78	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.36 -3.00	OK		0	0	1615	ponto terreno
78	79	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.40 -3.07	OK		0	0	1641	ponto terreno
79	80	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.57 -1.03	OK		0	0	1667	estrada carrocave
80	81	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.13 0.20	OK		0	0	1680	ponto terreno
81	82	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	6.41 -3.05	OK		0	0	1703	ponto terreno
82	83	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	4.21 -3.00	OK		0	0	1719	ponto terreno
83	84	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.36 -3.00	OK		0	0	1741	ponto terreno
84	85	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.38 -3.00	OK		0	0	1771	ponto terreno
85	86	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	11.58 -3.00	OK		0	0	1787	ponto terreno
86	87	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	4.80 -3.00	OK		0	0	1801	ponto terreno
87	88	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	5.69 -3.00	OK		0	0	1824	ponto terreno
88	89	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.39 -3.00	OK		0	0	1846	ponto terreno
89	90	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	5.30 -3.00	OK		0	0	1864	ponto terreno
90	91	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	7.36 -3.07	OK		0	0	1883	ponto terreno
91	92	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.05 -7.55	OK		0	0	1905	estrada carrocave
92	93	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	0.66 -5.34	OK		0	0	1920	ponto terreno
93	94	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	2.86 0.67	OK		0	0	1943	ponto terreno
94	95	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	4.04 0.29	OK		0	0	1953	ponto terreno
95	96	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	1.33 -3.08	OK		0	0	1975	ponto terreno
96	97	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	4.55 -3.09	OK		0	0	1998	ponto terreno
97	98	Condição Cabo PIGEON 83.10 C	7.69 1.20	OK		0	0	2021	ponto terreno

0 spans with clearance violations OK
26 spans without clearance violations

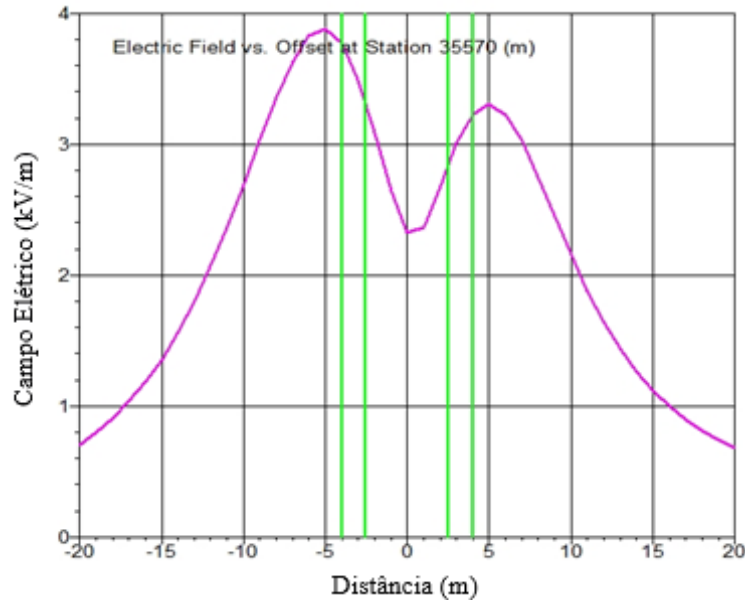
Fonte: O Autor (2019)

Foi obtido o gráfico do campo elétrico e de indução magnética implementando a tecnologia proposta, com o objetivo de verificar que a linha esteja operando dentro dos limites de exposição proposta pela (ANEEL, 2010). O campo elétrico máximo foi de 3,883 kV/m, devido à adição de um condutor ocorreu um incremento no campo elétrico, ainda assim o campo elétrico está dentro do limite estabelecido pela norma (ANEEL, 2010). A indução magnética

obtida foi de $17,74 \mu\text{T}$, diminuiu em comparação da indução magnética obtida na linha original, a diminuição está relacionada com a adição do condutor já que a corrente de fase foi dividida nos dois condutores, e as alturas dos condutores aumentaram.

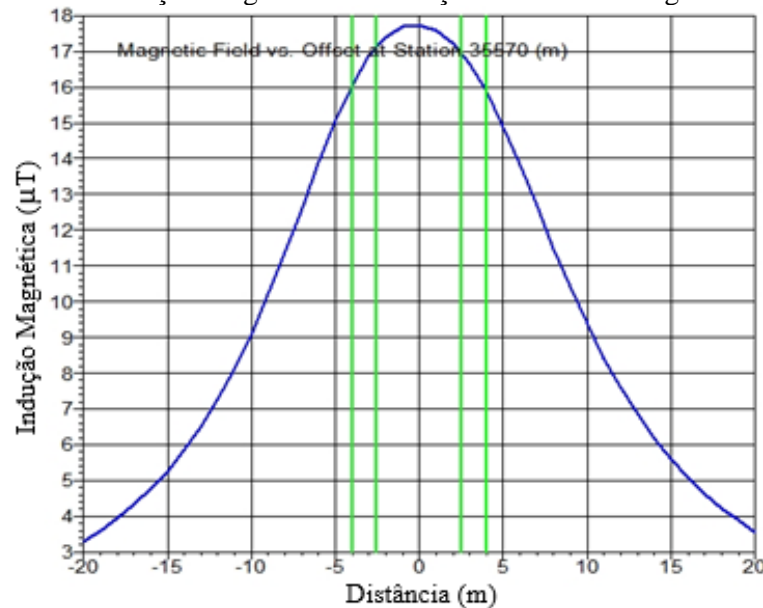
Na Figura 37 pode-se observar o gráfico de campo elétrico e na Figura 38 o gráfico da indução magnética.

Figura 37 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Pigeon CAA



Fonte: O Autor (2019)

Figura 38 – Indução Magnética com Adição do Condutor Pigeon CAA



Fonte: O Autor (2019)

5.1.2 Caso 2: Estudo fazendo Adição do Condutor CA Oxlip

Nesta subseção foi implementada a tecnologia proposta inserindo um condutor Oxlip CA, este condutor é conformado por fios de alumínio liga 1350 com dureza H19. Os condutores CA estão sendo atualmente utilizados em grande escala em linhas de distribuição, estes tipos de condutores suportam uma tração muito menor que os outros tipos de condutores como CAA e CAL, ainda assim este condutor pode ser implementado nesta linha de transmissão, devido de o cabo não ser submetido a grandes trações mecânicas.

Para realizar os cálculos dos parâmetros elétricos foram utilizadas as mesmas condições de carga (100MW) e temperatura (75°C) utilizadas na subseção 5.1.1. O procedimento é completamente o mesmo, o objetivo do estudo com diferentes condutores é definir qual tecnologia aporta maiores ganhos do SIL e maiores alturas entre cabo-solo, para assim, implementar a técnica de recapacitação proposta.

A Figura 39 mostra os dados inseridos para a primeira iteração dos condutores Flint e Oxlip no ATPDraw. Pela Figura 40 são apresentados os resultados obtidos da primeira iteração, necessário para fazer o cálculo da corrente nos condutores e posteriormente, pode-se calcular a temperatura em cada condutor.

Figura 39 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Oxlip

Model		Data		Nodes			
#	Ph.no	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.3499	1.258	0.1075	4	29.4	29.4
2	2	0.3499	1.258	0.1075	-4	23.5	23.5
3	3	0.3499	1.258	0.1075	4	23.5	23.5
4	1	0.4025	0.6625	0.3281	4	28.95	28.95
5	2	0.4025	0.6625	0.3281	-4	23.05	23.05
6	3	0.4025	0.6625	0.3281	4	23.05	23.05
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move (up/down arrows), OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Fonte: O Autor (2019)

Figura 40 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1  1.586198E-01
   8.074715E-01

2  5.178692E-02  1.600160E-01
   2.835030E-01  8.056265E-01

3  5.180697E-02  5.249457E-02  1.600160E-01
   3.228252E-01  2.989491E-01  8.056265E-01

4  5.117143E-02  5.184011E-02  5.186026E-02  3.793232E-01
   5.177078E-01  2.854334E-01  3.287367E-01  8.599321E-01

5  5.184011E-02  5.257105E-02  5.254948E-02  5.189343E-02  3.807262E-01
   2.813860E-01  5.158614E-01  2.987589E-01  2.833622E-01  8.580842E-01

6  5.186026E-02  5.254948E-02  5.257105E-02  5.191368E-02  5.260452E-02  3.807262E-01
   3.172129E-01  2.987589E-01  5.158614E-01  3.226844E-01  2.988068E-01  8.580842E-01

7  5.051916E-02  5.119957E-02  5.118748E-02  5.056943E-02  5.125143E-02  5.123929E-02  3.720576E-01
   2.982440E-01  2.753456E-01  2.647256E-01  2.956311E-01  2.723279E-01  2.624109E-01  8.375654E-01

8  5.053053E-02  5.118748E-02  5.119957E-02  5.058086E-02  5.123929E-02  5.125143E-02  4.995069E-02  3.720576E-01
   3.312431E-01  2.647256E-01  2.753456E-01  3.253346E-01  2.624109E-01  2.723279E-01  3.363267E-01  8.375654E-01

Sequence      Surge impedance      Attenuation      velocity      Wavelength      Resistance      Reactance      Susceptance
      magnitude(Ohm) angle(degr.)      db/km      km/sec      km      Ohm/km      Ohm/km      mho/km
Zero :  6.19798E+02 -7.74673E+00  1.73665E-03  2.56499E+05  4.27499E+03  2.45582E-01  8.85933E-01  2.39319E-06
Positive: 2.96633E+02 -7.01284E+00  1.39836E-03  2.88054E+05  4.80089E+03  9.47970E-02  3.79485E-01  4.44528E-06

```

Fonte: O Autor (2019)

Na Figura 41 se mostram os dados inseridos dos condutores Flint e Pigeon no ATPDraw para a iteração final. Na Figura 42 se mostram os resultados obtidos da simulação, necessários para calcular a corrente nos condutores.

Figura 41 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Oxlip

#	Ph.no.	React	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
		[ohm/km AC]	[cm]	[ohm/km AC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.3499	1.258	0.09839	4	29.4	14.49
2	2	0.3499	1.258	0.09839	-4	23.5	8.59
3	3	0.3499	1.258	0.09839	4	23.5	8.59
4	1	0.4025	0.6625	0.32	4	28.95	14.04
5	2	0.4025	0.6625	0.32	-4	23.05	8.14
6	3	0.4025	0.6625	0.32	4	23.05	8.14
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move (up/down arrows), OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Fonte: O Autor (2019)

Figura 42 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1  1.519154E-01
   8.043401E-01

2  5.426705E-02  1.534785E-01
   2.803381E-01  8.024261E-01

3  5.429285E-02  5.506021E-02  1.534785E-01
   3.196597E-01  2.957494E-01  8.024261E-01

4  5.358299E-02  5.432654E-02  5.435252E-02  3.736407E-01
   5.145739E-01  2.822660E-01  3.255686E-01  8.567956E-01

5  5.432654E-02  5.515041E-02  5.512191E-02  5.438619E-02  3.752125E-01
   2.782185E-01  5.126583E-01  2.955565E-01  2.801921E-01  8.548784E-01

6  5.435252E-02  5.512191E-02  5.515041E-02  5.441234E-02  5.518379E-02  3.752125E-01
   3.140447E-01  2.955565E-01  5.126583E-01  3.195136E-01  2.956017E-01  8.548784E-01

7  5.165690E-02  5.237413E-02  5.236063E-02  5.170980E-02  5.242879E-02  5.241522E-02  3.720576E-01
   2.454899E-01  2.260356E-01  2.227329E-01  2.435510E-01  2.243764E-01  2.212046E-01  8.375654E-01

8  5.166952E-02  5.236063E-02  5.237413E-02  5.172249E-02  5.241522E-02  5.242879E-02  4.995069E-02  3.720576E-01
   2.516080E-01  2.227329E-01  2.260356E-01  2.493489E-01  2.212046E-01  2.243764E-01  3.363267E-01  8.375654E-01

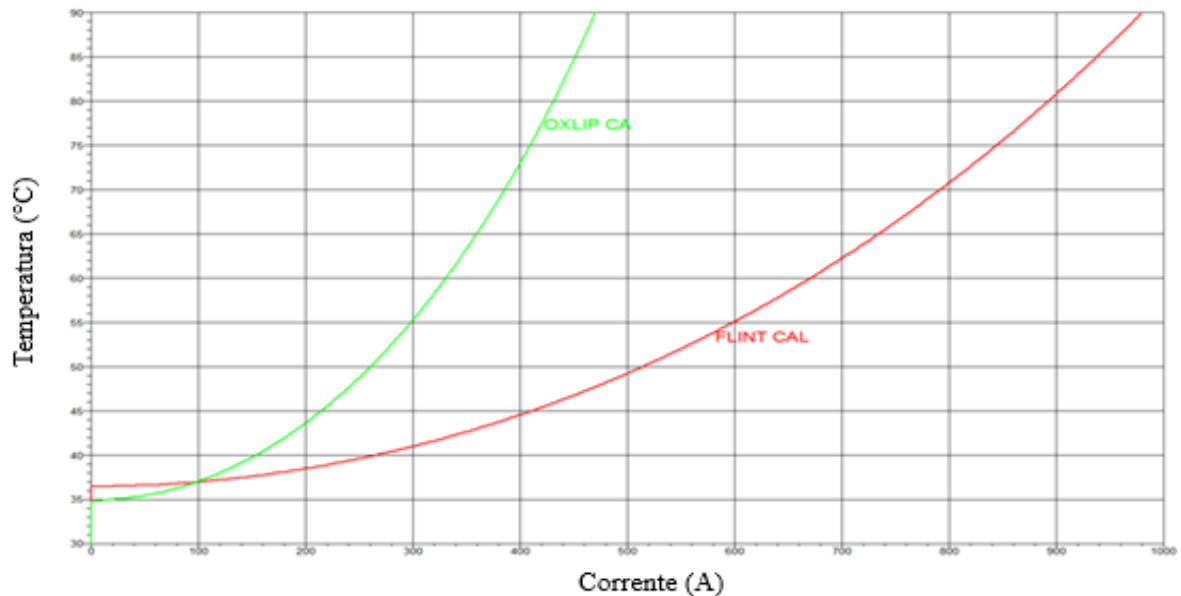
Sequence      Surge impedance      Attenuation      velocity      Wavelength      Resistance      Reactance      Susceptance
      magnitude(Ohm) angle(degr.)      db/km      km/sec      km      Ohm/km      Ohm/km      mho/km
Zero :  6.45222E+02 -6.34700E+00  1.53570E-03  2.37174E+05  3.95291E+03  2.26756E-01  1.00669E+00  2.47870E-06
Positive:  2.96715E+02 -6.64052E+00  1.32503E-03  2.87707E+05  4.79512E+03  8.99201E-02  3.80952E-01  4.44594E-06

```

Fonte: O Autor (2019)

Em seguida, são obtidos os valores das impedâncias próprias e, são calculadas as correntes nos condutores através das Equações 59 e 60. Posteriormente com o suporte do PLS-CADD foi aplicado o modelo de ampacidade IEEE 738-2006, na Figura 43 se mostra o gráfico obtido da simulação, onde pode-se calcular a temperatura de ambos condutores, através da corrente anteriormente calculada.

Figura 43 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint e Oxlip



Fonte: O Autor (2019)

Na Tabela 12 estão registrados os resultados obtidos através do modelo de ampacidade e dos dados obtidos no ATPDraw após das iterações, os valores de corrente e temperatura nos condutores foram encontrados a diferentes condições de carga na linha de transmissão.

Tabela 12 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Oxlip CA

Potência (MW)	Corrente Total (A)	Corrente (A)		Temperatura (°C)		Distância entre Cabos (m) fixações a 40 (m)	Distância entre Cabos (m) fixações a 60 (m)	Impedância Característica de Sequência + (Ω)	Potência Natural (MW)
		Flint CAL	Oxlip CA	Flint CAL	Oxlip CA				
100	251	133,63	118,54	37,40	38	0,45	0,45	295,46	179,043
200	502	267,85	236,65	40,10	47,30	0,46	0,49	295,85	178,807
317	795	426,40	373,60	45,70	67,60	0,47	0,56	296,71	178,289
400	1005	542,28	470,33	51,60	90	0,49	0,63	297,26	177,959

Fonte: O Autor (2019)

No PLS-CADD foram feitas provas com subvãos a uma distância de 40 metros e a 60 metros entre fixações adjacentes. Na Tabela 12 são apresentados os resultados obtidos. Observa-se que para uma distância de 40 metros há menor variação na distância entre condutores.

Na Figura 44, é apresentado o relatório de alturas cabo-solo, para o trecho de linha analisado, considerando a adição do condutor Oxlip. Lembrando que antes de implementar a proposta de recapacitação existia cinco violações de altura de segurança e, após a implementação do cabo adicional nenhuma violação é observada.

Figura 44 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Oxlip CA

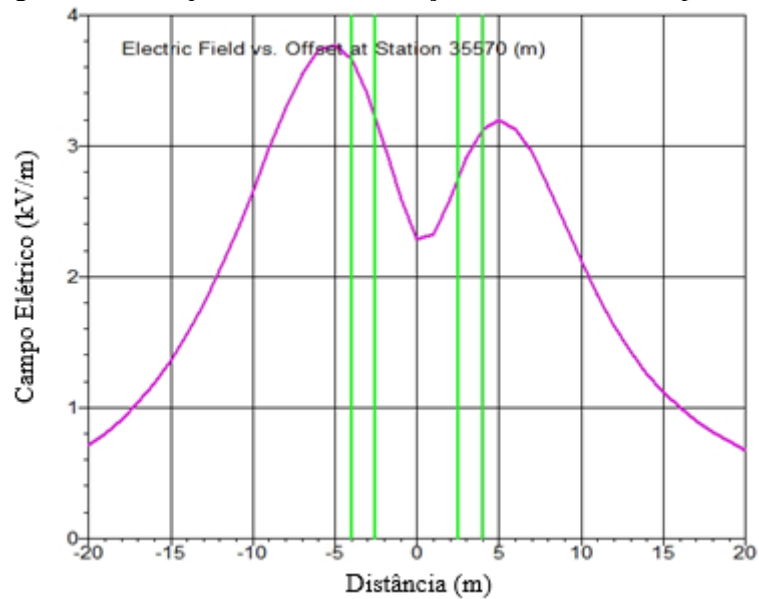
From Station of Structure	To Controlling Station Weather of Case	Condition	Cable	Span	Clearance Margin	OK	Comment	Survey Pt. Clearance Violations in Span	Aerial Pts. Above or Between Wires	Point ID	Feature Code
72	73	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.79	0.54	OK	0	0	1511	ponto terreno
73	74	Condição	Cabo OXLIP	67.6	2.35	-3.06	OK	0	0	1536	ponto terreno
74	75	Condição	Cabo OXLIP	67.6	2.61	-3.00	OK	0	0	1560	ponto terreno
75	76	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.66	-3.00	OK	0	0	1574	ponto terreno
76	77	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.35	-3.00	OK	0	0	1591	ponto terreno
77	78	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.51	-3.00	OK	0	0	1615	ponto terreno
78	79	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.55	-3.07	OK	0	0	1641	ponto terreno
79	80	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.62	-1.03	OK	0	0	1667	estrada carrocave
80	81	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.21	0.20	OK	0	0	1680	ponto terreno
81	82	Condição	Cabo OXLIP	67.6	6.48	-3.05	OK	0	0	1703	ponto terreno
82	83	Condição	Cabo OXLIP	67.6	4.31	-3.00	OK	0	0	1719	ponto terreno
83	84	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.50	-3.00	OK	0	0	1741	ponto terreno
84	85	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.50	-3.00	OK	0	0	1771	ponto terreno
85	86	Condição	Cabo OXLIP	67.6	11.61	-3.00	OK	0	0	1787	ponto terreno
86	87	Condição	Cabo OXLIP	67.6	4.89	-3.00	OK	0	0	1801	ponto terreno
87	88	Condição	Cabo OXLIP	67.6	5.77	-3.00	OK	0	0	1824	ponto terreno
88	89	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.53	-3.00	OK	0	0	1846	ponto terreno
89	90	Condição	Cabo OXLIP	67.6	5.37	-3.00	OK	0	0	1864	ponto terreno
90	91	Condição	Cabo OXLIP	67.6	7.41	-3.07	OK	0	0	1883	ponto terreno
91	92	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.13	-7.55	OK	0	0	1905	estrada carrocave
92	93	Condição	Cabo OXLIP	67.6	0.77	-5.34	OK	0	0	1920	ponto terreno
93	94	Condição	Cabo OXLIP	67.6	2.95	0.67	OK	0	0	1943	ponto terreno
94	95	Condição	Cabo OXLIP	67.6	4.08	0.29	OK	0	0	1953	ponto terreno
95	96	Condição	Cabo OXLIP	67.6	1.48	-3.08	OK	0	0	1975	ponto terreno
96	97	Condição	Cabo OXLIP	67.6	4.65	-3.09	OK	0	0	1998	ponto terreno
97	98	Condição	Cabo OXLIP	67.6	7.73	1.20	OK	0	0	2021	ponto terreno

0 spans with clearance violations OK
26 spans without clearance violations

Fonte: O Autor (2019)

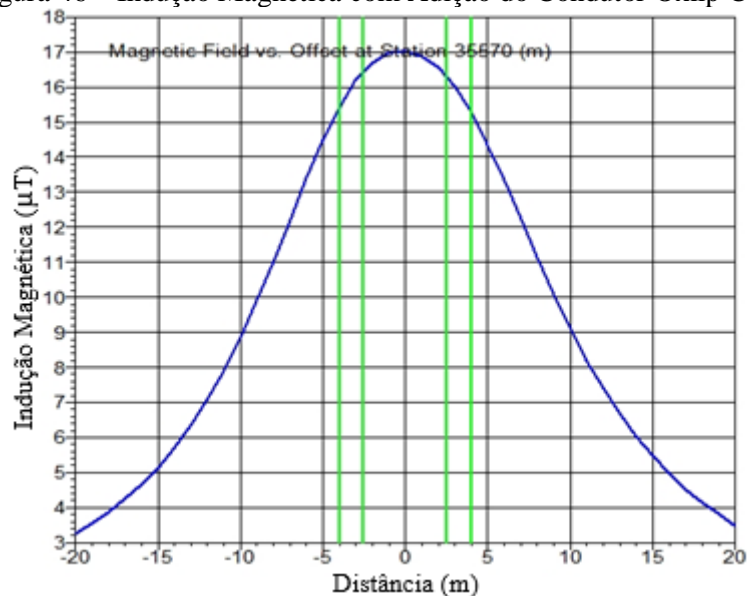
Na Figura 45 pode-se observar o gráfico de campo elétrico e na Figura 46 o gráfico da indução magnética. O campo elétrico máximo foi de 3,774 kV/m, aumento em comparação da linha original, ainda assim está dentro dos limites permitidos. O valor máximo de indução magnética obtido é de 17,04 μT , este valor diminuiu em comparação com o valor obtido na linha original, a diminuição está relacionada com a divisão de corrente nos dois condutores e o aumento de alturas dos condutores.

Figura 45 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Oxlip CA



Fonte: O Autor (2019)

Figura 46 – Indução Magnética com Adição do Condutor Oxlip CA



Fonte: O Autor (2019)

5.1.3 Caso 3: Estudo fazendo Adição do Condutor CAL Alliance

Neste estudo foram realizados testes inserindo um condutor Alliance CAL, este condutor é formado por uma liga 6201, que é basicamente uma liga com adição de Magnésio e Silício, proporcionando aproximadamente o dobro da resistência mecânica, em comparação com a cabo de alumínio CAA 1350 H-19.

Na Tabela 5 pode-se observar que o condutor Alliance tem menor reatância indutiva e menor resistência elétrica que os outros dois condutores analisados, isso significa maiores ganhos do SIL, menores temperaturas nos condutores e maior capacidade de transmissão de energia elétrica.

Para demonstrar o que foi dito no parágrafo anterior, foi realizado o cálculo da impedância característica de sequência positiva através do uso do ATPDraw, para posteriormente calcular o SIL da linha de transmissão por meio do uso da Equação 3. Para isso, foram utilizadas as mesmas condições de carga (100MW) e temperatura (75°C) das subseções 5.1.1 e 5.1.2. A Figura 47 mostra os dados inseridos dos condutores Flint e Alliance no software para a primeira iteração. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 48, que são utilizados posteriormente para o cálculo da corrente nos condutores e finalmente obter a temperatura dos condutores por meio do modelo de ampacidade.

Figura 47 – Simulação da Primeira Iteração no ATPDraw, dos Condutores Flint e Alliance

#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.3499	1.258	0.1075	4	29.4	29.4
2	2	0.3499	1.258	0.1075	-4	23.5	23.5
3	3	0.3499	1.258	0.1075	4	23.5	23.5
4	1	0.3967	0.7155	0.3194	4	28.95	28.95
5	2	0.3967	0.7155	0.3194	-4	23.05	23.05
6	3	0.3967	0.7155	0.3194	4	23.05	23.05
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6

Fonte: O Autor (2019)

Figura 48 – Resultado da Primeira Iteração, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1  1.586198E-01
   8.074715E-01

2  5.178692E-02  1.600160E-01
   2.835030E-01  8.056265E-01

3  5.180697E-02  5.249457E-02  1.600160E-01
   3.228252E-01  2.989491E-01  8.056265E-01

4  5.117143E-02  5.184011E-02  5.186026E-02  3.706232E-01
   5.177078E-01  2.854334E-01  3.287367E-01  8.541321E-01

5  5.184011E-02  5.257105E-02  5.254948E-02  5.189343E-02  3.720262E-01
   2.813860E-01  5.158614E-01  2.987589E-01  2.833622E-01  8.522842E-01

6  5.186026E-02  5.254948E-02  5.257105E-02  5.191368E-02  5.260452E-02  3.720262E-01
   3.172129E-01  2.987589E-01  5.158614E-01  3.226844E-01  2.988068E-01  8.522842E-01

7  5.051916E-02  5.119957E-02  5.118748E-02  5.056943E-02  5.125143E-02  5.123929E-02  3.720576E-01
   2.982440E-01  2.753456E-01  2.647256E-01  2.956311E-01  2.723279E-01  2.624109E-01  8.375654E-01

8  5.053053E-02  5.118748E-02  5.119957E-02  5.058086E-02  5.123929E-02  5.125143E-02  4.995069E-02  3.720576E-01
   3.312431E-01  2.647256E-01  2.753456E-01  3.253346E-01  2.624109E-01  2.723279E-01  3.363267E-01  8.375654E-01
    
```

Sequence	Surge impedance		Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	magnitude (Ohm)	angle (degr.)	db/km	km/sec	km	Ohm/km	Ohm/km	mho/km
Zero :	6.18674E+02	-7.73458E+00	1.73401E-03	2.56482E+05	4.27469E+03	2.44771E-01	8.84466E-01	2.39763E-06
Positive:	2.95486E+02	-6.98198E+00	1.39170E-03	2.88146E+05	4.80243E+03	9.39866E-02	3.77973E-01	4.46082E-06

Fonte: O Autor (2019)

Na Figura 49 se mostram os dados inseridos dos condutores Flint e Alliance no ATPDraw para a iteração final. Na Figura 50, pode-se observar os resultados obtidos da simulação que são necessários para calcular a corrente nos condutores.

Figura 49 – Simulação da Iteração Final no ATPDraw, dos Condutores Flint e Alliance

#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.3499	1.258	0.09836	4	29.4	14.51
2	2	0.3499	1.258	0.09836	-4	23.5	8.61
3	3	0.3499	1.258	0.09836	4	23.5	8.61
4	1	0.3967	0.7155	0.3109	4	28.95	14.04
5	2	0.3967	0.7155	0.3109	-4	23.05	8.14
6	3	0.3967	0.7155	0.3109	4	23.05	8.14
7	0	0.3784	0.771	0.3221	-2.55	34.6	34.6
8	0	0.3784	0.771	0.3221	2.55	34.6	34.6

Fonte: O Autor (2019)

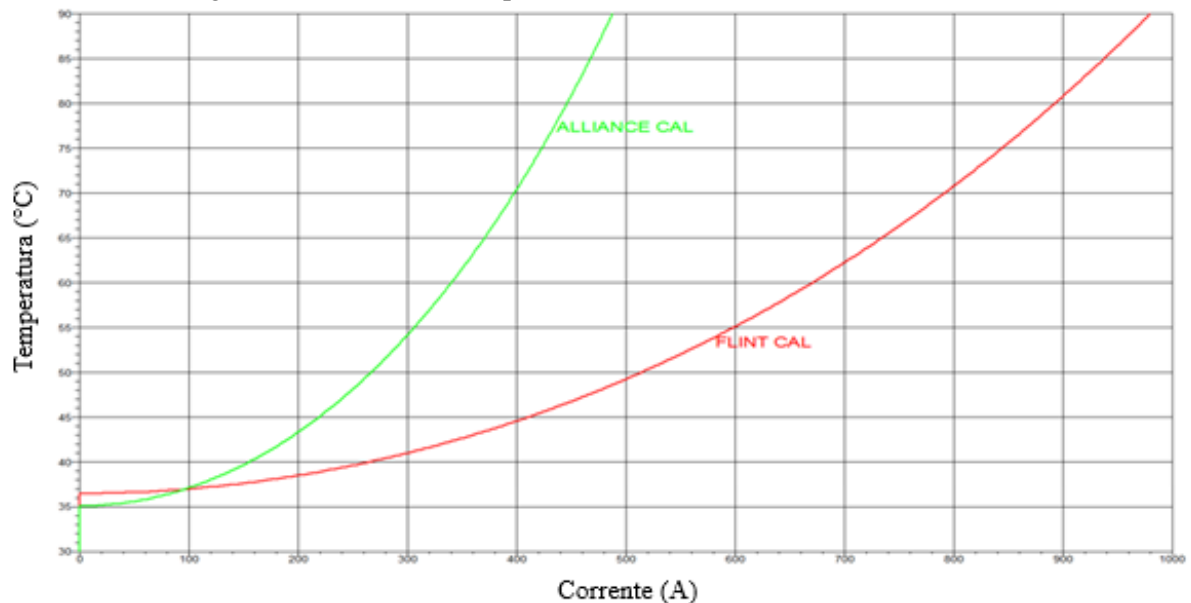
Figura 50 – Resultado da Iteração Final, obtidos com ATPDraw

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1	1.518920E-01																			
	8.043443E-01																			
2	5.426353E-02	1.534448E-01																		
	2.803425E-01	8.024305E-01																		
3	5.428932E-02	5.505656E-02	1.534448E-01																	
	3.196640E-01	2.957538E-01	8.024305E-01																	
4	5.358128E-02	5.432478E-02	5.435075E-02	3.645407E-01																
	5.123744E-01	2.823266E-01	3.257554E-01	8.509956E-01																
5	5.432478E-02	5.514858E-02	5.512008E-02	5.438619E-02	3.661125E-01															
	2.781595E-01	5.104589E-01	2.955515E-01	2.801921E-01	8.490784E-01															
6	5.435075E-02	5.512008E-02	5.514858E-02	5.441234E-02	5.518379E-02	3.661125E-01														
	3.138887E-01	2.955515E-01	5.104589E-01	3.195136E-01	2.956017E-01	8.490784E-01														
7	5.165533E-02	5.237251E-02	5.235901E-02	5.170980E-02	5.242879E-02	5.241522E-02	3.720576E-01													
	2.455479E-01	2.260853E-01	2.227786E-01	2.435510E-01	2.243764E-01	2.212046E-01	8.375654E-01													
8	5.166795E-02	5.235901E-02	5.237251E-02	5.172249E-02	5.241522E-02	5.242879E-02	4.995069E-02	3.720576E-01												
	2.516759E-01	2.227786E-01	2.260853E-01	2.493489E-01	2.212046E-01	2.243764E-01	3.363267E-01	8.375654E-01												
Sequence	Surge impedance		Attenuation	velocity	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance												
	magnitude (Ohm)	angle (degr.)	db/km	km/sec	km	Ohm/km	Ohm/km	mho/km												
Zero :	6.43184E+02	-6.34276E+00	1.53535E-03	2.37069E+05	3.95115E+03	2.25991E-01	1.00398E+00	2.48764E-06												
Positive:	2.94689E+02	-6.63097E+00	1.32280E-03	2.87774E+05	4.79623E+03	8.91575E-02	3.78285E-01	4.47539E-06												

Fonte: O Autor (2019)

Figura 51 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint e Alliance



Fonte: O Autor (2019)

O gráfico de temperatura versus corrente é apresentado na Figura 51. Este gráfico é obtido através do modelo IEEE 738-2006 simulado no PLS-CADD. Na Tabela 13 estão registrados os resultados obtidos, observa-se que o condutor Alliance transporta a mesma quantidade de energia a uma temperatura menor que os dois condutores estudados anteriormente, isso significa que o condutor pode transmitir maiores quantidades de energia elétrica.

Tabela 13 – Resultados obtidos para o cabo Flint CAL com adição do cabo Alliance CAL

Potência (MW)	Corrente Total (A)	Corrente (A)		Temperatura (°C)		Distância entre Cabos (m) fixações a 40 (m)	Distância entre Cabos (m) fixações a 60 (m)	Impedância Característica de Sequência + (Ω)	Potência Natural (MW)
		Flint CAL	Alliance CAL	Flint CAL	Alliance CAL				
100	251	133,17	118,98	37,40	38	0,45	0,45	294,53	179,608
200	502	266,6	237,62	40,10	46,90	0,46	0,49	294,42	179,675
317	795	424,32	375,42	45,60	65,90	0,47	0,56	294,68	179,517
400	1005	538,83	473,08	51,40	86,40	0,49	0,63	295,03	179,304

Fonte: O Autor (2019)

Do mesmo modo que nos estudos anteriores foram feitas provas no PLS-CADD com subvãos a uma distância de 40 metros e 60 metros entre fixações adjacentes. Na Tabela 13 se mostram os resultados obtidos. Observa-se que através do uso do condutor Alliance a linha obtém maiores ganhos do SIL em comparação com os outros condutores antes estudados.

A Figura 52 mostra o relatório das alturas cabo-solo, para o trecho de linha analisado, inserindo o condutor Alliance. Neste relatório pode-se observar que a linha de transmissão está sem nenhuma violação de altura de segurança, e além disso apresenta menores alturas cabo-solo que o condutor Oxlip, devido que, é 16% mais pesado.

Figura 52 – Relatório de Alturas Cabo-Solo do Condutor Alliance CAL

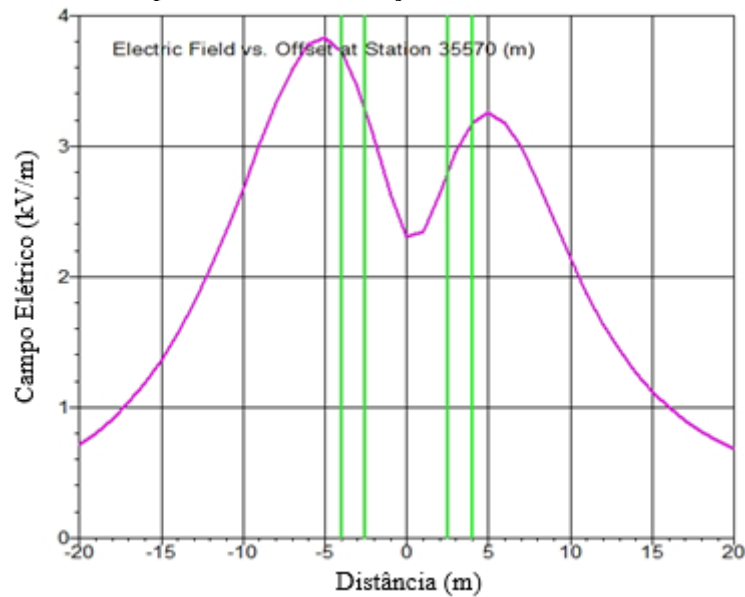
From Station of Structure	To Controlling Station of Structure	Weather of Case	Condition	Cable	Span	Clearance	Margin	OK	Comment	Survey Pt. Clearance Violations in Span	Aerial Pts. Above Wires	Point Feature ID Code
72	73	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.75	0.54	OK		0	0	1511 ponto terreno
73	74	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	2.29	-3.06	OK		0	0	1536 ponto terreno
74	75	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	2.57	-3.00	OK		0	0	1560 ponto terreno
75	76	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.64	-3.00	OK		0	0	1574 ponto terreno
76	77	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.30	-3.00	OK		0	0	1591 ponto terreno
77	78	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.44	-3.00	OK		0	0	1615 ponto terreno
78	79	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.49	-3.07	OK		0	0	1641 ponto terreno
79	80	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.60	-1.03	OK		0	0	1667 estrada carrocave
80	81	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.18	0.20	OK		0	0	1680 ponto terreno
81	82	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	6.46	-3.05	OK		0	0	1703 ponto terreno
82	83	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	4.28	-3.00	OK		0	0	1719 ponto terreno
83	84	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.45	-3.00	OK		0	0	1741 ponto terreno
84	85	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.46	-3.00	OK		0	0	1771 ponto terreno
85	86	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	11.60	-3.00	OK		0	0	1787 ponto terreno
86	87	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	4.86	-3.00	OK		0	0	1801 ponto terreno
87	88	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	5.74	-3.00	OK		0	0	1824 ponto terreno
88	89	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.48	-3.00	OK		0	0	1846 ponto terreno
89	90	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	5.34	-3.00	OK		0	0	1864 ponto terreno
90	91	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	7.40	-3.07	OK		0	0	1883 ponto terreno
91	92	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.10	-7.55	OK		0	0	1905 estrada carrocave
92	93	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	0.73	-5.34	OK		0	0	1920 ponto terreno
93	94	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	2.92	0.67	OK		0	0	1943 ponto terreno
94	95	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	4.06	0.29	OK		0	0	1953 ponto terreno
95	96	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	1.41	-3.08	OK		0	0	1975 ponto terreno
96	97	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	4.61	-3.09	OK		0	0	1998 ponto terreno
97	98	Condição	Cabo	ALLIANCE	65.9 C	7.71	1.20	OK		0	0	2021 ponto terreno

0 spans with clearance violations OK
26 spans without clearance violations

Fonte: O Autor (2019)

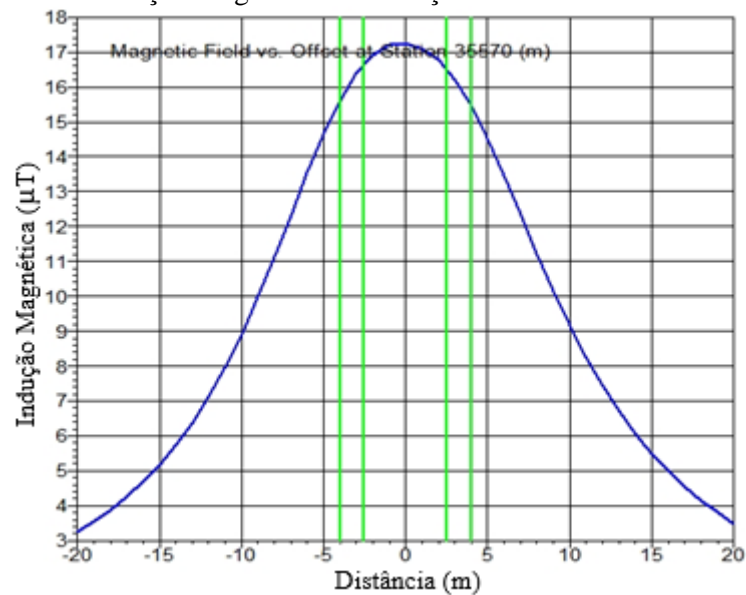
Na Figura 53 pode-se observar o gráfico de campo elétrico e na Figura 54 o gráfico da indução magnética. O campo elétrico máximo foi de 3,831 kV/m, aumento em comparação da linha original, ainda assim está dentro dos limites permitidos. A indução magnética obtida foi de 17,25 μ T, diminuiu em comparação da indução magnética obtida na linha original, a diminuição está relacionada com a divisão de corrente nos condutores e o aumento de alturas dos condutores.

Figura 53 – Campo Elétrico com Adição do Condutor Alliance CAL



Fonte: O Autor (2019)

Figura 54 – Indução Magnética com Adição do Condutor Alliance CAL



Fonte: O Autor (2019)

6 DISCUSSÃO

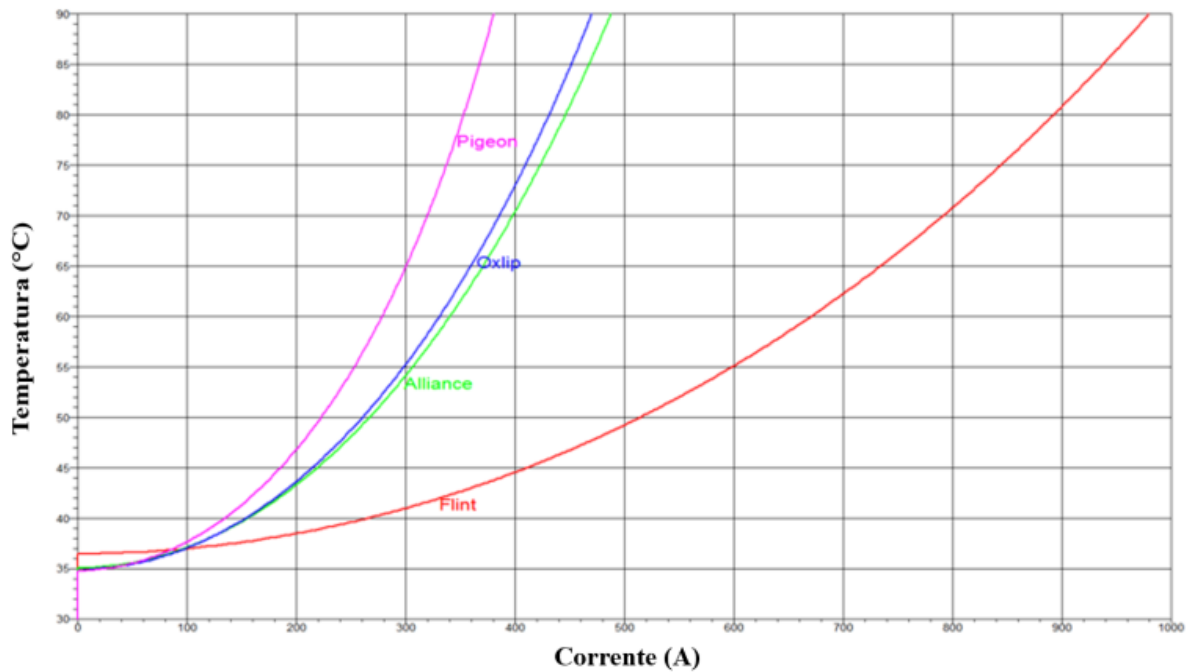
A implementação da proposta de recapitação obteve resultados positivos para aumento do SIL da linha de transmissão, além disso demonstro que é uma boa solução para a diminuição de violações de alturas de segurança.

De acordo com as três tecnologias de cabos estudadas pode-se observar nas Tabelas 11, 12 e 13 que o condutor que aporta maiores ganhos do SIL é o Alliance CAL. Observa-se que os dois condutores que tem a maior capacidade de transmissão de energia são o Oxlip CA e Alliance CAL, devido a isso ambos condutores operam a menores temperaturas na condição de curta duração em comparação com o condutor Pigeon CAA. Além disso pode-se observar que o condutor Oxlip e Alliance tem um aumento menor das distâncias entre condutores quando a carga na linha de transmissão aumenta, isso é vantajoso porque as distâncias cabo-solo serão maiores para estes dois cabos. O condutor Alliance é mais pesado que o condutor Oxlip, ainda assim tem o mesmo comportamento mecânico, isso é devido as características da liga de alumínio 1120 que possui o condutor Alliance.

Na figura 36, 44 e 52 se mostram os respectivos relatórios de alturas cabo-solo dos três condutores estudados, primeiramente se mostra que as três propostas conseguiram concertar as violações de altura de segurança, em segundo lugar observa-se que ao implementar a adição do condutor Oxlip CA são obtidas maiores alturas cabo-solo, isso é porque este condutor é menos pesado. A implementação com adição do condutor Alliance CAL mostro melhores resultados que o condutor Pigeon CAA. A opção do condutor Oxlip e Alliance podem-se considerar para a implementação da proposta de recapitação devido aos resultados obtidos. Mecanicamente o condutor Oxlip acrescenta 28.8% de peso na estrutura, e o condutor Alliance e o Pigeon acrescentam um 33.33%. Todas essas análises técnicas devem ser complementadas em função dos aspectos econômicos associados aos preços praticados pelos diversos fornecedores.

Na Figura 55 pode-se observar o gráfico de ampacidade dos condutores estudados nesta pesquisa. Observa-se que tanto o condutor Alliance como o condutor Oxlip possuem curvas similares, devido a isso esses condutores apresentaram os melhores resultados de aumento do SIL. Além disso observa-se que ambos condutores operam a menores temperaturas em comparação com o condutor Pigeon, portanto, estes condutores apresentaram maiores alturas cabo-solo.

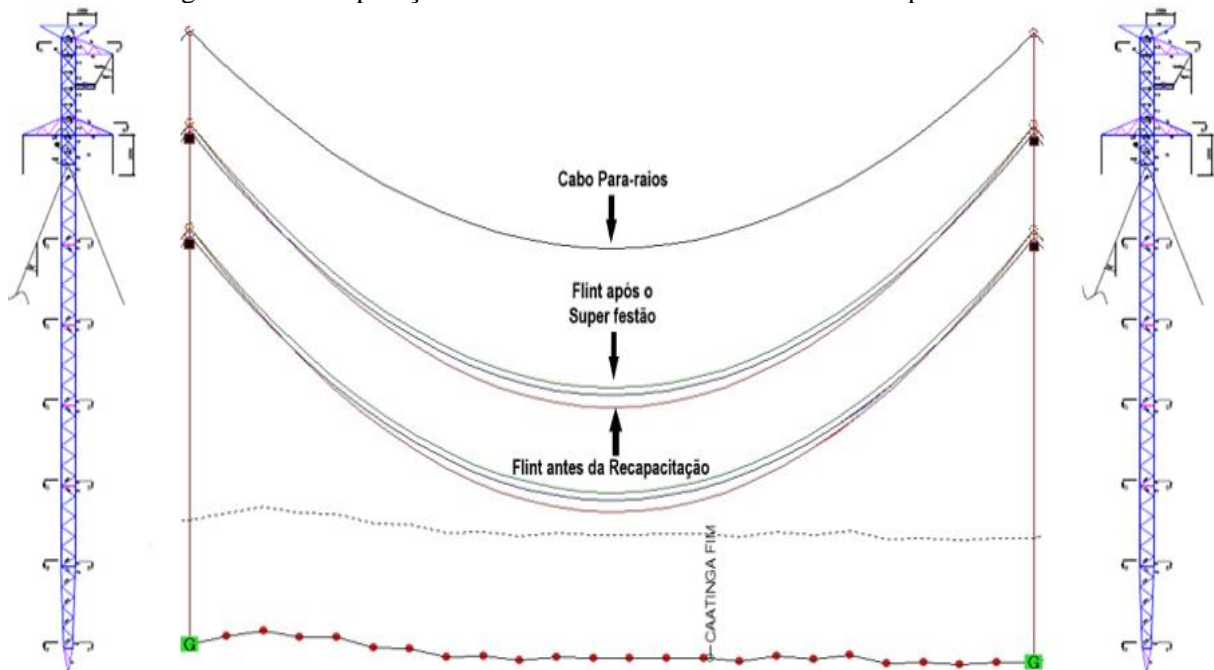
Figura 55 – Gráfico de Ampacidade dos condutores Flint, Alliance, Oxlip e Pigeon



Fonte: O Autor (2019)

Na Figura 56 observa-se um vão simulado no PLS-CADD com uma carga de 795 Amp (condição de curta), a linha vermelha representa o condutor Flint a 71°C, antes de fazer a recapacitação. A proposta de “super-festão” está representada pela linha verde que indica o condutor Flint a 45.7°C e a linha azul que indica o cabo Oxlip a 67.6°C.

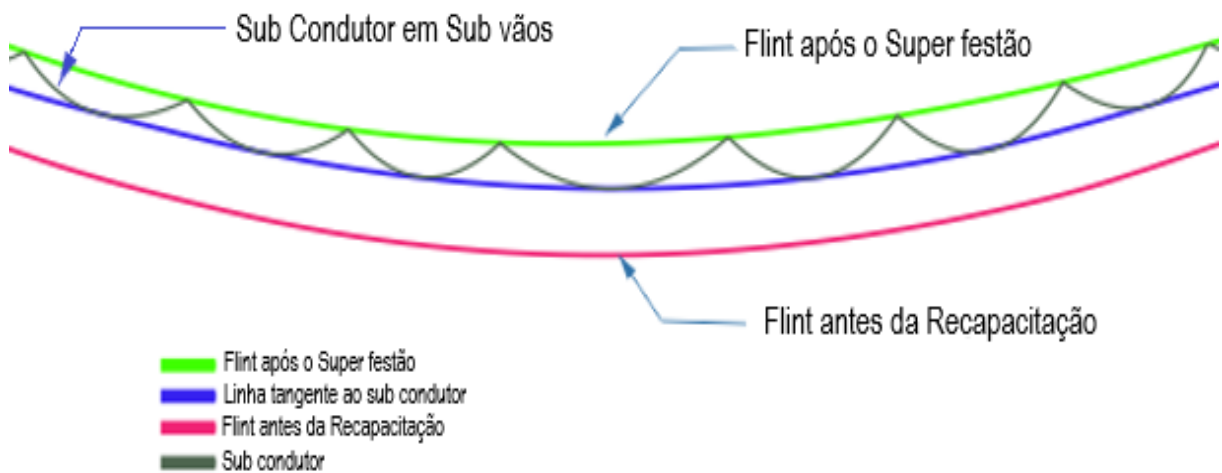
Figura 56 – Comparação de flecha do condutor Flint versus “Super-Festão”



Fonte: O Autor (2019)

Devido que, através do PLS-CADD não podem ser simulados os subvãos, foi inserido no software um condutor azul tangenciando teoricamente as posições dos diversos subvãos não representados. A Figura 57 mostra uma comparação aumentada da linha de transmissão antes de fazer a recapacitação versus o “super-festão”, observa-se em cinza o condutor formando os subvãos, o qual está sendo tangenciado pela linha azul, que representa o condutor Oxlip a uma temperatura de 67,6°C. Além disso mostra a posição do condutor Flint antes da recapacitação e após do “super-festão”. Pode-se observar um aumento da altura dos condutores através da implementação do “super-festão”, devido que, através da divisão da corrente foi obtida uma redução da temperatura no condutor original (Flint).

Figura 57 – Comparação aumentada do condutor Flint versus “Super-Festão”



Fonte: O Autor (2019)

Foram analisados os campos elétricos e a indução magnética nos três estudos de caso, observa-se que em nenhum dos casos de estudo foram superados os limites de exposição, devidos aos campos elétricos e magnéticos estabelecidos pela (ANEEL, 2010). Analisando os três casos de estudo pode-se observar que o caso de estudo que apresentou menores campos elétricos e magnéticos, foi o caso de estudo 2, com adição de condutor Oxlip CA, isso é devido que, foi o caso que apresentou maiores alturas cabo-solo. Pode-se observar que o cabo que tem menores altura cabo-solo foi o estudo de caso 1, com adição de condutor Pigeon CAA, e consequentemente devido a isso é o caso que apresentou maior exposição aos campos elétricos e magnéticos.

7 CONCLUSÕES

A necessidade de ampliação da rede elétrica ou do aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica conduz ao surgimento de novas técnicas para recapacitação de linhas de transmissão. A inserção de um condutor adicional representa uma alternativa alvissareira diante do ganho considerável no aumento da potência natural da linha de transmissão. O estudo de caso analisado apontou resultados positivos com a implementação da tecnologia, incorporando ganhos na potência natural de até 40%.

Através da inserção de um condutor observou-se uma divisão da corrente, dando como resultado uma diminuição da temperatura nos condutores. Ao diminuir a temperatura dos condutores ocorre um aumento significativo das distâncias cabo-solo, habilitando a técnica à correção de alturas violadoras de restrições normativas.

Nos estudos realizados, foram pesquisados condutores leves, com o objetivo de não comprometer mecanicamente as estruturas e fundações. A aplicação de condutores leves torna a técnica ainda mais competitiva, diante da minimização dos custos associados às adequações estruturais.

Observou-se que, através da implementação da alternativa de recapacitação explorada, se aumentou o nível de campo elétrico, entretanto os limites permitidos à exposição humana, na faixa de servidão, não foram ultrapassados.

Pelos resultados obtidos, portanto, a adição de um condutor por fase, formando subvãos, representa uma técnica robusta para aumentar a capacidade de transmissão de uma linha aérea, respeitando as restrições normativas vigentes.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Com o intuito de aperfeiçoar o trabalho desenvolvido são propostos alguns temas para trabalhos futuros:

- implementar um tramo experimental em campo, para validar e refinar a metodologia. Na implementação verificar que seja utilizado nas fixações um grampo especial que não ocasione danos futuros nos condutores, assim como também verificar possíveis problemas de corrosão;
- fazer provas considerando fixações entre condutores superiores a 40 metros para verificar violações de alturas de segurança;

- realizar análise na linha de transmissão de Ruído Audível e de Rádio Interferência devido aos campos e emissões eletromagnéticas, para verificar que ambos parâmetros estejam dentro dos limites permitidos;
- instalar sistema de sensores para monitoração em tempo real das distâncias do cabo-solo em vãos críticos;
- fazer análises comparativas entre a tecnologia “Super Festão” e outras tecnologias de recapacitação de LT (retracionamento, diminuição da cadeia, relocação de estruturas, aumento de altura das estruturas e tramo misto).

7.2 PRODUÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

Artigo publicado em congresso:

QUIJADA, J. E. M.; BEÇA, J. M. M.; PESSOA, L. V. G.; SILVA, R. R.; BEZERRA, J. M. B., A Performance Analysis of Uprating Techniques on a 230 kV Overhead Transmission Line. Presented at the Brazilian Technology Symposium'18. University Presbyterian Mackenzie - Campus Campinas, Campinas/SP - Brazil. October. 2018.

Artigo submetido:

QUIJADA, J. E. M.; BEZERRA, J. M. B.; BEÇA, J. M. M., Uprating of Electric Power Transmission Lines through the Incorporation of Additional Conductor in Sub spans. ELSEVIER – Electrical Power System Research. 2019.

REFERÊNCIAS

- ABREU, A. M. *et al.* Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas aplicadas a linhas de transmissão. 1. ed. Brasília: Goya Editora, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Cálculo da capacidade operativa de longa duração das linhas aéreas de transmissão. Nota Técnica nº 028/2004. Brasília: ANEEL, 2004.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 398. Brasília: ANEEL, 2010.
- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. O. Fundamentos de circuitos elétricos. 5. ed. São Paulo: Mc Graw Hill do Brasil, 2013.
- ANTONIO NETO, *et al.* Novos métodos para aumento de potência de LT até 230 kV: estudos, projeto e implantação comercial. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15, 1999. Anais[...]. Foz do Iguaçu: SNPTEE, 1999.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5422-Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: ABNT, 1985.
- ALUMINUM_ASSOCIATION. Conductor handbook aluminum electrical. 2. ed. Washington DC, 1982.
- ARRUDA, K. C. Cálculo elétrico de linhas de transmissão - notas de aula. Rio de Janeiro: CEFET-RJ, 2014.
- ATPDRAW. The graphical preprocessor to ATP page, English Version, 2019. Disponível em: <https://www.atpdraw.net>. Acesso em: 02 fev. 2019.
- BARTHOLD, L. O.; DOUGLASS, D. E.; WOODFORD, D. A. Maximizing the capability of existing ac transmission lines. CIGRE, Paris, v. B2-109, 2008.
- BRAZEIRO, T.; JUNIOR, J. Rotina numérica para análise dinâmica de torres estaiadas de linhas de transmissão submetidas à ruptura de cabo. Rio de Janeiro: CILAMCE, 2015.
- CARVALHO, C. G. Características dos parâmetros do condutor equivalente a um feixe de subcondutores de linhas de transmissão: análise inicial. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. Ilha Solteira. 2007.
- CAVASSIN, R. S.; PIAZZA FERNANDES, T. S. Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão. Revista Controle & Automação, v. 23, n. 6, 2012.
- DART, F. C. *et al.* High capacity ac transmission lines - the Brazilian experience. CIGRE, South Africa, 2015.
- DART, F. *et al.* Validação de uma nova tecnologia para transmissão em 500 kV. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15, 1999. Anais [...]. Foz do Iguaçu: SNPTEE, 1999.
- DUPREE, A. *et al.* Raising transmission line steel towers. Electrical Transmission and Substation Structures. [S.l.]. 2015.

- FERNANDES, J. H. M. *et al.* Eletronorte and the challenge of long-distance transmission in Brazil. CIGRE, Brazil, 2008.
- FUCHS, R. D. Transmissão de energia elétrica - linhas aéreas. 3. ed. Uberlândia: EDUFU, 2015.
- FUCHS, R. D. *et al.* Projeto mecânico das linhas aéreas de transmissão. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1992.
- GENERAL CABLE. Cabo de alumínio liga CAL 1120. 2016. Disponível em: <https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Brazil%20Site/03%20Products%20and%20Solutions/04%20Transmission%20and%20Distribution/Cabo-Aluminio-Liga-CAL-1120-Web.pdf?ext=.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2019.
- GEWEHR, O. P. Técnicas de recapitação de linhas de transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11, 1991. Anais[...]. Rio de Janeiro: SNPTEE, 1991.
- HOUSE, H. E.; TUTTLE, P. D. Current-carrying capacity of ACSR. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Feb 1958. p. 1169-1178.
- IEEE_STD-738. IEEE standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. New York: IEEE, 2006.
- JAMNANI, D. J.; PATEL, V. Surge impedance loading level enhancement of 765 kV long EHV ac line through bundle configurations. In: BIENNIAL INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY SYSTEMS: TOWARDS SUSTAINABLE ENERGY (PESTSE), 2016. IEEE, 2016.
- KIESSLING, F. *et al.* Overhead power lines. Heidelberg: Springer-Verlag, 2003.
- LINDSY, K. *et al.* WG B2.13 Guidelines for increased utilization of existing overhead transmission lines. CIGRE, Paris, 2008.
- MACHADO, A. *et al.* Utilização de recapitação de linhas de transmissão no planejamento da expansão como alternativa da redução dos impactos sócio-ambientais provocados por novos projetos de transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18, 2005, Curitiba: SNPTEE, 2005.
- NEXANS. Alumínio: condutores nus. São Paulo, 2008.
- NOLASCO, J. F.; ROGIER, J. WG B2.06 How oh lines are re-designed for uprating / upgrading. CIGRE, Paris, 2006.
- OLIVEIRA, C. M. F. Recapitação de linhas de transmissão. 2000. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.
- PATEL, V.; JAMNANI, D. J. G. Techniques to increase surge impedance loading level of EHV ac transmission lines for improving power transfer capability. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATION OF POWER, ENERGY, INFORMATION AND COMMUNICATION, 2016. Annals[...]. 2016.
- PESSOA NETO, A. *et al.* Novos métodos para aumento de potência de LT até 230 kV: estudos, projeto e implantação comercial. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15, 1999. Anais[...]. Foz do Iguaçu: SNPTEE, Foz do Iguaçu, 1999.

- PESSOA, L. V. Proposta de tecnologia para recapacitação de linhas de transmissão baseado na relocação de estruturas de concreto. 2017. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.
- PLS-CADD. POWERLINE, 2018. Disponível em:
<http://www.powline.com/products/pls_cadd.html>. Acesso em: 2019.
- PRAMAYON. *et al.* WG B2-108 Increasing capacities of overhead lines needs and solutions. CIGRE, Paris, 2008.
- PROJECT UHV. *et al.* Transmission line reference book. 2. ed. California USA: Electric Power Research Institute, 1982.
- REGIS JR, O. WG B2.06 Increasing the transmission capacity of overhead lines high surge impedance loading technique. ELECTRA. [S.l.]. 2005.
- REGIS JR.; DART, F. C.; CRUZ, A. L. P. Avaliação comparativa das concepções de linhas de potência natural elevada em 500 kV utilizadas no Brasil. In: XIII ERIAC. CIGRE, Puerto Iguazú - Argentina, 2009.
- REGIS JR, O. *et al.* WG B2-06 Expanded bundle technique: the application of HSIL TL concept to increase the capacity of overhead lines. CIGRE, Paris, 1998.
- RODRIGUES, R. Cálculo de parâmetros e custos em lpne. 2010. TCC (Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2010.
- SILVA, A. A. P.; BEZERRA, J. M. B. Applicability and limitations of ampacity models for HTLS conductors. ELSEVIER Electric Power Systems Research, 2012.
- SOUTHWIRE_COMPANY. Overhead Conductor Manual. 2. ed. [S.l.]: Southwire, 2007.
- WIEDMER, S. *et al.* Recapacitação de linhas de transmissão 138 kV. Rio de Janeiro: SNPTEE, 2007.
- WORKING GROUP 22.12. The Thermal Behaviour of Overhead Conductors. Section 1 and 2: Mathematical model for Evaluation of conductor Temperature in the Steady State and the Application thereof. Electra, n. 144, p. 107-125, Out 1992.
- ZOBEL, E. S.; ROHLFS, A. F.; FLUGUM, R. W. Narrower transmission corridors made possible with new compacted conductor systems for EHV and UHV lines. CIGRE, Paris, 1980.