

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

JULIANA MACIEL MAIA BEÇA

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Recife

2019

JULIANA MACIEL MAIA BEÇA

MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

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

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof.^o Dr. José Maurício Barros Bezerra

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

B388m Beça, Juliana Maciel Maia.
Modelagem e validação de técnicas de recapitação em linhas de
transmissão / Juliana Maciel Maia Beça - 2019.
111folhas, Il.; Tabs.; Abr. Siglas e Simb.

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

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

1. Engenharia Elétrica. 2. Linha de transmissão. 3. Projeto de
repotencialização. 4. Locação otimizada. 5. Recondutoramento.
6. Condutores especiais. I. Bezerra, José Maurício Barros (Orientador).
II. Título

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019 - 172

JULIANA MACIEL MAIA BEÇA

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO EM
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

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: 22/02/2019.

BANCA EXAMINADORA

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

Prof^o. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti (Coordenador do PPGEE)
Universidade Federal de Pernambuco

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

Dedico este trabalho ao meu avô
(in memoriam) Cândido Augusto Dias.

A sua presença e a sua ausência me deram forças para a concretização desta dissertação.

AGRADECIMENTOS

O mundo acadêmico sempre me encantou, porém, a abdicação que envolve tal escolha é grande. O Mestrado foi uma das escolhas mais difíceis da minha vida devido a grande dedicação exigida e o caminho por vezes dificultoso. Todavia, pessoas de grande coração e de intelecto colaboraram bastante ao longo desse trajeto, tornando o caminho a ser percorrido mais leve e menos doloroso.

Meus sinceros agradecimentos aos meus familiares, em especial aos meus pais, João Carlos e Ana Beatriz pelo forte estímulo nos estudos e apoio em tudo que almejei e necessitei, ao meu irmão Lucas, ao meu avô (in memoriam) Cândido e a minha família Beça, que sempre acreditou em mim.

Agradeço, especialmente, ao meu amor, Gustavo, que sempre me apoiou nos momentos mais difíceis e desgastantes dessa jornada.

Agradeço ao Professor Eduardo Padron Hernandez por todo estímulo acadêmico desde a Iniciação Científica até os dias de hoje.

Agradeço ao Professor Marcelo Cabral Cavalcanti, pelo exemplo de ser humano e educador, por toda a paciência, conselhos, amizade, orientação na vida e no estudo ao longo dessa jornada.

Agradeço ao Professor José Maurício Barros Bezerra, pela orientação do trabalho, amizade e disponibilidade. Ademais, por todo o acompanhamento do trabalho com entusiasmo e dedicação.

Agradeço aos Professores, Fabricio Bradaschia, Leonardo Rodrigues Limongi e Luiz Henrique Medeiros pelo convívio e momentos de descontração diários.

Agradeço aos amigos pesquisadores do GPTD/UFPE: Ayrllw Arcanjo, Diego Lopes, Jonatan Mieja, Márcio Silva, Samuel Honorato e Victor Ferreira. Em especial, gostaria de agradecer a Alexandro Aleixo, que não mediu esforços em me ajudar no desenvolvimento e melhoria desse trabalho. Como também, Aline Cavalcanti, um presente que a UFPE me deu ao longo desse período e nunca mediu esforços para me ajudar.

Agradeço bastante à DETL/CHESF, em especial, Adilson Campelo, Adriana Siqueira, Brivaldo Silva, Lígia Pessoa e Ronaldo Ramos pelo fornecimento de material fundamental para a continuidade desse trabalho e pelos ensinamentos e orientações práticas para o desenvolvimento de minha pesquisa.

Por fim, agradeço à Deus e ao Universo, por me oferecer fortalecimento e amor durante esses anos.

RESUMO

A crescente demanda na capacidade de transmissão de energia elétrica e a evolução das cargas supridas pelas linhas de transmissão requer constantes ampliações para não prejudicar o retorno econômico do sistema elétrico implantado. As linhas de transmissão vão se tornando superadas em sua capacidade de atendimento a demanda, assim, ao planejador da expansão do sistema elétrico restam duas alternativas: partir para o projeto e construção de novas linhas de transmissão ou pesquisar a possibilidade de repotencializar as linhas de transmissão já existentes. Este trabalho propõe uma avaliação das diversas tecnologias de repotencialização procurando detalhá-las e validá-las através do uso de ferramenta computacional largamente utilizado pelas empresas de energia elétrica para projetos de novas linhas de transmissão de locação otimizada. Foram realizados estudos de caso em linhas reais, a partir de levantamentos topográficos mais detalhados, como também, estudos comparativos entre as diferentes técnicas de repotencialização identificando qual deve ser a metodologia escolhida. Ressalta-se, por fim, a introdução de condutores especiais como alternativa tecnológica ao uso de condutores convencionais, devidamente validada a partir de estudos de caso.

Palavras-chave: Linha de transmissão. Projeto de repotencialização. Locação otimizada. Recondução. Condutores especiais.

ABSTRACT

The growth demand of the electric power transmission capacity and the evolution of the loads supplied by the transmission lines requires constant extensions in order not to prejudice the economic development of the electric system. The transmission lines are becoming surpassed in their ability to meet demand, so the planner of the expansion of the electric system remains two alternatives: starting for the design and construction of new transmission lines or research the possibility of uprating the transmission lines already existed. This work proposes an evaluation of the various technologies of uprating, seeking to detail and validate them through the use of a computational tool widely used by electric power companies to design new transmission lines optimized. Case studies were carried out in real lines, from more detailed topographic surveys, as well as, comparative studies among the different uprating techniques, identifying which methodology should be chosen. Finally, it is highlighted the introduction of special conductors as a technological alternative to the use of conventional conductors been duly validated from case studies.

Keywords: Transmission Line. Uprating project. Optimized rental. Reconductoring. Special conductors.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Conteúdo técnico e diagrama de estruturação.	23
Figura 2 – Reconfiguração da posição do isolador.	24
Figura 3 – Cabo condutor com fadiga mecânica.	26
Figura 4 – Retracionamento do cabo condutor em uma linha de transmissão de 345 kV.	26
Figura 5 – Perfil de uma linha de transmissão.	27
Figura 6 – Vão de uma linha de transmissão.	32
Figura 7 – Padrão estrutural de uma estrutura estaiada.	33
Figura 8 – Padrão estrutural de uma estrutura de suspensão.	34
Figura 9 – Padrão estrutural de uma estrutura de monomastro.	35
Figura 10 – Padrão estrutural de uma estrutura auto-portante.	36
Figura 11 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Derivação– Suape II com o condutor Grosbeak.	39
Figura 12 – Outro trecho de 1,5 km da linha de transmissão Derivação– Suape II com o condutor Grosbeak.	40
Figura 13 – Relatório das violações no PLS-CADD® da linha de transmissão Derivação – Suape II.	40
Figura 14 – Relatório da técnica de redução da cadeia de isoladores da linha de transmissão Derivação– Suape II.	41
Figura 15 – Trecho de 1,7 km da linha de transmissão Derivação- Suape II com uma violação em um vão em vermelho escuro.	42
Figura 16 – Relatório após a implementação das técnicas de retracionamento e redução da cadeia de isoladores.	45
Figura 17 – Violação no tramo 5-6.	45
Figura 18 – Torre com amortecedores e pesos adicionais.	46
Figura 19 – Relatório das violações fornecido pelo PLS-CADD® após a técnica de alteração das estruturas.	47
Figura 20 – Trecho de 1,5km da linha com os cabos condutores Flint e Grosbeak.	48
Figura 21 – Trecho de 1,5km da linha com o cabo condutor Flint.	48
Figura 22 – Relatório da recapitação com o cabo condutor Flint.	49
Figura 23 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.	53
Figura 24 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.	53
Figura 25 – Perfil através do levantamento topográfico da linha de transmissão Derivação- Suape II.	56
Figura 26 – Trecho de 2km da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê com o condutor Flint.	60
Figura 27 – Trecho de 1,5km da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê em 230 kV evidenciando o condutor Hawk.	61
Figura 28 – Relatório final da quantidade de vãos que tiveram violação na altura de segurança com o cabo condutor Hawk.	62

Figura 29 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.	63
Figura 30 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.	64
Figura 31 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACSR Grosbeak.	66
Figura 32 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACCC Grosbeak.	67
Figura 33 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACCR Grosbeak.	67
Figura 34 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.	69
Figura 35 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.	70
Figura 36 – Variação das perdas em função da ampacidade para os condutores Grosbeak e Flint.	72
Figura 37 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores Grosbeak e Flint.	73
Figura 38 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores Flint e Hawk.	74
Figura 39 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores ACSR Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.	75
Figura 40 – Dados relativos a região na qual o cabo condutor Flint será avaliado para sua viabili- dade no projeto de recondutoramento.	77
Figura 41 – Simulação no PLS-CADD® do modelo de ampacidade do IEEE para o Flint.	78
Figura 42 – Violação no tramo 5-6	79
Figura 43 – Variação da flecha em função da temperatura para os cabos condutores Flint e Hawk.	88
Figura 44 – Variação da tração em função da temperatura para os cabos condutores Flint e Hawk.	88
Figura 45 – Variação da flecha em função da temperatura para os cabos condutores CAA Gros- beak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.	89
Figura 46 – Variação da tração em função da temperatura para os cabos condutores CAA Gros- beak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.	90
Figura 47 – Amostra de cabo CA	100
Figura 48 – Amostra de cabo CAA	100
Figura 49 – Amostra de cabo CAL.	100
Figura 50 – Amostra de cabo ACAR	101
Figura 51 – Amostra de cabo CALA	101
Figura 52 – Amostra de cabo T-CAA.	109
Figura 53 – Amostra de cabo ACCR.	110
Figura 54 – Amostra de cabo ACCC	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Cargas máximas para cabos na condição de trabalho de maior duração.	25
Tabela 2	– Casos de técnicas de recapacitação de reisolamento.	29
Tabela 3	– Características das condições submetidas ao Tramo 2-5.	43
Tabela 4	– Características de todas as trações do projeto Derivação- Suape II.	44
Tabela 5	– Características das condições submetidas aos Tramos 4-5 e 5-6.	46
Tabela 6	– Características da corrente de longa duração.	57
Tabela 7	– Características da corrente de curta duração.	57
Tabela 8	– Características da corrente de longa duração.	59
Tabela 9	– Características da corrente de curta duração.	59
Tabela 10	– Capacidade operativas de linhas de transmissão da CHESF em condição atual de operação.	65
Tabela 11	– Capacidade operativas de linhas de transmissão da CHESF em condição nova de operação.	65
Tabela 12	– Dados do AAAC Flint para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê.	79
Tabela 13	– Dados do AAAC Flint para o projeto de recapacitação da linha Morro do Chapéu- Irecê quando submetido a condições de aumento de transmissão.	80
Tabela 14	– Dados do ACCC Hawk para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê.	80
Tabela 15	– Dados do ACCC Hawk para o projeto de recapacitação da linha Morro do Chapéu- Irecê quando submetido a condições de aumento de transmissão.	81
Tabela 16	– Dados do ACSR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.	81
Tabela 17	– Dados do ACSR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.	82
Tabela 18	– Dados do ACCC Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.	83
Tabela 19	– Dados do ACCC Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.	83
Tabela 20	– Dados do ACCR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.	84
Tabela 21	– Dados do ACCR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.	84
Tabela 22	– Preço por unidade dos cabos condutores tradicionais e especiais.	90
Tabela 23	– Características do cabo condutor Grosbeak.	103
Tabela 24	– Características do cabo condutor Flint.	104

Tabela 25 – Características dos cabos condutores Grosbeak e Flint.	105
Tabela 26 – Características dos cabos condutores Flint e Hawk.	106
Tabela 27 – Características dos cabos condutores ACSR Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3M	<i>Minnesota Mining and Manufacturing Company</i>
AAAC	<i>All aluminum Alloy Conductor</i> - Cabo de Alumínio Nu
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACAR	Cabo de Alumínio Reforçado com liga de Alumínio
ACCC	Cabo de Alumínio com Alma de Aço Compósito
ACCR	Cabo de Alumínio Reforçado por Compósito
ACSR	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i> - Cabo de Alumínio com Alma de
ACSS	Cabo de Alumínio Suportado pelo Aço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASC	<i>Aluminum Stranded Conductor</i> Cabo de Alumínio
AR	Alta Resistência
ATP	<i>Alternative Transient Program</i> - Programa Alternativo para Cálculo do Transiente
AWG	<i>American Wire Gauge</i> - Escola Americana de Bitolas de Fios
CA	Corrente Alternada
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAA-EF	Cabo de Alumínio Alma de Aço Extra Forte
CAL	Cabo de Alumínio Liga 6201
CALA	Cabo de Alumínio Liga 6201 Reforçado com Alma de Aço
CC	Corrente Contínua
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CTC	<i>Composite Technology Corporation</i> - Corporação de Tecnologia de Compósitos
CTEEP	Companhia de Transmissão Elétrica Paulista

CR	Carga de Ruptura
DCC	Departamento de Compras e Contratações
ECAR	<i>East Central Area Reliability</i> - Área Central de Confiabilidade
EAR	Extra Alta Resistência
EDS	<i>Everyday Stress</i> - Condição do dia-a-dia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GPS-RTK	<i>Global Positioning System-Real Time Kinematic</i>
HTLS	<i>High Temperature Low Sag</i> - Alta Temperatura Flecha Reduzida
IACS	<i>Internacional Annealed Copper Standard</i> - Padrão Internacional de Resistividade Elétrica
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
MCM	Mil Circular Mils
PLS-CADD®	<i>Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting</i>
PLS-TOWER®	<i>Power Line Systems - Analysis and Design of Steel Latticed Towers</i>
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> - Carregamento de Impedância de Surto
TAI	Alumínio Termorresistente
T-CAA	Cabo de Alumínio Termorresistente com Alma de Aço
T-ACSR	<i>Aluminum Conductor Steel Thermo-Resistant Reinforced</i> - Cabo de Alumínio Termorresistente Reforçado pelo Aço
XTACSR	<i>Extra Thermal Resistant Aluminum Alloy Steel Reinforced</i> - Cabo de Alumínio Liga Extra-Termorresistente Reforçado pelo Aço
ZTACSR	<i>Ultra Thermal Resistant Aluminum Alloy Steel Reinforced</i> - Cabo de Alumínio Liga Ultra-Termorresistente Reforçado pelo Aço

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Comprimento do vão
A_l	Alumínio
A_t	Artefatos
C	Capacitância da linha de transmissão
E_c	Módulo de elasticidade do condutor
E_t	Coefficiente de dilatação térmica linear do condutor
f	Flecha do condutor
g	Gravidade
h	Desnível
h_s	Altura de segurança
H	Tração mecânica do condutor horizontal média
H_2	Tração horizontal no condutor na condição 2
H_1	Tração horizontal no condutor na condição 1
I	Corrente elétrica;
j	Vetor unitário;
L	Indutância da linha de transmissão;
L_2	Comprimento do condutor relativo a condição 2
L_1	Comprimento do condutor relativo a condição 1
$m_{c2} g$	Peso do condutor por unidade de comprimento no estado 2
$m_{c1} g$	Peso do condutor por unidade de comprimento no estado 1
m_c	Densidade linear de massa dos cabos
M_o	Mão- de- obra
P	Força vertical
r	Resistência da linha de transmissão
R	Preço reajustado

R_{T_c}	Resistência ca do condutor a temperatura T_c
R_{T_2}	Resistência ca do condutor a temperatura T_2
R_{T_1}	Resistência ca do condutor a temperatura T_1
S_2	Tração média do condutor na condição 2
S_1	Tração média do condutor na condição 1
S	Seção transversal do condutor
T	Força axial no condutor
T_o	Força horizontal
T_c	Temperatura do condutor
T_{c2}	Temperatura do condutor na condição 2
T_{c1}	Temperatura do condutor na condição 1
T_2	Temperatura mínima do condutor sendo a resistência ca especificada
T_1	Temperatura mínima do condutor sendo a resistência ca especificada
u	Condutância da linha de transmissão;
V	Tensão da linha de transmissão;
Q_j	Aquecimento por efeito Joule
Q_m	Aquecimento por magnetização
Q_s	Aquecimento solar
Q_c	Calor dissipado por convecção
Q_r	Calor dissipado por radiação
Q_e	Calor dissipado por evaporação
x_a	Distância entre a torre a e o vértice
x_b	Distância entre a torre b e o vértice
x	Ponto qualquer na horizontal para o qual se deseja saber o valor da flecha
X_c	Reatância capacitiva da linha de transmissão
X_l	Reatância indutiva da linha de transmissão
Z_o	Impedância natural da linha de transmissão
Z_c	Impedância característica da linha de transmissão

w Peso por unidade de comprimento do condutor

W Frequência angular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO	19
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	20
2	ESTADO DA ARTE	22
2.1	DEFINIÇÃO DE REPOTENCIALIZAÇÃO, REVITALIZAÇÃO, RECAPACITAÇÃO, RESTAURAÇÃO/EXTENSÃO E EXPANSÃO	22
2.2	TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	23
2.2.1	Técnica de Redução da Cadeia de Isolador	24
2.2.2	Técnica de Retracionamento	24
2.2.3	Técnica de Alteração de Estrutura	27
2.2.4	Técnica de Reisolamento	28
2.2.5	Técnica de Recondutoramento	29
2.3	CONCLUSÕES	30
3	MATERIAL E MÉTODOS	31
3.1	ESTRUTURAS PADRÕES UTILIZADAS NOS PROJETOS DE RECAPACITAÇÃO	32
3.2	METODOLOGIA APLICADA ATRAVÉS DE TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO	37
3.2.1	Tecnologias disponíveis a serem aplicadas no <i>software</i> PLS-CADD®	39
3.2.2	Modelo de cálculo de ampacidade utilizado	49
3.3	CONCLUSÕES	54
4	RESULTADOS E ANÁLISES - ESTUDO DE CASOS	56
4.1	METODOLOGIA APLICADA DE RECONDUTORAMENTO COM CONDUTORES ESPECIAIS	57
4.1.1	Levantamento da situação atual do projeto Morro do Chapéu- Irecê	58
4.1.2	Tecnologias disponíveis a serem aplicadas no <i>software</i> PLS-CADD®	60
4.1.3	Modelo de cálculo de ampacidade utilizado para o projeto Morro do Chapéu- Irecê reformulado	62
4.1.4	Levantamento da situação atual do projeto Ibiapina- Sobral	64
4.1.5	Tecnologias disponíveis a serem aplicadas no <i>software</i> PLS-CADD®	65
4.1.6	Modelo de cálculo de ampacidade utilizado para o projeto Ibiapina- Sobral reformulado	68
4.2	CONCLUSÕES	70
5	RESULTADOS DAS TÉCNICAS DE RECONDUTORAMENTO	72
5.1	ANÁLISE DA AMPACIDADE EM FUNÇÃO DAS PERDAS NOS TRÊS PROJETOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PILOTOS	72

5.1.1	Análise e critério de viabilidade no projeto da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê de acordo com o SIL	75
5.1.2	Análise e critério de viabilidade no projeto da linha de transmissão Ibiapina-Sobral de acordo com o SIL	81
5.1.3	Análise das flecha e das trações devido à técnica de recondutoramento por cabos condutores especiais	84
5.1.4	Análise dos custos na implementação da técnica de recondutoramento por cabos condutores especiais	90
5.2	CONCLUSÕES	91
6	CONCLUSÕES, TRABALHOS FUTUROS E PUBLICAÇÕES REALIZADAS	93
6.1	PUBLICAÇÕES	94
	REFERÊNCIAS	95
	APÊNDICE A – PRINCIPAIS CABOS CONDUTORES TRADICIONAIS	99
	APÊNDICE B – CATÁLOGO DOS CABOS CAA	102
	APÊNDICE C – CATÁLOGO DOS CABOS CONDUTORES TRADICIONAIS CAL	104
	APÊNDICE D – TABELA E CATÁLOGO DOS CABOS CONDUTORES TRADICIONAIS E ESPECIAIS UTILIZADOS NOS PROJETOS DE RECONDUTORAMENTO	106
	APÊNDICE E – CONDUTORES ESPECIAIS	108

1 INTRODUÇÃO

Energia é um “ingrediente” essencial para o desenvolvimento econômico que é uma das aspirações fundamentais da população em nossa sociedade. O consumo de energia per capita pode ser usado como um indicador da importância dos problemas que afetam estes países, onde se encontram 70% da população mundial (GOLDEMBERG, 1998). Assim, pode-se dizer que a energia é um componente fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país.

A linha de transmissão é um sistema de fundamental importância, sendo usado para transmitir energia elétrica a partir da fonte geradora de energia até a carga consumidora, ou seja, até os clientes consumidores dessa energia. Particularmente para o caso do Brasil, por ser um país de dimensões continentais, o papel da transmissão torna-se ainda mais importante (RIBEIRO, 2014). As linhas de transmissão são responsáveis pelo transporte confiável, seguro e eficaz de grandes blocos de energia elétrica.

O constante aumento da demanda por energia elétrica implica na necessidade de expandir os sistemas de geração, transmissão e distribuição, evitando assim que instalações deficitárias sejam um fator limitante para o desenvolvimento econômico. Por outro lado, a implantação de novas linhas de transmissão está enfrentando dificuldades devido a alguns fatores externos que impactam diretamente no custo dessas linhas. Primeiro, a minimização do impacto ambiental causado pelo uso de estruturas mais altas e conseqüentemente mais pesadas (CAVASSIN, 2012). Em segundo lugar, uma preocupação generalizada dos órgãos governamentais e das concessionárias devido ao alto custo de construção, incluindo os contratos de faixa de servidão para constituição do direito de passagem.

Diante disso, surgem as técnicas de aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica em linhas de transmissão já existentes, para que satisfaçam a necessidade de aumento no fornecimento de energia elétrica com a confiabilidade e qualidade necessárias e a custos compatíveis com os recursos disponíveis.

1.1 MOTIVAÇÃO

A demanda por eletricidade aumentou nos últimos anos, devido ao crescimento populacional e à industrialização. Assim, o crescimento da demanda de energia elétrica sobrecarrega o sistema tornando-se necessário ampliar a capacidade de geração, transmissão e distribuição do sistema elétrico. Assim, diante dos acentuados custos dos sistemas subterrâneos em classes de tensão elevadas, as grandes dificuldades presentes para implementação de novas linhas de transmissão aéreas urbanas especialmente devido às dificuldades para se conseguir novas faixas de servidão e o elevado custo associado contribuem para a implementação de técnicas de

repotencialização.(MENDES et al., 2006).

Os fatores de restrições ambientais existentes e a escassez de recursos para novos investimentos têm levado as concessionárias brasileiras a investir na pesquisa de novas soluções que possibilitem o aumento na capacidade de transmissão de suas linhas existentes, com o aproveitamento máximo da infraestrutura existente (MENDES et al., 2006).

As permissões ou autorizações para a construção de novas linhas de transmissão têm se tornado cada vez mais difíceis de serem obtidas. Outrossim, a alternativa de traçados evitando cruzar com espaços urbanos, as exigências ambientais e a licitação para construção de novas faixas de servidão têm gerado dificuldades para o início de novos projetos de linhas de transmissão. No Brasil, por exemplo, a faixa de passagem é um dos itens mais onerosos dentre todos os custos envolvidos na implantação de tal empreendimento (PESSOA, 2017).

Tem-se tornado motivação neste trabalho, as diversas maneiras de se atender as solicitações do aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica através das técnicas de repotencialização de linhas de transmissão. Por outro lado, diante da grande quantidade de embasamento teórico e prático que as técnicas de repotencialização agregam, torna-se imprescindível compreender a influência de parâmetros meteorológicos e eletromecânicos, o conhecimento acerca do tipo de estrutura utilizada, a capacidade de condução de corrente elétrica da linha de transmissão e como essa corrente se relaciona com a distância do condutor ao solo, e por fim, a potência demandada.

De tal maneira, a motivação para desenvolvimento desses estudos está diretamente relacionada com a pesquisa e aplicação de tecnologias para recapacitação de linhas de transmissão competitivas em comparação com a incorporação de novas obras.

1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Esta dissertação está organizada através dos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1** -Introduz-se o tema da pesquisa com sua contextualização, motivação e organização do trabalho realizado.
- **Capítulo 2** - Apresentam-se as principais pesquisas realizadas nos últimos anos que tiveram contribuição para o estudo. Tem-se também a definição dos tipos de técnicas de repotencialização e suas relevâncias e contribuições tanto para o meio acadêmico como para o meio industrial.
- **Capítulo 3** - Analisam-se as técnicas de repotencialização através da ferramenta computacional para o cálculo de locação otimizada, o *software* PLS-CADD®, de acordo com suas principais modelagens de projeto, como também, suas principais colaborações e análises específicas sobre a obtenção da escolha de cada tipo de técnica. Por fim, é verificada a

técnica de recondução com condutores convencionais. Como também, a comparação de modelos para cálculo da ampacidade em regime permanente e são analisadas suas sensibilidades aos parâmetros meteorológicos.

- **Capítulo 4** - Avaliam-se as adequabilidades das técnicas de repotencialização enfatizando a técnica de recondução com condutores especiais. Ressalta-se, neste sentido, a introdução de condutores especiais como alternativa tecnológica ao uso de condutores convencionais. Tem-se também a comparação do modelo escolhido para o cálculo da ampacidade com o uso dos condutores especiais.
- **Capítulo 5** - Neste capítulo são analisados os resultados finais obtidos através de estudos de casos de linhas de transmissão reais por simulações pelo *software* PLS-CADD®. Além disso, analisa-se as diferentes técnicas de repotencialização e as perdas associadas devido à escolha do tipo de condutor para os projetos de locação otimizada de cada projeto piloto, como também, os custos envolvendo a técnica de recondução com condutores especiais.
- **Capítulo 6** - Neste capítulo são descritas as principais conclusões e contribuições, como também, sugestões para trabalhos futuros. Em complementação, o texto se encerra com a apresentação das referências bibliográficas, publicações geradas pela pesquisa do trabalho e apêndice.

2 ESTADO DA ARTE

Este capítulo tem como finalidade apresentar as principais pesquisas realizadas nos últimos anos e que tiveram contribuição para o estudo das técnicas de repotencialização de linhas de aéreas de transmissão de energia elétrica. A revisão bibliográfica foi realizada com embasamento em artigos, trabalhos, congressos científicos, brochuras e estudos de projetos realizados em linhas de transmissão de alta tensão.

Todavia, antes de mencionar as técnicas de repotencialização realizadas e seus devidos embasamentos, foram descritas as definições de alguns termos usados nas recentes bibliografias de linhas de transmissão enfatizando suas diferenças para que não venham causar interpretações ambíguas.

2.1 DEFINIÇÃO DE REPOTENCIALIZAÇÃO, REVITALIZAÇÃO, RECAPACITAÇÃO, RESTAURAÇÃO/EXTENSÃO E EXPANSÃO

Na maioria das bibliografias estudadas, repotencialização (*uprating*) é definida como um aumento da capacidade de transmissão da linha através da implementação do acréscimo da corrente nominal, aumento do nível de tensão ou aumento da potência natural da linha de transmissão.

Já revitalização, que é o termo definido para (*upgrading*) são melhorias introduzidas na linha de transmissão voltadas para aumentar a sua disponibilidade/confiabilidade, como também, sua performance elétrica (CIGRE, 2008). 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 de potência (PESSOA, 2017).

Portanto, verifica-se que a recapacitação de uma linha de transmissão é composta de duas técnicas, a repotencialização e a revitalização (PESSOA, 2017).

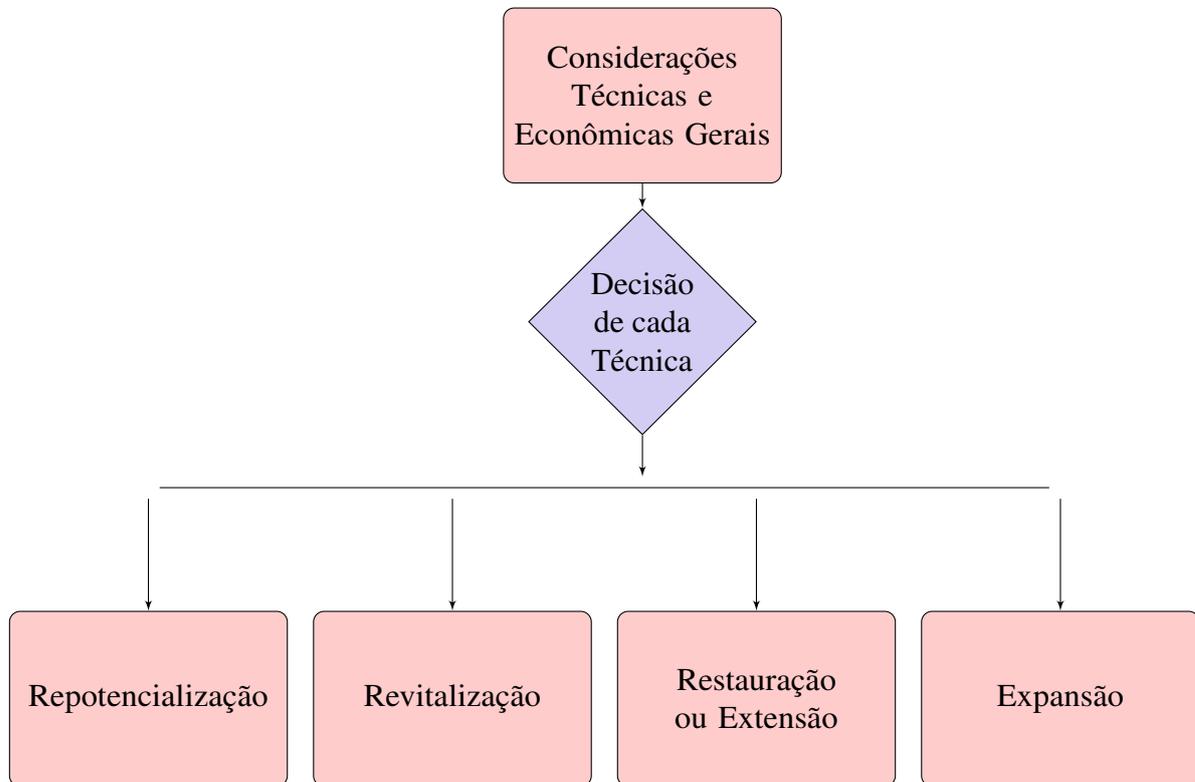
Tem-se também a definição de restauração (*refurbishment*) ou Extensão (*Life Extension*) é definido como a restauração ou renovação extensiva de linhas de transmissão antigas à sua capacidade original para restaurar a configuração da linha de transmissão. A extensão da vida é uma opção de renovação que não resulta na restauração completa da vida útil original do projeto. (CIGRE, 2008).

E por fim, a definição de expansão (*asset expansion*) que é definido como o aumento na funcionalidade, ou seja, aumentar a possibilidade de que o sistema elétrico tem em transmitir e receber sinais (CIGRE, 2008).

A Figura 1 apresenta a diagramação das definições dos conteúdos técnicos para a realiza-

ção do aumento da capacidade de transmissão de uma linha de acordo com a solicitação de cada projeto, como também, a compreensão dos termos técnicos definidos anteriormente.

Figura 1 – Conteúdo técnico e diagrama de estruturação.



Fonte:(CIGRE, 2008).

Assim após definição dos termos técnicos, seguem as descrições sumárias das diversas técnicas implementadas nos últimos anos, e que tiveram contribuição para o estudo dos diversos métodos de recapacitação. Tais métodos devem ser citados pois foram utilizados na implementação dos estudos de caso das linhas reais projetadas.

2.2 TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Geralmente, as técnicas de recapacitação são consideradas quando a temperatura o limite térmico do condutor for atingido. A temperatura máxima que será solicitada da linha de transmissão pode ser aumentada, elevando-se a temperatura de projeto do condutor. Então, a capacidade do condutor de acomodar temperaturas mais altas deve ser avaliada. Portanto, como a distância do condutor ao solo, deverá ser aumentada, várias técnicas de aumento da altura do condutor acima do solo são discutidas (NTULI et al., 2016).

As técnicas de recapacitação são consideradas quando a temperatura da linha de transmissão ou o limite térmico do condutor foram atingidos. Tem-se a aplicação das técnicas:

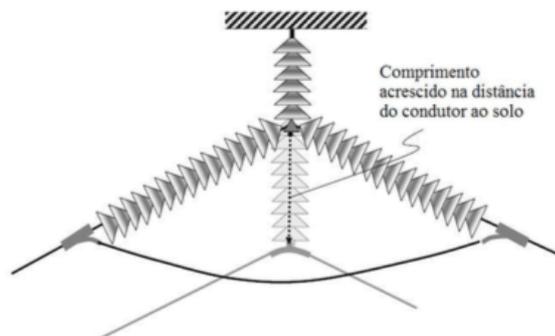
- técnica de redução da cadeia de isolador;

- técnica de retracionamento;
- técnica de alteração de estrutura;
- técnica de reisolamento;
- técnica de recondução.

2.2.1 TÉCNICA DE REDUÇÃO DA CADEIA DE ISOLADOR

O aumento da distância do condutor ao solo pode ser atingido através da elevação no ponto de sustentação do condutor, como por exemplo, reconfigurando a posição do isolador de tangente para a configuração de saída da linha de transmissão para obter uma flecha permissivelmente maior. Quando as duas estruturas adjacentes ao vão que apresentem violação da distância de segurança forem de suspensão e a diferença de alturas máximas a crescer for igual ou menor que o comprimento da cadeia de suspensão, esta pode ser transformada em cadeias de "falsa amarração" (CIGRE, 2010). Esse tipo de configuração está ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Reconfiguração da posição do isolador.



Fonte: (CIGRE, 2010).

Essencialmente a técnica de redução da cadeia de isoladores que vem sendo utilizada na CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) consiste na utilização de ferragens compactas para as cadeias de isoladores, de tal forma a reduzir o comprimento das mesmas. Através desta tecnologia, a empresa vem obtendo ganhos de até 45 cm, trazendo uma grande contribuição na distância de segurança do cabo condutor ao solo (CHESF, 2018).

2.2.2 TÉCNICA DE RETRACIONAMENTO

A possível adoção da técnica de retracionamento é uma das análises realizadas em complementação à troca da cadeia de isoladores. Essa técnica consiste no aumento da tração reduzindo a distância do condutor ao solo, permitindo uma elevação na temperatura da linha de transmissão e conseqüente aumento na sua ampacidade. Todavia, sem comprometer o limite térmico do cabo condutor. Portanto, esta técnica requer uma série de verificações nos cabos

condutores e cabos pára-raios, como também, nas estruturas e fundações da linha de transmissão com o intuito de levantar o seu estado de conservação.

O aumento da tração é a técnica mais simples de recapacitação pois consiste no aumento da tração dos cabos condutores e remetendo a correção de erros de construção/projeto, quando a técnica pode ser utilizada para aumento da temperatura original da linha. Com os dados obtidos no levantamento topográfico, é possível determinar a nova tração dos cabos condutores que pode ser adotada na situação de operação. Entretanto, algumas restrições precisam ser observadas na condição de maior duração (CAVASSIN, 2012).

De acordo com a Norma NBR 5422/85, observa-se que para a hipótese de velocidade máxima de vento, o esforço de tração axial nos cabos não devem ser superior a 50% da carga nominal de ruptura dos cabos condutores, como também, na condição de temperatura mínima, recomenda-se que o esforço de tração axial nos cabos não devem ultrapassar 33% da carga de ruptura dos cabos condutores. Além disso, na condição de trabalho de maior duração, caso não tenham sido adotadas medidas de proteção contra os efeitos da vibração, recomenda-se limitar o esforço de tração nos cabos condutores aos valores máximos indicados na Tabela 1 (ABNT, 1985).

Tabela 1 – Cargas máximas para cabos na condição de trabalho de maior duração.

Cabos	% Carga de Ruptura
Aço AR	16
Aço EAR	14
Aço- Cobre	14
Aço- Alumínio	14
CA	21
CAA	20
CAL	18
CALA	16
CAA- EF	16

Fonte: (ABNT, 1985).

Sem a utilização de dispositivos amortecedores de vibração, os quais têm a função de atenuar as vibrações eólicas que ocorrem nos cabos pára-raios e condutores, os cabos CAA só podem ser submetidos a uma tração de até 20% de sua tração de ruptura na temperatura EDS (condição de maior duração). Caso esse limite não seja respeitado, é possível ocorrer danos similares ao registrado na Figura 3. A condição EDS é definida como sendo a tração mecânica que os cabos de uma linha de transmissão estão submetidos durante a maior parte da sua vida útil. A técnica consiste em elevar a tração do cabo condutor até este limite, diminuindo assim a flecha e aumentando a altura do condutor ao solo (CAVASSIN, 2012).

Figura 3 – Cabo condutor com fadiga mecânica.



Fonte:(ENGINEERING, 2018).

A facilidade de implementação da técnica está relacionada com a possibilidade de permitir que a linha de transmissão seja religada em um curto período de tempo, caso seja necessário (CAVASSIN, 2012). Além disso, o retracionamento é considerado um método economicamente eficaz para aumentar a capacidade de um sistema existente, permitindo que as linhas de transmissão operem em temperaturas mais altas (KOPSIDAS; ROWLAND, 2009).

Por fim, deve-se avaliar se as estruturas e fundações suportarão as novas cargas que serão impostas. Caso seus limites de carregamento sejam ultrapassados, devem ser realizados reforços, ou, em último caso, substituições. Na Figura 4 pode ser verificada parte do maquinário necessário para retracionamento do cabo condutor existente em uma linha de transmissão de 345 kV que fica nos Estados Unidos.

Figura 4 – Retracionamento do cabo condutor em uma linha de transmissão de 345 kV.



Fonte:(CONSTRUCTORS, 2018).

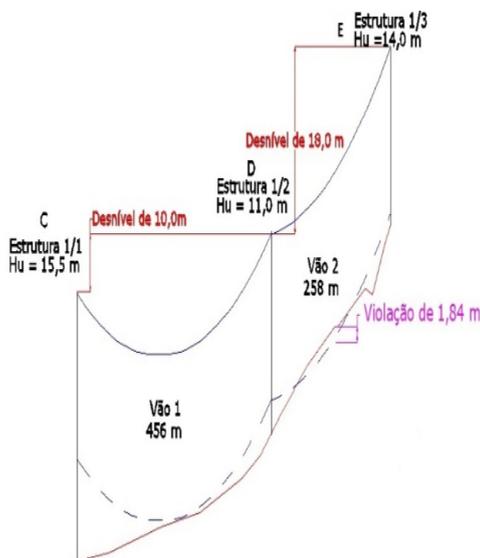
2.2.3 TÉCNICA DE ALTERAÇÃO DE ESTRUTURA

Em sequência a técnica de retracionamento, a técnica de alteração de estrutura é uma possível alternativa para análise de técnicas de recapitação. Essa técnica consiste nas alterações de estruturas devido à solicitação de aumento na capacidade de transmissão de energia elétrica. Desse modo, a técnica de alteração de estrutura consiste na relocação da estrutura ou no aumento da altura da estrutura. Entretanto, há a necessidade de se analisar se os novos esforços atuantes serão suportados pelas estruturas, não apenas o atendimento das distâncias condutor-solo.

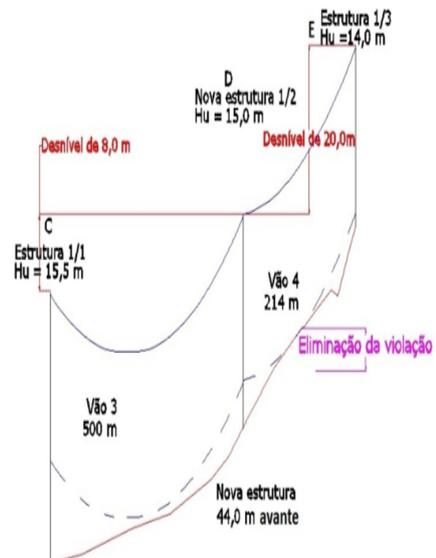
Nessas situações, onde é solicitado um aumento na ampacidade, é comum a troca de estruturas mais baixas por estruturas mais altas e mais robustas. Assim, é detectado no projeto a necessidade descrita através do levantamento topográfico e da identificação dos pontos de violação para um aumento na potência da linha de transmissão. Segue como análise de violação as Figuras 5a e 5b (PESSOA, 2017). Dessa forma, as Figuras 5a e 5b exemplificam um tipo de técnica de recapitação relacionada com a troca de estruturas. Após violação da altura de segurança de 1,84m, foi necessário substituir por uma estrutura "D" mais alta e mais avante que respeitasse o limite do terreno de acordo com seu relevo acentuado. Neste caso, foi necessário um ganho na altura útil da estrutura "D" de 4m.

Figura 5 – Perfil de uma linha de transmissão.

(a) Perfil de uma linha de transmissão antes da recapitação.



(b) Perfil de uma linha de transmissão após a recapitação.



Fonte: (PESSOA, 2017).

Aumentar a altura da torre é uma outra alternativa que pode ser explorada para aumentar a temperatura de projeto do condutor, porém pode ser bastante cara (ALBIZU; ZAMORA, 2005). Incrementos na altura da torre geralmente são alcançados pela inserção de um novo painel de

aço na parte inferior da torre.

2.2.4 TÉCNICA DE REISOLAMENTO

A recapacitação de uma linha de transmissão implica, em geral, aumentar sua capacidade de transmissão, e isso pode ser feito aumentando a capacidade de transmissão de corrente elétrica, o nível de tensão ou ambos (CIGRE, 2006). O aumento da capacidade de transmissão de corrente elétrica significa a necessidade de elevar a temperatura do condutor ou necessárias adequações nos limites térmicos, enquanto que o aumento do nível de tensão requer o reisolamento o qual consiste no aumento da tensão da linha de transmissão. O reisolamento inclui a necessidade do aumento das distâncias fase-fase e da distância do condutor ao solo.

Como pode ser visto na referência (CIGRE, 2006) para técnicas de recapacitação, aumentar a capacidade de transmissão de corrente elétrica é significativamente mais usual do que aumentar o nível de tensão:

- 71% ou 30 casos para aumentar a capacidade de transmissão de corrente elétrica;
- 24% ou 10 casos para aumentar o nível de tensão.

Pela mesma referência, para aumentar a capacidade de transmissão de corrente elétrica, o aumento da temperatura do condutor é quase tão usual quanto o recondutoramento:

- 43% ou 18 casos para aumento da temperatura do condutor;
- 50% ou 21 casos para recondutoramento.

Então, se o condutor existente for utilizado com uma tensão de operação mais alta, ele deve ser capaz de transportar cargas elétricas maiores. Por conseguinte, separação do condutor, balanço de cadeia de isolador, efeito corona, nível de isolamento e distância do condutor ao solo devem ser reavaliados (FEHR, 1994).

Outrossim, o reisolamento é uma técnica bastante econômica, podendo chegar a apenas 20% do valor de uma nova linha de transmissão, quando se refere a uma linha de transmissão passando da tensão de 69 kV para a tensão de 138 kV. A técnica de recapacitação de reisolamento oferece vantagens econômicas, já que os custos estão entre 25% e 30% dos custos de uma nova linha. De qualquer forma, é um investimento considerável já que esse critério deve garantir um longo período de utilização sem problemas operacionais ou de manutenção (BRAGA M.L. BRAGA; MOREIRA, 2000).

No aumento do nível de tensão das linhas de transmissão se deve minimizar a modificação estrutural da linha existente. Com este propósito, duas áreas de estudo são necessárias: a primeira é identificar a disponibilidade das distâncias requeridas para uma tensão mais elevada em uma estrutura já existente e a segunda é avaliar o nível de isolamento necessário para suportar sobretensões transitórias devido a raios e manobras (BHATTARAI et al., 2010). De uma forma resumida, a Tabela 2 classifica as diversas técnicas de reisolamento utilizadas nos respectivos

países.

Tabela 2 – Casos de técnicas de recapacitação de reisolamento.

País	Tensão Original (kV)	Tensão Final (kV)	Técnicas de Recapacitação
Japão	66	154	Isolador e Espaçador
EUA	41,6	115	Reisolamento/Recondutoramento
Alemanha	220	380	Reisolamento
África do Sul	275	400	Modificação do Isolamento

Fonte: (BHATTARAI et al., 2010).

Um dos principais desafios para elevação de tensão é fornecer uma distância de segurança suficiente para o nível de tensão mais elevado pois com o aumento da tensão as distâncias de segurança para a linha de transmissão aumentam e é preciso manter o nível de confiabilidade da linha. Essa distância de segurança deve ser alcançada entre a metade do vão das fases mais baixas ao solo, estruturas fase-fase e fase-terra. Desse modo, analisa-se que a possível ocorrência de violação das distâncias de segurança são o principal problema para a elevação de tensão (BHATTARAI et al., 2010).

2.2.5 TÉCNICA DE RECONDUTORAMENTO

Após a descrição das técnicas de recapacitação citadas anteriormente, menciona-se que a técnica de recondutoramento surge como principal análise e metodologia implementada para que ocorra um aumento na capacidade de transmissão de energia elétrica. Desse modo, a técnica de recondutoramento mostra-se como solução de recapacitação por substituir o condutor originalmente projetado por um outro, para que ocorra um aumento na temperatura de projeto da linha de transmissão ou aumento na temperatura na qual o condutor será submetido na maior parte do tempo de sua vida útil, e conseqüentemente, um aumento na capacidade de transmissão de energia elétrica. Todavia, a técnica de recondutoramento é escolhida como última solução, passando anteriormente por todas as técnicas de recapacitação citadas, por se tratar de uma operação bastante custosa e que envolve a troca do condutor total ou parcial de uma linha de transmissão.

Segundo (PESSOA, 2017), o recondutoramento tem se tornado uma alternativa cada vez mais atrativa no setor elétrico, tendo em vista a necessidade de aumento de carregamento das linhas de transmissão, não obstante as suas restrições eletromecânicas. Entretanto, a troca dos condutores por outros de maior seção implica, na grande maioria dos casos, na necessidade de reforçar ou substituir algumas das estruturas existentes, para que possam suportar os novos esforços mecânicos, além de introduzir novas estruturas para manter as distâncias de segurança (MENDES et al., 2006).

No Anexo A e B, são apresentados os condutores comumente utilizados pelas empresas do setor elétrico, como também, os que oferecem maior capacidade de transporte de energia elétrica.

2.3 CONCLUSÕES

Dessa forma, pode-se concluir que as técnicas de recapacitação comentadas no Capítulo 2 enfatizam sua importância devido ao crescimento da demanda de energia elétrica, como também, o desenvolvimento das grandes cidades brasileiras nas últimas décadas, vem se tornando cada vez mais necessário o transporte de grandes blocos de potência em áreas urbanizadas. A construção de novas estruturas de linhas de transmissão, a constituição de novas faixas de servidão e a introdução de novos condutores tornam-se necessários para atender tal solicitação, porém, devido aos custos elevados de tais medidas, como também, preservação ambiental e arqueológica, as técnicas de recapacitação tornam-se imprescindíveis.

Mostra-se que as técnicas de recapacitação estudadas têm suas características peculiares quanto a todos seus critérios, e assim, deve-se atentar para que não ocorra violação nas distâncias dos cabos condutores ao solo, como também, não ocorra maiores esforços em cadeias de isoladores, estruturas e cabos condutores. Tais análises serão reforçadas no Capítulo 3, serão registrados os detalhamentos das técnicas implementadas pelo aplicativo computacional PLS-CADD®.

Por conseguinte, as técnicas de recapacitação como: redução da cadeia de isoladores, retracionamento, alteração de estruturas, reisolamento e recondutoramento tornam-se essenciais e importantes para que ocorra um aumento na capacidade de transmissão de energia elétrica mantendo algumas configurações iniciais da linha de transmissão. Essas técnicas devem ser realizadas com nível mínimo de segurança de acordo com a Norma Técnica de Projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica ABNT NBR-5422/85.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Os condutores das linhas de transmissão para se manterem suspensos acima do solo são submetidos a forças axiais. Estas variam com a mudança das condições ambientais: abaixamentos de temperatura provocam aumentos nas trações e vice-versa. Quanto menor a tração maior será a flecha resultante. Na Figura 6 pode-se observar o diagrama de forças em um vão “A” . A flecha “*f*” do condutor no vão “A” pode ser calculada pela equação (3.2) admitindo-se que a curva assumida pelos cabos condutores seja uma parábola (FUCHS, 1977). A força axial do condutor *T* possui duas componentes, uma força horizontal *T_o*, absorvida pela estrutura e uma força vertical *P* de acordo com a equação (3.1).

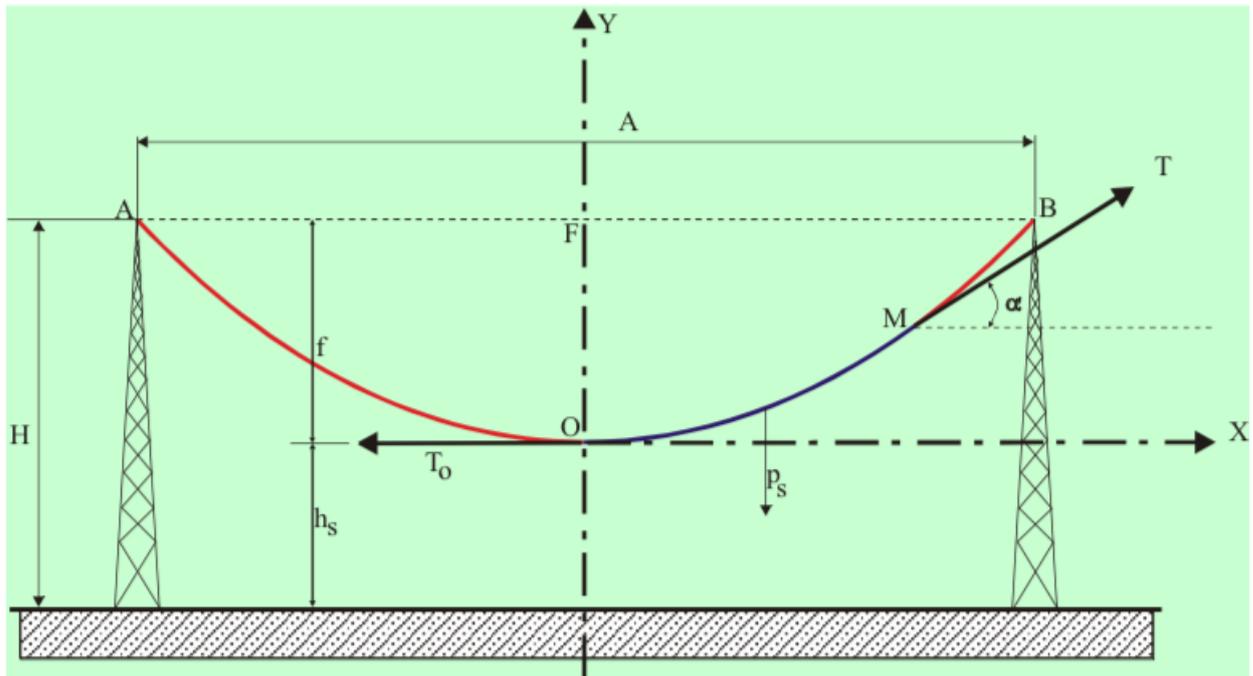
$$P = \frac{Ap}{2} \quad (3.1)$$

A menor distância do condutor ao solo é chamada altura de segurança e é determinada em função da tensão da linha e da natureza do terreno atravessado, da maneira prescrita em normas de procedimentos (no Brasil, vigora para esse fim a NBR 5422/1985) e está representada por *h_s* (FUCHS, 1977).

$$f = \frac{A^2p}{8T_o} \quad (3.2)$$

- *A*- vão A [m];
- *f*- flecha do condutor [m];
- *h_s*- altura de segurança [m];
- *P*- força vertical [N];
- *T*- força axial no condutor [N];
- *T_o*- força horizontal [N];

Figura 6 – Vão de uma linha de transmissão.

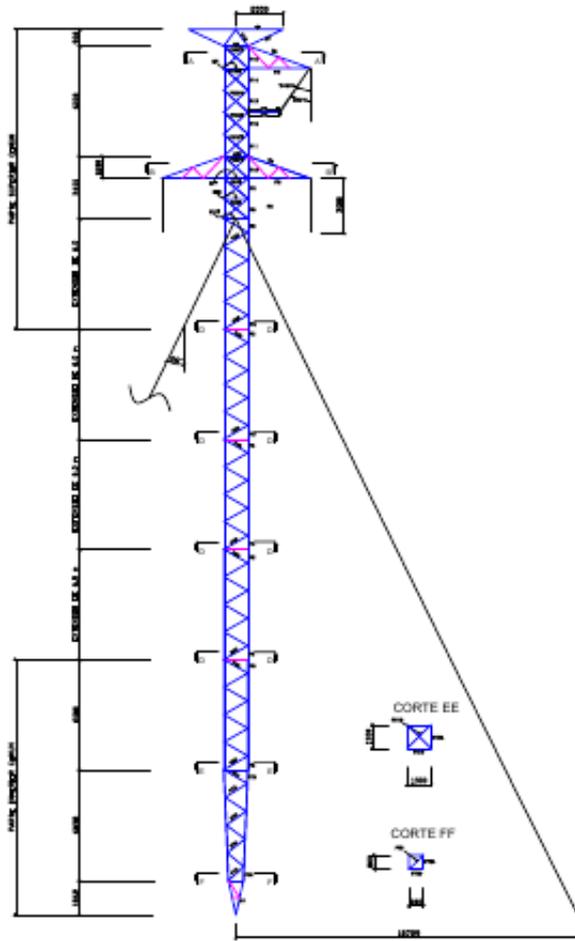


Fonte: Adaptado por (FUCHS, 1977).

3.1 ESTRUTURAS PADRÕES UTILIZADAS NOS PROJETOS DE RECAPACITAÇÃO

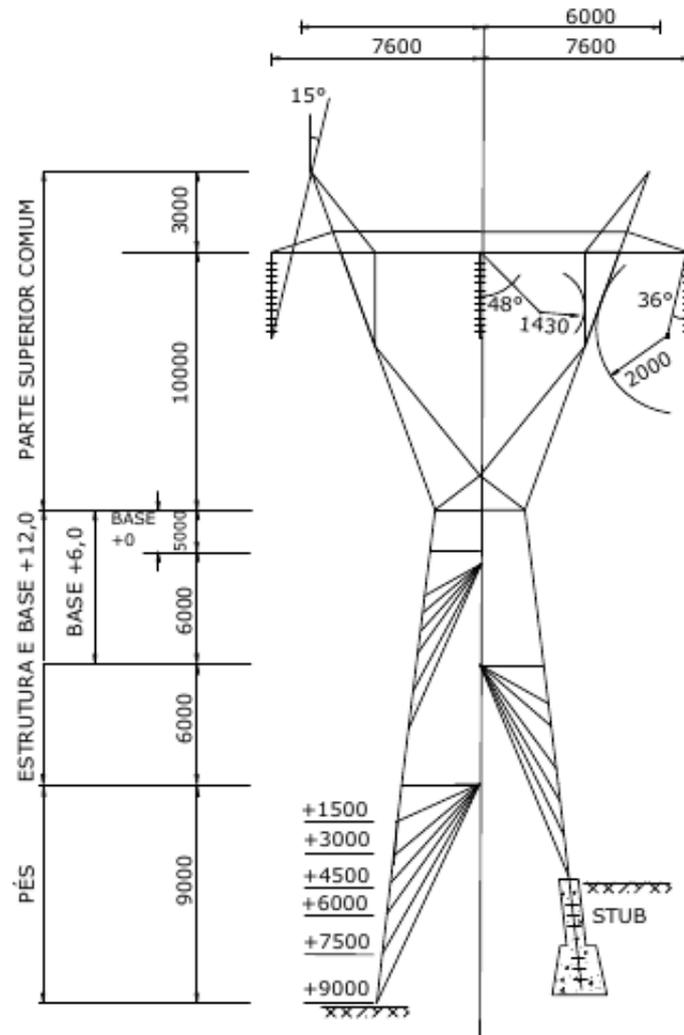
Para os três projetos pilotos das linhas de transmissão foram utilizados padrões estruturais nas quais foram incorporados na implementação do projeto de recapacitação no aplicativo computacional PLS-CADD®. Nas Figuras 7, 8,9 e 10 pode-se observar a altura útil de cada estrutura, a distância entre os pára-raios e a distância entre os condutores.

Figura 7 – Padrão estrutural de uma estrutura estaiada.



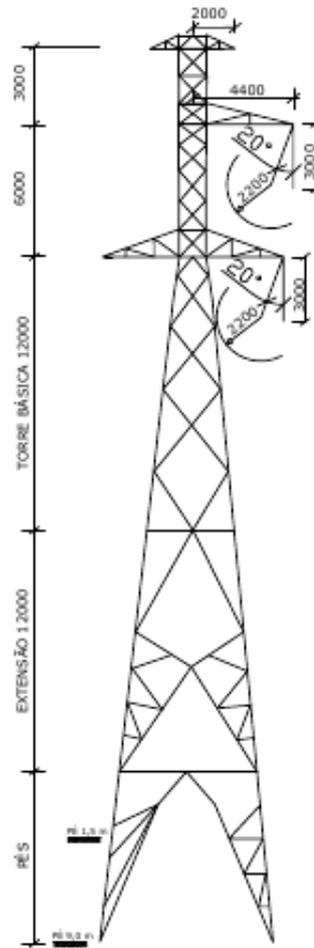
Fonte: A Autora.

Figura 8 – Padrão estrutural de uma estrutura de suspensão.



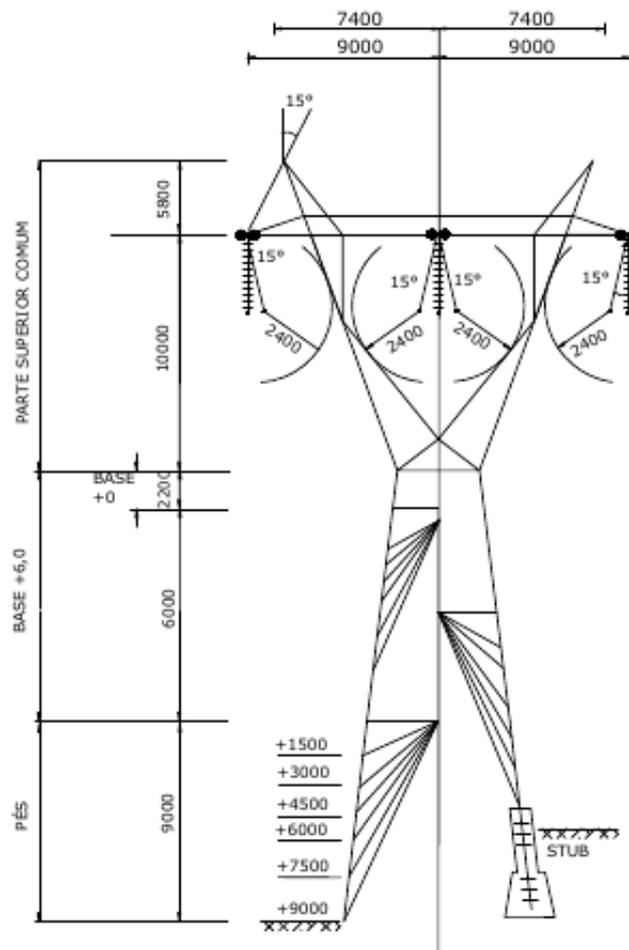
Fonte: A Autora.

Figura 9 – Padrão estrutural de uma estrutura de monomastro.



Fonte: A Autora.

Figura 10 – Padrão estrutural de uma estrutura auto-portante.



Fonte: A Autora.

Para simulação das diversas técnicas de recapacitação estudadas foi utilizado o aplicativo computacional PLS-CADD® ou como o nome diz *Power Line Systems- Computer Aided Design and Drafting* é um *software* 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.

O aplicativo computacional integra em um só lugar todos os componentes necessários para o desenvolvimento geométrico e estrutural de uma linha de transmissão, com isso, o *software* tem como objetivo encontrar as melhores estruturas, os menores pesos estruturais, otimizar a locação das estruturas sobre o terreno, o retracionamento dos cabos condutores, reprojeter o grampeamento das cadeias de suspensão dos cabos, os custos devido ao investimento no aumento da potência a ser transmitida, como também, as técnicas de recapacitação estudadas.

Com isso, através de dados topográficos do terreno, é possível obter todo o perfil do terreno onde a linha será instalada e então importar esses dados para o programa. Dessa forma, percebe-se que o programa melhora a produtividade do trabalho e diminui a chance de erros

devido a inclusão de várias áreas envolvidas com o projeto mecânico e elétrico.

O *software* PLS-CADD® é atualmente bastante consagrado no Brasil e no mundo para projetar novas linhas e estudar técnicas de recapacitação já que através de suas ferramentas automatiza a locação das estruturas e pode ser integrado a outro programa, o PLS-TOWER®, que modela tridimensionalmente todos os esforços mecânicos das torres (ISOTECH, 2018).

3.2 METODOLOGIA APLICADA ATRAVÉS DE TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO

À luz das técnicas de recapacitação já descritas, foram escolhidos três projetos pilotos nos quais são estudadas e efetivamente testadas as adequabilidades de cada uma dessas técnicas.

Cabe ressaltar que, em cada um dos casos estudados, foram adotados os seguintes critérios:

- I. Levantamento da situação atual das linhas de transmissão analisadas;
- II. Avaliação preliminar da adequabilidade das tecnologias a serem aplicadas;
- III. Identificação e implantação do modelo de cálculo de ampacidade , aferindo-se os resultados obtidos e direcionando-se eventuais adequações.

Desta forma, os estudos de caso foram direcionados para as seguintes linhas:

Derivação- Suape II- a linha de transmissão de 500 kV conecta a derivação (SE) de Suape, localizada no Estado de Pernambuco e está implantada em uma faixa de servidão passando pelos municípios de Jaboatão dos Guararapes, Recife e Suape e com comprimento de 44km.

Morro de Chapéu- Irecê- a linha de transmissão de 230 kV conecta a subestação (SE) de Morro do Chapéu a (SE) de Irecê, localizada no Estado da Bahia e está implantada em uma faixa de servidão passando pelos municípios de América Dourada, Prevenido e Lapão e com comprimento de 65 km. A análise desse projeto será realizado no Capítulo 4.

Ibiapina- Sobral- a linha de transmissão de 230 kV conecta a subestação (SE) de Ibiapina a (SE) de Sobral localizada no Estado do Ceará e está implantada em uma faixa de servidão passando pelos municípios de Mucambo, Rafael Arruda e São José do Torto com comprimento de 74 km. A análise desse projeto será realizado no Capítulo 4.

Evidencia-se a importância de introduzir o conceito dos condutores especiais que foram utilizados em técnicas de recapacitação de recondutoramento. Dessa maneira, há o surgimento de um grupo de condutores que podem operar a altas temperaturas com flechas reduzidas, também conhecidos como “condutores especiais” ou HTLS (*High Temperature Low Sag*). Esses condutores têm características e constituições específicas, assim, para escolher o condutor é necessário conhecer alguns tipos, suas características e limitações. Existem trabalhos que mostram que a recapacitação através do recondutoramento da linha de transmissão para um cabo especial do tipo *High Temperature Low Sag (HTLS)* custa cerca de 30% de todos os

custos dos materiais de uma linha de transmissão, comparado com um cabo convencional ACSR (BERYOZKINA; SAUHATS, 2015).

A CPFL Energia (Companhia Paulista de Força e Luz) empregou o condutor para aumentar a capacidade de uma linha de transmissão que atravessa uma região densamente povoada onde a construção de novas linhas apresentaria várias dificuldades devido a proximidade das residências. Já a Companhia de Transmissão Elétrica Paulista (CTEEP) está utilizando o cabo ACCR na operação, desde o dia 15 de fevereiro de 2009, de uma linha de 138 kV com 1,7 km de comprimento que cruza o rio Paraná. A instalação foi realizada em seis dias, aumentou a capacidade em 121% e reduziu o peso sobre as estruturas em 30%. Com o uso deste condutor, no lugar de um com peso superior, não foi necessário substituir ou reforçar as fundações de concreto localizadas no interior do rio para sustentar as torres, o que exigiria o uso de dinamite em uma área ambientalmente sensível (BRASIL, 2018).

O núcleo híbrido do ACCC Conductor é duas vezes mais forte que o aço e também 70% mais leve. O peso mais leve permite que o condutor da ACCC - de qualquer tamanho - utilize 28% mais alumínio sem uma penalidade de peso ou diâmetro. Os fios compactos trapezoidais e o núcleo compósito de superfície lisa trabalham em conjunto para dissipar a vibração induzida pelo vento. Enquanto que os fios de alumínio são totalmente recozidos, oferecendo o mais alto grau de condutividade para qualquer alumínio disponível atualmente, o núcleo composto oferece um coeficiente de expansão térmica cerca de dez vezes menor que o aço. Além disso, o baixo coeficiente de expansão térmica atenua o afundamento do condutor sob condições de carga elétrica pesada (GLOBAL, 2018).

O cabo ACCC pode operar em regime permanente a 180°C e em regime de emergência a 200°C. Quando comparado ao cabo CAA de mesma bitola, possui o mesmo peso, redução de 18% das perdas elétricas e resistência mecânica 25% superior. O cabo também oferece ótimas características de auto-amortecimento, alta resistência à corrosão e só ocorre creep a partir de 235°C e se a tração no condutor exceder 70% da tração de ruptura. Desde 2004, a CTC vem realizando vários testes em laboratórios e em campo para aprimoramento e consolidação do cabo ACCC, mais de 20 instalações experimentais estão em operação na França, EUA e China (SILVA, 2009).

Em 2009, uma linha de transmissão de 220 kV situada na Romênia foi estudada para realização de uma recapacitação de técnica de recondutoramento por um condutor ACCC. Anteriormente, estavam equipados, com poucas exceções, com condutores ACSR 450/75 mm² (um condutor por fase). Com este tipo de condutor, uma única linha de circuito pode transportar cerca de 240 MVA. Para aumentar a capacidade de carga da linha, a solução de recondutoramento, com condutores capazes de operar a temperaturas mais altas. Inicialmente, foram feitas análises técnicas para a utilização de condutores do tipo HTLS, para dobrar a capacidade de transporte da linha, sem alterações na linha e sem aumento dos afundamentos dos novos condutores sobre os existentes. Os custos diretos totais, incluindo a aquisição, instalação e atualização de manutenção,

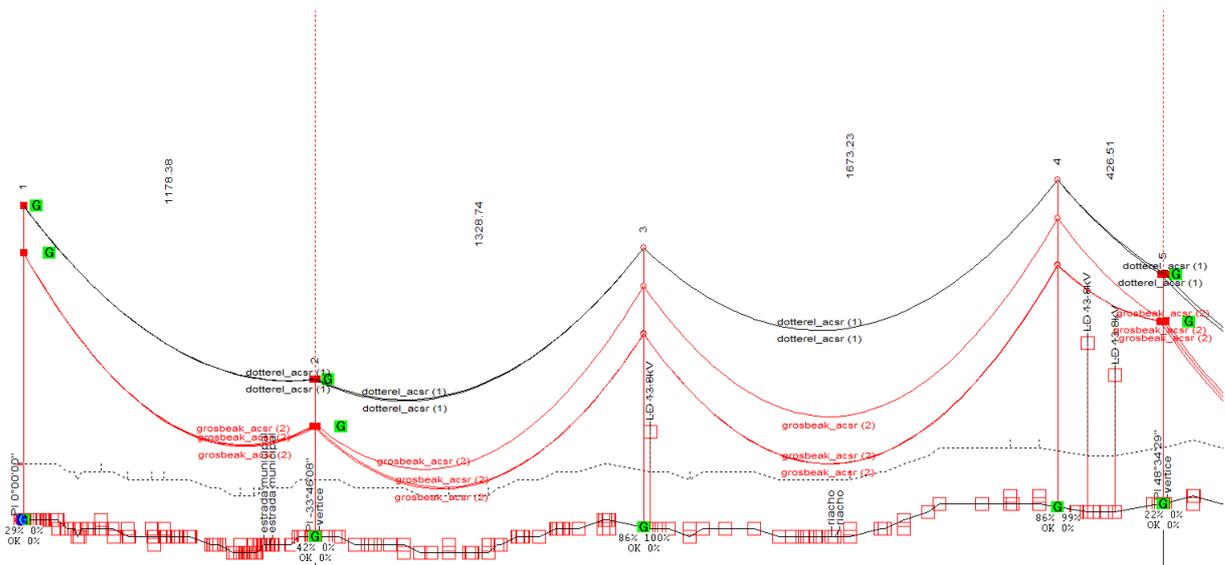
são os mais baixos para o condutor ACSS seguido pelo ZTACSR. Assim, a comparação dos custos totais (custo das perdas e custos diretos), revela que o ACSS (Cabo de alumínio suportado pelo aço) e o ACCC são os condutores mais recomendados para o caso examinado (MATEESCU et al., 2009).

3.2.1 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS A SEREM APLICADAS NO SOFTWARE PLS-CADD®

As simulações foram realizadas no *software* PLS-CADD® com o cabo de alumínio liga 1350 classe A com alma de aço (CAA), o Grosbeak. De acordo com o aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica foi solicitada uma temperatura de longa duração de 75°C e de curta duração de 89°C, já que como premissa para recapacitação, de acordo com (DOMINGUES et al., 2004) a temperatura máxima permitida na operação normal é de 90°C, uma vez que, acima desta temperatura, o processo de recozimento se inicia.

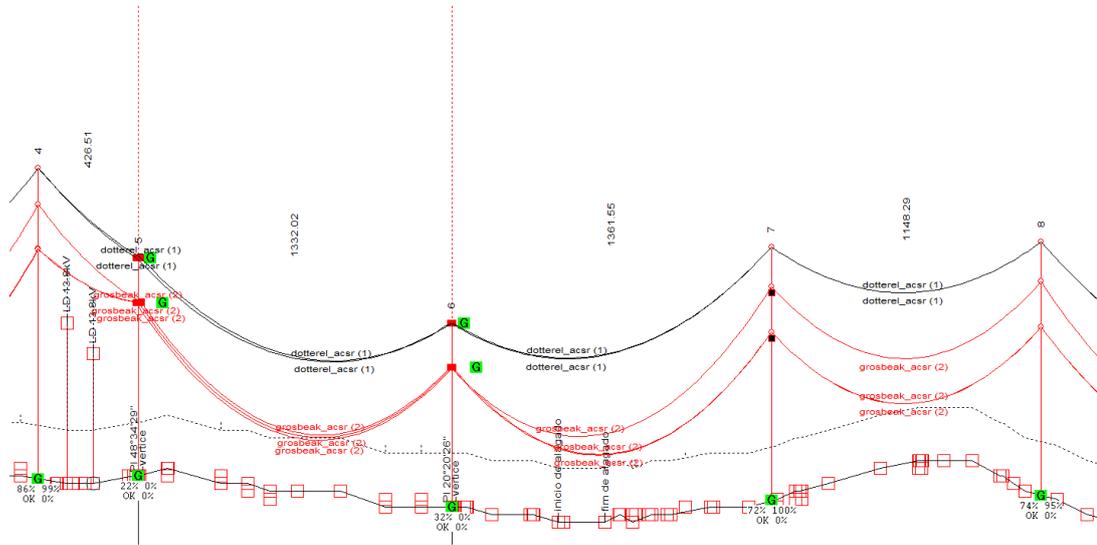
Segue a Figura 11 e 12 são apresentados trechos de 1,5 km da linha, os obstáculos que estão sendo ultrapassados e a referência da letra G (Bom) e (OK) devido a nenhuma violação ocorrendo no ponto ilustrado. Esta simulação foi feita utilizando-se o cabo condutor original, as condições térmicas ora definidas, as percentagens equivalentes aos esforços mecânicos, as violações no balanço de cadeia e a relação vão de peso e vão de vento.

Figura 11 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Derivação– Suape II com o condutor Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Figura 12 – Outro trecho de 1,5 km da linha de transmissão Derivação– Suape II com o condutor Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Com o aumento na capacidade de transmissão devido à solicitação da carga, ocorreram 15 violações na altura de segurança. Assim, foram necessárias técnicas de recapacitação para que minimizassem as violações que ocorreram nas distâncias do cabo condutor ao solo. Em seguida, segue a Figura 13, encontra-se registrado relatório das alturas mínimas condutor-solo, no qual são ressaltados, em vermelho com a denominação (NG), as 15 violações ocorridas. Em preto ilustra-se as distâncias não violadas com a denominação (OK).

Figura 13 – Relatório das violações no PLS-CADD® da linha de transmissão Derivação – Suape II.

From Station of Structure	To Station of Structure	Controlling Weather of Case		-Clearance-- --Margin-- Vert. Horiz. (m) (m)	OK	Comment
1	2	Temp max longa duracao recap		4,74 -4,71	OK	
2	3	Temp max longa duracao recap		0,70 0,48	OK	
3	4	Temp max longa duracao recap		0,16 7,83	OK	
4	5	Temp max longa duracao recap		-0,50 -2,32	NG	
5	6	Temp max longa duracao recap		-0,60 -4,54	NG	
6	7	Temp max longa duracao recap		0,16 1,96	OK	
7	8	Temp max longa duracao recap		-0,03 -1,11	NG	
8	9	Temp max longa duracao recap		4,01 11,32	OK	
9	10	Temp max longa duracao recap		-0,48 -1,26	NG	Ground clear controls.
10	11	Temp max longa duracao recap		-1,28 -1,04	NG	
11	12	Temp max longa duracao recap		-1,96 -1,00	NG	
12	13	Temp max longa duracao recap		-2,13 -1,00	NG	
13	14	Temp max longa duracao recap		-1,73 -1,00	NG	
14	15	Temp max longa duracao recap		-2,13 -1,00	NG	
15	16	Temp max longa duracao recap		-1,59 -1,00	NG	
16	17	Temp max longa duracao recap		6,30 0,22	OK	
17	18	Temp max longa duracao recap		-1,13 -1,27	NG	
18	19	Temp max longa duracao recap		-0,78 -1,08	NG	
19	20	Temp max longa duracao recap		3,88 0,68	OK	
20	21	Temp max longa duracao recap		0,33 -1,93	OK	
21	22	Temp max longa duracao recap		-0,19 -4,75	NG	

13 spans with clearance violations NG
8 spans without clearance violations

Fonte: A Autora.

Uma primeira alternativa para elevação dos cabos condutores seria a redução do com-

primimento da cadeia de isoladores. Esta técnica permite o encurtamento da cadeia de até 0,45m, conforme detalhado na seção 2.3.1.

A Figura 14 se verifica a ilustra uma atenuação das violações do cabo condutor ao solo após a técnica de diminuição na cadeia de isoladores. Essa técnica é realizada em primeira instância por se tratar de uma solução rápida e vantajosa financeiramente já que o serviço é executado de forma simples de tal forma a reduzir o comprimento da conexão do isolador às ferragens, mantendo o isolador com as características necessárias para garantir o isolamento das partes energizadas à estrutura.

Figura 14 – Relatório da técnica de redução da cadeia de isoladores da linha de transmissão Derivação– Suape II.

1	2	Temp max longa duracao recap	4,74	-4,71	OK
2	3	Temp max longa duracao recap	0,70	0,48	OK
3	4	Temp max longa duracao recap	0,16	7,83	OK
4	5	Temp max longa duracao recap	-0,50	-2,32	NG
5	6	Temp max longa duracao recap	-0,60	-4,54	NG
6	7	Temp max longa duracao recap	0,16	1,96	OK
7	8	Temp max longa duracao recap	-0,03	-1,11	NG
8	9	Temp max longa duracao recap	4,01	11,32	OK
9	10	Temp max longa duracao recap	-0,48	-1,26	NG
10	11	Temp max longa duracao recap	-1,28	-1,04	NG
11	12	Temp max longa duracao recap	-1,96	-1,00	NG
12	13	Temp max longa duracao recap	-2,13	-1,00	NG
13	14	Temp max longa duracao recap	-1,73	-1,00	NG
14	15	Temp max longa duracao recap	-2,13	-1,00	NG
15	16	Temp max longa duracao recap	-1,59	-1,00	NG
16	17	Temp max longa duracao recap	6,30	0,22	OK
17	18	Temp max longa duracao recap	-1,13	-1,27	NG
18	19	Temp max longa duracao recap	-0,78	-1,08	NG
19	20	Temp max longa duracao recap	3,88	0,68	OK
20	21	Temp max longa duracao recap	0,33	-1,93	OK
21	22	Temp max longa duracao recap	-0,19	-4,75	NG

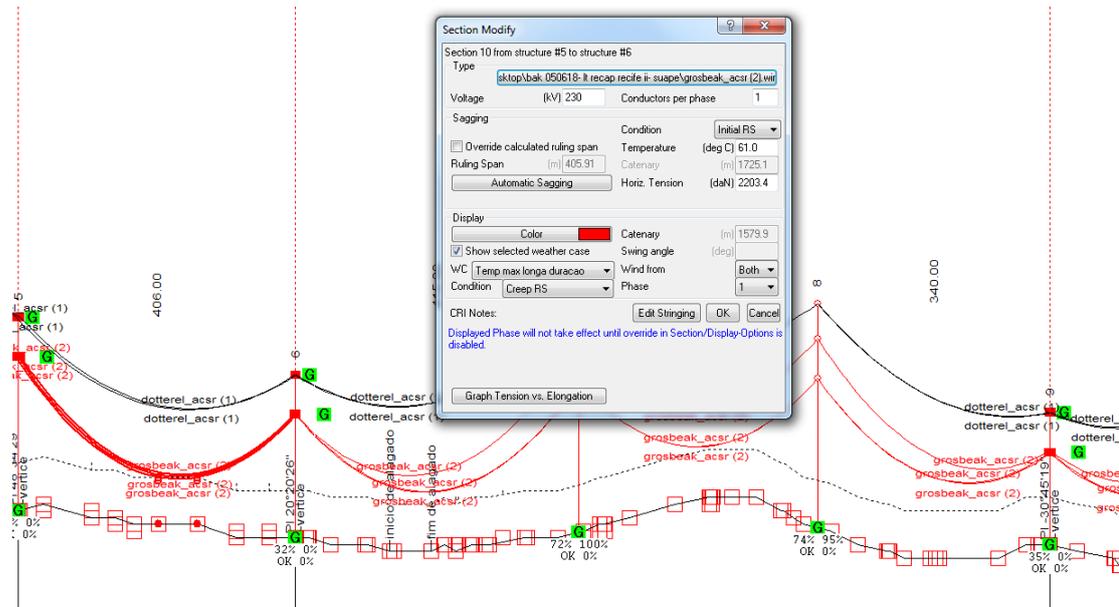
Fonte: A Autora.

Já que somente 2 vãos tiveram suas alturas de segurança ajustadas com a técnica de diminuição da cadeia de isoladores, segue-se para a próxima técnica de recapacitação aplicada ao *software* PLS-CADD® que é a técnica de retracionamento no qual será realizada um aumento na tração dos vãos que registraram violações, permitindo uma elevação da temperatura, na qual o cabo condutor será submetido. Essa técnica deve ser analisada paralelamente à técnica de alteração de estruturas pois à medida que a tração é alterada os esforços mecânicos se propagam para as estruturas e para todos os outros componentes como: cabos pára-raios, isoladores e fundações e é importante avaliar para que não ocorra deteriorização ou desgaste de tais elementos. Sendo assim, essa técnica requer uma série de verificações tanto nos cabos condutores e cabos pára-raios, como nas estruturas e fundações (PESSOA, 2017), como também, deve-se analisar que o aumento da carga de tração aumenta a ocorrência de oscilações (CIGRE, 2003).

Na Figura 14 pôde-se verificar as quantidades de violações e o número de cada estrutura após a primeira técnica de recapacitação executada no PLS-CADD®. Com isso, o retracionamento será realizado nos vãos que ainda ocorreram violações mesmo depois da técnica de diminuição da cadeia de isoladores. O primeiro vão que necessita da técnica de retracionamento

pertence ao tramo 2-5. A Figura 15 ilustra a violação do vão em vermelho escuro, como também, o comando relacionado a *Section Modify*, através do qual podem-se analisar as características desse vão e a tração submetida horizontalmente de 2204 daN.

Figura 15 – Trecho de 1,7 km da linha de transmissão Derivação- Suape II com uma violação em um vão em vermelho escuro.



Fonte: A Autora.

De acordo com (ANEEL, 2012), as trações no cabo condutor Grosbeak devem ser respeitadas de acordo com os seguintes limites:

- 28°C, sem vento, condição final (EDS): 2238,2 daN (20% da Carga de Ruptura (CR));
- 15°C, sem vento, condição inicial: 2727,46 daN (23,9% da CR);
- 20°C, vento máximo (pressão de 500 Pa), condição final: 3347,71 daN (29,3% da CR).

Por outro lado, de acordo com algumas literaturas, tem ocorrido a fadiga precoce de cabos condutores com valores diversos. Para (FADEL, 2010), é necessário que o tracionamento do mesmo não ultrapasse 30% da sua carga de ruptura. Em outro grupo de estudos do Cigrè, foi recomendado que a relação H/w não deve ultrapassar 2500 daN/m para grupos de quatro subcondutores utilizando sistema de amortecimento. Para os demais casos (tipos de cabos e conjunto de subcondutores) há ainda bastante divergência nos estudos realizados (CIGRE, 2001). Todavia, foi escolhido o valor de 20% de sua carga de ruptura de acordo com a (ANEEL, 2012) e também a (ABNT, 1985) já que foram as duas referências utilizadas para a elaboração do projeto original de locação da linha de transmissão.

O cabo condutor Grosbeak possui uma tração de ruptura de 11412 kgf que corresponde a 11191,35 daN, portanto, de acordo com a (ANEEL, 2012) e (ABNT, 1985) o condutor pode ser tracionado até 20% de sua carga de ruptura na condição final (EDS), correspondendo a um valor de 2238,2 daN sem que ocorra o seu comprometimento mecânico.

Em consequência disso, foi observado no aplicativo PLS-CADD® que as estruturas suportariam um aumento na tração, e conseqüentemente, um esforço mecânico maior sobre os elementos da linha de transmissão, de acordo com uma comparação da Tabela 3 e as colunas trações admissíveis e finais. Porém, existe um valor muito próximo entre a tração admissível e a tração final entre o tramo 2-5 para a condição de temperatura inicial. escolhe-se a tração máxima suportada pelo condutor de 2238,2 daN de acordo com suas características iniciais fornecidas pelo fabricante.

Tabela 3 – Características das condições submetidas ao Tramo 2-5.

Tramo	Condições Meteorológica	Condição	Tração Admissível (%)	Tração Final (%)
2-5	Temp EDS recap	Creep	20	20
2-5	Temp longa duracao recap	Creep	20	18
2-5	Temp inicial	Inicial	23,9	22,6
2-5	Balanço max	Creep	50	23,9

Fonte: A Autora.

O próximo tramo a ser analisado foi tracionada para o valor máximo que o cabo condutor simulado pode suportar: 2238,2 daN. Dessa forma, pode-se analisar que ocorre uma melhoria entre o tramo 5-6 porém, ainda ocorre a violação na altura de segurança.

O próximo tramo analisado foi o tramo 6-9 no qual contém o vão 7-8. Com a técnica de retracionamento sendo aplicada ao valor máximo na qual o cabo condutor pode ser submetido, a violação do cabo ao solo foi corrigida para esse tramo, a violação da altura de segurança era de 0,19 m, então alterando o valor anterior de 2203,4 daN para o valor máximo suportado pelo condutor de 2238,4 daN, a distância do cabo ao solo é corrigida.

Dessa maneira, evidencia-se que para a técnica de retracionamento, há uma limitação que se estende a solicitação do cabo condutor, dos cabos pára-raios, dos isoladores e das fundações. Apesar das estruturas implementadas para esse projeto de locação permitirem um reforço ainda maior.

Na Tabela 4 é registrado o projeto da linha de transmissão Derivação- Suape II e suas principais trações nas estruturas alocadas. A tabela registra também a tração máxima suportada pelas estruturas. Essa tração é escolhida como um valor fixo para que o PLS-CADD® use como referência de valor máximo a ser perseguido.

Tabela 4 – Características de todas as trações do projeto Derivação- Suape II.

Tramo	Condição	Tração Admissível (daN)	Tração Final (daN)
1-2	Creep RS	3000	2264,6
1-2	Creep RS	3000	1936,7
1-2	Initial RS	3000	2660,4
2-5	Creep RS	3000	2263,8
2-5	Creep RS	3000	2021,6
2-5	Initial RS	3000	2538,1
5-6	Creep RS	3000	2255,5
5-6	Creep RS	3000	1982,3
5-6	Initial RS	3000	2572,4
6-9	Creep RS	3000	2254,9
6-9	Creep RS	3000	1946
6-9	Initial RS	3000	2625,1
9-19	Creep RS	3000	2265
9-19	Creep RS	3000	2051,8
9-19	Initial RS	3000	2498,7
19-21	Creep RS	3000	2223,7
19-21	Creep RS	3000	1915
19-21	Initial RS	3000	2587,8
21-22	Creep RS	3000	2270,1
21-22	Creep RS	3000	2118,1
21-22	Initial RS	3000	2427,7

Fonte: A Autora.

Observando a Figura 16 pode ser feita comparação da quantidade de vãos que foram corrigidos com as técnicas de retracionamento e de redução da cadeia de isoladores. Porém, mesmo com a implementação das duas técnicas, ainda restam 11 vãos com violações da altura de segurança.

Figura 16 – Relatório após a implementação das técnicas de retracionamento e redução da cadeia de isoladores.

1	2	Temp max longa duracao recap	4,74	-4,71	OK
2	3	Temp max longa duracao recap	0,00	0,47	OK
3	4	Temp max longa duracao recap	1,30	7,83	OK
4	5	Temp max longa duracao recap	-0,44	-2,33	NG
5	6	Temp max longa duracao recap	-0,44	-4,54	NG
6	7	Temp max longa duracao recap	0,32	1,96	OK
7	8	Temp max longa duracao recap	0,09	-1,11	OK
8	9	Temp max longa duracao recap	4,05	11,32	OK
9	10	Temp max longa duracao recap	-0,32	-1,26	NG
10	11	Temp max longa duracao recap	-1,03	-1,04	NG
11	12	Temp max longa duracao recap	-1,75	-1,00	NG
12	13	Temp max longa duracao recap	-1,83	-1,00	NG
13	14	Temp max longa duracao recap	-1,58	-1,00	NG
14	15	Temp max longa duracao recap	-1,85	-1,00	NG
15	16	Temp max longa duracao recap	-1,38	-1,00	NG
16	17	Temp max longa duracao recap	6,46	0,23	OK
17	18	Temp max longa duracao recap	-0,88	-1,27	NG
18	19	Temp max longa duracao recap	-0,64	-1,08	NG
19	20	Temp max longa duracao recap	3,88	0,68	OK
20	21	Temp max longa duracao recap	0,33	-1,93	OK
21	22	Temp max longa duracao recap	0,14	3,75	OK

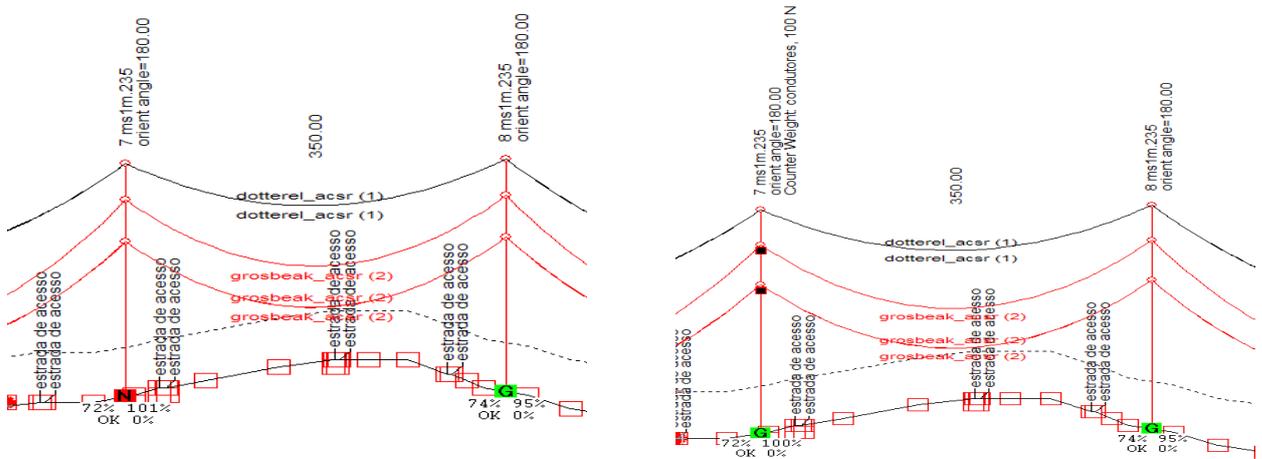
Fonte: A Autora.

Ressalta-se em algumas estruturas ao longo da linha de transmissão houve a necessidade de serem acrescentadas pesos adicionais pois através dessa medida seriam corrigidas as violações no balanço da cadeia de isoladores. Pode-se observar as Figuras 17a que ilustra a violação no balanço da cadeia de isoladores com a letra N em vermelho e a porcentagem como maior que 100% indicando uma restrição e a Figura 17b mostrando a peso adicional que são os pequenos quadrados pretos e a violação com a letra G em verde corrigida. Assim, houve uma correção na estrutura 7 e também na estrutura 20 com o peso adicional de aproximadamente 10 kgf.

Figura 17 – Violação no tramo 5-6.

(a) Violação no balanço da cadeia de isoladores.

(b) Correção na violação no balanço da cadeia de isoladores através do peso adicional.



Fonte: A Autora.

Segue a Figura 18 é ilustrado a forma na qual o peso adicional é fixado à estrutura. O

peso adicional é adicionando as cadeias de suspensão para diminuir as oscilações da cadeia, manter o distanciamento seguro das cadeias em relação ao corpo da estrutura.

Figura 18 – Torre com amortecedores e pesos adicionais.



Fonte:(WIEDMER et al., 2007).

A forma próxima técnica de recapacitação é a técnica de alteração de estruturas. Essa técnica foi escolhida na sequência devido ao custo elevado de sua execução. A técnica de recapacitação de estruturas envolve a troca de estruturas mais baixas por estruturas mais altas, a montante ou a jusante em relação à estrutura original. Como essa técnica envolve um maior investimento devido ao preço do aço/km, deve-se analisar com detalhe a sua adoção para que o projeto de recapacitação não fique com custo excessivo.

Foram realizadas as substituições nos vãos que estavam sendo violados por estruturas da mesma família com acréscimo de 1,5 m altura útil quando ocorridas pequenas violações.

Além disso, deve-se atentar para que em estruturas que se diferenciam de acordo com sua robustez devido ao acréscimo na altura útil deve ser executado de acordo com a estrutura menos robusta pois terá menor impacto quanto a quantidade de aço acrescentado, e assim, diminuirá o orçamento quando realizada a recapacitação. Na Tabela 5 evidencia os vãos nos quais foram aplicadas a técnica de substituição por uma estrutura mais alta com acréscimo de 1,5m.

Tabela 5 – Características das condições submetidas aos Tramos 4-5 e 5-6.

Tramo	Estrutura	Altura (m)	Violação anterior (m)	Violação corrigida (m)
4-5	Monomastro Suspensão	40,60	-0,49	0,26
5-6	Ancoragem Média	24	-0,60	0,02

Fonte: A Autora.

Dessa forma, com as técnicas de recapacitação de alteração de estruturas se tentou corrigir 2 vãos, entretanto, ainda continuaram com violações na distância do condutor ao solo. Em uma análise global, pode-se verificar na Figura 19 que ainda restam 9 violações no projeto da linha de transmissão Derivação- Suape II.

Figura 19 – Relatório das violações fornecido pelo PLS-CADD® após a técnica de alteração das estruturas.

1	2	Temp max longa duracao recap	4,74	-4,71	OK
2	3	Temp max longa duracao recap	-0,55	0,47	??
3	4	Temp max longa duracao recap	0,93	7,81	OK
4	5	Temp max longa duracao recap	0,26	-2,35	OK
5	6	Temp max longa duracao recap	-0,60	-4,54	NG
6	7	Temp max longa duracao recap	0,32	1,96	OK
7	8	Temp max longa duracao recap	0,09	-1,11	OK
8	9	Temp max longa duracao recap	4,05	11,32	OK
9	10	Temp max longa duracao recap	0,53	-1,24	OK
10	11	Temp max longa duracao recap	-0,14	-1,04	NG
11	12	Temp max longa duracao recap	-1,96	-1,00	NG
12	13	Temp max longa duracao recap	-2,13	-1,00	NG
13	14	Temp max longa duracao recap	-1,73	-1,00	NG
14	15	Temp max longa duracao recap	-2,13	-1,00	NG
15	16	Temp max longa duracao recap	-1,59	-1,00	NG
16	17	Temp max longa duracao recap	6,30	0,22	OK
17	18	Temp max longa duracao recap	-0,50	-1,27	NG
18	19	Temp max longa duracao recap	-0,20	-1,09	NG
19	20	Temp max longa duracao recap	3,88	0,68	OK
20	21	Temp max longa duracao recap	0,33	-1,93	OK
21	22	Temp max longa duracao recap	0,14	3,75	OK

Fonte: A Autora.

Será analisada, a técnica de recondutoramento, a qual, como veremos, é muito efetiva, entretanto é escolhida como última alternativa, por se tratar de uma troca total o parcial do condutor da linha de transmissão.

Assim, originalmente o projeto da linha de transmissão Derivação- Suape II foi realizado com o cabo condutor Grosbeak 636 MCM liga 1350 classe A, e de acordo com as características e propriedades análogas ao cabo condutor CAL Flint liga 1601 a recapacitação torna-se aparentemente viável, pois com as similaridades em resistência mecânica e elétrica, o cabo CAL Flint pode chegar a ser 30% mais leve do que o cabo condutor CAA Grosbeak convencional de acordo com o peso (kg/km) de cada cabo condutor. Esta característica faz com que as flechas nos vãos utilizando este condutor CAL Flint seja mais de 10% inferior ao cabo CAA Grosbeak para grandes vãos. O cabo também possui maior resistência à corrosão devido à ausência da alma de aço, a qual é constituída por liga de alumínio. Além disso, os dois cabos condutores estudados têm praticamente o mesmo diâmetro o que evidencia a capacidade de transmissão de mesmo fluxo de corrente.

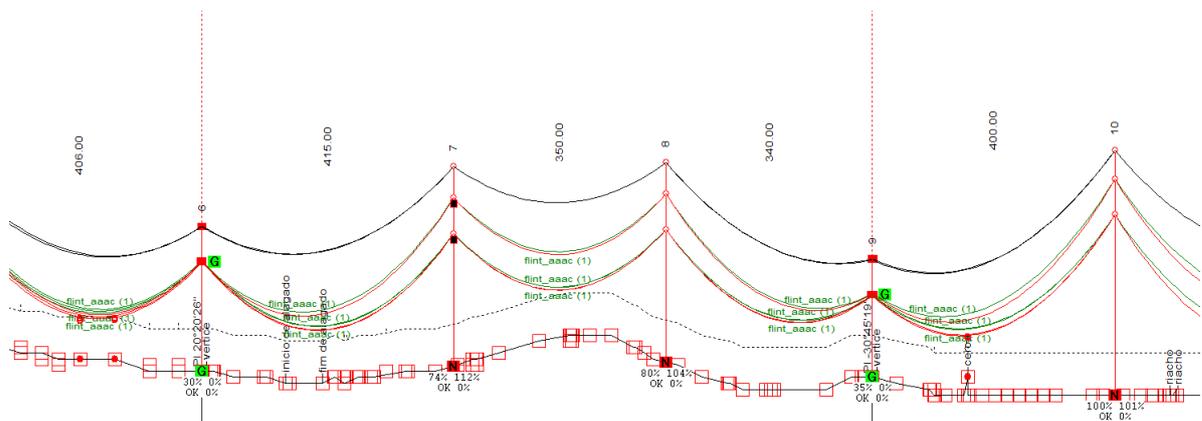
Então, o custo do cabo CAL Flint nos últimos 15 anos têm sido competitivo em relação ao cabo CAA Grosbeak equivalente, tornando o seu uso cada vez mais frequente em empreendimentos de recapacitação e na escolha mais econômica na concepção de novas linhas de transmissão (JUNIOR et al., 2005). Esta solução tem sido utilizada em várias concessionárias com sucesso (WIEDMER, 2005), (HOFFMANN; FONSECA, 2003). No apêndice A e B ilustram as características similares dos dois cabos comentados.

Quando o cabo condutor CAL é submetido a altas temperaturas suas flechas começam

a se aproximar das flechas do cabo condutor CAA. Em altas temperaturas o cabo CAA, que contém alma de aço, faz com que apenas a alma de aço trabalhe mecanicamente, ficando a coroa de alumínio liga 1350 conduzindo corrente.

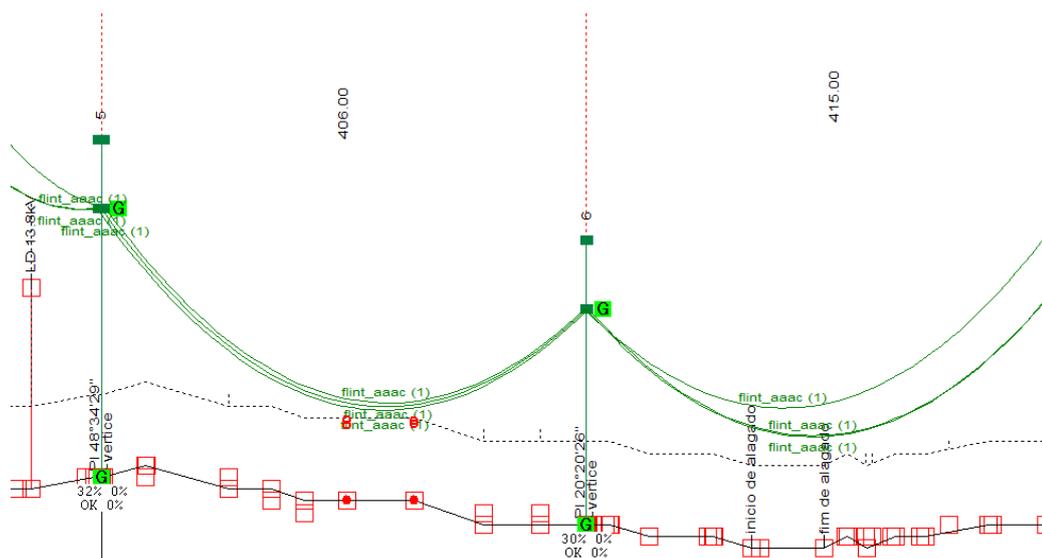
Portanto, para que ocorra a correção da altura de segurança que ainda restam 9 violações do projeto realizado com o cabo condutor Grosbeak, a técnica de recapacitação de recondução no PLS-CADD® do cabo condutor Grosbeak foi realizado com o cabo condutor Flint de acordo com todas as características comentadas anteriormente. Segue a Figura 20 que ilustra a recapacitação de adição do cabo de cor verde Flint ao projeto originalmente realizado com o Grosbeak e a Figura 21 projetado somente com o Flint, mostrando que esse cabo condutor apresenta menores flechas quando comparado com o condutor original Grosbeak, e portanto, uma menor violação da distância do cabo condutor ao solo.

Figura 20 – Trecho de 1,5km da linha com os cabos condutores Flint e Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Figura 21 – Trecho de 1,5km da linha com o cabo condutor Flint.



Fonte: A Autora.

Como aferição desta técnica de recapacitação de recondutoramento na Figura 22 é apresentado relatório gerado pelo PLS-CADD®, no qual são explicitadas as violações ainda existentes após a substituição pelo cabo condutor Flint (uma única violação em vermelho). Então, pode-se analisar que esse tipo de escolha é próspero e adequado, já que para o aumento de temperatura do projeto de 89°C ocorre apenas uma única violação.

Figura 22 – Relatório da recapacitação com o cabo condutor Flint.

1	2	Temp max longa duracao recap	5,52	-4,69	OK
2	3	Temp max longa duracao recap	0,80	0,47	OK
3	4	Temp max longa duracao recap	2,58	32,19	OK
4	5	Temp max longa duracao recap	-0,38	-2,31	NG
5	6	Temp max longa duracao recap	-4,30	84,67	??
6	7	Temp max longa duracao recap	1,65	1,95	OK
7	8	Temp max longa duracao recap	1,02	-1,11	OK
8	9	Temp max longa duracao recap	4,41	11,33	OK
9	10	Temp max longa duracao recap	1,02	-1,25	OK
10	11	Temp max longa duracao recap	1,04	7,97	OK
11	12	Temp max longa duracao recap	0,36	-1,00	OK
12	13	Temp max longa duracao recap	1,63	-1,00	OK
13	14	Temp max longa duracao recap	0,93	-1,00	OK
14	15	Temp max longa duracao recap	2,84	0,00	OK
15	16	Temp max longa duracao recap	2,14	8,00	OK
16	17	Temp max longa duracao recap	7,88	0,26	OK
17	18	Temp max longa duracao recap	3,97	0,29	OK
18	19	Temp max longa duracao recap	3,02	0,10	OK
19	20	Temp max longa duracao recap	4,22	0,74	OK
20	21	Temp max longa duracao recap	0,80	-1,05	OK
21	22	Temp max longa duracao recap	3,97	-5,00	OK

Fonte: A Autora.

Evidencia-se também que para as condições solicitadas no projeto de recapacitação o cabo condutor soluciona fortemente as restrições da região por se tratar de uma região de temperaturas relativamente altas já que está situado na região metropolitana de Recife.

Ainda assim, enquanto o limite térmico está associado à distância do cabo ao solo, não houve violação dessas distâncias, como também, nas estruturas alocadas, nos cabos pára-raios, balanço da cadeia de isoladores e elementos da linha de transmissão projetada.

3.2.2 MODELO DE CÁLCULO DE AMPACIDADE UTILIZADO

Torna-se imprescindível comentar acerca da ampacidade da linha de transmissão, já que está relacionada a dependência dos parâmetros meteorológicos da região na qual será instalada, da condição da superfície na qual o condutor será submetido, da temperatura máxima permitida associada ao seu limite térmico e da propriedade do material no qual o condutor é feito. Tem-se também a necessidade de evidenciar o cálculo para ampacidade em relação à sua dependência com os aquecimentos térmicos devido à passagem de corrente.

Pode-se observar que linhas que foram recentemente recapacitadas acabam apresentando problemas de superação na ampacidade, exigindo-se assim, o desenvolvimento de uma metodologia que englobe vários critérios que pondere adequadamente os objetivos envolvidos no processo de escolha de um cabo condutor. Esses multicritérios de parâmetros dos cabos disponíveis irão

selecionar a melhor opção do cabo condutor a ser instalado (CAVASSIN, 2011). Os critérios utilizados na escolha do melhor condutor para este trabalho são:

- maximização para que não ocorra a violação de altura cabo-solo;
- maximização da ampacidade;
- minimização dos custos de implantação;
- minimização das perdas por efeito Joule.

Sob certas condições, pode ser conveniente a operação de linhas com densidades de corrente mais elevadas, como no caso de linhas curtas destinadas ao transporte de potências elevadas. Neste caso, o aquecimento dos condutores em virtude das perdas por efeito Joule, pode ser o fator de limitação de maior importância. A limitação de corrente em um determinado condutor, a fim de que sua temperatura não ultrapasse determinados valores prefixados, é necessária em virtude dos seguintes fatores:

- o projeto de distribuição das estruturas das linhas sobre o terreno se baseiam nas flechas máximas admitidas para os seus condutores; estas são funções das temperaturas máximas admitidas em projeto; qualquer acréscimo não previsto de temperatura fará com que as flechas aumentem, reduzindo as alturas de segurança exigidas pelas normas de segurança;
- a perda resistiva por efeito Joule são proporcionais às resistências dos condutores que aumentam com o aumento da temperatura; assim quando um condutor é percorrido por uma corrente elétrica, contínua ou alternada, sofre um aquecimento devido às suas perdas resistivas; este fenômeno é conhecido como efeito Joule; o cálculo das perdas de energia e a perda de transmissão só podem ser feitos conhecendo-se as temperaturas dos condutores.
- a deformação plástica do condutor e a perda cumulativa de resistência mecânica são também função das temperaturas máximas alcançadas pelos condutores (FUCHS, 1977).

Os cabos elétricos das linhas de transmissão estão sujeitos a um aquecimento adicional causado pela radiação solar, que se sobrepõe ao efeito térmico de corrente. Por outro lado, a superfície dos condutores perde calor de duas maneiras: por irradiação e por convecção. De acordo com (STEPHEN et al., 1992), sob condições de regime permanente de velocidade de vento, temperatura ambiente, radiação solar e corrente elétrica é válida de acordo com as equações:

$$Q_j + Q_m + Q_s + Q_{corona} = Q_c + Q_r + Q_e \quad (3.3)$$

- Q_j - aquecimento por efeito Joule;

- Q_m - aquecimento por magnetização;
- Q_s - aquecimento solar;
- Q_c - calor dissipado por convecção;
- Q_r - calor dissipado por radiação;
- Q_e - calor dissipado por evaporação.

Embora alguns modelos de ampacidade quantifiquem o ganho de calor devido ao efeito corona e calor dissipado por evaporação, a contribuição deles devem ser desconsiderada (STEPHEN et al., 1992).

Portanto, a equação se resume a (3.4):

$$Q_j + Q_m + Q_s = Q_c + Q_r \quad (3.4)$$

E assim, o cálculo da ampacidade se resume a:

$$I = \sqrt{\frac{Q_s + Q_c + Q_r}{R_{Tc}}} \quad (3.5)$$

O cálculo da resistência do condutor a qualquer temperatura (R_{Tc}) é feito através do modelo proposto pelo (IEEE; SOCIETY, 2012) na qual utiliza o valor da resistência em função da frequência e densidade de corrente. Assim, o valor da resistência do condutor a qualquer temperatura é obtida através de interpolação linear de acordo com a equação (3.6):

$$R_{Tc} = \frac{R_{T2} - R_{T1}}{T_2 - T_1}(T_c - T_1) + R_{T1} \quad (3.6)$$

Onde:

- R_{Tc} - resistência ca do condutor a temperatura T_c ; [Ω/m];
- R_{T2} - resistência ca do condutor a temperatura T_2 ; [Ω/m];
- R_{T1} - resistência ca do condutor a temperatura T_1 ; [Ω/m];
- T_c - temperatura do condutor [$^{\circ}C$];
- T_2 - temperatura mínima do condutor sendo a resistência ca especificada [$^{\circ}C$];
- T_1 - temperatura mínima do condutor sendo a resistência ca especificada [$^{\circ}C$];

Para o cálculo da ampacidade, ressaltam-se modelos que devem ser levados em consideração para o modelo que foi escolhido para o cálculo final da ampacidade. Em 1956, House e Tuttle analisaram o primeiro modelo de ampacidade baseado na equação de equilíbrio térmico para o condutor, porém o método não fornecia todas as condições para todas as variáveis envolvidas no cálculo. Os valores das variáveis eram obtidos a partir de tabelas para determinado local, não analisando corretamente o local na qual se encontrava a linha. Já o modelo de Morgan, apresentado em 1982, fornece todas as variáveis necessárias para resolução da equação de equilíbrio térmico, todavia seja bastante dificultoso levar em conta todos os fatores que influenciam na ampacidade (MORGAN, 1982). Ademais, o modelo de Morgan é mais conservador.

O modelo do Cigré, de 1992, inspirado no modelo de Morgan, fez algumas simplificações para facilitar os cálculos e contribuições adicionais, tornando-os mais práticos. Finalmente, o modelo do IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), publicado em 2007 e revisado em 2012, baseia-se no de House e Tuttle com as modificações realizadas pela East Central Area Reliability (ECAR). O modelo do IEEE fornece um método padrão para fazer tais cálculos para variáveis analisadas, para o cabo condutor atual e determinadas condições meteorológicas (IEEE; SOCIETY, 2012).

Foi observado também que se a temperatura do condutor estivesse entre T_2 e T_1 a resistência calculada pela equação (3.6) é um pouco maior que o valor a ser comparado, sendo assim, o método de avaliação da ampacidade é mais conservativo. Dessa forma, o modelo escolhido para o cálculo da ampacidade foi o modelo do IEEE revisado do ano 2006 com uma última revisão de 2012, além disso, foi validado e simulado por um código criado no MATLAB® para que ocorresse toda a análise e verificação dos dados das linhas de transmissão projetadas.

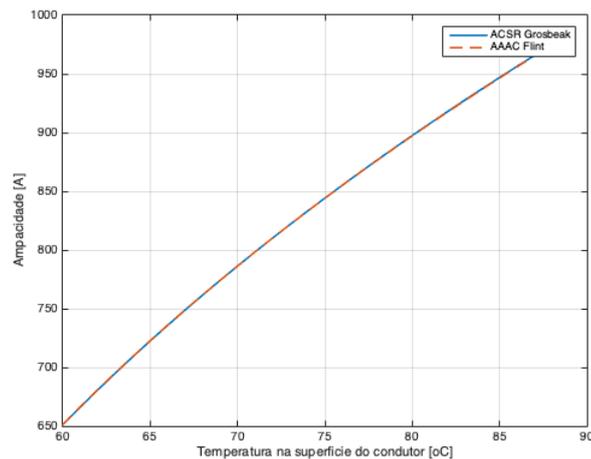
Dessa maneira, executa-se através de simulações no *software* MATLAB (MATrix Laboratory), o modelo comentado anteriormente do IEEE e avaliou-se sua execução quanto à recapitação com a técnica de recondutoramento. Essa técnica foi analisada, primeiramente, com a técnica de substituição do cabo condutor Grosbeak pelo Flint.

O gráfico foi realizado de acordo com o limite térmico dos cabos condutores CAA 636,0 MCM Grosbeak e CAL 747,8 MCM Flint liga 6201 (Liga de Alumínio-Magnésio-Silício) como sugerido e analisado por (HOFFMANN; FONSECA, 2003), equivalente a 90°C. Seguem os gráficos relacionados à recapitação do cabo condutor Grosbeak pelo cabo condutor Flint, com sua ampacidade, perdas por Efeito Joule e temperatura em cada condutor.

Na Figura 23 analisasse a temperatura na superfície do condutor em função de sua ampacidade. Na Figura 24, são avaliadas as perdas no condutor, por efeito Joule, em função de sua temperatura. Para o gráfico da Figura 23 pode-se analisar que a variação da ampacidade em função da temperatura para os dois condutores simulados no MATLAB, o Grosbeak e o Flint, fornecem praticamente a mesma ampacidade de acordo com a variação de temperatura. Inicialmente de acordo com o projeto verificado a temperatura inicial de 65°C fornece uma ampacidade de 650 A. Além disso, ambos podem ser submetidos a uma temperatura máxima

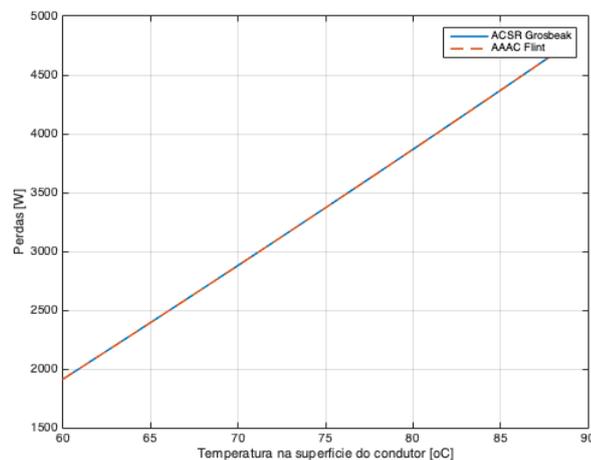
de até 90°C para que não ocorra sua deteriorização. Para a Figura 24 observa-se que as perdas por efeito Joule têm a mesma variação quando comparadas com ambos condutores, isso se dá devido às resistências a 20°C a 75°C serem muito próximas o que implica em uma potência com valores próximos.

Figura 23 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.



Fonte: A Autora.

Figura 24 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.



Fonte: A Autora.

Pode-se observar que a recapacitação realizada no projeto da linha de transmissão Derivação- Suape II não teve grandes modificações quanto à ampacidade e perdas por efeito Joule em ambos os condutores. Isso se explica através das características bastante próximas que ambos os condutores possuem: praticamente as mesmas características se tratando de: diâmetro, tração de ruptura, ampacidade e resistências em temperaturas que variam de 20°C a 90°C.

A substituição do cabo condutor CAA pelo cabo condutor CAL é uma forma economicamente viável devido as suas similaridades em relação a resistência mecânica e elétrica. O cabo CAL pode chegar a ser 30% mais leve do que o cabo condutor CAA convencional. Esta característica conduz a que as flechas nos vãos utilizando este condutor CAL sejam mais de 10% inferior às provenientes da utilização do cabo CAA, para grandes vãos. O cabo também possui mais resistência à corrosão devido à ausência da alma de aço (PESSOA, 2017).

O custo do cabo condutor CAL nos últimos 15 anos têm sido competitivo em relação ao cabo CAA equivalente, tornando o seu uso cada vez mais frequente em empreendimentos de recapacitações e na escolha mais econômica na concepção de novas linhas de transmissão (JUNIOR et al., 2005). Esta solução tem sido utilizada em várias concessionárias com sucesso (WIEDMER, 2005) (HOFFMANN; FONSECA, 2003).

Verifica-se, portanto, que a grande vantagem da substituição do condutor Grosbeak pelo Flint está relacionada com a diminuição da flecha quando comparados ambos condutores. O cabo condutor Flint, por ser de alumínio liga 1601, e incorporando um peso 300 kg/km menor, de 300 kg/km traz flechas menores. O estudo de caso em foco corroborou com essas constatações, uma vez que a adoção da técnica de recondutoramento, através do cabo Flint, corrigiu praticamente todas as violações de altura de segurança. Uma análise mais detalhada de todas as perdas por efeito Joule com uma comparação com a potência inicial do sistema (SIL) pelo sistema da linha de transmissão será realizada no Capítulo 5.

3.3 CONCLUSÕES

Dentre o material e métodos utilizados, ressalta-se o suporte essencial provido pelo aplicativo computacional PLS-CADD, através do qual foi possível testar todas as técnicas de recapacitação estudadas. Os modelos de ampacidade introduzidos permitiram avaliar o comportamento térmico dos condutores e as perdas por Efeito Joule, nas diversas aplicações simuladas.

Para o projeto da linha de transmissão Derivação- Suape II de 500 kV foram realizadas as técnicas de recapacitação analisadas de acordo com suas implicações e critérios previstos na revisão da norma ABNT NBR-5422. As definições de todos os novos critérios de projetos abordados mostrou que a primeira técnica de recapacitação utilizada, a técnica de redução da cadeia de isoladores, é uma técnica vantajosa quanto à rápida execução e ao custo, já que verifica-se que a quantidade de ferragens podem ser diminuídas, sem comprometimento das distâncias entre partes metálicas, distâncias de isolamento e carga mecânica de ruptura já projetadas para as cadeias de isoladores usuais. E assim, como análise de viabilidade, essa técnica fica limitada ao valor de 45 cm para correção de violação na cadeia de isoladores, ou seja, para violações maiores que esse valor, esta técnica não teria grandes contribuições pois haveria a necessidade de outra técnica para correção da distância do cabo condutor ao solo.

Em seguida, foi executada a técnica de retracionamento na qual sua execução provocou um aumento da tração, e conseqüentemente, uma redução na distância do condutor ao solo, permitindo uma elevação na temperatura do condutor, desde que não fossem ultrapassados seus limites térmicos, como também, o aumento de sua ampacidade. A implementação dessa técnica trouxe a uma redução de 4 vãos, porém, foi necessário atentar a carga de ruptura que o cabo condutor anteriormente projetado poderia suportar, como também, os cabos pára-raios e as estruturas. Como está técnica não sanou as violações da altura de segurança, foi executada uma próxima técnica: alteração das estruturas.

A técnica de alteração de estruturas foi escolhida em seguida às técnicas comentadas anteriormente devido ao seu elevado custo de implementação, além disso, as estruturas já existentes nas linhas de transmissão devem ser estudadas detalhadamente, fazendo uma modelagem das novas cargas de projeto para assegurar que esses novos esforços possam ser absorvidos pelas novas estruturas. Dessa forma, foram escolhidas estruturas de mesma família para serem substituídas e incrementos de alturas da próxima representação da estrutura. Em oposição à essa medida, foi implementado o peso adicional seriam corrigidas as violações no balanço da cadeia de isoladores, e portanto, o peso adicional minimizaria as violações apresentadas em algumas estruturas no aplicativo computacional PLS-CADD®. Com essa técnica houve uma correção em 2 vãos. Como comentado anteriormente, essas técnicas não corrigiram todas as violações e foi realizada a técnica de recondutoramento com o cabo condutor CAL liga 1601 Flint em substituição ao cabo condutor CAA Grosbeak.

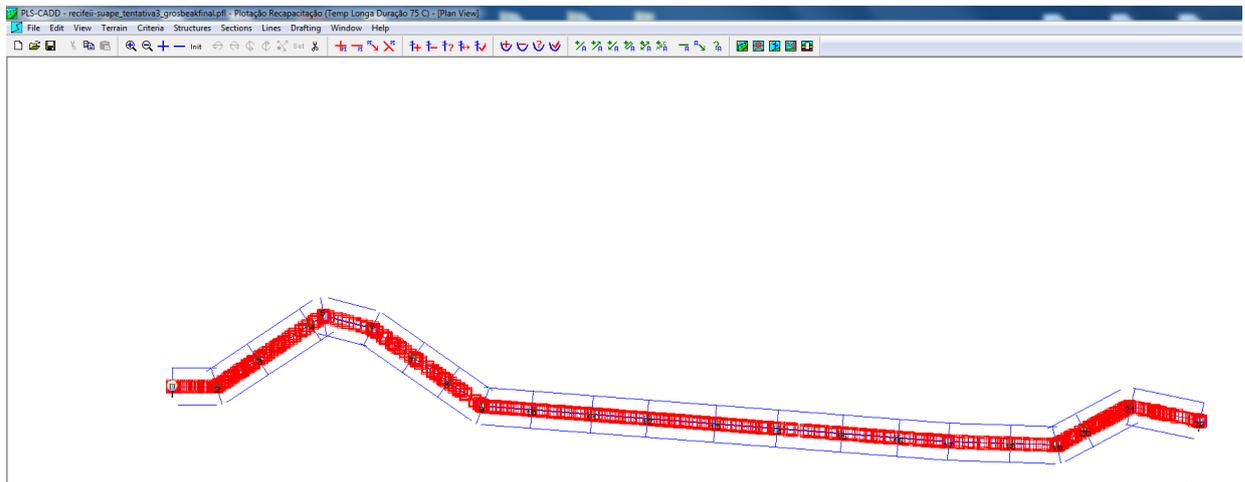
O cabo condutor Flint foi escolhido para realização de recapacitação por ser economicamente viável, pois com as similaridades em resistência mecânica e elétrica, o cabo CAL Flint pode chegar a ser mais leve do que o cabo condutor CAA Grosbeak de acordo com o peso (kg/km) de cada cabo condutor, aproximadamente 300 kg/km a menos. Esta característica faz com que as flechas utilizando este condutor CAL Flint seja mais de 10% inferior ao cabo CAA Grosbeak para grandes vãos. Além disso, os dois cabos condutores comparados têm praticamente o mesmo diâmetro o que evidencia a capacidade de transmissão de mesmo fluxo de corrente. Ademais, foram analisadas a viabilidade do recondutoramento através do cálculo da ampacidade e das perdas que foram geradas pela passagem da nova corrente elétrica através da comparação das perdas por efeito Joule de cada condutor simulado através do MATLAB e validado com o modelo IEEE revisado de 2012. Com essa verificação os condutores apresentaram ampacidades e perdas bastante próximas.

Aborda-se no Capítulo 4, as técnicas de recondutoramento através dos condutores especiais, sua implementação ocorreu nos dois projetos pilotos comentados anteriormente: Morro do Chápeu- Irecê e Ibiapina-Sobral. Suas análises se darão através de sua simulação no PLS-CADD® com todas as técnicas de recapacitação e modelos validados através do MATLAB.

4 RESULTADOS E ANÁLISES - ESTUDO DE CASOS

No primeiro estudo de caso foi analisada a linha de transmissão Derivação- Suape II. Como primeiro passo foi analisado o levantamento topográfico, que consiste em analisar o desenvolvimento do terreno o qual possui padrão estrutural ilustrado na Figura xx). Essa etapa é bastante importante pois quando feito de uma forma bem elaborada respeitando todos os critérios de obstáculos, assegura também um estudo de recapacitação bem embasado. Para melhor desenvolvimento dos estudos, foram focados 8 km da linha, conforme ilustração contida na Figura 25.

Figura 25 – Perfil através do levantamento topográfico da linha de transmissão Derivação- Suape II.



Fonte: A Autora.

Originalmente essa linha foi construída com cabo condutor de alumínio liga 1350 classe A com alma de aço (CAA), o Grosbeak, sendo um condutor por fase. Este cabo tem as características registradas no Apêndice B.

Nos estudos foram adotados os seguintes parâmetros em consonância com recomendação do edital da (ANEEL, 2012):

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

O projeto básico original da linha de transmissão determina que a linha de transmissão deve ter capacidade operativa de longa duração no mínimo de 2525 A e também deve ter uma capacidade operativa de curta duração, admissível durante a condição de emergência, não inferior a 3180 A. Assim, nas Tabelas 6 e 7 que são apresentadas as características de curta e longa duração admissível para o projeto da linha de transmissão estudada.

Tabela 6 – Características da corrente de longa duração.

Corrente na fase (A)	Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
2524	631,25	61

Fonte: A Autora.

Tabela 7 – Características da corrente de curta duração.

Corrente na fase (A)	Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
3180	795	74

Fonte: A Autora.

Na operação em regime de curta duração, as distâncias do condutor ao solo ou aos obstáculos devem ser iguais ou superiores às distâncias de segurança (mínimas) em condições de emergência estabelecidas na Norma Técnica NBR 5422/85 da ABNT. Em condições climáticas comprovadamente mais favoráveis do que as estabelecidas, a linha de transmissão pode ser solicitada a operar com carregamento superior à capacidade de longa ou curta duração, desde que as distâncias de segurança, e que os acessórios, conexões e demais componentes que conduzem corrente devem ser dimensionados de forma a não criar restrição à operação da linha (ANEEL, 2012).

Desta forma, no sentido de maximizar a corrente admissível na linha, foram consideradas as condições seguintes condições:

- temperatura mínima média: 24°C;
- radiação solar: 0 W/m² (sem sol);
- temperatura para flecha máxima: 74°C.

4.1 METODOLOGIA APLICADA DE RECONDUTORAMENTO COM CONDUTORES ESPECIAIS

Portanto, de acordo com a análise das técnicas de recapacitação foram escolhidos os dois pilotos nos quais são experimentadas novas idéias e novas suposições. Tais projetos foram

estudos de caso realizados em linhas de transmissão reais, e então, estudadas para que sejam analisadas cada metodologia e o motivo pelos quais cada uma foi escolhida.

Além disso, ressalta-se a definição de cada metodologia escolhida de acordo com os seguintes segmentos aplicados:

- Levantamento da situação atual dos dois projetos das determinadas linhas de transmissão analisadas;
- Tecnologias disponíveis a serem aplicadas no *software* PLS-CADD®;
- Desenvolvimento e implantação do modelo de cálculo de ampacidade para os dois projetos pilotos a serem reformulados com as devidas sugestões.

Assim, foram realizados os projetos de recapacitação de acordo com três estudos de caso nas linhas de transmissão que seguem:

Morro do Chapéu- Irecê- a linha de transmissão de 230 kV conecta a subestação (SE) de Morro do Chapéu a (SE) de Irecê localizada no Estado da Bahia e está implantada em uma faixa de servidão passando pelos municípios de América Dourada, Prevenido e Lapão e com comprimento de 65 km.

Ibiapina- Sobral- a linha de transmissão de 230 kV conecta a subestação (SE) de Ibiapina a (SE) de Sobral localizada no Estado do Ceará e está implantada em uma faixa de servidão passando pelos municípios de Mucambo, Rafael Arruda e São José do Torto com comprimento de 74 km.

4.1.1 LEVANTAMENTO DA SITUAÇÃO ATUAL DO PROJETO MORRO DO CHAPÉU-IRECÊ

Para o projeto da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irece foi realizado sua simulação no aplicativo computacional PLS-CADD® de acordo com todos os dados fornecidos no Projeto Básico fornecido pela CHESF. O projeto de locação da linha de transmissão seguiu os mesmos princípios do projeto anteriormente comentado no Capítulo 3: Derivação- Suape II. Dessa maneira, foi feito o levantamento topográfico, como também, toda modelagem com os seguintes dados fornecidos abaixo de acordo com (NEXANS, 2013). O projeto foi inicialmente realizado com o condutor descrito com o Apêndice C.

Foram adotados os seguintes parâmetros nos cálculos, em consonância com recomendação do (ANEEL, 2011) Edital:

- temperatura ambiente (máxima média da região): 30°C;
- atmosfera limpa;

- radiação solar máxima: 1200 W/m²;
- coeficiente de absorção: 0,78
- coeficiente de emissividade: 0,77.

A linha de transmissão Morro do Chapéu - Irecê deve ter capacidade operativa de longa duração no mínimo de 631 A e também deve ter uma capacidade operativa de curta duração durante condição de emergência com valor mínimo de 795 A, conforme a norma técnica NBR 5422 da ABNT. Então as Tabelas 8 e 9 seguem representam as características de curta e longa duração admissível para o projeto da linha de transmissão estudada.

Tabela 8 – Características da corrente de longa duração.

Corrente na fase (A)	Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
2524	631	61

Fonte: A Autora.

Tabela 9 – Características da corrente de curta duração.

Corrente na fase (A)	Corrente no Condutor (A)	Temperatura (°C)
3180	795	74

Fonte: A Autora.

Na operação em regime de curta duração, as distâncias do condutor ao solo ou aos obstáculos devem ser iguais ou superiores às distâncias de segurança (mínimas) em condições de emergência estabelecidas na Norma Técnica NBR 5422/85 da ABNT. Em condições climáticas comprovadamente mais favoráveis do que as estabelecidas acima, a linha de transmissão pode ser solicitada a operar com carregamento superior à capacidade de longa ou curta duração, desde que as distâncias de segurança, conforme definidas, sejam respeitadas (ABNT, 1985).

Além disso, em condições climáticas comprovadamente mais favoráveis do que as estabelecidas anteriormente, a linha de transmissão pode ser solicitada a operar com carregamento superior à capacidade de longa ou curta duração, desde que as distâncias de segurança, sejam respeitadas, e que os acessórios, conexões e demais componentes que conduzem corrente devem ser dimensionados de forma a não criar restrição à operação da linha (ANEEL, 2011). Desta forma, no sentido de maximizar a corrente admissível na linha, foram consideradas as condições mais favoráveis abaixo descritas:

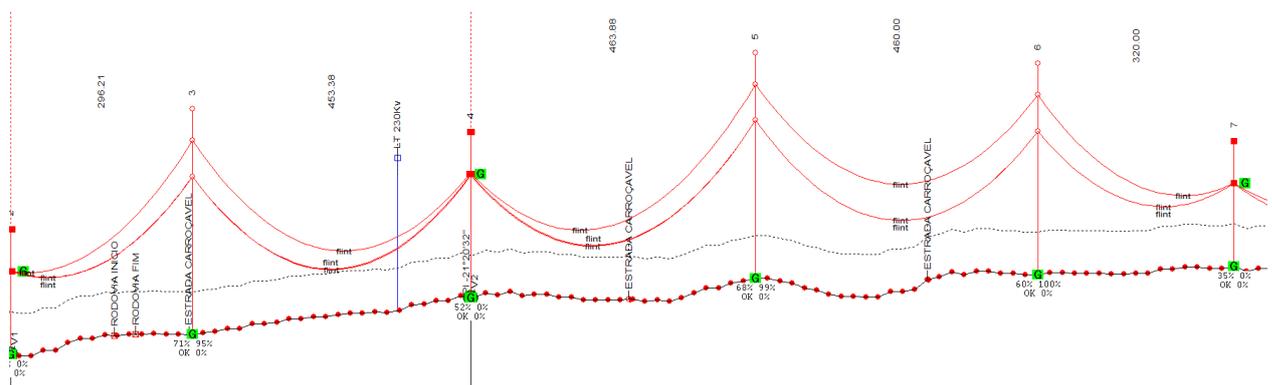
- temperatura mínima média: 24°C;
- radiação solar: 0 W/m² (sem sol);
- temperatura para flecha máxima: 74°C

4.1.2 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS A SEREM APLICADAS NO *SOFTWARE* PLS-CADD®

De acordo com o projeto da linha de transmissão de Morro do Chapéu- Irecê a simulação original foi realizada com cabo condutor liga de alumínio (CAL) liga 6201, o Flint e de acordo com o aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica foi solicitada uma temperatura de longa duração de recapitação de 74°C e de curta duração de 90°C, já que de acordo com (DOMINGUES et al., 2004) e (NEXANS, 2013) a temperatura máxima permitida na operação normal é de 90°C e acima desta temperatura o processo de recozimento se inicia.

Segue a Figura 26 da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê simulada no PLS-CADD® em 230 kV com o Flint em cor vermelha, referente a um trecho da linha de transmissão com cabo condutor atualmente projetado, como também os obstáculos que estão cruzando a linha de transmissão e as estruturas escolhidas pelo *software* PLS-CADD® de acordo com a família de estruturas implementadas.

Figura 26 – Trecho de 2km da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê com o condutor Flint.



Fonte: A Autora.

Com o aumento na capacidade de transmissão devido à solicitação da carga, ocorreram 17 violações na altura de segurança. Dessa forma, as técnicas de recapitação surgem como solução à construção de uma nova linha de transmissão em resposta ao aumento na demanda solicitada. Foram necessárias técnicas de recapitação para que minimizassem as violações que ocorreram entre as distâncias do cabo condutor ao solo.

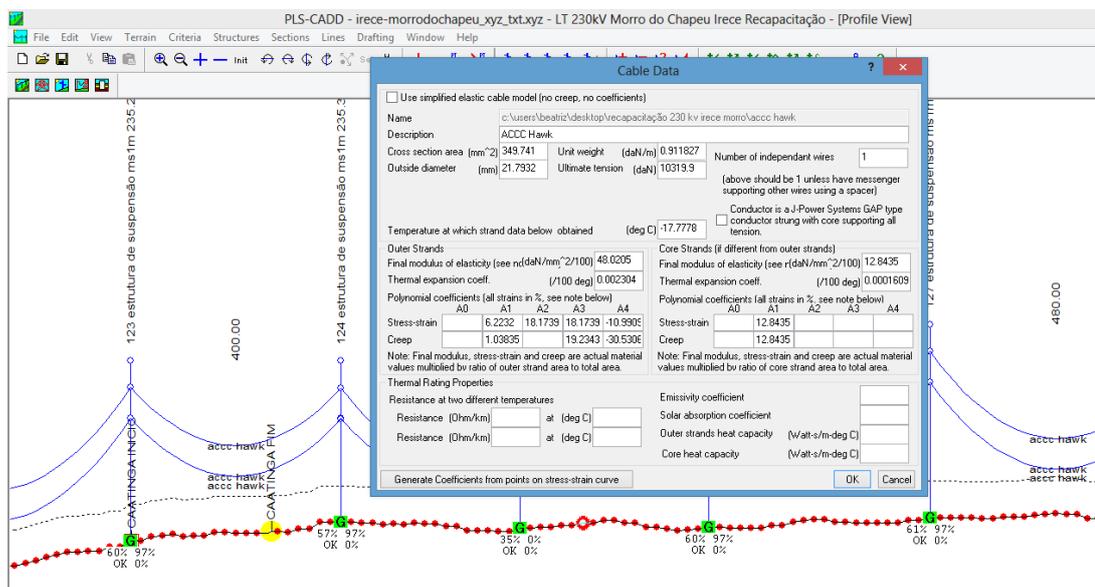
Para esses dois casos de recapitação: Morro do Chapéu- Irecê e Ibiapina- Sobral (que será comentado posteriormente), foi realizado diretamente a técnica de recondutoramento já que devido as violações ocorridas com a implementação do cabo condutor Flint surgiram violações que seriam corrigidas de acordo com o passo a passo indicado das técnicas corrigidas de recapitação, não havendo grande contribuição teórica. Portanto, para uma avaliação mais completa em relação a um embasamento teórico e do quanto agregaria à linha de transmissão à mudança de um condutor, determinou-se diretamente a técnica de recondutoramento.

O condutor escolhido para substituir o cabo condutor Flint CAL liga 6201 foi o Hawk um condutor ACCC da CTC Global com um núcleo híbrido de fibra de carbono e vidro incorporado numa matriz epóxi termoendurecível de alto desempenho. As fibras de vidro externas melhoram a tenacidade e a flexibilidade, ao mesmo tempo em que fornecem uma barreira galvânica para evitar a corrosão com os fios de alumínio condutores e seu núcleo composto oferece um coeficiente de expansão térmica cerca de dez vezes menor que o aço. Além disso, o baixo coeficiente de expansão térmica atenua o afundamento do condutor sob condições de carga elétrica pesada. Além disso, o Hawk pode operar em regime permanente a 180°C e em regime de emergência a 200°C (GLOBAL, 2018).

Em seguida, pode-se observar no Apêndice E as características dos dois cabos condutores: o Flint e o Hawk, que foi o cabo condutor escolhido para o recondutoramento. Observa-se que o Hawk têm características vantajosas quando comparado ao Flint: peso menor o que traz a contribuição de menores flechas, baixo coeficiente de dilatação térmica e módulo de elasticidade final evidenciando uma diminuição na capacidade de alongamento e maior permanência sem deformação quando submetido a maiores temperaturas.

Segue a Figura 27 da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê simulada no PLS-CADD® em 230 kV com o Hawk em cor azul, referente a um trecho da linha de transmissão com cabo condutor trocado pelo Hawk, como também os obstáculos que estão cruzando a linha de transmissão, as estruturas escolhidas pelo *software* PLS-CADD® de acordo com a família de estruturas implementadas e as principais características relativas ao condutor Hawk dentro da Tabela em azul (como área, diâmetro, creep e peso). A linha de transmissão tem a extensão de 65 km.

Figura 27 – Trecho de 1,5km da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê em 230 kV evidenciando o condutor Hawk.



Fonte: A Autora.

Segue a Figura 28 que evidencia que com o recondutoramento do cabo condutor Flint pelo Hawk não houve nenhuma violação na altura de segurança, não há linhas na cor vermelha que evidenciam as possíveis violações.

Figura 28 – Relatório final da quantidade de vãos que tiveram violação na altura de segurança com o cabo condutor Hawk.

140	141	Flecha maxma conductor 74 C	1,74	-5,25	OK
141	142	Flecha maxma conductor 74 C	2,85	-5,55	OK
142	143	Flecha maxma conductor 74 C	4,37	-3,07	OK
143	144	Flecha maxma conductor 74 C	2,51	-4,89	OK
144	145	Flecha maxma conductor 74 C	2,57	-3,05	OK
145	146	Flecha maxma conductor 74 C	1,05	-6,22	OK
146	147	Flecha maxma conductor 74 C	1,75	-5,13	OK
147	148	Flecha maxma conductor 74 C	8,62	-4,94	OK
148	149	Flecha maxma conductor 74 C	1,95	-3,08	OK
149	150	Flecha maxma conductor 74 C	1,26	-4,72	OK
150	151	Flecha maxma conductor 74 C	0,68	-5,91	OK
151	152	Flecha maxma conductor 74 C	10,14	-3,10	OK
152	153	Flecha maxma conductor 74 C	7,78	-3,00	OK
153	154	Flecha maxma conductor 74 C	4,08	-3,09	OK
154	155	Flecha maxma conductor 74 C	3,05	-6,14	OK
155	156	Flecha maxma conductor 74 C	2,08	-5,43	OK
156	157	Flecha maxma conductor 74 C	8,03	-3,08	OK
157	158	Flecha maxma conductor 74 C	4,93	-3,00	OK
158	159	Flecha maxma conductor 74 C	3,94	-4,93	OK
159	160	Flecha maxma conductor 74 C	1,35	-5,79	OK
160	161	Flecha maxma conductor 74 C	1,30	-5,55	OK
161	162	Flecha maxma conductor 74 C	1,52	-5,29	OK
162	163	Flecha maxma conductor 74 C	5,20	-6,49	OK
163	164	Flecha maxma conductor 74 C	2,26	-3,12	OK
164	165	Flecha maxma conductor 74 C	2,56	0,78	OK
165	166	Flecha maxma conductor 74 C	1,06	-5,74	OK
166	167	Flecha maxma conductor 74 C	3,08	-5,11	OK
167	168	Flecha maxma conductor 74 C	0,62	-6,06	OK
168	169	Flecha maxma conductor 74 C	6,12	0,68	OK

0 spans with clearance violations OK

Fonte: A Autora.

4.1.3 MODELO DE CÁLCULO DE AMPACIDADE UTILIZADO PARA O PROJETO MORRO DO CHAPÉU- IRECÊ REFORMULADO

Analogamente à linha de transmissão Derivação- Suape II foi utilizado o modelo do IEEE para o cálculo da ampacidade. Foi implementado para esse modelo, as características da região onde está localizada a linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê e a característica do cabo condutor utilizado (Flint) e do cabo condutor implementado no recondutoramento (Hawk).

A substituição do cabo originalmente implementado, o Flint, pelo condutor especial Hawk é bastante vantajosa já que o Hawk apresenta as características que o fazem suportar um aumento na temperatura que o condutor ficará submetido durante sua vida útil e conseqüentemente permite um aumento no transporte da corrente elétrica.

Portanto, a substituição por um cabo condutor especial tem como objetivo minimizar vários efeitos indesejáveis elétricos e mecânicos, como também, oferecer uma maior condutividade elétrica devido as características que compõem as ligas dos cabos especiais e menores

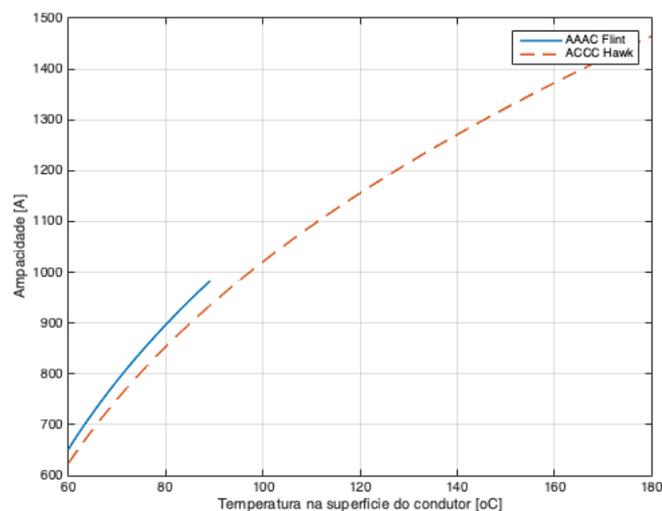
flechas já que esses cabos podem ser submetidos a altas temperaturas. Esses condutores são mais leves, que resultam em menores flechas e possuem menores resistências elétricas (ohm/km).

Como exemplificado nesta simulação, o recondutoramento da linha de transmissão com o cabo condutor Hawk corrigiu todas as violações das distância entre o cabo e o solo. Além disso, este cabo especial fornece um significativo aumento da corrente onde pode-se analisar de acordo com a Figura 29 que o Hawk tem uma ampacidade máxima de aproximadamente 1500 A, devido ao elevado limite térmico que esses condutores podem trabalhar, sem que aconteça recozimento da liga metálica (perda das propriedades originais do material). Para o cabo condutor Flint sua temperatura máxima para que não ocorra o recozimento é de 90°C.

Na Figura 29 observa-se a variação da temperatura do condutor em função da ampacidade, e pode-se notar que o condutor Hawk quando comparado com o condutor Flint apresenta uma maior ampacidade para a temperatura inicial de 60°C e essa ampacidade continua sendo ultrapassada durante toda sollicitação de aumento na temperatura, até sua temperatura de longa duração (180°C).

Embora a ampacidade do ACCC Hawk seja inferior à do AAC Flint até 90°C, o Hawk pode operar a altas temperaturas revertendo essa limitação, ou seja, com a substituição do condutor AAC Flint pelo condutor ACCC Hawk possibilita um aumento na capacidade de condução de aproximadamente 60%, quando comparando ambas temperaturas máximas de operação de cada cabo condutor.

Figura 29 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.

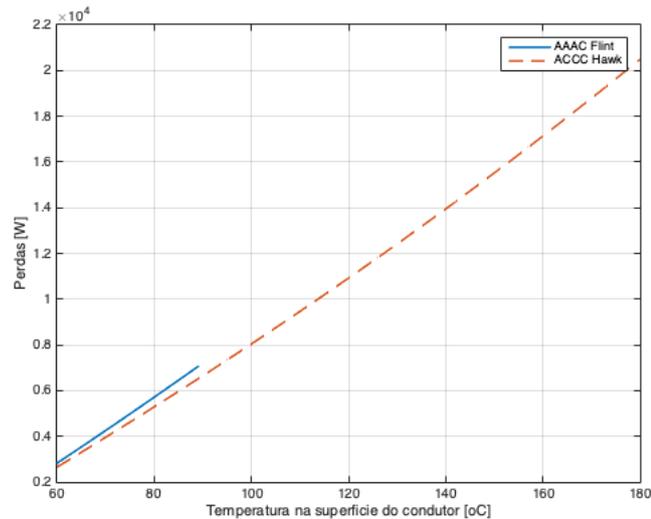


Fonte: A Autora.

Analisa-se também a Figura 30 onde se tem a variação da temperatura na superfície do condutor em função de suas perdas por efeito Joule. Inicialmente, observa-se que o Flint tem suas perdas muito próximas ao Hawk devido aos valores das resistências que são similares.

Porém, como o Flint só pode operar até 90°C, o Hawk continua sendo submetido a um aumento na temperatura de operação o que traz a um aumento também nas perdas por efeito Joule. Essas perdas serão analisadas com mais detalhes juntamente a potência natural do sistema (SIL, em inglês, *Surge Impedance Loading*) e todos os projetos pilotos realizados em função de sua ampacidade, no Capítulo 5.

Figura 30 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.



Fonte: A Autora.

4.1.4 LEVANTAMENTO DA SITUAÇÃO ATUAL DO PROJETO IBIAPINA- SOBRAL

Para o projeto da linha de transmissão Ibiapina- Sobral foi realizado sua simulação no mesmo *software* utilizado nos outros dois projetos: o PLS-CADD®. Seguindo também o mesmo passo-a-passo utilizado nos dois projetos anteriores. O cabo condutor anteriormente simulado foi o Grosbeak. Descrito anteriormente no Capítulo 3 na Tabela 25.

Foram adotados os seguintes parâmetros nos cálculos, em consonância com recomendação do Edital de Leilão da linha de transmissão (ANEEL, 2017).

- temperatura média (EDS): 26°C;
- radiação solar máxima: 1200 W/m²;
- coeficiente de absorção: 0,78;
- coeficiente de emissividade: 0,77;
- temperatura máxima: 40°C.

A linha de 230 kV Ibiapina/Sobral C1 aumentará sua capacidade de transporte de potência de curta duração de 437A (174MVA) para 621A (247MVA) para se adequar a resolução

normativa 191, da ANEEL, de 12 de dezembro de 2005. Podem-se observar as Tabelas 10 e 11 nas quais evidenciam condições operativas atuais e posteriores que devem ocorrer na recapacitação.

Tabela 10 – Capacidade operativas de linhas de transmissão da CHESF em condição atual de operação.

Capacidade Operativa Atual (A)	Temperatura de Curta duração Atual (°C)
437	50

Fonte: A Autora.

Tabela 11 – Capacidade operativas de linhas de transmissão da CHESF em condição nova de operação.

Capacidade Operativa Nova (A)	Temperatura de Curta duração Nova (°C)
621	65

Fonte: A Autora.

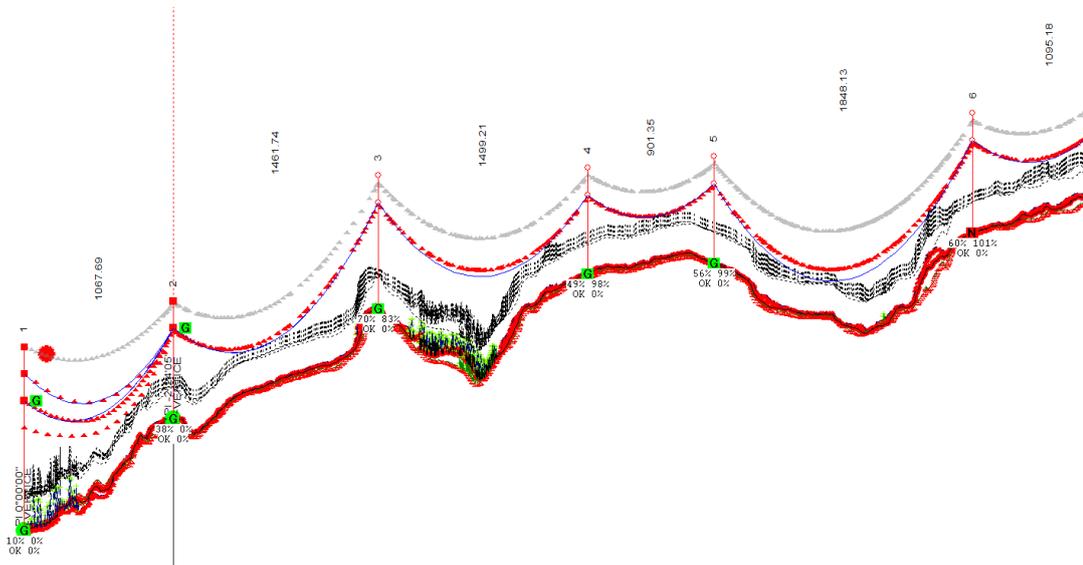
Observa-se também que a linha de transmissão está implantada no eixo de uma faixa de servidão de 40 m largura, sendo 20m de cada lado. Ou seja, a recapacitação é ainda mais que necessária quando comparada a uma faixa de servidão tão larga que geraria uma varredura de terra e desmatamento da região por onde a linha atravessa.

4.1.5 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS A SEREM APLICADAS NO *SOFTWARE* PLS-CADD®

De acordo com o projeto da linha de transmissão de Ibiapina-Sobral a simulação original foi realizada com cabo condutor alma de aço CAA, o Grosbeak e de acordo com o aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica foi solicitada para uma temperatura de curta duração de 65°C e capacidade operativa de corrente de 621 A, já que de acordo com (DOMINGUES et al., 2004) a temperatura máxima permitida na operação normal é de 90°C e acima desta temperatura o processo de recozimento se inicia.

Segue a Figura 31 da linha de transmissão Ibiapina- Sobral simulada no PLS-CADD® em 230 kV com o Grosbeak em cor verde coincidindo com a curva de triângulo vermelha já que é o projeto originalmente implementado com solicitação da devida recapacitação. A Figura é referente também a um trecho da linha de transmissão com cabo condutor atualmente projetado, como também os obstáculos que estão cruzando a linha de transmissão e as estruturas escolhidas pelo *software* PLS-CADD® de acordo com a família de estruturas de suspensão e ancoragem implementadas.

Figura 31 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACSR Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Com o aumento na capacidade de transmissão devido à solicitação da carga, ocorreram violações na altura de segurança. Dessa forma, as técnicas de recapacitação surgem como solução à construção de uma nova linha de transmissão em resposta ao aumento na demanda solicitada. Foram necessárias técnicas de recapacitação para que minimizassem as violações que ocorreram entre as distâncias do cabo condutor ao solo.

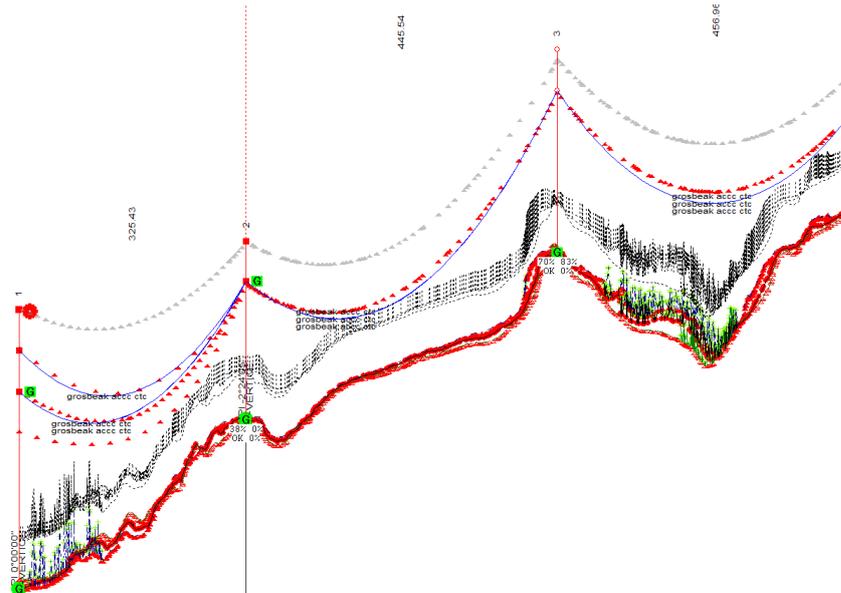
O condutor ideal para corrigir distâncias de segurança deve gerar uma flecha menor que a flecha do condutor CAA Grosbeak para a mesma temperatura. Os condutores foram selecionados estudando-se as características, limitações e tipos mais utilizados pelas empresas, bem como aqueles que oferecem maior capacidade de transporte de energia elétrica. O baixo peso, um coeficiente reduzido de expansão linear e uma alta resistência mecânica do cabo condutor da 3M o Grosbeak ACCR seja uma opção apropriada para o estudo, como também, o ACCC da CTC Global (SILVA; BEZERRA, 2011).

Assim, os condutores especiais escolhidos foram: o condutor ACCC da CTC Global Grosbeak e posteriormente o condutor ACCR da 3M Grosbeak. O primeiro condutor da CTC foi escolhido se deve a sua característica de ser mais compacto, ter núcleo central de carbono e alta resistência. Para o segundo condutor da 3M, sua escolha se deve devido ao seu núcleo ser composto por fibras contínuas de óxido de alumínio mergulhados em alumínio puro, coroas de liga alumínio-zircônio contribuindo por uma grande diminuição na flecha e aumento na capacidade de condução de corrente elétrica. Além disso, o baixo peso, reduzido coeficiente de dilatação linear e alta resistência evidencia sua escolha e contribuição para o estudo. O condutor ACCR tem capacidade de operar a altas temperaturas. Assim, ambos condutores permitem operação em altas temperaturas, o condutor Grosbeak da CTC Global sua temperatura

de emergência é de 180° e o condutor Grosbeak da 3M sua temperatura de emergência é de 210°.

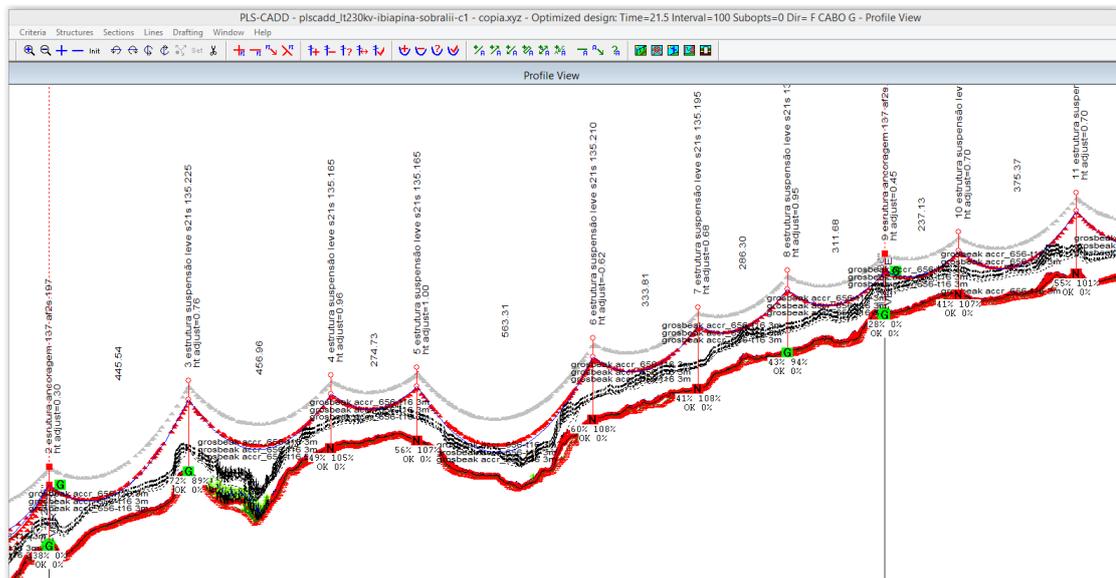
Após a definição de quais condutores especiais seriam utilizados na recapacitação, segue a Figura 32 da linha de transmissão Ibiapina- Sobral simulada no PLS-CADD® em 230 kV com o ACCC Grosbeak da CTC Global e a Figura 33 ACCR Grosbeak da 3M. A linha de transmissão tem extensão de 144 km.

Figura 32 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACCC Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Figura 33 – Trecho de 1,5 km da linha de transmissão Ibiapina Sobral em 230 kV com o condutor ACCR Grosbeak.



Fonte: A Autora.

4.1.6 MODELO DE CÁLCULO DE AMPACIDADE UTILIZADO PARA O PROJETO IBIAPINA- SOBRAL REFORMULADO

Com o intuito de aumentar a ampacidade da linha de transmissão de 230 kV será analisada a substituição do cabo CAL Flint por cabos ACCC e ACCR. Foram analisados os cabos ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak e comparados seus comportamentos juntamente com suas simulações no MATLAB e respeitando o modelo de ampacidade do IEEE.

O recondutoramento realizado ocorreu devido a um aumento na solicitação do sistema elétrico relacionado a capacidade do sistema em transmitir corrente elétrica. Para este caso, houve uma recapacitação de dois cabos condutores para que ocorresse uma comparação de dois cabos especiais de diferentes tecnologias, como também, de diferentes fornecedores. O cabo condutor originalmente implementado no estudo de caso da linha de transmissão Ibiapina- Sobral foi o condutor de alma de aço, o Grosbeak.

O cabo ACCC possui como principal característica o baixo coeficiente de expansão devido as seus valores de coeficiente de dilatação térmica e módulo de elasticidade serem bastante reduzidos quando comparados com os cabos ACCR e ACSR. Isso permite trabalhar a altas temperaturas com flechas reduzidas sendo extremamente necessário para um estudo de caso como este. Um cabo ACCC de bitola equivalente a do ACSR Grosbeak possui um peso inferior, diminuindo também os esforços nas estruturas. Os cabos AAAC e CAA de mesmo diâmetro tem praticamente a mesma temperatura de projeto. Apesar do cabo AAAC ter peso em média 12% menor do que o CAA, por ser um cabo mais leve, há maior balanço de cadeias, o que sugere reforços com pesos adicionais.

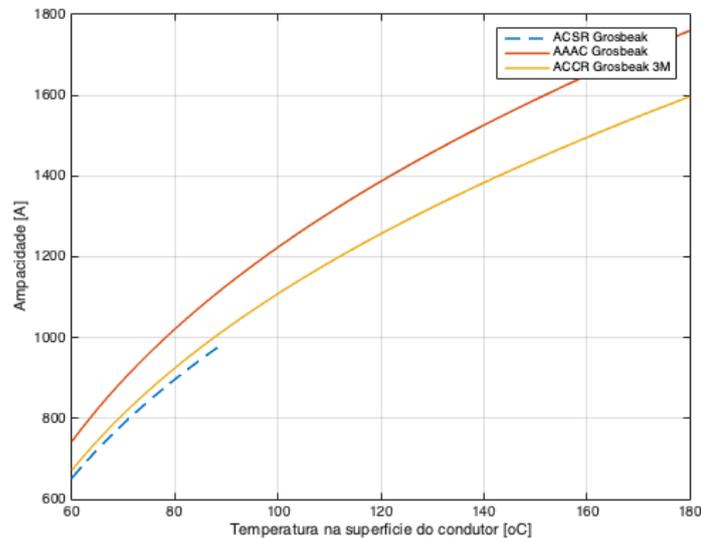
Além disso, ambos condutores podem operar em temperaturas de valores máximos de 210°C sem perder a resistência mecânica e desenvolver excessiva flecha; diferem, no entanto, na tecnologia e nos materiais que serão compostos (KOPSIDAS; ROWLAND, 2009). Portanto, o recondutoramento com esses dois tipos de cabos condutores mostra-se necessário para que ocorra um aumento na capacidade de transmissão de energia elétrica, e conseqüentemente, um aumento na ampacidade. Verifica-se que ocorre um aumento de quase o dobro da ampacidade, cerca de 64% a mais para o Grosbeak ACCR e para o Grosbeak ACCC ocorre um aumento de 80% a mais na ampacidade.

Pode-se observar na Figura 34 que o Grosbeak ACSR tem a menor ampacidade já que no início de sua solicitação elétrica até a temperatura na qual o cabo condutor pode trabalhar sem que ocorra o seu recozimento, o Grosbeak tem uma ampacidade de 975 A.

Esses dois cabos condutores especiais foram escolhidos para recapacitação pois têm se mostrado como uma vantajosa alternativa para solucionar o aumento da demanda de energia elétrica e a dificuldade na construção de novas linhas de transmissão e faixas de passagem da linha. Assim, os critérios determinantes para que ocorresse o recondutoramento com os condutores especiais foram: um diâmetro similar entre os condutores, compatibilidade térmica dos acessórios,

facilidade no manuseio quando ocorresse a instalação e os custos na implementação.

Figura 34 – Variação da ampacidade em função da temperatura na superfície do condutor.

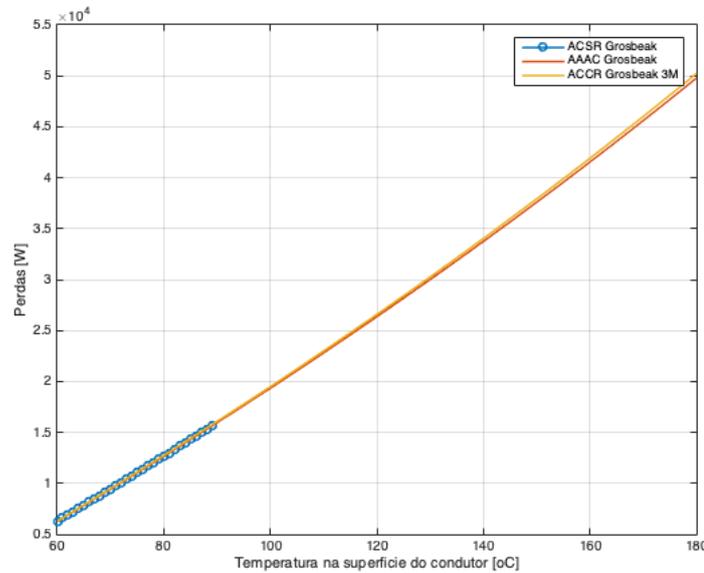


Fonte: A Autora.

Analisa-se a Figura 35 na qual ilustra a variação de temperatura nos cabos condutores em função de suas perdas por efeito Joule. Inicialmente, observa-se que devido ao diâmetro de ambos condutores e resistências terem valores muito próximos, observa-se que as perdas coincidem. Porém, como o cabo condutor Grosbeak de alma de aço tem uma temperatura máxima na qual pode operar de 90°, suas perdas ficam limitadas até essa temperatura, correspondendo ao valor de 15.7kW.

Já para os outros dois cabos condutores, eles são submetidos por possuírem a principal característica que os permitem trabalhar a altas temperaturas com flechas reduzidas, suas perdas correspondem a um valor de 50kW. Como comentado anteriormente, essas perdas são evidenciadas no Capítulo 5 onde ocorrerão comparações com a ampacidade e custos dos cabos implementados nos projetos pilotos das linhas de transmissão realizados.

Figura 35 – Variação das perdas em função da temperatura na superfície do condutor.



Fonte: A Autora.

4.2 CONCLUSÕES

Pode-se concluir que as técnicas de recondutoramento executadas pelo aplicativo computacional PLS-CADD® apresentam grande contribuição para análise de um projeto de recapacitação de uma linha de transmissão.

Para os dois projetos das linhas de transmissão Morro do Chápeu- Irecê e Ibiapina-Sobral de 230 kV foram realizadas as técnicas de recondutoramento no PLS-CADD®. Além disso, os dois cabos especiais comparados têm praticamente o mesmo diâmetro o que evidencia a capacidade de transmissão de mesmo fluxo de corrente. Dessa maneira, evidenciou-se a maximização para que não ocorresse a violação de altura cabo-solo quando houve o recondutoramento para os cabos especiais, a maximização da ampacidade mesmo se tratando de condutores de propriedades e características similares, a minimização dos custos de implantação já que a técnica de recapacitação vem como alternativa para a não construção de uma nova linha de transmissão, como também, a não construção de faixas de servidão. Por fim, a minimização das perdas por efeito Joule quando ocorre a troca de cabos condutores de diferentes tecnologias. Ademais, foram analisadas a viabilidade do recondutoramento através do cálculo da ampacidade e das perdas que foram geradas pela passagem da nova corrente elétrica através da comparação das perdas por efeito Joule de cada condutor simulado através do MATLAB e validado com o modelo IEEE revisado de 2012. Com essa verificação os condutores apresentaram ampacidades com valores bastante diferentes em comparação com o condutor originalmente projetado.

Dentre os cabos disponíveis comercialmente para a realização do recondutoramento, o cabo ACCR é o que possui maior custo. Outro condutor promissor é o cabo ACCC. Embora

a empresa fornecedora desse cabo condutor, a CTC Global, afirme que não são necessários cuidados especiais em seu manuseio, que este cabo pode receber o mesmo tratamento que um cabo CAA, a composição da sua coroa implica nos mesmos cuidados dedicados ao cabo ACCR. Ensaios adicionais, em campo e laboratório, aplicações e seu aprimoramento virão apenas consolidar sua utilização comercialmente (SILVA, 2009).

Com isso, tem-se a necessidade de analisar a viabilidade dessa técnica de recondução já que o aumento na ampacidade implica também no aumento das perdas. Como os cabos especiais podem ser submetidos a altas temperaturas, estes cabos têm a capacidade de transmitir altos valores de corrente elétrica, gerando assim, valores elevados de perdas.

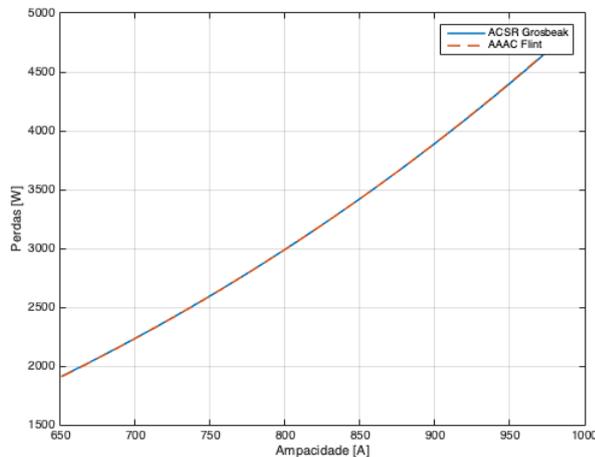
5 RESULTADOS DAS TÉCNICAS DE RECONDUTORAMENTO

Para avaliar as contribuições das técnicas realizadas anteriormente, como também, os modelos para cálculo da ampacidade em função de suas perdas. O modelo foi validado através de simulações no MATLAB com implementação do código original e fórmulas para cálculo da ampacidade que são fornecidos pelo IEEE em 2012, e finalmente, comparado seu valor obtido pelo de ampacidade no MATLAB com o valor obtido de ampacidade pelo modelo do IEEE. O valor da ampacidade inicial exatamente igual e de 1025 A, verificando que a aplicação desse modelo representa uma ferramenta importantíssima e necessária para a análise da viabilidade do novo projeto de recapacitação, e também, para que exista um cálculo eficaz da ampacidade, avaliação do comportamento, do custo para o uso dos novos condutores escolhidos e para os condutores especiais.

5.1 ANÁLISE DA AMPACIDADE EM FUNÇÃO DAS PERDAS NOS TRÊS PROJETOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PILOTOS

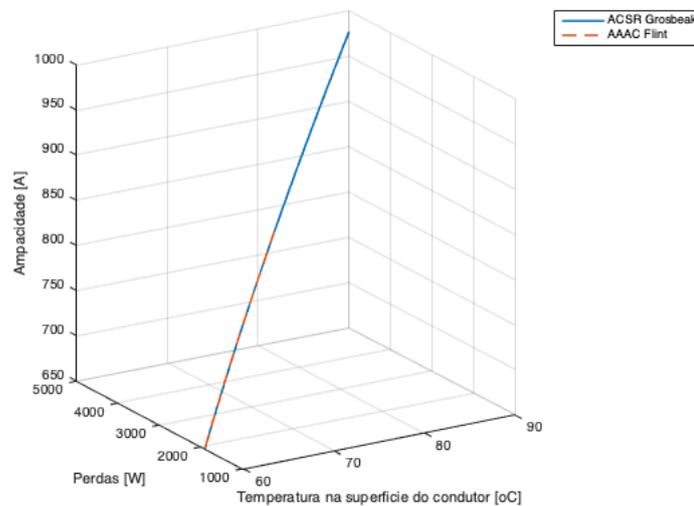
Pode-se analisar nas Figuras 36 e 37 o comportamento dos cabos condutores Grosbeak e Flint de acordo com uma variação da ampacidade e da temperatura refletindo em um aumento das perdas por efeito Joule. Esses dois cabos condutores foram utilizados na recapacitação da linha de transmissão Derivação- Suape II de 500 kV, após toda a análise das técnicas de repotencialização através do PLS-CADD®. As técnicas foram escolhidas como uma alternativa à construção de uma nova linha de transmissão, e conseqüentemente, a nova faixa de passagem da linha. Os dois cabos condutores comparados têm praticamente o mesmo diâmetro o que evidencia a capacidade de transmissão de mesmo fluxo de corrente.

Figura 36 – Variação das perdas em função da ampacidade para os condutores Grosbeak e Flint.



Fonte: A Autora.

Figura 37 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores Grosbeak e Flint.

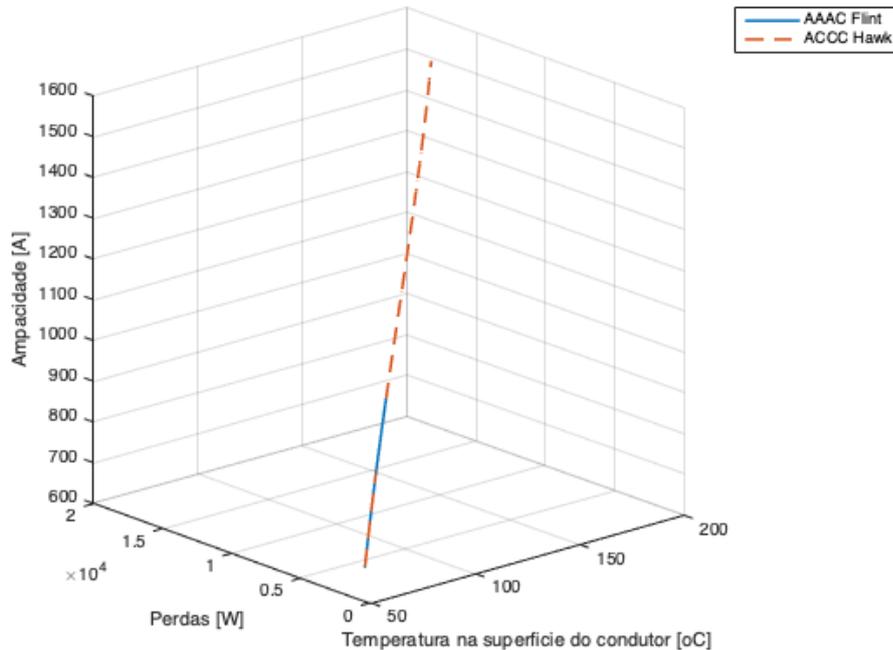


Fonte: A Autora.

Para o caso da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê de 230 kV foi realizada diretamente a técnica de recapacitação de recondutoramento. O recondutoramento ocorreu entre um condutor tradicional e um condutor especial, do Flint para o Hawk. Com a escolha do condutor especial Hawk evidencia-se que não houve nenhuma violação na altura de segurança, havendo uma alta contribuição e correção no projeto original da linha de transmissão na qual foi solicitado um aumento na capacidade de transmissão de corrente elétrica da linha. Além disso, a técnica é bastante vantajosa já que o Hawk apresenta as características que o fazem suportar um aumento na temperatura que o condutor ficará submetido durante sua vida útil e consequentemente permite um aumento no transporte da corrente elétrica.

De acordo com a Figura 38 observa-se que o Flint pode ser submetido a temperatura máxima de 90°C na qual corresponde à uma ampacidade de aproximadamente 985 A. Todavia, o cabo condutor Hawk oferece uma maior condutividade devido as características de suas ligas, como também, pode ser submetido a altas temperaturas. Sendo assim, o Hawk atinge a temperatura máxima de 180°C, e consequentemente, uma ampacidade de 1555 A, evidenciando um aumento na capacidade de transmissão de 57,85% como solicitado pelo projeto da linha de transmissão.

Figura 38 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores Flint e Hawk.



Fonte: A Autora.

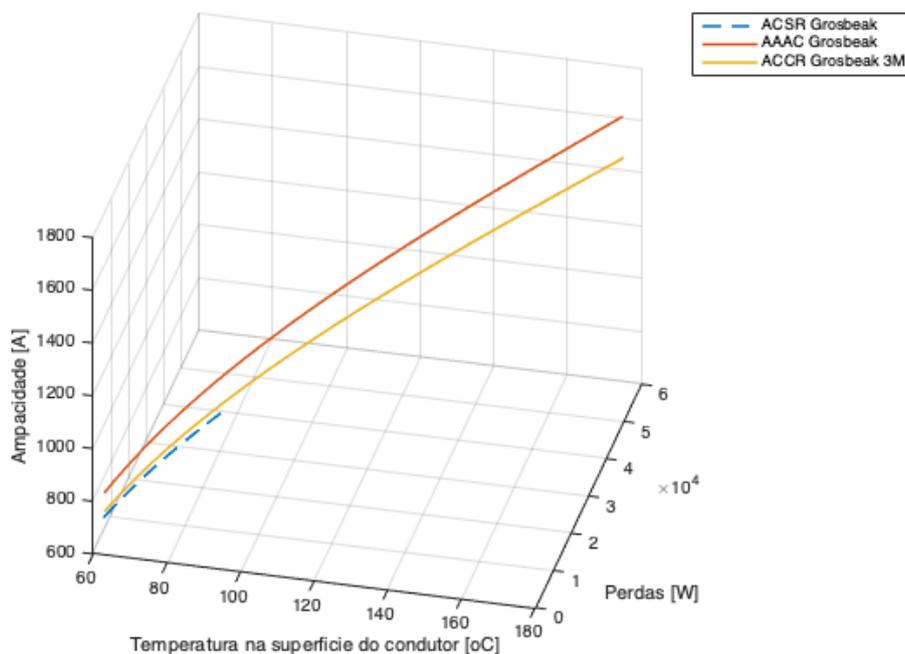
Contudo, paralelo à isso, ocorre também um aumento nas perdas, nas quais aumentam de aproximadamente 2,5 kW com o Flint para 6,5 kW. Um aumento de 160% quando submetido a temperatura máxima permitida. Essa temperatura não será utilizada neste projeto pois a região da Bahia, localidade na qual foi construída a linha de transmissão, não teria temperaturas de curta duração tão elevadas. O projeto Morro do Chapéu-Irecê tem temperatura de curta duração de 74°C e não dobraria de valor para o caso de um aumento na capacidade de transmissão. Assim, analisando outra temperatura mais próxima de 74°C, por exemplo, o Hawk a 100°C aumentaria a capacidade de transmissão para 1077 A e perdas de 5,91 kW, correspondendo a um aumento de 21,2%.

Para o caso da linha de transmissão Ibiapina- Sobral de 230 kV foram analisados três cabos condutores de diferentes tecnologias: um cabo Grosbeak de alma de aço e dois cabos Grosbeak especiais porém de diferentes fornecedores. Devido à solicitação de aumento na capacidade de transmissão foram implementados cabos condutores especiais no PLS-CADD® pois poderiam ser submetidos a altas temperaturas e teriam flechas reduzidas.

Pode-se observar que a temperatura máxima permitida para o Grosbeak de alma de aço (90°C) corresponde a uma ampacidade de 975 A. Já para o ACCC Grosbeak em sua temperatura máxima permitida tem uma ampacidade de 1592 A e para o ACCR Grosbeak de 1760 A. Esse aumento na ampacidade também traz a contribuição solicitada de aumento na capacidade de transmissão.

Pode-se observar nas Figuras 39 e ?? uma comparação entre o ACSR Grosbeak e o ACCC Grosbeak evidenciando que as perdas se superam de 15,63kW para 49,73kW, um aumento de 218,1%, já para o ACCR Grosbeak as perdas correspondem a aproximadamente 50kW, correspondendo a um aumento de 220%. Ou seja, a capacidade de transmissão dos condutores em suas temperaturas máximas permitidas quando comparadas entre o condutor tradicional e os condutores especiais, praticamente dobram de valor. Isso ocorre também em relação às perdas por efeito Joule que aumentam quando são realizados os recondutoramentos.

Figura 39 – Variação da ampacidade em função das perdas em três dimensões para os condutores ACSR Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.



Fonte: A Autora.

Já os cabos especiais ACCR foram desenvolvidos para trabalhar em altas temperaturas e com flechas reduzidas devido ao seu baixo coeficiente de dilatação térmica, quando comparado aos condutores tradicionais, permitindo assim, ser submetido a altas temperaturas e transmitir altos valores de corrente elétrica.

5.1.1 ANÁLISE E CRITÉRIO DE VIABILIDADE NO PROJETO DA LINHA DE TRANSMISSÃO MORRO DO CHAPÉU- IRECÊ DE ACORDO COM O SIL

Para analisar o critério de viabilidade no projeto da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê com a técnica de recondutoramento através de cabos condutores especiais foi realizado um estudo base comparativo através da potência natural da linha de transmissão conhecida como SIL (Surge Impedance Loading).

A potência reativa produzida depende da reatância capacitiva da linha (X_c) e da tensão a qual a linha é energizada. Além disso, a potência reativa é também armazenada nos campos magnéticos das linhas de transmissão. A intensidade dos campos magnéticos depende da magnitude da corrente que flui nas linhas e da reatância indutiva da linha (X_l) (LEAO, 2009).

A potência natural da linha (SIL) é simplesmente a potência real (com fator de potência unitário) na condição em que a potência reativa absorvida é igual a potência reativa produzida (LEAO, 2009). Assim, seguem as deduções para o cálculo da potência natural da linha nas equações: (5.1), (5.2), (5.3), (5.4) e (5.5).

$$I^2 X_l = \frac{V^2}{X_c} \quad (5.1)$$

- C - capacitância da linha de transmissão;
- I - corrente elétrica;
- j - vetor unitário;
- u - condutância da linha de transmissão;
- L - indutância da linha de transmissão;
- r - resistência da linha de transmissão;
- X_l - reatância indutiva da linha de transmissão;
- V - tensão da linha de transmissão;
- X_c - reatância capacitiva da linha de transmissão;
- Z_o - impedância natural da linha de transmissão;
- Z_c - impedância característica da linha de transmissão;
- ω - frequência angular.

ou

$$X_c X_l = \frac{V^2}{I^2} \quad (5.2)$$

O que resulta numa impedância igual a impedância de surto:

$$\frac{V}{I} = Z_o \quad (5.3)$$

Em uma linha de transmissão na qual as perdas resistivas são desprezadas, tem-se que:

$$Z_c = \sqrt{\frac{j\omega L}{j\omega C}} = \sqrt{\frac{L}{C}} = Z_o \quad (5.4)$$

Assim, a potência natural de uma linha é a potência entregue pela linha a uma carga cuja impedância é igual a sua impedância natural, Z_o em Ω .

E depois de algumas manipulações na equação para o cálculo da potência natural da linha, encontra-se que:

$$SIL = P_o = \frac{V^2}{Z_o} \quad (5.5)$$

Dessa maneira, de acordo com o modelo do IEEE para cálculo da ampacidade, utilizou-se o aplicativo computacional PLS-CADD® como ponto de partida para cálculo da capacidade de transmissão e as características e condições iniciais do projeto de locação da linha de transmissão para determinar o critério de viabilidade da troca do cabo condutor.

Figura 40 – Dados relativos a região na qual o cabo condutor Flint será avaliado para sua viabilidade no projeto de recondutoramento.

Fonte: A Autora.

Com isso, foi gerada a Figura 41 corresponde aos dados inicialmente projetados pelo PLS-CADD® para simulação do cabo condutor Flint na qual o eixo das abcissas se refere a ampacidade do cabo condutor implementado. A escolha do aplicativo computacional para cálculo da ampacidade e temperatura do condutor se deu como uma ferramenta extra de concretização da análise que já vinha sendo realizada para os cabos condutores. Assim, os valores obtidos pelo PLS-CADD® e pelo modelo do IEEE tiveram bastante êxito e forneceram ainda mais dados para análise da viabilidade do recondutoramento por cabos condutores especiais. Esses dados foram utilizados para construção das tabelas. Pode-se observar na Figura 41 que a temperatura inicial corresponde a uma ampacidade de 631A como solicitado no projeto de recapacitação equivalente a temperatura inicial de 60,8°C.

Figura 41 – Simulação no PLS-CADD® do modelo de ampacidade do IEEE para o Flint.



Fonte: A Autora.

O cálculo da resistência de sequência positiva é realizado através da interpolação linear em função apenas da temperatura, porém, alguns valores podem ser função de densidade de corrente e frequência. Segue a equação (5.6) na qual evidencia o cálculo da R_{Tc} :

$$R_{Tc} = \frac{R_{T2} - R_{T1}}{T_2 - T_1}(T_c - T_1) + R_{T1} \quad (5.6)$$

- R_{Tc} - resistência ca do condutor a temperatura T_c [Ω/m];
- R_{T1} - resistência ca do condutor a temperatura T_1 [Ω/m];
- R_{T2} - resistência ca do condutor a temperatura T_2 [Ω/m];
- T_c - temperatura do condutor $^{\circ}C$;
- T_1 - temperatura mínima do condutor para a qual a resistência ca é especificada $^{\circ}C$;
- T_2 - temperatura máxima do condutor para a qual a resistência ca é especificada $^{\circ}C$;

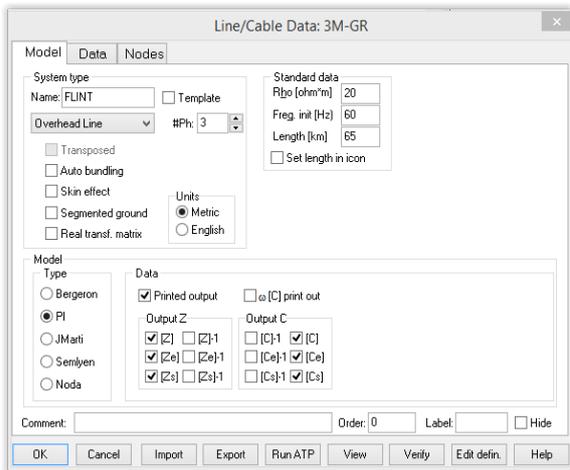
A taxa de variação da resistividade com a temperatura é maior que a de uma função linear, porém se a temperatura do condutor estiver entre T_1 e T_2 a resistência calculada pela equação (5.6) é um pouco maior que o valor medido. Assim, o método de avaliação da ampacidade é mais conservativo, em contrapartida, para uma temperatura do condutor acima de T_2 os valores calculados podem ser de até 5% menor que os valores medidos (IEEE; SOCIETY, 2012).

Para o cálculo das impedâncias de sequência positiva de cada cabo condutor tradicional e especial foi utilizado o *software ATP Draw (Alternative Transient Program)* na qual realiza análises de estudos eletromagnéticos possuindo uma série de aplicações e vantagens no cálculo de impedância, resistência, reatâncias e capacitâncias. Seguem as Figuras 42a e 42b nas quais

evidenciam como foi gerado o cálculo da impedância de sequência positiva do cabo condutor Flint. Deve-se, portanto, inserir no ATP a reatância de sequência positiva, o raio do condutor, a resistência de sequência positiva, as distâncias entre as estruturas e as características relativas ao cabo pára-raios (Dotterel) de acordo com a temperatura inicialmente projetada.

Figura 42 – Violação no tramo 5-6

(a) Violação no balanço da cadeia de isoladores.



(b) Correção na violação no balanço da cadeia de isoladores.

Ph.no.	Resact	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#	[ohm/km AC]	[cm]	[ohm/km AC]	[m]	[m]	[m]
1	0.3499	1.258	0.1023	4	23.4	23.4
2	0.3499	1.258	0.1023	-4	23.5	23.5
3	0.3499	1.258	0.1023	4	23.5	23.5
4	0.3784	0.9145	0.15223	-2.55	34.6	34.6
5	0.3784	0.9145	0.15223	2.55	34.6	34.6

Fonte: A Autora.

Através do *software ATP Draw* após adição dos dados do cabo condutor Flint relacionados ao projeto da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê e de suas características em relação à estrutura na qual o cabo é fixado, pode-se obter a impedância de sequência positiva evidenciada na Tabela 12, com o valor de suas resistências a 25°C e a 75°C fornecerão o cálculo das resistências de sequência positiva que implicarão na obtenção da potência natural da linha de transmissão (SIL).

Tabela 12 – Dados do AAAC Flint para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê.

AAAC Flint	
Resistência a 25°C	0,0892 Ω/km
Resistência a 75°C	0,1075 Ω/km
Impedância de Seq +	394,67 Ω

Fonte: A Autora.

Então, de acordo com a Tabela 13, pode-se observar as características relativas ao cabo condutor Flint para a condição de um aumento na capacidade de transmissão. O PLS-CADD® foi utilizado para o cálculo da ampacidade de acordo com o modelo do IEEE relacionando a

variação da temperatura do condutor. A partir disso, calcula-se a potência natural da linha de transmissão e as perdas por efeito Joule de cada valor de corrente elétrica e de resistência de sequência positiva.

Pode-se analisar que de acordo com um aumento na temperatura ocorre um aumento na capacidade de transmissão até a temperatura máxima na qual o Flint deve ser submetido, 90°C. De acordo com o valor da potência natural da linha de transmissão de 134,04 MW ocorre um aumento nas perdas de acordo com um aumento na ampacidade chegando ao valor máximo de 15,12 MW correspondendo a 11,28% do valor total do SIL.

Tabela 13 – Dados do AAAC Flint para o projeto de recapacitação da linha Morro do Chapéu-Irecê quando submetido a condições de aumento de transmissão.

Cabo Condutor	Temperatura (°C)	Corrente (A)	Resistência Seq + (Ω /km)	Potência Natural (SIL) (MW)	Perdas (MW)	Perdas (%)
AAAC Flint	60,8	631	0,1023	134,04	5,87	4,38
	73,3	795	0,1068	134,04	9,73	7,26
	80	866	0,1093	134,04	11,81	8,81
	85	917	0,1116	134,04	13,46	10,04
	90	964	0,1129	134,04	15,12	11,28

Fonte: A Autora.

Quando ocorre o recondutoramento pelo cabo condutor especial Hawk tem-se a mesma ferramenta através do ATP para o cálculo da impedância de sequência positiva como ilustrado na Tabela 14.

Tabela 14 – Dados do ACCC Hawk para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Morro do Chapéu- Irecê.

ACCC Hawk	
Resistência a 25°C	0,0923 Ω /km
Resistência a 180°C	0,1452 Ω /km
Impedância de Seq +	367,42 Ω

Fonte: A Autora.

De acordo com a Tabela 15 como o cabo condutor Hawk pode ser submetido a altas temperaturas (180°C) apresenta uma corrente correspondente máxima de 1440 A e uma perda quando comparada à potência natural de 30,11%. Pode-se analisar uma desvantagem relacionada a esse cabo especial, pois mesmo submetido a altas temperaturas, apresenta um valor alto de perdas por efeito Joule, assim o aquecimento dos condutores devido a esse efeito pode ser um fator de limitação já que em alguns projetos os valores das flechas máximas admitidas são baseados nas temperaturas máximas na qual o condutor vai trabalhar, sendo qualquer acréscimo não previsto de temperatura fornecerá um aumento as flechas reduzindo as alturas de segurança exigidas pelas normas de segurança, quando comparado ao cabo condutor Flint, o Hawk é capaz de transmitir valores de corrente maiores correspondendo a um valor máximo de 1440 A, enquanto que o Flint até 964 A.

Tabela 15 – Dados do ACCC Hawk para o projeto de recapacitação da linha Morro do Chapéu-Irecê quando submetido a condições de aumento de transmissão.

Cabo Condutor	Temperatura (°C)	Corrente (A)	Resistência Seq + (Ω /km)	Potência Natural (MW)	Perdas (MW)	Perdas (%)
ACCC Hawk	62,5	631	0,1050	143,98	6,03	4,19
	76,7	795	0,1099	143,98	10,01	6,95
	84,2	866	0,1125	143,98	12,15	8,44
	90,1	917	0,1145	143,98	13,87	9,63
	96	964	0,1165	143,98	15,59	10,83
	100	994	0,1178	143,98	16,77	11,65
	120	1130	0,1247	143,98	22,93	15,93
	140	1245	0,1315	143,98	29,36	20,39
	160	1347	0,1383	143,98	36,15	25,11
	180	1440	0,1452	143,98	43,36	30,11

Fonte: A Autora.

5.1.2 ANÁLISE E CRITÉRIO DE VIABILIDADE NO PROJETO DA LINHA DE TRANSMISSÃO IBIAPINA- SOBRAL DE ACORDO COM O SIL

Para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral foram analisados e comparados três cabos condutores de diferentes tecnologias: cabo ACSR Grosbeak de alma de aço e dois cabos Grosbeak especiais porém de diferentes fornecedores, um da CTC Global e outro da 3M. Devido à solicitação de aumento na capacidade de transmissão foram implementados cabos condutores especiais no PLS-CADD® pois poderiam ser submetidos a altas temperaturas e teriam flechas reduzidas, suportando a solicitação de aumento na capacidade de transmissão.

As Tabelas 16, 18 e 20 ilustram o estudo desses três cabos condutores relacionando um aumento em sua temperatura e respectivamente na ampacidade e perdas. Como as perdas de transmissão crescem com o quadrado da corrente, deve-se atentar aos valores da ampacidade na linha de transmissão. Para a Tabela 16 pode-se observar que o cabo ACSR Grosbeak permite uma temperatura máxima de 90°C correspondendo a uma ampacidade de 941 A e uma potência natural de 134,52 MW de acordo com o cálculo de sua impedância de sequência positiva na Tabela 17 de 393,24 Ω . Portanto, a sua perda por efeito Joule quando submetido a temperatura máxima é de 10,62% em relação ao valor total do SIL.

Tabela 16 – Dados do ACSR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.

Cabo Condutor	Temperatura (°C)	Corrente (A)	Resistência Seq + (Ω /km)	Potência Natural SIL (MW)	Perdas (MW)	Perdas (%)
ACSR Grosbeak	65	678	0,10426	134,52	6,9	5,13
	69	730	0,105556	134,52	8,1	6,02
	80	855	0,10912	134,52	11,49	8,54
	85	904	0,11074	134,52	13,03	9,69
	89	941	0,112036	134,52	14,29	10,62

Fonte: A Autora.

Tabela 17 – Dados do ACSR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.

ACSR Grosbeak	
Resistência a 25°C	0,0913 Ω /km
Resistência a 75°C	0,1075 Ω /km
Impedância de Seq +	393,24 Ω

Fonte: A Autora.

Como solicitado pelo projeto de recapacitação houve uma implementação de cabos condutores especiais no aplicativo computacional PLS-CADD® para que ocorresse uma análise do aumento na capacidade de transmissão e um aumento na temperatura na qual o cabo condutor iria trabalhar. Essa técnica surge como ferramenta inovadora já que na CHESF ainda não houve uma recapacitação de técnica de recondutoramento com cabos condutores especiais, e portanto, tem-se a importância da análise da viabilidade desses condutores. Assim, os cabos especiais foram criados através de seus dados em tabelas da CTC Global e da 3M e modelados no PLS-CADD® como comentado anteriormente.

Como a temperatura solicitada no projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral foi de 50°C para 65°C, os valores dos cabos especiais se apresentam maiores que o valor determinado para a recapacitação. Porém, como são condutores que podem ser submetidos a altas temperaturas, tem-se a importância da análise de sua viabilidade comparando com suas perdas e valores de ampacidade já que ao projetá-los deve-se atentar a todos os dados que contribuirão para o projeto da linha de transmissão.

Alterando a temperatura de projeto de 65°C para 100°C é possível obter através do modelo do IEEE um ganho, de 61,3% na ampacidade no cabo condutor ACCC Grosbeak e modificando a temperatura de projeto de 65°C para 100°C é possível obter através do modelo do IEEE um ganho, de 61,09% na ampacidade no cabo condutor ACCR Grosbeak, ambos cabos condutores permitem um grande aumento na capacidade de transmissão mesmo em altas temperaturas e sem deteriorização de suas principais características.

De acordo com a implementação desses cabos pode-se evidenciar nas Tabelas 18 e 20 a propriedade de transmitir correntes elevadas sendo uma ferramenta de grande auxílio para recapacitação. Pode-se analisar que com um aumento na temperatura do condutor ocorre um aumento na ampacidade e conseqüentemente nas perdas por efeito Joule. As perdas acima de 90°C que seria a temperatura máxima de trabalho do ACSR Grosbeak, variam para o ACCC Grosbeak de 12,16% a 100°C até 32,06% a 180°C e para o ACCR Grosbeak 15,55% a 114,4°C até 42,65% a 210°C. Os valores das perdas foram calculados e baseados em uma comparação com a potência natural da linha na qual foram utilizadas as Tabelas 19 e 21 com os valores de suas respectivas impedâncias de seqüência positiva.

Além disso, o sistema elétrico é formado pela geração, transmissão e distribuição. As

perdas referem-se à energia elétrica gerada que é transmitida pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais. O transporte de energia elétrica, seja na Rede Básica ou na distribuição, resulta inevitavelmente em perdas técnicas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas etc. E portanto, as perdas na Rede Básica relacionadas à linha de transmissão são devem ser na faixa de 4% (ANEEL, 2018b). Todavia, a CELPE (Companhia Energética de Pernambuco) no ano de 2017 obteve uma perda total de 16,84% relacionada a energia total injetada no sistema (ANEEL, 2018a).

Então, quando ocorre o aumento da temperatura do condutor aos valores máximos que os cabos especiais irão suportar: 180°C e 210°C ocorre um aumento em porcentagens elevadas das perdas quando comparadas a potência natural já que as perdas de transmissão crescem com o quadrado da corrente. Assim, pode-se mencionar como desvantagem dos cabos especiais pois quando submetidos a temperaturas extremas mesmo com a capacidade na transmissão bastante elevada e flechas reduzidas, suas perdas também aumentam.

Tabela 18 – Dados do ACCC Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.

Cabo Condutor	Temperatura (°C)	Corrente (A)	Resistência Seq + (Ω /km)	Potência Natural SIL (MW)	Perdas (MW)	Perdas (%)
ACCC Grosbeak	59,4	678	0,079238	148,41	5,25	3,53
	62,4	730	0,08	148,41	6,14	4,14
	70,6	855	0,0823	148,41	8,66	5,84
	74,3	904	0,0833	148,41	9,80	6,61
	77,2	941	0,0841	148,41	10,72	7,23
	100	1178	0,0933	148,41	18,05	12,16
	120	1342	0,0958	148,41	24,84	16,74
	140	1481	0,1	148,41	31,58	21,28
	160	1604	0,1067	148,41	39,53	26,64
	180	1716	0,1122	148,41	47,58	32,06

Fonte: A Autora.

Tabela 19 – Dados do ACCC Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.

ACCC Grosbeak	
Resistência a 25°C	0,0692 Ω /km
Resistência a 180°C	0,1116 Ω /km
Impedância de Seq +	356,45 Ω

Fonte: A Autora.

Tabela 20 – Dados do ACCR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha Ibiapina- Sobral quando submetido a condições de aumento de transmissão.

Cabo Condutor	Temperatura (°C)	Corrente (A)	Resistência Seq + (Ω /km)	Potência Natural SIL (MW)	Perdas (MW)	Perdas (%)
ACCR Grosbeak	63,5	678	0,0977	147,54	6,47	4,38
	67,2	730	0,0989	147,54	7,59	5,15
	77,5	855	0,1024	147,54	10,78	7,31
	82,1	904	0,1039	147,54	12,24	8,29
	85,7	941	0,1051	147,54	13,41	9,09
	114,4	1178	0,1148	147,54	22,94	15,55
	139,6	1342	0,1232	147,54	31,97	21,67
	164,7	1481	0,1317	147,54	41,60	28,20
	189,7	1604	0,1401	147,54	51,91	35,18
	214,4	1716	0,1484	147,54	62,93	42,65

Fonte: A Autora.

Tabela 21 – Dados do ACCR Grosbeak para o projeto de recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral.

ACCR Grosbeak	
Resistência a 25°C	0,0848 Ω /km
Resistência a 210°C	0,157 Ω /km
Impedância de Seq +	358,54 Ω

Fonte: A Autora.

A vantagem na escolha da tecnologia para a recapacitação da linha de transmissão Ibiapina- Sobral se dará através da análise do comportamento das flechas de cada cabo condutor especial comparado com seu cabo tradicional anteriormente projetado. Segue portanto a confirmação desse comportamento de flechas reduzidas e análise da tração em cabos especiais como continuação final da análise da técnica de recondutoramento de acordo com as Figuras 43, 44, 45 e 46.

5.1.3 ANÁLISE DAS FLECHA E DAS TRAÇÕES DEVIDO À TÉCNICA DE RECONDUTORAMENTO POR CABOS CONDUTORES ESPECIAIS

Para cálculo da flecha tem-se a necessidade de enfatizar que foi utilizado vão equivalente de 300 m. Além disso, se a temperatura ou carregamento de um cabo condutor em um vão é modificado, o comprimento do condutor sofrerá uma expansão ou uma contração, resultando em uma modificação no valor da tração mecânica horizontal. A variação no comprimento pode ser determinada em função da dilatação elástica e térmica do condutor (KIESSLING et al., 2014). Assim, segue a dedução da tração horizontal através da equação (5.7):

$$L_2 = L_1 \left(1 + E_t (T_{c2} - T_{c1}) \right) \left(1 + \frac{S_2 - S_1}{E_c S} \right) \quad (5.7)$$

- L_2 - comprimento do condutor relativo a condição 2 [m];

- L_1 - comprimento do condutor relativo a condição 1 [m];
- E_t - coeficiente de dilatação térmica linear do condutor [oC-1];
- E_c - módulo de elasticidade do condutor [kgf/mm²];
- T_{c2} - temperatura do condutor na condição 2 [°C];
- T_{c1} - temperatura do condutor na condição 1 [°C];
- S_2 - tração média do condutor na condição 2 [kgf];
- S_1 - tração média do condutor na condição 1 [kgf];
- S - seção transversal do condutor [mm²].

Na equação (5.7) as variáveis referentes ao estado inicial são descritas com o subscrito 1 e as variáveis relativas ao estado final possuem o subscrito 2. Como a importância do cálculo está na diferença entre os comprimentos L_2 e L_1 , a equação da curva que representa o condutor pode ser aproximada, para as aplicações práticas, por uma parábola e podem ser calculados através de iterações com o Método de Newton- Raphson em simulação no MATLAB com o método iterativo e código relacionando as fórmulas que seguem apresentando resultados bastante satisfatórios com análise das flechas e trações horizontais em função da temperatura no condutor (SILVA, 2009):

$$L_1 = a + \frac{a^3(m_{c1}g)^2}{24H_1^2} \quad (5.8)$$

$$L_2 = a + \frac{a^3(m_{c2}g)^2}{24H_2^2} \quad (5.9)$$

$$S_1 = \frac{H_1L_1}{a} \quad (5.10)$$

$$S_2 = \frac{H_2L_2}{a} \quad (5.11)$$

- H_2 - tração horizontal no condutor na condição 2 [kgf];
- H_1 - tração horizontal no condutor na condição 1 [kgf];

Pode-se considerar que a diferença entre S_2 e S_1 é aproximadamente igual a H_2 e H_1 . Assim, substituindo as equações (5.8) a (5.11) em (5.7), tem-se que:

$$H_2^2[H_2 - H_1 + \frac{E_cS(am_{c2}g)^2}{24H_1^2}] + E_cSE_t(T_{c2} - T_{c1}) = \frac{E_cS(am_{c2}g)^2}{24} \quad (5.12)$$

- m_{c2} g - peso do condutor por unidade de comprimento no estado 2 [kgf];
- m_{c1} g - peso do condutor por unidade de comprimento no estado 1 [kgf];

A equação (5.12) é conhecida como equação de mudança de estado de um vão isolado podendo ser determinado através das condições de equilíbrio estabelecidas para as forças atuantes no condutor. Sua forma se dá a partir do conhecimento de um estado anterior. Em seguida, tem-se a dedução da fórmula da flecha máxima da catenária utilizada para o cálculo da flecha de cada condutor de acordo com a temperatura na qual será submetido (PAULA; FERREIRA; NATAL, 2019).

Pode-se obter a distância entre qualquer ponto da catenária e a reta entre os pontos fixos A e B que representam as torres de transmissão. Essas distâncias são chamadas flechas da catenária e possui seu valor máximo no ponto onde a reta AB tangencia a catenária (PAULA; FERREIRA; NATAL, 2019). Portanto, segue a equação (5.13):

$$f = \frac{h}{a}(x - x_a) + \frac{H}{m_c g} [\cosh(\frac{m_c g}{H} x_a) - \cosh(\frac{m_c g}{H} x)] \quad (5.13)$$

- a - comprimento do vão [m];
- g - gravidade [m/s²];
- h - desnível [m];
- H - tração horizontal [kgf];
- m_c - a densidade linear de massa dos cabos [kg];
- x_a - distância entre a torre a e o vértice [m];
- x_b - distância entre a torre b e o vértice [m];
- x - ponto qualquer na horizontal para o qual se deseja saber o valor da flecha [m];

Caso os pontos fixos A e B estejam no mesmo nível ($h=0$), desta maneira o ponto x_a estará situado em $-a/2$, devido à simetria em torno do eixo y . Porém, quando pode-se assumir uma distribuição uniforme de massa ao longo do vão e não ao longo da catenária pode-se utilizar a equação da parábola para representar a catenária de acordo com a equação (5.14):

$$f_{máx} = \frac{H}{m_c g} [\cosh(\frac{m_c g}{2H} a) - 1] \quad (5.14)$$

O desnível (h) e o vão da linha de transmissão (a) serão obtidos a partir do sistema de equações (5.15) e (5.16):

$$\frac{H}{m_c g} [\cosh \frac{m_c g}{H} x_a] - \frac{H}{m_c g} [\cosh \frac{m_c g}{H} x_b] = h \quad (5.15)$$

$$x_b - x_a = a \quad (5.16)$$

Nas situações em que é possível desprezar o gradiente da tangente $\frac{d^2 y}{dx^2}$, ou seja, quando pode-se assumir uma distribuição uniforme de massa ao longo do vão e não ao longo da catenária pode-se utilizar a equação da parábola para representar a catenária é (5.17):

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{m_c g}{H} \sqrt{\left(\frac{dy}{dx}\right)^2 + 1} \quad (5.17)$$

Realizando duas integrações consecutivas obtém-se a equação (5.18)

$$y = \frac{m_c g}{2H} x^2 + C_1 x + C_2 \quad (5.18)$$

Escolhendo a origem no vértice que fornece $f_{máx}$, $C_1=C_2=0$, e a equação (5.18) pode ser reescrita para (5.19):

$$y = \frac{m_c g}{2H} x^2 \quad (5.19)$$

Para esta aproximação as flechas podem ser calculadas a partir da equação (5.20), que segue:

$$f = \frac{h}{a}(x - x_a) + \frac{m_c g}{2H}[x_a^2 - x^2] \quad (5.20)$$

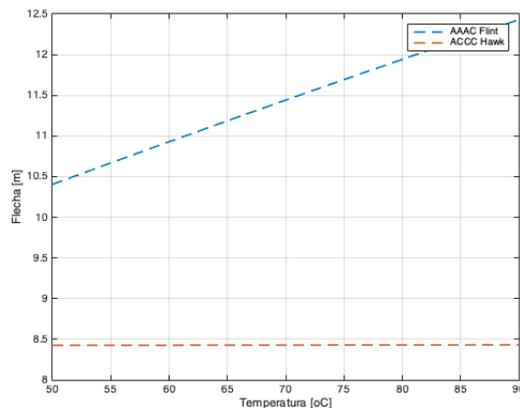
Para obter a flecha máxima a equação (5.17) será expandida em Série de Taylor na qual resulta para cálculos da flecha máxima pelo método aproximado apenas o primeiro termo que resume-se na seguinte fórmula da equação (5.21):

$$f_{máx} = \frac{m_c g a^2}{8H} \quad (5.21)$$

Os gráficos que seguem são baseados na dedução das fórmulas comentadas anteriormente (5.7) a (5.21) nas quais foram realizados os códigos de todas as deduções e simulados no MATLAB para obtenção de todas as comparações de acordo com os cabos condutores estudados anteriormente, relacionando a variação da flecha e da tração em função da temperatura na qual o condutor será submetido.

A Figura 43 ilustra o comportamento da flecha em função da temperatura para os cabos condutores Flint e Hawk. Pode-se observar que mesmo variando a temperatura de 50°C a 90°C o cabo condutor especial Hawk não apresenta variação em sua flecha. Isso está relacionado ao baixo coeficiente de dilatação térmica.

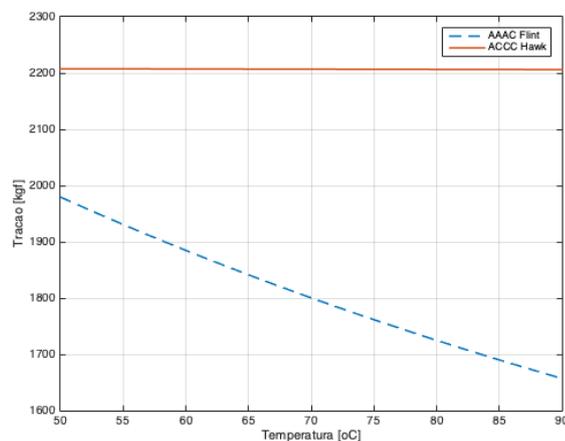
Figura 43 – Variação da flecha em função da temperatura para os cabos condutores Flint e Hawk.



Fonte: A Autora.

Além disso, através da Figura 44, analisa-se o comportamento da tração horizontal com a variação da temperatura do condutor. Verifica-se que quanto maior a temperatura para o cabo condutor Flint observa-se uma tração menor pois o cabo condutor sofre uma expansão, e assim, sua tração horizontal diminui à medida que a temperatura aumenta. Pode-se constatar também que caso a temperatura seja inferior ao valor da condição inicial a tração será inversamente proporcional ao quadrado do vão. O Hawk continua com menor variação de tração quando comparado ao cabo tradicional Flint devido a uma redução no seu peso de aproximadamente 200 kg/km.

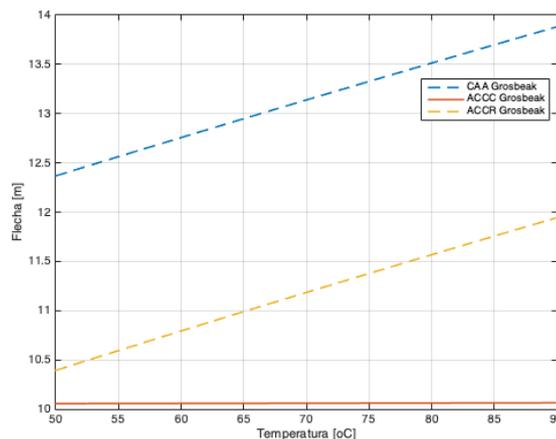
Figura 44 – Variação da tração em função da temperatura para os cabos condutores Flint e Hawk.



Fonte: A Autora.

A Figura 45 ilustra o comportamento da flecha em função da temperatura para os cabos condutores Grosbeak de diferentes fornecedores. Pode-se observar que mesmo variando a temperatura de 50°C a 90°C o cabo condutor especial Grosbeak da CTC Global não apresenta variação em sua flecha. Isso está relacionado ao baixo coeficiente de dilatação térmica. O ACCR Grosbeak e o CAA Grosbeak tem comportamentos similares quando se comparam as suas variações de flechas, ambos apresentam uma variação de aproximadamente 2m de acordo com a variação de temperatura de 50°C a 90°C. O cabo ACCC apresenta menor flecha o que o torna apropriado para recapacitações de linhas existentes. Algumas simulações indicaram que a troca de cabos CAA por ACCC, mantendo as estruturas existentes, permite aumentar a temperatura de projeto da ordem de 30 °C, o que pode significar acréscimos de 23% na capacidade de transmissão.

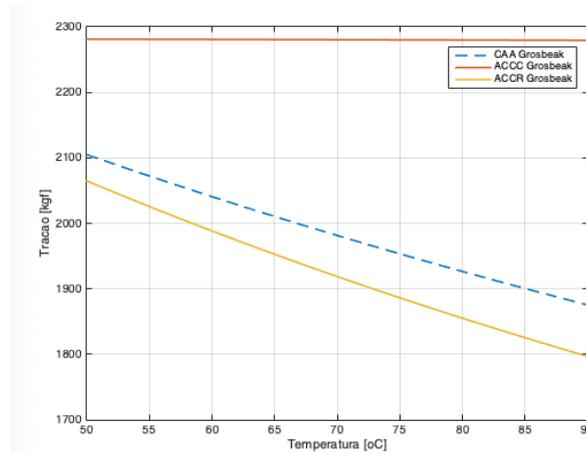
Figura 45 – Variação da flecha em função da temperatura para os cabos condutores CAA Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.



Fonte: A Autora.

A Figura 46 evidencia o comportamento da tração horizontal em função da temperatura do condutor. O CAA Grosbeak tem sua temperatura máxima de trabalho de 90°C, portanto, o limite do eixo das abcissas foi respeitado até seu valor máximo de temperatura, como condição inicial, os condutores são tensionados a 20% da sua tração de ruptura sob uma temperatura inicial de 26°C. O ACCC Grosbeak continua com menor variação de tração quando comparado ao ACCR Grosbeak devido a uma redução no seu peso de aproximadamente 300 kg/km, ou seja, o cabo condutor ACCR Grosbeak apresenta uma maior variação quando submetido a diferentes temperaturas, trazendo uma desvantagem quando submetido a altas temperaturas, devido a uma menor tração e conseqüentemente maior flecha.

Figura 46 – Variação da tração em função da temperatura para os cabos condutores CAA Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.



Fonte: A Autora.

5.1.4 ANÁLISE DOS CUSTOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA TÉCNICA DE RECONDUTORAMENTO POR CABOS CONDUTORES ESPECIAIS

Por fim, analisa-se o custo dos cabos condutores para que seja realizada a última verificação de recapacitação quanto ao custo da implementação da técnica de recondutoramento.

Pode-se analisar a seguir a Tabela 22 com os preços fornecidos pelo fornecedor da (GLOBAL, 2018) e do relatório interno da CHESF no Departamento de Compras e Contratações (DCC):

Tabela 22 – Preço por unidade dos cabos condutores tradicionais e especiais.

Cabos Condutores	Preço Unitário/m
CAA Grosbeak	R\$ 17,60
CAL Flint	R\$ 17,17
ACCC Hawk	R\$ 48
ACCC Grosbeak	R\$ 67

Fonte:(GLOBAL, 2018), (COGE, 2019).

De acordo com o DCC, o condutor Grosbeak custa em média R\$ 52.800/ km e o condutor Flint R\$ 51.509,99/km. Como na técnica de recapacitação o Hawk foi utilizado na técnica de recondutoramento do Flint será baseado na mesma solicitação de km para o Flint, então o Hawk custa R\$ 144.000/km e o Grosbeak a mesma solicitação para o CAA Grosbeak, custa R\$ 195.307/km. Assim, pode-se verificar que a técnica de recondutoramento apesar de ser a que soluciona diretamente o aumento na capacidade de transmissão, é a técnica mais onerosa, trazendo grandes gastos no projeto da linha.

Já para o cabo condutor da 3M, tem-se que este cabo está entre os cabos disponíveis comercialmente que possui maior custo, embora também seja o que oferece maior retorno. Além disso, outro condutor promissor é o cabo ACCC. Embora a CTC afirme que não são necessários cuidados especiais em seu manuseio, isto é, que ele pode receber o mesmo tratamento que um cabo CAA, a composição da sua coroa implica em cuidados especiais (SILVA, 2009).

5.2 CONCLUSÕES

As técnicas utilizadas no PLS-CADD®, implementados os códigos do modelo de ampacidade e equação de estado das catenárias, como também, cálculo das flechas no MATLAB e cálculo das impedâncias de cada cabo condutor tiveram bastante contribuição para os três estudos de caso, como também, para o cálculo da viabilidade de cada cabo condutor inserido e avaliado. Além disso, foram abordados os modelos para cálculo da ampacidade em função de suas perdas para todos os cabos condutores realizados nos três projetos pilotos citados. A aplicação desses modelos representa uma ferramenta necessária para a viabilidade do novo projeto de recapacitação e também para que exista um cálculo eficaz da ampacidade e avaliação do comportamento e do custo no uso dos condutores especiais.

O cabo utilizado para correção das distâncias de segurança no primeiro projeto piloto, foi o Flint. Assim, foi fundamental o conhecimento de suas características iniciais para substituir o condutor originalmente projetado: Grosbeak. O Flint permite uma maior ampacidade devido as suas características, como também, flechas reduzidas devido ao seu menor peso.

Para o segundo estudo de caso houve a técnica de recondutoramento na qual substituiu o Flint pelo condutor especial Hawk, na qual, fornece uma maior condutividade devido as características de sua liga, como também, são condutores projetados para operar em regime permanente acima de 150°C, o que é imprescindível na implementação de técnicas de recapacitação. Com este recondutoramento, houve um ganho de 57,85%. Todavia, ocorre também um aumento nas perdas, nas quais aumentam de aproximadamente 211,9% quando submetido a temperatura máxima permitida, porém a região na qual a linha de transmissão foi implementada não tem temperaturas tão elevadas (180°) que causem uma perda tão alta.

Para o último estudo de caso foi implementado três recondutoramentos de três condutores de diferentes tecnologias. Pode-se verificar que houve um aumento na capacidade de transmissão com a implementação dos cabos especiais ACCC e ACCR. Porém, ocorreu também um aumento nas perdas quando esses cabos são submetidos as suas temperaturas máximas. Ainda assim, esses cabos reúnem as características necessárias a esta aplicação, porém seu custo é bastante elevado. O baixo peso, reduzido coeficiente de dilatação linear e alta resistência mecânica do ACCR o torna uma opção apropriada para o estudo.

A capacidade de operar a altas temperaturas do cabo ACCR pode ser aproveitada já que demonstra ser um condutor com flechas reduzidas.

Ademais, pode-se observar o comportamento favorável das flechas e das trações dos cabos especiais ACCC, pois, mesmo quando submetido a variações de temperaturas, permanecem reduzidas. Isso se confirma devido ao baixo coeficiente de dilatação térmica. Por fim, pode-se verificar os custos de cada cabo condutor implementado, e assim, observar-se os altos valores dos cabos especiais já que possuem uma nova tecnologia de alma de compósito e elevada resistência mecânica, proporcionando aos cabos menor peso e menor coeficiente de dilatação térmica. Apesar dessa desvantagem, esses cabos apresentam maior resistência mecânica e elevada resistência a corrosão o que faz com que tenham maior vida útil.

O custo dos condutores de HTLS pode ser compensado pelo baixo custo de transformação das estruturas e pelos maiores ganhos alcançados nas distâncias entre o condutor e o solo, bem como os ganhos de melhoria sem interferir com o comportamento dinâmico da estrutura dependendo da solução adotada em cada caso de estudo (SILVA; BEZERRA, 2011).

6 CONCLUSÕES, TRABALHOS FUTUROS E PUBLICAÇÕES REALIZADAS

Com o objetivo da realização da modelagem e validação de técnicas de recapacitação de linhas de transmissão, foram enfocadas as principais opções constantes da literatura, com a premissa básica de fortalecer alternativas à construção de novas linhas de transmissão e ocupação de novas faixas de servidão e a conseqüente redução dos impactos ambientais associados.

Através do aplicativo PLS-CADD, software largamente utilizado no projeto de locação de linhas de transmissão, foi possível aferir a adequabilidade das técnicas de recapacitação analisadas.

Nos estudos de caso realizados foram avaliadas desde as técnicas de inclusão de novas estruturas, passando pelo recondutoramento, através da aplicação de novos condutores tradicionais até a aplicação de condutores especiais.

Estudos comparativos introduzidos de forma inovadora nos quais mostraram que os cabos condutores especiais fornecem um aumento na capacidade de transmissão, como também, baixo peso quando comparado aos condutores tradicionais e altas resistência mecânica e a corrosão. Porém, possuem a desvantagem de serem onerosos e terem elevadas perdas, quando submetidos a altas temperaturas. Portanto, deve-se observar qual a temperatura de projeto da região, na qual o condutor será submetido, e qual a extensão do recondutoramento já que isso impactará no custo do projeto final.

Ressalta-se, por fim, a robustez do suporte computacional associado ao aplicativo utilizado, o qual balizava adequadamente as eventuais necessidades de correções nas distâncias dos cabos condutores ao solo, como também, violações nos limites estruturais. O aplicativo permite, inclusive, a obtenção de ilustrações dos resultados obtidos e a inserção de refinamentos requeridos, à luz dos critérios normativos pertinentes.

Como sugestões para trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de técnicas de recapacitação inovadoras, como o tramo misto, para que sejam implementadas no aplicativo computacional PLS-CADD®;
- Maior comunicação com os fornecedores para que sejam mais adaptada as modelagens dos cabos condutores em estudos de caso de linhas de transmissão;
- Profunda propagação das técnicas de recapacitação nos estudos e nas simulações, buscando a otimização do processo de escolha do melhor desempenho da linha e da melhor técnica a ser aplicada;
- Massificar o uso do aplicativo PLS-CADD®, diante da dinamicidade dos resultados obtidos a partir de sua aplicação.

6.1 PUBLICAÇÕES

Ao longo do desenvolvimento das pesquisas foram elaborados, submetidos e aprovados para apresentação em congressos os seguintes artigos:

- Brazilian Technology Symposium (BTSym) em 2018. Juliana M.M.Beça; Jonatan E. M. Quijada; Lígia V. G. Pessoa; Ronaldo R. da Silva; José M. B. de Bezerra- A Performance Analysis of Uprating Techniques on a 230 kV Overhead Transmission Line. BTSym 2018.
- Encontro Nacional dos Estudantes de Engenharia Elétrica (ENEEEL) em 2018. Juliana M.M.Beça; Ronaldo R. da Silva; Brivado B.S. Filho; José M. B. de Bezerra- Estudo de Caso de Técnicas de Repotencialização em uma Linha de Transmissão de 500 kV (Recife II- Suape II). ENEEEL 2018.

E como capítulo de livro da Editora Springer com o seguinte título, nome do artigo e autores:

- Proceedings of the 4th Brazilian Technology Symposium - Emerging Trends and Challenges in Technology; A Performance Analysis of Uprating Techniques on a 230 kV Overhead Transmission Line; Juliana M.M.Beça; Jonatan E. M. Quijada; Lígia V. G. Pessoa; Ronaldo R. da Silva; José M. B. de Bezerra.

REFERÊNCIAS

- 3M, M. M.; COMPANY, M. *ACCR Conductors*. 2018. Disponível em: <<https://www.3m.com.br>>. Citado 3 vezes nas páginas 107, 109 e 110.
- ABNT, N. 5422–projeto eletromecânico de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. *Associação Brasileira de Normas Técnicas*. Rio de Janeiro, 1985. Citado 4 vezes nas páginas 25, 42, 43 e 59.
- ALBIZU, A. J. M. I.; ZAMORA, I. Methods for increasing the rating of overhead lines. In: *2005 IEEE Russia Power Tech*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–6. Citado na página 27.
- ANEEL. *Subestação Morro do Chapéu 230/69 kV e LT Morro do Chapéu – Irecê 230 kV*. 2011. Acessado em 11-01-2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/ANEXO_LOTE_B_SE_Morro.do.Chapéu_LT_Morro.do.Chapéu_10mai2011.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.
- ANEEL. Anexo 6h lote h lt recife ii – suape ii c2 - 500 kv características e requisitos técnicos básicos das instalações de transmissão. 2012. Acessado em 11-02-2018. Citado 4 vezes nas páginas 42, 43, 56 e 57.
- ANEEL. *ANEXO 6-02 LOTE 02*. 2017. Acessado em 11-01-2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Lote_2_Anexo_Técnico_Espec%C3%ADfco_Leil~ao_02_2017.pdf>. Citado na página 64.
- ANEEL. *Base perdas*. 2018. Acessado em 11-02-2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/15188137/0/Base_Perdas_Internet++10-12-2018.xlsx/85c4716c-56a9-ef86-b317-21d2dbf501a4>. Citado na página 83.
- ANEEL. *Perdas por Energia*. 2018. Acessado em 11-02-2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Citado na página 83.
- BERYOZKINA, S.; SAUHATS, A. Research and simulation of overhead power line uprating using advanced conductors. In: *IEEE. Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2015 56th International Scientific Conference on*. [S.l.], 2015. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 108.
- BHATTARAI, R. et al. Voltage uprating of overhead transmission lines. In: *IEEE. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*. [S.l.], 2010. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- BRAGA M.L. BRAGA, D. d. V. A.; MOREIRA, I. da S. Upgrading and refurbishment of an energized transmission line. In: *2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. ESMO 2000 Proceedings. Global ESMO 2000*. [S.l.: s.n.], 2000. p. 11–20. Citado na página 28.
- BRASIL, F. *Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista utiliza o ACCR para recapacitação de linha de transmissão na travessia do Rio Paraná*. 2018. Acessado em 11-02-2018. Disponível em: <https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/3m-do-brasil/todos-os-produtos-3m-do-brasil/>

~/Todos-os-Produtos-3M/Convers~ao-e-Armazenamento-de-Linhas-de-Energia/Energia/?N=5002385+8709319+8710671+3294857441&rt=r3>. Citado na página 38.

CAVASSIN, R. S. Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão. 2011. Citado na página 50.

CAVASSIN, T. S. P. F. R. S. Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão. *Revista Controle e Automação*, v. 23, n. 6, p. 749–765, December 2012. Citado 5 vezes nas páginas 19, 25, 26, 99 e 100.

CHESEF. *LT 230 kV Paulo Afonso III- Angelim, C1 (04L1) Memorial Descritivo das Soluções*. 2018. Citado na página 24.

CIGRE. Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations. *B2.11 Working Group Cigre*, n. June, p. 1–43, 2001. Citado na página 42.

CIGRE. Ac to dc conversion and other techniques to uprate transmission lines based on input from planners. *B2.104 Working Group Cigre*, n. June, p. 5–11, 2003. Citado na página 41.

CIGRE. How oh lines are re-designed for uprating/upgrading. *B2.06 Working Group Cigre*, n. June, p. 1–96, 2006. Citado na página 28.

CIGRE. Guidelines for increasing utilization of existing overhead transmission lines. *Working Group Cigre*, n. August, p. 1–169, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

CIGRE. Maximizing the capability of existing ac transmission lines. *B2.109 Working Group Cigre*, n. June, p. 1–8, 2010. Citado na página 24.

COGE, F. *fórmulas de Materiais e Equipamentos*. 2019. Acessado em 11-02-2019. Disponível em: <<http://www.formulascope.org.br/Home/FCM>>. Citado na página 90.

CONSTRUCTORS, B. *NPPD Axtell to Kansas, 15 Miles 345kV Line - Brink Constructors Inc*. 2018. Acessado em 09-10-2018. Disponível em: <<http://www.brinkred.com/project/axtell-kansas>>. Citado na página 26.

DOMINGUES, I. et al. Uprating of transmission lines-reconductoring acsr by conductors thermo-resistant tacsr and tacir (invariable). In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*. [S.l.], 2004. p. 723–726. Citado 4 vezes nas páginas 39, 60, 65 e 99.

ENGINEERING, E. *Why are twisted pair cables used in electric power distribution systems? - Electrical Engineering Stack Exchange*. 2018. Acessado em 21-03-2018. Disponível em: <<http://electronics.stackexchange.com/questions/110995/why-are-twisted-pair-cables-used-in-electric-power-distribution-systems/211611>>. Citado na página 26.

FADEL, A. A. Avaliação do efeito de tracionamento em elevados níveis de eds sobre a resistência em fadiga do condutor ibis (caa 397, 5 mcm). 2010. Citado na página 42.

FEHR, R. *Guide for Uprating RUS Transmission Lines*. Tese (Doutorado) — United Department Of Agriculture, United States of America, 1994. Citado na página 28.

FUCHS, R. D. Transmissão de energia elétrica. *Linhas Aéreas*, v. 2, 1977. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 50.

GLOBAL, C. *ACCC Conductors CTC Global*. 2018. Acessado em 05-11-2018. Disponível em: <<https://www.ctcglobal.com/accc-conductor/>>. Citado 8 vezes nas páginas 38, 61, 90, 106, 107, 109, 110 e 111.

GOLDEMBERG, J. Energia e desenvolvimento. *Estud*, v. 12, n. 33, p. 6–15, August 1998. Citado na página 19.

HOFFMANN, J.; FONSECA, H. Custo de estruturas metálicas em projetos de linhas de transmissão, em função do cabo condutor, temperatura de projeto e perfil do terreno. *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 47, 52 e 54.

IEEE, I. P.; SOCIETY, E. Ieee standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. In: IEEE. *IEEE Std 738TM-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006/ Incorporates IEEE Std 738-2012/Cor 1-2013)*. [S.l.], 2012. p. 1–72. Citado 3 vezes nas páginas 51, 52 e 78.

INDUSCABOS, C. Alumínio condutores nus. *Catálogo, Outubro*, 2016. Citado na página 100.

ISOTECH. *ISOTECH QUALIDADE*. 2018. Acessado em 06-11-2018. Disponível em: <<http://www.isotechqualidade.com.br/software.html>>. Citado na página 37.

JUNIOR, A. E. et al. Utilização de cabos de alumínio liga 6201 em linhas de transmissão 230 kv. *XVIII SNPTEE*, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 54.

KIESSLING, F. et al. *Overhead power lines: planning, design, construction*. [S.l.]: Springer, 2014. Citado na página 84.

KOPSIDAS, K.; ROWLAND, S. M. A performance analysis of reconductoring an overhead line structure. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 24, n. 4, p. 2248–2256, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 68.

LEAO, R. Gtd geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. *Universidade Federal do Ceará*, 2009. Citado na página 76.

MATEESCU, E. et al. Uprating a 220 kv double circuit transmission line in romania; study of the possible solutions, technical and economic comparison. In: IEEE. *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.], 2009. p. 1–7. Citado na página 39.

MENDES, L. M. R. et al. Recapacitação de linhas de transmissão aérea com aproveitamento da infraestrutura existente. In: *Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica Belo Horizonte/MG*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 29.

MORGAN, V. The thermal rating of overhead-line conductors part i. the steady-state thermal model. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 5, n. 2, p. 119–139, 1982. Citado na página 52.

NEXANS, C. Alumínio condutores nus. *Catálogo, maio*, 2013. Citado 11 vezes nas páginas 58, 60, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 106, 107 e 108.

NTULI, M. et al. Increasing the capacity of transmission lines via current uprating: An updated review of benefits, considerations and developments. In: *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 23.

OLIVEIRA, L. C. S.; DOMINGUITE, M. C. C.; DEVE, H. Teste de campo nas condições críticas para condutor de linha de transmissão suportada por compósito sem alma de aço. *XIIX SNPTEE*, 2007. Citado na página 109.

PAULA, A. de; FERREIRA, A.; NATAL, G. *Modelagem Matemática para Catenárias de Linhas de Transmissão*, UERJ. 2019. Acessado em 11-01-2019. Disponível em: <<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi-o-TPhIDgAhUDILkGHSsEBDEQFjAAegQICBAC&url=http%3A%2F%2Fwww.uerjvillas.net.br%2Fwp-content%2Fuploads%2F2017%2F06%2FEqua%25C3%25A7%25C3%25A3o-da-Caten%25C3%25A1ria-de-LTs.pptx&usg=AOvVaw3gdZNSW4N7AjuULpoHRIQN>>. Citado na página 86.

PESSOA, L. *Proposta de Tecnologia para Recapitação de Linhas de Transmissão Baseado na Relocação de Estruturas de Concreto*. Tese (Doutorado) — UFPE, 2017. Citado 8 vezes nas páginas 20, 22, 27, 29, 41, 54, 99 e 108.

RIBEIRO, M. *Metodologia de Cálculo de Custos em Linhas de Transmissão no Brasil*. Tese (Doutorado) — UFRJ, 2014. Citado na página 19.

SILVA, A. A. P. da; BEZERRA, J. M. de B. A model for upgrading transmission lines by using htlcs conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 26, n. 4, p. 2180–2188, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 92.

SILVA, A. da. *Modelagem para Repotencialização de Linhas de Transmissão através da Aplicação de Condutores Especiais*. Tese (Doutorado) — UFPE, 2009. Citado 8 vezes nas páginas 38, 71, 85, 91, 99, 106, 108 e 111.

STEPHEN, R. et al. The thermal behaviour of overhead conductors. sections 1 and 2: Mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady state and applications thereof. *Electra*, n. 144, p. 107–125, 1992. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.

WIEDMER, R. et al. Recapitação de linhas de transmissão 138 kv utilizando cabo de alumínio liga 6201. In: *XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 108.

WIEDMER, R. S. Recapitação de linha de transmissão 230 kv utilizando cabo termorresistente tacsr. *XVIII SNPTEE*, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 54.

WIRE; CABLE, C. Cabo de alumínio reforçado com liga de alumínio. *Catálogo*, Outubro, 2018. Citado na página 101.

APÊNDICE A – PRINCIPAIS CABOS CONDUTORES TRADICIONAIS

- **CA (Cabo de Alumínio):** Cabo de Alumínio liga 1350 é constituído pelo encordoamento concêntrico de um ou mais fios de alumínio liga 1350 normalmente conhecido em inglês como *ASC (Aluminum Stranded Conductor)*. As linhas de transmissão e distribuição têm utilizado largamente o Al 1350 desde o início do século XX. Esta liga apresenta uma boa condutividade, acima de 60% IACS (International Annealed Copper Standard), justificando a sua grande utilização devido a sua resistência mecânica, apenas regular, propiciou a necessidade de desenvolvimento de outras ligas mais resistentes, com maior carga na tensão de ruptura (NEXANS, 2013). De acordo com esse código há para cada tipo de cabo uma família de nomes através dos quais cada bitola fica completamente definida. Então, para os cabos CA, as palavras-código são nomes de flores no idioma inglês. Portanto, o cabo CA deve ser utilizados em vãos pequenos, pois suas flechas são grandes com o aumento do vão e da temperatura, normalmente utilizado em linhas urbanas e Subestações (PESSOA, 2017). A Figura 47 ilustra um exemplo do cabo citado;
- **CAA (Cabo de Alumínio liga 1350 com Alma de Aço):** Conhecido internacionalmente como *ACSR (Aluminum Conductor Stranded Reinforced)* o cabo CAA formado por uma alma de aço, sólida ou composta por vários fios do aço galvanizado, envolvida por uma ou mais camadas de fios alumínio liga 1350 (SILVA, 2009). Os cabos CAA são os mais utilizados em linhas de transmissão, compostos por fios de alumínio 1350 e de aço galvanizado concêntricamente enrolados. O núcleo é feito de aço galvanizado e a camada externa é de alumínio (CAVASSIN, 2012). O aço oferece sustentabilidade mecânica e é recoberto com zinco para proteção à corrosão. O alumínio que fica por fora formando uma coroa condutiva e são também cobertos de zinco (galvanizados à quente) (PESSOA, 2017). São denominados por nome de pássaros no idioma inglês. Comumente os cabos CAA possuem teor de aço entre 10% e 30%, mas esse valor pode atingir 40% para os casos onde é requerida uma elevada resistência mecânica como na utilização de cabos guarda, vãos longos, travessias de rios, etc (SILVA, 2009). O teor de aço está intimamente relacionado com o encordoamento do cabo. Os condutores com o tipo de alumínio 1350 amplamente utilizado nos condutores tradicionais CAA a temperatura máxima permitida na operação normal é de 90°C (DOMINGUES et al., 2004). Um exemplo deste cabo pode ser verificado na Figura 48;
- **CAL (Cabo de Alumínio liga 6201):** Desenvolve-se a Liga 6201 (Liga de Alumínio-Magnésio-Silício) que, em determinadas situações pode eliminar os fios de aço como reforço mecânicos dos cabos de alumínio nu com alma de aço, acarretando um custo menor nos projetos de linhas de transmissão e distribuição. A Liga 6201 é conhecida em inglês como *AAAC (All Aluminium Alloy Conductor)* que trata-se de um condutor homogêneo

Figura 47 – Amostra de cabo CA



Fonte: (NEXANS, 2013)

Figura 48 – Amostra de cabo CAA



Fonte: (NEXANS, 2013)

encordado concentricamente e formado por fios de alumínio liga 6201. Assim, todos os fios são em alumínio liga 6201, permitindo uma boa relação carga de ruptura/peso unitário, obtendo-se menores flechas que o cabo CAA de mesmo diâmetro (NEXANS, 2013). Os condutores tradicionais CAL a temperatura máxima permitida na operação normal é de 95°C (CAVASSIN, 2012).

O cabo tipo CAL que possui fio de alumínio nu, 6200, têmpera H-19 com encordoamento concêntrico pode ser verificado na Figura 49;

Figura 49 – Amostra de cabo CAL.



Fonte:(INDUSCABOS, 2016).

- ACAR (Cabo de Alumínio Reforçado com liga de Alumínio): são cabos de alumínio liga 1350 com cabos de alumínio 6201): Este cabo é mais leve do que o cabo CAA, e possui menos flecha que o CA. O alumínio 6201 dá mais sustentabilidade mecânica enquanto que a capacidade de corrente aumenta e a resistência elétrica por unidade de comprimento diminui devido à ausência da alma de aço. O Cabo ACAR é uma outra forma de condutor composto encordado, consistindo de fios 1350-H19 encordados, reforçado por um núcleo e/ou por fios distribuídos de liga 6201-T81 de maior resistência mecânica (NEXANS, 2013).
- CALA (Cabos de Alumínio liga 6201 com Alma de Aço): O cabo CALA é semelhante ao cabo CAA. A diferença está na substituição dos fios de alumínio 1350-H19 por fios de liga de alumínio 6201-T81. Condutores liga 6201 são mais duros, portanto, têm maior resistência à abrasão que os condutores de alumínio 1350. Este cabo chega a possuir de

40% a 60% a mais de carga de ruptura mecânica e conduzir 8% a 10% mais de corrente do que o seu equivalente CAA. As Figuras 50 e 51 que seguem ilustram os cabos comentados.

Figura 50 – Amostra de cabo ACAR



Fonte: (WIRE; CABLE, 2018).

Figura 51 – Amostra de cabo CALA



Fonte: (NEXANS, 2013).

APÊNDICE B – CATÁLOGO DOS CABOS CAA



Cabos de alumínio nu com alma de aço - CAA - Dados técnicos
ACSR - Aluminium Conductor Steel Reinforced

Carga de ruptura (kgf)		Resistência elétrica (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)	Bitola AWG ou kcmil	Condutor
Classe A	Classe B	CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)			
540	524	2,1532	2,6769	0,00193	0,4712	0,2857	118	6	Turkey
676	657	1,7041	2,1193	0,00217	0,4624	0,2801	136	5	Thrush
845	820	1,3526	1,7119	0,00244	0,4537	0,2746	156	4	Swan
1044	1013	1,0714	1,3558	0,00274	0,4449	0,2690	181	3	Swallow
1292	1254	0,8500	1,1023	0,00308	0,4362	0,2635	206	2	Sparrow
1617	1568	0,6742	0,8867	0,00346	0,4274	0,2579	237	1	Robin
1984	1923	0,5340	0,7090	0,00388	0,4186	0,2524	273	1/0	Raven
2401	2324	0,4243	0,5773	0,00436	0,4100	0,2469	312	2/0	Quail
2996	2899	0,3364	0,4741	0,00489	0,4012	0,2414	354	3/0	Pigeon
3779	3656	0,2667	0,3797	0,00550	0,3925	0,2358	408	4/0	Penguin
3114	3062	0,2127	0,2584	0,00600	0,3858	0,2321	504	266,8	Waxwing
4393	4273	0,2115	0,2553	0,00617	0,3837	0,2303	512	266,8	Owl
5121	4970	0,2136	0,2554	0,00661	0,3785	0,2296	514	266,8	Partridge
5751	5582	0,1900	0,2274	0,00701	0,3741	0,2268	553	300,0	Ostrich
3929	3864	0,1686	0,2051	0,00674	0,3770	0,2266	583	336,4	Merlin
6396	6206	0,1695	0,2032	0,00742	0,3698	0,2241	594	336,4	Linnet
7879	7606	0,1698	0,2013	0,00778	0,3662	0,2227	601	336,4	Oriole
4509	4432	0,1427	0,1734	0,00733	0,3708	0,2226	648	397,5	Chickadee
6633	6454	0,1434	0,1742	0,00788	0,3653	0,2208	653	397,5	Brant
7387	7162	0,1435	0,1721	0,00807	0,3635	0,2201	659	397,5	Ibis
9252	8930	0,1437	0,1703	0,00846	0,3599	0,2187	668	397,5	Lark
5321	5228	0,1189	0,1448	0,00803	0,3639	0,2182	726	477,0	Pelican
7802	7587	0,1195	0,1442	0,00863	0,3584	0,2164	735	477,0	Flicker
8869	8599	0,1196	0,1435	0,00884	0,3566	0,2158	739	477,0	Hawk
10789	10403	0,1197	0,1423	0,00926	0,3531	0,2144	748	477,0	Hen
6204	6096	0,1020	0,1243	0,00867	0,3581	0,2146	799	556,5	Osprey
8991	8741	0,1024	0,1237	0,00932	0,3526	0,2127	809	556,5	Parakeet
10277	9962	0,1024	0,1230	0,00955	0,3508	0,2121	814	556,5	Dove
12583	12132	0,1027	0,1218	0,01000	0,3473	0,2107	825	556,5	Eagle
9784	9512	0,0941	0,1137	0,00972	0,3494	0,2107	853	605,0	Peacock
11046	10704	0,0942	0,1131	0,00996	0,3476	0,2101	859	605,0	Squab
13106	12616	0,0944	0,1133	0,01043	0,3441	0,2087	864	605,0	Wood Duck
13594	13130	0,0944	0,1125	0,01043	0,3441	0,2087	868	605,0	Teal
10075	9802	0,0942	0,1122	0,00980	0,3488	0,2107	859	605,0	Duck
7095	6972	0,0891	0,1062	0,00927	0,3530	0,2114	880	636,0	Kingbird
6230	6168	0,0892	0,1063	0,00919	0,3537	0,2119	804	636,0	Swift
10276	9990	0,0896	0,1081	0,00997	0,3475	0,2095	881	636,0	Rook
11412	11052	0,0896	0,1075	0,01021	0,3457	0,2089	887	636,0	Grasbeak

Nota:

Condições para cálculo da Ampacidade:

Temperatura do condutor = 75 °C,

Temperatura ambiente = 25 °C,

Velocidade do vento = 1 m/s, com sol

Reatâncias indutivas e capacitivas calculadas para 60 Hz e espaçamento de 1 metro.

Tabela 23 – Características do cabo condutor Grosbeak.

Características do Condutor	CAA Grosbeak
Bitola (MCM ou kcmil)	636
Seção (mm ²)	322,26
Diâmetro (mm)	25,15
Peso (kg/km)	1301,7
Tração de ruptura (kgf)	11412
Resistência a 20 °C (Ω /km)	0,0896
Resistência a 75° C (Ω /km)	0,1075
Módulo de elasticidade final (kgf/mm ²)	7593
Coefficiente de dilatação térmica (°C-1)	18,9 x10-6

Fonte:(NEXANS, 2013).

APÊNDICE C – CATÁLOGO DOS CABOS CONDUTORES TRADICIONAIS CAL

Cabos de alumínio liga 6201 - CAL - Dados técnicos

AAAC - All Aluminium Alloy Conductor

• Formações equivalentes aproximadas aos cabos de alumínio nu com Alma de aço

Condutor	Bitola (MCM)	Seção transversal (mm ²)	Formação do condutor		Diâmetro nominal condutor (mm)	Peso nominal (kg/km)	Carga de ruptura (kgf)	Resistência elétrica (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)
			Nº de fios	Diâmetro (mm)				CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)	
Akron	30,58	15,50	7	1,679	5,04	42,5	502	2,1611	2,5725	0,00183	0,4754	0,2856	120
Alton	48,69	24,66	7	2,118	6,35	67,7	799	1,3584	1,6156	0,00230	0,4580	0,2746	161
Ames	77,47	39,25	7	2,672	8,02	107,7	1272	0,8534	1,0191	0,00291	0,4404	0,2635	215
Azuza	123,3	62,48	7	3,371	10,11	171,4	1939	0,5361	0,6388	0,00367	0,4229	0,2524	288
Anaheim	155,4	78,64	7	3,782	11,35	215,8	2440	0,4260	0,5071	0,00412	0,4142	0,2469	333
Amherst	195,7	99,16	7	4,247	12,74	272,1	3077	0,3378	0,4027	0,00462	0,4055	0,2414	384
Alliance	246,9	125,09	7	4,770	14,31	343,2	3882	0,2678	0,3194	0,00519	0,3967	0,2358	445
Butte	312,8	158,49	19	3,259	16,30	434,9	4765	0,2114	0,2523	0,00618	0,3836	0,2296	517
Canton	394,5	199,90	19	3,660	18,30	548,5	6009	0,1676	0,2001	0,00693	0,3749	0,2241	599
Cairo	465,4	235,79	19	3,975	19,88	647,0	7088	0,1421	0,1696	0,00753	0,3687	0,2201	664
Darien	559,5	283,54	19	4,359	21,80	778,0	8524	0,1181	0,1417	0,00826	0,3617	0,2157	744
Elgin	652,5	330,62	19	4,707	23,54	907,2	9939	0,1013	0,1218	0,00892	0,3559	0,2121	819
Flint	740,8	375,36	37	3,594	25,16	1029,9	11041	0,0892	0,1075	0,00966	0,3499	0,2089	887
Greeley	927,2	469,85	37	4,021	28,15	1289,2	13821	0,0713	0,0864	0,01081	0,3414	0,2035	1018

Fonte: (NEXANS, 2013).

Características do cabo condutor CAL Flint:

Tabela 24 – Características do cabo condutor Flint.

Características do Condutor	CAL Flint
Bitola (MCM ou kcmil)	740,8
Seção (mm ²)	375,35
Diâmetro (mm)	25,15
Peso (kg/km)	1029,9
Tração de ruptura (kgf)	11041
Resistência a 20 °C (Ω/km)	0,0892
Resistência a 75° C (Ω/km)	0,1075
Módulo de elasticidade final (kgf/mm ²)	5765
Coefficiente de dilatação térmica (°C-1)	23 x10-6

Fonte: (NEXANS, 2013).

Características dos cabos condutores CAA Grosbeak e CAL Flint:

Tabela 25 – Características dos cabos condutores Grosbeak e Flint.

Características do Condutor	CAA Grosbeak	CAL Flint
Bitola (MCM ou kcmil)	636	740,8
Seção (mm ²)	322,26	375,4
Diâmetro (mm)	25,15	25,16
Peso (kg/km)	1301,7	1029,9
Tração de ruptura (kgf)	11412	11041
Resistência a 20 °C (Ω/km)	0,0896	0,0913
Resistência a 75° C (Ω/km)	0,1075	0,1079
Módulo de elasticidade final (kgf/mm ²)	7593	6187
Coefficiente de dilatação térmica (°C-1)	18,9 x10-6	23 x10-6

Fonte: Próprio Autor.

**APÊNDICE D – TABELA E CATÁLOGO DOS CABOS CONDUTORES
TRADICIONAIS E ESPECIAIS UTILIZADOS NOS PROJETOS DE
RECONDUTORAMENTO**

Tipo	Condutor	Bitola AWG ou MCM	Seção transversal (mm ²)		Formação do condutor				Diâmetro Nominal (mm)		Peso Nominal (kg/km)		
			Alumínio	Total	Alumínio		Alma		Alma	Total	Alumínio	Alma	Total
					N° de fios	Diâmetro (mm)	N° de fios	Diâmetro (mm)					
CAA	Grosbeak	636,0	322,2	374,8	26	3,973	7	3,089	9,27	25,16	893,0	409,8	1302,8
T-ACSR	T-Grosbeak	636,0	322,3	374,8	26	3,973	7	3,089	9,27	25,16	893,0	409,8	1302,8
CAL	Flint	740,8	375,4	375,4	37	3,594	–	–	–	25,16	1029,9	–	1029,9
ACSS	Grosbeak	636,0	375,0	–	26	–	7	–	–	25,15	–	–	1301
ACCC	Grosbeak	825,0	414,0	–	19	–	–	–	8,13	25,14	1140,0	98	1238
ACCR	636-T16	636,0	323,0	375,0	26	4,0	7	3,1	9,3	25,2	892	181	1073
ACCC	HAWK	611,0	291,0	309,0	26	3,8	7	2,9	8,8	21,79	803	–	853,8
ACCR	Grosbeak	636,0	238,0	374,8	26	3,4	7	2,7	8,0	25,2	1073	–	1073
ACCR	397-T16	397,0	205,0	239,0	26	3,2	7	2,5	7,4	20,1	568	116	684
ACCR	336-T16	336,0	172,0	200,0	26	2,9	7	2,3	6,8	18,4	476	98	573
CAA	Drake	795,0	402,9	468,5	26	4,442	7	3,454	10,36	28,13	1116,3	512,3	1628,6

Fonte: (SILVA, 2009).

Tabela 26 – Características dos cabos condutores Flint e Hawk.

Características do Condutor	CAL Flint	ACCC Hawk
Bitola (MCM ou kcmil)	740,8	611
Seção (mm ²)	375,35	309,8
Diâmetro (mm)	25,15	21,79
Peso (kg/km)	1029,9	853,8
Tração de ruptura (kgf)	11041	10503
Resistencia a 25 °C (Ω/km)	0,0892	0,0923
Resistencia a 75° C (Ω/km)	0,1075	0,1094
Resistencia a 175° C (Ω/km)	-	0,1452
Módulo de elasticidade final (kgf/mm ²)	5765	112,3
Coefficiente de dilatação térmica (°C-1)	23 x10-6	1,85 x10-6

Fonte:(NEXANS, 2013),(GLOBAL, 2018).

Tabela 27 – Características dos cabos condutores ACSR Grosbeak, ACCC Grosbeak e ACCR Grosbeak.

Características do Condutor	ACSR Grosbeak	ACCC Grosbeak	ACCR Grosbeak
Bitola (MCM ou kcmil)	636	821,4	636
Seção (mm ²)	322,26	416,2	375
Diâmetro (mm)	25,15	25,15	25,2
Peso (kg/km)	1301,7	1147	1073
Tração de ruptura (kgf)	11412	13786,5	11612
Resistencia a 25 °C (Ω/km)	0,0896	0,0692	0,0825
Resistencia a 75° C (Ω/km)	0,1075	0,0829	0,1044
Resistencia a 180° C (Ω/km)	-	0,1116	-
Resistencia a 210° C (Ω/km)	-	-	0,1510
Módulo de elasticidade final (kgf/mm ²)	7593	112,3	7852
Coefficiente de dilatação térmica (°C-1)	18,9 x10-6	1,87 x10-6	16,7 x10-6

Fonte: (NEXANS, 2013), (GLOBAL, 2018), (3M; COMPANY, 2018).

APÊNDICE E – CONDUTORES ESPECIAIS

Evidencia-se a importância de condutores que podem operar a altas temperaturas com flechas reduzidas, também conhecidos como “condutores especiais” ou HTLS (*High Temperature Low Sag*). Esses condutores têm características e constituições específicas, assim, para escolher o condutor é necessário conhecer todos os tipos, suas características e limitações. Existem trabalhos que mostram que a recapacitação através do recondutoramento da linha de transmissão para um cabo especial do tipo (*High Temperature Low Sag (HTLS)*) custa cerca de 30% de todos os custos dos materiais de uma linha de transmissão, comparado com um cabo convencional ACSR (BERYOZKINA; SAUHATS, 2015). Assim, os condutores especiais serão comentados em seguida:

- T-CAA ou T-ACSR (Cabo de Alumínio Termorresistente com Alma de aço): Este cabo contém zircônio no alumínio 1350, este elemento faz com que a liga possa operar a 150°C e 180°C nas condições normais e de emergência (WIEDMER et al., 2007), onde o alumínio 1350 normal opera a 90°C e 120°C nestas condições, essa característica se deve ao maior teor de zircônio encontrado na liga, 2,4 vezes o valor encontrado na liga Al 1350. Além disso, este cabo normalmente deve ser utilizado para aumento de condução de corrente, ou diminuição dos esforços nas estruturas (PESSOA, 2017). O Alumínio Termorresistente (TAI) pode ser utilizado em regime contínuo em temperaturas até 150°C, sem degradação das características mecânicas. E em regime de emergência a 180°C sem que haja deterioração de suas propriedades mecânicas (NEXANS, 2013).

O cabo T-CAA tem uma capacidade de condução de corrente até 50% superior a de um cabo CAA de mesma bitola e considerando as mesmas condições ambientais. Pode, então, ser aplicado para elevar o limite térmico das linhas de transmissão quando este limite está sendo restringido pela capacidade térmica do condutor em uso. Uma alternativa típica para solucionar este problema seria a utilização de um condutor de maior bitola. Dessa forma, os esforços sobre as estruturas aumentariam, o que não é desejado devido ao tempo em que as mesmas estão em operação e o seu estado de conservação. O T-CAA também pode ser utilizado em linhas novas com aumento da capacidade de 50%. A desvantagem do cabo T-CAA é o preço, cerca de 10% superior ao cabo CAA, esse aumento que ser compensado pelo ganho na capacidade de transmissão da linha (SILVA, 2009).

Existem outros condutores que utilizam ligas de alumínio- zircônio em sua coroa. Entre eles estão o condutor de liga de alumínio ultra termorresistente (ZTACSR - Ultra Thermal Resistant Aluminum Alloy Steel Reinforced) e o condutor de liga de alumínio extra termorresistente (XTACSR - Extra Thermal Resistant Aluminium Alloy Steel Reinforced) que podem operar

em regime contínuo a 210°C e 230°C, respectivamente. A Figura 52 ilustra as características comentadas.

Figura 52 – Amostra de cabo T-CAA.



Fonte:(GLOBAL, 2018).

- ACCR (Cabo de alumínio reforçado por compósito): O condutor 3M *Minnesota Mining and Manufacturing Company* ou em inglês ACCR (*Aluminum Conductor Composite Reinforced*) foi desenvolvido com alta tecnologia para oferecer soluções para aumentar a ampacidade sem aumentar as cargas sobre as estruturas (3M; COMPANY, 2018). É um condutor de alumínio de alta capacidade, alta resistência mecânica e baixo peso. Os múltiplos fios da alma são formados por fibras contínuas de óxido de alumínio embebidas em alumínio puro (3M; COMPANY, 2018). O cabo ACCR pode aumentar significativamente a capacidade de transmissão de energia das linhas aéreas existentes simplesmente fazendo a troca dos condutores instalados por um condutor 3M ACCR de diâmetro equivalente, tem a alma com finíssimos tentos metalo-cerâmico e uma coroa com tentos de liga de alumínio-zircônio, esta propriedade faz com que o cabo possa conduzir muito mais, ser mais leve e praticamente não possuir flecha. É um cabo que pode triplicar a capacidade de condução de um cabo equivalente em peso e diâmetro.

Devido a suas excelentes características e exaustivos testes em laboratório e em campo realizados pela 3M o cabo ACCR teve rápida aceitação. Está operando em ambientes altamente corrosivos (linha de 46 kV no Havaí desde 2002), regiões de altas temperaturas (linhas de 230 kV, em Phoenix desde 2004), sujeitas a ventos intensos (linha de 115 kV na travessia do rio Columbia), temperaturas baixíssimas, vibração e galope (linha de 230 kV, na Dakota do Norte) com desempenho satisfatório. No Brasil duas empresas já utilizam o cabo ACCR (OLIVEIRA; DOMINGUITE; DEVE, 2007).

- ACCC (Cabo de alumínio com alma de compósito): O condutor conhecido em inglês como ACCC (*Aluminum Conductor Composite Core*) da CTC Global (Composite Technology Corporation) utiliza um núcleo híbrido de fibra de carbono e vidro incorporado numa matriz epóxi termoendurecível de alto desempenho. O núcleo central de fibra de carbono

Figura 53 – Amostra de cabo ACCR.



Fonte:(3M; COMPANY, 2018).

consiste em dezenas de milhares de fibras de carbono unidirecionais de alta resistência e alto módulo que são envolvidas por uma camada protetora de fibras de vidro. As fibras de vidro externas melhoram a tenacidade e a flexibilidade, ao mesmo tempo em que fornecem uma barreira galvânica para evitar a corrosão com os fios de alumínio condutores (GLOBAL, 2018).

O núcleo híbrido do ACCC Conductor é duas vezes mais forte que o aço e também 70% mais leve. O peso mais leve permite que o condutor da ACCC - de qualquer tamanho - utilize 28% mais alumínio sem uma penalidade de peso ou diâmetro. Os fios compactos trapezoidais e o núcleo composto de superfície lisa trabalham em conjunto para dissipar a vibração induzida pelo vento. Enquanto que os fios de alumínio são totalmente recozidos, oferecendo o mais alto grau de condutividade para qualquer alumínio disponível atualmente, o núcleo composto oferece um coeficiente de expansão térmica cerca de dez vezes menor que o aço. Além disso, o baixo coeficiente de expansão térmica atenua o afundamento do condutor sob condições de carga elétrica pesada. Embora o núcleo composto seja totalmente elástico e não se deforme ou se dobre plasticamente como os fios de núcleo de aço condutores convencionais, o módulo geral do núcleo do condutor CTCC Global ACCC é menor que o do aço. O módulo mais baixo permite que o condutor ACCC se estique em graus durante eventos extremos de carga de gelo e vento. No entanto, quando o evento desaparece, o núcleo composto retorna totalmente à sua condição de pré-esforço, permitindo que os fios de alumínio relaxem subsequentemente. Este tipo de evento melhora ainda mais as características de auto-amortecimento do condutor ACCC reduzindo ainda mais o afundamento do condutor sob condições de carga elétrica pesada (GLOBAL, 2018).

O cabo ACCC pode operar em regime permanente a 180°C e em regime de emergência a 200°C. Quando comparado ao cabo CAA de mesma bitola, possui o mesmo peso, redução de 18% das perdas elétricas e resistência mecânica 25% superior. O cabo também oferece ótimas

características de auto-amortecimento, alta resistência à corrosão e só ocorre creep a partir de 235°C e se a tração no condutor exceder 70% da tração de ruptura. Desde 2004, a CTC vem realizando vários testes em laboratórios e em campo para aprimoramento e consolidação do cabo ACCC, mais de 20 instalações experimentais estão em operação na França, EUA e China (SILVA, 2009).

Em 2009, uma linha de transmissão de 220 kV situada na Romênia foi estudada para realização de uma recapitação de técnica de recondutoramento por um condutor ACCC. Anteriormente, estavam equipados, com poucas exceções, com condutores ACSR 450/75 mm² (um condutor por fase). Com este tipo de condutor, uma única linha de circuito pode transportar cerca de 240 MVA. Para aumentar a capacidade de carga da linha, a solução de recondutoramento, com condutores capazes de operar a temperaturas mais altas. Inicialmente, foram feitas análises técnicas para a utilização de condutores do tipo HTLS, para dobrar a capacidade de transporte da linha, sem alterações na linha e sem aumento dos afundamentos dos novos condutores sobre os existentes. Os custos diretos totais, incluindo a aquisição, instalação e atualização de manutenção, são os mais baixos para o condutor ACSS seguido pelo ZTACSR. Assim, a comparação dos custos totais (custo das perdas + custos diretos), revela que o ACSS (Cabo de alumínio suportado pelo aço) e o ACCC são os condutores mais recomendados para o caso examinado.

Figura 54 – Amostra de cabo ACCC



Fonte:(GLOBAL, 2018).