

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

**MODELAGEM PARA REPOTENCIALIZAÇÃO DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DA
APLICAÇÃO DE CONDUTORES ESPECIAIS**

por

ALEXSANDRO ALEIXO PEREIRA DA SILVA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA, Doutor

Recife, Outubro de 2009.

© Alexsandro Aleixo Pereira da Silva, 2009

S586m **Silva, Alexsandro Aleixo Pereira da.**

Modelagem para repotencialização de linhas de transmissão através da aplicação de condutores especiais / Alexsandro Aleixo Pereira da Silva. - Recife: O Autor, 2009. xx, 146 folhas, il., gráfs., tabs.

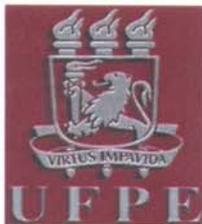
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2009.

Inclui referências bibliográficas e apêndices.

1. Engenharia Elétrica. 2. Linha de Transmissão. 3. Condutor Especial. 4. Tração – Condutor. I. Título.

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2010-016



Universidade Federal de Pernambuco

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

ALEXSANDRO ALEIXO PEREIRA DA SILVA

TÍTULO

**“MODELAGEM PARA REPONTENCIALIZAÇÃO DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DA APLICAÇÃO
DE CONDUTORES ESPECIAIS”**

A comissão examinadora composta pelos professores: JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA, DEESP/UFPE, RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEESP/UFPE, ZANONI DUEIRE LINS, DEESP/UFPE e EDSON GUEDES DA COSTA, DEE/UFCG sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **ALEXSANDRO ALEIXO PEREIRA DA SILVA APROVADO.**

Recife, 22 de outubro de 2009.

RAFAEL DUEIRE LINS
Coordenador do PPGEE

JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA
Orientador e Membro Titular Externo

ZANONI DUEIRE LINS
Membro Titular Externo

RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO
Membro Titular Interno

EDSON GUEDES DA COSTA
Membro Titular Externo

A minha avó, Maria Isaura
(in memoriam), e aos meus pais,
Elizabeth Pereira e Aleixo
Miranda, com muito amor.

AGRADECIMENTOS

Nestes anos de mestrado muitas foram as colaborações para o desenvolvimento desta dissertação. Destaco a grande e sábia orientação do professor José Maurício de Barros Bezerra, que acompanhou todo o trabalho com entusiasmo e dedicação, professor que para mim é mais que um modelo de profissional e de caráter. Sou imensamente grato por sua disponibilidade, atenção, confiança, paciência e amizade.

Agradeço aos meus pais, Elizabete Pereira e Aleixo Miranda, pelo constante incentivo e conselhos que me guiam até hoje. Agradeço também a meu irmão e minha cunhada, Anderson e Graciela, pelo apoio, assim como a todos os membros do clã Pereira, principalmente a meus tios Antônio e Arlinda.

Aos professores que compuseram a banca examinadora por suas contribuições para o aprimoramento desta dissertação e sugestões instigantes de trabalhos futuros.

A Andréa Tenório, que, mesmo assoberbada pelas atribuições da secretaria do PPGEE, sempre encontrava tempo e disposição para atender aos alunos.

Aos professores Ronaldo Aquino, Manoel Afonso e Marcelo Cavalcanti que batalharam por meu mestrado.

Aos chesfianos João Bosco, Antônio Pessoa, Oswaldo Régis e Dácio Melo pelas diversas dicas e fornecimento de material, muitas vezes, fundamental para a continuidade deste trabalho. Agradecimento especial a Dalva, ex-bibliotecária da CHESF, por ter facilitado o acesso dos estudantes de engenharia eletrotécnica da UFPE ao acervo da empresa.

Parafrazeando João Cabral de Melo Neto: O mestrado comeu minha certidão de idade, minha genealogia, meu endereço; comeu minha altura, meu peso, a cor dos meus olhos e de meus cabelos... Porém, proporcionou-me o fortalecimento das antigas e conquista de novas amizades, mais importantes que quaisquer resultados apresentados nesta dissertação.

Aos grandes amigos Anderson Lopes, Maherbson Carvalho e Vitor Emerenciano por terem facilitado o caminho das pedras, guiarem-me nos tempos de cegueira e pelo companheirismo tanto nos momentos de alegria quanto nos de pura agrura.

Aos amigos Arineu Felix, Priscila Amorim, Michel Café, Milton Tavares, Rafael Coelho e Ricardo Bezerra pelas diversas contribuições.

Aos Amigos da Pitú, que sempre compareceram ao Marco convictos que possuíam um fígado de aço; a Bruno Bayo, Carlos Henrique, Crystine Rosal, Eduardo Alberto e Ícaro Hans, pelos momentos de descontração e apoio; internationally especial thanks to the translator and great teacher Fernanda C. Encarnação for her dedication, friendship and especially for her patience.

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

MODELAGEM PARA REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DA APLICAÇÃO DE CONDUTORES ESPECIAIS

Alexandro Aleixo Pereira da Silva

Outubro/2009

Orientador: José Maurício de Barros Bezerra, Doutor

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Palavras-chave: Linha de transmissão, flecha, tração, temperatura do condutor, condutor especial

Número de Páginas: XX+146.

RESUMO: Esta dissertação apresenta uma nova modelagem para cálculo das tensões mecânicas e flechas em uma seção de tensionamento com cabos diferentes em vãos nivelados ou desnivelados, iguais ou desiguais a qualquer temperatura, incluindo também situações onde a temperatura do condutor varia ao longo do tramo. A teoria desenvolvida foi fundamental para avaliação de uma técnica para correção de distâncias do cabo ao solo que propõe a aplicação de condutores especiais em vãos específicos mantendo os cabos existentes nos vãos onde for viável. O confinamento do condutor a um determinado trecho da linha de transmissão foi obtido através da conversão de cadeias de isoladores de suspensão em falsa amarração. Como as distâncias do condutor ao solo estão intrinsecamente associadas à temperatura e a corrente elétrica do condutor, foram realizados estudos comparativos dos modelos de ampacidade em regime permanente e análise de suas sensibilidades aos parâmetros meteorológicos. O método resulta em um maior ganho das alturas do cabo, como também as trações horizontais nos condutores ficam inferiores aos calculados para a linha original dependendo do conjunto de falsa amarração utilizado. Com esta solução não há descarte do condutor antigo e instalação de estruturas adicionais em grande escala, tornando a relação custo benefício bastante atrativa. A modelagem desenvolvida representa uma contribuição significativa para a repotencialização de linhas de transmissão a baixo custo, como também a postergação de novas obras.

Abstract of Dissertation presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

MODEL FOR UP-RATING TRANSMISSION LINES BY USING HIGH-TEMPERATURE LOW-SAG CONDUCTORS

Alexsandro Aleixo Pereira da Silva

October /2009

Supervisor: José Maurício de Barros Bezerra, Doutor

Concentration Area: Energy Processing.

Keywords: Overhead power line, sag, tension, condutor temperature, high temperature conductor

Number of Pages: XX+146.

ABSTRACT: This mastering dissertation presents a new method to calculate tension and sags in a tension section with different cables in spans at same levels and different levels, equal or unequal lengths and at any temperature, including situation where the cable temperature vary in all tension section. The developed methodology is essential for technical evaluation of clearances to ground. It is modeled the application of high-temperature low-sag conductors in specific spans, keeping the old cables in use where it's possible. The new conductor confinement in a determinate transmission line section was obtained through a conversion of suspension string to floating dead-end string. As conductor temperature and electrical current are intrinsically associated with clearances to ground, a comparative study of ampacity models at steady state and sensibility analysis of meteorological parameters was performed. This method results in a gain of clearance to ground, as well as horizontal tensions less than those calculated for the original line, depending on the type of floating dead-end used. Cost-benefits analysis would show very attractive results since then the original conductors would not be discarded. At the same time, it would not be necessary large scale installation of new towers. The developed model represents, therefore, a significant contribution for low cost up-rating transmission lines, and also for postponing transmission system expansion.

Sumário

Lista de Figuras	X
Lista de Tabelas	XIV
Lista de Simbologia	XV
1 Aspectos Gerais.....	1
1.1 Introdução	1
1.2 Organização do Texto	4
2 Revisão Bibliográfica.....	5
2.1 Introdução	5
2.2 Método Determinístico	7
2.3 Método Estatístico	8
2.4 Monitoração em Tempo Real de Linhas Aéreas de Transmissão.....	14
2.4.1 Monitoração da temperatura superficial do condutor.....	15
2.4.2 Monitoração da tração mecânica	16
2.4.3 Monitoração da distância do cabo ao solo.....	17
2.4.4 Monitoração das condições climáticas	19
2.4.5 Monitoração através das vibrações eólicas.....	22
2.5 Predição de Ampacidade.....	23
2.6 Técnicas para Ampliação da Capacidade de Transporte de Energia Elétrica das Linhas de Transmissão	24
2.7 Considerações Finais	26
3 Condutores Especiais	28
3.1 Introdução	28
3.2 Tipos de Condutores	30
3.2.1 Cabo de alumínio (CA)	30
3.2.2 Cabo de alumínio com alma de aço (CAA).....	31
3.2.3 Cabo de alumínio-liga 6201 (CAL 6201).....	32
3.2.4 Cabo de alumínio termorresistente com alma de aço (T-CAA ou T-ACSR)	34
3.2.5 Condutor tipo gap de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com aço (GZTACSR).....	35
3.2.6 Condutor de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com Invar (ZTACIR).....	36
3.2.7 Cabo de alumínio suportado pelo aço (ACSS).....	37
3.2.8 Cabo de alumínio reforçado por compósito (ACCR).....	38
3.2.9 Condutor de alumínio com alma de compósito (ACCC)	39
3.3 Considerações Finais	40
4 Modelos de Ampacidade.....	43
4.1 Introdução	43
4.2 Ganho de Calor devido À Condução da Corrente Elétrica	45
4.3 Ganho de Calor devido ao Aquecimento Solar.....	51
4.4 Dissipação de Calor por Convecção	67
4.5 Dissipação de Calor por Radiação	76
4.6 Considerações Finais	80
5 Comportamento Eletromecânico.....	83
5.1 Introdução	83
5.2 Equacionamento Básico.....	86
5.3 Equação de Mudança de Estado em Vão isolado	89
5.4 Equação de Mudança de Estado em uma Seção de Tensionamento com Vãos Contínuos.....	94

5.5	Equação de Mudança de Estado em uma Seção de Tensionamento com Vãos Contínuos e Condutores Diferentes.....	96
5.6	Validação do Programa.....	102
5.7	Considerações Finais	106
6	Estudos de Casos.....	108
6.1	Introdução	108
6.2	Escolha dos Condutores.....	110
6.3	Descrição dos Casos	112
6.3.1	Caso 1: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com comprimento igual ao da cadeia de suspensão	112
6.3.2	Caso 2: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com comprimento igual ao da metade da cadeia de suspensão.....	117
6.3.3	Caso 3: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada constituído por uma haste de 0,5 m	121
6.3.4	Caso 4: Suspensão ancorada sem elemento vertical.....	125
6.4	Considerações Finais	129
7	Conclusão.....	132
7.1	Considerações Gerais.....	132
7.2	Trabalho Desenvolvido.....	132
7.3	Vantagens da Modelagem Proposta.....	133
7.4	Sugestões para Trabalhos Futuros	134
8	Apêndice	135
	Referências Bibliográficas.....	138

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Blecaute em Nova York em 13 de agosto de 2003 [6].	2
Figura 2.1 – Representação do risco térmico da série horária de temperaturas superficiais do condutor, percorrido por uma determinada corrente, sob condições meteorológicas específicas [25].	9
Figura 2.2 – Sistema Power Donut: (a) Power Donut em um condutor CAA Rail 954 kcmil e (b) estação meteorológica [30].	15
Figura 2.3 – Sistema CAT-1: (a) célula de carga entre a torre e a cadeia de isoladores e (b) painéis solares que alimentam as baterias recarregáveis do sistema [28].	17
Figura 2.4 – Sensor do sistema SONAR [32].	18
Figura 2.5 – Emissor a laser do sistema VFlecha instalado em uma LT [32].	18
Figura 2.6 – Sagometer: (a) câmera (b) sistema de energia e (c) alvo [33].	19
Figura 2.7 – Sensor ThermalRate instalado em uma estrutura de fim de linha [39].	22
Figura 2.8 – Instalação do Ampacimon em uma linha de 400 kV [42].	23
Figura 2.9 – Conversão de uma cadeia de isoladores de suspensão em uma cadeia de falsa amarração [45].	25
Figura 3.1 – Encordoamentos usuais de cabos de alumínio [56].	30
Figura 3.2 – Encordoamentos usuais de cabos alumínio com alma de aço [56].	31
Figura 3.3 – Fotografia do arranjo de pesos adicionais aplicados a uma linha de 138 kV para reduzir os ângulos de balanço após substituição do condutor CAA Partridge 266,8 MCM pelo condutor CAL Butte 321,8 MCM de peso inferior [47].	33
Figura 3.4 – Fotografia do condutor tipo gap de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com aço [63].	36
Figura 3.5 – Fotografia do condutor de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com Invar [63].	36
Figura 3.6 – Fotografia do condutor de alumínio com alma de compósito [67].	38
Figura 3.7 – Condutor de alumínio com alma de compósito [71].	40
Figura 4.1 – Variação da ampacidade com a temperatura do condutor.	50
Figura 4.2 – Sistema de coordenadas esféricas modificadas, associado ao referencial local (com origem em um ponto P qualquer da superfície do globo). N, E, S e O correspondem, respectivamente, aos pontos cardeais norte, leste, sul e oeste. Z e A indicam, respectivamente, o ângulo zenital e o azimute do sol em relação ao ponto P.	53
Figura 4.3 – Ângulo de $23^{\circ} 27'$ entre o plano do equador e o plano da órbita que permitem estabelecer geometricamente os trópicos (A e B) e os círculos polares (C e D) [80].	53
Figura 4.4 – Variação da declinação solar ao longo do ano.	55
Figura 4.5 – Referencial x,y,z usado para determinar o ângulo zenital do sol (Z), em função da latitude (ϕ) do local (P), do ângulo horário (h) e da declinação do sol δ [80].	55
Figura 4.6 – Referencial usado para determinar o ângulo entre o eixo do condutor e feixe de raios solares (η).	60
Figura 4.7 – Variação da ampacidade com a temperatura do condutor, desprezando a radiação solar difusa.	64
Figura 4.8 – Variação da ampacidade com a temperatura do condutor, considerando o mesmo ganho de calor devido ao aquecimento solar.	65
Figura 4.9 – Variação da ampacidade com a latitude no decorrer de um ano.	66
Figura 4.10 – Variação da ampacidade com a temperatura ambiente.	66

Figura 4.11 – <i>Variação da ampacidade com a intensidade e direção do vento pelo Modelo do Cigré.</i>	70
Figura 4.12 – <i>Variação da ampacidade com a intensidade e direção do vento pelo Modelo de Morgan.</i>	71
Figura 4.13 – <i>Variação da ampacidade e da quantidade de calor dissipado por convecção com o número de Reynolds, aplicando o Modelo de House e Tuttle.</i>	72
Figura 4.14 – <i>Variação da ampacidade em função da intensidade e direção do vento, aplicando o modelo do IEEE.</i>	74
Figura 4.15 – <i>Variação da ampacidade em função da velocidade do vento.</i>	75
Figura 4.16 – <i>Variação da ampacidade com a altitude do condutor.</i>	75
Figura 4.17 – <i>Variação da ampacidade em função da emissividade e coeficiente de absorção do condutor, para um limite térmico de 60°C.</i>	79
Figura 4.18 – <i>Variação da ampacidade em função da emissividade e coeficiente de absorção do condutor, para um limite térmico de 100°C.</i>	80
Figura 5.1 – <i>Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical possui comprimento igual ao da cadeia de suspensão original.</i>	85
Figura 5.2 – <i>Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferente, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical possui metade do comprimento da cadeia de suspensão original.</i>	86
Figura 5.3 – <i>Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical é composto por uma haste de 0,5m.</i>	86
Figura 5.4 – <i>Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical foi totalmente suprimido.</i>	86
Figura 5.5 – <i>Condutor suspenso por dois suportes, representados pelos pontos A e B.</i>	87
Figura 5.6 – <i>Variação da tração horizontal com a temperatura para diversos comprimentos de vãos.</i>	92
Figura 5.7 – <i>Ilustração de um vão isolado.</i>	92
Figura 5.8 – <i>Variação da flecha em função do comprimento do vão levando em consideração o efeito das cadeias de isoladores.</i>	94
Figura 5.9 – <i>Forças atuantes em uma cadeia de isoladores de suspensão e deslocamento horizontal e vertical da sua posição de equilíbrio inicial.</i>	96
Figura 5.10 – <i>Fluxograma simplificado do programa desenvolvido.</i>	103
Figura 6.1 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak.</i>	109
Figura 6.2 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos ACCR 636-T16.</i>	109
Figura 6.3 – <i>Variação da ampacidade em função da temperatura para os cabos CAA Grosbeak, ACCR 336-T16, ACCR 397-T16, ACCR 477-T16, ACCR 556-T16 e ACCR 636-T16.</i>	111
Figura 6.4 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAL Flint.</i> ...	114
Figura 6.5 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.</i>	114

Figura 6.6 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.</i>	115
Figura 6.7 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.</i>	115
Figura 6.8 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.</i>	116
Figura 6.9 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.</i>	116
Figura 6.10 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAL Flint.</i>	118
Figura 6.11 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.</i>	118
Figura 6.12 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.</i>	119
Figura 6.13 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.</i>	119
Figura 6.14 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.</i>	120
Figura 6.15 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.</i>	120
Figura 6.16 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAA Flint.</i>	122
Figura 6.17 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.</i>	122
Figura 6.18 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.</i>	123
Figura 6.19 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.</i>	123
Figura 6.20 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.</i>	124
Figura 6.21 – <i>Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.</i>	124

Figura 6.22 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAA Flint.</i>	127
Figura 6.23 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.</i>	127
Figura 6.24 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.</i>	128
Figura 6.25 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.</i>	128
Figura 6.26 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.</i>	129
Figura 6.27 – <i>Varição das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.</i>	129

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Riscos térmicos e riscos de falha [25].	11
Tabela 2.2 – Valores de z [25].	13
Tabela 3.1 – Flechas de cabos quando tracionados a 20% da tração de ruptura.	41
Tabela 4.1 – Condições para cálculo de ampacidade.	44
Tabela 4.2 – Temperatura de projeto utilizada por empresas do setor elétrico [79].	45
Tabela 4.3 – Relação entre a formação do cabo e o número de camadas de alumínio e aço [57].	46
Tabela 4.4 – Constante do azimute solar, CA , em função do ângulo horário, h , e da variável do azimute, χ [17].	60
Tabela 4.5 – Albedos para algumas superfícies [16] [85].	62
Tabela 4.6 – Coeficientes para equação (4.47) [17].	63
Tabela 4.7 – Coeficientes para equação (4.56) [18].	68
Tabela 4.8 – Coeficientes para equação (4.57) [18].	69
Tabela 4.9 – Coeficientes de emissividade em função do tempo de operação da LT [89].	79
Tabela 5.1 – Flechas do condutor Lawping à temperatura de 100°C em 10 vãos contínuos obtidos por [26], [94], [96] e pelo programa desenvolvido.	104
Tabela 5.2 – Tração horizontal em vãos desiguais e nivelados.	105
Tabela 5.3 – Tração horizontal em vãos desiguais e desnivelados.	106
Tabela 6.1 – Temperatura de vários cabos para uma corrente elétrica de 615,9 A.	112
Tabela 6.2 – Variação das distâncias do condutor ao solo.	113
Tabela 6.3 – Tração horizontal nos condutores.	114
Tabela 6.4 – Variação das distâncias do condutor ao solo.	117
Tabela 6.5 – Tração horizontal nos condutores.	117
Tabela 6.6 – Variação das distâncias do condutor ao solo.	121
Tabela 6.7 – Tração horizontal nos condutores.	121
Tabela 6.8 – Variação das distâncias do condutor ao solo.	125
Tabela 6.9 – Tração horizontal nos condutores.	126
Tabela 6.10 – Esforço longitudinal nas estruturas do tramo.	126
Tabela 6.11 – Variação nas distâncias do condutor ao solo.	130
Tabela 6.12 – Tração horizontal nos condutores.	131
Tabela 6.13 – Variação nas distâncias do condutor ao solo e custo de cada solução.	131
Tabela 8.1 – Dados técnicos de cabos (Parte 1).	136
Tabela 8.2 – Dados técnicos de cabos (Parte 2).	137

Lista de Simbologia

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACCC	Aluminum Conductor Composite Core
ACCR	Aluminum Conductor Composite Reinforced
ACSR	Aluminum Conductor Stranded Reinforced
ACSS	Aluminum Conductor Steel Supported
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASC	Aluminum Stranded Conductor
CA	Cabo de Alumínio
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAL	Cabo de Alumínio-liga
CALA	Cabo de Alumínio Reforçado com Liga de Alumínio
CARELT	Carregamento de Linhas de Transmissão
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CTC	Composite Technology Corporation
CTEEP	Companhia de Transmissão Elétrica Paulista
FEX	Feixe Expandido
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema
GCOI	Grupo Coordenador da Operação do Sistema Interligado
GTESA	Goiana Transmissora de Energia S.A.
GZTACSR	Gap Type Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy, Steel Reinforced
IACS	Internacional Annealed Copper Standard
IEC	International Electrotechnical Commission
LPNE	Linha de Potência Natural Elevada
LT	Linha de Transmissão
OPGW	Optical Ground Wire

SICALT	Simulação de Carregamento em Linhas de Transmissão
TCU	Tribunal de Contas da União
T-CAA	Cabo de Alumínio Termorresistente com Alma de Aço
XTACIR	Extra Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Invar Reinforced
XTACSR	Extra Thermal Resistant Aluminium Alloy, Steel Reinforced
ZTACIR	Ultra Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Invar Reinforced
ZTACSR	Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy, Steel Reinforced
a	comprimento do vão [m]
a_r	comprimento do vão regulador [m]
A	azimute do sol [graus]
A_L	azimute da linha [graus]
cf	fator de correção de fuso horário [h]
\vec{C}	versor posição do centro do disco solar
C_A	constante do azimute solar [graus]
\vec{C}_H	projeção do versor posição do sol (\vec{C}) sobre o plano do horizonte local
d	diâmetro do fio da camada externa do condutor [m]
D	diâmetro do condutor [m]
D_2	diâmetro da alma de aço [m]
E	ângulo de elevação do sol ou altitude solar [graus]
E_c	módulo de elasticidade do condutor [kgf/mm ²]
F	fração angular do ano correspondente à data escolhida [graus]
F_e	fluxo de energia radiante [W]
f	flecha do condutor [m]
$f(T)$	função de distribuição de probabilidade que se ajusta a série horária de temperaturas superficiais do condutor
g	aceleração da gravidade (9,807 m/s ²)
G_k	esforço vertical no ponto de suspensão dos condutores [kgf]
Gr	número de Grashof

h	ângulo horário [graus]
h_{ns}	ângulo horário no instante t_{ns} [graus]
h_y	desnível do vão [m]
H	tração horizontal no condutor [kgf]
H_g	altitude do condutor [m]
I	corrente elétrica [A]
I_{ca}	corrente alternada [A]
I_{cc}	corrente contínua [A]
J_k	peso da cadeia de isoladores do i -ésimo suporte [kgf]
k_i	i -ésimo coeficiente de correlação linear múltipla
K_{ang}	fator de direção de vento
K_j	fator de correção para o efeito skin e magnético
L	comprimento do condutor [m];
L_k	comprimento da cadeia de isoladores [m]
\vec{L}	versor na direção do eixo da linha
\vec{L}_H	projeção do versor \vec{L} no plano do horizonte
$m_c g$	peso do condutor por unidade de comprimento [kgf/m]
M_e	emitância [W/m ²]
N	número de ordem do dia
\vec{N}	versor norte, tangente ao meridiano em um determinado ponto
\vec{P}	versor vertical local de um determinado ponto P
Pr	número de Prandtl
Q_C	calor dissipado por convecção [W/m]
Q_{COR}	calor ganho devido ao efeito corona [W/m]
Q_E	calor dissipado por evaporação [W/m]
Q_J	calor ganho devido ao efeito Joule [W/m]
Q_R	calor dissipado por radiação [W/m]
Q_S	calor ganho devido ao aquecimento solar [W/m]
Q_M	calor ganho devido ao efeito magnético [W/m]
Q_{Jx}	calor ganho devido ao efeito Joule pelo condutor x [W/m]
Q_{Sx}	calor ganho devido ao aquecimento solar pelo condutor x [W/m]
Q_{Cx}	calor dissipado por convecção pelo condutor x [W/m]

Q_{Rx}	calor dissipado por radiação pelo condutor x [W/m]
Q_T	ganho de calor total [W/m]
R_d	radiação solar difusa [W/m ²]
R_D	radiação solar direta [W/m ²]
R_f	rugosidade superficial do condutor
R_G	radiação solar global [W/m ²]
R_{dc}	resistência elétrica do condutor a uma determinada temperatura de referência [Ω/m]
R_{T_c}	resistência ca do condutor a temperatura T_c [Ω/m]
R_{T_1}	resistência ca do condutor a temperatura T_1 [Ω/m]
R_{T_2}	resistência ca do condutor a temperatura T_2 [Ω/m]
R_x	resistência elétrica do condutor x [Ω/m]
Re	número de Reynolds
Re^*	número de Reynolds equivalente
Re_{ef}	número de Reynolds efetivo
S	seção transversal do condutor [mm ²]
S_x	tração no condutor [kgf]
\bar{S}	tração média do condutor [kgf]
t_h	hora local [h]
t_d	duração do período diurno [h]
t_{ns}	instante do nascimento do sol [h]
T_a	temperatura ambiente [°C]
T_{al}	temperatura da alma do condutor [°C]
T_c	temperatura do condutor [°C]
T_{cx}	temperatura do condutor x [°C]
T_d	temperatura do céu [°C]
T_{dp}	desvio padrão da série horária de temperatura superficial do condutor [°C]
T_f	temperatura do filme de ar que envolve o condutor [°C]
T_g	temperatura do solo [°C]
T_m	temperatura média do condutor [°C]
T_{med}	temperatura média da função densidade de probabilidade [°C]

T_{min}	temperatura mínima do condutor [°C]
T_{ref}	temperatura de referência do condutor [°C]
T_{RTx}	temperatura com risco térmico de x% de ser excedida [°C]
T_s	temperatura superficial do condutor [°C]
T_1	temperatura mínima do condutor para a qual a resistência ca é especificada [°C]
T_2	temperatura máxima do condutor para a qual a resistência ca é especificada [°C]
V	velocidade do vento [m/s]
V_x	componente vertical da tração S_x [kgf]
X	razão entre a tração horizontal do condutor na condição final e inicial
x_A	abscissa no apoio A em relação ao vértice do vão [m]
Z	ângulo zenital do sol [graus]
α	parâmetro da função densidade de probabilidade log-normal
α_t	coeficiente de variação da resistência com a temperatura para uma determinada temperatura de referência [°C ⁻¹]
β	parâmetro da função densidade de probabilidade log-normal
δ	declinação solar [graus]
δ_i	deslocamento horizontal do i-ésimo suporte [m]
ε	coeficiente de emissividade
ε_i	deslocamento vertical do i-ésimo suporte [m]
ε_t	coeficiente de dilatação térmica linear do condutor [°C ⁻¹]
η	ângulo entre o eixo do condutor e feixe de raios solares [graus]
ϑ	ângulo entre o fluxo natural e o fluxo forçado [graus]
λ	condutividade térmica [W/mK]
λ_f	condutividade térmica do ar [W/mK]
μ_f	viscosidade dinâmica [Pa-s]
ν	viscosidade cinemática do ar [m ² /s]
ξ	inclinação do condutor em relação ao plano do horizonte [graus]
ρ_f	densidade do ar [kg/m ³]
ρ_r	densidade relativa do ar
σ	constante de Stefan-Boltzmann (5,66977x10 ⁻⁸ Wm ⁻² K ⁻⁴)

φ	direção do vento em relação ao eixo do condutor [graus]
ϕ	latitude [graus]
χ	variável do azimute solar
Δa	variação no comprimento do vão [m]
Δh	variação no desnível do vão [m]

1 ASPECTOS GERAIS

1.1 INTRODUÇÃO

A energia é um componente fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Sua utilização *per capita* pode até ser utilizada como indicador social. Por exemplo, países com consumo de energia comercial *per capita* abaixo de 11,63 MWh por ano apresentam altos índices de analfabetismo e mortalidade infantil. Enquanto que, nos países com um consumo de energia comercial *per capita* a partir de 23,26 MWh por ano as condições de vida melhoram significativamente [1].

É praticamente inconcebível um mundo sem energia elétrica. Apenas com *gadgets* (aparelhos eletrônicos portáteis utilizados no cotidiano, como câmeras, celulares e laptop) são consumidos 700 TWh de energia elétrica por ano, correspondente a 15 % do consumo doméstico mundial de energia. E a previsão que até 2030 esse percentual atinja 45% [2]. Acompanhar o aumento da demanda de energia tem sido um desafio mundial. O Brasil há mais de três décadas convive com o fantasma do apagão. Em 2001 a situação se agravou e foi necessário adotar um plano de racionamento de energia elétrica. Oito anos depois o Tribunal de Contas da União (TCU) apresentou uma avaliação oficial do custo direto do racionamento para consumidores e contribuintes: R\$ 45,2 bilhões. Este valor reflete apenas as despesas repassadas em tarifas ou financiadas pelo Tesouro Nacional. Segundo o ministro Walton Alencar Rodrigues, relator da auditoria do TCU, os R\$ 45 bilhões seriam suficientes para construir "seis usinas como a de Jirau", uma das maiores no planejamento energético. O levantamento ainda indica que dezenas de milhões de reais podem ter sido apropriados indevidamente pelas empresas do setor, por falhas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O racionamento também contribuiu para as reduções do PIB, da arrecadação e dos níveis de emprego e investimentos [3].

No cenário mundial, os EUA já enfrentaram três grandes blecautes em 1965, 1977 e 2003. O primeiro aconteceu em novembro de 1965 atingindo oito estados da região

nordeste do país, incluindo a cidade de Nova York. Mais de 700.000 pessoas ficaram presas nos túneis dos metrô, não houve feridos ou incidentes graves, as manchetes do dia seguinte exaltaram a capacidade dos nova-iorquinos de triunfar na adversidade [4]. Em julho de 1977, outro blecaute atingiu Nova York. Em suas 25 horas de duração centenas de lojas foram depredadas e incendiadas, mais de 4.000 pessoas foram detidas. O mais recente aconteceu no dia 13 de agosto de 2003 [5]. A ameaça de mais um ataque terrorista aumentou a tensão. Só horas após o início do blecaute as autoridades confirmaram que ele havia sido causado por sobrecarga no sistema de transmissão de energia elétrica que abastece oito estados americanos e parte da província de Ontário, no Canadá. A situação só começou a voltar ao normal na tarde do dia seguinte. Foi o maior apagão enfrentado pelos Estados Unidos. Metrô parados, celulares mudos, semáforos sem funcionar, milhares de pessoas dormiram ao relento por falta de transporte, incêndios provocados por velas, mais de oitenta mil chamadas para o telefone de emergência da polícia, pessoas presas em elevadores, interrupção no funcionamento de várias indústrias, a cidade estava mergulhada no caos. Na década anterior ao blecaute a demanda por energia elétrica do país havia dobrado em relação à capacidade de transmissão do seu sistema elétrico e a expansão do uso de equipamentos de grande consumo de energia elétrica, como o ar condicionado, agravou o problema. A Figura 1.1 ilustra a silhueta dos prédios de Nova York no final da tarde do dia treze de agosto de 2003 [6].



Figura 1.1 – *Blecaute em Nova York em 13 de agosto de 2003 [6].*

A estimativa do plano decenal brasileiro de expansão de energia 2008/2017 é de que haja um aumento anual de cerca de 5% na demanda de energia elétrica [7]. A simples inserção de novas tecnologias na vida do cidadão comum pode elevar ainda mais essa taxa de crescimento. Um exemplo seria a utilização dos carros elétricos, que já se mostra uma tecnologia viável e capaz de substituir os modelos que utilizam combustíveis fósseis [8].

Torna-se necessário ampliar a capacidade de geração, transmissão e distribuição do sistema elétrico. A ampliação da capacidade do transporte de energia elétrica tem sido restringida pelo alto custo da construção de novas linhas e as dificuldades de obtenção de novas faixas de servidão com órgãos de licenciamento e a comunidade. Várias soluções têm sido propostas para aumentar a capacidade de condução de corrente das linhas de transmissão (LTs). Não apenas o uso de novas tecnologias, como a Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), mas também novas formas de abordar a ampacidade, como o método estatístico, monitoramento em tempo real e predição.

A capacidade operativa de LTs pode ser restringida por alterações nas atividades realizadas sob a linha, modificações no nível do terreno e construção de novas travessias (rodovias, LTs, ferrovias, etc). Também é comum encontrar nas empresas do setor elétrico diferenças entre os valores de ampacidade nas áreas de projeto e operação devido a divergências durante a implantação da linha, como desvio de projeto ou execução, ou metodologias utilizadas para o cálculo da ampacidade [9]. Para adequar a temperatura de projeto aos valores de temperatura utilizados pela área de operação, de forma que não ocorram restrições nos despachos de usinas e intercâmbios do sistema interligado nacional, pode ser realizado o rebaixamento do terreno através de terraplanagem, substituição de uma das torres do vão por outras de maior altura, transformação dos arranjos de fixação dos condutores de torres de suspensão em suspensão ancorada, entre outras soluções possíveis. Neste contexto é apresentada uma técnica para corrigir a altura do condutor ao solo ou obstáculo baseada na utilização de condutores especiais apenas nos vãos com restrições operacionais de seções de tensionamento com condutores tradicionais. Faz-se necessária uma equação de mudança de estado que leve em consideração a utilização de condutores diferentes em uma mesma seção de tensionamento, já que os métodos tradicionais não preveem essa condição. Diante da grande quantidade de tipos de condutores disponíveis comercialmente, é preciso conhecer suas características, benefícios e limitações de forma a se escolher o condutor que maximize sua distância ao solo. Essas distâncias estão intrinsecamente relacionadas com a temperatura do condutor, que por sua vez depende dos parâmetros meteorológicos, das características físicas e químicas dos condutores, além da corrente elétrica. É imprescindível compreender a influência dos parâmetros meteorológicos e dos dados dos condutores na determinação da capacidade de condução de corrente da LT e como esta se relaciona com a distância do condutor ao solo.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em sete capítulos, onde no primeiro capítulo é introduzido o tema da pesquisa com apresentação dos objetivos e motivações.

No capítulo 2 é apresentada a evolução dos estudos na área de ampacidade, desde as primeiras pesquisas realizadas por Faraday até a utilização de inteligência artificial. São abordadas as diferentes formas de obter seu valor, como o método determinístico, estatístico, monitoramento em tempo real e predição. Também são discutidas as principais técnicas para ampliação e/ou correção da capacidade de condução de corrente de LTs.

No capítulo 3 são analisados os principais condutores utilizados no transporte de energia elétrica, suas aplicações e limitações. Atenção especial é dedicada aos condutores capazes de operar com flecha reduzida a altas temperaturas que têm se mostrado uma solução para o problema do crescimento da demanda de energia elétrica.

No capítulo 4 são comparados modelos para cálculo da ampacidade em regime permanente e analisada suas sensibilidades aos parâmetros meteorológicos. A relação entre a corrente elétrica e a temperatura do condutor, obtidas através da aplicação desses modelos, é fundamental para determinar as distâncias do condutor ao solo ou obstáculo.

No capítulo 5 são apresentados os conceitos básicos associados ao comportamento eletromecânico de uma LT e a teoria desenvolvida para calcular as tensões mecânicas e flechas de cabos em uma seção de tensionamento com condutores diferentes em vãos nivelados ou desnivelados a qualquer temperatura. Esta teoria foi fundamental para avaliação da técnica de correção das distâncias de segurança proposta neste trabalho, cujo estudo de caso é realizado no capítulo 6.

No capítulo 7 são descritas as principais conclusões e contribuições, além de sugerir temas para continuidade deste trabalho. O texto se encerra com a apresentação das referências bibliográficas e apêndice.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

A ampacidade, termo oriundo da palavra inglesa ampacity comumente utilizado para designar a capacidade de condução de corrente, é a corrente máxima que pode ser aplicada a um fio ou cabo sob determinadas condições térmicas [10] [11]. No contexto desta dissertação significa a máxima corrente que pode ser conduzida continuamente por um condutor ou conjunto de condutores, sob determinadas condições ambientais, sem que haja violação das distâncias de segurança e/ou recozimento do condutor [12].

Os primeiros estudos teóricos e experimentais sobre o aquecimento de um condutor devido à passagem de corrente elétrica foi realizado por Faraday em 1834 [13]. Desse período até a apresentação dos primeiros trabalhos relevantes na avaliação térmica dos cabos das LTs, realizados pelo pesquisador francês Legrand em 1945, houve um grande hiato. A pequena restrição ambiental para construção de novas linhas, o desconhecimento sobre informações climatológicas precisas, a necessidade de expandir o setor elétrico a qualquer custo para sustentação política de governos e a falta de ferramentas computacionais foram fatores que inibiram a evolução dos métodos de cálculo de ampacidade. Durante mais de 48 anos foram utilizadas tabelas de ampacidade, obtidas a partir de estudos realizados pela National Electrical Manufacturers Association e publicados em 1938 [14].

Em 1956 foi apresentado na Bélgica o primeiro sistema para monitoramento da temperatura do cabo através de imagens térmicas. No mesmo ano foi publicado por House e Tuttle o primeiro modelo de ampacidade para regime permanente baseado na equação de equilíbrio térmico do condutor, a qual considera o ganho de calor (por efeito Joule, corona, perdas magnéticas, aquecimento solar) igual à quantidade de calor dissipado (por convecção, radiação e evaporação) [15]. Esse modelo relaciona a ampacidade com as características físicas e elétricas do cabo e com as condições ambientais da região,

consideradas constantes, em que ele está inserido possibilitando determinar a distância mínima entre o cabo e o solo.

Seguiram-se outros modelos baseados na equação de equilíbrio térmico, entre os quais se destaca o modelo de Morgan [16]. As normas fornecidas pelo IEEE [17] e Cigré [18] se baseiam, respectivamente, no modelo de House e Tuttle e no modelo de Morgan fazendo as modificações necessárias para torná-los mais consistentes e simplificar o cálculo da ampacidade. Estas normas também oferecem modelos para determinar a ampacidade transitória, cujas bases foram propostas por Davidson, em 1969, quando desenvolveu uma solução para equação diferencial de calor para um pequeno intervalo de tempo [13]. Contribuições de grande importância foram realizadas por Davis, em 1978, Black e Rehberg, em 1985, que apresentaram mudanças na equação de equilíbrio térmico, como expressá-la por uma equação biquadrática e linearização da parcela de calor devido à radiação [17]. Estas mudanças tornaram os cálculos mais rápidos, porém as expressões algébricas são mais complexas.

Determinar a ampacidade tem sido um desafio para projetistas e planejadores devido à característica aleatória das variáveis que influenciam em seu valor. Justificando assim a adoção de valores com determinadas margens de segurança. Na fase de projeto o elemento determinante é a temperatura do condutor e na fase de planejamento e operação é a corrente. A temperatura do condutor não depende apenas da corrente elétrica que o percorre, mas também das condições ambientais e características dos cabos, como citado anteriormente. Com o valor da temperatura do cabo é possível determinar a distância do cabo ao solo que é a grandeza mais importante para segurança da linha.

A maioria das concessionárias utiliza o método determinístico que permite calcular a ampacidade para uma dada condição climática, típica da região na qual a linha está inserida. Na década de 1970 começou a ser utilizado método estatístico, que considera as características aleatórias das condições ambientais, tornando o valor da ampacidade mais próximo dos valores reais. Com o avanço tecnológico foi possível desenvolver equipamentos para monitorar as condições operativas da linha em tempo real permitindo uma melhor utilização da capacidade de condução de corrente da linha, pois os valores são sempre maiores que os tabelados [19]. Várias técnicas alternativas a equação de equilíbrio térmico, como a utilização de redes neurais, modelagem difusa, séries de Fourier e regressão linear, foram propostas recentemente para prever a ampacidade da linha com

uma antecedência de até sete dias [13]. Esses métodos e outras técnicas para aumentar a ampacidade da linha serão discutidos ao longo deste capítulo.

2.2 MÉTODO DETERMINÍSTICO

Neste método a ampacidade é calculada para uma condição ambiental, típica da região onde a linha se encontra, determinado período do dia ou do ano, e temperatura máxima admitida nos cabos (geralmente a temperatura de projeto). De acordo com a NBR 5422 as condições ambientais que definem as hipóteses de cálculo mecânico dos cabos são [20]:

- temperatura média, sem vento;
- temperatura máxima, sem vento;
- temperatura mínima, sem vento e
- temperatura ambiente coincidente quando da ocorrência de velocidade de vento de projeto.

Onde as temperaturas mínimas, médias e coincidentes correspondem a valores de temperatura ambiente; a temperatura máxima do cabo deve ser determinada a partir das condições ambientais (temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento) e de correntes possíveis de ocorrerem simultaneamente, de acordo com os registros de dados meteorológicos e curvas de carga estimada. Devem ser verificadas, no mínimo, as condições de corrente máxima, com as condições ambientais correspondentes, e temperatura ambiente e radiação solar máximas, com uma corrente compatível com essas condições. Outras condições, com base nos dados disponíveis, nas quais sejam possíveis temperaturas mais elevadas também devem ser verificadas.

Na falta dos dados mencionados a NBR 5422 recomenda a utilização simultânea dos seguintes valores:

- temperatura máxima média;
- radiação solar igual a 1000 W/m^2 ;
- brisa a 1 m/s ;
- corrente máxima.

Os dados de temperatura para a região atravessada pela linha podem ser estabelecidos pelas concessionárias desde que sejam executadas medições específicas para

a região em questão e a rede de medições local forneça dados mais confiáveis, com um bom sistema e razoável período de registro, e adequada densidade de estações.

Por não levar em conta todas as condições ambientais que ocorrem na região, o método determinístico não admite a ocorrência de temperaturas maiores que a de projeto e dessa forma, traz implícito um risco de falha associado à violação das distâncias de segurança e superação do limite térmico do condutor. A utilização de valores conservadores proporciona uma segurança operacional, no entanto não garante a continuidade do fornecimento de energia.

O método determinístico também não considera a ocorrência de condições ambientais mais favoráveis, como uma maior velocidade de vento e menor temperatura ambiente em relação aos valores assumidos, que produziriam uma ampacidade superior permitindo o adiamento de recapitação e/ou construção de novas linhas, além de manobras desnecessárias e corte de carga, já que o valor da corrente é utilizado como referência na tomada de decisões pela equipe de operação [13].

2.3 MÉTODO ESTATÍSTICO

Os primeiros estudos semi-probabilísticos brasileiros sobre análise dos carregamentos das linhas de transmissão datam de 1983. Época em que a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) implementou o sistema CARELT, um aplicativo desenvolvido em FORTRAN, para subsidiar a definição de limites de carregamento em linhas de transmissão [21]. Esse sistema estruturou uma modelagem eletromecânica da linha de transmissão utilizando critérios de risco, permitindo operar as LTs em situações de emergência com segurança em consonância com a International Electrotechnical Commission (IEC) que preconizava um risco de descarga fase obstáculo máximo de 10^{-4} . Há de se ressaltar que a norma vigente (NB-192) não estabelecia nenhuma consideração similar à adotada pela IEC. Em 1986 a CHESF implantou o sistema SICALT com o intuito de compatibilizar o CARELT com a NBR 5422, publicada no mesmo ano. No ano seguinte foi publicado o primeiro estudo a estabelecer os estados de operação da LT [22], representando um marco no controle e ampliação da ampacidade e permitindo a identificação da possibilidade do aumento do limite térmico e consequente repotencialização de linhas de transmissão [23]. Posteriormente foi criada uma força tarefa conjunta de ampacidade estatística entre o Grupo Coordenador do Planejamento do

Sistema (GCPS) e do Grupo Coordenador da Operação do Sistema Interligado (GCOI) que propôs uma revisão da NBR 5422 utilizando critérios e procedimentos estatísticos para o cálculo da ampacidade de linhas de transmissão [24]. Os desdobramentos desses estudos e outras contribuições vêm sendo considerados para a revisão da NBR 5422, cuja metodologia utilizada para determinar a ampacidade é descrita a seguir.

O enfoque estatístico determina a ampacidade a partir de séries horárias da temperatura superficial do condutor obtidas através da aplicação de um modelo da equação de equilíbrio térmico a séries históricas de dados meteorológicos para correntes específicas ou de medições diretas da temperatura do condutor ou indiretamente através de medição de flecha ou tração mecânica do cabo [25]. Essas séries horárias correspondem às condições climáticas mais críticas da região atravessada pela linha e permitem uma avaliação mais precisa possibilitando um aumento dos níveis de carregamento e dimensionamento mais econômico das LTs sem que haja um decréscimo da confiabilidade operacional [26].

A metodologia estatística, adotada na revisão da NBR 5422 em curso, calcula a ampacidade para a condição operacional nominal e em sobrecorrente em função de dois riscos pré-definidos: o risco térmico em relação a uma dada temperatura e risco de falha do espaçamento mínimo. O risco térmico corresponde à probabilidade de que uma determinada temperatura do condutor venha a ser excedida, conforme representado na Figura 2.1 [25], e o risco de falha do espaçamento é a probabilidade de falha da LT por ocorrência de rompimento do isolamento do espaçamento do condutor ao solo, aos obstáculos atravessados pela linha ou que dela se aproximem.

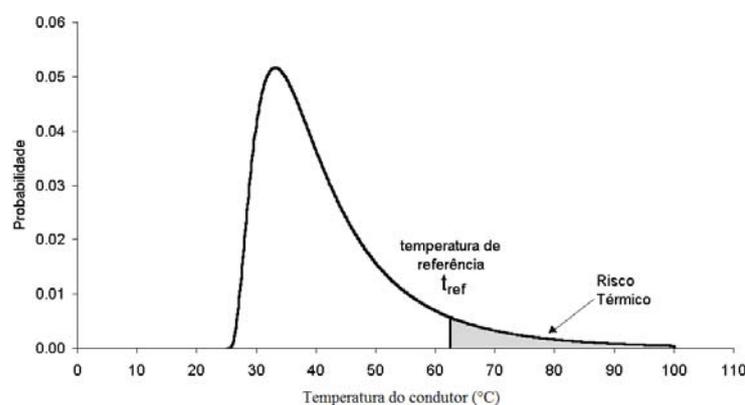


Figura 2.1 – Representação do risco térmico da série horária de temperaturas superficiais do condutor, percorrido por uma determinada corrente, sob condições meteorológicas específicas [25].

A série horária de temperatura superficial do condutor, caso seja obtida através de medição de temperatura, flecha ou tração do cabo, deve ser discretizada em séries parciais com valores constantes de corrente. No caso da aplicação de dados meteorológicos para formação das séries horárias de temperatura superficial do condutor é preciso tomar alguns cuidados para garantir a confiabilidade dos resultados. A velocidade e direção do vento devem ser medidas a uma altura de referência de dez metros e com períodos de integração de dez minutos à uma hora e a radiação solar e temperatura ambiente devem ser medidas a 1,5 metros de altura correspondendo ao valor médio do período de dez minutos. A medição dessas variáveis deve ser realizada simultaneamente devido ao seu grau de interdependência.

Uma representação mais realista do clima da região da linha pode ser conseguida particionando as séries horárias de temperatura do condutor de acordo com os meses frios e quentes do ano e nos períodos diurnos e noturnos. A revisão da NBR 5422 considera como quentes (verão) os meses de outubro a março e como frios (inverno) os demais meses do ano. O período diurno corresponde ao período entre 6 h e 17 h 59 min e o período noturno compreende ao período entre 18 h e 5 h 59 min. De acordo com o período do dia o conjunto desses meses é denominando de verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite. Devido à diversidade climática brasileira a classificação dos meses quentes e frios pode diferir da supracitada, também é possível a utilização de períodos adicionais para uma representação mais precisa do clima da região.

A ampacidade é determinada em função de dois pares de temperaturas, correspondente as condições típicas e limites do regime nominal e em sobrecorrente. Os valores dessas temperaturas dependem do risco térmico, do risco de falha e da condição operacional, conforme representado na Tabela 2.1 [25]. Como a temperatura do condutor depende das condições climáticas os valores típicos e limites são calculados para cada período climático resultante da partição da série horária de temperatura do condutor. As ampacidades em operação normal e sobrecorrente são definidas para as maiores temperaturas das condições típicas e limite de referência associadas as suas respectivas distâncias mínimas de segurança. Para o cálculo das alturas das estruturas é considerada a condição climática mais desfavorável entre os quatro períodos climáticos em que a série horária de temperatura do condutor foi dividida.

Tabela 2.1 – Riscos térmicos e riscos de falha [25].

Ampacidade	Condição típica		Condição limite	
	Risco térmico	Risco de falha	Risco térmico	Risco de falha
Nominal	15 %	10^{-6}	1%	10^{-4}
Sobrecorrente	5 %	10^{-4}	1%	10^{-4}

O risco térmico de uma dada temperatura de referência (T_{ref}) do condutor, para uma corrente constante, é calculado de acordo com a equação (2.1). Onde $f(T)$ corresponde à função de distribuição de probabilidade que se ajusta a série horária de temperaturas superficiais do condutor e T_{min} equivale à temperatura mínima da distribuição estatística. Se a série horária de temperatura superficial do condutor tiver sido construída a partir de dados coletados em um período mínimo de dez anos o risco térmico pode ser determinado pela contagem dos valores observados ou pelo ajuste de uma distribuição estatística a série de dados.

$$P(T \geq T_{ref}) = 1 - \int_{T_{min}}^{T_{ref}} f(T) dT. \quad (2.1)$$

Uma das críticas ao método estatístico reside na necessidade de formação de bancos de dados para a construção das séries horárias de temperatura do cabo. Nem sempre o projetista tem a sua disposição dados que satisfaçam os períodos mínimos de coleta. Estudos realizados pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), com séries horárias históricas de temperaturas superficiais disponíveis para vários cabos CAA percorridos por uma corrente constante e sob as condições ambientais da região, concluíram que é possível utilizar uma função de distribuição de probabilidades log-normal para representar a distribuição de temperaturas superficiais do condutor e que independente do valor da corrente elétrica a função de distribuição de probabilidade seria a mesma variando apenas seus parâmetros amostrais, como média e desvio padrão [27]. Baseada nesses resultados a revisão da NBR 5422 recomenda que na falta de estudos específicos a série horária de temperatura superficial do condutor pode ser representada pela distribuição estatística log-normal a três parâmetros da equação (2.2).

$$f(t) = \frac{1}{\beta\sqrt{2\pi}} (T - T_{min})^{-1} e^{\frac{[-\ln(T-T_{min})-\alpha]^2}{2\beta^2}}. \quad (2.2)$$

Os parâmetros α , β e T_{min} da função densidade de probabilidade log-normal a três parâmetros são estimados através da temperatura média (T_{med}), temperatura mínima (T_{min}) e desvio padrão (T_{dp}) da série horária de temperatura superficial do condutor e pelas equações (2.3) e (2.4). Para períodos de coleta inferiores a dez anos e superiores a três, os riscos térmicos podem ser calculados a partir da equação (2.2) ajustada à série de dados caracterizando as temperaturas mais críticas que porventura não tenham ocorrido no período de medição.

$$\alpha = \ln(T_{med}) - \left(\frac{\beta^2}{2}\right). \quad (2.3)$$

$$\beta = \sqrt{\ln \left[\left(\frac{T_{dp}}{T_{med}}\right)^2 + 1 \right]}. \quad (2.4)$$

As estatísticas T_{med} , T_{min} e T_{dp} da série horária de temperatura superficial do condutor podem ser generalizadas para vários condutores do mesmo tipo em função do seu diâmetro (D) e da corrente em p.u. (I) referida a corrente básica através de modelos de correlação linear múltipla. Para os cabos CAA foram observadas as seguintes equações (2.5), (2.6) e (2.7). Onde k_i representa o i -ésimo coeficiente de correlação linear múltipla.

$$T_{med} = k_1 + k_2 I^2 + k_3 I^2 d. \quad (2.5)$$

$$T_{dp} = k_4 + k_5 t_{med}. \quad (2.6)$$

$$T_{min} = k_6 + k_7 I^2 + k_8 I^2 d. \quad (2.7)$$

Uma forma mais prática de calcular a temperatura de referência do condutor para um dado risco térmico pode ser obtida através da equação (2.8).

$$T_{ref} = T_{min} + e^{(z\beta + \alpha)}. \quad (2.8)$$

Os valores de z , recomendados pela revisão da NBR 5422, dependem do risco térmico de interesse e estão representados na Tabela 2.2 [25].

Tabela 2.2 – Valores de z [25].

Risco térmico	z
15%	1,0364
5%	1,6449
1%	2,3263

Outros períodos de coleta podem ser considerados, desde que, sejam realizados estudos específicos para determinação do período mínimo de coleta que represente as variações sazonais do clima na temperatura do condutor na região da LT. Na falta de estudos específicos a série horária da temperatura superficial do cabo pode ser representada pela distribuição estatística log-normal a três parâmetros.

Caso haja indisponibilidade de dados para construção das séries horárias de temperatura superficial do condutor, os parâmetros alfa, beta da equação (2.2) devem ser determinados através das equações (2.9) e (2.10).

$$\beta = \frac{\ln\left(\frac{T_{RT0,01} - T_{min}}{T_{RT15} - T_{min}}\right)}{2,683} \quad (2.9)$$

$$\alpha = \ln(T_{RT15} - T_{min}) - 1,036\beta. \quad (2.10)$$

Onde os valores de temperatura mínima (T_{min}), temperatura com risco térmico de 15% (T_{RT15}) e 0,01% ($T_{RT0,01}$) devem ser calculados para as seguintes condições meteorológicas:

- T_{min}
 velocidade do vento 5m/s;
 direção: 90°;
 temperatura do ar: média;
 radiação solar: sem sol.
- T_{RT15}
 velocidade do vento: 0,6 m/s;
 direção: 90°;
 temperatura do ar: média das máximas diárias;
 radiação solar: 1000 W/m² (sol forte).

- $T_{RT0,01}$
velocidade do vento: sem vento;
temperatura do ar: máxima maximorum;
radiação solar: 1300 W/m² (sol a pino).

2.4 MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

A monitoração das condições operativas das LTs em tempo real permite uma avaliação mais eficiente das necessidades de um corte de carga aos consumidores, aferição das metodologias de cálculo de carregamento elétrico utilizando séries históricas e em tempo real, supervisão de áreas invadidas e um melhor aproveitamento do nível de carregamento elétrico da linha, possibilitando em alguns casos adiamentos de obras de recapacitação [28].

Os sistemas de monitoramento são constituídos basicamente por quatro subsistemas: sensores, energia, comunicação e computacional. As informações coletadas pelos sensores são transmitidas em tempo real através de sistemas de comunicação para os centros de processamento, onde a informação é armazenada, processada, analisada e disponibilizada para a equipe que executa o despacho de carga em tempo real. Com essas informações as equipes de projeto, planejamento, manutenção e operação podem atuar de forma otimizada e mais segura na exploração máxima do carregamento das LTs.

Independente das grandezas físicas captadas pelos sensores, o objetivo final é determinar a distância entre o cabo e o solo, a qual pode ser convertida através de algoritmos em capacidade de transmissão. Estudos indicam um aumento de até 30% na capacidade de condução de corrente com a utilização do monitoramento em tempo real [29].

As informações dos sensores podem ser transmitidas por vários meios de comunicação, entre eles: rádio frequência, linha telefônica dedicada ou discada, rede de telefonia celular, GPRS/GSM, via canal de fibra óptica, através de tecnologia Bluetooth ou 3G. Os custos envolvidos em cada tecnologia se diferem principalmente pelas suas características construtivas e operativas que proporcionam aplicações e características operacionais diferentes.

2.4.1 Monitoração da temperatura superficial do condutor

O primeiro sistema utilizado para monitorar linhas aéreas calcula a distância entre o cabo e o solo a partir da medição simultânea da temperatura superficial do condutor e da corrente elétrica que o percorre. Esse tipo de monitoramento é utilizado no sistema Power Donut [28]. O subsistema de sensores é constituído por um termômetro de contato e um sensor de corrente. Já o subsistema de energia é composto por uma bobina de corrente que utiliza o campo eletromagnético da linha para alimentar baterias recarregáveis. O tempo de recarga da bateria depende da corrente elétrica, cerca de dez horas para correntes inferiores a 50 A e cerca de 6 h para valores superiores. A utilização do potencial da linha para alimentação das baterias facilita a instalação e manutenção do sistema, mas o deixa vulnerável a descargas atmosféricas e surtos na linha caso não seja tomada as devidas medidas de proteção.

O sistema Power Donut possui uma estação meteorológica que mede a temperatura ambiente e a radiação solar transmitindo estas informações via Bluetooth para o Power Donut acoplado à linha que, por sua vez, as envia, juntamente com os dados de temperatura do condutor e da corrente elétrica, para o centro de processamento via telefone celular. A Figura 2.2(a) mostra o Power Donut conectado a um cabo CAA Rail 954 kmil de uma linha de transmissão e a Figura 2.2(b) ilustra a estação meteorológica do sistema [30].

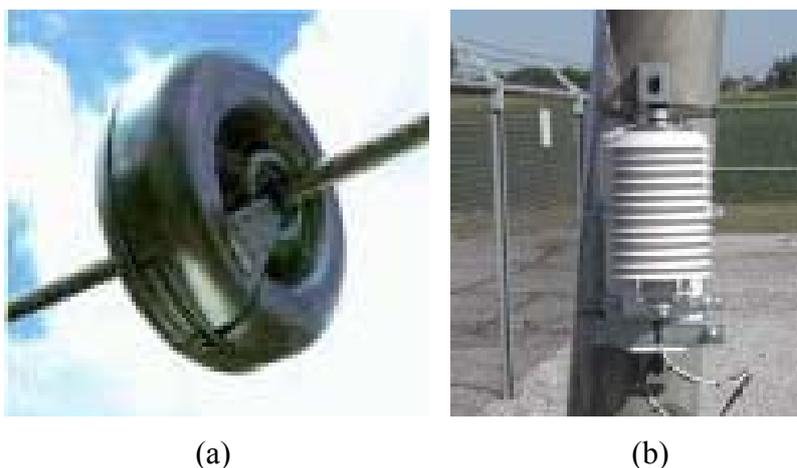


Figura 2.2 – Sistema Power Donut: (a) Power Donut em um condutor CAA Rail 954 kmil e (b) estação meteorológica [30].

Uma das críticas a esse tipo de monitoramento é que ele mede a temperatura localmente. No caso de um vão longo, onde os cabos podem estar simultaneamente sob vento forte ou fraco, com sol ou sob sombra, a leitura em um só ponto específico pode

induzir a erros no cálculo da capacidade da linha. Outro fator limitante é o peso do Power Donut, cerca de 8 kgf. Devido a esse fato, o sensor não pode ser instalado em locais que possuam alturas cabo-solo limitantes, pois provocaria um abaixamento do cabo ainda maior nesses pontos que são considerados críticos [31].

A temperatura do condutor também pode ser medida através de sensores de fibra óptica distribuídos ao longo da linha. A utilização da fibra óptica integrada com o condutor da linha em sistemas de comunicação é uma prática comum nas concessionárias de energia. Atualmente o cabo de fibra óptica é colocado dentro da alma do cabo guarda (cabo OPGW - Optical Ground Wire), mas pode ser utilizado também na alma do condutor de fase das linhas de alta tensão. Em linhas de distribuição de baixa tensão o cabo de fibra óptica pode envolver o condutor da fase. Um sistema de sensores de temperatura distribuído aumenta a precisão dos sistemas de avaliação da linha em tempo real e elimina a necessidade de sistema de comunicação em separado para transmitir os dados de temperatura do condutor da linha para o centro de controle [13].

2.4.2 Monitoração da tração mecânica

Este sistema utiliza uma adaptação do sensor de carga, comumente utilizado para medir o peso de minérios em esteiras rolantes, para medir a tração mecânica nos condutores [32]. É um bom método para monitoramento de cargas de gelo em condutores e preciso por trabalhar com a tração mecânica que reflete o comportamento dos vãos entre as estruturas de ancoragem, mas para instalação e manutenção de seus dispositivos e equipamentos é necessário realizar o desligamento da linha.

Este tipo de monitoramento é utilizado no sistema CAT-1, onde são instaladas células de carga entre o cabo e a torre para medir a tração de esticamento do cabo no tramo. Além do sensor de carga, também conhecido como célula de carga, este sistema possui sensores de temperatura ambiente e sensor de simulação de cabo que mede a influência das variáveis ambientais no cabo. O sistema de energia é composto por baterias tipo automotivo de 12 V recarregáveis através de placas de painel solar. A utilização de um sistema de energia solar possibilita isolar os sensores e outros equipamentos eletrônicos de possíveis fontes de surtos, como descargas atmosféricas ou surtos na LT. A Figura 2.3 mostra a célula de carga e o sistema de energia utilizado no sistema CAT-1 [28].

O subsistema de comunicação é dividido em dois módulos. Um local remoto que transmite a informação via rádio da estação remota local até a subestação de coleta de

dados. O segundo, subremota de automação, é instalado em uma estação de transformação do sistema elétrico para integrar os protocolos de comunicações existentes entre os sistemas CAT-1 e remota da subestação.



Figura 2.3 – Sistema CAT-1: (a) célula de carga entre a torre e a cadeia de isoladores e (b) painéis solares que alimentam as baterias recarregáveis do sistema [28].

2.4.3 Monitoração da distância do cabo ao solo

A distância do cabo ao solo é determinada utilizando equipamentos de ultra-som, raio laser ou câmeras. A distância reflete a resposta mecânica do condutor à sua temperatura média evitando erros de medição pontual. Uma das vantagens deste sistema é que não há necessidade de tirar a linha de operação para instalação e manutenção dos equipamentos e dispositivos de medição.

A aplicação de sensores de ultra-som, utilizada no sistema SONAR, é uma adaptação derivada do setor petroquímico onde serve para medir a altura de reservatórios de combustíveis [32]. Este sistema é composto por uma trena eletrônica que mede a distância entre dois obstáculos, ilustrada na Figura 2.4, e possui o mesmo sistema de energia do CAT-1. Além do sensor para medir a altura utiliza sensores para monitorar a temperatura ambiente no local da medição da altura e outro para medir a temperatura de operação dos equipamentos da estação remota local. Seu sistema de comunicação é via telefonia celular programado para receber chamadas para acesso da base de dados em tempo real. A utilização da telefonia móvel facilita a instalação da rede de comunicação entre os subsistemas da tecnologia de monitoramento.



Figura 2.4 – *Sensor do sistema SONAR [32].*

A instalação do SONAR é inviável em vãos sob travessias (rodovias, estradas de ferro, etc.) que são muitas vezes os vãos críticos, além da instalação do equipamento o expor a curiosidade de terceiros e vandalismo [31]. Novas tecnologias contornam essas dificuldades, entre elas o sistema VFlecha, desenvolvido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e o Sagometer. O VFlecha utiliza um emissor de raio laser instalado no condutor da linha, conforme ilustrado na Figura 2.5 [32], e uma unidade receptora instalada na estrutura.



Figura 2.5 – *Emissor a laser do sistema VFlecha instalado em uma LT [32].*

O Sagometer possui uma câmera que captura a imagem de um alvo fixado no condutor, permitindo determinar a ampacidade e balanço do mesmo. A câmera é fixada na estrutura, conforme ilustrado na Figura 2.6 (a) [33]. O alvo pode ser fixado no cabo com a linha energizada, Figura 2.6 (c), e os demais componentes podem ser instalados na estrutura, conforme a Figura 2.6 (b) que mostra o sistema de energia e estação meteorológica do sagometer. Durante a noite o monitoramento do alvo é realizado através de um sistema de iluminação próximo ao infravermelho.

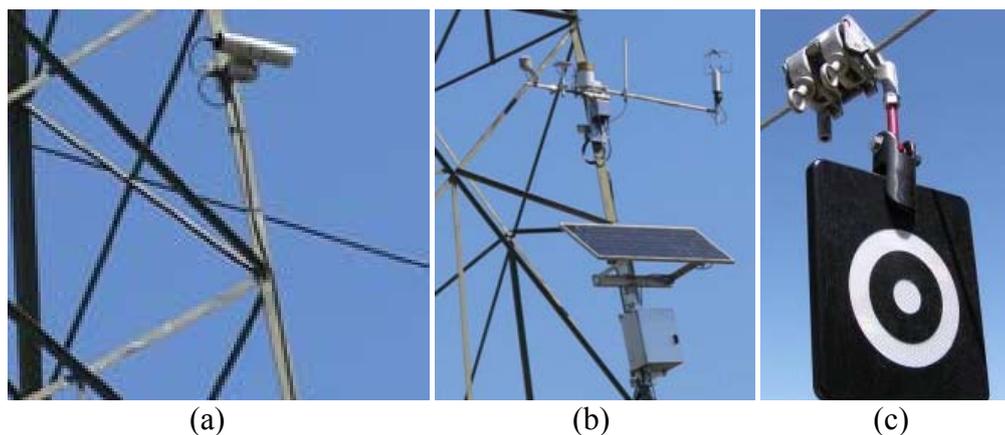


Figura 2.6 – Sagometer: (a) câmera (b) sistema de energia e (c) alvo [33].

2.4.4 Monitoração das condições climáticas

A instalação de estações meteorológicas pelas concessionárias, muitas vezes objetivando a coleta de dados para análise estatística, impulsionou a determinação da ampacidade através da monitoração das condições climáticas. O número ideal de estações utilizadas neste monitoramento deveria ser suficiente para garantir que os dados coletados representassem de forma mais fiel o clima da região. Por questões econômicas são instaladas estações apenas nos vãos mais críticos da linha restringindo as medições a um ponto particular na maioria dos casos [34]. Dessa forma não são representadas as variações climáticas e topográficas da região na qual a linha está inserida. Institutos meteorológicos podem fornecer dados que auxiliem na escolha dos locais mais críticos para instalação das estações. Também devem ser tomados cuidados adicionais na escolha dos equipamentos de medição. Por exemplo, para ventos de pouca intensidade os anemômetros convencionais não conseguem medir com precisão a velocidade e direção do vento, situação que pode ser contornada com o uso de anemômetros digitais [35].

Neste monitoramento, a ampacidade é determinada através da resolução da equação de equilíbrio térmico do condutor utilizando informações recebidas em tempo real ou obtidas por uma replica do condutor. No segundo caso, duas amostras do mesmo condutor são instaladas próximas a linha, uma submetida a uma determinada corrente elétrica (condutor c_2) e outra não (condutor c_1). A diferença de temperatura entre as amostras permite determinar a influência dos parâmetros externos sem a necessidade de determinar a radiação solar e temperatura ambiente [36] [37] [38], como será demonstrado a seguir.

O equilíbrio térmico do condutor pode ser representado de forma aproximada pela equação (2.11) e as parcelas de calor por efeito Joule, convecção e radiação são descritas, respectivamente, pelas equações (2.12), (2.13) e (2.14).

$$Q_{Jx} + Q_{Sx} = Q_{Cx} + Q_{Rx}. \quad (2.11)$$

$$Q_{Jx} = R_x I^2. \quad (2.12)$$

$$Q_{Cx} = a(T_{cx} - T_a). \quad (2.13)$$

$$Q_{Rx} = b(T_{cx}^4 - T_a^4). \quad (2.14)$$

Onde:

- Q_{Jx} calor ganho devido ao efeito Joule pelo condutor x [W/m];
- Q_{Sx} calor ganho devido ao aquecimento solar pelo condutor x [W/m];
- Q_{Cx} calor dissipado por convecção pelo condutor x [W/m];
- Q_{Rx} calor dissipado por radiação pelo condutor x [W/m];
- I Corrente elétrica [A];
- R_x Resistência elétrica do condutor x [Ω /m];
- a e b parâmetros de proporcionalidade;
- T_a Temperatura ambiente [$^{\circ}$ C];
- T_{cx} Temperatura do condutor x [$^{\circ}$ C].

Como o condutor c_1 não é percorrido por nenhuma corrente, Q_{Jc_1} será igual a zero resultando na equação (2.15).

$$Q_{Sc_1} = Q_{Cc_1} + Q_{Rc_1}. \quad (2.15)$$

Substituindo as equações (2.13) e (2.14) em (2.15), tem-se:

$$Q_{Sc_1} = a(T_{cc_1} - T_a) + b(T_{cc_1}^4 - T_a^4). \quad (2.16)$$

A partir das equações (2.12), (2.13) e (2.14), a equação de equilíbrio térmico do condutor c_2 pode ser expressa como:

$$R_{c_2} I^2 + Q_{Sc_2} = a(T_{cc_2} - T_a) + b(T_{cc_2}^4 - T_a^4). \quad (2.17)$$

Como a parcela de calor devido ao aquecimento solar não depende da temperatura superficial do condutor, pode-se igualar Q_{Sc_1} a Q_{Sc_2} . Substituindo a equação (2.16) em (2.17) obtém-se:

$$R_{c_2} I^2 + a(T_{cc_1} - T_a) + b(T_{cc_1}^4 - T_a^4) = a(T_{cc_2} - T_a) + b(T_{cc_2}^4 - T_a^4). \quad (2.18)$$

Simplificando:

$$R_{c_2} I^2 = a(T_{cc_2} - T_{cc_1}) + b(T_{cc_2}^4 - T_{cc_1}^4). \quad (2.19)$$

A equação (2.19) corresponde à equação de equilíbrio térmico do condutor c_2 com o valor da temperatura do condutor c_1 no lugar da temperatura ambiente e desprezando o aquecimento do condutor devido à radiação solar. Com os valores das temperaturas dos condutores replica e corrente elétrica é possível determinar a dissipação de calor por convecção através da equação (2.19) obtendo, posteriormente, a velocidade efetiva do vento no local onde está instalado o conjunto de condutores. Com o valor da velocidade do vento e conhecendo o limite térmico da linha a ampacidade é determinada através da seguinte equação:

$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R}}. \quad (2.20)$$

Onde Q_S é igual a zero, a temperatura ambiente e a temperatura do condutor da linha nos termos Q_C e Q_R correspondem, respectivamente, a temperatura do condutor c_1 e a máxima temperatura permissível para o condutor da linha. Como o valor de R varia em função da temperatura, ele também é calculado para a máxima temperatura permissível

para o condutor da linha. O diâmetro e emissividade do condutor da linha são utilizados para cálculo dos parâmetros a e b .

Uma das principais vantagens do método dos condutores replica é o baixo custo. O primeiro sistema a utilizar este método foi o ThermalRate, ilustrado na Figura 2.7 onde estão representadas as duas amostras de condutores dispostas em forma de “T” [39]. Este sistema pode ser instalado em um mastro da subestação, em um poste separado ou na própria estrutura de transmissão. Sua instalação deve ser realizada a uma altura aproximadamente igual à menor distância de segurança do condutor ao solo da linha e orientado na mesma direção desta de forma a experimentar as mesmas condições meteorológicas. Outros sistemas foram desenvolvidos em seguida, com pequenas variações tecnológicas, mas a essência do método permanece a mesma.



Figura 2.7 – Sensor ThermalRate instalado em uma estrutura de fim de linha [39].

2.4.5 Monitoração através das vibrações eólicas

Desenvolvido por pesquisadores da *Université de Liège* o Ampacimon é um dispositivo capaz de determinar o nível de carregamento elétrico da linha de transmissão através da análise da frequência da vibração eólica do condutor [40]. Diferentemente das outras técnicas de monitoramento não é preciso medir dados do condutor, parâmetros meteorológicos ou topográficos. Os sinais medidos são divididos em pequenas amostras e processados através de algoritmos baseados em transformadas de Fourier rápidas e transformadas wavelet que fornecem o valor da flecha do condutor em tempo real e uma análise da vibração eólica. A medição da frequência da vibração possibilita avaliar em poucas semanas o risco de deterioração do condutor (evolução da fadiga), determinando a necessidade de medidas preventivas, como instalação de amortecedores de vibração, e posterior análise da eficácia dessas medições [41]. O ampacimon, Figura 2.8 [42], é instalado diretamente no condutor sem que haja necessidade de desligamento da linha e

utiliza o potencial desta para recarregar as baterias de seu sistema de alimentação. Também não requer calibração do dispositivo para iniciar as medições.



Figura 2.8 – *Instalação do Ampacimon em uma linha de 400 kV [42].*

2.5 PREDIÇÃO DE AMPACIDADE

Nas últimas duas décadas foram propostas diversas técnicas para prever a ampacidade com algumas horas de antecedência, através do reconhecimento de padrões climáticos de uma determinada região obtidos de uma base contínua e extensa de dados meteorológicos. Independente da metodologia utilizada, redes neurais, modelagem difusa, regressão linear ou outra, geralmente a ampacidade é determinada com uma antecedência de 24 a 48 h.

Uma das metodologias mais promissoras na área de previsão de ampacidade foi apresentada por Anjan K Deb em 1995 [13]. Sua metodologia é capaz de determinar a ampacidade com até sete dias de antecedência e gerar valores horários de dados meteorológicos para modelos estatísticos e analíticos, eliminando a necessidade de medir dados meteorológicos em tempo real para formação de uma base contínua. Esta metodologia trabalha com dois conjuntos de dados meteorológicos: uma série histórica de dados e outro conjunto de dados climáticos previstos, fornecido por um instituto meteorológico. Os valores horários dos dados históricos para diferentes estações do ano são tratados em séries de Fourier. Através de redes neurais são reconhecidos padrões que serão ajustados para prever os dados previstos pelo instituto. A partir desses padrões são gerados valores de temperatura ambiente e velocidade do vento.

No cenário nacional, destaca-se a metodologia, baseada em redes neurais artificiais, apresentada por Bosignoli em 1999 [43]. Esta técnica permite estimar a temperatura do condutor em tempo real e prever seu valor para horizontes de curto e médio prazo, levando em conta longos períodos de observação. Além das características da linha de transmissão, a modelagem da rede é feita a partir de dados climáticos e, no caso da previsão, da

evolução temporal da própria temperatura do condutor. Os resultados obtidos indicam uma maior precisão quando comparadas com os modelos da equação de equilíbrio térmico, mas ainda é necessário realizar exaustivos testes para comprovação do método.

2.6 TÉCNICAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

O desenvolvimento de novos critérios técnicos de projeto, tratamento, monitoração e predição de dados meteorológicos constituem apenas uma parcela do total de estudos na área de ampliação da capacidade de transporte das linhas de transmissão, a qual é restrita pelo limite térmico e por fatores sistêmicos. Enquanto o limite térmico está associado à distância do cabo ao solo, os fatores sistêmicos refletem a interação dos parâmetros reatância série, capacitância e potência natural da linha com o sistema [44]. Dependendo do comprimento da linha, do suporte de reativo disponível e da estabilidade do sistema, a potência transportável pode ser limitada pela queda de tensão ou para evitar, em caso de falha de algum elemento, a propagação de desligamentos em cascata, por instabilidade do sistema.

Quando as distâncias de segurança forem violadas em alguns vãos a raspagem do solo pode ser uma solução viável desde que a consistência do terreno permita sua escavação com trator; no local haja espaço para lançamento do material escavado; as distâncias de transporte de terra a retirar forem curtas; a conformação do terreno for de modo que a escavação feita não acumule água formando uma lagoa sob os condutores, no caso em que não seja viável economicamente fazer a drenagem [22]. Essas soluções, entretanto têm sofrido críticas severas associadas a questões ambientais, principalmente quando volumes de solos férteis são removidos. Quando a raspagem do solo não for exequível, 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, como ilustrado na Figura 2.9 [45]. Embora haja um ganho na altura de suspensão, acaba-se onerando o isolamento e a suportabilidade mecânica ao rompimento de fase [46]. Caso as técnicas citadas não eliminem os cabos baixos pode ser examinada a alternativa de inserir uma nova estrutura no vão. Tal situação retrata uma condição crítica devido ao seu alto custo e dificuldade de implementação em perfis topográficos acidentados.

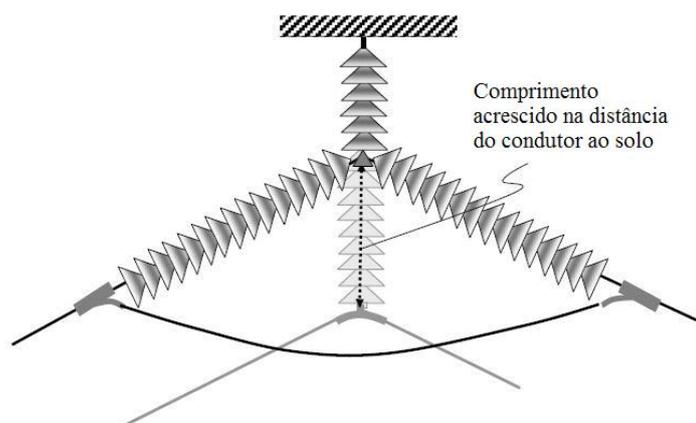


Figura 2.9 – Conversão de uma cadeia de isoladores de suspensão em uma cadeia de falsa amarração [45].

A substituição das linhas existentes por outras de maior capacidade aproveita as mesmas faixas de servidão, porém devem ser considerados os custos de desmontagem e montagem das novas LTs [47]. A recapacitação com o condutor existente deve ser precedida de uma análise das distâncias cabo solo, verificando a necessidade de instalar estruturas adicionais no meio dos vãos. Soluções clássicas são o recondutoramento da LT com um condutor de seção maior e o retensionamento do condutor. No primeiro caso, o aumento da seção do condutor reduz sua resistência elétrica, diminuindo a dissipação de calor por efeito Joule, conseqüentemente permitindo um aumento na ampacidade.

A substituição do condutor implica, na maioria dos casos, em mudanças nas torres e fundações [34]. Logo, torna-se necessário efetuar um redimensionamento estrutural completo na série de estruturas utilizadas, levando em consideração seu tempo de operação e estado de conservação. A substituição do condutor existente por condutores que de baixa flecha e alta temperatura, conhecidos também como condutores especiais, fornece um ganho considerável na ampacidade sem aumentar os esforços sobre as estruturas. Estes condutores possuem propriedades que possibilitam para uma mesma flecha uma temperatura maior de trabalho. Existem vários tipos de condutores especiais disponíveis no mercado, cada um fornecendo um ganho de ampacidade específico. Este é um tema que será bastante explorado em capítulos subseqüentes.

Quanto ao retensionamento, o aumento da tração reduz a distância do condutor ao solo, permitindo uma elevação na temperatura do condutor, desde que não sejam ultrapassados seu limite térmico, e conseqüente aumento de ampacidade. O risco associado com a probabilidade de uma condição operacional insegura é o mesmo que o anterior ao aumento da tração [48]. Esse tipo de solução, entretanto, deve ser avaliado com detalhes a

possibilidade de deteriorar o desempenho da linha de transmissão quanto a vibrações eólicas, fato que se torna ainda mais grave quando se trata de uma linha com elevado tempo de operação.

Para restrições sistêmicas, a adoção de equipamentos modernos de compensação reativa e aplicação da tecnologia de linha de potência natural elevada (LPNE), na concepção de uma nova instalação ou na recapacitação de linhas, são exemplos de soluções que permitem aumentar a capacidade de transporte de LTs. Uma alternativa muito promissora para recapacitação de linhas de transmissão consiste na utilização da técnica de feixe expandido (FEX) [49] [50]. Esta técnica consiste no redimensionamento do feixe de condutores de forma a aumentar a potência natural através da redução da impedância e consequente diminuição na queda de tensão. Para linhas novas pode ser considerada a possibilidade de se adotar um feixe com dois cabos em vez de um só, adotando a mesma área total de alumínio de forma a não aumentar os custos [44]. Quando a linha tiver originalmente um cabo por fase, esta solução implica na adição de um cabo auxiliar, em posição determinada pelos estudos elétricos e mecânicos. Nestas soluções é possível determinar na fase de projeto, a bitola e a posição ideal do novo cabo, de modo a maximizar a capacidade de transporte. Embora as limitações estruturais existentes normalmente impeçam a adoção da solução teoricamente ótima, mediante uma abrangente análise de engenharia, e considerando a quantidade enorme de possibilidades que a técnica do FEX oferece, geralmente é possível achar uma solução para que a LT opere mais adequadamente no sistema. A técnica LPNE também tem sido utilizada, com desempenho bastante satisfatório, no desenvolvimento de novos padrões estruturais com um ganho de até 212% no nível de carregamento [51]. Ressalva-se, entretanto, que essas soluções devem ser sempre avaliadas do ponto de vista da ampacidade resultante da linha de transmissão no intuito de preservar as alturas de segurança, minimizando o risco de acidentes com terceiros.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A escolha adequada de um método de repotencialização é um processo complexo e varia de acordo com as características do projeto. A relação custo benefício, as restrições a implantação e tempo de execução da solução são fatores determinantes nesta decisão.

O aumento do nível de tensão é a solução que oferece o maior ganho na capacidade de transporte de energia da LT, porém requer um número elevado de alterações na linha,

um longo período de tempo para ser implementada e possui um custo elevado. A utilização de condutores de maior seção também necessita de várias alterações, mas o ganho obtido é considerável quando a linha apresenta limitações em sua capacidade por aspectos de corrente máxima. Já na recapacitação com os mesmos condutores as modificações são menores, os ganhos são modestos e nem sempre essa solução pode ser utilizada. No caso da monitoração em tempo real e aplicação do método probabilístico não há modificações na linha, embora alguns equipamentos de monitoração exijam a saída da linha para sua instalação. As restrições sistêmicas podem ser contornadas através da adoção de equipamentos modernos de compensação reativa e técnica de feixe expandido. Neste contexto, pode-se atingir um estágio onde o último limite da linha pode ser a capacidade térmica dos cabos condutores. A aplicação de condutores especiais tem proporcionado um aumento na ampacidade de até 300%. No próximo capítulo serão abordados os principais tipos, características e aplicações destes condutores.

3 CONDUCTORES ESPECIAIS

3.1 INTRODUÇÃO

Em 1882 Thomas Edison fundou a primeira empresa de geração e comercialização de energia elétrica. Sua utilização foi facilitada pela invenção da lâmpada incandescente e pela utilização das máquinas elétricas como força motriz na indústria e nos transportes. Seguiu-se o emprego da corrente alternada, a invenção dos transformadores, dos motores de indução e síncronos e a utilização do sistema trifásico. Grandes avanços para o setor elétrico. Mas foi a invenção de um processo industrial econômico de redução de alumina em alumínio em 1886 que permitiu a rápida expansão do setor. O alumínio por suas excelentes propriedades teve ampla aplicação não só nos equipamentos elétricos, mas principalmente nos condutores para transporte de energia elétrica [52][53].

O primeiro metal a ser utilizado como condutor de energia elétrica foi o cobre. Por possuir alta condutividade comparada a sua relação resistência mecânica peso seu dimensionamento era determinado por considerações mecânicas. A bitola do condutor acabava sendo maior do que a requerida do ponto de vista da eficiência elétrica. Devido a seu peso os vãos eram pequenos, encarecendo o custo das linhas. Um acordo internacional determinou um padrão de cobre recozido (IACS – Internacional Annealed Copper Standard) para comparação com os demais metais. A condutividade do cobre eletrolítico padrão IACS é considerada de 100%, enquanto que a liga de cobre utilizada nos condutores para transporte de energia tem 97,3% de condutibilidade IACS [54].

O baixo peso do alumínio, sua resistência à corrosão, baixo custo, alta condutibilidade térmica e elétrica fizeram com que, em pouco tempo, este metal fosse o mais utilizado em condutores para transporte de energia elétrica. A primeira linha a utilizar um condutor de alumínio foi construída em 1895 na Califórnia. A rigidez do condutor limitava o comprimento dos vãos. O encordoamento aumentou a flexibilidade dos condutores melhorando sua usabilidade. O primeiro condutor de alumínio encordoado (sete

tentos) foi utilizado em uma linha construída pela Connecticut Electric Light Company em 1898 e permaneceu operando diariamente por mais de cinquenta anos [55].

Para atender a necessidade de condutores com uma maior relação resistência mecânica peso foram desenvolvidos os cabos de alumínio com alma de aço (CAA). Estes condutores aliam a excelente condutividade elétrica e resistência à corrosão do alumínio com a alta resistência mecânica do aço. Sua primeira aplicação data de 1907. O cabo CAA teve rápida aceitação e tornou-se quase que exclusivamente o condutor utilizado pelas empresas de transmissão e distribuição até 1939, quando foi apresentado um novo condutor de liga de alumínio-magnésio-silício. O cabo de alumínio-liga (CAL) conservava as mesmas propriedades elétricas e mecânicas do cabo CAA, mas apresentava melhor resistência a corrosão e menor peso. Com o desenvolvimento do cabo CAL e posteriormente do cabo de alumínio reforçado com liga de alumínio (CALA) os projetistas tiveram outras alternativas ao cabo CAA.

Muitos projetos de condutores foram desenvolvidos. Cada um tentando contornar alguma restrição imposta a sua operação ou melhorar propriedades elétricas e mecânicas. Resistência a vibração e galope, menor absorção de impactos, maior resistência a corrosão, capacidade de operar a altas temperaturas, redução do peso específico, elevada resistência mecânica e minimização de corona são algumas das características incorporadas a esses novos condutores. Alguns são aplicados em casos bem específicos. Outros, apesar de melhorar significativamente determinada propriedade, foram preteridos devido a dificuldades de instalação e/ou altos custos.

Um grupo de condutores que tem se mostrado bastante promissor é dos que podem operar a altas temperaturas com flechas reduzidas, também conhecidos como “condutores especiais”. Com o aumento da demanda é preciso ampliar a capacidade de transmissão do sistema elétrico. Novas técnicas para elevar a capacidade de transporte a baixo custo têm sido desenvolvidas impulsionadas pelo elevado preço da construção de novas linhas de transmissão e dificuldades de negociação de novas faixas de servidão com órgãos de licenciamento e a comunidade. Quando o limite térmico da linha é determinado pela capacidade térmica dos condutores uma das soluções para elevar a capacidade de transmissão é a aplicação dos condutores especiais.

Diante da variedade de condutores é imprescindível que o projetista conheça todas suas características e todos os tipos disponíveis. A escolha do condutor para transporte de energia elétrica não depende apenas da sua capacidade de transporte, nem da máxima

temperatura em que ele pode operar. É necessário analisar também a flecha resultante sob alta temperatura e carregamento mecânico adverso, a estabilidade da linha versus a corrente que ela transporta, as características de fadiga do material, a operação econômica versus o carregamento térmico entre outros parâmetros [55]. Neste capítulo é realizada uma descrição dos principais condutores utilizados no transporte de energia elétrica, suas aplicações e limitações.

3.2 TIPOS DE CONDUTORES

Os cabos utilizados nas linhas aéreas de transmissão e distribuição são encordoados concêntricos compostos de uma ou mais camadas helicoidais enroladas em sentidos opostos. Seus constituintes mais comuns são o aço e o alumínio. O aço fornece o reforço mecânico enquanto o alumínio proporciona a condutividade. Foram apresentadas novas ligas de alumínio, geometrias diferentes (condutores compactados), comportamento mecânico diferenciado (condutores suportados pelo aço), coloração dos cabos ou dos tentos, etc. Mas os constituintes básicos permaneceram os mesmos. Recentemente foram desenvolvidos novos materiais como o Invar, o compósito de óxido de alumínio e o compósito de fibra de carbono e vidro. Esta seção apresenta os condutores comumente utilizados pelas empresas do setor elétrico como também os que oferecem maior capacidade de transporte de energia elétrica.

3.2.1 Cabo de alumínio (CA)

Também conhecido como ASC (Aluminum Stranded Conductor) é constituído pelo encordoamento concêntrico de um ou mais fios de alumínio liga 1350. É geralmente utilizado em linhas de distribuição de áreas urbanas onde os vãos são pequenos e a condutividade exigida é elevada. Devido a sua excelente resistência à corrosão também tem sido aplicado em áreas costeiras [55]. São designados internacionalmente por nomes de flores no idioma inglês. A Figura 3.1 ilustra encordoamentos típicos do cabo CA [56].

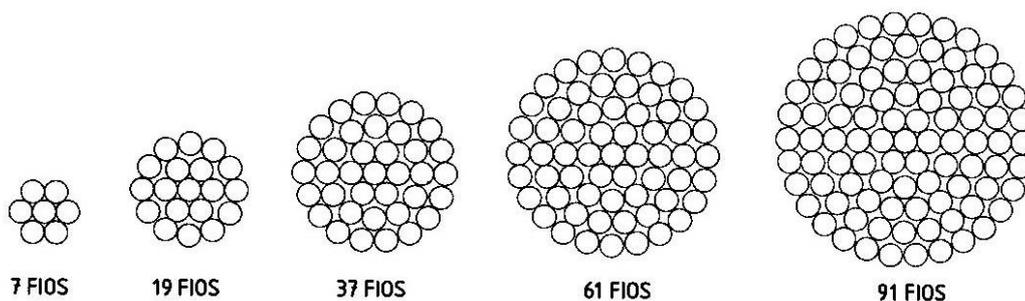


Figura 3.1 – Encordoamentos usuais de cabos de alumínio [56].

3.2.2 Cabo de alumínio com alma de aço (CAA)

Designado internacionalmente como ACSR (Aluminum Conductor Stranded Reinforced) o cabo CAA é 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. A coroa de alumínio fornece uma excelente condutividade enquanto a alma de aço aumenta a resistência mecânica do cabo.

Inicialmente houve um rápido aumento da relação aço/alumínio utilizada nesses cabos, mas com o aumento das bitolas a tendência tem sido a redução desta relação [55]. 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. Na Figura 3.2 são mostrados alguns dos encordoamentos utilizados [56]. O teor de aço está intimamente relacionado com o encordoamento do cabo. Por exemplo, o encordoamento com dezoito fios de alumínio e um fio de aço (18 Al / 1 Aço) possui um teor de aço de 13%.

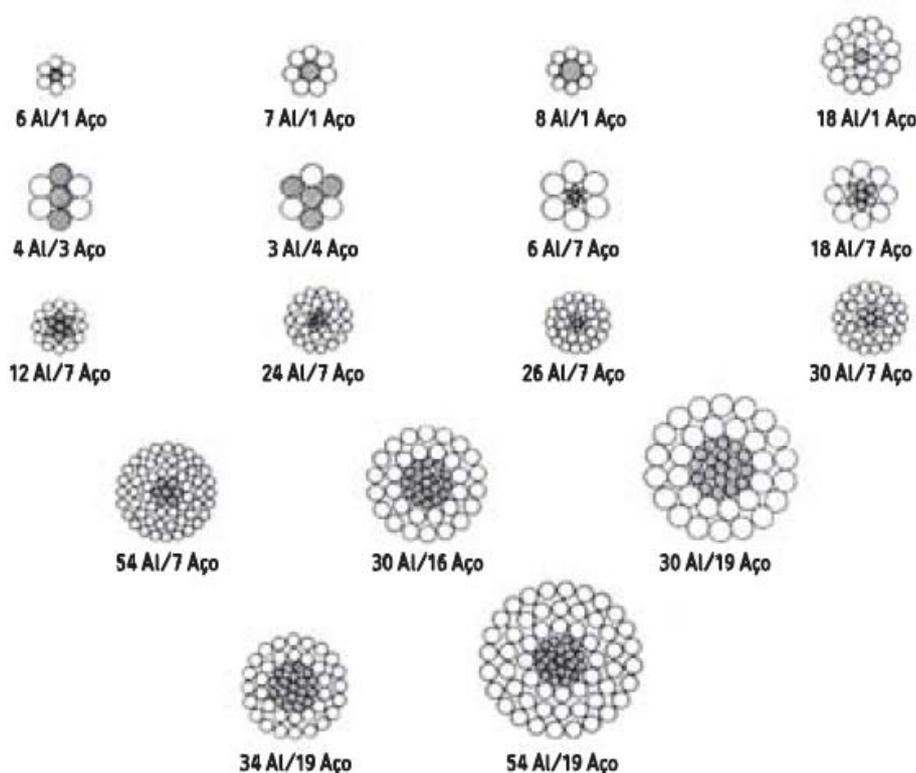


Figura 3.2 – Encordoamentos usuais de cabos alumínio com alma de aço [56].

Os fios da alma de aço do cabo CAA devem ser revestidos com zinco, disponível em três classes de revestimento, para ser mais resistente a corrosão. Os revestimentos das classes B e C são, respectivamente, duas e três vezes mais espessos que os da classe A

[52]. Os condutores da alma também podem ser revestidos com alumínio (CAA/AW) ou serem de aço aluminizado. Estes condutores têm uma propriedade anticorrosiva melhorada em relação ao cabo CAA.

O código internacional para identificação de cada cabo CAA é o nome de uma ave em inglês. O projeto de revisão da ABNT NBR 7270 de outubro de 2008 [57] previsto para substituir a ABNT NBR 7220:1988 [58] sugere que os cabos CAA sejam designados por seu código internacional e classe de zincagem dos fios de aço. Quando não houver código internacional deve ser designada a seção do cabo de alumínio, seção da alma de aço, número de fios de alumínio, número de fios de aço e classe de zincagem dos fios de aço. Até a efetivação da padronização métrica a escala AWG e os valores das seções em MCM podem ser adotados.

3.2.3 Cabo de alumínio-liga 6201 (CAL 6201)

A liga de alumínio 6201 (alumínio-magnésio-silício) foi desenvolvida inicialmente como uma alternativa ao cabo CAA de alta resistência mecânica. Sua resistência mecânica é duas vezes superior a da liga Al 1350. Esta propriedade permitiu, em algumas situações, substituir os fios de aço galvanizado que formam a alma do cabo CAA, diminuindo assim o peso por unidade de comprimento dos condutores [56].

Sua condutividade é de 52,5% IACS contra uma condutividade de no mínimo 61 % IACS para a liga Al 1350. Quando se compara as seções transversais dos condutores essa aparente desvantagem é revertida. O tratamento térmico aplicado a liga antes da trefilação (processo onde um material é forçado a passar em uma matriz para ter seu diâmetro reduzido e comprimento aumentado) confere ao material um aumento de resistência à corrosão inter-granular, tornando-o uma excelente opção para aplicações em ambientes altamente poluídos e/ou de salinidade marítima severa.

O cabo CAL também apresenta menores perdas elétricas. Como o condutor não possui componentes magnéticos, as perdas magnéticas, que ocorrem no caso do cabo CAA devido à indução na alma de aço, não existem e sua dureza superficial, duas vezes a da liga Al 3510, reduz a abrasão do condutor durante o lançamento e manuseio reduzindo as perdas por efeito corona. O diâmetro externo equivalente do cabo CAL tem aproximadamente a mesma ampacidade e resistência mecânica que os seus equivalentes CAA, com uma relação resistência mecânica peso muito melhorada. Porém o coeficiente

de dilatação térmica é maior do que o do cabo CAA limitando seu uso como condutor de transmissão.

Recentemente este tipo de cabo tem sido utilizado com grande sucesso em sistemas de transmissão devido ao reconhecimento de suas melhoras elétricas em relação aos cabos CAA. Desde 2003 está em operação a LT 230kV Goianinha- Mussuré de 51 km da Goiana Transmissora de Energia S.A. (GTESA) que utiliza o cabo CAL 6201 Flint 747,8 MCM. Esta linha foi melhorada através da modificação do cabo CAA Grosbeak 636 MCM. O estudo de viabilidade e comprovação técnico-econômica foi resultado de uma parceria entre a GTESA, Nexans Brasil e Hot Line. Como os cabos utilizados são mais leves e possuem melhor relação resistência mecânica/peso foi necessária uma quantidade menor de estruturas e menos robustas. Conseguiu-se desta forma uma redução no custo da linha de 20% [59]. O sucesso da iniciativa serviu de ponto de partida para novos projetos com a utilização do cabo CAL 6201 não só para linhas novas, mas também na recapacitação de linhas existentes.

A COPEL (Companhia Paranaense de Energia) utilizou o cabo de alumínio-liga na recapacitação de mais 150 km de linhas de transmissão em 138 kV. A recapacitação foi realizada com a substituição dos cabos CAA Partridge 266,8 MCM por cabos CAL Butte 321,8 MCM, passando de uma temperatura de projeto de 55°C para 75°C. As linhas recapacitadas foram construídas a cerca de 40 anos, originalmente para 69 kV e, em 1985, foram reisoladas para 138 kV. Como o peso unitário do cabo Butte é inferior ao do Partridge os ângulos de balanço ultrapassaram dos seus limites em grande parte das estruturas. A solução foi instalar próximo aos grampos de suspensão um arranjo com pesos adicionais, visando diminuir os ângulos de balanço verificados, conforme Figura 3.3 [47].



Figura 3.3 – Fotografia do arranjo de pesos adicionais aplicados a uma linha de 138 kV para reduzir os ângulos de balanço após substituição do condutor CAA Partridge 266,8 MCM pelo condutor CAL Butte 321,8 MCM de peso inferior [47].

Outras combinações de tentos da liga de alumínio 6201 com tentos da liga de alumínio 1350 ou de aço fornecem cabos de maior resistência mecânica. O cabo de alumínio reforçado com liga de alumínio (CALA) é constituído por uma alma de fios de liga de alumínio 6201 envolvidos por tentos de liga de alumínio 1350. Esses tentos podem ser permutados entre sim permitindo uma melhor adequação a cada aplicação. Outra opção é o cabo de liga de alumínio 6201 reforçado com aço (AACSR - All Aluminum Conductor Steel Reinforced). Este é composto por uma alma de aço envolvida por uma coroa de tentos de liga 6201 proporcionando uma resistência mecânica até 60% superior ao do cabo CAA, mas há uma redução na condutividade de cerca de 10%.

3.2.4 Cabo de alumínio termorresistente com alma de aço (T-CAA ou T-ACSR)

A liga de alumínio termorresistente, utilizada no cabo T-CAA, possui as mesmas características elétricas e mecânicas da liga de alumínio tradicional 1350, mas pode operar em regime contínuo a 150°C e em regime de emergência a 180°C sem que haja deterioração de suas propriedades mecânicas [56]. Essa característica deve-se ao maior teor de zircônio encontrado na liga, 2,4 vezes o valor encontrado na liga Al 1350.

A adição de zircônio é utilizada para formar uma fina camada entre os grãos da liga de alumínio inibindo o recozimento e a recristalização do material, aumentando / recozimento, podendo aumentar a temperatura de operação dos cabos que utilizam esse tipo de liga. O valor máximo recomendável para o condutor de liga de alumínio 1350 é de 90°C para regime contínuo e 120°C para regime de emergência [60].

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%.

Já para uma mesma capacidade de corrente o cabo T-CAA teria um diâmetro 20% a 30% inferior ao do cabo CAA. Consequentemente há uma redução nos custos dos condutores, acessórios e estruturas [44]. É bastante utilizado pelas empresas de distribuição e transmissão do Japão [61].

O cabo de alumínio termorresistente também pode ser utilizado como condutor auxiliar na técnica do feixe expandido (FEX) para aumentar a potência natural da linha. Como o cabo de menor bitola, utilizado no FEX, pode ser submetido a uma densidade de corrente maior do que a do cabo original e conseqüentemente a uma maior temperatura a utilização de cabos T-CAA é uma boa opção devido a seu limite térmico superior.

A desvantagem do cabo T-CAA é o preço, cerca de 10% superior ao cabo CAA. Aumento que ser compensado pelo ganho na capacidade de transmissão da linha.

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 Aluminium 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 [61]. A diferença entre as ligas utilizadas nestes cabos está no teor de zircônio.

3.2.5 Condutor tipo gap de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com aço (GZTACSR)

Os materiais constituintes do cabo GZTACSR (Gap Type Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy, Steel Reinforced) são os mesmos utilizados no cabo ZTACSR. A diferença está na primeira camada da coroa de alumínio que tem um formato compacto e certo afastamento da alma de aço. Este *gap*, geralmente preenchido com graxa resistente a altas temperaturas, proporciona ao condutor uma alta capacidade de absorção de vibração [62]. A Figura 3.4 mostra um cabo GZTACSR constituído por uma alma de aço envolvida por duas camadas compactas de alumínio [63]. Existem condutores deste tipo com apenas a primeira camada da coroa em formato compacto e as demais com fios de formato circular.

No tensionamento do cabo GZTACSR a tração é aplicada apenas a alma de aço, fazendo com que o coeficiente de dilatação linear e alongamento dependam quase que exclusivamente das propriedades da alma de aço. Quando submetido a temperaturas inferiores à vigente durante o lançamento, a tração passa a ser aplicada sobre todo o cabo e o desempenho deste é semelhante ao do cabo CAA. A instalação deste cabo requer técnicas especiais de tensionamento e ferragens específicas.



Figura 3.4 – *Fotografia do condutor tipo gap de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com aço [63].*

3.2.6 Condutor de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com Invar (ZTACIR)

A principal diferença entre o cabo ZTACIR (Ultra Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Invar Reinforced) e o cabo ZTACSR consiste em sua alma de Invar no lugar do aço. O Invar é uma liga de aço com 36-38% de níquel. Esta composição proporciona um coeficiente de dilatação térmica praticamente invariável com o calor. Os condutores da coroa são compostos de uma liga de alumínio ultra termorresistente de alta condutividade que permite sua operação a 210°C em regime contínuo e 240°C em regime de emergência [62]. A Figura 3.5 mostra a estrutura típica de um cabo ZTACIR [63].



Figura 3.5 – *Fotografia do condutor de liga de alumínio ultra termorresistente reforçado com Invar [63].*

A combinação das propriedades da alma e da coroa permite um aumento da ampacidade com efeito de inibição da flecha a altas temperaturas. O cabo ZTACIR possui um valor de temperatura entre 85°C e 100°C que determina seu comportamento mecânico. Acima deste valor impera o efeito de inibição da flecha, pois os esforços mecânicos são transferidos completamente para a alma de Invar e a resistência mecânica passa a ser fornecida por essa liga. Abaixo do valor citado o comportamento do condutor é semelhante ao do cabo CAA. Sendo assim uma boa alternativa para linhas que operem entre 85°C e

100°C. Suas principais desvantagens são uma baixa tração de ruptura e maior resistência elétrica que um cabo CAA de mesma bitola. Também está disponível comercialmente o cabo XTACIR (Extra Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Invar Reinforced) que pode operar em regime contínuo a 230°C e em regime de emergência a 310°C [64].

3.2.7 Cabo de alumínio suportado pelo aço (ACSS)

A liga de alumínio 1350-0 utilizada nos tentos que formam a coroa deste cabo permite sua operação a 200°C em regime contínuo e 250°C em regime de emergência. Também conhecida como tempêra mole, esta liga possui uma condutividade de 63% IACS contra 61,2% IACS do cabo CAA [65].

Quando o condutor é aquecido os tentos de alumínio se alongam, transferindo todos os esforços mecânicos para a alma de aço fazendo com que a energia das vibrações seja dissipada pelo atrito entre os tentos. A acomodação da coroa sobre a alma de aço faz com que o cabo adquira a mesma resistência mecânica, coeficiente de dilatação linear e creep que o aço. Quando o cabo volta à sua temperatura anterior, os tentos permanecem com o mesmo alongamento e não retorna a seu comprimento original [61]. As características de auto-amortecimento deste condutor permitem sua aplicação a taxas de trabalhos de até 50% mais elevadas que as utilizadas no cabo CAA [52].

Apesar da maior temperatura de operação, características de amortecimento e maior condutividade o cabo ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported) possui uma menor tração de ruptura e menor módulo de elasticidade quando comparado a um cabo CAA de mesma bitola, gerando flechas maiores. As empresas do setor elétrico que utilizam o cabo ACSS têm reportado dificuldades no manuseio do cabo, devido à menor dureza de sua superfície; necessidade de utilizar técnicas especiais para lançamento, como blocos de borracha para evitar danos ao condutor; e maior tempo de tensionamento, por causa da obrigatoriedade de realizar pré-tensionamento.

Empresas do EUA e Canadá utilizam a maior capacidade de condução de corrente deste condutor para condições de emergência ou quando há previsão de aumento de demanda e não para operação contínua a altas temperaturas e com ganho de ampacidade. A menor tração de ruptura deste cabo faz com que ele seja tensionado com um valor inferior ao cabo CAA equivalente, acarretando um aumento de flecha considerável. Com o aumento da temperatura, os limites das alturas de segurança podem ser excedidos. Logo,

não é possível realizar um upgrade térmico de uma linha que utilize um cabo CAA através da substituição por um cabo ACSS de mesma bitola [62].

3.2.8 Cabo de alumínio reforçado por compósito (ACCR)

O cabo ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) foi desenvolvido pela 3M para trabalhar em altas temperaturas com flecha reduzida. Seu baixo peso, baixo coeficiente de dilatação linear, alta resistência mecânica e condutividade fazem deste condutor uma opção de alto desempenho para travessias de vãos longos e/ou upgrades térmicos. É possível obter um ganho na ampacidade de até 300% apenas com a troca do condutor por outro de mesmo diâmetro e peso sem que haja reforços ou modificações nas estruturas [66].

O cabo ACCR é constituído por uma alma de compósito metalo-cerâmico e uma coroa com tentos de liga de alumínio-zircônio. As propriedades da liga utilizadas na coroa permitem a operação do condutor a 210°C em regime permanente e 240°C em regime de emergência sem que haja redução da sua resistência mecânica mantendo as mesmas características de fadiga e tração de ruptura da liga de alumínio 1350.

Cada tento da alma de compósito possui milhares de fibras de óxido de alumínio de altíssima pureza e elevada resistência mecânica, embebidas em uma matriz de fios de alumínio puro proporcionando aos cabos menor peso e menor coeficiente de dilatação térmica (metade do aço), maior resistência mecânica e elevada resistência a corrosão. A Figura 3.6 ilustra um condutor cabo ACCR e o detalhe de um tento da sua alma de compósito, que possui de 15000 a 25000 fibras de óxido de alumínio em uma matriz de fios de alumínio puro [67].



Figura 3.6 – Fotografia do condutor de alumínio com alma de compósito [67].

Devido a suas excelentes características e exaustivos testes em laboratório e em campo realizados pela 3M [68] 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. A CPFL Energia 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 à 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 ampacidade 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 [69].

3.2.9 Condutor de alumínio com alma de compósito (ACCC)

A Composite Technology Corporation (CTC) em parceria com a General Cable desenvolveu o cabo ACCC (Aluminum Conductor Composite Core). A mesma tecnologia empregada no setor aeroespacial para substituir o aço, fibra de vidro e outros metais, agora é utilizada na composição de condutores de linhas aéreas de transmissão e distribuição. A alma deste condutor é formada por um compósito de fibras de vidro e carbono embebidas em uma matriz de resina termoendurecível. Os tentos da coroa são de alumínio liga 1350-0 no formato trapezoidal. Esta combinação permite um ganho de ampacidade de 100% quando comparado a um cabo CAA de mesma bitola [70]. A Figura 3.7 ilustra um cabo ACCR [71].

O cabo ACCC é semelhante ao cabo ACSS. Quando o cabo é aquecido os esforços mecânicos são transferidos para a sua alma, que passa a ditar seu comportamento mecânico. O baixo coeficiente de dilatação linear da alma de compósito (cerca de sete vezes inferior ao do aço) e sua elevada relação resistência mecânica peso produzem flechas muito menores que as geradas por um cabo CAA de mesma bitola. Em [72] é mostrado

que, para uma variação de temperatura de 75°C para 200°C, a flecha de um cabo ACCR Drake sob determinadas condições atmosféricas varia 3,23 m enquanto a flecha do cabo equivalente ACCC varia apenas 31 cm. A maior resistência mecânica da alma permite reduzir o número ou altura das estruturas.



Figura 3.7 – Condutor de alumínio com alma de compósito [71].

O formato trapezoidal dos tentos da coroa elimina os vazios anteriormente criados pelos tentos circulares e proporciona uma seção transversal mais uniforme com 28% a mais de alumínio para o mesmo diâmetro do cabo CAA. Essa maior quantidade de alumínio associada à maior condutividade da liga 1350-0 é que torna possível o aumento da ampacidade.

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.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento de condutores que podem operar a alta temperatura com baixa flecha tem se mostrado uma solução para o problema do crescimento da demanda de energia e dificuldades na obtenção de faixas de passagem. Para escolher o condutor é necessário conhecer todos os tipos, suas características e limitações. Alguns dos fatores

determinantes na escolha têm sido a facilidade de manuseio, compatibilidade térmica dos acessórios, técnicas de instalação e o custo.

Dentre os cabos disponíveis comercialmente o cabo ACCR é o que possui maior custo, embora também seja o que oferece maior retorno. Outro condutor promissor é o cabo ACCC que está em fase de desenvolvimento. 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 nos mesmos cuidados dedicados ao cabo ACSS. Ensaio adicionais, em campo e laboratório, aplicações e seu aprimoramento virão apenas consolidar sua utilização comercialmente.

Através da análise dos dados das Tabela 8.1, Tabela 8.2 [56][67][73][74] e da Tabela 3.1 é possível ter uma ideia da complexidade da escolha dos cabos. Analisando apenas os seis primeiros cabos, que tem praticamente o mesmo diâmetro, e considerando que todos foram tracionados a mesma temperatura com 20% do valor da tração de ruptura se nota que a menor flecha seria gerada pelo cabo CAL Flint. A flecha do ACCR 637-T16 é quase a mesma, mas no caso de um aumento de temperatura a flecha final seria menor, pois seu coeficiente de dilatação linear é menor e o módulo de elasticidade maior. Embora a flecha inicial do cabo ACCC Brussels seja superior a do ACCR 636-T16 com a elevação da temperatura esse valor permanece quase invariável devido ao seu baixo coeficiente de dilatação. Para os cabos ACCR 556-T16, ACCR 477-T16 e ACCR 397-T16 as flechas iniciais seriam ainda menores devido a sua alta relação ruptura/peso. Como estes condutores podem operar a temperaturas superiores talvez não haja redução da ampacidade. No método para cálculo da ampacidade todos os parâmetros citados na Tabela 3.1 e outros não mencionados estão envolvidos de forma não linear.

Tabela 3.1 – Flechas de cabos quando tracionados a 20% da tração de ruptura.

Tipo	Código Internacional	Flecha (m)
CAA	Grosbeak	0,71
CAL	Flint	0,58
T-CAA	T-Grosbeak	0,71
ACSS	Grosbeak/ACSS	0,87
ACCC	Brussels	0,67
ACCR	636-T16	0,59
ACCR	556-T16	0,64
ACCR	477-T16	0,57
ACCR	397-T16	0,57

Os fabricantes dos cabos nas tabelas supracitadas também fornecem em catálogo a ampacidade dos condutores a determinadas condições atmosféricas. As condições nem sempre são as mesmas o que dificulta uma comparação efetiva destes valores.

No próximo capítulo serão abordados os modelos para cálculo da ampacidade e analisada sua sensibilidade aos parâmetros meteorológicos. A aplicação de tais modelos representa uma ferramenta necessária para um cálculo eficaz da ampacidade e avaliação de diversos condutores.

4

MODELOS DE AMPACIDADE

4.1 INTRODUÇÃO

A ampacidade de uma linha de transmissão depende dos parâmetros meteorológicos da região em que ela está inserida, da máxima temperatura permitida, das condições superficiais e das propriedades dos materiais que constituem o condutor. Se os parâmetros atmosféricos que influenciam o estado térmico do condutor puderem ser assumidos constantes por um determinado período e, considerando a carga elétrica constante, então a temperatura do condutor não variará significativamente. Nesta situação o calor absorvido pelo condutor é equilibrado pelo calor dissipado pelo mesmo, essa condição térmica é definida então como regime permanente [18]. A equação de equilíbrio térmico pode ser escrita como:

$$Q_J + Q_M + Q_S + Q_{COR} = Q_C + Q_R + Q_E. \quad (4.1)$$

Onde:

Q_J calor ganho devido ao efeito Joule [W/m];

Q_M calor ganho devido ao efeito magnético [W/m];

Q_S calor ganho devido ao aquecimento solar [W/m];

Q_{COR} calor ganho devido ao efeito corona [W/m];

Q_C calor dissipado por convecção [W/m];

Q_R calor dissipado por radiação [W/m];

Q_E calor dissipado por evaporação [W/m].

A dissipação de calor por evaporação (Q_E) e o ganho de calor por corona (Q_{COR}) geralmente ocorrem aleatoriamente e devem então ser detalhados em uma base probabilística. Embora alguns modelos de ampacidade quantifiquem o valor destas

parcelas de calor, sua contribuição é comumente desprezada. O resfriamento por evaporação geralmente não é significativo para o vapor de água presente no ar aquecido ou com gotas de água fluindo em volta do condutor, mas pode ser quando o condutor está totalmente molhado. O aquecimento por corona é mais que compensado pelos resfriamentos por convecção e evaporação [75] [76].

Neste capítulo serão comparados os modelos matemáticos publicados por House e Tuttle [15], Morgan [16], Cigré [18] e IEEE [17].

Em 1956, House e Tuttle publicaram o primeiro modelo de ampacidade baseado na equação de equilíbrio térmico para o condutor, mas seu método não fornecia as expressões matemáticas para todas as variáveis envolvidas no cálculo. Os valores destas variáveis eram obtidos a partir de tabelas para determinado local, não representando corretamente a região na qual se encontrava a linha. Já o modelo de Morgan, apresentado em 1982, fornece todas as expressões necessárias para resolução da equação de equilíbrio térmico, embora seja impraticável levar em conta todos os fatores que influenciam na ampacidade [16]. O modelo do Cigré, de 1992, baseia-se no modelo de Morgan, fazendo algumas simplificações para facilitar os cálculos e contribuições adicionais, tornando-os mais práticos. O modelo do IEEE, publicado em 2007, baseia-se no de House e Tuttle com as modificações realizadas pela East Central Area Reliability (ECAR) [17]. A comparação entre os modelos será realizada através das parcelas de calor da equação (4.1), para tanto será utilizado como referência o condutor Grosbeak sob as condições da Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Condições para cálculo de ampacidade.

Latitude	8° 11' S (-8° 11')
Longitude	34° 55' W (-34° 55')
Altitude do condutor	20 m
Azimute da linha	3,97°
Emissividade	0,9
Coefficiente de absorção	0,9
Temperatura do condutor	60 °C
Velocidade do vento	1 m/s
Direção do vento	90°
Temperatura ambiente	31,2 °C
Condições atmosféricas	Limpa
Hora	12 h
Dia do ano	02 de março
Albedo	0,15 (áreas urbanas)

As variáveis descritas na tabela anterior serão definidas ao longo deste capítulo. No caso de análise de sensibilidade de determinada variável, todas as demais serão constantes. Algumas considerações sobre estes parâmetros podem ser antecipadas. A latitude, longitude e temperatura ambiente são dados da cidade do Recife. No caso da temperatura ambiente o valor tabelado equivale ao maior registrado nos últimos 29 anos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [77]. É também o valor especificado pela CHESF para o estado de Pernambuco com base em uma série de temperatura ambiente obtida com períodos de coleta de 1910 a 1942 e 1961 a 1990 [78]. A temperatura do condutor corresponde à temperatura de projeto, definida por estudos econômicos baseados na experiência operativa das empresas, conforme Tabela 4.2 [79]. Nos estudos realizados neste capítulo será considerado uma das temperaturas de projeto utilizada pela CHESF.

Tabela 4.2 – Temperatura de projeto utilizada por empresas do setor elétrico [79].

Empresa	Temperatura de projeto [°C]
CELESC	50
CEMIG	60
LIGHT	55
ELETRONORTE	70
COPEL	55
ELETROSUL	70
CESP	60
FURNAS	60
CHESF	60
CEEE	50

4.2 GANHO DE CALOR DEVIDO À CONDUÇÃO DA CORRENTE ELÉTRICA

Quando um condutor é percorrido por uma corrente elétrica, contínua ou alternada, sofre um aquecimento devido às perdas resistivas. Este fenômeno é conhecido como efeito Joule. No caso da corrente alternada o aquecimento será maior por causa dos efeitos pelicular e magnéticos. O efeito pelicular, ou *skin*, está associado ao aumento da resistência elétrica em função da frequência da corrente alternada. Já o efeito magnético se refere ao fluxo magnético cíclico que provoca o aquecimento do condutor por correntes parasitas, histerese e viscosidade magnética. Este fenômeno é geralmente desprezível em condutores não ferrosos a frequência industrial, mas pode ser significativo com condutores com alma de aço. Isto acontece porque no condutor com alma de aço um fluxo magnético

longitudinal é produzido nos fios de aço pela passagem da corrente elétrica nos fios não ferrosos que os envolve helicoidalmente [18].

O modelo de Morgan fornece expressões distintas para o cálculo do ganho de calor por efeito Joule, incluindo o efeito pelicular, e efeito magnético [16]. Ele também fornece fatores de correção para inclusão dos efeitos *skin* e magnético no cálculo da parcela de calor por efeito Joule que pode ser determinada por meio da seguinte expressão:

$$Q_J = K_J I^2 R_{dc} (1 + \alpha_t T_m). \quad (4.2)$$

Onde:

K_J fator de correção para o efeito skin e magnético;

I corrente elétrica [A];

R_{dc} resistência elétrica cc do condutor a uma determinada temperatura de referência [Ω/m];

α_t coeficiente de variação da resistência com a temperatura para uma determinada temperatura de referência [$^{\circ}C^{-1}$];

T_m temperatura média do condutor [$^{\circ}C$].

O valor de K_J varia em função do número de camadas de fios não ferrosos. Para uma camada K_J é maior que 1,5; para duas camadas seu valor está entre 1,01 e 1,04; e para três camadas entre 1,05 e 1,10. Vale ressaltar que estes valores foram obtidos experimentalmente para cabos CAA. A extrapolação do seu uso para outros tipos de condutores pode inserir erros no cálculo da ampacidade. O número de camadas de alumínio de um cabo CAA depende de sua formação, ou seja, do número de fios de alumínio e aço que o compõe. A Tabela 4.3 registra esta relação, a qual é padronizada pela NBR 7270 [58].

Tabela 4.3 – Relação entre a formação do cabo e o número de camadas de alumínio e aço [57].

Formação do cabo (fios de alumínio/fios de aço)	Número de camadas de alumínio
6/1, 12/7	1
18/1, 26/7, 30/7, 30/19	2
45/7, 54/7, 54/19	3

O modelo proposto pelo Cigré calcula o aquecimento devido à passagem de corrente elétrica de duas formas: uma para condutores não ferrosos e outra para condutores com alma de aço [18]. Para condutores não ferrosos a avaliação do aquecimento também é feita através da equação (4.2), porém neste caso o valor de K_j é igual a 1,0123. No caso dos condutores ferrosos, o modelo parte da premissa que a entrada de energia devido à corrente elétrica deve ser a mesma, independente da corrente ser contínua (I_{cc}) ou alternada (I_{ca}), para que seja atingida uma determinada temperatura no condutor (T_m). Desta forma a equação de equilíbrio térmico é resolvida considerando uma corrente contínua. Em seguida este valor é convertido para uma corrente alternada através das expressões (4.3) a (4.8). O valor da corrente alternada depende do número de camadas de alumínio, da seção transversal do condutor (S) e da relação $I_k = I_{cc}/S$.

Para cabos CAA com uma ou duas camadas de fios de alumínio e uma seção transversal nominal igual ou maior a 175 mm^2 , a corrente I_{ac} é calculada através da seguinte equação [18]:

$$I_{ac} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1,0045 + 0,09 \times 10^{-6} I_{cc}}} \quad (4.3)$$

Para cabos CAA com uma ou duas camadas de fios de alumínio, mas com uma seção transversal nominal inferior a 175 mm^2 , a corrente I_{ac} é calculada em função do valor de I_k . Se $I_k \leq 0,742$:

$$I_{ac} = I_{cc}. \quad (4.4)$$

Se $0,742 < I_k \leq 2,486$:

$$I_{ac} = \frac{I_{cc}}{\left[1 + 0,02 \left(\frac{25,62 - 139,9I_{cc} + 288,8I_{cc}^2 - 334,5I_{cc}^3 +}{226,5I_{cc}^4 - 89,73I_{cc}^5 + 19,31I_{cc}^6 - 1,744I_{cc}^7} \right) \right]^{0,5}}. \quad (4.5)$$

Se $2,486 < I_k \leq 3,908$:

$$I_{ac} = \frac{I_{cc}}{\left[1 + 0,02 \left(\begin{array}{l} 2,978 - 22,02I_{cc} + 24,87I_{cc}^2 - 11,64I_{cc}^3 + \\ 2,973I_{cc}^4 - 0,4135I_{cc}^5 + 0,02445I_{cc}^6 \end{array} \right) \right]^{0,5}}. \quad (4.6)$$

Se $I_k > 3,908$:

$$I_{ac} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1,1}}. \quad (4.7)$$

E para cabos CAA com três camadas:

$$I_{ac} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1,0123 + 2,319 \times 10^{-5}I_{cc}}}. \quad (4.8)$$

Como exposto anteriormente, os modelos de Morgan e do Cigré utilizam o valor da resistência elétrica a 20°C, ou outra temperatura de referência, para uma corrente contínua e realiza correções devido à elevação da temperatura, aos efeitos *skin* e magnético. Também são encontradas na literatura e em catálogos de fabricantes valores de resistência elétrica, a 60 Hz sob diferentes temperaturas, para diversos condutores. Estes valores incluem o efeito pelicular para todos os tipos de condutores encordoados, porém, exceto para os cabos CAA com uma camada de fios de alumínio, não incluem a correção para densidade de corrente dependente dos efeitos magnéticos na alma. O efeito magnético é significativo para cabos CAA com número ímpar de camadas de fios de alumínio. A resistência dos cabos CAA com uma camada de alumínio pode ser até 20% superior aos valores tabelados, enquanto nos cabos CAA com três camadas este acréscimo pode ser de até 3% [17].

O modelo proposto pelo IEEE calcula o valor da resistência em função apenas da temperatura, porém os valores utilizados nas equações podem ser função da frequência e densidade de corrente. A resistência do condutor a qualquer temperatura (T_c) é encontrada pela interpolação linear de acordo com a equação (4.9).

$$R_{T_c} = \left(\frac{R_{T_2} - R_{T_1}}{T_2 - T_1} \right) (T_c - T_1) + R_{T_1}. \quad (4.9)$$

Onde:

- R_{T_c} resistência ca do condutor a temperatura T_c [Ω/m];
- R_{T_1} resistência ca do condutor a temperatura T_1 [Ω/m];
- R_{T_2} 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. Caso a temperatura do condutor esteja entre T_1 e T_2 a resistência calculada pela equação (4.9) é um pouco maior que o valor medido, logo o método de avaliação da ampacidade é mais conservativo. Para uma temperatura do condutor acima de T_2 os valores calculados podem ser de até 5% menor que os valores medidos [17].

Um das principais diferenças entre os modelos do IEEE e o do Cigré é a forma como cada um aborda a temperatura do condutor. Enquanto, o primeiro assume que a temperatura do condutor (T_c) é isotrópica (não há variação radial ou axial), o segundo trabalha com seu valor médio (T_m), ressaltando a importância da distribuição radial da temperatura devido ao valor médio da temperatura influenciar na resistência elétrica e o valor da temperatura da alma de aço determinar a flecha. O calor gerado na alma de aço do condutor é relativamente pequeno, assim a geração de calor interna pode ser assumida uniforme [18]. A diferença de temperatura radial pode ser escrita como:

$$T_{al} - T_s = \frac{Q_T}{2\pi\lambda} \left[\frac{1}{2} - \frac{D_2^2}{D^2 - D_2^2} \ln \frac{D}{D_2} \right]. \quad (4.10)$$

Onde:

- T_{al} temperatura da alma do condutor [$^{\circ}C$];
- T_s temperatura superficial do condutor [$^{\circ}C$];
- Q_T ganho de calor total [W/m];
- D diâmetro externo do condutor [m];
- D_2 diâmetro da alma de aço [m];
- λ condutividade térmica [W/mK].

Segundo o modelo do Cigré o fato da diferença de temperatura entre a alma e a superfície do condutor estar entre $0,5^{\circ}\text{C}$ e 7°C é condição suficiente para considerar $T_s = T_m$.

A Figura 4.1 mostra o comportamento da ampacidade com a variação da temperatura do condutor para os quatro modelos em estudo. É possível verificar que, neste caso, o modelo de Morgan é mais conservador e que quase não há diferença entre o modelo de House e Tuttle (H&T) e o modelo do IEEE. Para a temperatura do condutor a 50°C a diferença entre os valores da ampacidade, calculadas através dos modelos do Cigré e do IEEE, é de aproximadamente 33%. Uma das parcelas de calor que mais contribuem para esta diferença será analisada na próxima seção. Como visto na Tabela 4.2, as empresas transmissoras utilizam diferentes limites térmicos determinados por estudos econômicos. Obviamente, com o aumento do limite térmico da linha, maior será a corrente que ela poderá transportar. Modificando a temperatura de projeto de 60°C para 90°C é possível obter, através do modelo do IEEE um ganho, de 60% na ampacidade. Aumentar a capacidade de transporte de energia através da elevação do limite térmico da linha requer a análise das distâncias do cabo ao solo, do estado térmico das conexões e do custo do empreendimento.

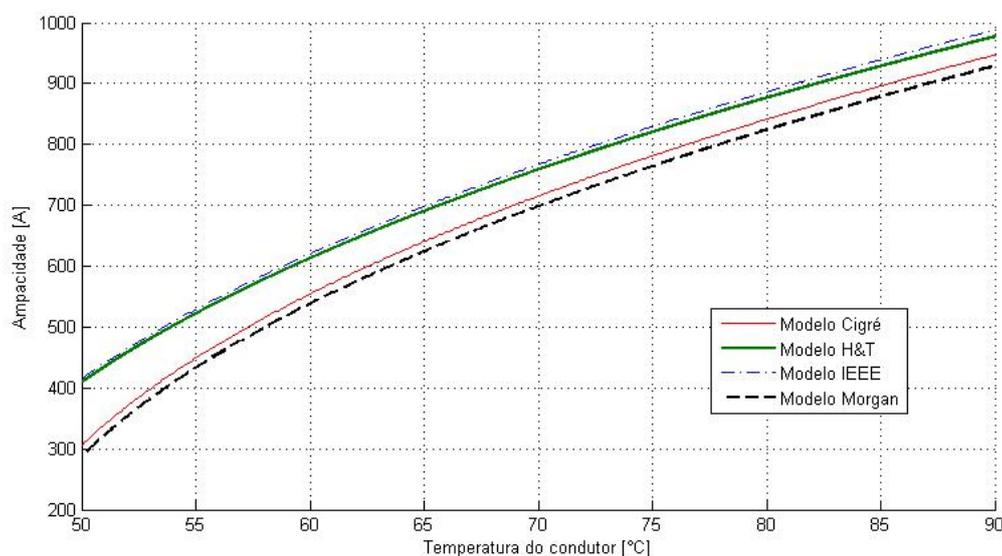


Figura 4.1 – Variação da ampacidade com a temperatura do condutor.

4.3 GANHO DE CALOR DEVIDO AO AQUECIMENTO SOLAR

A inclinação da terra, em relação a sua órbita em torno do sol, associada aos seus movimentos de rotação e translação produz consequências meteorológicas que fazem com que a quantidade de radiação solar atingindo determinado ponto da superfície terrestre varie ao longo do dia e no decorrer do ano. Para quantificar o ganho de calor devido ao aquecimento solar em uma linha de transmissão é necessário determinar sua posição em relação à superfície terrestre e ao sol.

A topografia irregular da terra dificulta sua representação através de uma expressão matemática. Uma das primeiras aproximações propostas foi a de representá-la por um corpo de revolução ligeiramente achatado nos pólos, com superfície lisa e perpendicular a força da gravidade em todos os seus pontos, conhecido como geóide [80]. Como a distribuição de massa no interior da terra não é uniforme, a força gravitacional em pontos equidistantes da sua superfície nem sempre é perpendicular a mesma. Em 1924, a União Internacional de Geodésia e Geofísica estabeleceu que a superfície terrestre poderia ser convencionalmente representada por um elipsóide de revolução designado como elipsóide internacional de referência. As diferenças entre este elipsóide e terra são insignificantes. Como a diferença entre o cume da mais alta cordilheira e o fundo do mais acentuado abismo oceânico corresponde a apenas 0,32% do seu raio médio da terra, além de seu pequeno achatamento, ela pode ser tratada como uma esfera perfeita para fins meteorológicos.

Em torno da terra pode ser considerada uma esfera, cujo centro coincide com o do astro, onde são projetados os astros, também conhecida como esfera celeste. Um semi-eixo vertical a superfície da terra no sentido contrário ao seu interior, num dado ponto P, é considerado positivo e determina um ponto Z na esfera celeste chamado zênite de P. Um plano que contenha esse ponto P e que seja perpendicular à vertical local é denominado plano do horizonte.

A localização de pontos situados na superfície terrestre ou em suas vizinhanças é realizada através de coordenadas como a latitude, longitude e altitude. A latitude corresponde à distância em graus à linha do equador. Seu valor pode variar de -90° a 90° , o sinal negativo indica a localização do ponto no hemisfério sul e o sinal positivo no hemisfério norte. Pontos da superfície terrestre com mesma latitude formam os paralelos. A longitude equivale à distância em graus de um ponto ao meridiano de Greenwich,

podendo variar de -180° a 180° . Os valores negativos indicam o posicionamento do ponto a oeste do meridiano supracitado e os valores positivos a leste. Já a altitude é a distância vertical de um dado ponto ao nível médio do mar. Este é determinado em pontos selecionados do litoral e usado como referência para estabelecer a altitude de locais não muito distantes por processo altimétrico. Como a distribuição de massa no interior da terra não é uniforme, dois pontos localizados a uma mesma latitude podem estar a diferentes distâncias do seu centro. O nível do mar não é uma superfície lisa, muito menos esférica. A rigor não deveriam ser comparadas altitudes de locais afastados, obtidas a partir de referências determinadas em pontos do litoral muito distante entre si. Como mencionado no início deste capítulo os estudos de ampacidade foram realizados para uma linha de transmissão localizada na cidade do Recife cuja latitude é de $8^\circ 11' S$ ($-8^\circ 11'$), longitude de $34^\circ 55' W$ ($-34^\circ 55'$) e altitude de 4 m [81].

Para determinação da posição do sol na esfera celeste em relação a um referencial local em um dado ponto P da superfície terrestre será utilizado o sistema de coordenadas C, A, Z conforme ilustrado na Figura 4.2. Onde C corresponde ao módulo do vetor posição do sol (\vec{C}) tomado a partir da origem (P) do referencial. O azimute do sol (A) é o ângulo formado entre o semi-eixo no sentido norte de P e a projeção do vetor posição do sol sobre o plano do horizonte (\vec{C}_H), medido a partir do norte no sentido horário, podendo variar de 0° a 360° , exclusive. O ângulo compreendido entre a direção do vetor posição do sol e a direção do zênite local é chamado de ângulo zenital e pode assumir valores de 0° a 180° . O complemento angular do ângulo zenital é chamado de elevação (E) e tem valor positivo se estiver acima do horizonte e negativo se estiver abaixo. O vetor \vec{N} é tangente ao meridiano em P e aponta no sentido norte.

Quando o centro de um astro qualquer está situado em um meridiano, diz-se que o astro culminou naquele meridiano. O meio dia solar verdadeiro (não necessariamente o indicado pelo relógio) é definido como o exato momento da culminação do sol no meridiano do observador e, portanto, ocorre simultaneamente em todos os pontos do meridiano. A culminação de um astro também é conhecida como passagem meridiana. No ponto do meridiano onde o centro do astro coincide com o zênite ocorre a culminação zenital. Neste ponto a sombra de uma haste confunde-se com sua projeção no plano do horizonte. Nos demais pontos do meridiano a sombra aponta para o sul ou para o norte dependendo da posição do sol.

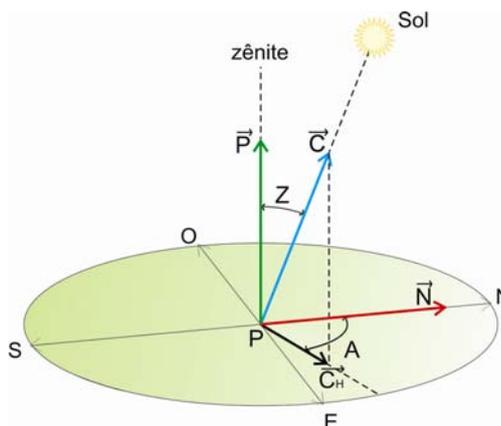


Figura 4.2 – Sistema de coordenadas esféricas modificadas, associado ao referencial local (com origem em um ponto P qualquer da superfície do globo). N , E , S e O correspondem, respectivamente, aos pontos cardeais norte, leste, sul e oeste. Z e A indicam, respectivamente, o ângulo zenital e o azimute do sol em relação ao ponto P .

A inclinação do eixo terrestre em relação à vertical do plano da órbita é uma das principais causas da variação da posição do sol na esfera celeste. Essa inclinação tem um valor praticamente constante de $23^{\circ}27'$, conforme ilustrado na Figura 4.3 [80], que determina geometricamente os trópicos e círculos polares. O ângulo formado entre o plano do equador e o vetor posição do sol, tomado desde o centro da terra, é chamado de declinação solar (δ). O valor deste ângulo equivale à latitude do local onde o astro culmina zenitalmente. Devido ao movimento de translação da terra o valor da declinação do sol varia com o tempo. Embora essa variação ocorra continuamente com a passagem do tempo, para fins meteorológicos se considera que a declinação solar não sofre alterações ao longo do dia.

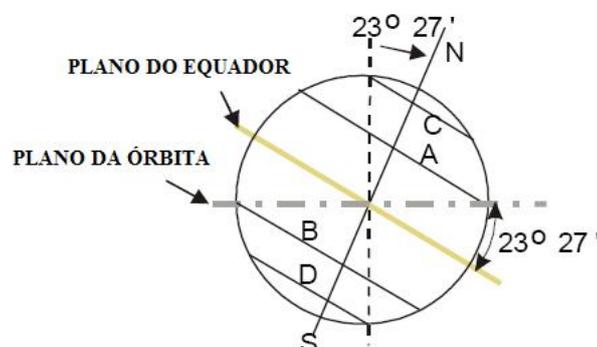


Figura 4.3 – Ângulo de $23^{\circ} 27'$ entre o plano do equador e o plano da órbita que permitem estabelecer geometricamente os trópicos (A e B) e os círculos polares (C e D) [80].

Para um cálculo preciso da declinação solar (δ) pode ser utilizada a equação (4.11), onde F é a fração angular do ano correspondente à data escolhida determinada pela equação (4.12) e N indica o número de ordem do dia ($N = 1$ em primeiro de janeiro, $N = 41$ em 10 de fevereiro), tomando-se fevereiro sempre com 28 dias. Na maior parte dos cálculos meteorológicos, onde é possível considerar a órbita da terra circular, a equação (4.13) pode ser aplicada obtendo resultados relativamente precisos. A maior diferença entre os valores das duas equações ocorrem nas proximidades dos solstícios e equinócios quando de fato a declinação do sol varia mais rápido com o tempo.

$$\begin{aligned} \delta = & 0,3964 + 3,631 \times \text{sen}(F) - 22,97 \times \text{cos}(F) + 0,03838 \times \text{sen}(2F) \\ & - 0,3885 \times \text{cos}(2F) + 0,07659 \times \text{sen}(3F) - 0,1587 \\ & \times \text{cos}(3F) - 0,01021 \times \text{cos}(4F). \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$F = \frac{360^\circ \times N}{365}. \quad (4.12)$$

$$\delta = 23,45^\circ \times \text{sen} \left[360^\circ \times \frac{(284 + N)}{365} \right]. \quad (4.13)$$

Uma análise da Figura 4.4 permite observar a diferença entre os valores das equações (4.11) e (4.13) e as implicações práticas para o período de um ano. Como a declinação solar corresponde à latitude onde ocorre a culminação zenital, a figura também pode ser interpretada como uma representação de parte dos hemisférios norte e sul e nela estão ilustrados os eventos que estabelecem o início das estações do ano, solstícios e equinócios, em cada hemisfério. Por exemplo, no período de 21 de março a 22 de junho o sol culmina zenitalmente em regiões do hemisfério norte, correspondendo ao inverno no hemisfério sul. No caso do Recife, o sol culmina zenitalmente no dia 02 de março (valor escolhido para os cálculos neste capítulo). Por causa da rotação da terra, a luz solar ilumina metade da superfície deste planeta a cada instante, originando a alternância dos dias e noites. Como o eixo terrestre é inclinado acontece que a porção iluminada de cada paralelo varia com a época do ano. Somente por ocasião dos equinócios é que metade de cada paralelo está iluminada. Portanto, a duração dos dias e noites varia ao longo do ano, exceto na linha do equador, onde duram sempre cerca de doze horas.

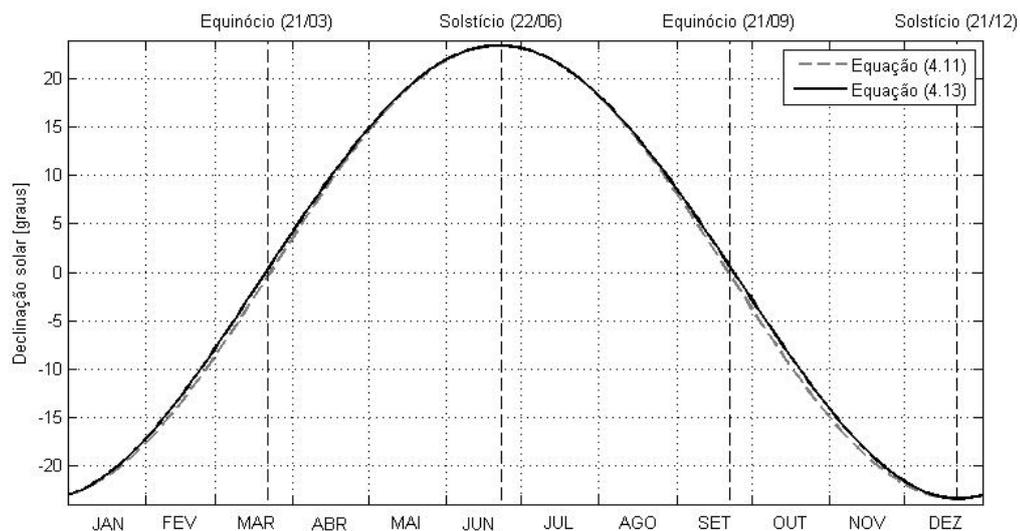


Figura 4.4 – *Variação da declinação solar ao longo do ano.*

O ângulo zenital do sol (Z) pode ser determinado a partir de medições ou, de forma mais prática, a partir de expressões em função de variáveis conhecidas. Para sua determinação será adotado o seguinte sistema de coordenadas, ilustrado na Figura 4.5 [80]:

- o eixo z coincidente com o eixo da terra e orientado para o zênite do pólo norte;
- o eixo y representado pela projeção, sobre o plano do equador, do vetor posição do sol, tomado a partir do centro da terra, onde se fixou a origem do referencial;
- o eixo x perpendicular aos outros dois.

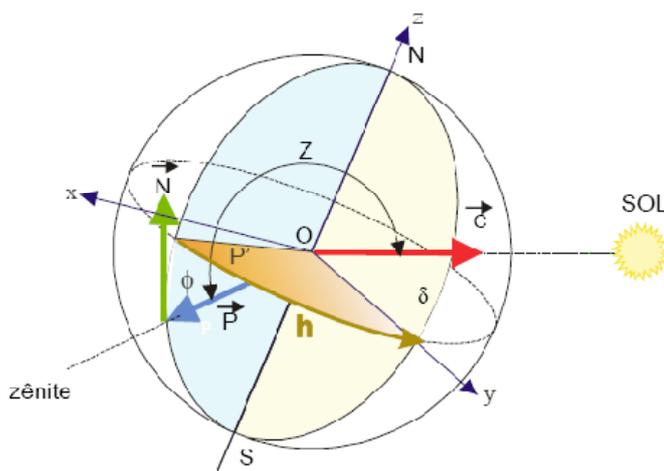


Figura 4.5 – *Referencial x,y,z usado para determinar o ângulo zenital do sol (Z), em função da latitude (ϕ) do local (P), do ângulo horário (h) e da declinação do sol δ [80].*

Em meteorologia é comum admitir que a vertical local de um ponto P qualquer da superfície da terra se confunde com o prolongamento do raio terrestre nesse mesmo ponto.

Considerando:

\vec{P} , o versor vertical local do ponto genérico P;

\vec{C} , o versor posição do centro do disco solar;

\vec{N} , o versor norte, tangente ao meridiano em P, e

h , o ângulo horário, compreendido entre os pólos do meridiano que contém P e o centro do disco solar, no instante dado.

Os componentes dos versores \vec{P} , \vec{C} e \vec{N} são:

$$\vec{P} = \cos\phi \operatorname{sen}h\vec{i} + \cos\phi \operatorname{cosh}j + \operatorname{sen}\phi\vec{k}, \quad (4.14)$$

$$\vec{C} = 0\vec{i} + \cos\delta\vec{j} + \operatorname{sen}\delta\vec{k}, \quad (4.15)$$

$$\vec{N} = -\operatorname{sen}\phi \operatorname{sen}h\vec{i} - \operatorname{sen}\phi \operatorname{cosh}j + \cos\phi\vec{k}. \quad (4.16)$$

Os sinais negativos da equação (4.16) decorrem da necessidade de compensar o sinal da latitude e são válidos para ambos os hemisférios.

O produto escalar entre os versores \vec{P} e \vec{C} , como pode ser deduzido a partir da Figura 4.5, é igual ao cosseno do ângulo zenital:

$$\vec{P} \cdot \vec{C} = \cos Z. \quad (4.17)$$

Substituindo as equações (4.14) e (4.15) em (4.17) e resolvendo o produto escalar, tem-se:

$$\cos Z = \operatorname{sen}\phi \operatorname{sen}\delta + \cos\phi \cos\delta \operatorname{cosh}. \quad (4.18)$$

No instante do nascimento do sol (t_{ns}), sob o aspecto puramente geométrico, o centro do disco solar se situa no plano do horizonte do observador e assim o ângulo zenital do sol é de 90° ($\cos Z = 0$). Fazendo a substituição na equação (4.18) e definindo o ângulo horário no instante t_{ns} como h_{ns} , tem-se:

$$0 = \text{sen}\phi \times \text{sen}\delta + \text{cos}\phi \times \text{cos}\delta \times \text{cosh}_{ns}. \quad (4.19)$$

Realizando algumas manipulações algébricas na equação (4.19), o termo h_{ns} pode ser escrito como:

$$h_{ns} = \text{cos}^{-1}(-\text{tg}\phi\text{tg}\delta). \quad (4.20)$$

Como a terra gira em torno de seu eixo com uma velocidade angular de 15°h^{-1} , entre o instante do nascimento do sol (t_{ns}) e o instante (t_h), no qual é determinado o ângulo horário h , o versor posição do sol teve um deslocamento angular de $15(t_h - t_{ns})$. Logo, o ângulo horário (h) pode ser determinado através da seguinte expressão:

$$h = h_{ns} - 15(t_h - t_{ns}). \quad (4.21)$$

Substituindo a equação (4.20) na equação (4.21), obtém-se:

$$h = \text{cos}^{-1}(-\text{tg}\phi\text{tg}\delta) - 15(t_h - t_{ns}). \quad (4.22)$$

A expressão (4.22) é utilizada no modelo de Morgan para determinar o ângulo horário. Uma análise mais detalhada dos seus termos permite o cálculo de forma bem mais simples, conforme utilizado nos modelo do Cigré e IEEE.

O horário de nascimento do sol, para qualquer local da terra, pode ser determinado através do cálculo período diurno (t_d) [82] [83]. O ângulo horário no nascimento do sol (h_{ns}) corresponde ao deslocamento angular que a terra terá que realizar para que haja culminação solar. Da culminação do sol até o ocaso, a terra também deve girar h_{ns} graus. Desse modo, entre o nascimento e o ocaso do sol o ângulo horário total será de $2h_{ns}$. Como a duração do dia é representada por este período e lembrando que a terra possui uma velocidade angular de 15°h^{-1} , por simples regra de três, verifica-se que t_d é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$t_d = \frac{2h_{ns}}{15} = \frac{2\text{cos}^{-1}(-\text{tg}\phi\text{tg}\delta)}{15}. \quad (4.23)$$

Após o cálculo da duração do dia, divide-se esse tempo em duas partes, subtraindo uma parcela do meio-dia. Os horários obtidos são para a posição exata do fuso do local escolhido. O que requer uma correção de alguns minutos caso o local não fique exatamente sobre o meridiano do fuso horário local (o que acontece na maioria das vezes). A correção do fuso horário (cf) pode ser realizada adicionando 4 min por grau de longitude ao leste do fuso horário local ou subtraindo 4 min por grau a oeste do fuso horário local. Matematicamente:

$$t_{ns} = 12 - \frac{t_d}{2} + cf. \quad (4.24)$$

Substituindo as equações (4.23) e (4.24) na equação (4.22), tem-se:

$$h = \cos^{-1}(-tg\phi tg\delta) - 15 \left[t_h - \left(12 - \frac{\cos^{-1}(-tg\phi tg\delta)}{15} + cf \right) \right]. \quad (4.25)$$

Simplificando:

$$h = 15[12 - t_h + cf]. \quad (4.26)$$

A equação (4.26) mostra que o ângulo horário, realizada as correções devido ao fuso horário, aumenta 15° a cada hora após o meio dia solar e é positivo antes do meio dia. Por exemplo, para um local situado no meridiano de longitude 0° , às 10 h o ângulo horário seria de 30° .

Para determinar o azimute do sol em um dado instante e local (P) será considerado o referencial adotado na Figura 4.2. Através desta figura é possível verificar que o módulo do vetor \vec{C}_H é determinado por:

$$C_H = \text{sen}Z. \quad (4.27)$$

O versor \vec{C} também pode ser escrito como a soma dos vetores \vec{C}_H e $\cos Z \vec{P}$:

$$\vec{C}_H = \vec{C} - \vec{P} \cos Z. \quad (4.28)$$

Observando ainda a Figura 4.2, pode-se verificar que:

$$(\vec{C}_H \wedge \vec{N}) \cdot \vec{P} = \text{sen}Z \text{sen}A. \quad (4.29)$$

Considerando a equação (4.28), o primeiro termo da equação (4.29) pode ser reescrito como:

$$(\vec{C}_H \wedge \vec{N}) \cdot \vec{P} = (\vec{C} \wedge \vec{N}) \cdot \vec{P} - (\vec{P} \wedge \vec{N}) \cdot \vec{P} \cos Z. \quad (4.30)$$

Como o versor \vec{P} é perpendicular a \vec{N} o último termo do segundo membro da equação é nulo e o primeiro pode ser resolvido segundo as componentes dos versores, logo:

$$(\vec{C}_H \wedge \vec{N}) \cdot \vec{P} = \text{sen}h \cos \delta. \quad (4.31)$$

Igualando-se as equações (4.29) e (4.31), chega-se a expressão utilizada nos modelos de Morgan e Cigré para calcular a azimute do sol:

$$\text{sen}A = \frac{\cos \delta \text{sen}h}{\cos E}. \quad (4.32)$$

No modelo fornecido pelo IEEE, o azimute do sol é calculado através da seguinte expressão:

$$A = C_A + \tan^{-1} \chi. \quad (4.33)$$

Onde:

$$\chi = \frac{\text{sen}h}{\text{sen} \phi \cosh - \cos \phi t g \delta}. \quad (4.34)$$

A constante do azimute solar (C_A) é uma função do ângulo horário, h , e da variável do azimute solar, χ , como mostrado na Tabela 4.4 [17].

Tabela 4.4 – Constante do azimute solar, C_A , em função do ângulo horário, h , e da variável do azimute, χ [17].

Ângulo horário, h (graus)	C_A se $\chi \geq 0$ (graus)	C_A se $\chi < 0$ (graus)
$-180 \leq h < 0$	0	180
$0 \leq h < 180$	180	360

Outra variável que influencia na parcela de calor por aquecimento solar é o ângulo entre o eixo do condutor e feixe de raios solares (η), representado na Figura 4.6. Este ângulo, por sua vez, depende do azimute da linha (A_L) e do sol (A), da elevação solar (E) e da inclinação do condutor em relação ao plano do horizonte (ξ). O azimute da linha corresponde ao ângulo entre o versor \vec{N} e o vetor resultante da projeção no plano do horizonte do versor \vec{L} na direção do eixo da linha. O ângulo entre este versor e sua projeção no plano do horizonte (\vec{L}_H) é a inclinação do condutor. De forma semelhante ao método empregado no cálculo do azimute, a projeção perpendicular do versor \vec{L} ao plano do horizonte pode ser escrita de acordo com a equação (4.35) e seu módulo determinado através da expressão (4.36).

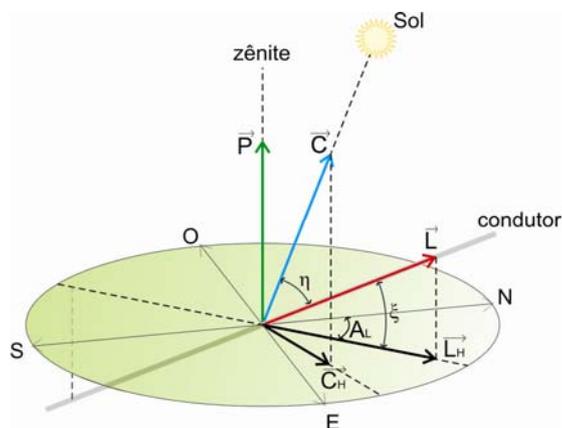


Figura 4.6 – Referencial usado para determinar o ângulo entre o eixo do condutor e feixe de raios solares (η).

$$\vec{L}_H = \vec{L} - \vec{P} \operatorname{sen} \xi. \quad (4.35)$$

$$L_H = \cos \xi. \quad (4.36)$$

O produto escalar entre os vetores \vec{L}_H e pode \vec{C}_H ser escrito da seguinte forma:

$$\vec{L}_H \cdot \vec{C}_H = L_H C_H \cos(A - A_L). \quad (4.37)$$

Substituindo as expressões (4.27), (4.28), (4.35) e (4.36) em (4.37) e realizando as manipulações algébricas necessárias, o ângulo entre o condutor e o feixe de raios solares pode ser computado através da seguinte expressão:

$$\cos\eta = \text{sen}\xi \text{sen}E + \cos\xi \cos E \cos(A - A_L). \quad (4.38)$$

Os modelos do Cigré e IEEE desprezam a inclinação do condutor em relação ao plano do horizonte e determinam η a partir da equação:

$$\cos\eta = \cos E \cos(A - A_L). \quad (4.39)$$

Determinada a posição da linha em relação ao sol e a superfície terrestre, a quantidade de calor devido ao aquecimento solar pode então ser calculada. Da radiação solar total que atinge o topo da atmosfera (aproximadamente 1353 W/m^2) apenas 25% atinge a superfície terrestre, constituindo a radiação direta (R_D) [84]. Parte da radiação solar total sofre espalhamento devido à reflexão em nuvens, vapor de água, ozônio e outras partículas existentes na atmosfera, compondo a radiação difusa (R_d). A soma destas duas contribuições é definida como radiação solar global (R_G). Quando o céu está sem nuvens a parcela de radiação difusa é muito pequena. Quando o céu está totalmente encoberto quase toda a radiação solar que chega a superfície é difusa. Parte da radiação solar global que atinge a superfície terrestre é refletida em direção a atmosfera, a parcela restante é absorvida pelo solo, pelo ar, pela evaporação da água, etc. A fração de calor que é refletida é chamada de albedo (F). Na Tabela 4.5 são fornecidos os albedos de algumas superfícies naturais [16] [85].

A radiação solar difusa aumenta na direção do sol e do horizonte, porém considerar seu comportamento isotrópico é uma suposição razoável devido a sua menor contribuição na quantidade de calor absorvido pelo condutor. Esta premissa é utilizada no modelo de Morgan, que determina o ganho de calor Q_S através da equação (4.40). Onde α_S é coeficiente de absorvidade do condutor.

Tabela 4.5 – Albedos para algumas superfícies [16] [85].

Superfície	Albedo
Água	0,05
Floresta	0,10
Áreas urbanas	0,15
Solo, grama e culturas diversas	0,20
Areia	0,30
Deserto	0,29-0,31
Gelo	0,40-0,60
Neve	0,60-0,80

$$Q_S = \alpha_S D \left[R_D \left(\text{sen}\eta + \frac{\pi}{2} F \text{sen}E \cos^2 \frac{\zeta}{2} \right) + \frac{\pi}{2} \cos^2 \frac{\zeta}{2} R_d (1 + F) \right]. \quad (4.40)$$

A intensidade da radiação solar direta varia em função da elevação do sol e da atenuação que sofre devido ao espalhamento pelas moléculas de ar, partículas de poeira e vapor d'água, e absorção pelo ozônio. A intensidade da radiação direta ao nível do mar para uma atmosfera padrão (R_{DP}) é determinada pela equação (4.41).

$$R_{DP} = 1280 \frac{\text{sen}E}{\text{sen}E + 0,314}. \quad (4.41)$$

O valor de R_D aumenta com o aumento da altitude do condutor (H_g) de acordo com a relação:

$$R_D = R_{DP} + 1,4 \times 10^4 H_g (1353 - R_{DP}). \quad (4.42)$$

A intensidade da radiação difusa pode ser determinada através da seguinte expressão:

$$R_d = (570 - 0,47 R_{DP}) (\text{sen}E)^{1,2}. \quad (4.43)$$

Como citado anteriormente, o método do Cigré despreza a inclinação do condutor em relação ao plano do horizonte ($\zeta = 0$), logo a expressão (4.40) é simplificada, resultando em:

$$Q_S = \alpha_S D \left[R_D \left(\text{sen}\eta + \frac{\pi}{2} F \text{sen}E \right) + \frac{\pi}{2} R_d (1 + F) \right]. \quad (4.44)$$

Embora o modelo de Morgan forneça expressões para determinação radiação solar direta e difusa, equações (4.42) e (4.43), o modelo do Cigré sugere que esses valores sejam obtidos através de medições e critica o alto custo da medição da radiação direta e dificuldade de obtenção da radiação difusa em locais remotos. Uma alternativa é a medição da radiação solar global (R_G), que tem um custo menor e maior confiabilidade [18]. Neste caso a ganho de calor devido ao sol é dado por:

$$Q_S = \alpha_S R_G D. \quad (4.45)$$

O modelo de House e Tuttle também calcula Q_S em função da intensidade da radiação direta e difusa, de acordo com a equação (4.46).

$$Q_S = \alpha_S (R_D \text{sen} \eta + R_d) D. \quad (4.46)$$

Já o modelo do IEEE utiliza a mesma expressão fornecida por House e Tuttle, porém não considera a contribuição da radiação difusa ($R_d = 0$) e estima o valor da radiação direta através da seguinte expressão:

$$R_D = (1 + 1.148 \times 10^{-4} H_g - 1,108 \times 10^{-8} H_g^2) (x_1 + x_2 E + x_3 E^2 + x_4 E^3 + x_5 E^4 + x_6 E^5 + x_7 E^6). \quad (4.47)$$

Onde H_g corresponde a altitude do condutor, medida em metros, e os coeficientes x_i ($i = 1,2,3,4,5,6,7$) são função do tipo de atmosférica, de acordo com a Tabela 4.6 [17].

Tabela 4.6 – Coeficientes para equação (4.47) [17].

Coeficientes	Atmosfera limpa	Atmosfera industrial
x_1	-42.2391	53,1821
x_2	63,8044	14,2110
x_3	-1,9220	$6,6138 \times 10^{-1}$
x_4	$3,46921 \times 10^{-2}$	$-3,1658 \times 10^{-2}$
x_5	$-3,61118 \times 10^{-4}$	$5,4654 \times 10^{-4}$
x_6	1.94318×10^{-6}	$-4,3446 \times 10^{-6}$
x_7	$-4,07608 \times 10^{-9}$	$1,3236 \times 10^{-8}$

A parcela de calor devido ao aquecimento solar é a que mais contribui na diferença entre os resultados de cada modelo. Através da Figura 4.1 é possível constatar uma diferença de 33% entre os modelos do Cigré e o do IEEE para o condutor a uma

temperatura de 50 °C. Desprezando a radiação difusa ($R_d = 0$), os modelos apresentariam os resultados registrados na Figura 4.7. A diferença entre os modelos do Cigré e do IEEE para o condutor a uma temperatura de 50 °C diminuiu para aproximadamente 11%. Resultados de mesma ordem foram encontrados por Schmidt, em 1999, quando comparou os modelos do Cigré e do IEEE [75]. Ele também desprezou em seus estudos o impacto da radiação difusa e concluiu que a diferença de ampacidade nos resultados, geralmente, não era significativa, especialmente considerando a imprecisão dos parâmetros utilizados. Com o desenvolvimento tecnológico atual, simplificações como estas são desnecessárias e apenas eliminam as particularidades de cada modelo.

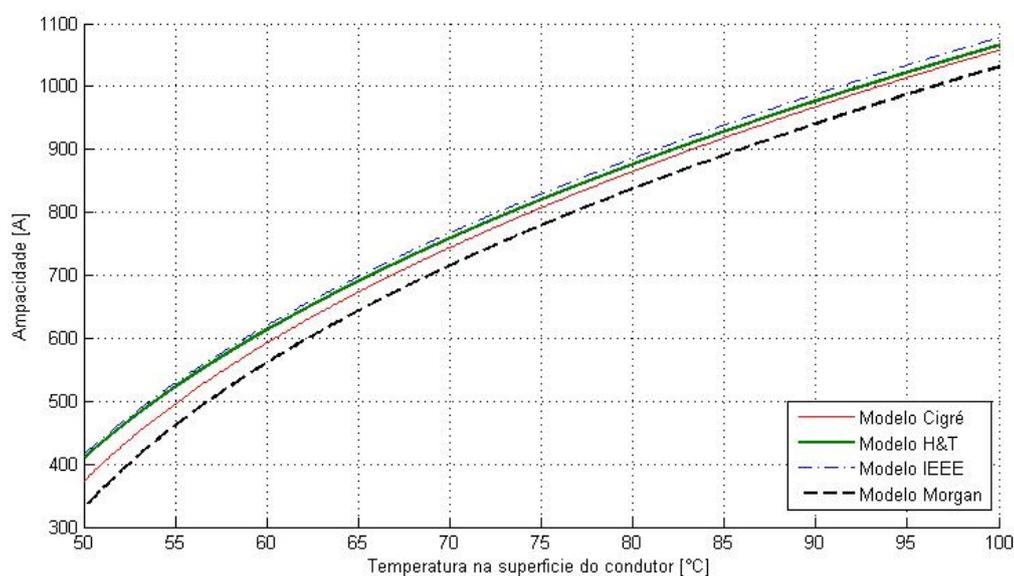


Figura 4.7 – *Variação da ampacidade com a temperatura do condutor, desprezando a radiação solar difusa.*

Uma prática comum é a utilização de um valor para radiação solar, no lugar de sua estimativa, obtido através de medições ou considerado igual a valores fixados em norma. O impacto da alteração pode ser analisado através da Figura 4.8. O ganho de calor devido ao aquecimento solar para os quatro modelos foi considerado igual a 29,98 W/m (valor obtido aplicando o modelo de Morgan aos dados da Tabela 4.1). A maior diferença é de 4% entre os modelos do Cigré e o de House e Tuttle. Entre o modelo do Cigré e o modelo do IEEE a diferença é de 1,5%. Estes resultados indicam que, no caso do valor da radiação solar ser medido, a diferença entre os modelos para as condições utilizadas nos cálculos não é significativa, mas no caso de seu valor ser estimado os valores obtidos por cada modelo se diferenciam significativamente.

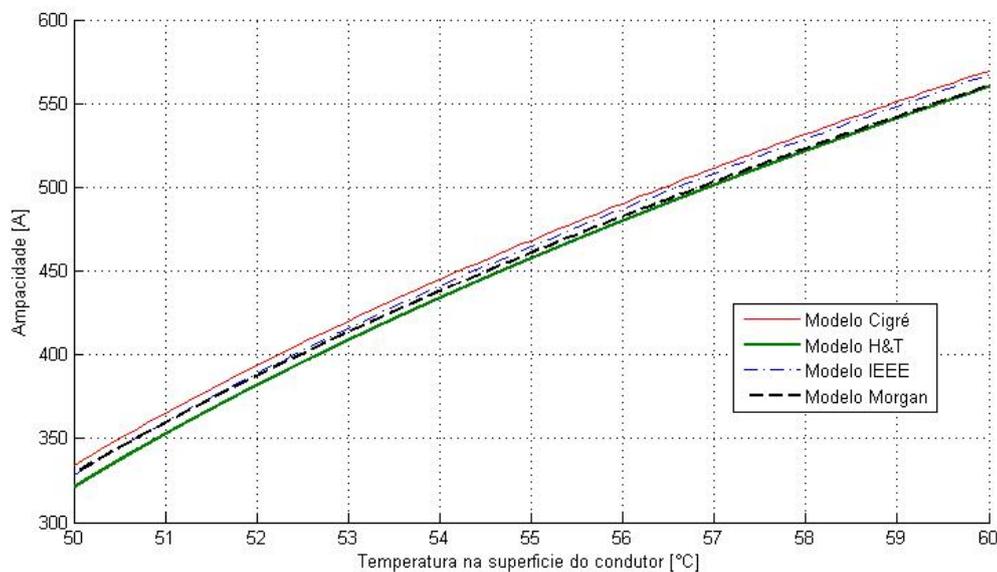


Figura 4.8 – Variação da ampacidade com a temperatura do condutor, considerando o mesmo ganho de calor devido ao aquecimento solar.

A relevância da sazonalidade do clima na determinação da ampacidade pode ser verificada através da Figura 4.9. Esta foi obtida com a aplicação o modelo do IEEE e representa a variação da ampacidade em função da latitude e da ordem do dia do ano. O eixo das abscissas cobre uma faixa de latitude de -35° a 5° , correspondendo aos pontos extremos sul e norte do Brasil, respectivamente. A figura também destaca a latitude de três cidades brasileiras: Porto Alegre, São Paulo e Recife. Fixando a análise na latitude do Recife a variação na ampacidade é de cerca de 5% no decorrer do ano. Quanto maior a distância do local em relação a linha do equador maior é a influência da latitude na ampacidade, cerca de 10% em São Paulo e 13% em Porto Alegre. Vale ressaltar que foi considerada uma temperatura ambiente constante para todas as latitudes, porém seu valor diminui com o aumento da distância do paralelo local a linha do equador. Ou seja, a variação na ampacidade será ainda maior que os valores representados na Figura 4.9, justificando a adoção de ampacidade diferentes para cada período do ano.

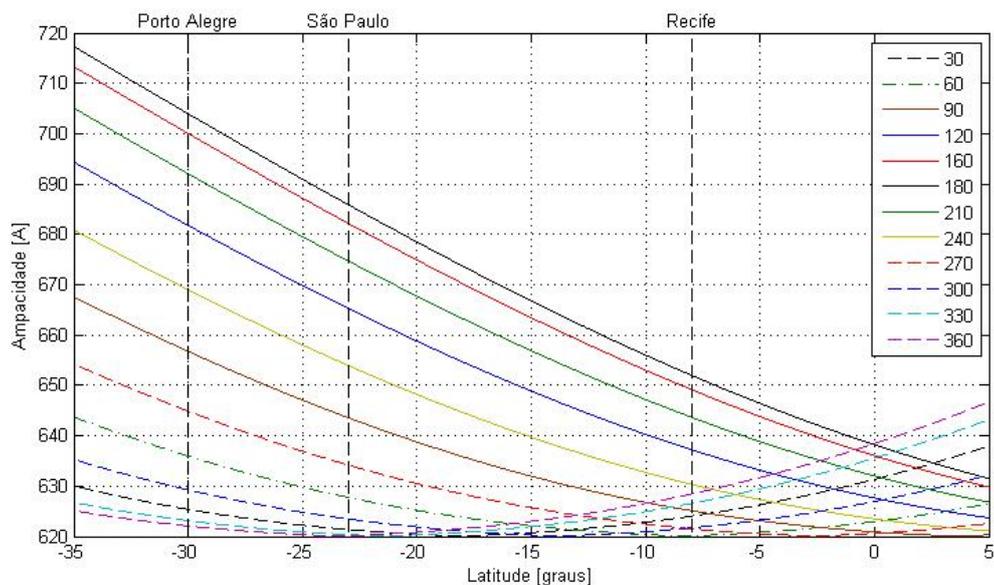


Figura 4.9 – Variação da ampacidade com a latitude no decorrer de um ano.

O comportamento da ampacidade em função da temperatura ambiente, registrado na Figura 4.10, mostra a importância de trabalhar com ampacidades diferentes para o período diurno e noturno. Durante a noite o valor da temperatura ambiente é bem menor. Alterando a temperatura ambiente de 31,2°C para 20°C pode ser obtido um ganho de 33% na ampacidade através da aplicação do modelo de Morgan.

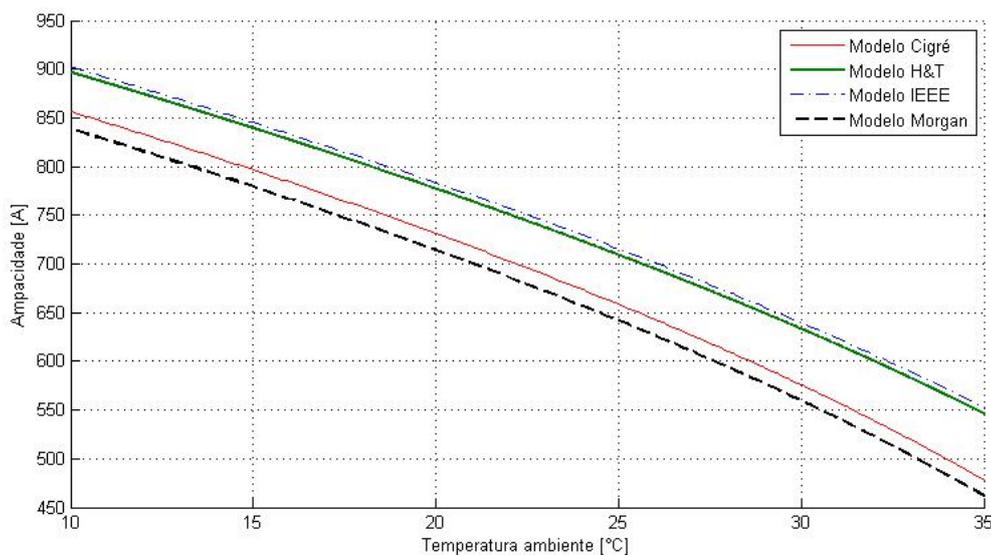


Figura 4.10 – Variação da ampacidade com a temperatura ambiente.

4.4 DISSIPACÃO DE CALOR POR CONVECÇÃO

A parcela que mais influi no estabelecimento do equilíbrio térmico é a dissipação de calor por convecção. Uma das primeiras expressões para cálculo do calor transmitido por convecção entre uma superfície e um fluido foram propostas por Newton [86]. No caso dos condutores sua temperatura superficial aquece o ar que o envolve, diminuindo a densidade deste e provocando sua substituição por um fluxo de ar frio, responsável pelo resfriamento do condutor. O processo de convecção pode ocorrer de forma natural (velocidade do vento igual a zero) ou forçada (velocidade do vento diferente de zero).

O modelo do Cigré utiliza quatro parâmetros adimensionais para quantificar a dissipação de calor por convecção: os números de Reynolds (Re), Grashof (Gr), Prandtl (Pr) e Nusselt (Nu) [18].

O número de Reynolds é determinado por:

$$Re = \frac{\rho_r V D}{\nu}, \quad (4.48)$$

sendo:

- ρ_r densidade relativa do ar;
- V velocidade do vento [m/s];
- ν viscosidade cinemática do ar [m²/s].

O número de Grashof é definido como:

$$Gr = \frac{D^3 (T_s - T_a) g}{(T_f + 273) \nu^2}, \quad (4.49)$$

onde g é a aceleração da gravidade (9,807 m/s²) e T_f corresponde a temperatura do filme de ar que envolve o condutor, dada por:

$$T_f = \frac{(T_s + T_a)}{2}. \quad (4.50)$$

A densidade relativa do ar, viscosidade cinemática do ar e o número de Prandtl são calculados a partir das seguintes equações empíricas:

$$\nu = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8}T_f, \quad (4.51)$$

$$Pr = 0,715 - 2,5 \times 10^{-4}T_f, \quad (4.52)$$

$$\rho_r = e^{(-1,16 \times 10^{-4}Hg)}. \quad (4.53)$$

A dissipação de calor é, então, definida através da equação (4.54). Onde o número de Nusselt (Nu) depende do tipo de convecção e λ_f é a condutividade térmica do ar em W/mK calculado através da equação (4.55). As expressões (4.51), (4.52) e (4.55) são válidas para temperaturas do filme de ar entre 0°C e 100°C [16].

$$Q_c = \pi \lambda_f (T_s - T_a) Nu. \quad (4.54)$$

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5}T_f. \quad (4.55)$$

No caso de convecção natural o número de Nusselt é função do produto dos números de Prandtl e Grashof:

$$Nu = A_2 (GrPr)^{m_2}. \quad (4.56)$$

Os valores das constantes A_2 e m_2 são dados na Tabela 4.7 [18].

Tabela 4.7 – Coeficientes para equação (4.56) [18].

Número de Rayleigh ($GrPr$)	A_2	m_2
$10^2 \leq GrPr < 10^4$	0,85	0,188
$10^4 \leq GrPr < 10^6$	0,48	0,25

Para convecção forçada o número de Nusselt é determinado como:

$$Nu = B_1 (Re)^n [A_1 + B_2 (\text{sen}\varphi)^{m_1}]. \quad (4.57)$$

Onde as constantes B_1 e n dependem do número de Reynolds e da rugosidade superficial do condutor (R_f), conforme registrado na Tabela 4.8, e os valores das constantes A_1 , B_2 e m_1 dependem da direção do vento em relação ao eixo do condutor (φ) [18]:

$$A_1 = 0,42, B_2 = 0,68 \text{ e } m_1 = 1,08 \text{ para } 0^\circ \leq \varphi < 24^\circ;$$

$$A_1 = 0,42, B_2 = 0,58 \text{ e } m_1 = 0,8 \text{ para } 24^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ.$$

Tabela 4.8 – Coeficientes para equação (4.57) [18].

Rugosidade superficial do condutor (R_f)	Número de Reynolds (Re)	B_1	n
–	$10^2 \leq Re \leq 2,65 \times 10^3$	0,641	0,471
$R_f \leq 0,5$	$2,65 \times 10^3 < Re \leq 5 \times 10^4$	0,178	0,633
$R_f > 0,5$	$2,65 \times 10^3 \leq Re < 5 \times 10^4$	0,048	0,800

A rugosidade superficial do condutor é calculada através da expressão (4.58). Onde d é o diâmetro do fio da camada externa do condutor.

$$R_f = \frac{d}{2(D - 2d)}. \quad (4.58)$$

O termo $B_1(Re)^n$ da equação (4.57) deriva da aproximação de uma equação descrita no modelo de Morgan para a temperatura do filme de ar entre 0°C e 50°C. Embora este modelo forneça uma expressão para cálculo da equação citada, ele não informa os valores dos coeficientes utilizados na mesma.

Para ventos de baixa intensidade ($V < 0,5$ m/s) os anemômetros geralmente utilizados não conseguem medir com precisão o valor da direção do vento. Nestes casos o modelo do Cigré defende que não há direção de vento preferencial e recomenda a utilização do maior valor calculado para as três condições citadas a seguir como parcela de calor dissipado por convecção:

- determinar Q_c através da equação (4.54) utilizando o número de Nusselt da equação (4.57) com o ângulo da direção do vento igual a 45°;
- determinar Q_c através da equação (4.54) utilizando o número de Nusselt da equação (4.56);
- determinar Q_c através da equação (4.54) utilizando o número de Nusselt igual a $0,55B_1(Re)^n$, para valores de B_1 e n de acordo com a Tabela 4.8.

Na primeira condição o ângulo da direção do vento é igual a 45°, logo os valores das constantes A_1 , B_2 e m_1 serão, respectivamente, iguais a 0,42, 0,58 e 0,8. Substituindo estes valores na equação (4.57), tem-se que o número de Nusselt será igual a $0,86B_1(Re)^n$. Ou seja, a terceira condição sempre terá um valor inferior a primeira, bastando comparar para cálculo de calor dissipado por convecção apenas as duas primeiras condições.

A Figura 4.11 mostra o comportamento da ampacidade com a velocidade e direção do vento. As alterações abruptas na taxa de variação das curvas se devem a mudança de equação utilizada para calcular a dissipação de calor por convecção. Para velocidades inferiores a 0,5 m/s, notam-se algumas peculiaridades do modelo. Por exemplo, a ampacidade calculada para um vento paralelo à linha é maior que a calculada para um vento perpendicular. Com o aumento da velocidade é esperado que o valor da ampacidade aumente, porém com uma direção do vento de 30° esse valor diminui ao passar de 0,5 m/s e volta a aumentar. Como o modelo cita a dificuldade de determinar a direção do vento para velocidades inferiores a 0,5 m/s, as particularidades descritas não seriam tão relevantes. Mas atualmente já existem anemômetros capazes de determinar a direção de ventos de menor intensidade. Um método que apresente valores mais consistentes para esta faixa de velocidade seria mais consistente.

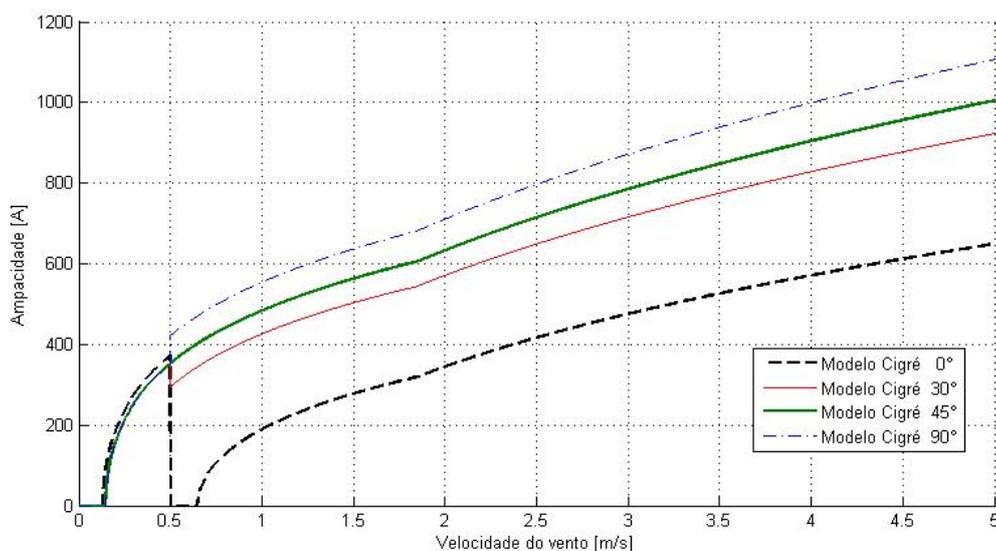


Figura 4.11 – Variação da ampacidade com a intensidade e direção do vento pelo Modelo do Cigré.

As expressões utilizadas no modelo de Cigré são as mesmas do modelo de Morgan. Há apenas duas diferenças na forma de calcular o calor dissipado por convecção. A primeira se refere à inclinação do condutor com o plano do horizonte. O modelo de Morgan considera essa inclinação utilizando a relação $D/\cos\xi$ no lugar da variável D para calcular o número de Nusselt e Grashof. Outra opção é multiplicar o número de Nusselt por $(\cos\xi)^{m_1}$. A segunda diferença está associada à forma como o modelo de Morgan calcula a dissipação de calor por convecção para ventos de baixa intensidade. Este modelo

não cita um valor específico. A baixa velocidade de vento a convecção natural e forçada coexistem. O modelo de Morgan sugere um número de Reynolds equivalente (Re^*) encontrado através do número de Nusselt com fluxo de ar natural e forçado. Igualando as equações (4.56) e (4.57) para um vento atingindo o condutor perpendicularmente:

$$A_2(GrPr)^{m_2} = B_1(Re^*)^n, \quad (4.59)$$

então:

$$Re^* = \left[\frac{A_2(GrPr)^{m_2}}{B_1} \right]^{\frac{1}{n}}. \quad (4.60)$$

Quando o fluxo natural está com um ângulo ϑ em relação ao fluxo forçado, o número de Reynolds efetivo (Re_{ef}) é dado por:

$$Re_{ef} = \{[Re^* + Re\cos\vartheta]^2 + [Resen\vartheta]^2\}^{0,5}. \quad (4.61)$$

O calor dissipado por convecção pode, então, ser encontrado utilizando Re_{ef} no lugar de Re na Tabela 4.8. A Figura 4.12 mostra a variação da ampacidade com a velocidade e direção do vento para o modelo de Morgan. O comportamento das curvas é semelhante ao do modelo do Cigré para velocidades maiores que 0,5 m/s. Para valores inferiores, o modelo de Morgan não apresenta as descontinuidades e incoerências do modelo do Cigré.

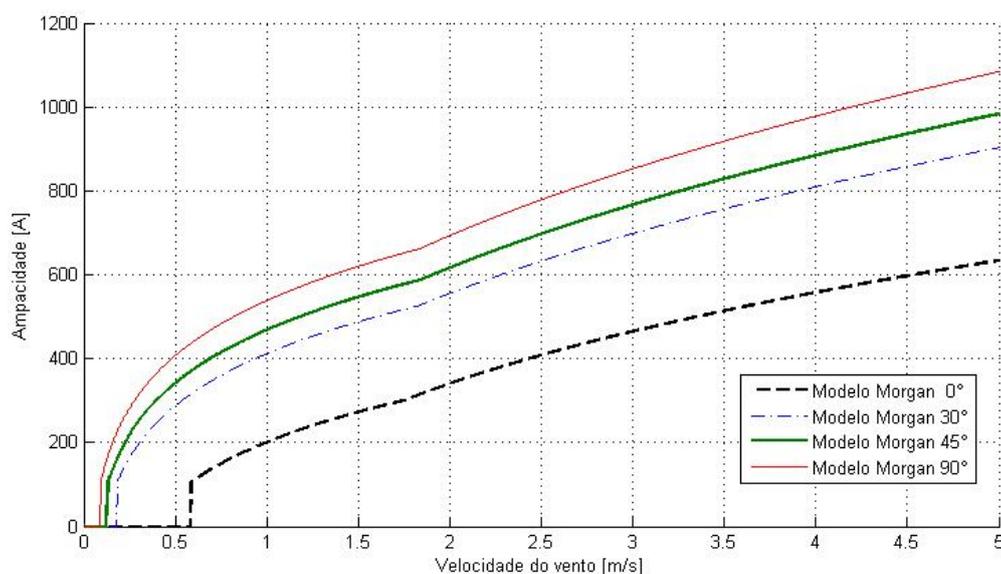


Figura 4.12 – Variação da ampacidade com a intensidade e direção do vento pelo Modelo de Morgan.

O modelo de House e Tuttle determina as perdas de calor por convecção forçada a partir das expressões obtidas por McAdams [87] para tubos e fios horizontais. São utilizadas duas expressões: uma para fluxo de ar laminar, equação (4.62), e outra para fluxo de ar turbulento, equação (4.63). Onde μ_f , λ_f e ρ_f correspondem, respectivamente a viscosidade dinâmica, condutividade térmica e densidade do ar. A transição entre estas duas equações é realizada para um número de Reynolds de 1000, abaixo deste valor o modelo de House e Tuttle recomenda a equação (4.62) e para valores acima a equação (4.63). Este valor foi escolhido como uma conveniência para o cálculo da ampacidade do condutor, mas não reflete o comportamento real do fluxo turbulento resultando em uma descontinuidade na curva da ampacidade em função da velocidade do vento, conforme registrado na Figura 4.13. Como a turbulência começa a uma determinada velocidade e atinge seu pico a um valor superior, a transição de uma curva para outra é uma curva linear não uma descontinuidade [17].

$$Q_c = \left[0,3078 + 0,4118 \left(\frac{\rho_f V D}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] \lambda_f (T_c - T_a). \quad (4.62)$$

$$Q_c = 0,2298 \left(\frac{\rho_f V D}{\mu_f} \right)^{0,6} \lambda_f (T_c - T_a). \quad (4.63)$$

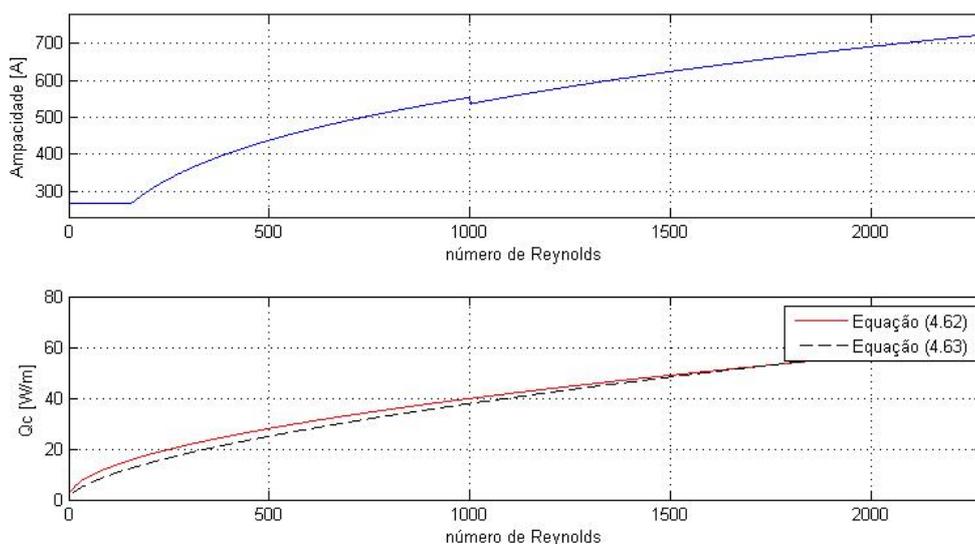


Figura 4.13 –Variação da ampacidade e da quantidade de calor dissipado por convecção com o número de Reynolds, aplicando o Modelo de House e Tuttle.

Para dissipação de calor por convecção natural o modelo de House e Tuttle utiliza a seguinte expressão:

$$Q_c = 0,0219\rho_f^{0,5}D^{0,75}(T_c - T_a)^{1,25}. \quad (4.64)$$

Para evitar a descontinuidade na curva da ampacidade em função do número de Reynolds que acontece no modelo de House e Tuttle, o modelo do IEEE utiliza como valor de transição o ponto onde estas curvas se cruzam, porém as expressões para o cálculo da convecção forçada são:

$$Q_c = \left[1,01 + 0,0372 \left(\frac{\rho_f V D}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{ang} (T_c - T_a), \quad (4.65)$$

$$Q_c = \left[0,0119 \left(\frac{\rho_f V D}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f K_{ang} (T_c - T_a). \quad (4.66)$$

A perda de calor por convecção é multiplicada por um fator de direção de vento (K_{ang}) determinado por:

$$K_{ang} = 1,194 - \cos\varphi + 0,194\cos(2\varphi) + 0,368\sin(2\varphi). \quad (4.67)$$

As expressões para calcular a viscosidade dinâmica (μ_f), condutividade térmica (λ_f) e densidade do ar (ρ_f), utilizadas no modelo do IEEE, são:

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_f + 273)^{1,5}}{T_f + 383,4}, \quad (4.68)$$

$$\lambda_f = 2,424 \times 10^{-2} + 7,477 \times 10^{-5} T_f - 4,407 \times 10^{-9} T_f^2, \quad (4.69)$$

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \times 10^{-4} H_g + 6,379 \times 10^{-9} H_g^2}{1 + 0,00367 T_f}. \quad (4.70)$$

O modelo proposto pelo IEEE não comenta para qual intervalo de temperatura as expressões para viscosidade dinâmica e condutividade térmica são válidas. A referência [88] garante a validade da expressão (4.69) para temperatura do filme de ar entre 0°C e 300°C.

O calor dissipado por convecção natural pode ser calculado, segundo o modelo do IEEE, por:

$$Q_c = 0,0205\rho_f^{0,5}D^{0,75}(T_c - T_a)^{1,25}. \quad (4.71)$$

Para ventos de baixa intensidade o modelo IEEE recomenda que seja utilizado o maior valor calculado através das expressões para convecção forçada e natural. A Figura 4.14 mostra a variação da ampacidade em função da velocidade e direção do vento. Conforme esperado, quanto maior for o ângulo entre a direção do vento e o eixo do condutor maior será o ser resfriamento. Tanto a intensidade quanto a direção do vento influenciam no resfriamento convectivo. Como mostra a Figura 4.14, um vento perpendicular de 0,9 m/s produz o mesmo resfriamento que um vento de 1,55 m/s com um ângulo de 30° ou um vento paralelo de 4,6 m/s. Quando for considerada uma velocidade de vento conservativa, deve-se levar em conta também sua direção. A simples suposição de um fluxo de vento perpendicular não é conservativa [17].

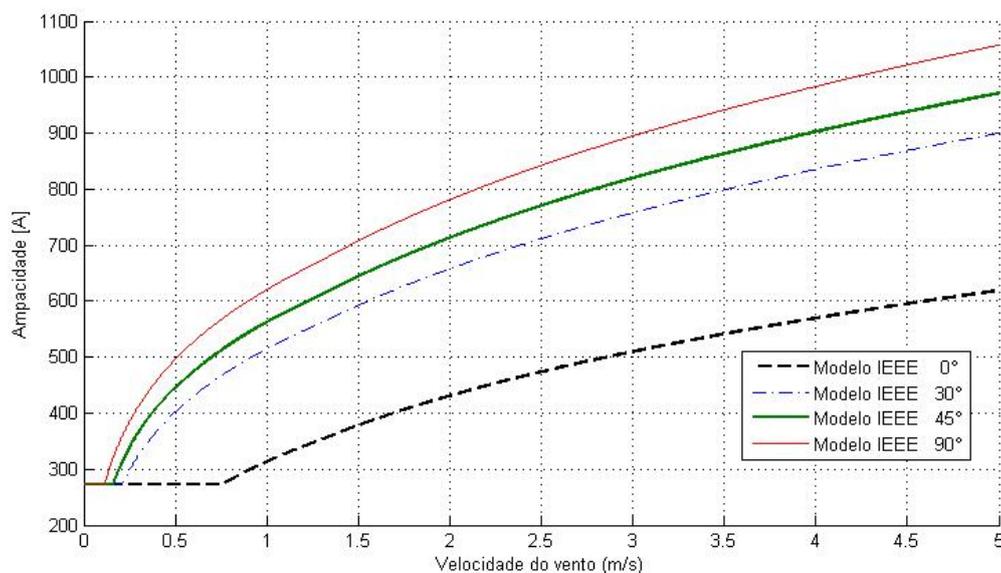


Figura 4.14 – Variação da ampacidade em função da intensidade e direção do vento, aplicando o modelo do IEEE.

Através da Figura 4.15 é possível comparar a variação da ampacidade com a velocidade do vento para os quatro modelos. A discrepância é maior para velocidades de pequena intensidade, principalmente entre os métodos do Cigré e do IEEE.

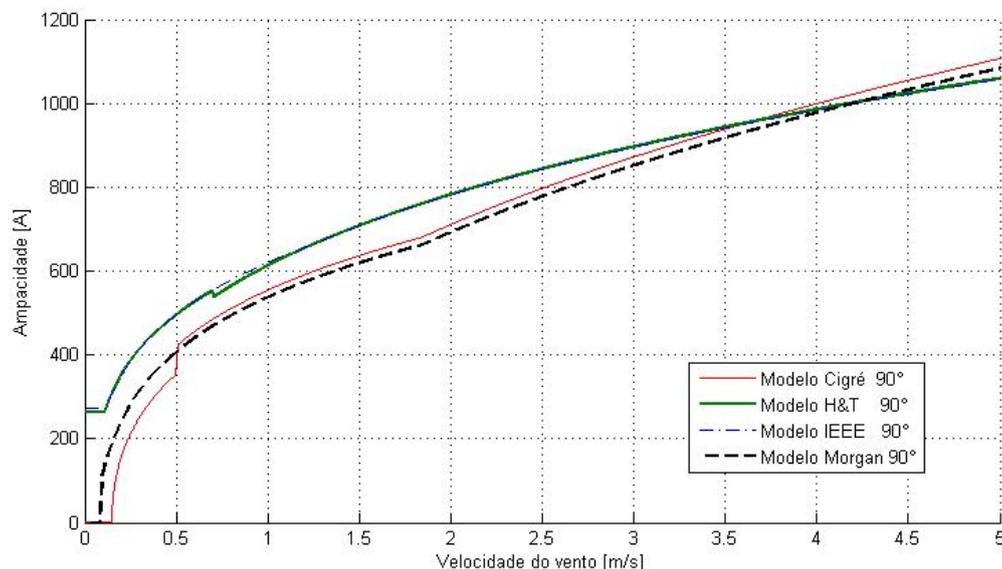


Figura 4.15 – Variação da ampacidade em função da velocidade do vento.

Outra variável importante no cálculo da ampacidade é a altitude da linha. Seu impacto na ampacidade pode ser avaliado através da Figura 4.16. Embora a diferença no valor da ampacidade entre os modelos para uma mesma altura seja considerável, a variação da ampacidade com a altura não é tão significativa. A maior variação ocorre no modelo do IEEE, aproximadamente 3,6% para a ampacidade calculada a 0 m e a 500 m.

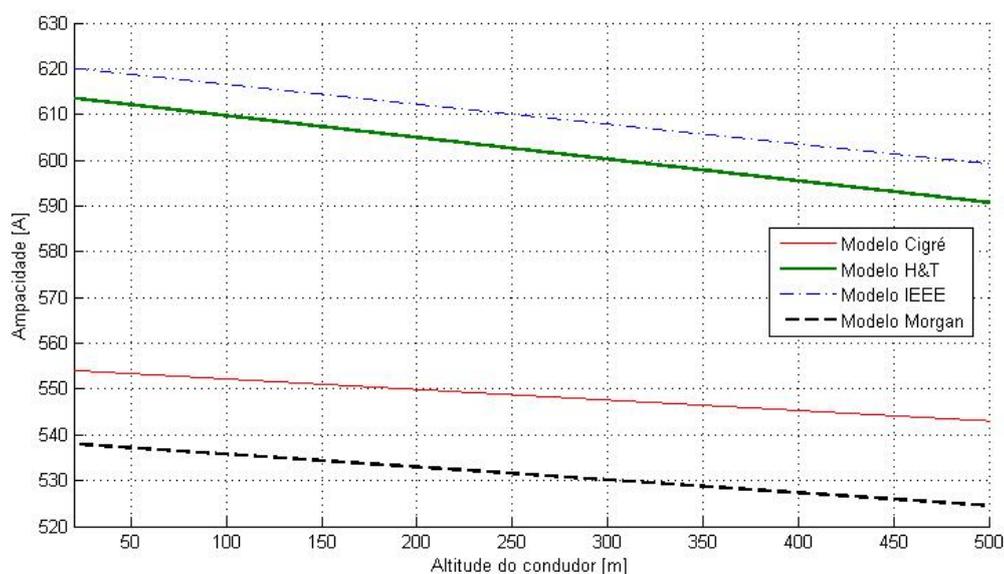


Figura 4.16 – Variação da ampacidade com a altitude do condutor.

4.5 DISSIPACÃO DE CALOR POR RADIAÇÃO

A radiação é uma forma de energia que se propaga sem a necessidade de um meio material. Sua natureza é alvo de estudos da física moderna, apresentando comportamento ora corpuscular (na forma de fótons) ora na forma de ondas eletromagnéticas, dependendo do experimento. Para a meteorologia o comportamento de interesse é o de onda eletromagnética [80]. A radiação se caracteriza por sua frequência ou comprimento de onda, os quais variam de 10^{-10} cm (raios gama) a 10^7 cm (ondas longas de rádio). O conjunto de todos esses comprimentos denomina-se espectro eletromagnético. A faixa que vai de 360 nm a 740 nm corresponde ao espectro visível, acima de 740 nm está a faixa da radiação infravermelha e abaixo de 360 nm a faixa da radiação ultravioleta.

Quando um corpo é atingido por certa quantidade de radiação (R) parte dela é refletida ($R_{r'}$), parte absorvida ($R_{a'}$) e parte transmitida ($R_{t'}$). Tem-se então, de acordo com a lei da conservação da energia, que:

$$R = R_{r'} + R_{a'} + R_{t'}. \quad (4.72)$$

Dividindo a equação (4.72) por R :

$$1 = r' + a' + t'. \quad (4.73)$$

Onde r' , a' , t' são os coeficientes de reflexão, absorção e transmissão. Estes coeficientes podem ser determinados para um comprimento de onda específico ou para todo o espectro eletromagnético.

Um conceito bastante utilizado em estudos radiativos é o do corpo negro, que corresponde a um corpo absorvente perfeito ($a'=1$). Apesar do nome, os corpos negros produzem radiação eletromagnética. Quando aquecido a determinada temperatura, cercado por outros objetos da mesma temperatura e em equilíbrio térmico, o corpo negro emitirá a mesma quantidade de radiação que absorve.

Na literatura sobre a radiação é comum encontrar vários termos para a mesma grandeza radiativa. Com o intuito de unificar a terminologia e simbologia a Organização Meteorológica Mundial (OMM) recomenda a todos os países membros a adoção de certas

grandezas, entre elas a emitância (M_e) que é fluxo de energia radiante (F_e) emitido por unidade de área:

$$M_e = \frac{F_e}{S}. \quad (4.74)$$

Em 1879, Josef Stefan mostrou experimentalmente que a emitância de um corpo negro é proporcional à quarta potência de sua temperatura absoluta (T). Cinco anos depois, Ludwig Boltzmann comprovou teoricamente essa proporcionalidade. A expressão analítica que traduz a lei de Stefan-Boltzmann, para o corpo negro é a seguinte:

$$M_e = \sigma T^4. \quad (4.75)$$

Onde σ é a constante de Stefan-Boltzmann ($5,66977 \times 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$). Admite-se que a emitância de um corpo real (M) pode ser expressa como uma fração da emitância do corpo negro. Assim:

$$M = \varepsilon \sigma T^4. \quad (4.76)$$

O coeficiente de emissividade (ε) representa o grau de enegrecimento do corpo. Considerando a expressão (4.74) para o caso de corpo real e a substituindo em (4.76), tem-se:

$$\frac{F_e}{S} = \varepsilon \sigma T^4. \quad (4.77)$$

O fluxo de energia radiante (F_e) por unidade de comprimento do condutor equivale à dissipação de calor por radiação (Q_R). Para um condutor cilíndrico a área será dada por πD , sendo D o diâmetro do condutor. Como a temperatura do condutor e do meio que o envolve podem ser diferentes, torna-se necessário realizar adequações na equação (4.77) de forma a considerar a temperatura ambiente (T_a). Considerando a temperatura do condutor e do ambiente em $^{\circ}\text{C}$, a dissipação de calor por radiação é dada por:

$$Q_R = \pi D \varepsilon \sigma [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4]. \quad (4.78)$$

A equação (4.78) é utilizada nos modelos de House e Tuttle, Cigré e IEEE. O modelo de Morgan também sugere a utilização desta equação devido às perdas por radiação corresponderem a uma pequena parcela das perdas de calor do condutor, porém disponibiliza também a seguinte equação:

$$Q_R = \pi D \varepsilon \sigma \left[(T_c + 273)^4 - \frac{1}{2} (T_g + 273)^4 - \frac{1}{2} (T_d + 273)^4 \right]. \quad (4.79)$$

A temperatura do solo (T_g) geralmente é maior que a temperatura do ar durante o dia e menor durante a noite, particularmente com céu claro. A temperatura do céu (T_d) varia de 5°C a 18°C menor que a temperatura do solo, dependendo da estação e quantidade de vapor de água na atmosfera. Uma aproximação do seu valor pode ser determinada por:

$$T_d = 0,0552(T_a + 273)^{1,5} - 273. \quad (4.80)$$

O valor do coeficiente de emissividade térmica contribui expressivamente na capacidade de transmissão das LTs. Como a temperatura do condutor raramente excede 150°C a energia emitida permanece predominantemente na faixa do infravermelho [89]. Desta forma a emissividade apropriada para uso no cálculo do termo de energia irradiada é a emissividade infravermelha. Seu valor está fortemente relacionado ao coeficiente de absorção solar. A lei de Kirchoff da irradiação estabelece que a uma determinada temperatura a emissividade e absorptividade monocromática de uma superfície são aproximadamente iguais. A absorptividade dos condutores permanece predominantemente na faixa de comprimento de onda da porção visível do espectro eletromagnético, próxima ao infravermelho.

Há uma grande dispersão entre os valores de emissividade e absorptividade encontrados na literatura. O modelo do Cigré recomenda valores para absorptividade e emissividade de 0,27 para condutores novos e 0,95 para condutores envelhecidos. Sugere que para maioria dos propósitos valores de 0,5 podem ser adotados, tanto para o coeficiente de absorção quanto emissividade. O modelo do IEEE também recomenda este par de valores ou a utilização de 0,9 para absorptividade e 0,7 para emissividade. Na prática é comum utilizar valores iguais para as duas variáveis. A Tabela 4.9 mostra os valores

recomendados pela CHESF para a emissividade em função do tempo de operação da LT [89].

Tabela 4.9 – Coeficientes de emissividade em função do tempo de operação da LT [89].

Tempo de operação (anos)	Emissividade
0-1	0,54
1-10	0,76
11-20	0,8
21-30	0,89
Acima de 30	0,89

Adotar valores de 0,5 para o coeficiente de absorção e emissividade não é condição conservativa e pode ir contra a segurança operacional da linha. A Figura 4.17 mostra a variação da ampacidade com o envelhecimento do condutor. Verifica-se uma redução de 16% na capacidade de transmissão do cabo envelhecido ($\varepsilon = 0,9$) em relação ao cabo novo ($\varepsilon = 0,3$) utilizando o modelo do Cigré. Essa variação pelo modelo do IEEE é de 7%. Neste caso a ampacidade diminui com o envelhecimento do condutor devido à parcela de calor por aquecimento solar ser maior que a dissipação de calor por radiação. Observa-se ainda que para linhas com longo tempo de operação e limite térmico de 60°C, a utilização de valores de emissividade e absorvidade iguais a 0,5 correspondem a uma ampacidade 10,9% superior ao permitido pelo real estado de conservação da linha.

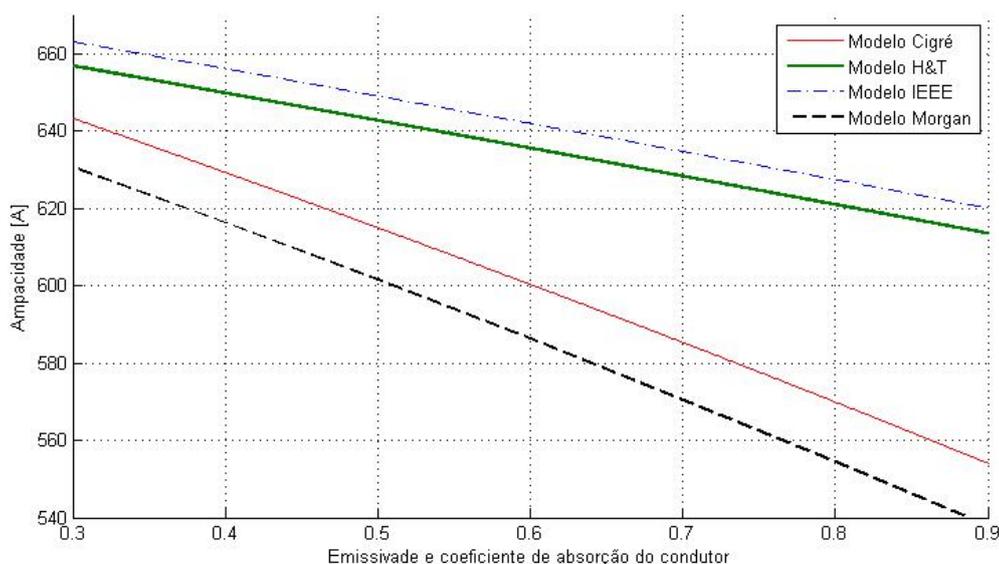


Figura 4.17 – Variação da ampacidade em função da emissividade e coeficiente de absorção do condutor, para um limite térmico de 60°C.

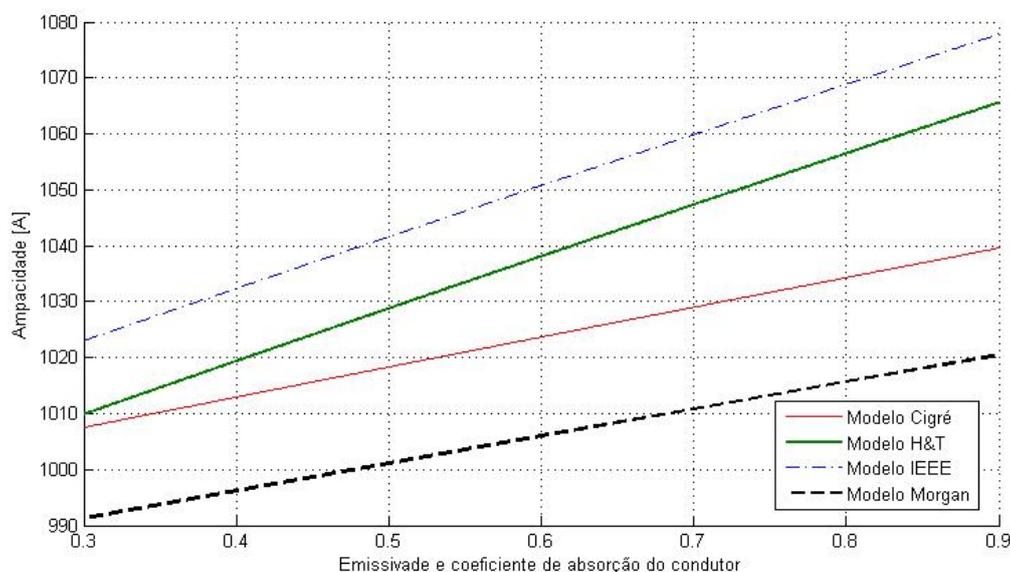


Figura 4.18 – *Variação da ampacidade em função da emissividade e coeficiente de absorção do condutor, para um limite térmico de 100°C.*

O comportamento da ampacidade com a emissividade e absorvidade depende do limite térmico. A Figura 4.18 mostra esta relação para um limite térmico de 100°C. Neste caso o envelhecimento do condutor aumenta os limites da capacidade operativa diurna das LTs. Isto ocorre devido ao ganho de calor por aquecimento solar por aquecimento solar ser menor que o calor dissipado por radiação. Verifica-se uma redução de 3,2% na capacidade de transmissão do cabo envelhecido ($\varepsilon = 0,9$) em relação ao cabo novo ($\varepsilon = 0,3$) utilizando o modelo do Cigré. Essa variação pelo modelo do IEEE é de 5,4%. Quanto maior for o limite térmico maior será a variação. Entre o limite térmico de 60°C e 100°C existe um valor de temperatura para a qual o valor da ampacidade independe do grau de envelhecimento do condutor [89].

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia utilizada nos quatro modelos descritos neste capítulo é a mesma, baseia-se na resolução da equação do equilíbrio térmico para determinar a ampacidade. Porém a forma como é calculada cada parcela de calor difere expressivamente. Em 2004 o ONS apresentou, em atendimento a solicitação da ANEEL, a Nota Técnica 028/2004-SRT/ANEEL com recomendações para o cálculo da capacidade operativa de longa duração das linhas aéreas de transmissão [90]. Nessa nota foi proposto um método, composto pela mistura dos modelos do Cigré, IEEE e Morgan, que recebeu críticas severas em uma

audiência pública realizada no ano seguinte. Cada modelo está alicerçado em um conjunto de pesquisas distintas, a reconstituição e mistura das parcelas que constituem o equilíbrio térmico não proporciona um aprimoramento científico [91]. Os resultados da aplicação de cada modelo podem diferir significativamente, embora certas suposições e simplificações possam minimizar a divergência. Outro ponto polêmico da nota técnica foi a recomendação para utilizar coeficientes de emissividade e absortividade iguais a 0,5, como se esta fosse uma solução conservadora. Como foi verificada em seções anteriores esta afirmação não corresponde a realidade dependendo do limite térmico da linha.

Apesar de toda discussão em torno do assunto, em 14 de novembro de 2005 foi emitida a Nota Técnica nº 038/2005 – SRT/ANEEL Anexo A – Cálculo da Capacidade Operativa de Longa Duração das Linhas Aéreas de Transmissão [92], a qual fundamenta toda a modelagem de cálculo utilizada na resolução 191 da ANEEL para determinação das capacidades operativas das LTs [93]. Esta nota estabelece a utilização do Modelo do Cigré devido a sua simplicidade de aplicação e aderência com o Modelo de Morgan para velocidades de vento superiores a 0,5 m/s. Para calcular o ganho de calor por aquecimento solar é recomendada medição da radiação incidente global na altura da LT. Caso não haja disponíveis valores medidos deverá ser utilizado o valor de 1000 W/m^2 , conforme previsto na NBR 5422. Se o calor absorvido pelo condutor, devido ao aquecimento solar, for obtido por medição, qualquer um dos modelos de ampacidade apresentados neste capítulo aderem ao modelo de Morgan e escolher um valor fixo de 1000 W/m^2 não representa, de forma alguma, a radiação mais severa em todo o território brasileiro. Quanto à emissividade e absortividade foram mantidos os valores de 0,5 recomendados pelo Cigré. Caso o concessionário entenda que estes valores não devem ser aplicados em algumas de suas LTs pode propor outros valores desde que apresente relatório técnico fundamentado com prova documental.

Embora a resolução 191 da ANEEL estabeleça a aplicação do modelo do Cigré para determinação da ampacidade dos condutores, nos próximos capítulos será utilizado o modelo do IEEE. Esta escolha se deve aos seguintes fatos:

- O modelo do IEEE trabalha com valores de resistência elétrica ca, facilmente obtidas em catálogos de fabricantes, as quais levam em consideração os efeitos pelicular e magnético. O modelo do Cigré utiliza o valor da resistência elétrica cc e realiza correções em seguida para corrente alternada. Os fatores de correção ou métodos apresentados para determinar a influência dos efeitos

citados foram obtidos experimentalmente para cabos CA e CAA. Como os condutores especiais são compostos por ligas diferentes, a utilização do modelo do IEEE se torna mais adequada;

- o número de Nusselt utilizado para calcular a dissipação de calor por convecção forçada no modelo do Cigré deriva da aproximação de uma equação descrita no modelo de Morgan para a temperatura do filme de ar entre 0 °C e 50 °C. Para uma temperatura de projeto maior ou igual a 50 °C e uma temperatura ambiente maior ou igual a zero, o valor obtido para o número de Nusselt não teria validade;
- outras equações utilizadas no cálculo da dissipação de calor por convecção do modelo do cigré também tem restrições relacionadas à temperatura do filme de ar que envolve o condutor. Por exemplo, as fórmulas para viscosidade cinemática do ar, número de Prandtl e condutividade térmica são válidas para temperaturas do filme de ar variando de 0 °C a 100°C. Enquanto que as fórmulas empregadas pelo modelo do IEEE para os mesmos parâmetros são válidas para temperatura do filme de ar entre 0°C e 300 °C;
- conforme demonstrado neste capítulo, para velocidades de vento inferiores a 0,5 m/s o modelo do Cigré apresenta incoerências no cálculo da ampacidade. Situações que não ocorrem com a aplicação do modelo do IEEE.

5

COMPORTAMENTO ELETROMECCÂNICO

5.1 INTRODUÇÃO

A relação entre a corrente elétrica e a temperatura do condutor é fundamental para determinar a distância do condutor ao solo. Com o aumento da temperatura o condutor sofre uma expansão e com a redução da temperatura, uma contração. Ou seja, uma modificação em seu comprimento e conseqüentemente nas distâncias que o separam do solo ou outro obstáculo. Como o condutor está preso nos suportes a alteração em seu comprimento é acompanhada de uma variação na tração mecânica a qual está submetido. Esta variação é inversamente proporcional à temperatura. Distâncias de segurança são definidas em função do tipo de terreno, da classe de tensão e dos obstáculos atravessados pela linha. Estes valores são estabelecidos em norma e devem garantir a segurança operacional e integridade física de pessoas e equipamentos.

Além de garantir uma distância mínima de segurança decorrente da maior temperatura do condutor prevista no projeto, é preciso considerar também que o resfriamento do cabo aumenta sua tração mecânica e conseqüentemente os esforços nos suportes [26]. Uma linha de transmissão, geralmente, é composta por várias seções de tensionamento, também conhecidas como tramos. Estas seções são limitadas por estruturas de amarração, que emprestam a linha uma maior rigidez mecânica e são dimensionadas para resistirem à tração unilateral de todos os cabos. Estas estruturas representam uma descontinuidade para o sistema mecânico dos cabos, pois não transmitem esforços mecânicos entre os vãos adjacentes [52]. Geralmente, a análise da capacidade de transporte de energia elétrica é realizada com base em um vão representativo da seção de tensionamento, conhecido como vão regulador, e a partir deste são estimadas as flechas nos demais vãos da seção. A variação das flechas e das tensões mecânicas dos cabos é

determinada por equações de mudança de estado aplicadas a vãos contínuos. Para altas temperaturas e vãos desiguais em um tramo a equação de mudança de estado utilizando o conceito do vão regulador produz erros significativos [94].

Com a utilização do enfoque estatístico, monitoramento em tempo real, aplicação de condutores especiais e outras técnicas para aumentar a capacidade de transmissão de LTs, pode-se atingir temperaturas superiores as utilizadas tradicionalmente e um método que forneça resultados precisos se faz necessário. As soluções propostas pela literatura trabalham com apenas um condutor por seção de tensionamento e recomendam que de preferência eles sejam provenientes do mesmo fabricante e se possível do mesmo lote de fabricação para garantir que os condutores tenham as mesmas características físicas, mecânicas e elásticas. Aconselham também que estes condutores recebam o mesmo tensionamento durante a montagem e duração antes da sua fixação definitiva com a finalidade de provocar os mesmos alongamentos plásticos [52]. Embora alguns métodos para resolução da equação de mudança de estado considerem a ocorrência de temperaturas diferentes nos vãos, o condutor empregado é o mesmo ao longo de toda a seção de tensionamento. Ou seja, trabalha-se com o mesmo módulo de elasticidade, mesma seção transversal e mesmo coeficiente de expansão térmica para o condutor.

Em linhas de transmissão que apresentem violação das distâncias de segurança em alguns vãos devido a alterações durante sua operação (mudança da atividade realizada sob a LT, construção de novas travessias, modificação do nível do terreno, etc.) e que os vãos adjacentes aos citados possuam folga nestas distâncias, a utilização de condutores especiais apenas nos vãos com restrições pode corrigir a violação de forma que os limites normativos sejam respeitados. Para garantir o confinamento do condutor especial ao vão com restrições são utilizadas cadeias de falsa amarração, conforme ilustrado na Figura 2.9. O elemento vertical deste conjunto pode ser uma cadeia de isoladores com mesmo comprimento da cadeia de suspensão original (Figura 5.1), uma cadeia de isoladores com comprimento inferior a cadeia de suspensão original (Figura 5.2) ou uma haste com comprimento de 0,5 m (Figura 5.3) [86]. Também é possível utilizar uma falsa amarração sem elemento vertical (Figura 5.4).

A redução no comprimento da cadeia de isoladores de suspensão é definida em função do ganho desejado na distância de segurança. No caso de uma redução parcial do comprimento da cadeia de suspensão, todo o conjunto sofreria um deslocamento com a variação de estado da linha e o peso dos isoladores da falsa amarração deve ser levado em

consideração nos cálculos. Esta técnica é aplicável em situações pontuais e deve ser assegurado que os esforços mecânicos no tramo alterado não serão superados no caso de queda de uma das torres do mesmo. Vale ressaltar que essa situação de contingência é atenuada pelas estruturas de suspensão através da movimentação das suas cadeias de isoladores [9]. No caso da conversão total da cadeia de suspensão em ancoragem não haverá mais deslocamento e a estrutura terá que suportar os esforços longitudinais resultantes. Neste capítulo são descritas as equações básicas para determinar o comportamento mecânico de LTs e a equação de mudança de estado para seções de tensionamento constituídas por vãos com condutores diferentes.

A correção da distância do cabo ao solo empregando condutores especiais nos vãos com restrições pode requerer que os vãos adjacentes possuam uma folga em suas distâncias ao solo dependendo do arranjo da suspensão ancorada utilizado. Com a utilização de um elemento vertical na cadeia de falsa amarração haverá um ganho na distância do condutor ao solo no vão com condutor especial, porém ocorre uma redução nestas distâncias nos vãos adjacentes, conforme ilustrado na Figura 5.1, Figura 5.2 e Figura 5.3. Isto ocorre devido ao condutor especial possuir um peso inferior aos dos cabos utilizados tradicionalmente. Sem elemento vertical o comportamento mecânico do condutor especial fica restrito ao seu vão e a variação na distância dos cabos ao solo dos vãos adjacentes se deve a elevação do ponto de suspensão dos condutores, como mostrado na Figura 5.4.

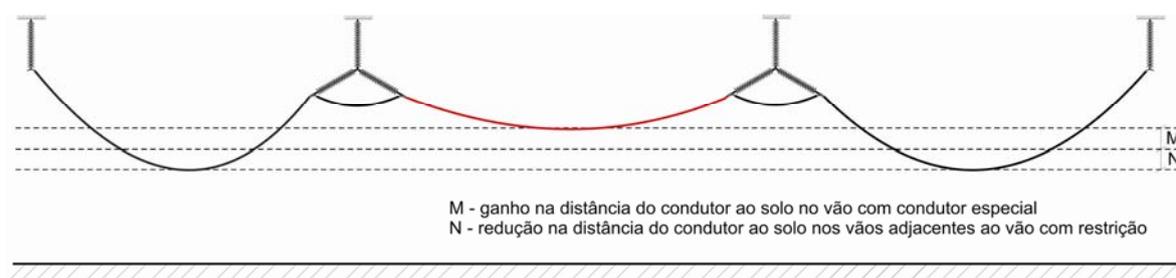


Figura 5.1 – Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical possui comprimento igual ao da cadeia de suspensão original.



Figura 5.2 – Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferente, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical possui metade do comprimento da cadeia de suspensão original.

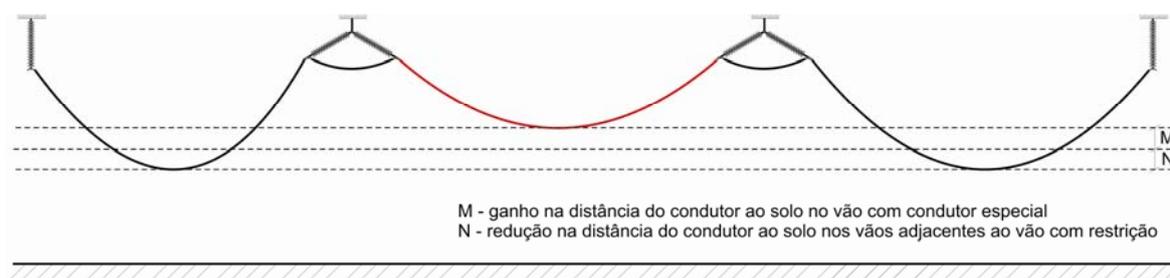


Figura 5.3 – Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical é composto por uma haste de 0,5m.

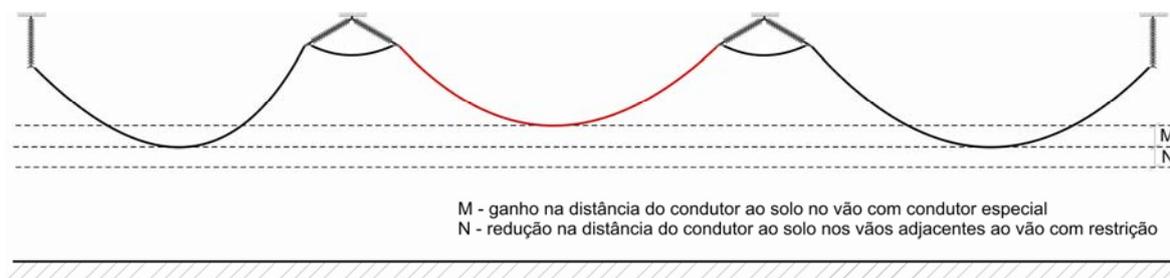


Figura 5.4 – Trecho de uma seção de tensionamento constituída por vãos com condutores diferentes, separados por cadeias de falsa amarração cujo elemento vertical foi totalmente suprimido.

5.2 EQUACIONAMENTO BÁSICO

Quando suspenso entre dois suportes, o cabo adquire a forma de uma catenária, termo oriundo do latim *catena* (corrente) utilizado para definir o formato assumido por uma corrente de elos iguais ao ser estendida entre dois pontos elevados e suficientemente afastados de forma a não se apoiar sobre o solo [52].

Considerando ainda a Figura 5.5, a flecha (f) de um determinado ponto do condutor é a distância deste a reta que passa pelos pontos A e B, sendo determinada por:

$$f = \frac{h_y}{a}(x - x_A) + \frac{H}{m_c g} \left[\cosh\left(\frac{m_c g}{H} x_A\right) - \cosh\left(\frac{m_c g}{H} x\right) \right]. \quad (5.3)$$

A flecha no vértice do condutor pode ser calculada como:

$$f_s = -\frac{h_y}{a} x_A + \frac{H}{m_c g} \left[\cosh\left(\frac{m_c g}{H} x_A\right) - 1 \right]. \quad (5.4)$$

Outras grandezas importantes na determinação do comportamento mecânico de um vão é o comprimento do condutor (L), a abscissa do apoio A em relação à origem (x_A), o esforço vertical (V_x) e a tração mecânica ao longo no condutor (S_x):

$$L = \sqrt{h_y^2 + \left\{ \frac{2H}{m_c g} \operatorname{senh}^2 \left[\frac{m_c g}{2H} (x_B - x_A) \right] \right\}}, \quad (5.5)$$

$$x_A = \frac{H}{m_c g} \ln \left[\frac{H}{m_c g (L - h_y)} \left(1 - e^{-\frac{m_c g}{H} a} \right) \right], \quad (5.6)$$

$$V_x = H \operatorname{senh} \left(\frac{m_c g}{H} x \right), \quad (5.7)$$

$$S_x = \sqrt{H^2 + V^2} = H \cosh \left(\frac{m_c g}{H} x \right). \quad (5.8)$$

O valor médio da tração do condutor (\bar{S}) pode ser determinado através da equação (5.9).

$$\bar{S} = \frac{1}{a} \int_{x_A}^{x_B} S_x dx = \frac{H}{a} \int_{x_A}^{x_B} \cosh \left(\frac{m_c g}{H} x \right) dx. \quad (5.9)$$

Por definição a integral do último termo da fórmula anterior representa o comprimento L do condutor, logo:

$$\bar{S} = \frac{HL}{a}. \quad (5.10)$$

A força vertical V_x atua no sentido contrário a gravidade no caso do sinal positivo. Deste modo as forças nos suportes A e B (G_A e G_B) têm sinal contrário ao valor de V_x :

$$G_A = -H \operatorname{senh} \left(\frac{m_c g}{H} x_A \right), \quad (5.11)$$

$$G_B = H \operatorname{senh} \left(\frac{m_c g}{H} (a + x_A) \right). \quad (5.12)$$

5.3 EQUAÇÃO DE MUDANÇA DE ESTADO EM VÃO ISOLADO

Se a temperatura ou carregamento de um condutor em um vão se altera, o comprimento do condutor sofrerá uma contração ou expansão, resultando em uma modificação no valor da tração mecânica. A variação no comprimento pode ser determinada em função da dilatação elástica e térmica do condutor. A primeira obedece a lei de Hooke, a qual estabelece a proporcionalidade entre deformações elásticas e as tensões aplicadas. A deformação térmica está relacionada ao coeficiente de dilatação térmica linear do condutor. Desta forma, pode-se escrever [95]:

$$L_2 = L_1 [1 + \varepsilon_t (T_{c_2} - T_{c_1})] [1 + (\bar{S}_2 - \bar{S}_1) / (E_c S)], \quad (5.13)$$

onde,

- L_2 comprimento do condutor relativo a condição 2 [m];
- L_1 comprimento do condutor relativo a condição 1 [m];
- ε_t coeficiente de dilatação térmica linear do condutor [$^{\circ}\text{C}^{-1}$];
- E_c módulo de elasticidade do condutor [kgf/mm^2];
- T_{c_2} temperatura do condutor na condição 2 [$^{\circ}\text{C}$];
- T_{c_1} temperatura do condutor na condição 1 [$^{\circ}\text{C}$];

- \bar{S}_2 tração média do condutor na condição 2 [kgf];
 \bar{S}_1 tração média do condutor na condição 1 [kgf];
 S seção transversal do condutor [mm²].

Neste capítulo as variáveis referentes ao estado inicial são descritas com o subscrito 1 e as variáveis relativas ao estado final possuem o subscrito 2. Os termos $\varepsilon_t(T_{c_2} - T_{c_1})$ e $(\bar{S}_2 - \bar{S}_1)/(E_c S)$ são pequenos quando comparados a condição inicial, seu produto pode ser desprezado na equação (5.13) resultando na seguinte relação:

$$L_2 = L_1 + L_1 \varepsilon_t (T_{c_2} - T_{c_1}) + L_1 (\bar{S}_2 - \bar{S}_1) / (E_c S). \quad (5.14)$$

Como o interesse está na diferença entre os comprimentos L_2 e L_1 e não no valor absoluto do comprimento do condutor, a equação da curva que representa o condutor pode ser aproximada, com precisão suficiente para as aplicações práticas, por uma parábola e L_1 e L_2 podem ser calculados por:

$$L_1 = a + \frac{a^3 (m_{c_1} g)^2}{24 H_1^2}. \quad (5.15)$$

$$L_2 = a + \frac{a^3 (m_{c_2} g)^2}{24 H_2^2}. \quad (5.16)$$

As tensões \bar{S}_1 e \bar{S}_2 são descritas como:

$$\bar{S}_1 = \frac{H_1 L_1}{a}, \quad (5.17)$$

$$\bar{S}_2 = \frac{H_2 L_2}{a}. \quad (5.18)$$

Pode-se considerar que a diferença $\bar{S}_2 - \bar{S}_1$ é aproximadamente igual a $H_2 - H_1$ [95]. Substituindo as equações (5.15) a (5.18) em (5.14) e realizando as manipulações algébricas necessárias, tem-se:

$$H_2^2 \left[H_2 - H_1 + \frac{E_c S (a m_{c_1} g)^2}{24 H_1^2} + E_c S \varepsilon_t (T_{c_2} - T_{c_1}) \right] = \frac{E_c S (a m_{c_2} g)^2}{24}, \quad (5.19)$$

onde:

$m_{c_2} g$ peso do condutor por unidade de comprimento no estado 2 [kgf];

$m_{c_1} g$ peso do condutor por unidade de comprimento no estado 1 [kgf].

A expressão acima, conhecida como equação de mudança de estado, permite estabelecer o estado de um vão isolado a partir do conhecimento de um estado prévio. A Figura 5.6 mostra o comportamento da tração horizontal com a variação da temperatura do condutor para diferentes comprimentos de vãos. Foi considerado como condição inicial o condutor Grosbeak tensionado a 20% da sua tração de ruptura sob uma temperatura de 20°C. Pode-se verificar que quanto maior for o comprimento do vão menor será a variação na tração mecânica para uma mesma temperatura. Com o aumento da temperatura, a redução de tração nos vãos menores será maior que nos vãos maiores e com a diminuição da temperatura o aumento na tração dos cabos dos vãos menores será maior. Pode-se constatar também que para uma mesma temperatura, superior a considerada inicialmente, a tração no condutor será proporcional ao comprimento do vão. Caso a temperatura seja inferior ao valor da condição inicial a tração será inversamente proporcional.

Uma aplicação prática do fenômeno descrito na Figura 5.6 é a variação de tração em vãos adjacentes desiguais. Considerando dois vãos adjacentes de comprimentos diferentes a_{i-1} e a_i , sendo $a_{i-1} < a_i$, e condutores tensionados com uma tração H_0 . Com a elevação da temperatura a tração horizontal no vão a_i será maior que a tração no vão a_{i-1} . No caso de uma redução de temperatura, a tração horizontal no vão a_{i-1} terá um valor superior ao encontrado no vão a_i . Essa diferença de tração deve ser absorvida pela estrutura intermediária, caso esta seja de amarração. Se a estrutura intermediária for de suspensão, a diferença de tração provocará o movimento da cadeia de isoladores no sentido do vão de maior tração até que uma nova condição de equilíbrio seja atingida. O resultado é uma redução no comprimento do vão que possuía maior tração e aumento de mesmo valor no comprimento do vão que possuía menor tração.

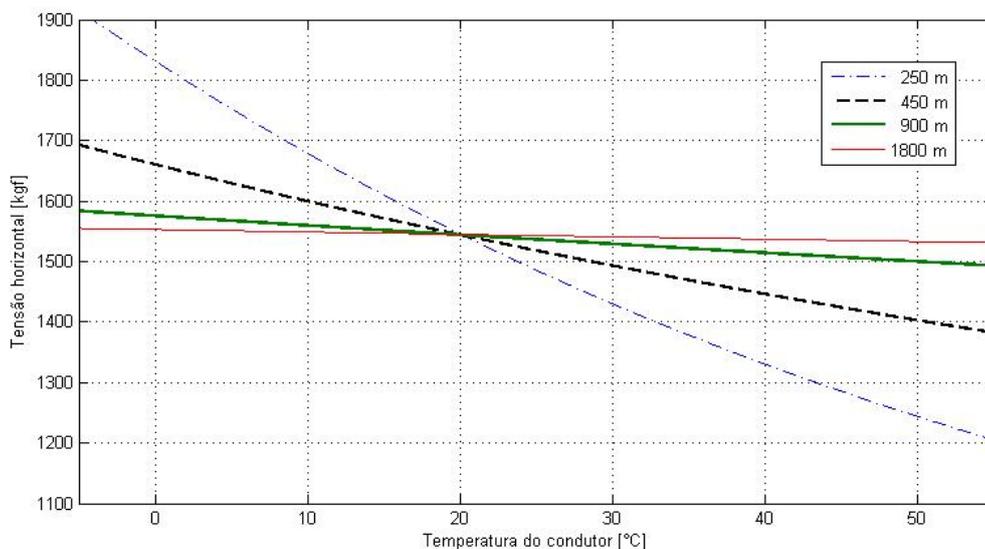


Figura 5.6 – *Variação da tração horizontal com a temperatura para diversos comprimentos de vãos.*

Na abordagem do vão isolado são realizadas suposições que conduzem a desprezar o comprimento das cadeias de isoladores e os seus respectivos pesos. O comprimento do vão é medido a partir do ponto de fixação nas estruturas das cadeias de isoladores, que por sua vez são tratadas como uma extensão dos condutores, conforme ilustrado na Figura 5.7. As aproximações não incorporam maiores imprecisões para vãos grandes, porém para vãos curtos, típicos de barramento de subestações, pode produzir erros nas flechas e tensões mecânicas dos condutores provocando danos estruturais nos pórticos em condições de baixas temperaturas ou à aproximação de condutores, quando de temperaturas elevadas.

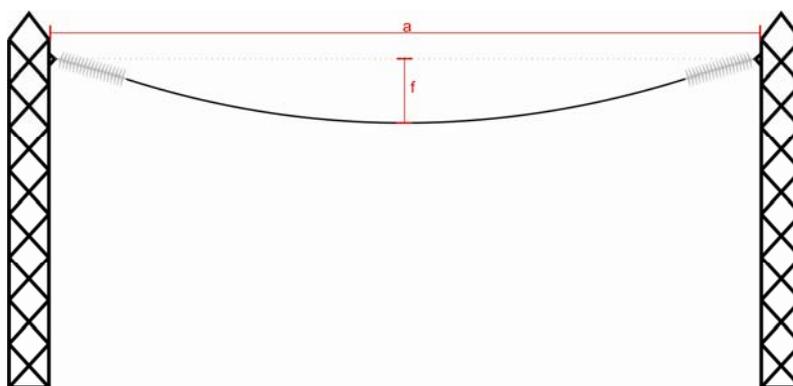


Figura 5.7 – *Ilustração de um vão isolado.*

A referência [95] propõem a utilização da equação (5.20) para calcular as tensões mecânicas devido a uma mudança de estado levando em consideração o comprimento (L_K)

das cadeias de isoladores e seus respectivos pesos (J_K) e a equação (5.21) para determinar as flechas.

$$\begin{aligned}
 H_2^2 \left\{ H_2 - H_1 + E_c S \varepsilon_t (T_{c_2} - T_{c_1}) + \frac{E_c S}{H_1^2} \right. \\
 \cdot \left[\frac{(m_{c_1} g)^2 (a - 2L_K)(a + 4L_K)}{24} + \frac{J_{K_1} m_{c_1} g L_K}{2} + \frac{J_{K_1}^2 L_K}{4(a - 2L_K)} \right] \Big\} \\
 = E_c S \left[\frac{(m_{c_2} g)^2 (a - 2L_K)(a + 4L_K)}{24} + \frac{J_{K_2} m_{c_2} g L_K}{2} \right. \\
 \left. + \frac{J_{K_2}^2 L_K}{4(a - 2L_K)} \right]. \tag{5.20}
 \end{aligned}$$

$$f = L_K \left(\frac{U}{H_2} \right) \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{U}{H_2} \right)^2 \right] + m_{c_2} g \frac{(a - 2L_{Kx})}{8H_2}. \tag{5.21}$$

Onde:

$$L_{Kx} = L_K \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{U}{H_2} \right)^2 \right], \tag{5.22}$$

$$U = \frac{1}{2} [m_{c_2} g (a - 2L_{Kx}) + J_{K_2}]. \tag{5.23}$$

Na Figura 5.8 é comparada a variação das flechas em função do comprimento do vão para as duas metodologias discutidas. Pode-se verificar que para comprimentos de vãos superiores a 60 m a diferença entre as curvas é desprezível. Para de vãos inferiores a 50 m pode ser notada uma divergência entre as curvas, para um vão de 10 m a diferença foi de aproximadamente 5 cm. A Figura 5.8 foi obtida para um vão isolado constituído por um cabo CAA Grosbeak 636 MCM tensionado inicialmente com 20% da sua carga de ruptura a 25°C. Os valores da flechas foram calculados para uma temperatura de 60°C considerando uma cadeia de isoladores de 2,5 m de comprimento e peso de 80 kgf. Para um condutor de menor bitola, cadeia de isoladores de maior peso e comprimento a divergência entre os métodos pode ser significativa.

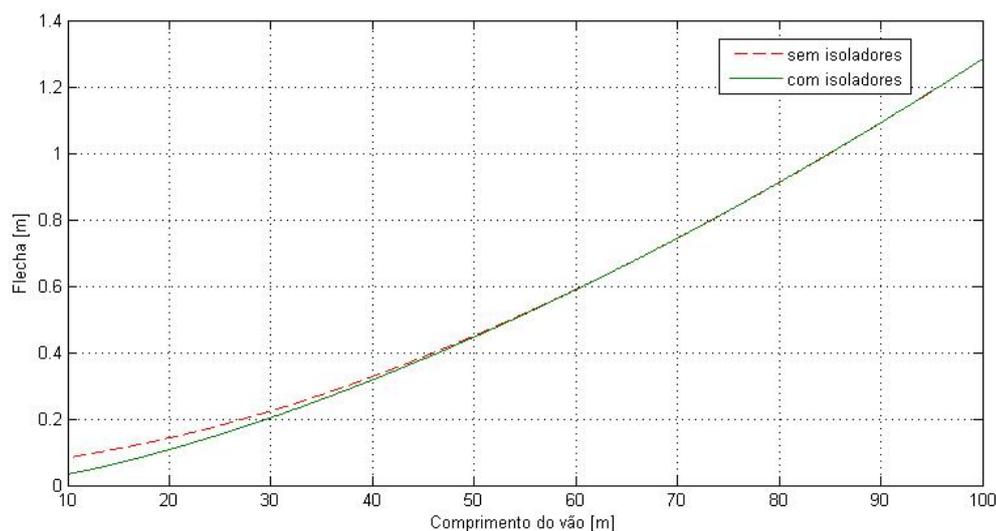


Figura 5.8 – Variação da flecha em função do comprimento do vão levando em consideração o efeito das cadeias de isoladores .

5.4 EQUAÇÃO DE MUDANÇA DE ESTADO EM UMA SEÇÃO DE TENSIONAMENTO COM VÃOS CONTÍNUOS

As linhas de transmissão são constituídas por vários vãos consecutivos que não podem ser tratados isoladamente, pois os pontos de suspensão não são rígidos e nem os condutores são independentes do ponto de vista mecânico. Os esforços são transmitidos de um vão para o outro dentro de uma mesma seção de tensionamento. O comprimento das seções depende da classe de tensão elétrica da linha. Devido ao alto custo das estruturas de amarração o comprimento é bem maior em linhas de alta tensão.

A determinação da equação de mudança de estado para os vãos de uma seção de tensionamento parte da premissa básica que durante o trabalho de tensionamento os cabos podem deslizar livremente sobre os apoios intermediários transmitindo igualmente a tração mecânica em todos os vãos [52]. Nestas condições a seção de tensionamento pode ser representada por um vão único, denominado de vão regulador (a_r), para efeito do cálculo das tensões. O vão regulador é calculado em função dos n vãos da seção de tensionamento através da equação (5.24).

$$a_r = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + \dots + a_n}} \quad (5.24)$$

A equação de mudança de estado é então descrita como:

$$H_2^2 \left[H_2 - H_1 + \frac{E_c S (a_r m_{c_1} g)^2}{24 H_1^2} + E_c S \varepsilon_t (T_{c_2} - T_{c_1}) \right] = \frac{E_c S (a_r m_{c_2} g)^2}{24}. \quad (5.25)$$

Para que esta expressão apresente resultados satisfatórios os vãos da seção não podem ser muito diferentes do vão regulador, na prática se admite um desvio de até $\pm 10\%$, e a temperatura do condutor não deve ser superior a 70°C [26]. Com vãos nivelados de mesmo comprimento a qualquer temperatura ou vãos desnivelados com comprimentos aproximados a baixas temperaturas a equação de mudança de estado produz resultados satisfatórios, mas erros inaceitáveis na estimativa da flecha com condutores operando acima de 100°C podem ocorrer se as diferenças de tração mecânica não forem levadas em consideração em seções de tensionamento com vãos de comprimentos diferentes [94].

Em 1999, uma força tarefa formada por membros do IEEE apresentou um estudo com as limitações do método do vão regulador [94]. No ano seguinte foi publicado o método do Vão Regulador Modificado, o qual permite a determinação das tensões mecânicas e das flechas em seções de tensionamento apenas com vãos nivelados de tamanhos diferentes a altas temperaturas através da inclusão da inclinação da cadeia de isoladores nos cálculos [96]. No cenário nacional foi apresentado pelo CEPEL, em 2003, um método para o cálculo dos parâmetros citados em seções de tensionamento com vãos contínuos, nivelados ou não [26]. Possibilitando, também, a análise de situações onde a temperatura do condutor varia ao longo da seção de tensionamento, o que não é possível no caso do método do vão regulador onde a temperatura é única para todos os vãos. Na literatura podem ser encontrados outros métodos, alguns mais complexos como o método dos Elementos Finitos. Na próxima seção será apresentado um método, baseado no descrito na referência [95], para determinação da equação de mudança de estado em seções de tensionamento constituída por vãos nivelados ou desnivelados, iguais ou desiguais, admitindo além de temperaturas diferentes em cada vão, a presença de condutores diferentes no tramo. O método desenvolvido considera o deslocamento da cadeia de isoladores tanto na vertical quanto na horizontal, enquanto o método do CEPEL trabalha apenas com o deslocamento longitudinal da cadeia de isoladores e não considera a presença de condutores diferentes em uma mesma seção de tensionamento.

5.5 EQUAÇÃO DE MUDANÇA DE ESTADO EM UMA SEÇÃO DE TENSIONAMENTO COM VÃOS CONTÍNUOS E CONDUTORES DIFERENTES

Como foi visto na Seção 5.3, em vãos adjacentes com comprimentos desiguais uma variação no estado inicial, seja por mudança de temperatura, efeito do vento ou camada de neve sob os condutores, provoca o deslocamento, tanto na vertical quanto horizontal, da cadeia de isoladores de suspensão de sua posição original, como mostrado na Figura 5.9.

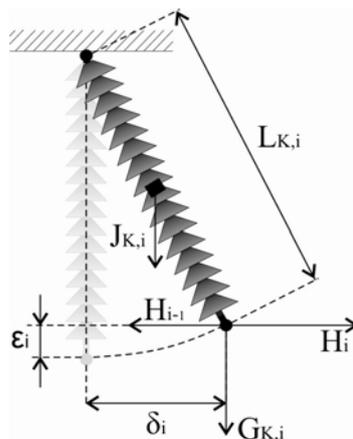


Figura 5.9 – Forças atuantes em uma cadeia de isoladores de suspensão e deslocamento horizontal e vertical da sua posição de equilíbrio inicial.

A análise dos esforços atuantes sobre a cadeia de isoladores de suspensão, representados na Figura 5.9, possibilita a determinação do seu deslocamento horizontal (δ_i) e vertical (ϵ_i) através das equações (5.26) e (5.27). Os subscritos i e $i-1$ utilizados nas equações desta seção indicam a posição dos vãos e respectivos parâmetros em relação a um suporte intermediário. Por exemplo, à direita do i -ésimo suporte há o vão a_i com um condutor de comprimento L_i submetido a uma tração horizontal H_i . À esquerda do mesmo suporte há o vão de comprimento a_{i-1} com um condutor de comprimento L_{i-1} submetido a uma tração horizontal H_{i-1} . Vale ressaltar que, conforme citado anteriormente, os subscritos 1 e 2 indicam, respectivamente, o estado inicial e final do condutor.

$$\delta_i = \frac{(H_i - H_{i-1})L_{K_i}}{\sqrt{G_{K_i}^2 + (H_i - H_{i-1})^2}}. \quad (5.26)$$

$$\varepsilon_i = \left[1 - \frac{G_{k_i}}{\sqrt{G_{k_i}^2 + (H_i - H_{i-1})^2}} \right] L_{k_i}. \quad (5.27)$$

Onde:

δ_i deslocamento horizontal do i-ésimo suporte [m];

ε_i deslocamento vertical do i-ésimo suporte [m];

H_i tração horizontal no vão à direita do i-ésimo suporte [kgf];

H_{i-1} tração horizontal no vão à esquerda do i-ésimo suporte [kgf];

G_{k_i} esforço vertical no ponto de suspensão dos condutores dos vãos adjacentes ao i-ésimo suporte [kgf];

L_{k_i} comprimento da cadeia de isoladores do i-ésimo suporte [m].

Em relação ao deslocamento, as cadeias de falsa amarração serão tratadas como cadeias de suspensão, visto que para os comprimentos usuais das LTs as cadeias de isoladores de amarração se comportam como uma extensão do cabo. O esforço vertical no ponto de suspensão dos condutores dos vãos adjacentes ao i-ésimo suporte (G_{k_i}) é constituído pela contribuição do peso da cadeia de isoladores e pelo esforço vertical devido ao peso dos condutores destes vãos, podendo ser calculado através da expressão (5.28). O valor de x_{A_i} pode ser obtido aplicando a equação (5.6).

$$G_{k_i} = \frac{J_{k_i}}{2} + X_{i-1}H_0 \sinh \left[\frac{m_{c_i}g(a_{i-1} + x_{A_{i-1}})}{X_{i-1}H_0} \right] - X_iH_0 \sinh \left[\frac{m_{c_i}gx_{A_i}}{X_iH_0} \right], \quad (5.28)$$

onde:

J_{k_i} peso da cadeia de isoladores do i-ésimo suporte [kgf];

$m_{c_i}g$ peso do condutor por unidade de comprimento relativo ao i-ésimo vão [kgf/m];

a_{i-1} vão a jusante do i-ésimo suporte [m];

X_i razão entre a tração horizontal no condutor do i-ésimo vão e a tração inicial H_0 ;

X_{i-1} razão entre a tração horizontal no condutor do (i-1)-ésimo vão e a tração inicial H_0 ;

x_{A_i} abscissa no apoio A em relação ao vértice do i-ésimo vão [m];

$x_{A_{i-1}}$ abscissa no apoio A em relação ao vértice do (i-1)-ésimo vão [m];

H_0 tração horizontal inicial do condutor [kgf].

Caso o vão a_i de uma seção de tensionamento seja limitado por duas estruturas de suspensão, a mudança de estado provoca uma variação no seu comprimento (Δa_i) e em seu desnível (Δh_{y_i}), dados por (5.29) e (5.30). As variáveis δ_{0_i} e ε_{0_i} representam o deslocamento inicial da cadeia de isoladores, que pode ser diferente ou igual a zero (posição vertical).

$$\Delta a_i = (\delta_{i+1} - \delta_{0_{i+1}}) - (\delta_i - \delta_{0_i}). \quad (5.29)$$

$$\Delta h_{y_i} = (\varepsilon_{i+1} - \varepsilon_{0_{i+1}}) - (\varepsilon_i - \varepsilon_{0_i}). \quad (5.30)$$

A equação para o cálculo do comprimento do condutor (L_i) é expressa em termos de uma função hiperbólica que pode ser desenvolvida como uma série exponencial, resultando na equação:

$$L_i = L_{0_i}(1 + \bar{L}_i), \quad (5.31)$$

onde as variáveis L_{0_i} e \bar{L}_i são:

$$L_{0_i} = \sqrt{a_i^2 + h_{y_i}^2}, \quad (5.32)$$

$$\bar{L}_i = \frac{a_i^2}{L_{0_i}^2} \left[\frac{a_i^2 (m_{c_i} g)^2}{24H_0^2} + \frac{a_i^4 (m_{c_i} g)^4}{720H_0^4} \right] - \frac{a_i^4}{L_{0_i}^4} \left[\frac{a_i^4 (m_{c_i} g)^4}{1152H_0^4} \right]. \quad (5.33)$$

A variação ΔL_{0_i} do comprimento L_{0_i} entre o estado inicial e final é obtida por:

$$\Delta L_{0_i} = L_{0_{2i}} - L_{0_{1i}} = \sqrt{(a_i + \Delta a_i)^2 + (h_{y_i} + \Delta h_{y_i})^2} - \sqrt{a_i^2 + h_{y_i}^2}. \quad (5.34)$$

A expressão acima pode ser aproximada por:

$$\Delta L_{0i} \cong \frac{a_i \Delta a_i + h_{y_i} \Delta h_{y_i}}{L_{0i}}. \quad (5.35)$$

O deslocamento do isolador altera o comprimento dos vãos e as condições dos condutores nos vãos adjacentes. Aplicando a equação (5.13) ao vão i e assumindo que na condição inicial todos os isoladores estão na posição vertical e a tração horizontal em todos os vãos é igual a H_0 , obtém-se:

$$L_{2,i} = L_{1,i} + L_{1,i} \varepsilon_{t_i} (T_{c_{2,i}} - T_{c_{1,i}}) + L_{1,i} (\bar{S}_{2,i} - \bar{S}_{1,i}) / (E_{c_i} S_i). \quad (5.36)$$

Como está sendo proposta uma abordagem da equação de mudança de estado para condutores diferentes em uma mesma seção de tensionamento, a princípio, considera-se que o condutor do vão a_i possui módulo de elasticidade E_{c_i} , coeficiente de dilatação térmica ε_{t_i} , seção transversal S_i , na condição inicial está a uma temperatura $T_{1,i}$ e na condição final a uma temperatura $T_{2,i}$. Substituindo as equações (5.17) (5.18) e (5.31) em (5.36):

$$\begin{aligned} L_{0_{2,i}}(1 + \bar{L}_{2,i}) &= L_{0_{1,i}}(1 + \bar{L}_{1,i}) + L_{0_{1,i}} \varepsilon_{t_i} (1 + \bar{L}_{1,i}) (T_{c_{2,i}} - T_{c_{1,i}}) \\ &+ \frac{L_{0_{1,i}}(1 + \bar{L}_{1,i})}{a_i E_{c_i} S_i} [L_{0_{2,i}}(1 + \bar{L}_{2,i}) X_i H_0 - L_{0_{1,i}}(1 + \bar{L}_{1,i}) H_0]. \end{aligned} \quad (5.37)$$

Na equação (5.37) a tração horizontal $H_{2,i}$ na condição 2 foi expressa como $X_i H_0$ e na condição 1 a tração horizontal $H_{1,i}$ é igual a H_0 . Realizando os produtos do primeiro membro e do primeiro termo do segundo membro da equação (5.37), tem-se:

$$\begin{aligned} L_{0_{1,i}} + L_{0_{1,i}} \bar{L}_{1,i} - L_{0_{2,i}} - L_{0_{2,i}} \bar{L}_{2,i} + L_{0_{1,i}} \varepsilon_{t_i} (1 + \bar{L}_{1,i}) (T_{c_{2,i}} - T_{c_{1,i}}) \\ + \frac{L_{0_{1,i}}(1 + \bar{L}_{1,i})}{a_i E_{c_i} S_i} [L_{0_{2,i}}(1 + \bar{L}_{2,i}) X_i H_0 - L_{0_{1,i}}(1 + \bar{L}_{1,i}) H_0] = 0. \end{aligned} \quad (5.38)$$

Substituindo a expressão (5.35) na equação anterior e considerando em seguida que $L_{0_{1,i}} \cong L_{0_{2,i}} \cong L_{0_i}$, obtém-se:

$$\begin{aligned}
& (\bar{L}_{1,i} - \bar{L}_{2,i}) + (1 + \bar{L}_{1,i}) \frac{L_{0i}}{a_i E_{c_i} S_i} [(1 + \bar{L}_{2,i}) X_i H_0 - (1 + \bar{L}_{1,i}) H_0] \\
& + (1 + \bar{L}_{1,i}) \varepsilon_{t_i} (T_{c_{2,i}} - T_{c_{1,i}}) - \frac{a_i \Delta a_i + h_{y_i} \Delta h_{y_i}}{L_{0i}^2} = 0.
\end{aligned} \tag{5.39}$$

Um sistema com n equações para a tração horizontal do condutor $H_{2,i} = X_i H_0$ ($i=1, 2, 3, \dots, n$) pode ser obtido da equação acima, onde n é o número de vãos na seção de tensionamento e cada equação do sistema é expressa por:

$$X_i^4 (K_1 X_i + K_2 - C_i) + (K_3 X_i^2 + K_4) \left(K_1 X_i - \frac{E_{c_i} S_i}{H_0} \right) \frac{a_i^2}{L_{0i}^2} = 0. \tag{5.40}$$

Na equação (5.40) os seguintes termos são usados:

$$C_i(X_{i-1}, X_i, X_{i+1})$$

$$\begin{aligned}
& = \frac{E_{c_i} S_i a_i}{H_0 L_{0i}^2} \left\{ \left[\frac{X_{i+1} - X_i}{\sqrt{(G_{k_{i+1}}/H_0)^2 + (X_{i+1} - X_i)^2}} L_{k_{i+1}} - \delta_{0_{i+1}} \right] \right. \\
& \left. - \left[\frac{X_i - X_{i-1}}{\sqrt{(G_{k_i}/H_0)^2 + (X_i - X_{i-1})^2}} L_{k_i} - \delta_{0_i} \right] \right\} \\
& + \frac{E_{c_i} S_i h_i}{H_0 L_{0i}^2} \left\{ \left[\left(1 - \frac{G_{k_{i+1}}/H_0}{\sqrt{(G_{k_{i+1}}/H_0)^2 + (X_{i+1} - X_i)^2}} \right) L_{k_{i+1}} - \varepsilon_{0_{i+1}} \right] \right. \\
& \left. - \left[\left(1 - \frac{G_{k_i}/H_0}{\sqrt{(G_{k_i}/H_0)^2 + (X_i - X_{i-1})^2}} \right) L_{k_i} - \varepsilon_{0_i} \right] \right\}.
\end{aligned} \tag{5.41}$$

$$K_{1,i} = (1 + \bar{L}_{1,i}) \frac{L_{0i}}{a_i}, \tag{5.42}$$

$$K_{2,i} = -(1 + \bar{L}_{1,i})^2 \frac{L_{0i}}{a_i} + \frac{E_{c_i} S_i}{H_0} \bar{L}_{1,i} + \frac{E_{c_i} S_i}{H_0} \varepsilon_{t_i} (1 + \bar{L}_{1,i}) (T_{c_{2,i}} - T_{c_{1,i}}), \quad (5.43)$$

$$K_{3,i} = \frac{a_i^2 (m_{c_{2,i}} g)^2}{24 H_0}, \quad (5.44)$$

$$K_{4,i} = \frac{a_i^4 (m_{c_{2,i}} g)^4}{720 H_0^4} - \frac{a_i^2}{L_{0i}^2} \left[\frac{a_i^4 (m_{c_{2,i}} g)^4}{1152 H_0^4} \right], \quad (5.45)$$

A aplicação da equação (5.40) aos n vãos da seção de tensionamento forma um sistema de n equações não-lineares onde as incógnitas são as razões entre as tensões do estado inicial e final (X_i) nos vãos da LT. O sistema de equações pode ser reescrito como:

$$f(X) = \begin{bmatrix} f_1(X) \\ f_2(X) \\ \vdots \\ f_i(X) \\ \vdots \\ f_n(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(X_1, X_2, \dots, X_n) \\ f_2(X_1, X_2, \dots, X_n) \\ \vdots \\ f_i(X_1, X_2, \dots, X_n) \\ \vdots \\ f_n(X_1, X_2, \dots, X_n) \end{bmatrix} = 0. \quad (5.46)$$

Onde $f_i(X)$ corresponde à equação (5.40). A não linearidade destas funções impossibilita a resolução direta do sistema com um número finito de passos. É preciso utilizar um método iterativo. Para encontrar a solução do sistema será utilizado o método de Newton-Raphson que converge quando a estimativa inicial está próxima da raiz. Admitindo uma estimativa inicial X_0 as próximas iterações do método são descritas como:

$$X_{V+1} = X_V + [F_V]^{-1} f(X_V). \quad (5.47)$$

A matriz F_V representa a matriz Jacobiana de $f(X)$ e pode ser determinada por:

$$F_V(X) = \begin{bmatrix} f_{11}(X) & f_{12}(X) & \dots & f_{1n}(X) \\ f_{21}(X) & f_{22}(X) & \dots & f_{2n}(X) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_{n1}(X) & f_{n2}(X) & \dots & f_{nn}(X) \end{bmatrix}, \quad (5.48)$$

onde:

$$f_{ik}(X) = \frac{\partial f_i(X_1, \dots, X_n)}{\partial X_k} \quad i, k = 1, 2, \dots, n. \quad (5.49)$$

Devido à complexidade de derivar a função $f_i(X)$ em relação a X_k a expressão (5.49) pode ser aproximada por:

$$f_{ik}(X) = \frac{f_i(X_1, \dots, X_k + p_k, X_n) - f_i(X_1, \dots, X_k p_k, X_n)}{2p_k}. \quad (5.50)$$

A quantidade p_k representa o elemento do vetor P_k que deve ser selecionado de forma adequada para o comprimento dos passos das iterações.

5.6 VALIDAÇÃO DO PROGRAMA

A partir do método descrito na seção anterior foi desenvolvido um programa em linguagem MATLAB[®] para sua resolução. O usuário deve fornecer as características do tramo (número, comprimento e desnível dos vãos); tipo, comprimento e peso das cadeias de isoladores utilizadas em cada estrutura; condição inicial e final; dados do condutor original e especial; trechos da seção de tensionamento onde o condutor especial será aplicado; parâmetros meteorológicos da região onde a LT está inserida.

A aplicação dos condutores especiais em determinados trechos da seção de tensionamento, sem substituição dos condutores dos outros vãos, pode produzir temperaturas diferentes no mesmo tramo. A temperatura do condutor especial na condição final é determinada através da aplicação do modelo do IEEE, considerando uma corrente igual a ampacidade da LT. Esta temperatura complementa os dados de entrada e possibilita a execução do programa.

Além da tração final em todos os vãos do tramo, o programa disponibiliza como dados de saída as flechas ou distâncias do condutor ao solo no estado inicial e final, os deslocamentos horizontal e vertical de todas as cadeias de isoladores, as variações das distâncias do condutor ao solo devido a mudança de estado, os esforços longitudinais nas estruturas e visualização do perfil do tramo no estado inicial e final. A Figura 5.10 ilustra um fluxograma simplificado do programa desenvolvido.

O principal objetivo do programa, e grande diferencial em relação aos programas disponíveis comercialmente, é a resolução da equação de mudança de estado para tramos

que possuem condutores diferentes. No entanto, pode ser perfeitamente utilizado em seções de tensionamento com cabos iguais.

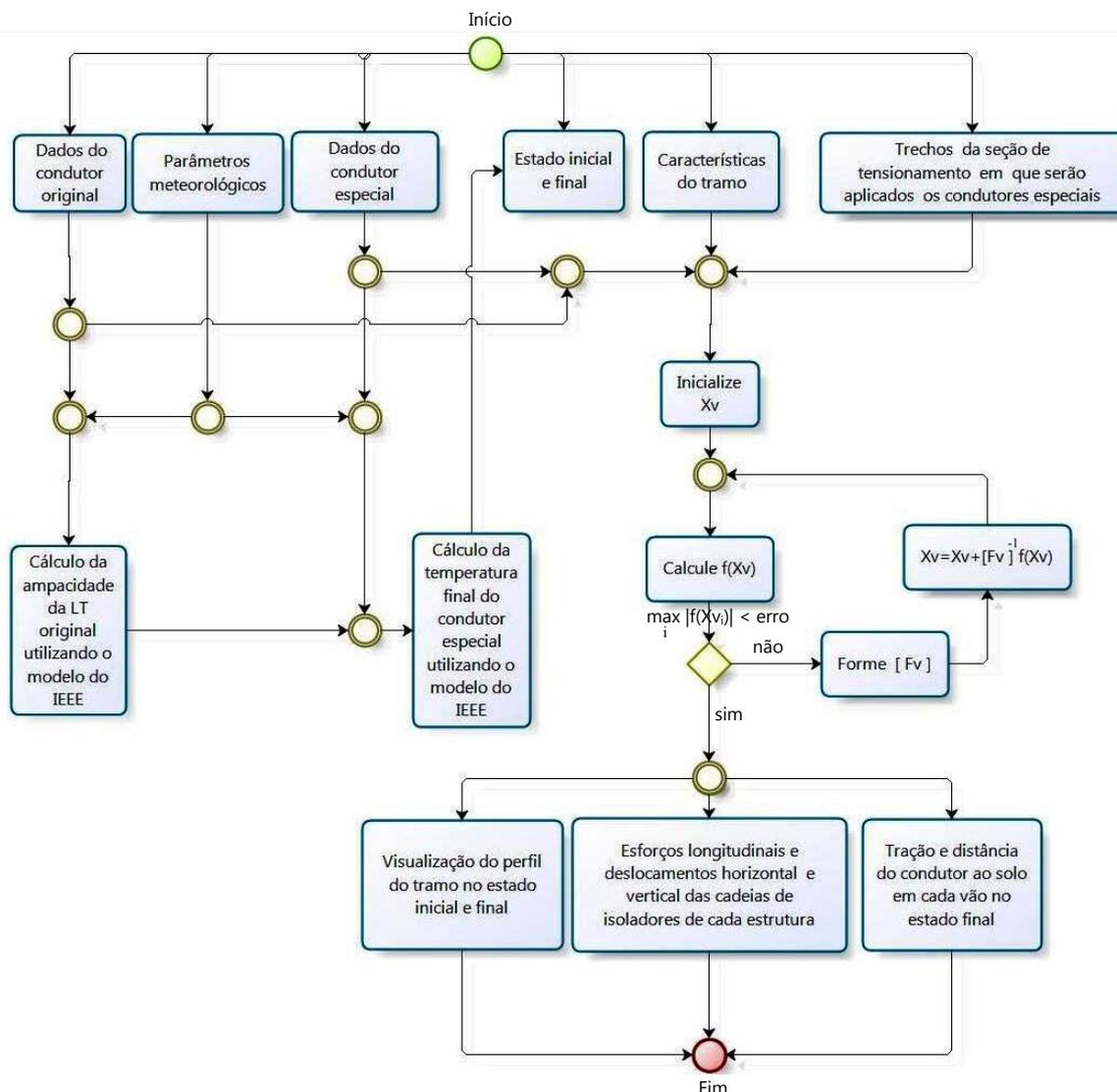


Figura 5.10 – Fluxograma simplificado do programa desenvolvido.

A validação do programa é realizada através dos exemplos disponíveis na literatura. Um dos mais utilizados para validação foi apresentado pela força tarefa do IEEE com o intuito de avaliar as limitações do método de vão regulador [94], conforme comentado anteriormente. O exemplo de validação consiste em uma seção de tensionamento com as seguintes características:

- condutor: CAA Lawping 45/7;
- temperatura inicial do condutor: 10°C;
- temperatura final do condutor: 100°C;
- tramo: 10 vãos;

- comprimento das cadeias de suspensão: 1,52m;
- peso da cadeia de suspensão: 54 kgf;
- tração horizontal inicial: 3815 kgf.

Os comprimentos dos vãos estão relacionados na Tabela 5.1. Na mesma tabela são comparados os resultados obtidos através do algoritmo desenvolvido com os valores constantes nas referências [26], [94] e [96]. A segunda e quarta coluna corresponde aos resultados da aplicação do método do vão regulador e do vão regulador modificado, respectivamente. Na terceira coluna constam as médias dos valores obtidos por seis programas computacionais desenvolvidos por especialistas diferentes, divulgados pela força tarefa do IEEE. Também são apresentados os valores encontrados através do método desenvolvido por pesquisadores do CEPEL. Pode-se constatar através da análise dos dados da Tabela 5.1 a consonância entre os resultados obtidos através do algoritmo desenvolvido e os resultados disponíveis na literatura para vãos nivelados de comprimentos diferentes a altas temperaturas.

Tabela 5.1 – Flechas do condutor Lawping à temperatura de 100°C em 10 vãos contínuos obtidos por [26], [94], [96] e pelo programa desenvolvido.

Vão [m]	Flecha [m]				
	Vão regulador [94]	Média de 6 programas [94]	Vão regulador modificado [96]	CEPEL [26]	Programa desenvolvido
213,4	5,5	5,8	5,8	5,8	5,8
350,5	14,9	15,3	15,2	15,2	15,2
228,6	6,3	6,8	6,7	6,7	6,7
137,2	2,3	2,5	2,4	2,4	2,4
274,3	9,1	9,7	9,6	9,6	9,6
228,6	6,3	6,6	6,5	6,6	6,5
289,6	10,1	10,2	10,1	10,1	10,1
457,2	25,3	23,8	23,6	23,7	23,7
259,1	8,1	8,2	8,1	8,1	8,2
198,1	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9

Ainda considerando o mesmo exemplo, a Tabela 5.2 compara os valores das trações horizontais em cada vão obtidos aplicando o método do vão regulador modificado [96] e o algoritmo proposto. Para a análise foram mantidas as unidades utilizadas no artigo que contem os dados mostrados na tabela citada com o intuito de evitar erros de

arredondamento durante a conversão das unidades. A maior diferença entre os valores é inferior a 2%.

Tabela 5.2 – Tração horizontal em vãos desiguais e nivelados.

Vão [m]	Tração horizontal [lb]	
	Vão regulador modificado	Programa desenvolvido
213,4	5772	5794
350,5	5918	5922
228,6	5738	5715
137,2	5695	5672
274,3	5777	5744
228,6	5870	5865
289,6	6098	6097
457,2	6498	6457
259,1	6082	5982
198,1	5925	5812

Já a Tabela 5.3 compara os valores das trações horizontais em vãos desiguais e desnivelados encontradas pelo método desenvolvido por pesquisadores do CEPEL com os resultados obtidos utilizando o algoritmo desenvolvido. Os valores foram calculados para uma seção de tensionamento com as seguintes condições:

- Condutor: CAA Linnet;
- Temperatura inicial do condutor: 25°C;
- Temperatura final do condutor: 70°C e 100°C;
- Tramo: 20 vãos;
- Comprimento da cadeia de suspensão: 2,5m;
- Peso da cadeia de suspensão: 80 kgf;
- tração horizontal inicial: 6393 kgf

Os comprimentos e desníveis dos vãos constam na Tabela 5.3. Uma análise dos dados da tabela mostra a coerência dos resultados obtidos através do algoritmo para vãos nivelados e desnivelados a altas temperaturas. Para as condições estudadas, o método do vão regulador modificado não poderia ser aplicado, pois os vãos utilizados são desnivelados. A pequena diferença observada entre os valores de tração contidos na Tabela

5.3 se deve ao fato que, conforme citado anteriormente, o método do CEPEL considera apenas o deslocamento longitudinal da cadeia de isoladores, enquanto o programa desenvolvido leva em conta os deslocamentos horizontais e verticais de todas as cadeias. O programa desenvolvido apresenta a vantagem adicional de possibilitar a aplicações de condutores diferentes em um mesmo tramo.

Tabela 5.3 – Tração horizontal em vãos desiguais e desnivelados.

Vão [m]	Desnível [m]	Tração Horizontal [kgf]			
		70° C		100°C	
		CEPEL	Programa desenvolvido	CEPEL	Programa desenvolvido
290	-1,7	1017	1020	902	906
310	-3,1	1021	1023	909	911
340	-1,6	1027	1026	918	917
340	3,2	1028	1028	920	918
330	0,2	1025	1026	915	915
280	1,5	1021	1022	908	910
330	-3,3	1023	1023	912	912
310	-4,3	1021	1022	911	911
320	-2,6	1022	1022	912	912
330	0,6	1022	1021	912	911
340	2,9	1018	1018	908	907
310	2,7	1008	1010	893	896
170	3,7	1000	1002	879	884
280	-2,7	1000	1002	883	885
360	-3,9	1005	1004	892	889
290	1,5	994	994	876	874
250	1,3	983	985	859	860
250	-4,2	976	980	849	853
270	-0,4	974	978	846	850
260	-0,4	972	976	844	849

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As equações tradicionais que descrevem a relação entre a temperatura, o comprimento do vão e a tração mecânica dos condutores são totalmente válidas para vãos isolados. No caso de vãos contínuos de uma seção de tensionamento seu comportamento mecânico pode ser analisado utilizando o vão regulador. Procedimento que não fornece resultados precisos para vãos desiguais com condutores operando a altas temperaturas. Existem vários métodos que procuram contornar esta limitação. Neste capítulo foi proposta uma metodologia, a partir da qual foi desenvolvido um programa, para cálculo das flechas e tensões em uma seção de tensionamento com condutores diferentes em vãos nivelados ou

desnivelados a qualquer temperatura. A vantagem da metodologia proposta está na possibilidade de utilizar condutores especiais em vãos com restrições na altura de segurança. Dentro de uma mesma seção de tensionamento passam a existir comportamentos elásticos diferentes, se os condutores tiverem módulos de elasticidade, coeficientes de variação com a temperatura ou seções transversais distintas. Uma ampla gama de combinações para os condutores disponíveis comercialmente pode ser avaliada de forma a se obter o maior ganho na distância de segurança.

No próximo capítulo serão realizados estudos para diversos condutores especiais aplicados em conjunto com cabos CAA em uma mesma seção, visando determinar os ganhos na altura do condutor ao solo ou a algum obstáculo e apresentar as limitações das aplicações.

6

ESTUDOS DE CASOS

6.1 INTRODUÇÃO

Para avaliar a aplicação de condutores diferentes em uma mesma seção de tensionamento será considerada como referência uma linha de transmissão projetada para operar com um circuito simples formado por cabos CAA Grosbeak 636 MCM. A LT é constituída por oito vãos iguais e nivelados, cada um com 200 m de comprimento. As duas estruturas da extremidade são de amarração e as sete estruturas intermediárias são de suspensão. As cadeias de isoladores de suspensão possuem 2,5 m de comprimento e 80 kgf de peso. Os condutores foram tensionados inicialmente a uma temperatura de 25 °C com 20% de sua tração de ruptura. O limite térmico da linha é de 60 °C, mas possui capacidade de operar a 65 °C sem que haja superação das distâncias mínimas de segurança. A distância do condutor ao solo e as trações horizontais em todos os vãos são iguais devido ao fato dos vãos possuírem o mesmo comprimento e estarem nivelados. Através do programa desenvolvido foram obtidas a Figura 6.1, que ilustra a mudança de estado de uma temperatura de 25 °C para 60 °C na LT em estudo, e tração mecânica horizontal de 1648 kgf para o condutor a 60 °C. Aplicando as condições da Tabela 4.1 ao modelo do IEEE se verifica que a ampacidade da linha é de 619,5 A. A distância do condutor ao solo nestas condições será utilizada como referência para determinar o aumento ou redução de seu valor em cada vão com a aplicação dos condutores especiais. A diferença entre as distâncias do cabo ao solo para as temperaturas de 60 °C e 65 °C, obtidas também através da aplicação do programa, é de 0,13 m. Este valor que pode ser reduzido sem comprometer os limites normativos.

A proposta da metodologia apresentada é corrigir as distâncias do cabo ao solo devido a alterações durante sua operação ou divergência entre os valores ocorridas na implementação da mesma, como citado anteriormente. Ao invés da escolha de um determinado tipo de obstáculo que porventura ocasiona a superação dos valores permitidos

por norma, será realizada a substituição dos condutores especiais nos vãos com restrições e analisados os resultados encontrados.

Uma solução que poderia ser sugerida é a substituição do cabo CAA Grosbeak 636 MCM por seu correspondente ACCR. A Figura 6.2 mostra as distâncias do condutor ao solo para o cabo ACCR 636-T16 sob as mesmas condições aplicadas ao cabo CAA Grosbeak.

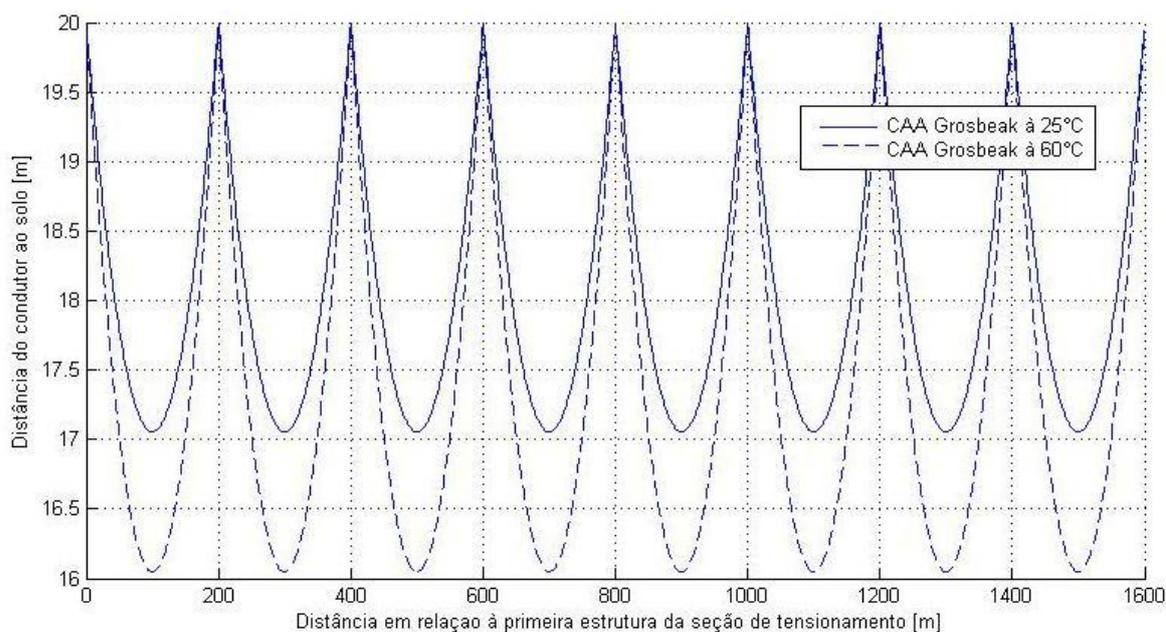


Figura 6.1 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak.

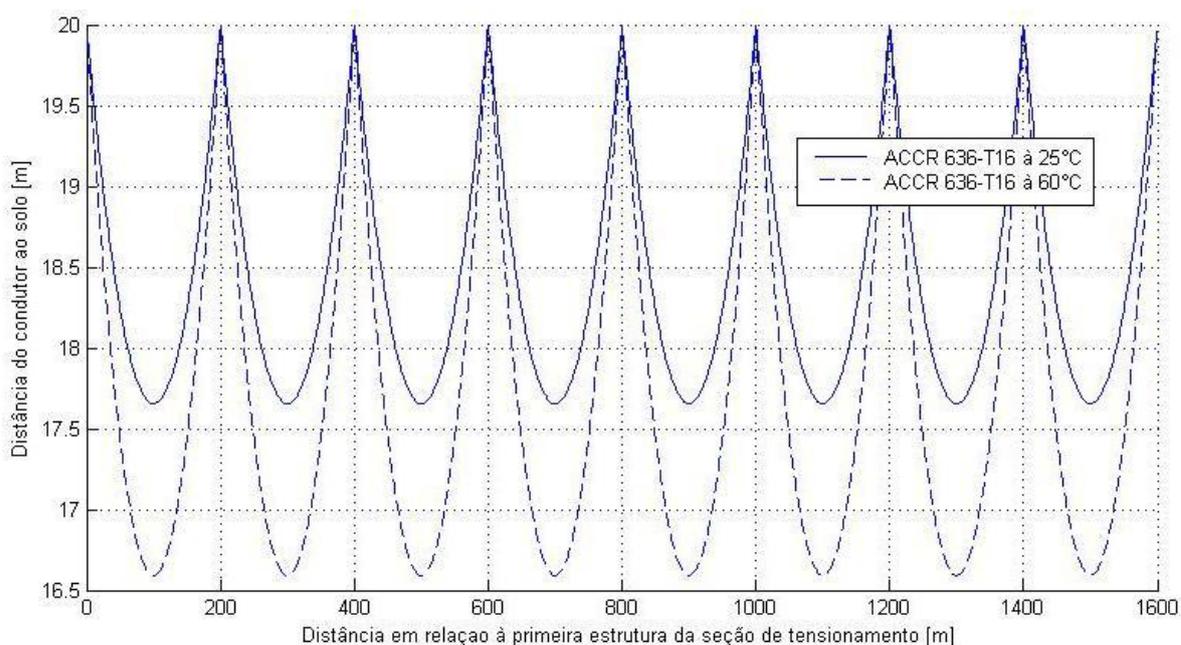


Figura 6.2 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos ACCR 636-T16.

Pode-se verificar um aumento de 0,67 m na distância do condutor ao solo em relação a linha original, que corresponde aproximadamente a diferença entre as distâncias de segurança entre uma travessia de máquinas agrícolas e uma de pedestre para LTs de 69 kV, 138 kV ou 230 kV [86]. Vale ressaltar que a técnica proposta é de aplicação pontual, isto justifica sua relação custo-benefício. A substituição de todos os condutores não legitima o ganho obtido para o tipo de aplicação desejada.

6.2 ESCOLHA DOS CONDUTORES

O cabo desejado para correção das distâncias de segurança deve produzir uma flecha inferior a do cabo CAA Grosbeak para uma mesma temperatura. Desta forma a utilização de alguns condutores descritos no Capítulo 3 é preterida. Por exemplo, os cabos ZTACIR possuem um valor de temperatura entre 85 °C e 100 °C acima do qual prevalece o efeito de inibição de flecha. Para o limite térmico considerado na LT de referência o ZTACIR apresentaria comportamento semelhante ao do CAA.

A menor tração de ruptura e menor módulo de elasticidade do ACSS em relação a um CAA de mesma bitola produz flechas superiores.

Os cabos T-CAA, ZTACSR e XTACSR possuem as mesmas características elétricas e mecânicas dos cabos CAA. A vantagem dos cabos termorresistentes é a possibilidade de operar a altas temperaturas. Para uma temperatura de 60 °C as flechas seriam aproximadamente iguais as produzidas pelos cabos CAA de bitola equivalente.

Os cabos GZTACSR têm um comportamento elétrico e mecânico semelhante ao do CAA para temperaturas inferiores à vigente durante o lançamento dos cabos. Acima deste valor a tração mecânica é aplicada apenas a alma de aço e o coeficiente de dilatação linear e alongamento do cabo passam a depender quase que exclusivamente da alma de aço. O cabo GZTACSR seria uma boa opção a ser estudada caso não fosse necessário técnicas de tensionamento e uso de ferragens especiais.

Os cabos ACCC reúnem as características necessárias a esta aplicação, porém seu custo é bastante elevado e requer os mesmos cuidados dedicados ao ACSS devido a sua reduzida dureza superficial.

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 através da escolha de cabos de bitola inferior ao do cabo CAA Grosbeak.

O cabo CAL também é uma boa alternativa desde que o impacto do seu baixo peso no cálculo da flecha não seja superado pelo elevado coeficiente de dilatação linear. Para manter a ampacidade original da linha não é possível utilizar um cabo CAL de bitola inferior ao do cabo CAA Grosbeak.

A partir do exposto foram escolhidos os seguintes cabos para análise do comportamento mecânico da seção de tensionamento:

- CAL Flint;
- ACCR 336-T16;
- ACCR 397-T16;
- ACCR 477-T16;
- ACCR 556-T16;
- ACCR 636-T16.

A ampacidade da LT é determinada pelo CAA Grosbeak e possui valor de 619,5 A. Sob as mesmas condições a aplicação do cabo CAL Flint fornecerá a mesma ampacidade para a LT. A Figura 6.3 ilustra a variação da ampacidade em função da temperatura do condutor calculada aplicando a equação de equilíbrio térmico do modelo do IEEE aos cabos ACCR escolhidos com as condições especificadas na Tabela 4.1. A partir desta figura foram obtidas as temperaturas destes cabos quando percorridos por uma corrente elétrica de 615,9 A. Os valores das temperaturas são mostrados na Tabela 6.1.

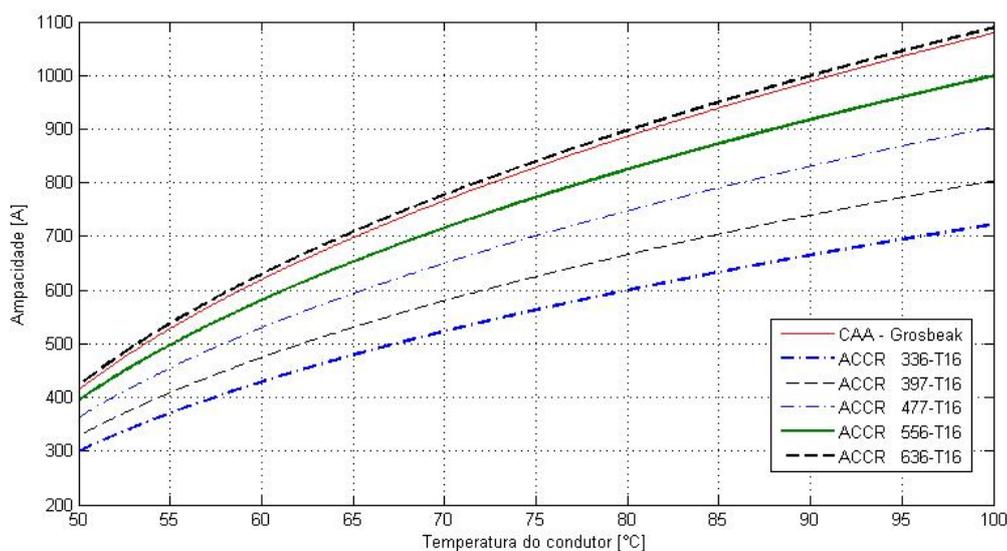


Figura 6.3 – Variação da ampacidade em função da temperatura para os cabos CAA Grosbeak, ACCR 336-T16, ACCR 397-T16, ACCR 477-T16, ACCR 556-T16 e ACCR 636-T16.

Tabela 6.1 – Temperatura de vários cabos para uma corrente elétrica de 615,9 A.

Cabo	Temperatura [°C]
Grosbeak	60,0
ACCR 336-T16	82,9
ACCR 397-T16	74,3
ACCR 477-T16	67,2
ACCR 556-T16	62,6
ACCR 636-T16	59,4

6.3 DESCRIÇÃO DOS CASOS

Os condutores escolhidos foram aplicados nos quatro vãos centrais da LT. Para garantir que eles estejam limitados aos vãos, a terceira e sétima estrutura são convertidas de suspensão em falsa amarração, sendo as seguintes possibilidades:

- elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com mesmo comprimento da cadeia de suspensão;
- elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com metade do comprimento da cadeia de suspensão;
- elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada constituído por uma haste de 0,5 m;
- conjunto de suspensão ancorada sem elemento vertical.

As principais diferenças entre os quatro conjuntos estão relacionadas ao esforço vertical transferido à estrutura e ao ganho na altura. Além do peso dos condutores dos vãos adjacentes ao apoio deve ser considerado o peso de todos os isoladores do conjunto. Quanto ao ganho de altura, ele seria melhor aproveitado se os conjuntos fossem aplicados nas estruturas de um mesmo vão. Nos quatro casos estudados neste capítulo todos os cabos foram tensionados inicialmente a 25 °C com 20% da tração de ruptura do cabo CAA Grosbeak.

6.3.1 Caso 1: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com comprimento igual ao da cadeia de suspensão

Da Figura 6.4 a Figura 6.9 são mostradas as distâncias dos cabos ao solo, obtidas a partir do algoritmo desenvolvido, de seções de tensionamento com condutores distintos separados por conjuntos de suspensão ancorada cujo elemento vertical possui comprimento igual ao das cadeias de suspensão. A Tabela 6.2 e a Tabela 6.3 resumem os valores

encontrados através das simulações. A Tabela 6.2 mostra a variação, em todos os vãos da seção de tensionamento, das distâncias do condutor ao solo em relação aos valores da LT de referência quando os cabos são percorridos por uma corrente de 615,9 A. Os valores positivos indicam um aumento na distância e os valores negativos uma redução. Como citado anteriormente, a LT em estudo pode operar com um limite de 65 °C, correspondendo a uma redução nas distâncias do condutor ao solo de 0,13 m. Mantendo o limite térmico original é possível aplicar os condutores especiais desde que a diminuição das distâncias do cabo ao solo não seja superior a 0,13 m. Analisando a Tabela 6.2 pode ser verificado que o único condutor que satisfaz essa condição em todos os vãos da seção de tensionamento é o cabo ACCR 636-T16. O menor ganho na altura do cabo é de 0,66 m. Este valor é aproximadamente igual ao encontrado quando o cabo ACCR 636-T16 é aplicado a toda a seção de tensionamento. Ou seja, além do alto custo associado à substituição de todos os condutores do tramo o ganho na distância de segurança ainda seria praticamente o mesmo da técnica apresentada neste trabalho.

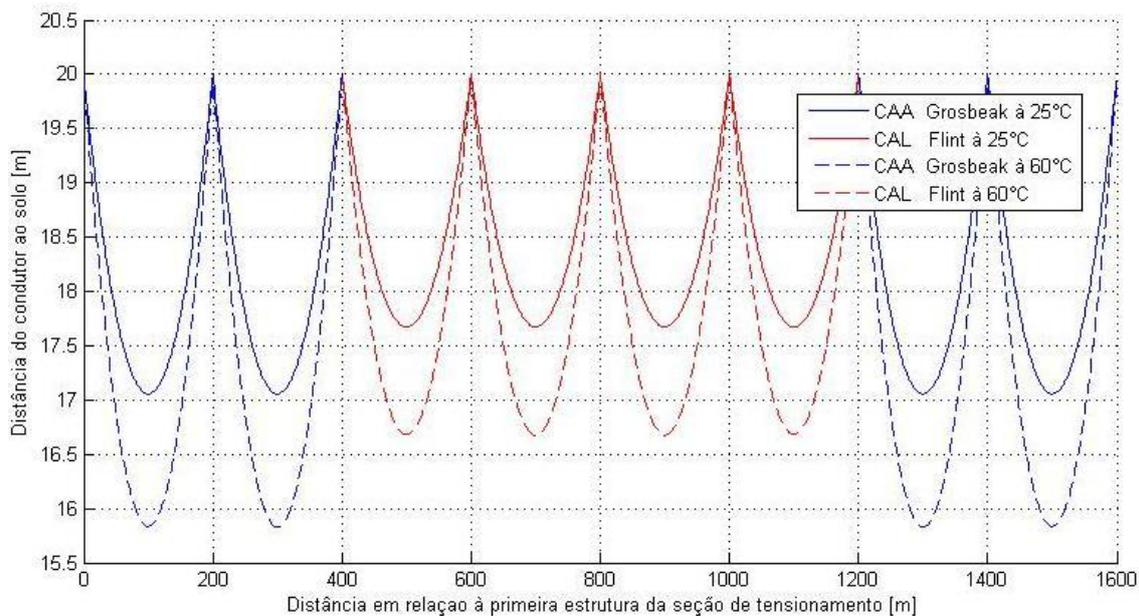
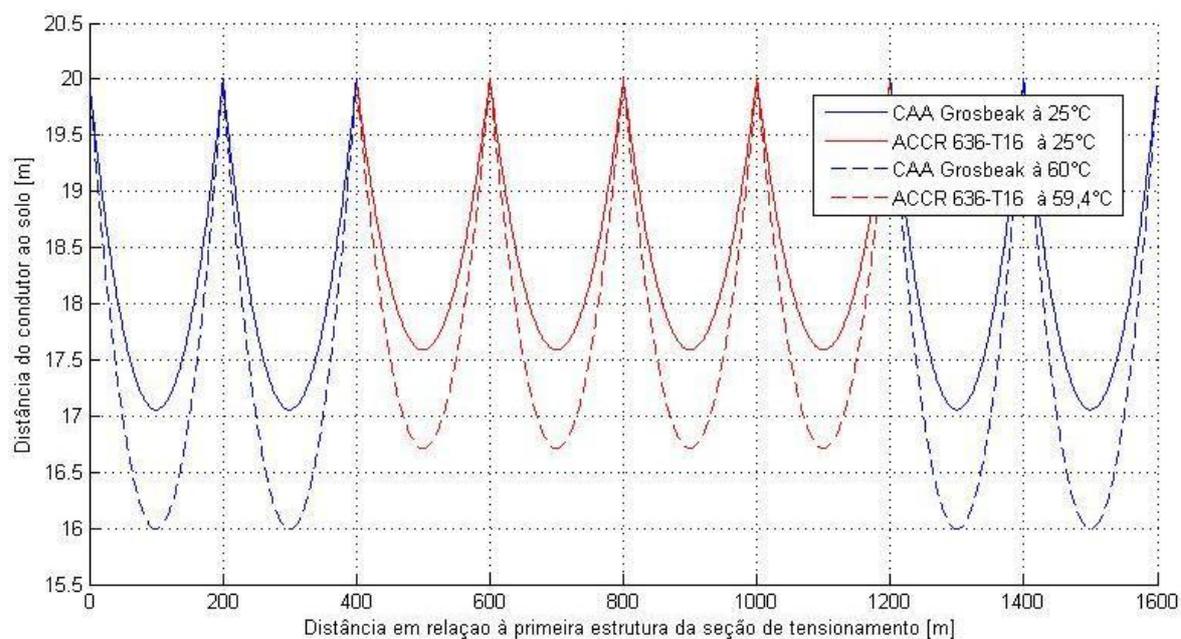
Tabela 6.2 – Variação das distâncias do condutor ao solo.

Condutor dos vãos centrais	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	-0,21	-0,21	0,63	0,62	0,62	0,63	-0,21	-0,21
ACCR 636-T16	-0,05	-0,05	0,66	0,66	0,66	0,66	-0,05	-0,05
ACCR 556-T16	-0,13	-0,14	0,99	0,99	0,99	0,99	-0,14	-0,13
ACCR 477-T16	-0,23	-0,24	1,35	1,34	1,34	1,35	-0,24	-0,23
ACCR 397-T16	-0,34	-0,36	1,71	1,71	1,71	1,71	-0,36	-0,35
ACCR 336-T16	-0,45	-0,47	2,00	2,00	2,00	2,00	-0,48	-0,46

A Tabela 6.3 mostra a tração horizontal nos cabos de cada vão quando os condutores são percorridos por uma corrente de 615,9 A. De forma geral houve uma diminuição do seu valor em relação ao da LT de referência. Devido ao menor peso do cabo utilizado nos quatro vãos centrais do tramo, as cadeias de falsa amarração se deslocam no sentido dos vãos com os cabos de maior peso provocando além de um abaixamento nestes cabos uma redução de sua tração horizontal. Quanto maior o deslocamento maior será a redução e maior será o abaixamento dos cabos. A variação nas distâncias do cabo ao solo do cabo CAA Flint foram superiores ao do cabo ACCR 556-T16, embora o primeiro possua maior peso por unidade de comprimento seu módulo de elasticidade é inferior e o coeficiente de dilatação linear é maior, justificando assim o resultado.

Tabela 6.3 – Tração horizontal nos condutores.

Condutor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada vão [10^3 kgf]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	1,564	1,561	1,553	1,550	1,550	1,553	1,561	1,564
ACCR 636-T16	1,626	1,625	1,623	1,622	1,622	1,623	1,625	1,626
ACCR 556-T16	1,593	1,590	1,585	1,583	1,583	1,585	1,590	1,593
ACCR 477-T16	1,556	1,552	1,543	1,541	1,541	1,543	1,551	1,555
ACCR 397-T16	1,514	1,509	1,496	1,493	1,493	1,497	1,507	1,513
ACCR 336-T16	1,477	1,469	1,453	1,450	1,450	1,454	1,466	1,474

**Figura 6.4** – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAL Flint.**Figura 6.5** – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.

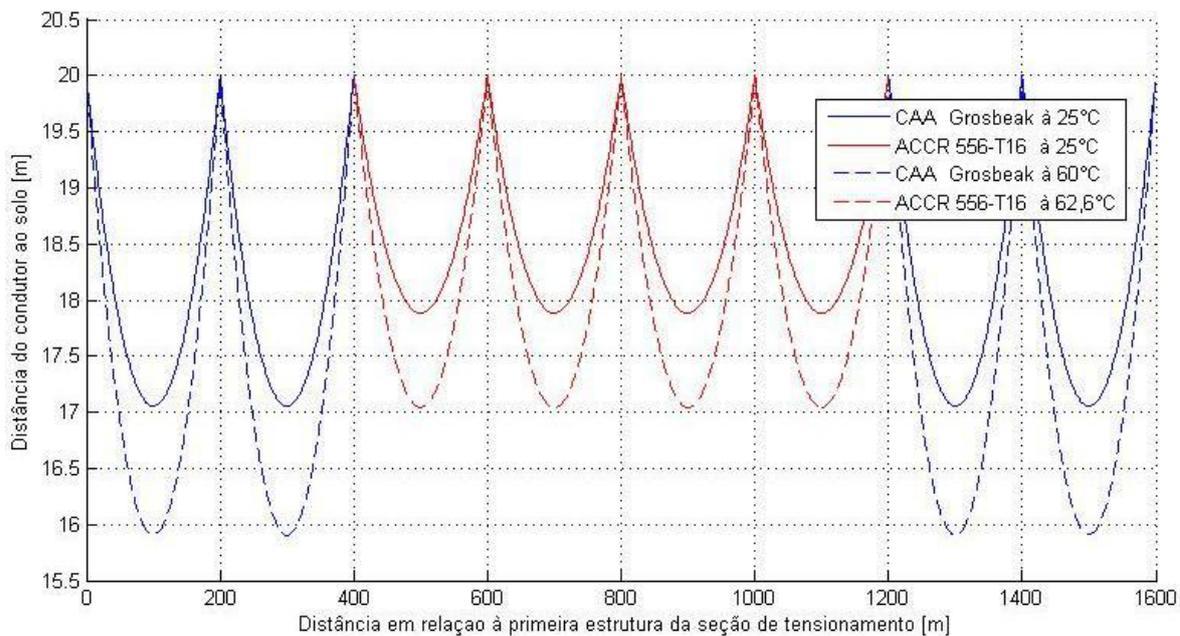


Figura 6.6 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.

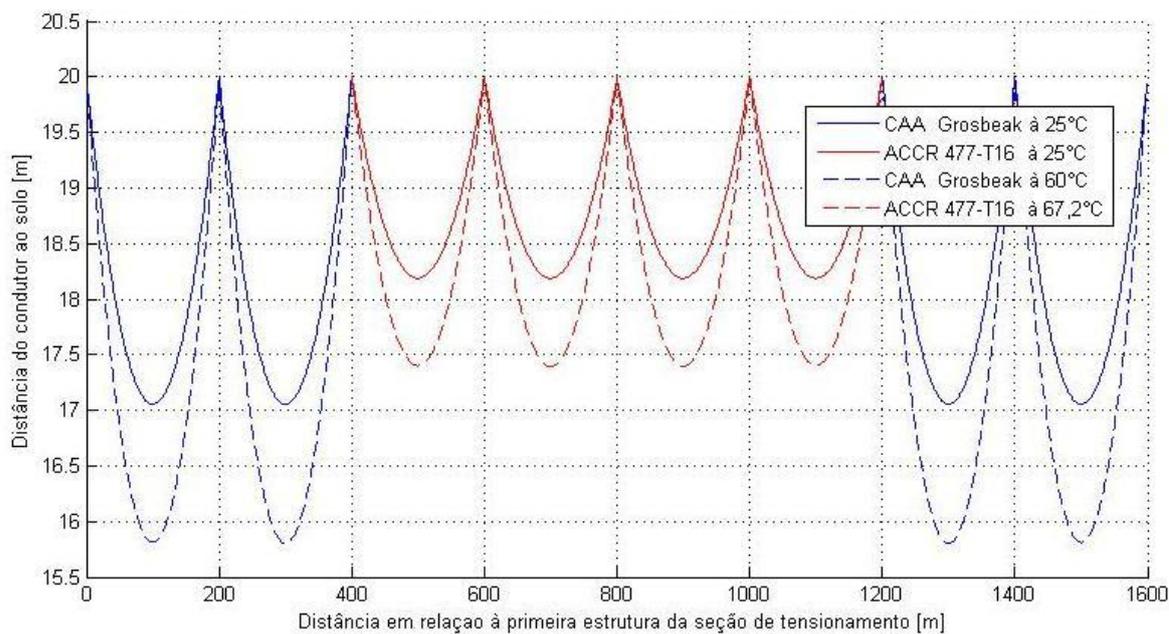


Figura 6.7 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.

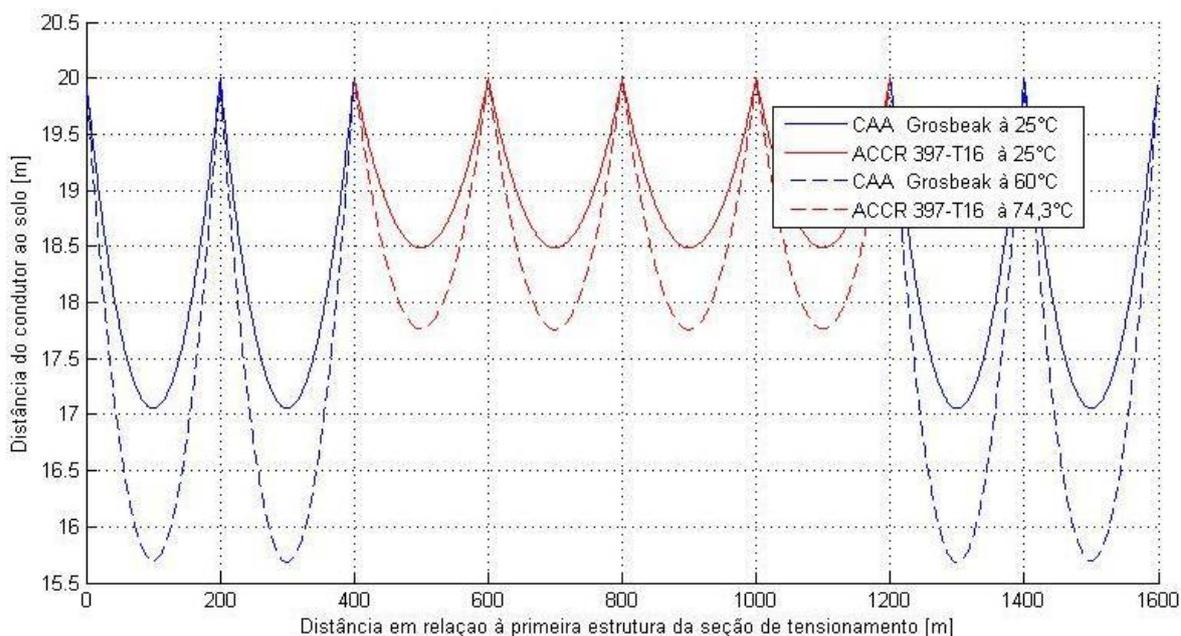


Figura 6.8 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.

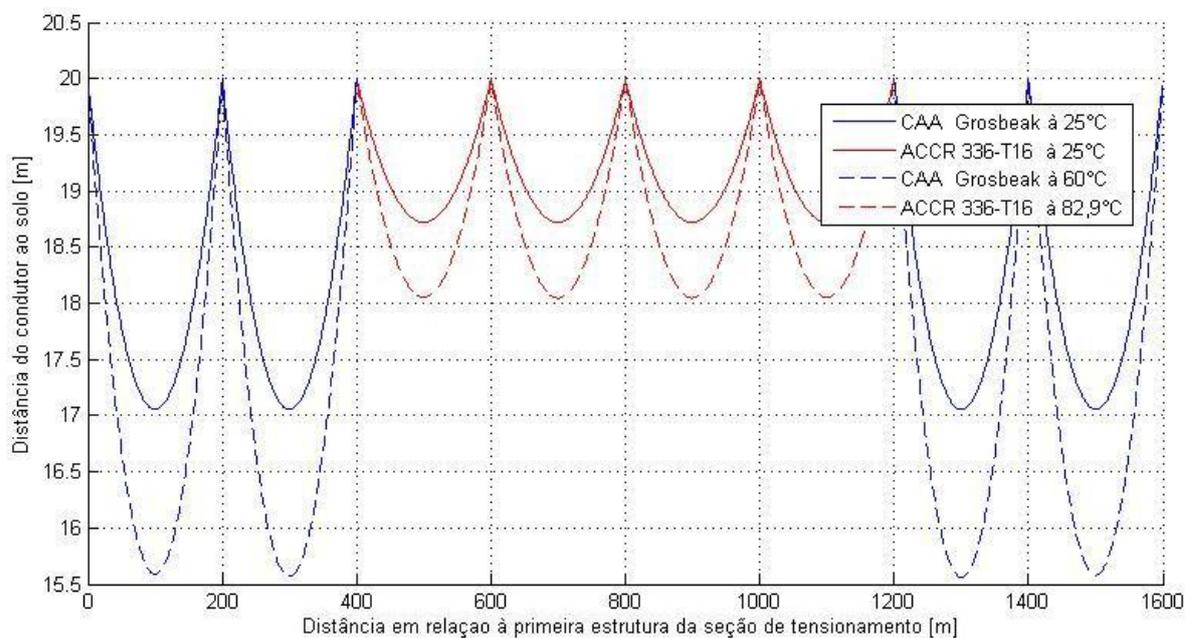


Figura 6.9 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.

6.3.2 Caso 2: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada com comprimento igual ao da metade da cadeia de suspensão

Da Figura 6.10 a Figura 6.15 são ilustradas as distâncias dos cabos ao solo, obtidas a partir do algoritmo desenvolvido, de seções de tensionamento com condutores distintos separados por conjuntos de suspensão ancorada cujo elemento vertical possui comprimento igual ao da metade das cadeias de suspensão. A Tabela 6.4 e a Tabela 6.5 resumem os valores encontrados através das simulações. A Tabela 6.4 mostra a variação, em todos os vãos da seção de tensionamento, das distâncias do condutor ao solo em relação aos valores da LT de referência quando os cabos são percorridos por uma corrente de 615,9 A. Apenas os cabos ACCR 636-T16 e ACCR 556-T16 satisfazem as condições mínimas para aplicação desejada. O menor ganho na altura proporcionado pelo primeiro cabo é de 0,66 m e do segundo é de 0,98 m. Em relação às distâncias do cabo ao solo o efeito da redução do elemento vertical não se mostrou tão significativo, o ganho obtido foi maior nos vãos adjacente ao suporte que foi convertido de suspensão a falsa amarração.

Tabela 6.4 – Variação das distâncias do condutor ao solo.

Condutor dos vãos centrais	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	-0,20	0,39	1,22	0,62	0,62	1,22	0,39	-0,20
ACCR 636-T16	-0,05	0,54	1,25	0,66	0,66	1,25	0,54	-0,05
ACCR 556-T16	-0,13	0,46	1,58	0,98	0,98	1,58	0,46	-0,13
ACCR 477-T16	-0,22	0,36	1,93	1,34	1,34	1,93	0,36	-0,22
ACCR 397-T16	-0,33	0,25	2,29	1,70	1,70	2,29	0,24	-0,34
ACCR 336-T16	-0,44	0,14	2,57	1,98	1,99	2,57	0,12	-0,45

A Tabela 6.5 mostra a tração horizontal nos cabos de cada vão. A redução do comprimento do elemento vertical diminui a liberdade de movimento do conjunto de suspensão dos cabos da falsa amarração e a tração horizontal é distribuída ao longo da seção de forma mais desigual. Com a aplicação do ACCR 636-T16 e do ACCR 556-T16 a diferença é inferior a 9 kgf. A diferença de tração entre dois vãos adjacentes deverá ser absorvida pela estrutura intermediária a eles.

Tabela 6.5 – Tração horizontal nos condutores.

Condutor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada vão [10^3 kgf]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	1,567	1,564	1,549	1,546	1,546	1,549	1,564	1,567
ACCR 636-T16	1,627	1,626	1,622	1,621	1,621	1,622	1,626	1,627
ACCR 556-T16	1,594	1,592	1,583	1,581	1,581	1,583	1,592	1,594
ACCR 477-T16	1,558	1,554	1,539	1,536	1,536	1,539	1,554	1,557
ACCR 397-T16	1,518	1,512	1,490	1,487	1,487	1,490	1,510	1,516
ACCR 336-T16	1,481	1,474	1,446	1,442	1,442	1,446	1,468	1,476

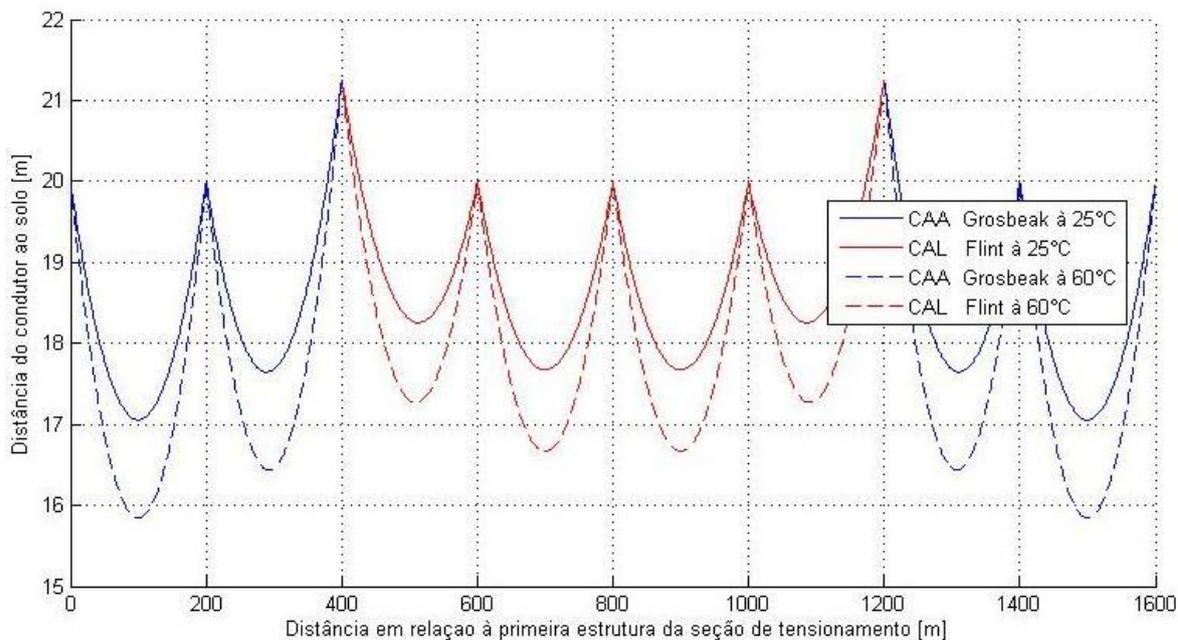


Figura 6.10 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAL Flint.

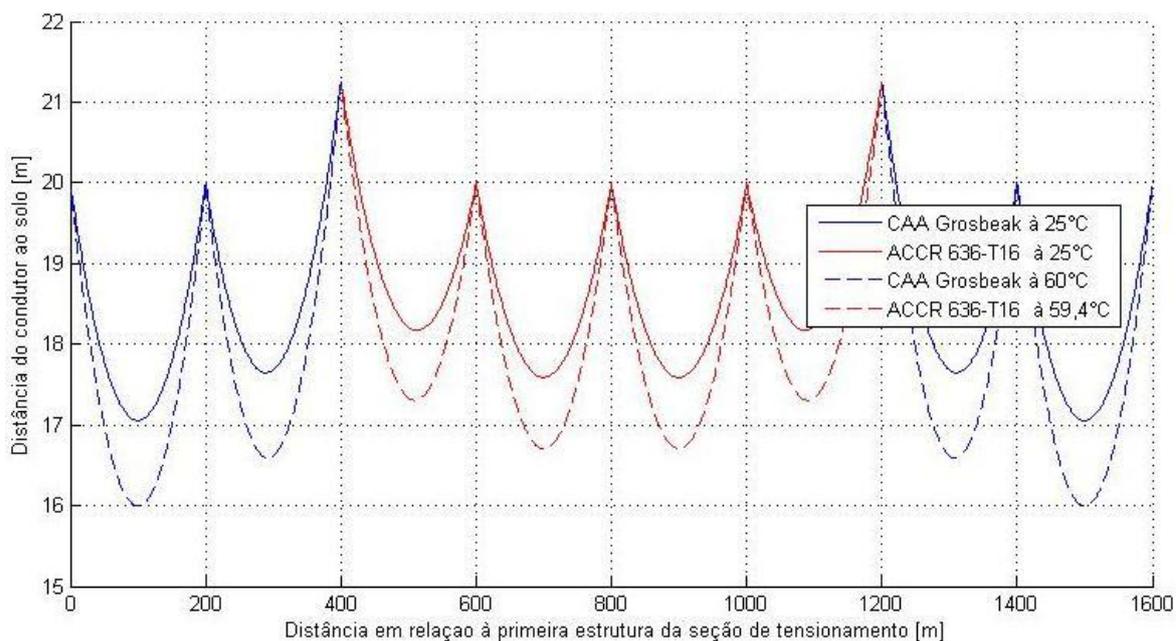


Figura 6.11 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.

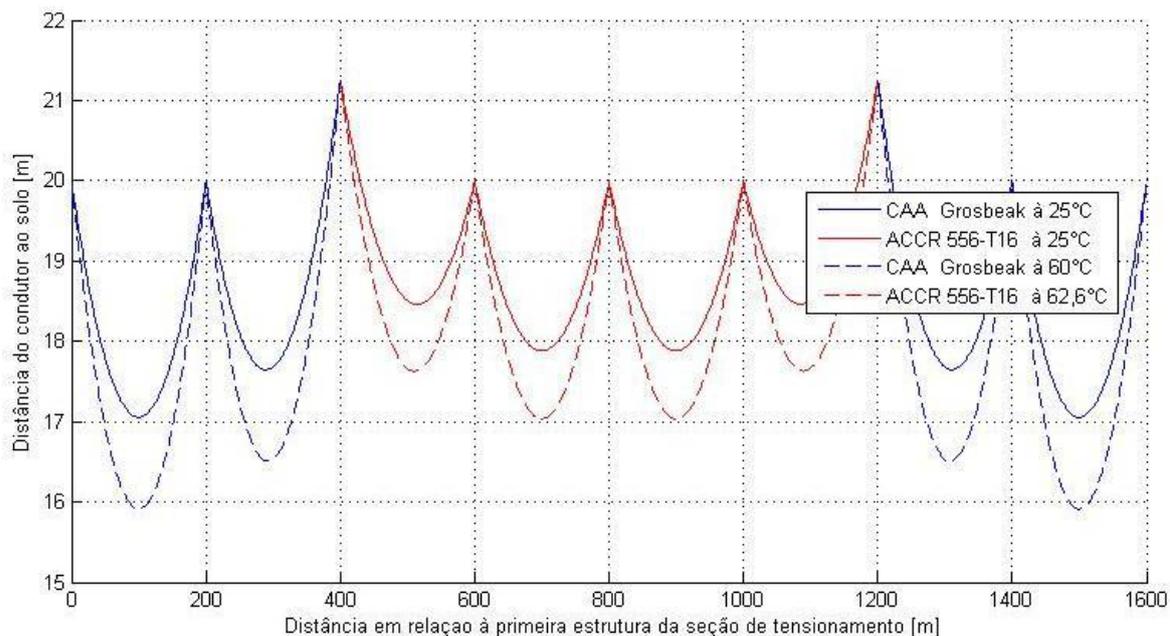


Figura 6.12 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.

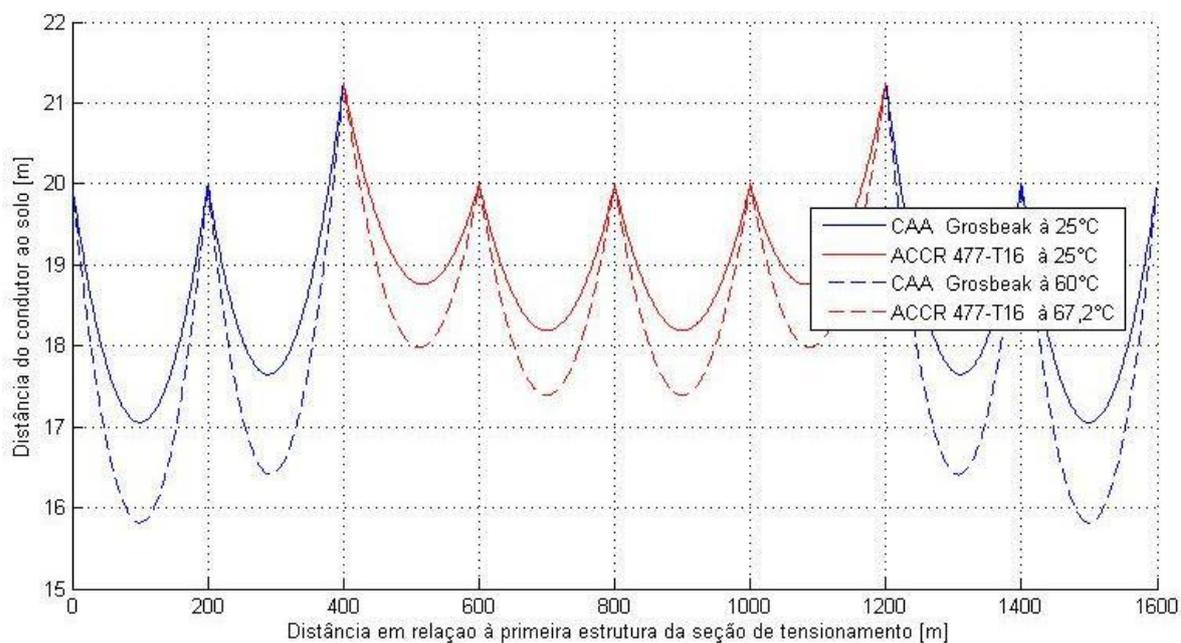


Figura 6.13 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.

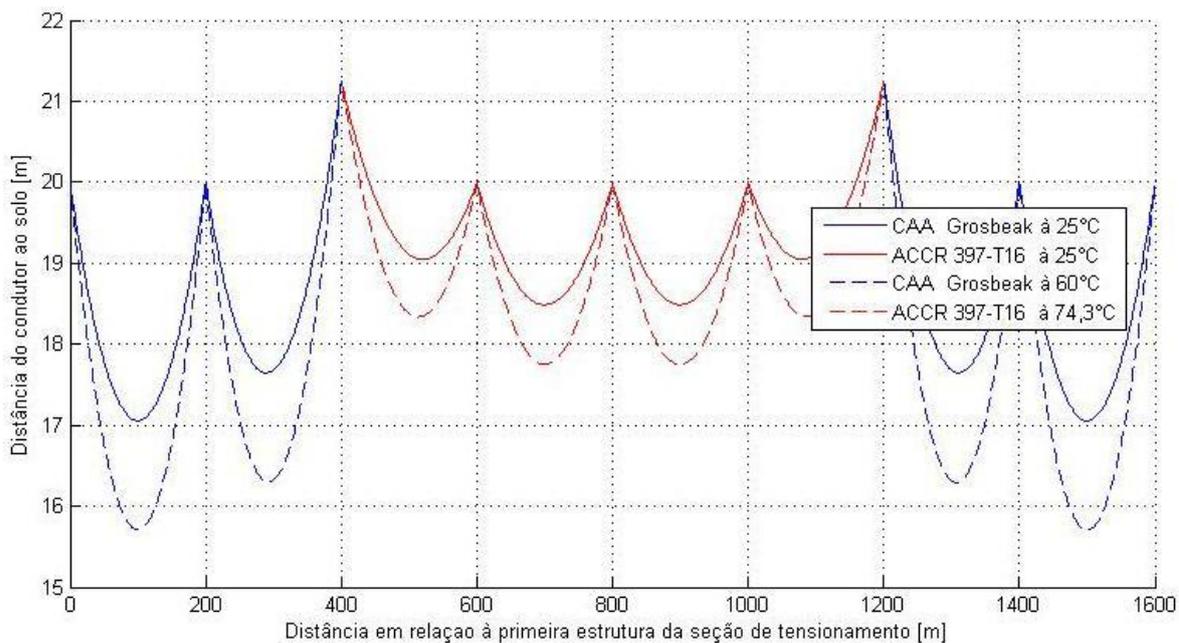


Figura 6.14 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.

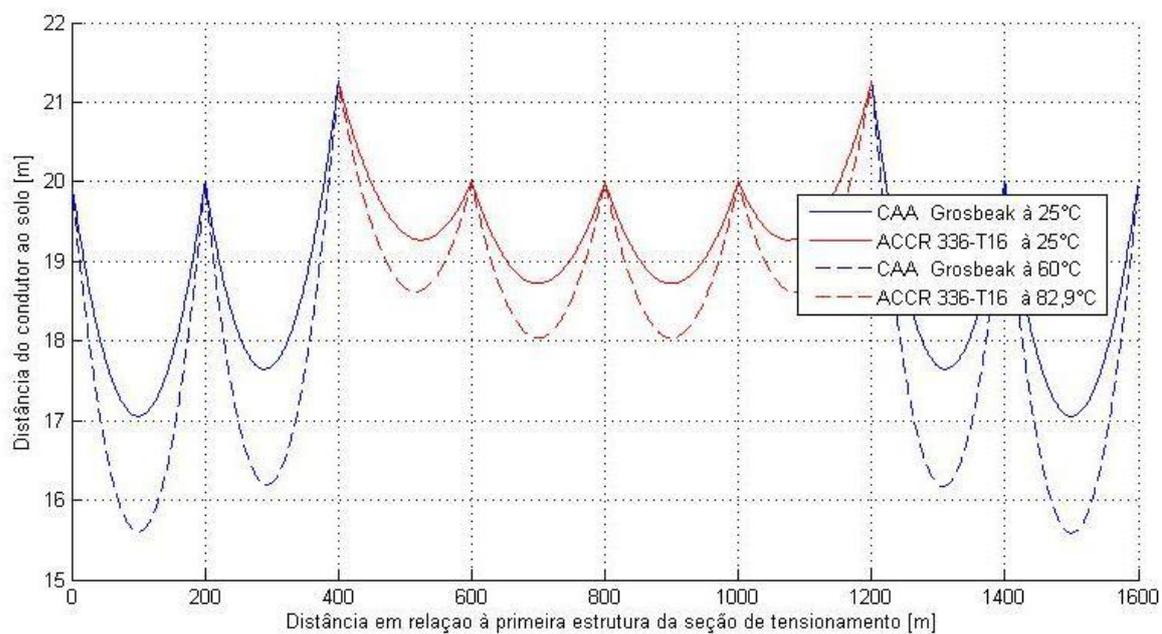


Figura 6.15 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.

6.3.3 Caso 3: Elemento vertical do conjunto de suspensão ancorada constituído por uma haste de 0,5 m

Da Figura 6.16 a Figura 6.21 são mostradas as distâncias dos cabos ao solo, obtidas a partir do algoritmo desenvolvido, de seções de tensionamento com condutores distintos separados por conjuntos de suspensão ancorada cujo elemento vertical é constituído por uma haste de 0,5 m. A Tabela 6.6 e a Tabela 6.7 resumem os valores encontrados através das simulações. A Tabela 6.6 mostra a variação, em todos os vãos da seção de tensionamento, das distâncias do condutor ao solo em relação aos valores da LT de referência quando os cabos são percorridos por uma corrente de 615,9 A. Em comparação com o caso anterior houve um aumento na distância do condutor ao solo, mais significativo nos vãos adjacentes às estruturas de falsa amarração. O aumento foi obtido para todos os cabos analisados, porém apenas os cabos ACCR 636-T16 e ACCR 556-T16 continuam satisfazer as condições mínimas para aplicação desejada.

Tabela 6.6 – Variação das distâncias do condutor ao solo.

Condutor dos vãos centrais	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	-0,18	0,74	1,53	0,60	0,60	1,53	0,74	-0,18
ACCR 636-T16	-0,04	0,88	1,58	0,65	0,65	1,58	0,88	-0,04
ACCR 556-T16	-0,12	0,81	1,89	0,97	0,97	1,89	0,81	-0,12
ACCR 477-T16	-0,21	0,72	2,23	1,32	1,32	2,23	0,71	-0,21
ACCR 397-T16	-0,31	0,61	2,57	1,67	1,67	2,57	0,60	-0,32
ACCR 336-T16	-0,40	0,52	2,84	1,96	1,96	2,84	0,49	-0,43

A redução do comprimento do elemento vertical foi maior que a do caso anterior e como esperado a desigualdade entre as trações horizontais aumentou, conforme pode ser observado na Tabela 6.7. Quanto menor a bitola do condutor utilizado maior foi a diferença encontrada. Com a aplicação do ACCR 556-T16 a diferença atingiu 20 kgf.

Tabela 6.7 – Tração horizontal nos condutores.

Condutor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada vão [10^3 kgf]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	1,574	1,571	1,539	1,537	1,537	1,539	1,572	1,575
ACCR 636-T16	1,629	1,628	1,619	1,619	1,619	1,619	1,628	1,629
ACCR 556-T16	1,598	1,596	1,576	1,574	1,574	1,576	1,596	1,598
ACCR 477-T16	1,564	1,561	1,527	1,525	1,525	1,527	1,560	1,564
ACCR 397-T16	1,527	1,522	1,474	1,471	1,471	1,474	1,518	1,523
ACCR 336-T16	1,493	1,486	1,425	1,422	1,422	1,426	1,476	1,484

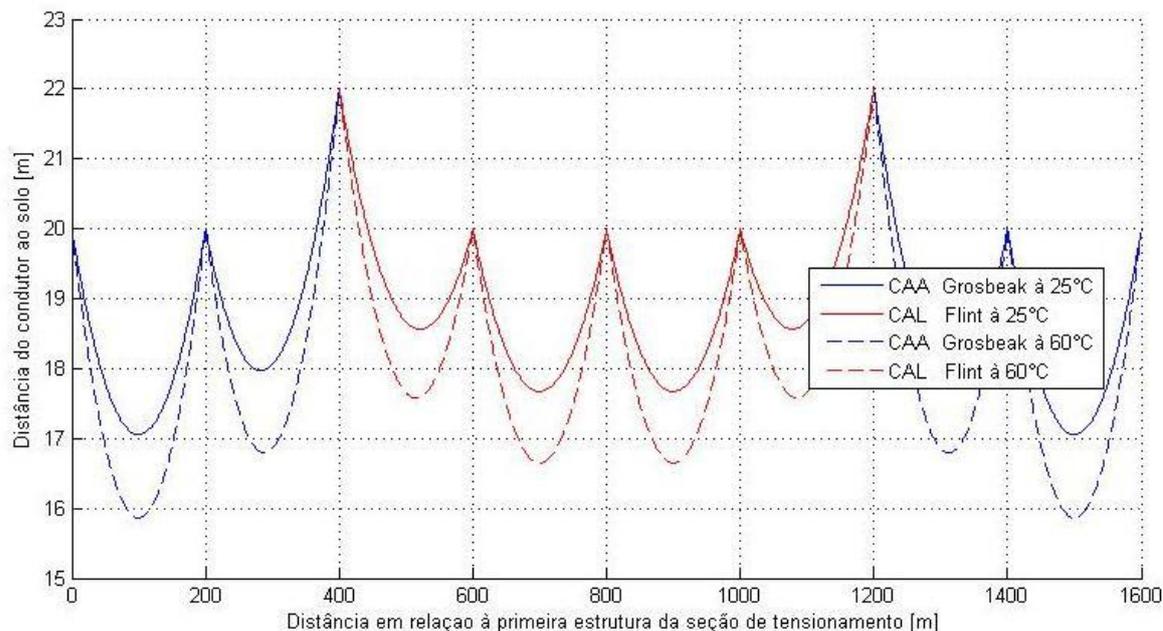


Figura 6.16 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAA Flint.

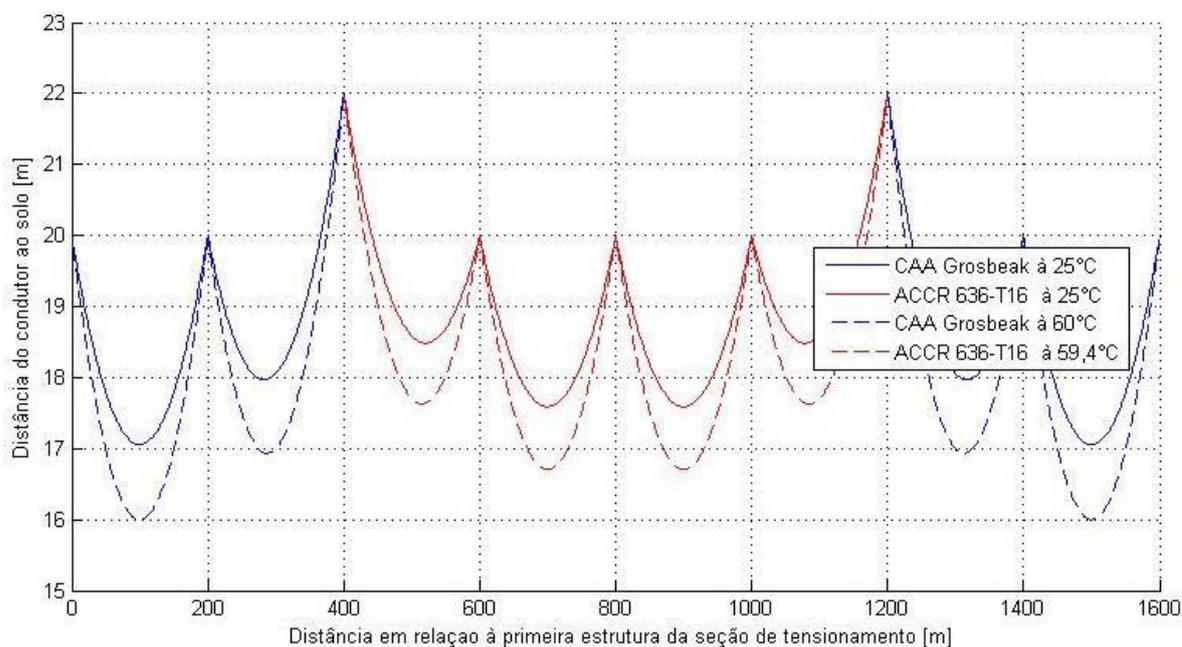


Figura 6.17 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.

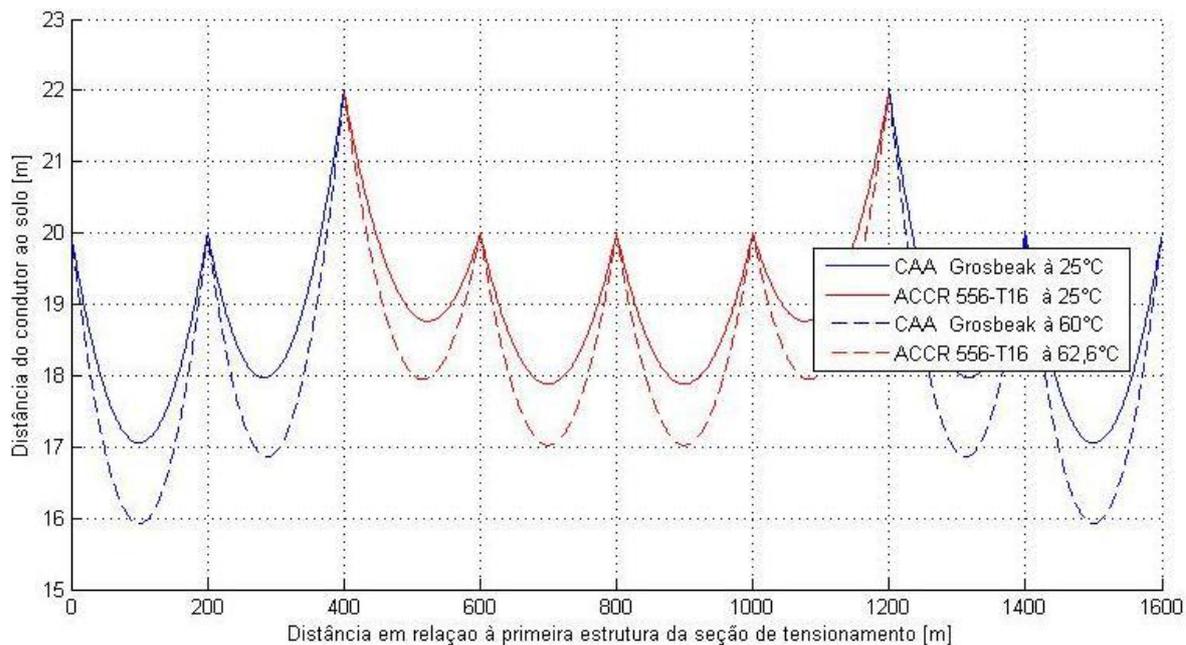


Figura 6.18 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.

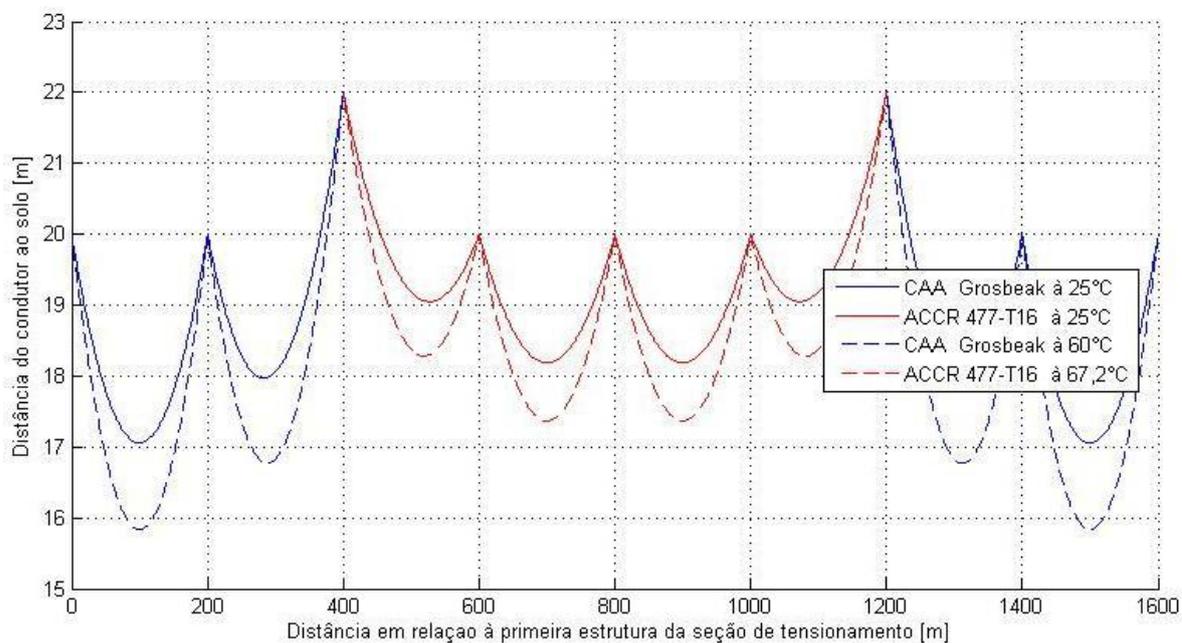


Figura 6.19 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.

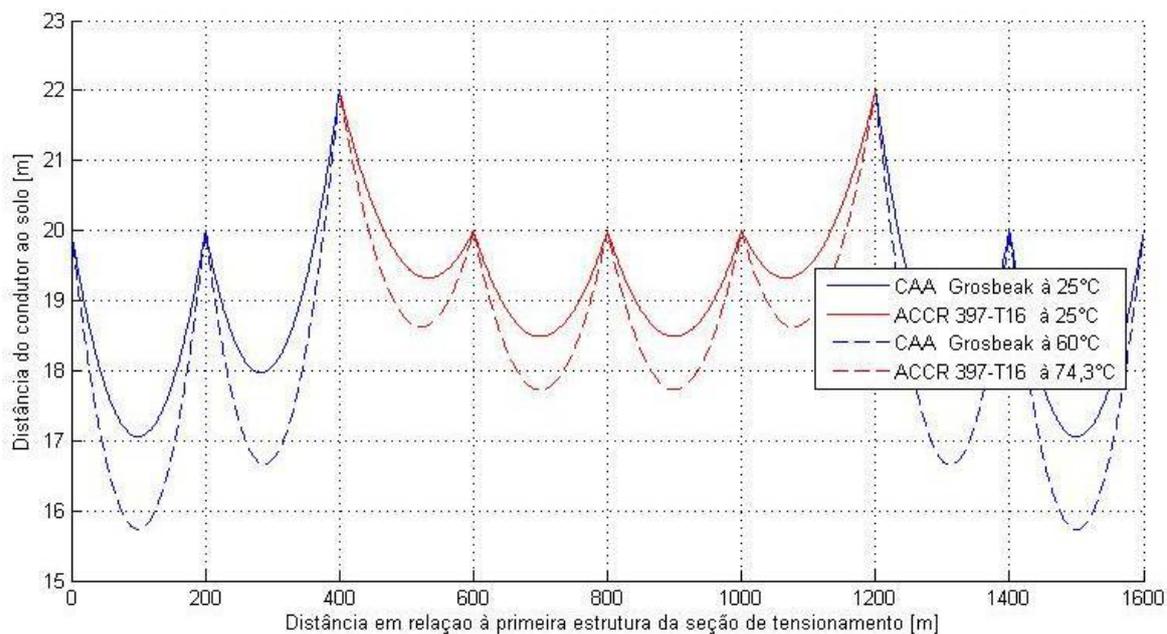


Figura 6.20 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.

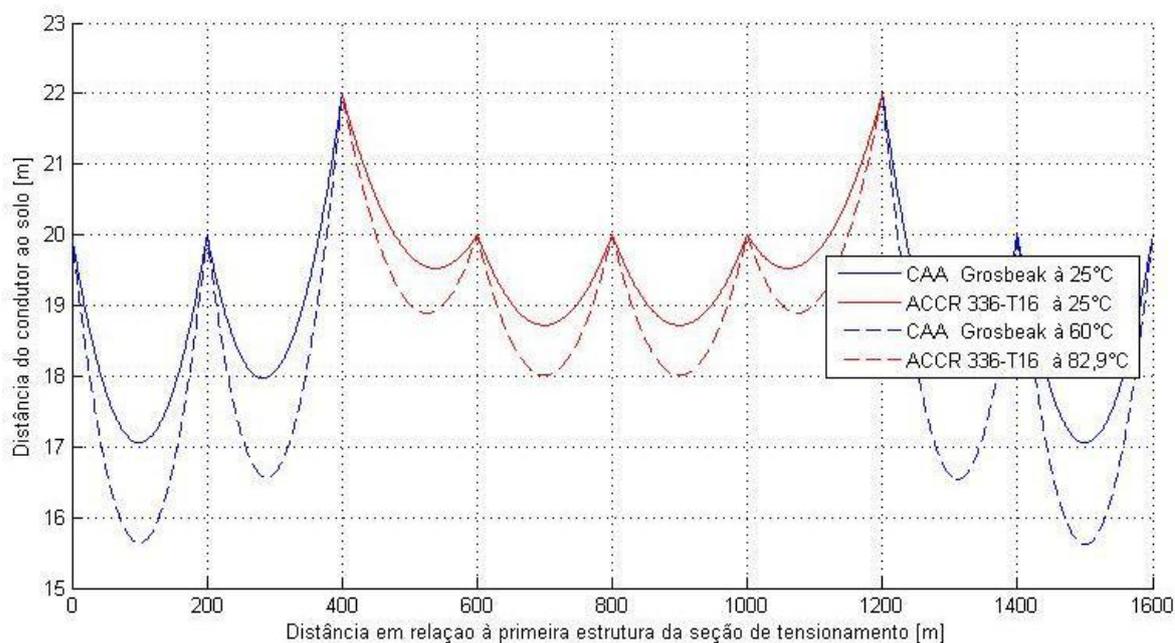


Figura 6.21 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.

6.3.4 Caso 4: Suspensão ancorada sem elemento vertical

Da Figura 6.16 a Figura 6.21 são mostradas as distâncias dos cabos ao solo, obtidas a partir do algoritmo desenvolvido, de seções de tensionamento com condutores distintos separados por conjuntos de suspensão ancorada sem elemento vertical. A Tabela 6.8 e a Tabela 6.9 resumem os valores encontrados através das simulações. A Tabela 6.8 mostra a variação em todos os vãos da seção de tensionamento, das distâncias do condutor ao solo em relação aos valores da LT de referência quando os cabos são percorridos por uma corrente de 615,9 A. O conjunto de suspensão ancorada sem elemento vertical funciona praticamente como uma amarração. Os esforços mecânicos não são mais distribuídos entre os vãos adjacentes as estruturas com as cadeias de falsa amarração. É como se houvesse três seções de tensionamento. Como não há deslocamento da terceira e sétima cadeia de isoladores no sentido dos vãos com cabos CAA Grosbeak o ganho na distância de segurança no quarto e quinto vãos é inferior aos valores obtidos para os casos anteriores, conforme pode ser observado através da Tabela 6.8. Com a utilização da suspensão ancorada sem elemento vertical todos os condutores analisados podem ser empregados, levando em consideração apenas os aspectos relacionados às distâncias do condutor ao solo.

Tabela 6.8 – Variação das distâncias do condutor ao solo.

Condutor dos vãos centrais	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	0,00	1,15	1,54	0,40	0,40	1,54	1,15	0,00
ACCR 636-T16	0,00	1,15	1,73	0,60	0,60	1,73	1,15	0,00
ACCR 556-T16	0,00	1,15	1,96	0,83	0,83	1,96	1,15	0,00
ACCR 477-T16	0,00	1,15	2,19	1,08	1,08	2,19	1,15	0,00
ACCR 397-T16	0,00	1,15	2,42	1,32	1,32	2,42	1,15	0,00
ACCR 336-T16	0,00	1,15	2,60	1,51	1,51	2,60	1,15	0,00

A tração horizontal em cada vão é igual ao valor que seria obtido caso a seção de tensionamento fosse constituída apenas pelo tipo de cabo do vão. A Tabela 6.9 registra os valores da tração horizontal para o caso em estudo. A terceira e sétima estruturas da seção de tensionamento serão solicitadas por esforços longitudinais no sentido dos vãos com cabos CAA Grosbeak devido à desigualdade de tração horizontal em seus vãos adjacentes. Os valores dos esforços que devem ser absorvidos por estas estruturas são mostrados na Tabela 6.10. Quanto menor a bitola do cabo maior será o esforço submetido à estrutura e mesmo com a adoção de reforços seu desempenho pode ser comprometido. Os esforços

longitudinais na primeira e nona estrutura serão iguais aos sofridos pelas mesmas quando aplicado apenas o cabo CAA Grosbeak ao tramo.

Tabela 6.9 – Tração horizontal nos condutores.

Conductor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada vão [10^3 kgf]							
	1	2	3	4	5	6	7	8
CAL Flint	1,648	1,648	1,452	1,452	1,452	1,452	1,648	1,648
ACCR 636-T16	1,648	1,648	1,593	1,593	1,593	1,593	1,648	1,648
ACCR 556-T16	1,648	1,648	1,503	1,503	1,503	1,503	1,648	1,648
ACCR 477-T16	1,648	1,648	1,396	1,396	1,396	1,396	1,648	1,648
ACCR 397-T16	1,648	1,648	1,272	1,272	1,272	1,272	1,648	1,648
ACCR 336-T16	1,648	1,648	1,160	1,160	1,160	1,160	1,648	1,648

Tabela 6.10 – Esforço longitudinal nas estruturas do tramo.

Conductor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada estrutura [kgf]								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
CAL Flint	1648	0	196	0	0	0	196	0	1648
ACCR 636-T16	1648	0	55	0	0	0	55	0	1648
ACCR 556-T16	1648	0	145	0	0	0	145	0	1648
ACCR 477-T16	1648	0	252	0	0	0	252	0	1648
ACCR 397-T16	1648	0	375	0	0	0	375	0	1648
ACCR 336-T16	1648	0	487	0	0	0	487	0	1648

Os cabos de uma LT quando submetidos a ventos brandos (em torno de 2 m/s) e trações superiores a 20 % de sua carga de ruptura podem ser gradualmente deteriorados por fadiga mecânica do material. A evolução do desgaste provoca o rompimento dos fios do cabo [97]. Se a ruptura acontecer dentro do grampo de suspensão dificilmente será vista durante as inspeções tradicionais. Para agravar a situação o mesmo vento que provoca a vibração eólica resfria o condutor de forma que o efeito térmico do ponto de fadiga é mascarado. Um aumento no carregamento da linha pode provocar a ruptura de todos os fios e conseqüente queda do cabo. Como os cabos estudados foram tensionados com 20% da carga de ruptura do cabo CAA Grosbeak é necessário avaliar se esta situação é superada, principalmente na aplicação dos cabos de bitola inferior que possuem carga de ruptura até 55% menor do que utilizada nos cálculos, optando ou não pela utilização de amortecedores de vibração.

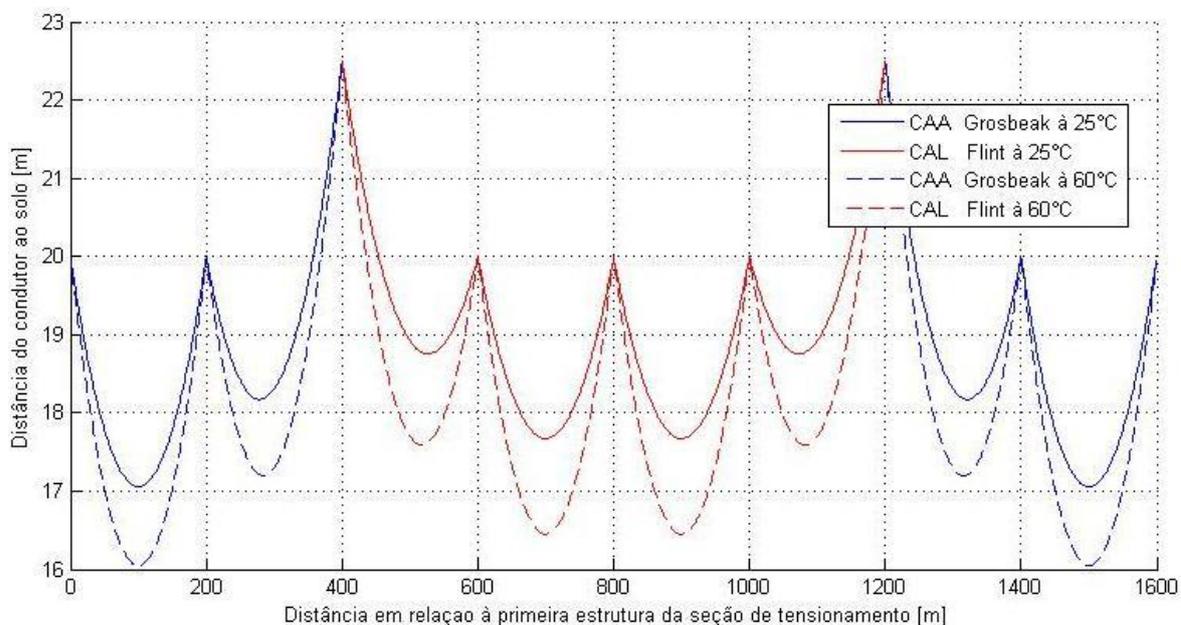


Figura 6.22 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e CAA Flint.

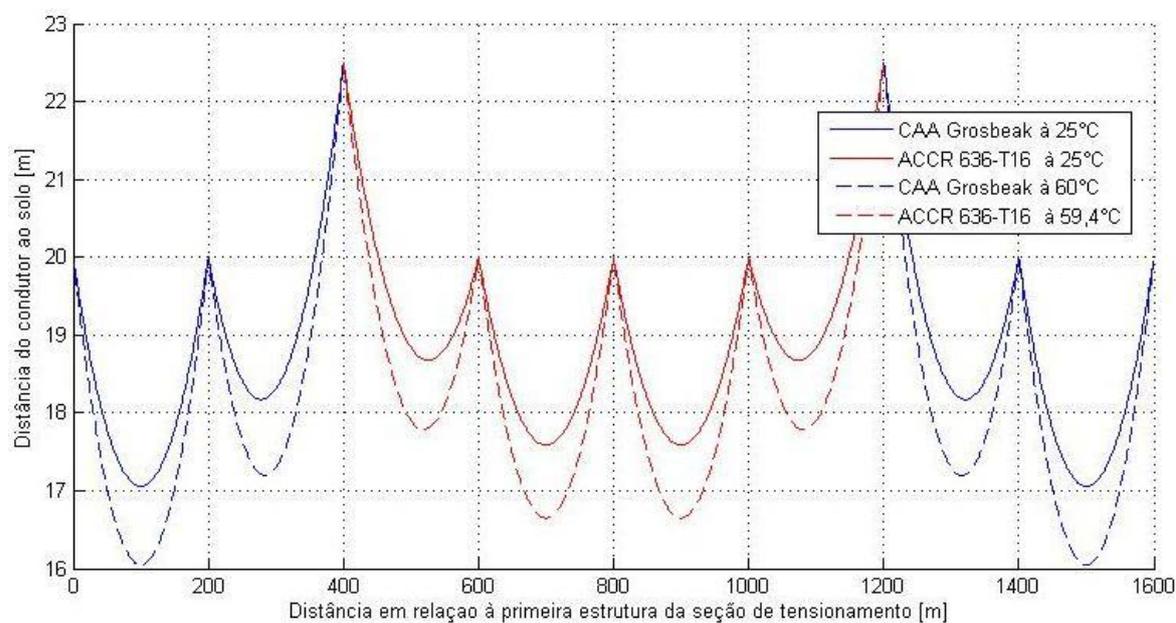


Figura 6.23 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 636-T16.

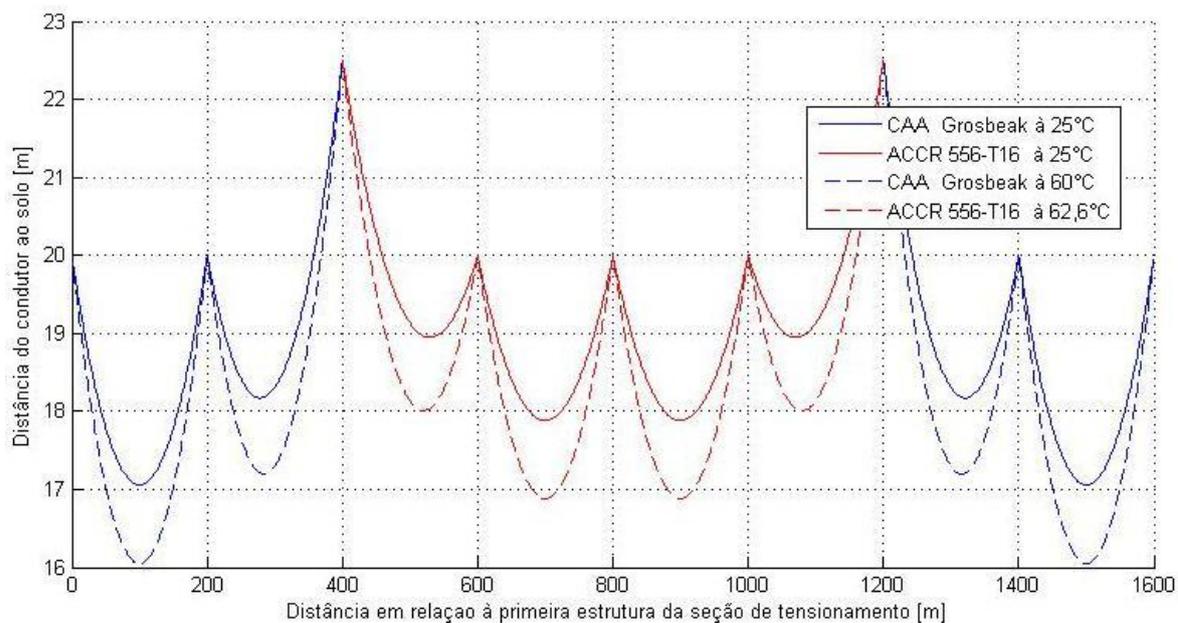


Figura 6.24 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 556-T16.

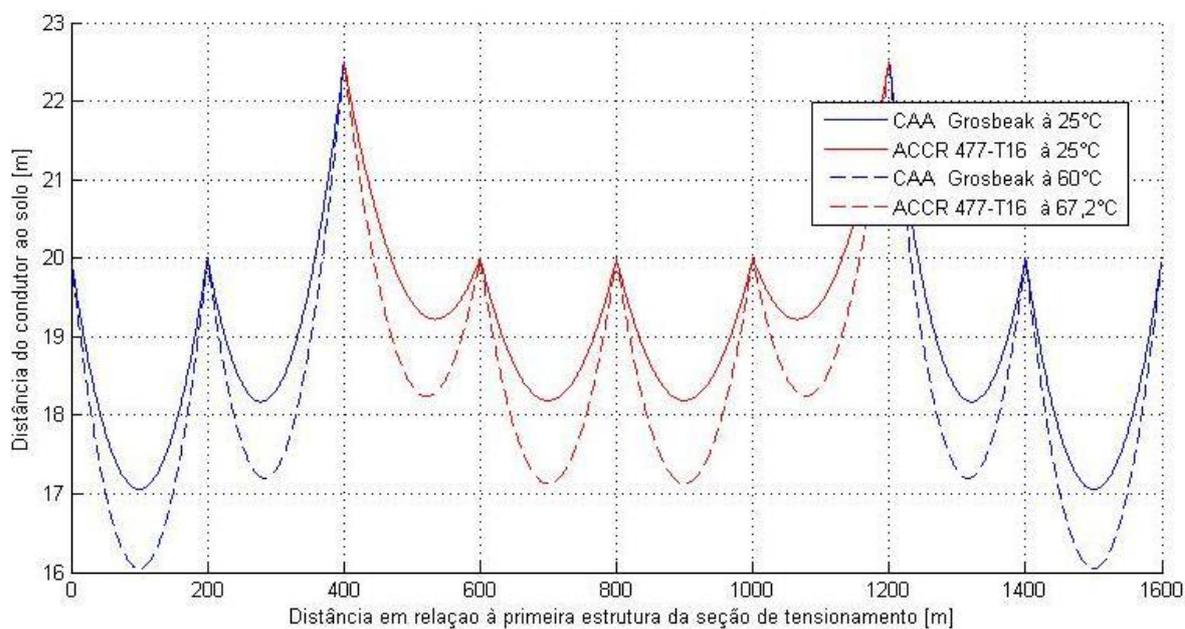


Figura 6.25 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 477-T16.

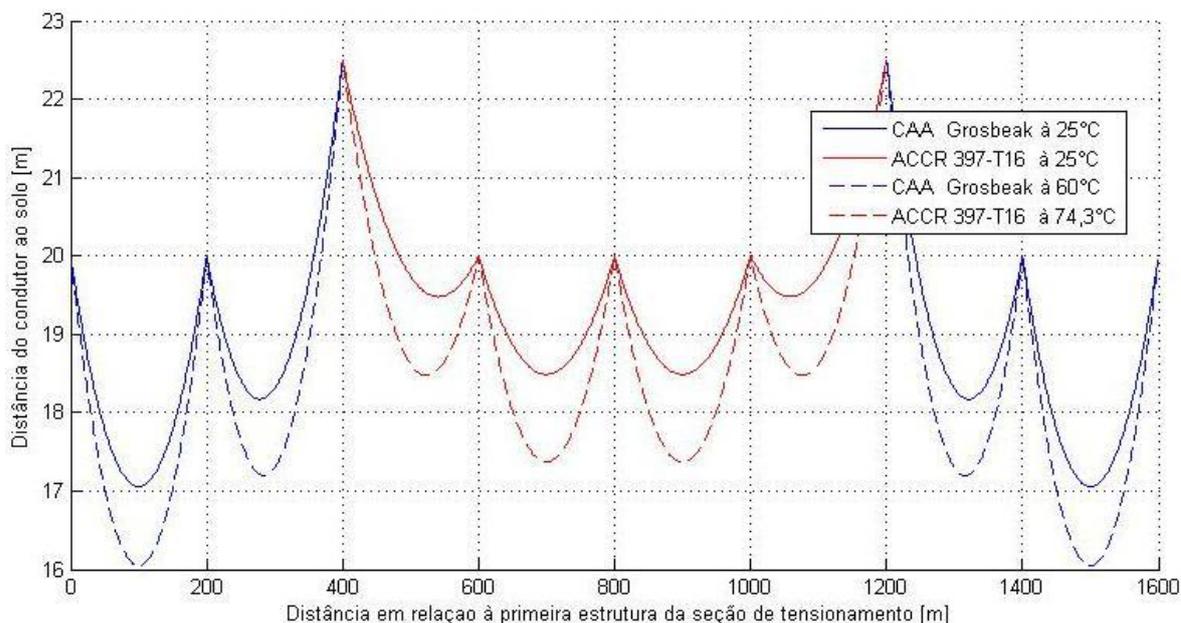


Figura 6.26 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 397-T16.

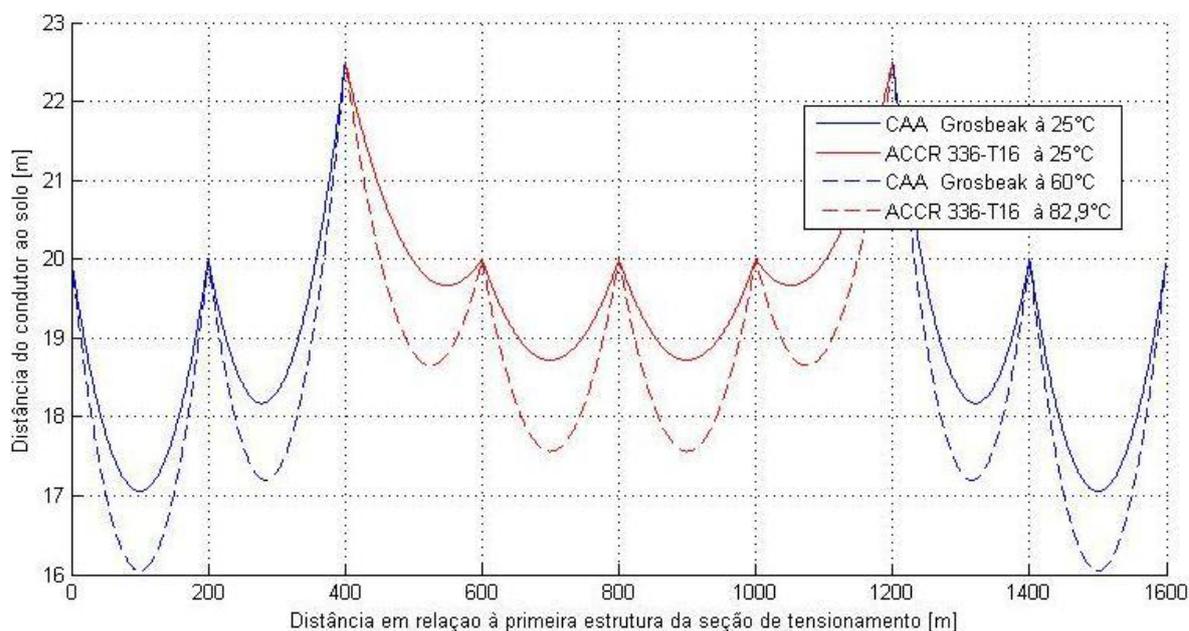


Figura 6.27 – Variação das distâncias do condutor ao solo devido à mudança de estado em uma seção de tensionamento constituída por cabos CAA Grosbeak e ACCR 336-T16.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização de cadeias de isoladores de suspensão formada em falsa amarração é uma prática bastante difundida nas concessionárias de energia elétrica. Apesar de geralmente apresentar uma melhor relação custo-benefício quando comparadas a outras

técnicas disponíveis no setor para correção das distâncias do condutor ao solo ou obstáculo, existe a possibilidade de superação dos esforços mecânicos no tramo alterado no caso de queda de uma torre do mesmo. O emprego desta técnica em associação com a aplicação de condutores especiais em vãos específicos reduz as trações horizontais nos cabos em caso de uso de um conjunto de suspensão ancorada com ou sem redução parcial do comprimento do seu elemento vertical e com o conjunto de falsa amarração sem elemento vertical o ganho nas distâncias são maiores.

O condutor especial pode ser empregado em trechos limitados por conjuntos de falsa amarração, fornecendo um ganho nas distâncias com limitações técnicas inferiores as que seriam obtidas com a conversão de todas as estruturas de suspensão do trecho para suspensão ancorada. Deste modo o custo do condutor especial é compensado pelo menor custo na conversão da transformação das estruturas e pelo maior ganho nas distâncias do cabo ao solo. Embora os estudos dos casos tenham sido realizados para uma seção de tensionamento com vãos iguais e nivelados, a metodologia proposta neste trabalho se aplica a vãos nivelados e desnivelados desiguais a qualquer temperatura, conforme validação apresentada no capítulo anterior, ressaltando ainda o ganho de ampacidade que pode ser obtido com a correção pontual das distâncias citadas.

A Tabela 6.11 mostra as soluções que podem ser aplicadas em cada caso estudado, quando focado apenas as distâncias do condutor ao solo por vão. A análise da tração horizontal nos condutores, Tabela 6.12, condiciona a aplicação da solução a utilização de reforços quando o esforço longitudinal resultante na estrutura que foi convertida em falsa ancoragem possa vir a prejudicar o desempenho da linha.

Tabela 6.11 – Variação nas distâncias do condutor ao solo.

Solução	Condutor dos vãos centrais	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Convencional	CAA Grosbeak	0,00	1,15	1,15	-0,00	-0,00	1,15	1,15	0,00
Caso 1	ACCR 636-T16	-0,05	-0,05	0,66	0,66	0,66	0,66	-0,05	-0,05
Caso 2	ACCR 636-T16	-0,05	0,54	1,25	0,66	0,66	1,25	0,54	-0,05
	ACCR 556-T16	-0,13	0,46	1,58	0,98	0,98	1,58	0,46	-0,13
Caso 3	ACCR 636-T16	-0,04	0,88	1,58	0,65	0,65	1,58	0,88	-0,04
	ACCR 556-T16	-0,12	0,81	1,89	0,97	0,97	1,89	0,81	-0,12
Caso 4	CAL Flint	0,00	1,15	1,54	0,40	0,40	1,54	1,15	0,00
	ACCR 636-T16	0,00	1,15	1,73	0,60	0,60	1,73	1,15	0,00
	ACCR 556-T16	0,00	1,15	1,96	0,83	0,83	1,96	1,15	0,00
	ACCR 477-T16	0,00	1,15	2,19	1,08	1,08	2,19	1,15	0,00
	ACCR 397-T16	0,00	1,15	2,42	1,32	1,32	2,42	1,15	0,00
	ACCR 336-T16	0,00	1,15	2,60	1,51	1,51	2,60	1,15	0,00

Tabela 6.12 – Tração horizontal nos condutores.

Solução	Condutor dos vãos centrais	Tração horizontal em cada vão [10^3 kgf]							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Caso 1	ACCR 636-T16	1,626	1,625	1,623	1,622	1,622	1,623	1,625	1,626
Caso 2	ACCR 636-T16	1,627	1,626	1,622	1,621	1,621	1,622	1,626	1,627
	ACCR 556-T16	1,594	1,592	1,583	1,581	1,581	1,583	1,592	1,594
Caso 3	ACCR 636-T16	1,629	1,628	1,619	1,619	1,619	1,619	1,628	1,629
	ACCR 556-T16	1,598	1,596	1,576	1,574	1,574	1,576	1,596	1,598
Caso 4	CAL Flint	1,648	1,648	1,452	1,452	1,452	1,452	1,648	1,648
	ACCR 636-T16	1,648	1,648	1,593	1,593	1,593	1,593	1,648	1,648
	ACCR 556-T16	1,648	1,648	1,503	1,503	1,503	1,503	1,648	1,648
	ACCR 477-T16	1,648	1,648	1,396	1,396	1,396	1,396	1,648	1,648
	ACCR 397-T16	1,648	1,648	1,272	1,272	1,272	1,272	1,648	1,648
	ACCR 336-T16	1,648	1,648	1,160	1,160	1,160	1,160	1,648	1,648

A Tabela 6.13 compara os custos e ganhos nas alturas do condutor com a aplicação da conversão das cadeias de suspensão em falsa amarração, com elemento vertical de mesmo comprimento da cadeia de suspensão, isoladamente ou em associação com o cabo ACCR 636-T16. Observa-se que está sendo considerado apenas o custo dos condutores e da transformação de uma estrutura em suspensão em semi-ancoragem, obtidos através de profissionais do setor elétrico. Com o emprego do conjunto de falsa ancoragem ocorre um ganho nas distâncias apenas nos vãos adjacentes as estruturas que sofreram a modificação. O ganho passa a ser 50% superior, sem violentar a linha, com a aplicação do cabo ACCR.

Tabela 6.13 – Variação nas distâncias do condutor ao solo e custo de cada solução.

Solução	Ganho na distância do condutor ao solo por vão [m]								Custo (R\$)
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Convencional (apenas aplicação da falsa amarração)	0,00	1,15	1,1509	0,00	0,00	1,15	1,15	0,00	24.000,00
Caso 1 com ACCR 636-T16 nos vãos centrais	-0,05	-0,05	0,66	0,66	0,66	0,66	-0,05	-0,05	92.789,40

Como foi comentado inicialmente a LT de referência poderia operar a 65°C, permitindo desta forma um aumento na capacidade de transmissão de aproximadamente 13%. Para uma tensão de 230 kV seria obtido um ganho de capacidade de 31 MW. Com a tarifa para kWh igual a R\$ 0,23081 e para kW igual a R\$ 69,10104, valores aplicados pela CELPE para poder público, o aumento mensal na venda de energia seria de R\$ 7.293.811,00, ou seja, o investimento seria totalmente remunerado no primeiro mês de operação da linha repotencializada (mais precisamente no primeiro dia).

7 CONCLUSÃO

7.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com o intuito de aumentar a capacidade de condução de corrente foram propostas diferentes formas de abordar ampacidade e emprego de novas tecnologias. O surgimento de alturas incorretas dos condutores, devido à imprecisão de projeto e construção ou mudanças nas atividades realizadas sob as LTs, podem restringir o nível de carregamento elétrico da linha. Neste contexto é proposta uma técnica para correção das alturas aplicando condutores especiais associados a cadeias de falsa amarração apenas nos vãos que apresentem essas incorreções mantendo os demais cabos do tramo. Tais técnicas podem ser bastante úteis também quando se pretende aumentar o limite térmico de uma linha que apresenta restrições em pequenos trechos e folgas no restante da instalação.

7.2 TRABALHO DESENVOLVIDO

Para aplicar a técnica supracitada foi necessário desenvolver uma modelagem para cálculo das tensões mecânicas e flechas em uma seção de tensionamento com condutores diferentes em vãos nivelados ou desnivelados a qualquer temperatura. Incluindo também situações onde a temperatura do condutor varia ao longo do tramo. Os métodos tradicionais trabalham apenas com uma temperatura para todos os vãos, o que não seria consistente para condutores diferentes, já que para uma mesma corrente existiriam temperaturas desiguais. Há métodos que consideram essa diferença, porém o condutor no tramo é o mesmo.

Para determinar as temperaturas foram utilizados os modelos de equação de equilíbrio térmico. A priori foram comparados quatro modelos (House e Tuttle, Morgan, Cigré e IEEE) e sua sensibilidade aos parâmetros meteorológicos. A validade de algumas equações, a forma de determinar a resistência elétrica e a velocidade de vento apontam que o modelo do IEEE se apresenta mais consistente para avaliações do comportamento

térmico de condutores especiais. Embora a resolução 191 da ANEEL recomende a utilização do modelo do CIGRÉ para estudos de ampacidade.

A escolha dos condutores foi realizada a partir do estudo das suas características, limitações e tipos frequentemente utilizados pelas concessionárias como também dos que oferecem maior capacidade de transporte de energia elétrica.

7.3 VANTAGENS DA MODELAGEM PROPOSTA

O conceito do vão regulador é amplamente utilizado para calcular as flechas e tensões mecânicas em LTs, porém para seções com vãos de comprimento bastante diferentes do vão regulador e a altas temperaturas podem ser produzidos erros significativos nos cálculos. Novos métodos têm sido propostos. Há métodos que consideram o deslocamento da cadeia de isoladores da sua posição inicial com a variação da temperatura, mas se aplicam apenas a vãos nivelados. E há aqueles que se aplicam a qualquer vão e temperatura, porém não prevê a utilização de condutores diferentes. A modelagem apresentada pode ser empregada para calcular as tensões mecânicas e flechas de vãos nivelados e/ou vãos desnivelados, iguais ou desiguais, a qualquer temperatura e ainda abrange a aplicação de condutores diferentes no mesmo tramo, condição básica para utilização da técnica apresentada.

O uso dos condutores especiais em associação com cadeias de isoladores de falsa amarração se mostrou bastante promissor.

As trações nos cabos, quando utilizadas falsa amarração com redução parcial do comprimento do seu elemento vertical, são inferiores aos valores obtidos com a utilização de apenas um condutor no vão, reduzindo desta forma as limitações técnicas.

O conjunto de suspensão ancorada também pode ser utilizado sem elemento vertical proporcionando maiores ganhos nas distâncias do condutor ao solo.

O custo do condutor especial é compensado pelo menor custo na conversão da transformação das estruturas e pelo maior ganho nas distâncias do cabo ao solo, além do ganho na repotencialização sem interferir no comportamento dinâmico da estrutura dependendo da solução adotada.

Com a aplicação da metodologia evidencia a redução de custos na repotencialização das linhas, visto que é evitado o descarte do condutor antigo e instalação de estruturas adicionais em grande escala.

7.4 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

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

- implementação de um tramo experimental para aplicação da técnica proposta com a instalação de sistema de sensores para monitoração da distância do condutor ao solo;
- validação complementar dos modelos através de monitorações no trecho experimental;
- contato com fabricantes, deve ser realizado para adaptar as conexões de cabos de diferentes características;
- análise do efeito magnético devido à condução de corrente elétrica em cabos CAA com uma camada de alumínio, visto que algumas referências sugerem que sejam utilizados valores de resistência elétrica 20% superior aos fornecidos em catálogos enquanto outras recomendam a utilização dos valores sem correção afirmando que o efeito magnético já foi considerado nas medições;
- aplicar técnicas de apoio a decisão nos estudos ou simulações, buscando a otimização do processo de escolha do melhor desempenho da linha.

8

APÊNDICE

Tabela 8.1 – Dados técnicos de cabos (Parte 1).

Tipo	Condutor	Bitola	Seção transversal (mm ²)		Formação do condutor				Diâmetro Nominal (mm)		Peso Nominal (kg/km)		
			Alumínio	Total	Alumínio		Alma		Alma	Total	Alumínio	Alma	Total
		Nº de fios			Diâmetro (mm)	Nº 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	Brussels	816,0	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
ACCR	556-T16	557,0	291,0	338,0	26	3,8	7	2,9	8,8	23,9	803	164	967
ACCR	477-T16	477,0	238,0	277,0	26	3,4	7	2,7	8,0	21,6	659	134	793
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

Tabela 8.2 – Dados técnicos de cabos (Parte 2).

Tipo	Condutor	Módulo de Elasticidade (kgf/mm ²)	Coeficiente de dilatação linear (°C ⁻¹)	Carga de ruptura (kgf)		Resistência elétrica máxima (ohm/km)						
				Classe A	Classe B	CC 20°C	CA-60Hz					
							75°C	100°C	150°C	180°C	210°C	240°C
CAA	Grosbeak	7593	18,9x10 ⁻⁶	11427	11067	0,0896	0,1075	–	–	–	–	–
T-ACSR	T-Grosbeak	7593	18,9x10 ⁻⁶	11427	11067	0,0899	0,1147	0,1227	0,1417	–	–	–
CAL	Flint	6187	23,0x10 ⁻⁶	11041		0,0892	0,1075	–	–	–	–	–
ACSS	Grosbeak			9389				–	–	–	–	–
ACCC	Brussels	11930	1,61x10 ⁻⁶	13806		0,0676	0,0839	–	–	0,1132	–	–
ACCR	636-T16	7852	16.7x10 ⁻⁶	11612		0,0851	0,1044	0,1131	–	–	0,1510	0,1614
ACCR	556-T16	7954	16.7x10 ⁻⁶	10478		0,0945	0,1159	0,1255	–	–	0,1677	0,1792
ACCR	477-T16	7954	16.7x10 ⁻⁶	8709		0,1153	0,1414	0,1530	–	–	0,2045	0,2185
ACCR	397-T16	7954	16.7x10 ⁻⁶	7484		0,1338	0,1640	0,1776	–	–	0,2373	0,2535
ACCR	336-T16	7954	16.7x10 ⁻⁷	6305		0,1596	0,1957	0,2119	–	–	–	–
CAA	Drake	–	–	14286	13836	0,0717	0,0864	–	–	–	–	–

Referências Bibliográficas

- [1] GOLDEMBERG, J. Energia e Desenvolvimento. *Estud. av.*, v. 12, n. 33, Ago. 1998. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200002&script=sci_arttext&tlng=en. Acesso em: 21 jul. 2009.
- [2] CHAYAMITI, I. A Energia dos Gadgets. *Galileu*, ed. 216, jul. 2009. Disponível em: <http://revistagalileu.globo.com/Revista/Galileu/0,,EDG86972-7943-216,00-A+ENERGIA+DOS+GADGETS.html>. Acesso em: 21 jul. 2009.
- [3] Racionamento de energia elétrica custou R\$ 45 milhões, segundo TCU. *O Globo*, 15 jul. 2009. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/economia/mat/2009/07/15/racionamento-de-energia-eletrica-custou-45-bilhoes-segundo-tcu-756837443.asp>. Acesso em: 21 jul. 2009.
- [4] Apagão. Brasil Escola. Disponível em: <http://www.brasilecola.com/historiab/apagao.htm>. Acesso em: 21 jul. 2009.
- [5] BARELLA, J. E. Nova York Parou de novo. *Veja*, ed. 1820, p. 52-53, 17 ago. 2003.
- [6] The New York City Blackout Edition. Disponível em: http://gothamist.com/2003/08/15/the_new_york_city_blackout_edition.php. Acesso em: 26 ago. 2009.
- [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de energia 2008/2017*. Rio de Janeiro, 2008.
- [8] A Grande marcha do Carro Elétrico. *Época*, ed 574, p. 66-68, 18 mai. 2009.
- [9] ROTHSTEIN, O. J., NICODEM, E. J. V., DUARTE, A. L. Aplicação das Capacidades Operativas de Linhas de Transmissão segundo Resolução Normativa ANEEL nº191/2005 – Experiência da Eletrosul. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (11.: mar. 2009: Belém, Pará).
- [10] The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms Seventh Edition, IEEE Std 100-2000, 2000. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4116787&isnumber=4116786>. Acessado em: 3 jun. 2009.
- [11] BERENDE, M. J. C.; SLOOTWEG, J. G.; CLEMENS, G. J. M. B. Incorporating weather statistics in determining overhead line ampacity. *International Conference on Future Power Systems*, Nov. 2005.
- [12] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Condutores Elétricos - Terminologia*, NBR 5471. 1986.
- [13] DEB, A. K. *Powerline Ampacity System: Theory, Modeling, and applications*. New York: CRC Press LCC. 2000.

- [14] ZIPSE, D. W. Ampacity Tables- Demystifying the Myths. In: IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 25, n. 5, p 910-917, set. 1989.
- [15] HOUSE, H. E.; TUTTLE, P. D. Current-Carrying Capacity of ACSR. *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers.* v. 77, n. 3, p. 1169-1173, abr. 1958.
- [16] MORGAN, V. T. The Thermal Rating of Overhead-Line Conductors Part I: The Steady-State Thermal Model. *Electric Power Systems Research.* n. 5, p. 119-139, 1982.
- [17] IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, *IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993).* 2007.
- [18] The Thermal Behaviour of Overhead Conductors. Section 1 and 2: Mathematical model for Evaluation of conductor Temperature in the Steady State and the Application thereof. *Electra.* n. 144, p. 107-125, out. 1992.
- [19] NOGUEIRA, M. M.; AZZAM, G.; SOUZA, F. L. A. Carregamento de Linhas Aéreas: dos Critérios Determinísticos à Monitoração em tempo Real. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (21.: Out. 2001: Campinas, São Paulo).
- [20] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica - Procedimento, NBR 5422. 1985.
- [21] BEZERRA, J. M. B. Ampacidade de Linhas de Transmissão. Disponível em: <http://jmabb.sites.uol.com.br/>. Acesso em: 22 jul. 2009.
- [22] BEZERRA, J. M. B.; EDUARDO, J. V.; LIBERATO, J. A. L. L. Aplicação de Processos Semi-probabilísticos na Definição de Limites de Carregamento de LT's em Condições Normais e de Emergência. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (9.: Out. 1987: Belo Horizonte, Minas Gerais).
- [23] BEZERRA, J. M. B. Diagnóstico de Linhas de Transmissão com Vistas a Implementação do Processo de Recapacitação. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE ALTA TENSÃO (3.; 2000. Campina Grande, Paraíba).
- [24] FORÇA TAREFA DE AMPACIDADE ESTATÍSTICA DO GCPS/GCOI. Critérios e Procedimentos para o Cálculo da Ampacidade Estatística de Linhas Aéreas de Transmissão com Cabos Alumínio/Aço. Ago. 1993.
- [25] ABNT/CE-3.11.01 - COMISSÃO DE REVISÃO DA NBR 5422. Projeto de Revisão da ABNT NBR 5422. Ago. 2006.

- [26] FILHO, J. I. S.; LISBOA, E. F. A.; JUNIOR L. F. E. Influência da Variação das Flechas dos Condutores de Vãos Contínuos na Avaliação da Ampacidade Estatística e no Monitoramento de LTs. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (17.: Out. 2003: Uberlândia, Minas Gerais).
- [27] FORÇA TAREFA DE AMPACIDADE ESTATISTICA DO GCPS/GCOI. Ampacidade Estatística de Linhas Aéreas de Transmissão com Cabos Alumínio/Aço. Eletroevolução. n. 4, p. 7-12, Set. 1995.
- [28] NASCIMENTO, C. A. M.; GIUDICE, E. B.; FLEMING, A. Aplicação de Tecnologias de Monitoramento em Tempo Real para Aumentar a Capacidade de Transmissão em Lts Aéreas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (16.: Out. 2001: Campinas, São Paulo).
- [29] SEPPA, T. O. Accurate Ampacity Determination Teemperature Sag Model for Operational Real Time Ratings. *IEEE Transactions on Power Delivery*. vol. 10, n. 3, pp. 1460-1470, jul. 1995.
- [30] UNDERGROUND SYSTEMS INC. Power Donut Overview Presentation. Disponível em: <http://www.usi-power.com/>. Acesso em: 27 jun. 2009.
- [31] NASCIMENTO. C. A. M.; CARVALHO, R. M. Aplicação de Tecnologias de Monitoramento em Tempo Real para Aumentar a Capacidade de Transmissão em Linhas de Subtransmissão Aéreas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 2002: Salvador, Bahia).
- [32] NASCIMENTO. C. A. M.; CARVALHO, R. M.; HORTENCIO, C. A. et al. Desenvolvimento de Tecnologias para Controle e Monitoramento em Tempo Real da Capacidade de Transmissão em Linhas de Energia Elétrica. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (7.: Ago. 2007: Salvador, Bahia).
- [33] EDM INTERNATIONAL. Sagometer. Disponível em: <http://www.edmlink.com/pdf-documents/Sagometer.pdf>. Acesso em: 27 Jun. 2009.
- [34] ALBIZU, I., MAZÓN, J., ZAMORA, I. Methods for Increasing the Rating of Overhead Lines. *IEEE Russia Power Tech*. p.1-6, Jun. 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4524481&isnumber=4524335>. Acessado em: 3 Jul. 2009.
- [35] MUHR, M., PACK, S., JAUFER, S. et al. Experiences with the Parameter Method for the Use in Overhead Line Monitoring Systems. In: CIGRÉ SESSION (42. : Ago. 2008, Canadá).

- [36] PRAMAYON, P., CATCHOLE, P., GUERARD, S. et al. Increasing Capacities of Overhead Lines Needs and Solutions. *Cigré Session*. Ago. 2008.
- [37] LAWRY, D.C., DACONTI, J. R. Overhead Line Thermal Rating Calculation Based on Conductor Replica Method. *IEEE Conference and Exposition Transmission and Distribution*. v.3, p. 880-885, Set. 2003. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1335053&isnumber=29457>. Acessado em: 3 Jul. 2009.
- [38] DACONTI, J. R, LAWRY, D.C. Increasing power transfer capability of existing transmission lines. *IEEE Conference and Exposition Transmission and Distribution*. v.3, p. 1004-1009, Set. 2003. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1335079&isnumber=29457>. Acessado em: 3 Jul. 2009.
- [39] THOMSON, N.; LAWRY, D. Getting Equipped SaskPower Uses Dynamic Rating to Increase Line Capacity. *Utility Automation & Engineering T&D*, jun. 2008. Disponível em: http://uaelp.pennnet.com/articles/article_display.cfm?ARTICLE_ID=331131&p=22§ion=ARTCL&subsection=none&c=none&page=1. Acesso em: 28 jul. 2009.
- [40] UNIVERSITY OF LIÈGE, DEPARTMENT OF ELECTRICITY, ELECTRONICS AND COMPUTER SCIENCES. Ampacimon as a Tool for Transmission Line Assets Management. 2008. Disponível em: www.ampacimon.com/GenericAmpacimon2008-10-02.pdf. Acessado em: 4 Jul. 2009.
- [41] LILIEEN, J. Aeolian Vibrations Risk Assessment with Ampacimon. In: CIGRÉ SESSION (42. : Ago. 2008, Canadá). *Proceedings*. Canadá, 2008.
- [42] LILIEEN, J., CLOET, E. Real-time Ampacity Monitoring: a 400 kV pilot Study in Belgium with Ampacimon. In: CIGRÉ SESSION (42. : Ago. 2008, Canadá). *Proceedings*. Canadá, 2008.
- [43] BOSIGNOLI, R.; FILHO, J. I. S. Predição da Ampacidade Máxima de LT's em Curto e Médio Prazo. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (18.: Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).
- [44] JUNIOR, O. R.; BEZERRA, J. M. B.; DOMINGUES, L. A. M. C. et al. A Utilização de Condutores de Liga de Al Termo-resistente na Repotencialização de LT de Transmissão e Sub-transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).
- [45] BARTHOLD, L. O.; DOUGLASS, D. E.; WOODFORD, D. A. Maximizing the Capability of Existing AC Transmission Lines. In: CIGRÉ SESSION (42. : Ago. 2008, Canadá).

- [46] NETO, A. P.; JUNIOR, O. R.; SOBR, S. J. et al. *Novos métodos para Aumento de Potência de LT até 230 kV: Estudos, Projeto e Implementação Comercial*. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).
- [47] WIEDMER, R. S.; JUNIOR, O. H. S.; SILVA, V. P. et al. Recapitação de Linhas de Transmissão 138 kV Utilizando Cabo de Alumínio Liga 6201. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (19.: Out. 2007: Rio de Janeiro, Rio de Janeiro).
- [48] STEPHEN, R.; GAUNT, T.; MUTFIC, D. et al. AC to DC conversion and Other Techniques to Uprate Transmission Lines Based on Input from Planners. In: CIGRÉ SESSION (42. : Ago. 2008, Canadá).
- [49] JUNIOR, O. R.; CAVALCANTI, S. J. G.; WAVRIK, J. F. A. G. Recapitação de Circuitos 230 kV com o conceito de Feixe Expandido. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (13.: Out. 1995: Camboriú, Santa Catarina).
- [50] ESMERALDO, P. C. V., ALEKSANDROV, G. N. *A Proposed Design for the New Furnas 500 kV Transmission Lines*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 14, n. 1, p. 278-286, jan. 1999.
- [51] BEZERRA, J. M. B.; PESSOA, A.; JUNIOR, O. R. et al. Aplicação de Técnicas de LPNE em Linhas de Distribuição. *Eletricidade Moderna*. v. 11, n. 400, p. 186-195, Jul. 2007.
- [52] LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D. et al. *Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão*. 2. ed. São Paulo: Editora Edgar Blucher. 2005.
- [53] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO. *Fundamentos e Aplicações do Alumínio*. 2007.
- [54] LUNA, A. M. *Materiais de Engenharia Elétrica*. Volume II. 2. ed. Recife. 1995.
- [55] TRASH, F. R. T. *Transmission Conductors - A review of the design and selection criteria*. Southwire Company. Disponível em: http://www.southwire.com/process/GetArticle.do?commonId=6b884ff260ef1010VgnVCM1000002702a8c0_____. Acesso em: 9 Abr. 2008.
- [56] NEXANS. *Alumínio: Condutores Nus*. 2008.
- [57] ABNT/CB-03 - COMITÊ BRASILEIRO DE ELETRICIDADE. *Projeto de Revisão da ABNT NBR 7270*. Out. 2008.

- [58] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Cabos de Alumínio com Alma de Aço para Linhas Aéreas, NBR 7270. 1988.
- [59] JUNIOR, A. E. B.; SILVA, A. L. G.; LAURIA, G. M. et al. Utilização de Cabos de Alumínio Liga 6201 em Linhas de Transmissão 230 kV – Casos Práticos. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (18.: Out. 2005: Curitiba, Paraná).
- [60] NASCIMENTO, C. A.; GIUDICE, E. B.; MOURÃO. M. A. et al. Aumento da Capacidade de Transmissão de Linhas Aéreas Utilizando Cabo CAA de Liga de Alumínio Termorresistente. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).
- [61] CIGRÉ. Results of the Questionnaire Concerning High Temperature Conductor Fittings. 2005.
- [62] ZAMORA, I. ; MAZON, A. J. ; EGUIA, P. et al. High-temperature Conductors: a Solution in the Up-rating of Overhead Transmission Lines. *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*. v. 4, Porto, Set. 2001.
- [63] SUMITOMO ELECTRIC U.S.A., INC. High Temperature Up-rating Conductors. Disponível em: <http://www.sumitomoelectricusa.com/scripts/products/prp/urcond.cfm>. Acesso em: 6 Mai. 2009.
- [64] SAKABE, S.; MORRI, N.; SATO, K. et al. Development of Extremely-Low-Sag Invar Reinforced ACSR (XTACIR). *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*. v. PAS-100, n. 4, p. 1505-1511, Abr. 1981.
- [65] ADAMS, H. W. Steel Supported Aluminum Conductors (SSAC) for Overhead Transmission Lines. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*. v. PAS-93, n. 5, p. 1700-1705, Set. 1974.
- [66] JOHNSON, D. J.; ANDERSON T. L.; DEVE H.E. A New Generation of High Performance Conductors. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001 IEEE*, Vancouver, v. 1, p. 175-179, Jul. 2001.
- [67] 3M. 3M™ Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR) Technical Summary. Disponível em: http://multimedia.mmm.com/mws/mediawebserver.dyn?6666660Zjcf6lVs6EVs66SN_JCOrrrrQ-. Acesso em: 6 Mai. 2009.
- [68] DOMINGUITE, M. C. C.; OLIVEIRA, L. C. S.; DEVE, H. Teste de campo em Condições Críticas para Condutor para Linha e Transmissão Suportado por Compósito sem

Alma de Aço. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (19.: Out. 2007: Rio de Janeiro, Rio de Janeiro).

[69] Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista utiliza o ACCR para recapacitação de linha de transmissão na travessia do Rio Paraná. *Fator Brasil*, 24 Mar. 2004. Disponível em: http://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=71731. Acesso em: 29 abr. 2009.

[70] COMPOSITE TECHNOLOGY CORPORATION. ACCC Summary Technical Report. Disponível em: <http://www.compositetechcorp.com/TestSummary/ACCC%20Summary%20Technical%20Report.pdf>. Acesso em: 4 Mai. 2009.

[71] DAWSON, D. Composites connect with the world of cabling. **Composites World**, 2 Jan. 2006. Disponível em: <http://www.compositesworld.com/articles/composites-connect-with-the-world-of-cabling.aspx>. Acesso em: 5 Mai. 2009.

[72] COMPOSITE TECHNOLOGY CORPORATION. ACCC Frequently Asked Questions. Disponível em: <http://www.compositetechcorp.com/TestSummary/FrequentlyAskedQuestions.pdf>. Acesso em: 4 Mai. 2009.

[73] COMPOSITE TECHNOLOGY CORPORATION. ACCC Cable: Trapezoidal Concentric-Lay-Stranded. Disponível em: <http://www.compositetechcorp.com/TestSummary/ACCC%20Conductor%20Specs%20US%20&%20SI.pdf>. Acesso em: 11 Mai. 2009.

[74] ALCAN CABLE. HiTemp EC Aluminum Conductor Steel Supported ACSS, ACSS/TW. Disponível em: <http://www.cable.alcan.com/alcancable/en-US/Products/United+States/Bare+Overhead+Conductors/HiTemp+EC+Aluminum+Conductor+Steel+Supported++ACSSTW.htm>. Acesso em: 11 Mai. 2009.

[75] SCHIMIDT, N. P. *Comparison between IEEE and Cigré Ampacity Standards*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 14, n. 4, p. 1555-1559, out. 1999.

[76] MORGAN, V. T. The Thermal Rating of Overhead-Line Conductors Part II: A Sensitivity Analysis of the Parameters in the Steady-State Thermal Model. *Electric Power Systems Research*. n. 6, p. 287-300, 1983.

[77] Recife Enfrenta Onda de Calor. *Clube*, 02 abr. 2009. Disponível em: <http://www.clubepe.fm/noticias/?id=3772,RECIFENSE-ENFRENTA-ONDA-DE-CALOR>. Acesso em: 8 ago. 2009.

[78] EDUARDO, J. V., NOGUEIRA, A. E. A., JUNIOR, O. R. Determinação das Capacidades Operativas das Linhas de Transmissão de acordo com a Resolução Normativa 191 da ANEEL – a Visão da CHESF. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (19.: Out. 2007: Rio de Janeiro, Rio de Janeiro).

[79] CAMARGO, C. C. B. *Transmissão de Energia Elétrica*. Ed. da UFSC. Florianópolis. 1984.

[80] SILVA, M. A. V. *Meteorologia e Climatologia*. Recife. 2006.

[81] A Cidade do Recife. *Prefeitura do Recife*. Disponível em: <http://www.recife.pe.gov.br/pr/secplanejamento/inforec/>. Acesso em: 8 ago. 2009.

[82] BORGES, R. C. M. Cálculo do Nascer e Pôr do Sol. Instituto de informática – UFRGS. Disponível em: http://www.inf.ufrgs.br/~cabral/Nascer_Por_Sol.html. Acesso em: 8 ago. 2009.

[83] YAMASOE, M. A. *Apostila da Disciplina Meteorologia II*. McGraw-Hill. Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo. 2006

[84] YURI. *Climatologia – Radiação Solar*. Disponível em: <http://fisica.uems.br/arquivos/fismeioamb/cap2-Radiacao.pdf>. Acesso em: 11 ago 2009.

[85] HOLMAN, J. P. *Heat Transfer*. 8. ed. McGraw-Hill. 1997.

[86] BEZERRA, J. M. B., AMARAL, W. L. S., JUNIOR, O. R. Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão. Definição e Expansão. Curso de Extensão Universitária. UFPE.

[87] MCADAMS, W. H. *Heat Transmission*. 3 ed. New York. McGraw-Hill. 1954.

[88] CHEN, S. L., BLACK, W. Z., LOARD, H. W. *Closure on “High Temperature Ampacity Model for Overhead Conductors”*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 18, n. 2, p. 647, abr. 2003.

[89] VARELA, J. *Apreciação quanto a Nota Técnica n°028/2004*. 2005.

[90] ANEEL. *Cálculo da Capacidade Operativa de Longa Duração das Linhas Aéreas de Transmissão*. Nota Técnica n°028/2004. 2004.

[91] BATÁVIA ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA. *Apreciação quanto a Nota Técnica n°028/2004*. 2005.

[92] ANEEL. Procedimentos para a Determinação da Capacidade Operativa das Instalações de Transmissão Integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão Pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, das Funções Transmissão e dos Pagamentos Base Correspondentes. Nota Técnica n°038/2005. 2005.

[93] ANEEL. Resolução Normativa n° 191 de 12 de Dezembro de 2005. 2005.

- [94] MOTLIS, Y., BARRET, J. S., DAVIDSON, G. A., et al. *Limitations of the Ruling Span Method for Overhead Line Conductors at High Operating Temperatures*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 14, n. 2, p. 549-560, abr. 1999.
- [95] KIESSLING, F., NEFZGER, P., NOLASCO, J. F., et al. *Overhead Power Lines – Planning, Design, Construction*. Germany. Springer. 2003.
- [96] KESHAVARZIAN, M., PRIEBE, C. H. *Sag and Tension Calculations for Overhead Transmission Lines at High Temperatures – Modified Ruling Span Method*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 15, n. 2, p. 777-783, abr. 2000.
- [97] BEZERRA, J. M. B, JUNIOR, O. R, LUNA, R. Monitoração de Parâmetros Eletromecânicos de Linhas de Transmissão com vistas a Avaliação do Estado Operacional e Recapacitação. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 1999: Foz do Iguaçu, Paraná).