

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Gustavo de Vargas Marconato

**CONSTRUÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO UTILIZANDO CONDUTORES DE ALUMÍNIO COM
NÚCLEO EM COMPÓSITO**

Gustavo de Vargas Marconato

**CONSTRUÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO
CONDUTORES DE ALUMÍNIO COM NÚCLEO EM COMPÓSITO**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Dr. Mauricio Sperandio

Gustavo de Vargas Marconato

**CONSTRUÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO
CONDUTORES DE ALUMÍNIO COM NÚCLEO EM COMPÓSITO**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 13 de dezembro de 2018:

Mauricio Sperandio, Dr. Eng. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Marcelo Azevedo Benetti, Mr. Eng. (UFSM)

Felipe Cirolini Lucchese, Mr. Eng. (UFSM)

AGRADECIMENTOS

À Santíssima Trindade que dá ao homem o poder de transformar e a missão de bem usufruir da Criação.

Aos meus pais, Neli e João Carlos, que me deram a educação que abriu as portas do conhecimento. Por todo o convívio familiar e trabalho árduo para dar o sustento longe de casa.

À minha irmã, Cristina, que em toda a vida deu o apoio e a motivação para o meu crescimento.

A todos os meus familiares que, direta ou indiretamente, acompanharam os meus passos.

À minha namorada, Maria Clara, por estar sempre comigo física e espiritualmente, partilhando a cada dia as alegrias e dificuldades.

Ao meu orientador, Professor Dr. Mauricio, pela condução profissional e ajuda em todos os momentos.

“A felicidade última do homem é a contemplação da Verdade.” (Santo Tomás de Aquino)

RESUMO

CONSTRUÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO CONDUTORES DE ALUMÍNIO COM NÚCLEO EM COMPÓSITO

AUTOR: Gustavo de Vargas Marconato
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

Este trabalho apresenta um estudo de construção e repotencialização de Linhas de Transmissão (LTs) com a instalação de condutores de alumínio com núcleo em compósito (Aluminum Conductor Composite Core – ACCC), sendo o seu desempenho comparado aos tradicionais condutores de alumínio com alma de aço (Aluminum Conductor Steel Reinforced – ACSR). Devido às características físico-construtivas do condutor ACCC, uma série de vantagens se torna evidente, tais como: a redução das perdas, a diminuição da flecha, o aumento dos vãos, e a consequente redução dos custos com estruturas. Diante de um Sistema Interligado Nacional (SIN) de dimensões continentais e de um constante crescimento da carga, o trabalho analisa as consequências eletromecânicas e econômicas do uso de condutores ACCC, em comparação ao ACSR, através do projeto real de uma LT. A partir de um mapa de curvas de nível pertencente à região norte do Rio Grande do Sul, realizaram-se cinco projetos de linhas de transmissão, caracterizados por um mesmo traçado, pelos mesmos tipos de torre e parâmetros de operação. No primeiro caso, projetou-se uma linha utilizando o cabo ACSR. Nos três casos seguintes os projetos se deram utilizando cabo ACCC, e comparando parâmetros de mil circular mil (MCM), raio externo e capacidade em relação ao primeiro. Por último, utilizou-se a alocação de torres do caso inicial, com cabo ACSR, para realizar o recondutoramento desta LT com o condutor ACCC. Os resultados obtidos demonstram os benefícios de aumento da capacidade e redução de custos com perdas e torres, tendo a análise econômica verificado que, embora o custo atual do condutor ACCC seja maior, a eficiência da LT aumenta. Concluiu-se que a aplicação desta nova tecnologia pode elevar o Brasil a um novo patamar no que diz respeito aos sistemas de transmissão. Através de projetos mais eficientes, a capacidade da rede de transmissão pode ser aumentada, sem a necessidade de construção de novas linhas de transmissão, diminuindo-se custos e impactos à natureza.

Palavras-chave: Linhas de transmissão, Sistema Interligado Nacional, Conductor de Alumínio com Alma de Aço, Conductor de Alumínio com Núcleo em Compósito.

ABSTRACT

TRANSMISSION LINES CONSTRUCTION AND REPOWERING USING ALUMINIUM CONDUCTORS COMPOSITE CORE

AUTHOR: Gustavo de Vargas Marconato
ADVISOR: Mauricio Sperandio

This work presents a study involving the construction and repowering of Transmission Lines with the installation of composite core aluminum conductors (Aluminum Conductor Composite Core – ACCC) and their performance compared to traditional steel core conductors (Aluminum Conductor Steel Reinforced – ACSR). Due to the physical and constructive characteristics of ACCC conductors, a great number of advantages become evident such as: reduction of power losses; sagging decrease; spans increase and cost reduction with structures. With a National Interconnected System (SIN) of continental dimensions and the constant growth of the load, this project aims to analyze the electromechanical and economic consequences of the use of ACCC conductors in comparison to the ACSR through a real transmission line design. From a contour map belonging to the northern region of Rio Grande do Sul state, five transmission lines were designed characterized by the same path, by the same tower structure and operating parameters. The first case was designed using the ACSR cable. In the following three cases the projects with ACCC cable were compared to the first one in terms of thousand circular mils (MCM), external radius and transmission capacity. Finally, the initial case towers allocation was used to perform a transmission line repowering with ACCC conductor. The results demonstrate the benefits of capacity increase and reduction of costs with electrical losses and structures. Although the current cost of the ACCC cable is higher than ACSR, the economic analysis verified that the transmission line efficiency increases. It was concluded that the application of this new technology can raise Brazil to a new development level regarding to transmission systems. Through efficient projects the transmission grid capacity can be increased without building new transmission lines, decreasing the costs and environment impacts.

Keywords: Transmission lines, National Interconnected System, Aluminum Conductor Steel Reinforced, Aluminum Conductor Composite Core.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelos de Torres e Disposição dos Condutores	16
Figura 2 – Estrutura de suspensão	17
Figura 3 – Estrutura de ancoragem.....	18
Figura 4 – Estrutura de transposição	18
Figura 5 – Classificação de sobretensões.....	19
Figura 6 – Distribuição de potenciais ao longo de um único isolador.....	20
Figura 7 – Anéis de corona para linhas em tensões elevadas	20
Figura 8 – Efeito de Solo.....	24
Figura 9 – LT Genérica.....	25
Figura 10 – Modelo de linha curta	26
Figura 11 – Modelo de Linha Média Pi Nominal (à esquerda) e Tee (à direita)	27
Figura 12 – Modelo PI Equivalente	29
Figura 13 – Forças atuantes.....	31
Figura 14 – Condutor suspenso entre estruturas em desnível	32
Figura 15 – Esforços em mudança de direção	33
Figura 16 – Vetores resultantes do esforço do vento	34
Figura 17 – Condutor ACSR.....	35
Figura 18 – Condutor ACCC.....	36
Figura 19 – Fluxograma de projeto	38
Figura 20 – Possíveis traçados da LT	40
Figura 21 – Torre A (à esquerda) e Torre B (à direita)	41
Figura 22 – Ângulo de balanço do Caso 1	52
Figura 23 – Alocação de torres Caso 1	54
Figura 24 – Alocação de torres Caso 2.....	55
Figura 25 – Alocação de torres Caso 3.....	55
Figura 26 – Alocação de torres Caso 4.....	56
Figura 27 – Alocação de torres Caso 5.....	57
Figura 28 – Comparação da Resistência Elétrica	58
Figura 29 – Comparação da Capacidade de Transmissão	59
Figura 30 – Comparação de custos totais com correção de preço	60
Figura 31 – Comparação de custos com estruturas e perdas elétricas.....	61
Figura 32 – Custo por MVA para os casos de 1 a 4	62
Figura 33 – Comparação de custos totais nos casos 1 e 5 com correção de preço	63
Figura 34 – Custo por MVA para os casos 1 e 5	64
Figura 35 – Ângulo de balanço do Caso 2	70
Figura 36 – Ângulo de balanço do Caso 3	74
Figura 37 – Ângulo de balanço do Caso 4	78
Figura 38 – Ângulo de balanço do Caso 5	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Planejamento Anual de Operação Energética	13
Tabela 2 – Faixa de tensão e comprimento para linha curta	27
Tabela 3 – Variáveis generalizadas para linha média.....	28
Tabela 4 – Faixa de tensão e comprimento para linha média	28
Tabela 5 – Comparação de características mecânicas	37
Tabela 6 – Estudos de caso	39
Tabela 7 – Possíveis traçados.....	40
Tabela 8 – Suportabilidade de isolação.....	42
Tabela 9 – Distância básica.....	42
Tabela 10 – Massa das torres (kg)	44
Tabela 11 – Preço da fundação em R\$/torre (Material + Mão-de-Obra).....	45
Tabela 12 – Parâmetros para escolha do cabo	45
Tabela 13 – Custos totais dos cabos.....	45
Tabela 14 – Ampacidade e Capacidade do Caso 1.....	46
Tabela 15 – Lista de Ferragens por Fase	47
Tabela 16 - Densidade de raios para o solo e cobertura típica.....	51
Tabela 17 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 1	52
Tabela 18 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 1	53
Tabela 19 – Características eletromecânicas comparadas ao Caso 1	54
Tabela 20 – Características eletromecânicas comparadas no Caso 3.....	55
Tabela 21 – Características eletromecânicas comparadas no Caso 4	56
Tabela 22 – Comparação de custos totais	60
Tabela 23 – Comparação de custos totais nos casos 1 e 5	62
Tabela 24 – Ampacidade e Capacidade do Caso 2.....	68
Tabela 25 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 2	70
Tabela 26 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 2	70
Tabela 27 – Ampacidade e Capacidade do Caso 3.....	72
Tabela 28 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 3	74
Tabela 29 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 3	74
Tabela 30 – Ampacidade e Capacidade do Caso 4.....	76
Tabela 31 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 4	78
Tabela 32 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 4	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACCC	Aluminum Conductor Composite Core
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
AWG	American Wire Gauge
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CM	Circular Mil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HS	High Strength
HSS	High Speed Steel
HTC	High Temperature Conductor
LT	Linha de Transmissão
NBR	Norma Brasileira
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	Introdução	13
1.1	Considerações Gerais.....	13
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Principal	15
1.2.2	Específicos	15
2	Revisão Bibliográfica	16
2.1	Linhas de Transmissão	16
2.1.1	Características Físicas das Linhas	16
2.1.1.1	<i>Estruturas</i>	16
2.1.1.2	<i>Isoladores e Ferragens</i>	18
2.1.1.3	<i>Condutores</i>	21
2.1.1.4	<i>Para-raios</i>	22
2.1.2	Modelos Elétricos	22
2.1.2.1	<i>Parâmetros</i>	22
2.1.2.1.1	Resistência Elétrica	22
2.1.2.1.2	Indutância e Reatância.....	23
2.1.2.1.3	Capacitância e Susceptância Shunt.....	23
2.1.2.2	<i>Modelos Matemáticos de Linhas de Transmissão</i>	25
2.1.2.2.1	Quadripolo	25
2.1.2.2.2	Modelo de Linha Curta	26
2.1.2.2.3	Modelo de Linha Média	27
2.1.2.2.4	Modelo PI Equivalente	28
2.1.2.3	<i>Ampacidade e Capacidade</i>	29
2.1.3	Projeto Mecânico	30
2.1.3.1	<i>Forças Axiais</i>	30
2.1.3.2	<i>Flechas</i>	31
2.1.3.3	<i>Comprimento do Condutor</i>	32
2.1.3.4	<i>Mudança de Direção</i>	32
2.1.3.5	<i>Efeito do Vento</i>	33
2.1.3.6	<i>Efeito da Temperatura</i>	34
2.2	Condutor de Alumínio com Alma de Aço	35
2.2.1	Características Gerais	35
2.2.2	Núcleo	36
2.3	Condutor de Alumínio com Núcleo em Compósito.....	36
2.3.1	Características Gerais	36

2.3.2	Núcleo	37
3	Metodologia	38
3.1	Considerações Gerais	38
3.2	Procedimento de Projeto	38
3.3	Estudos de Caso.....	38
4	Resultados	40
4.1	Caso 1 – Projeto com Condutor ACSR.....	40
4.1.1	Escolha do Traçado	40
4.1.2	Nível de Tensão, Estruturas e Condutor	41
4.1.2.1	<i>Tensão de 345kV</i>	42
4.1.2.2	<i>Tensão de 230kV</i>	43
4.1.2.3	<i>Determinação do Condutor</i>	44
4.1.3	Ampacidade e Capacidade	46
4.1.4	Ferragens	46
4.1.4.1	<i>Torres de Suspensão</i>	46
4.1.4.2	<i>Torres de Ancoragem</i>	47
4.1.4.3	<i>Torres de Transposição</i>	47
4.1.5	Alocação de Torres	48
4.1.5.1	<i>Tração de Ancoragem de Projeto</i>	48
4.1.5.2	<i>Condição de 90°C</i>	48
4.1.5.3	<i>Condição de -5 °C</i>	48
4.1.5.4	<i>Condição de Vento de Projeto</i>	49
4.1.5.5	<i>Força Resultante na Torre com Ângulo</i>	49
4.1.6	Efeito Corona	50
4.1.7	Cabos de Guarda	50
4.1.8	Ângulo de Balanço	51
4.1.9	Modelo π Equivalente	52
4.1.10	Regulação de Tensão	53
4.1.11	Potência Natural	53
4.1.12	Perfil da LT do Caso 1	54
4.2	Caso 2 – Projeto Condutor ACCC – Comparação de MCM	54
4.3	Caso 3 – Projeto Condutor ACCC – Comparação de Raio.....	55
4.4	Caso 4 – Projeto Condutor ACCC – Comparação de Capacidade.....	56
4.5	Caso 5 – Projeto de Recondutoramento.....	57
5	Discussão	58
5.1	Caraterísticas Elétricas.....	58
5.2	Custo de Implementação.....	59

5.2.1	Casos de Projetos Novos	59
5.2.2	Caso de Recondutoramento.....	62
6	Conclusão.....	65
7	Referências Bibliográficas	66
	APÊNDICE A – CÁLCULOS DO CASO 2.....	68
	APÊNDICE B – CÁLCULOS DO CASO 3.....	72
	APÊNDICE C – CÁLCULOS DO CASO 4.....	76
	APÊNDICE D – CÁLCULOS DO CASO 5.....	80
	ANEXO A – TABELA DE CONDUTORES ACSR.....	83
	ANEXO B – TABELA DE CONDUTORES ACCC.....	84

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

As usinas produtoras de energia elétrica são, em sua maioria, construídas longe dos centros urbanos e dos parques industriais. Como consequência, a energia deve ser transportada por grandes distâncias através de um complexo sistema de transmissão. As LTs são elementos utilizados para transportar energia entre dois pontos, sendo compostas por condutores metálicos que estão acoplados às torres, em sua maioria metálicas, por meio de isoladores. Nas extremidades estão as subestações de transformação que transformam o fluxo energético em diferentes níveis de tensão.

Frente a um crescimento constante do consumo no SIN, que pode ser visto na Tabela 1, se faz necessária a expansão da capacidade de transmissão de energia. Seu planejamento ocorre a partir do Programa de Expansão da Transmissão (PET) e do Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), ambos elaborados a partir de estudos de planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Segundo o estudo do ciclo do segundo semestre de 2018, é previsto para os próximos anos um investimento de mais de 14 bilhões de reais em mais de 12 mil quilômetros de LTs.

Tabela 1 – Planejamento Anual de Operação Energética

Carga de Energia (MW _{médios})					
Planejamento Anual de Operação Energética 2018-2022					
2ª Revisão Quadrimestral					
Subsistemas	2018	2019	2020	2021	2022
Norte	5.442	5.799	6.169	6.569	6.989
Nordeste	10.675	11.123	11.582	12.036	12.553
Sudeste/CO	39.052	40.352	41.729	43.184	44.721
Sul	11.476	11.835	12.239	12.690	13.160
SIN	66.645	69.109	71.718	74.480	77.423

Fonte: (Boletim técnico do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS).

De acordo com o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEE), proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME), tem-se que: “A oferta de um serviço de energia exige uma cadeia de transformações [...]. As ações de eficiência energética compreendem modificações ou aperfeiçoamentos tecnológicos ao longo da cadeia

[...]”. A seleção de alternativas para os projetos de LTs é conduzida considerando o desempenho elétrico e socioambiental e o enfoque do mínimo custo global, que considera os custos referentes às perdas elétricas no sistema e os investimentos relativos às obras necessárias. Usualmente, são especificados os condutores ACSR, que fazem parte da grande maioria das linhas de transmissão existentes no país.

Existem diversos tipos de condutores, com diferentes formas de construção e características eletromecânicas. Esses condutores são suspensos acima do solo através de uma força axial, cujo valor depende da carga de ruptura e das condições ambientais de temperatura e vento. A flecha é definida como a diferença de altura entre o ponto de conexão do condutor com o isolador e ponto mais baixo do condutor. Conforme são espaçadas as torres, aumenta-se a flecha e, portanto, para mitigar este problema aumenta-se a tração axial. Porém, esta última medida tem a limitação da carga de ruptura que, caso ultrapassada, causa o rompimento do cabo.

Além desses parâmetros, outro fator que pode influenciar a escolha de um tipo de condutor é sua capacidade de operação com temperaturas mais elevadas, sem perdas acentuadas de resistência mecânica, admitindo maiores densidades de corrente (LABEGALINI, P.; LABEGALINI, J.; FUCHS; ALMEIDA, 1981, p. 20).

O condutor ACSR, consolidado no mercado, teve seu desenvolvimento no início do século XX, caracterizando-se por operar em temperaturas de até 100°C, e possuir boa relação massa por unidade de comprimento e carga de ruptura. Por outro lado, em 2002, surgiu o condutor ACCC, tecnologia que se torna comercial três anos depois. O condutor com núcleo de compósito em fibras de vidro e carbono se mostra mais leve, com alta resistência mecânica, elevado módulo de elasticidade, baixo coeficiente de expansão térmica, podendo operar em até 180°C. Comparando-se as duas tecnologias mencionadas, a segunda reduz as flechas entre torres ao mesmo tempo em que aumenta a capacidade de transmissão da LT.

Diante das diferenças construtivas entre os dois tipos de condutores, este trabalho analisa a viabilidade técnico-econômica da implementação de condutores ACCC, em comparação aos do tipo ACSR.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Principal

Como objetivo principal, este trabalho pretende apresentar ao setor elétrico brasileiro estudos de caso que empregam a tecnologia de condutores ACCC, contribuindo para a difusão desta tecnologia, que possui alto potencial de redução de custos e aumento da eficiência energética do país.

1.2.2 Específicos

- Reduzir o custo geral de projeto da LT com a implementação do condutor ACCC, principalmente com a redução das perdas elétricas e do número de estruturas;
- Viabilizar o projeto de recondutoramento para aumentar a capacidade de uma LT, eliminando a necessidade de construção de uma nova linha, com consequentes custos e interferências ambientais;

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 LINHAS DE TRANSMISSÃO

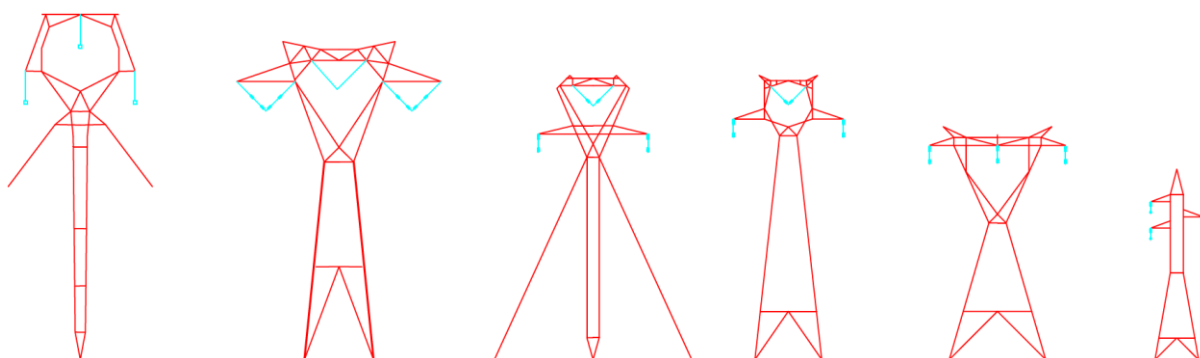
As primeiras LTs que se tem registro, começam a aparecer por volta dos anos 1880, estando uma delas em Roma, na Itália, com um comprimento de 29,5km. Elas surgem no contexto do desenvolvimento da iluminação elétrica das vias públicas que alcança grande popularidade, trazendo à tona a necessidade de explorar fontes primárias de energia, na maioria das vezes em lugares de difícil acesso, e transportá-la para as regiões urbanas. Desenvolvendo-se no Brasil de maneira comercial a partir de 1901, os sistemas de transmissão atingem atualmente 154.748km com tensões de operação entre 230 e 800kV em Corrente Alternada (CA) e Corrente Contínua (CC), de acordo com o ONS.

2.1.1 Características Físicas das Linhas

2.1.1.1 Estruturas

Os sistemas de transmissão aéreos contam com estruturas que mantêm os cabos em suspensão, devendo sustentar as fases de todos os circuitos e os cabos de guarda. Podem ser constituídas por aço, madeira, concreto armado ou fibra, podendo os condutores de um circuito trifásico estarem dispostos em configuração horizontal, vertical ou triangular. Na Figura 1 encontram-se os tipos de disposição.

Figura 1 – Modelos de Torres e Disposição dos Condutores



Fonte: (SPERANDIO).

Em projetos, as torres são dimensionadas para cada caso específico, tendo em consideração o nível de tensão, forma de sustentação, massa e esforços dos

condutores, e distâncias de segurança dadas pela NBR 5422. Em termos de esforços mecânicos, as estruturas podem estar sujeitas a cargas de três tipos:

- Cargas Verticais: componentes verticais da tração dos cabos, fixação de ferragens e isoladores;
- Cargas Transversais: ação do vento sobre os cabos e suportes na direção normal da linha e componentes horizontais transversais dos esforços de tração dos cabos;
- Cargas Horizontais Longitudinais: componentes horizontais longitudinais dos esforços dos cabos.

A maneira como os condutores são fixados à estrutura determina a função geral de suporte dos condutores, podendo ser:

- Estruturas de suspensão: dimensionadas para suportar cargas normais verticais e cargas normais horizontais transversais devidas à ação do vento sobre os cabos e as próprias estruturas. Estas estão representadas na Figura 2;
- Estruturas de ancoragem: dimensionadas para suportar todas as cargas normais e excepcionais, unilateralmente, conforme a Figura 3;
- Estruturas para ângulos: dimensionadas para resistir as forças horizontais devidas à presença de ângulos;
- Estruturas de derivação: aplicadas onde ocorre derivação, porém sem interrupção ou seccionamento;
- Estruturas de transposição: utilizada para garantir o equilíbrio elétrico entre as fases, mostrada na Figura 4.

Figura 2 – Estrutura de suspensão



Fonte: (USP Imagens).

Figura 3 – Estrutura de ancoragem



Fonte: (IVOLINES).

Figura 4 – Estrutura de transposição



Fonte: (IVOLINES).

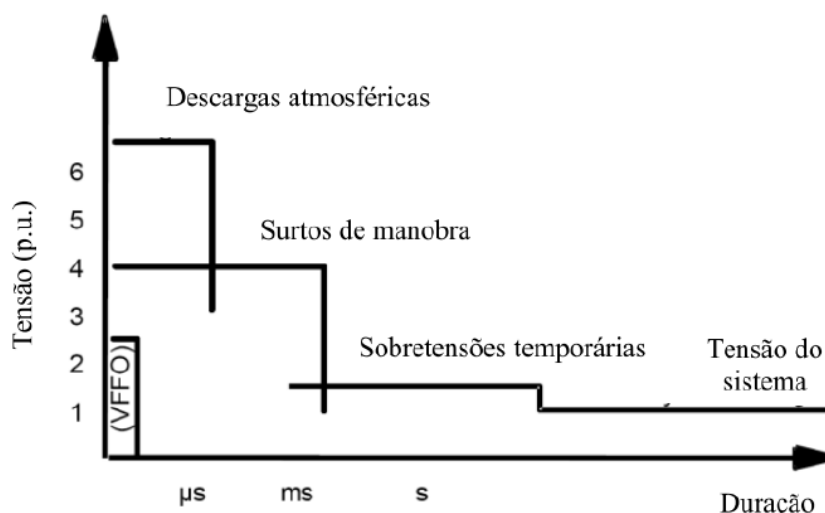
Ainda outra característica importante é quanto à sua fixação no solo. Pode ser autoportante, ou seja, transmite os esforços diretamente para a fundação. Ou ser estaiada, sendo os esforços transmitidos ao solo através de tirantes.

2.1.1.2 Isoladores e Ferragens

Os isoladores e ferragens compõem o elemento de conexão entre a estrutura e o condutor com a função de resistir às solicitações elétricas e mecânicas, respectivamente. Como solicitações elétricas compreendem-se a tensão de operação especificada, bem como sobretensões de diversas amplitudes por um curto período de tempo, conforme mostrado na Figura 5. Já como solicitações mecânicas

compreendem-se as cargas de diversas composições, já caracterizadas no item 2.1.1.1.

Figura 5 – Classificação de sobretensões



Fonte: (NOGUEIRA, 2017, p. 10).

Entre os materiais utilizados na fabricação de isoladores destacam-se os cerâmicos, os de vidro e os poliméricos. Colocados em cadeias estes componentes devem garantir uma distribuição balanceada de potenciais. A Figura 6 indica a distribuição de potenciais no isolador, onde os gradientes mais elevados ocorrem próximos aos pinos e à campânula, enquanto os gradientes menores são verificados ao longo da superfície restante. Através da Equação 1 é determinado o número de isoladores em uma cadeia.

$$n_i = \frac{V_{máxF} \cdot s_i}{d_e} \quad (1)$$

Sendo:

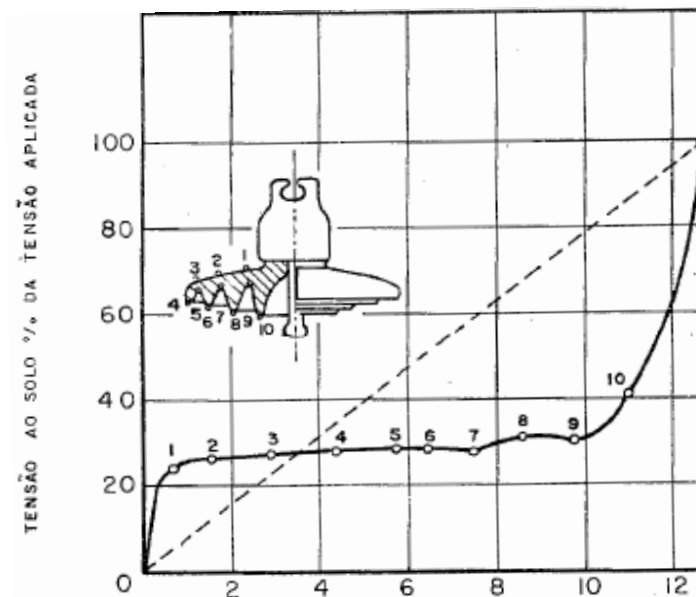
n_i : o número de isoladores;

$V_{máxF}$: a máxima tensão operativa de fase (kV_{rms});

s_i : a suportabilidade de isolação (mm/kV) e;

d_e : a distância de escoamento do isolador (mm).

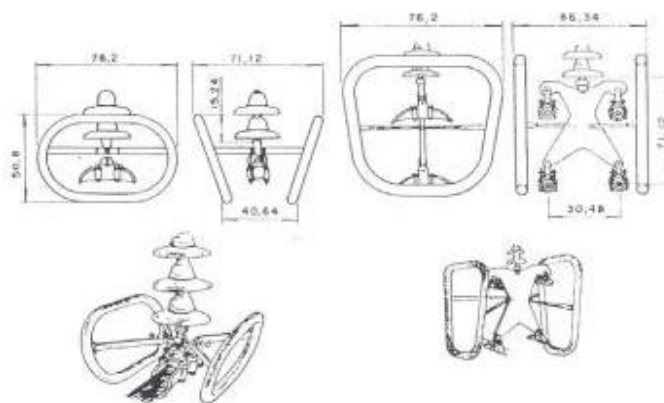
Figura 6 – Distribuição de potenciais ao longo de um único isolador



Fonte: (FUCHS, 1977, p. 32).

Tratando-se de extra e ultra alta tensão a concentração elevada de potenciais nos ângulos e arestas causam o efeito corona. Esse provoca ruído acústico, perdas de energia e radio-interferência, quando o valor do gradiente de potencial excede o valor do gradiente crítico disruptivo do ar. Para reparar esse efeito, utilizam-se *Corona Shields*, ilustrados na Figura 7, que são colocados lateralmente às ferragens de suspensão, a fim de evitar a formação de eflúvios de corona em pontos das ferragens e da cadeia de isoladores.

Figura 7 – Anéis de corona para linhas em tensões elevadas



Fonte: (FUCHS, 1977, p. 35).

As ferragens compreendem o conjunto de peças que suporta os cabos e os conectam às estruturas, portanto, cada peça deve possuir carga de ruptura superior aos esforços a que está submetida. As cadeias podem estar na condição de suspensão ou ancoragem.

As cadeias de suspensão são compostas, em sua parte superior por um conjunto de conector bola-gancho e uma manilha, ou de um conector bola-garfo e uma manilha. Já na parte inferior são fixados os cabos empregando-se pinças ou grampos de suspensão. Caso haja mais de um cabo por fase, utiliza-se uma chapa multiplicadora, e nela então são fixados grampos ou pinças de acordo com o número de condutores. As cadeias podem ser instaladas em formato “V”, isto é, mantendo com o plano vertical um ângulo de 45°, a fim de impedir o balanço da cadeia de isoladores por efeito do vento.

Mecanicamente, as cadeias de ancoragem devem suportar todos os esforços transmitidos axialmente pelos condutores em quaisquer condições de solicitação. Em termos de ferragem, diferenciam-se basicamente por dois tipos de grampos, o primeiro é de passagem e permite que os cabos passem sem cortes de cabos, e o segundo requer o corte dos cabos, sendo fixados por pressão.

Em LTs com mais de um condutor por fase é necessário que estes se mantenham paralelos entre si para que a impedância se mantenha constante. Para tanto, utilizam-se espaçadores montados em intervalos regulares ao longo dos vãos.

2.1.1.3 Condutores

Os condutores são os elementos essenciais de uma LT, pois são quem especificamente transmitem a energia. Para Fuchs (1977), os condutores ideais deveriam apresentar alta condutividade, baixo custo, boa resistência mecânica, baixo peso específico e alta resistência à oxidação e à corrosão. Usualmente formados por filamentos, os cabos podem ser compostos por diferentes elementos condutores e de núcleo. Por questões de custo, o alumínio se estabeleceu fortemente no mercado de cabos, apresentando alguns padrões de nomenclatura. No Brasil, utiliza-se a escala *American Wire Gauge* (AWG) que, baseada no Circular mil (CM), padroniza os condutores por seção. O CM por sua vez, representa a área útil de alumínio do condutor e, quando multiplicada por mil, torna-se MCM. Abaixo estão listados alguns dos condutores disponíveis no mercado:

- ACC: *All-Aluminum Conductor*;
- AAAC: *All-Aluminum Alloy Conductor*;
- ACAR: *Aluminum Conductor Alloy Reinforced*;
- ACSR: *Aluminum Conductor Steel Reinforced*;
- ACSS: *Aluminum Conductor Steel Supported*;
- ACCC: *Aluminum Conductor Composite Core*.

2.1.1.4 Para-raios

Posicionados acima dos condutores, os para-raios, ou cabos de guarda, têm como objetivo reduzir a exposição direta dos condutores às descargas atmosféricas. Evitando assim o desligamento das LTs e dissipando a descarga para o solo. O ângulo de cobertura é definido pelo ângulo que faz um plano vertical, contendo os para-raios, com o plano dos cabos. Quanto menor o ângulo de cobertura, mais eficiente é a proteção. Todavia, aumenta-se o custo das estruturas.

Entre os cabos utilizados estão os de aço HS, HSS ou SM galvanizados; os cabos *aluminoweld*, os cabos *copperweld* e os cabos CAA de alta resistência mecânica.

2.1.2 Modelos Elétricos

2.1.2.1 Parâmetros

2.1.2.1.1 Resistência Elétrica

A resistência elétrica em corrente contínua é dada pela Equação 2.

$$R_{cc} = \frac{\rho \cdot l}{S \cdot n} \quad (\Omega) \quad (2)$$

Sendo:

ρ : a resistividade do material ($\Omega \cdot m$);

l : o comprimento do condutor (m);

S : a seção equivalente do material (m^2) e;

n : o número de condutores.

Quando sujeitos a variações de temperatura, a resistência elétrica dos condutores passa a ser calculada pela Equação 3.

$$R_2 = R_1(1 + \alpha(t_2 - t_1)) (\Omega) \quad (3)$$

Sendo:

α : o coeficiente de variação da resistência.

2.1.2.1.2 Indutância e Reatância

A indutância de uma LT é composta pela soma do fluxo magnético concatenado devido à corrente do próprio condutor, mais o fluxo concatenado de circuitos adjacentes, sendo dada pela Equação 4.

$$L = 2 \times 10^{-4} \cdot \frac{DMG}{RMG_L} (H/km) \quad (4)$$

Sendo:

DMG: a distância média geométrica entre fases e circuitos e;

RMG_L: o raio médio geométrico indutivo.

Esses parâmetros, por sua vez, devem ser calculados pelas Equações 5 e 6.

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} (m) \quad (5)$$

$$RMG_L = (n \cdot rmg \cdot R_f^{n-1})^{\frac{1}{n}} (m) \quad (6)$$

Sendo:

D: a distância entre uma fase n e m;

n: o número de condutores no feixe;

rmg: o raio médio geométrico do condutor, oriundo de tabela de fabricante e;

R_f: o raio do feixe.

Por fim, a reatância indutiva é dada pela Equação 7.

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L (\Omega/km) \quad (7)$$

Sendo:

f: a frequência de operação da rede (Hz).

2.1.2.1.3 Capacitância e Susceptância Shunt

A capacitância de uma LT é oriunda das diferenças de potencial entre fases e também com relação ao solo, com cargas elétricas distribuídas ao longo dos condutores, utilizando as Equação 8 e 9.

$$RMG_C = (n \cdot r_e \cdot R_f^{n-1})^{\frac{1}{n}} \text{ (m)} \quad (8)$$

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{RMG_C} - \alpha} \text{ (F/km)} \quad (9)$$

Sendo:

ϵ_0 : a permissividade do vácuo (F/km);

DMG: a distância média geométrica entre fases e circuitos;

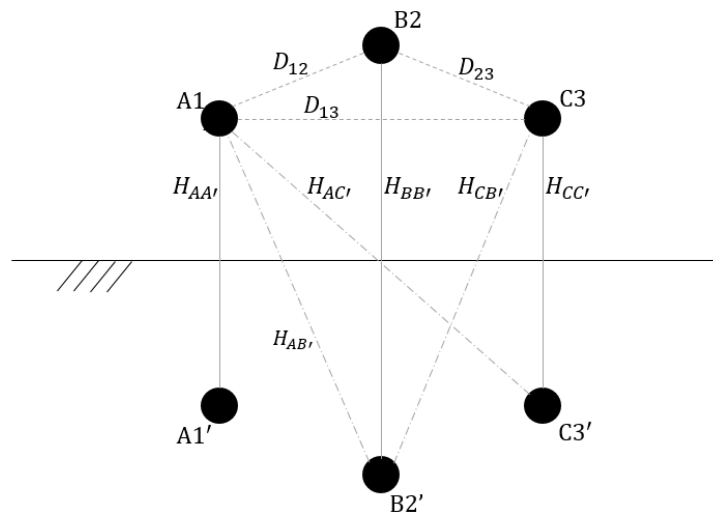
RMG_C: o raio médio geométrico capacitivo;

r_e : o raio externo do condutor e;

α : o efeito de solo.

O efeito de solo diz respeito à influência do solo no campo elétrico da LT, funcionando como se houvesse uma carga igual e contrária à do condutor energizado. As distâncias utilizadas encontram-se ilustradas na Figura 8.

Figura 8 – Efeito de Solo



Fonte: (Autor do trabalho).

Portanto, o efeito de solo é dado pela Equação 10.

$$\alpha = \ln \left(\frac{Hm}{Hs} \right) = \ln \left(\frac{(H_{AA'} \cdot H_{BB'} \cdot H_{CC'})^{\frac{1}{3}}}{(H_{AB'} \cdot H_{AC'} \cdot H_{BC'})^{\frac{1}{3}}} \right) \quad (10)$$

Vale lembrar que a altura dos condutores em relação ao solo é uma altura média dada pela Equação 11.

$$h_{média} = h - \frac{2}{3} \cdot f_e \quad (m) \quad (11)$$

Onde:

h : é a altura do condutor em relação ao solo no ponto mais alto da estrutura (m) e;

f_e : é a distância do caimento máximo do condutor em um vão.

Finalmente, a Equação 12 traz a susceptância da LT.

$$B_C = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (S/km) \quad (12)$$

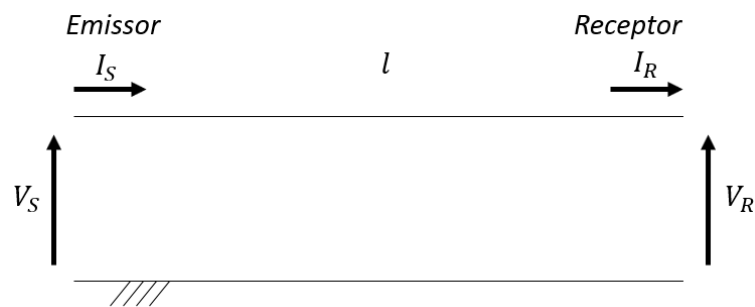
2.1.2.2 Modelos Matemáticos de Linhas de Transmissão

No SIN, as LTs são modeladas conforme as subseções abaixo, sendo possível encontrar um maior detalhamento e deduções em [2].

2.1.2.2.1 Quadripolo

O desenvolvimento de um modelo matemático permite a realização de estudos do comportamento elétrico. Na Figura 9, encontra-se uma LT genérica.

Figura 9 – LT Genérica



Fonte: (Autor do trabalho).

Através de equações de Laplace, obtém-se a Constante de Propagação (γ) e a Impedância Característica (Z_C), respectivamente apresentadas nas Equações 13 e 14.

$$\gamma(s) = \sqrt{(R' + sL') \cdot sC'} = \sqrt{Z'(s) \cdot Y'(s)} \quad (13)$$

$$Z_C(s) = \sqrt{\frac{R' + sL'}{sC'}} = \sqrt{\frac{Z'(s)}{Y'(s)}} \quad (14)$$

Onde:

R': é a resistência por unidade de comprimento;

C': é a capacitância por unidade de comprimento e;

L': é a indutância por unidade de comprimento.

Como modelo matricial de quadripolo, encontram-se as equações de tensão e corrente indicadas na Equação 15.

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_C \sinh(\gamma l) \\ \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_C} & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (15)$$

Sendo:

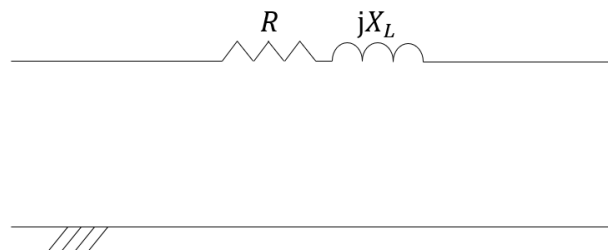
l: o comprimento da LT e;

A, B, C e D: as variáveis generalizadas da LT.

2.1.2.2.2 Modelo de Linha Curta

Uma linha curta é caracterizada por um modelo de circuito série, cujos parâmetros A e D da Equação 15 são unitários. O parâmetro B é dado pela impedância série que utiliza a resistência (R) e a reatância indutiva (X_L) calculadas. O efeito capacitivo é desprezado e, portanto, a variável C tem valor nulo. Na Figura 10 é apresentado o circuito correspondente.

Figura 10 – Modelo de linha curta



Fonte: (Autor do trabalho).

A principal desvantagem diz respeito à desconsideração da capacitância da LT que, para grandes comprimentos de LT e elevados níveis de tensão, podem levar a

distorções nos valores previstos de tensão e corrente. Para tanto, podem ser adotadas algumas condições de aplicação deste modelo, conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Faixa de tensão e comprimento para linha curta

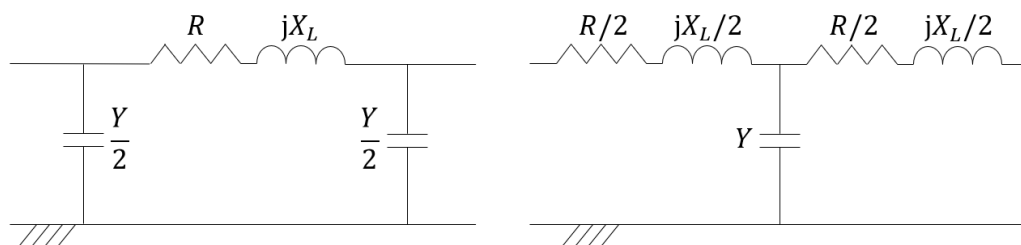
Tensão de operação (kV)	Comprimento (km)
Abaixo de 150	80
Entre 150 e 400	40
Acima de 400	20

Fonte: (FUCHS, 1977).

2.1.2.2.3 Modelo de Linha Média

Uma LT considerada média utiliza os parâmetros resistência, reatância indutiva e admitâncias (Y) calculados, podendo ser representada nas topologias Pi Nominal e Tee [2], respectivamente apresentadas na Figura 11.

Figura 11 – Modelo de Linha Média Pi Nominal (à esquerda) e Tee (à direita)



Fonte: (Autor do trabalho).

Os modelos apresentam convergência muito próxima, sendo ambos representativos para linhas médias. Porém, o modelo Tee é pouco utilizado por acrescentar uma barra a mais por LT. Como consequência, em um sistema complexo, o número de equações que o modelam cresce significativamente.

As variáveis generalizadas que representam os modelos da Figura 11 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Variáveis generalizadas para linha média

Variável	Modelo Pi Nominal	Modelo Tee
A	$1 + \frac{Z \cdot Y}{2}$	$1 + \frac{Z \cdot Y}{2}$
B	Z	$\frac{Z}{2} \cdot \left(2 + \frac{Y \cdot Z}{2}\right)$
C	$\frac{Y}{2} \cdot (1 + A)$	Y
D	A	A

A representação por estes modelos é condicionada aos limites de tensão de operação e comprimento da LT apresentados na Tabela 4, devido às simplificações da impedância série e da admitância shunt.

Tabela 4 – Faixa de tensão e comprimento para linha média

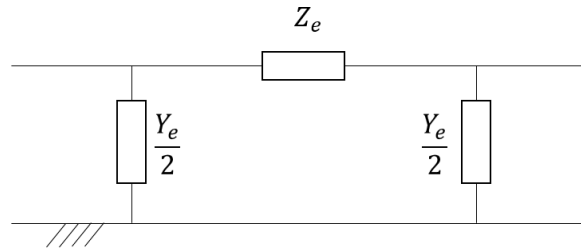
Tensão de operação (kV)	Comprimento (km)
Entre 150 e 400	200
Acima de 400kV	100

Fonte: (FUCHS, 1977).

2.1.2.2.4 Modelo PI Equivalente

O Modelo PI Equivalente descreve por completo a característica elétrica da LT, aplicando-se às linhas longas onde os cálculos de linhas curtas e médias são insuficientes. Para tanto, utiliza-se a forma hiperbólica ou exponencial para a representação da impedância série e da admitância shunt na topologia Pi Nominal apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Modelo PI Equivalente



Fonte: (Autor do trabalho).

As Equações 15 e 16 determinam a Impedância Série e a Susceptância Shunt de maneira exata, utilizando a teoria de propagação de ondas eletromagnéticas.

$$Z_e = B = Z_C \cdot \sin(\gamma l) = Z \cdot \frac{\sin(\gamma l)}{\gamma l} \quad (15)$$

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{A - 1}{B} = \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{Z_C \cdot \sin(\gamma l)} = Y \cdot \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\gamma l} \quad (16)$$

2.1.2.3 Ampacidade e Capacidade

Os cálculos de ampacidade e capacidade de uma LT dependem em grande parte do equilíbrio térmico do condutor, características ligadas ao ambiente ao qual a LT está exposta. O efeito Joule e a radiação solar são responsáveis pelo aquecimento dos condutores, enquanto a irradiação e convecção na sua superfície permitem a dissipação de calor, conforme a Equação 17.

$$Q_{EfeitoJoule} + Q_{RadiaçãoSolar} = Q_{Convecção} + Q_{Irradiação} \quad (17)$$

Por sua vez, as perdas e absorções de calor são dadas pelas Equações 18, 19 e 20.

$$Q_{RadiaçãoSolar} = P_S \cdot \phi \quad (W/m) \quad (18)$$

$$Q_{Convecção} = 8,548 \cdot \Delta T \cdot (v \cdot \phi)^{0,448} \quad (W/m) \quad (19)$$

$$Q_{Irradiação} = 178,25 \times 10^{-9} \cdot \varepsilon \cdot \phi \cdot ((273 + T_C)^4 - (273 + T_A)^4) \quad (W/m) \quad (20)$$

Sendo:

ΔT : a diferença de temperatura entre o condutor e o ambiente (°C);

v : a velocidade do vento (m/s);

ϕ : o diâmetro do condutor em m;

ε : a emissividade (%/100);

T_C : a temperatura dos condutores ($^{\circ}\text{C}$);

T_A : a temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) e;

P_s : a potência solar em (W/m^2).

A ampacidade, sob limite de temperatura é dada pela Equação 21, que é empregada para LTs com apenas um condutor por fase.

$$I_{MáxCond} = \sqrt{\frac{Q_{Irradiação} + Q_{Convecção} - Q_{Radiação}}{R_{CA}}} \quad (A) \quad (21)$$

Caso haja mais de um condutor no feixe, a Equação 22 determina a nova ampacidade, onde n é o número de condutores por fase.

$$I_{MáxLT} = n \cdot I_{MáxCond} \cdot 0,8 \quad (A) \quad (22)$$

A capacidade da LT, isto é, a potência máxima é dada pela Equação 23.

$$S_{MáxLT} = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_{MáxLT} \quad (VA) \quad (23)$$

Sendo:

V_L : a tensão de linha de operação.

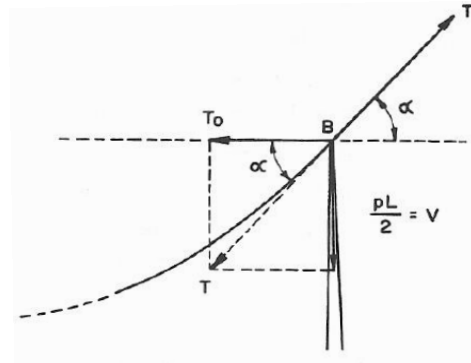
2.1.3 Projeto Mecânico

No projeto mecânico levam-se em conta as leis físicas que resultam nos esforços aplicados às estruturas e aos cabos. Nas subseções seguintes encontram-se os principais conceitos envolvidos, conforme [1].

2.1.3.1 Forças Axiais

No ponto de fixação dos cabos à estrutura, surgem esforços que influenciam diretamente no projeto das torres e também no seu espaçamento. Na Figura 13, encontram-se ilustrados os esforços envolvidos, e na Equação 24 as suas relações.

Figura 13 – Forças atuantes



Fonte: (LABEGALINI, 1992, p. 156).

$$T \cdot \tan^{-1} \left(\frac{p \cdot L}{2 \cdot T_0} \right) = \frac{p \cdot L}{2} \quad (24)$$

Sendo:

p: o peso do cabo;

L: o comprimento do cabo;

T: a tração longitudinal do cabo e;

T₀: a tração aplicada nos pontos de ancoragem.

Em vãos com diferenças de altura é possível calcular as forças axiais nos dois pontos de fixação através das Equações 25 e 26.

$$T_A = T_0 + f_e \cdot p \quad (25)$$

$$T_B = T_0 + (f_e - \Delta h) \cdot p \quad (26)$$

Sendo:

Δh : a diferença de altura entre os pontos de fixação e;

f_e : a flecha equivalente.

2.1.3.2 Flechas

A flecha de um vão é a distância entre o ponto de suspensão e o ponto de mínimo da catenária, sendo dada pela Equação 27.

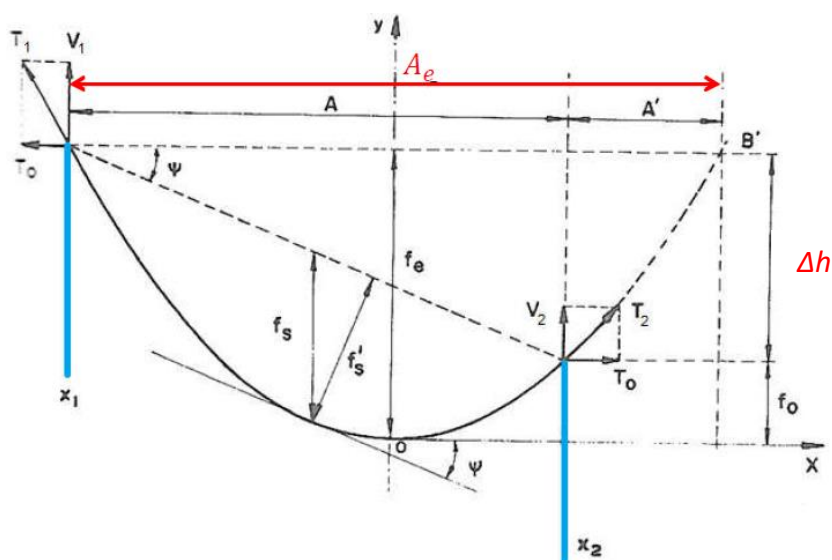
$$f = \frac{p \cdot A_e^2}{8 \cdot T_0} \quad (m) \quad (27)$$

Sendo:

A_e: o vão equivalente (m).

Em vãos sem diferença de altura, o vão equivalente é a distância entre as duas torres. Porém, em vãos desiguais o vão equivalente representa a extensão da catenária, conforme indicado na Figura 14.

Figura 14 – Condutor suspenso entre estruturas em desnível



Fonte: (Adaptado de LABEGALINI, 1992, p. 165).

2.1.3.3 Comprimento do Condutor

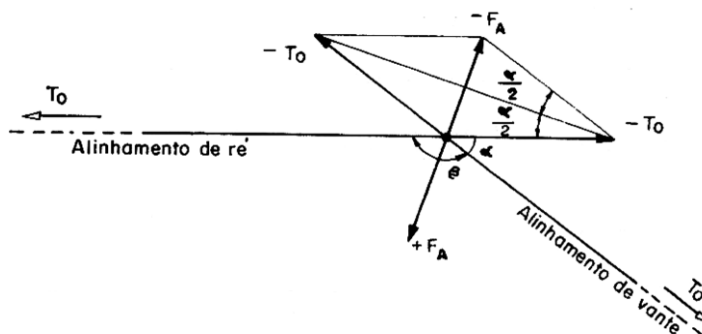
Ao tracionar um condutor entre duas estruturas, a catenária formada exige um comprimento de condutor dado pela Equação 28.

$$L = \sqrt{\Delta h^2 + A^2 \cdot \left(1 + \frac{A^2}{12 \cdot \left(\frac{T_0}{p} \right)^2} \right)} \quad (m) \quad (28)$$

2.1.3.4 Mudança de Direção

Frequentemente, em um traçado real, é necessário desviar certos tipos de relevo, vegetação ou obstáculos que dificultam a instalação da LT. Nesses casos, deve-se calcular os esforços resultantes da deflexão. Na Figura 15 tem-se o efeito da mudança de direção, enquanto que na Equação 29 tem-se o cálculo desse esforço.

Figura 15 – Esforços em mudança de direção



Fonte: (LABEGALINI, 1992, p. 192).

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} \quad (kgf) \quad (29)$$

Caso as trações de ancoragem sejam diferentes, deve-se calcular a tração equivalente pela Equação 30.

$$T_0 = \sqrt{T_1^2 + T_2^2 - 2 \cdot T_1 \cdot T_2 \cdot \cos \alpha} \quad (kgf) \quad (30)$$

Sendo:

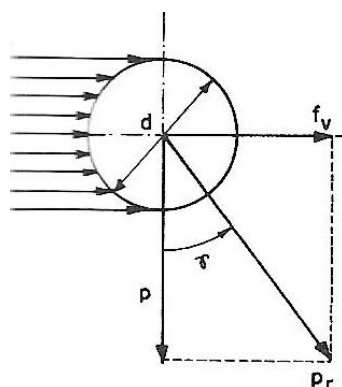
T_1 e T_2 : as trações dos condutores de ambos os lados da estrutura e;

α : o ângulo de deflexão na estrutura.

2.1.3.5 Efeito do Vento

Os condutores suspensos nas LTs estão sujeitos a ação do vento e, conseqüentemente, surge uma força proporcional à velocidade do vento, que é perpendicular ao eixo longitudinal dos cabos. Nas estruturas, altera-se o peso relativo aos condutores e como resultado modifica-se a tração T_0 equivalente. A Figura 16 mostra o vetor peso modificado.

Figura 16 – Vetores resultantes do esforço do vento



Fonte: (LABEGALINI, 1992, p. 195).

Este efeito é calculado pelas Equações 31, 32 e 33.

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \cdot t} \left[\frac{16000 + 64 \cdot t - ALT}{16000 + 64 \cdot t + ALT} \right] \left(\frac{kg}{m^3} \right) \quad (31)$$

$$q_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_p^2 \quad (N/m^2) \quad (32)$$

$$F_V = q_0 \cdot \phi \quad (N/m) \quad (33)$$

Sendo:

ρ : a massa específica do ar;

q_0 : a pressão dinâmica do vento;

F_V : a força do vento;

t : a temperatura coincidente ($^{\circ}C$);

ALT: a altitude média da região de implementação em relação ao nível do mar (m);

V_p : a velocidade do vento de projeto (m/s) e;

ϕ : o diâmetro do condutor (m).

2.1.3.6 Efeito da Temperatura

Semelhante ao item anterior, a temperatura ambiente interfere na tração T_0 equivalente. O aumento e a diminuição da temperatura resultam, respectivamente, em dilatação e contração dos condutores e, portanto, em alteração no valor da flecha. Assim, a tração T_0 é inversamente proporcional ao valor da flecha.

Um método iterativo é utilizado para calcular o novo valor de T_0 nos casos de variação de temperatura e/ou efeito do vento utilizando respectivamente as variações de temperatura e as variações de peso, conforme a Equação 34.

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left(\frac{E \cdot S \cdot p_1^2 \cdot A^2}{24 \cdot T_{01}^2} + E \cdot S \cdot \alpha \cdot (t_2 - t_1) \right) = \frac{E \cdot S \cdot p_r^2 \cdot A^2}{24} \quad (34)$$

Sendo:

E: o módulo de elasticidade final;

S: a seção do condutor;

p_1 : o peso inicial do condutor e;

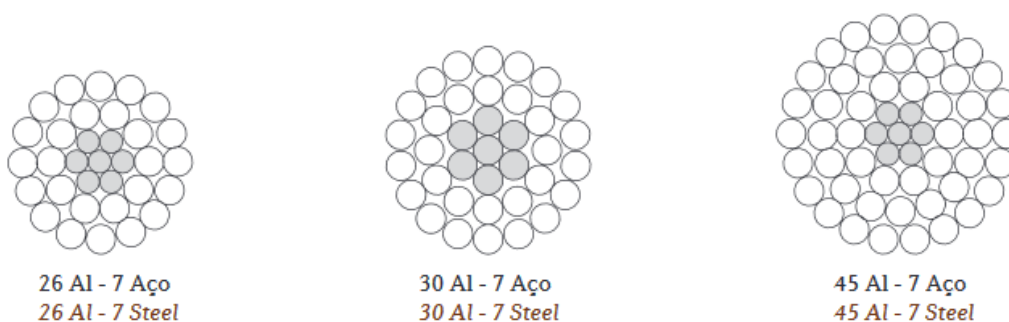
α : o coeficiente de variação da resistência.

2.2 CONDUTOR DE ALUMÍNIO COM ALMA DE AÇO

2.2.1 Características Gerais

Os condutores de alta temperatura (HTC) são capazes de transmitir elevadas potências operando a 100 °C em regime permanente, ou até mesmo a 150 °C em situações de emergência [5]. Entre eles está o condutor ACSR, que foi desenvolvido no início do século XX [6], e desde então tem sido amplamente utilizado por possuir boas características de peso, carga de ruptura e custo. Na Figura 17 encontram-se alguns dos modelos comerciais desse tipo de condutor.

Figura 17 – Condutor ACSR



Fonte: (ALUBAR, Condutores Elétricos).

Os condutores ACSR são concêntricos, compostos por filamentos circulares de alumínio 1350, têmpera H19, em uma ou mais camadas. A especificação destes cabos é determinada pela NBR 7270. Suas características eletromecânicas constam no Anexo A.

2.2.2 Núcleo

O núcleo em filamentos de aço galvanizado atribui a esses cabos uma boa resistência mecânica, estando dispostos em uma ou mais camadas. O número de camadas de aço e de alumínio dependem da relação que se deseja obter em termos de capacidade de transmissão e resistência mecânica.

Pode receber três diferentes pesos de cobertura de zinco: Classe A, B e C no padrão ASTM. O revestimento da classe B é aproximadamente duas vezes maior que a espessura da classe A enquanto a classe C é três vezes mais espessa. Geralmente, por apresentar uma boa proteção contra condições corrosivas, utiliza-se a cobertura de classe B, pois quanto maior a quantidade de zinco, menor a resistência mecânica final. Para tanto, opta-se por uma quantidade intermediária de zinco.

2.3 CONDUTOR DE ALUMÍNIO COM NÚCLEO EM COMPÓSITO

2.3.1 Características Gerais

Com desenvolvimento iniciado nos Estados Unidos, em 2002, surge o condutor ACCC que, após 3 anos de estudos, começa a ser distribuído a nível comercial. Esses cabos, por sua vez, oferecem um aumento significativo de capacidade de transmissão e temperatura de operação. Essa chega a 180°C em regime permanente e a 200°C em situação de emergência ou sobrecarga. Além disso, possuem menor peso e coeficiente térmico de expansão linear e tendo. Portanto, esta classe permite uma redução de flecha, de acordo com [8] e [9], em relação aos condutores ACSR. O condutor de núcleo em compósito é apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Condutor ACCC



Fonte: (CONDUSPAR, Condutores Elétricos).

Os condutores ACCC são concêntricos, compostos por filamentos trapezoidais de alumínio 1350 recozido, têmpera O, em uma ou mais camadas. Suas características eletromecânicas constam no Anexo B.

2.3.2 Núcleo

Neste condutor, o núcleo é composto por fibras de carbono, fibras de vidro e uma resina epóxi para altas temperaturas. A fibra de vidro de alto padrão envolvida no núcleo proporciona flexibilidade, resistência e prevenção contra a corrosão galvânica entre a fibra de carbono e os filamentos de alumínio. Como resultado, obtém-se uma maior resistência à tração e um menor coeficiente de expansão térmica.

Em uma comparação de características mecânicas, a Tabela 5 apresenta algumas diferenças entre os dois tipos de cabo.

Tabela 5 – Comparação de características mecânicas

Cabo Linnet	Núcleo	Peso (kg/km)	Módulo de Elasticidade (MPa)	Carga de Ruptura (kgf)	Coeficiente de Dilatação Térmica ($10^{-6}/^{\circ}\text{C}$)
ACSR	Aço	692	77100	6240,66	19,37
ACCC	Compósito de fibra vidro/carbono	655	112300	7392,97	18,6

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

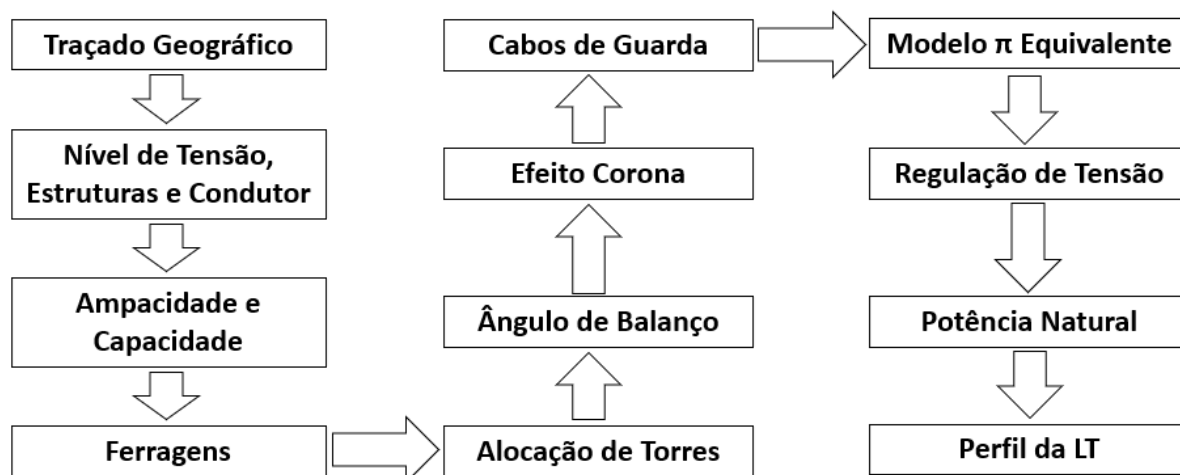
Para a realização do trabalho, partiu-se da consolidada NBR 5422, que oferece as condições básicas para a elaboração de projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. Os valores compreendidos de tensão máxima eficaz fase-fase aplicável estão entre 38 e 800kV.

Os cálculos envolvendo grandezas mecânica e elétricas tomaram como base principalmente as referências [1] e [2]. Essas reúnem os conceitos que abrangem boa parte dos parâmetros de projeto.

3.2 PROCEDIMENTO DE PROJETO

O projeto de uma LT, devido às inúmeras variáveis presentes, parte de algumas escolhas. Fatores como nível de tensão, condutores, traçado, interferem uns nos outros, gerando um processo iterativo. Portanto, neste projeto seguiu-se uma metodologia própria, identificada pelo fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma de projeto



Fonte: (Autor do trabalho).

3.3 ESTUDOS DE CASO

O primeiro estudo de caso serviu como base para os seguintes e, portanto, nele foi feito um detalhamento do procedimento de projeto na Seção 4.1. Nos casos posteriores utilizaram-se os mesmos parâmetros econômicos, nível de tensão, cabos

de guarda, efeito corona, traçado da LT, vento de projeto, tipos de torre e cadeia de isoladores. Os casos são descritos na Tabela 6.

Tabela 6 – Estudos de caso

Caso	Tipo de Projeto	Tipo de Condutor
1	Nova LT	ACSR
2	Nova LT, comparada com um condutor ACSR de mesmo MCM	ACCC
3	Nova LT, comparada com um condutor ACSR de mesmo raio externo	ACCC
4	Nova LT, comparada com um condutor ACSR de mesma capacidade	ACCC
5	Recondutoramento	ACCC

A região na qual é projetada as LTs é localizada próxima à margem esquerda do Rio Uruguai, norte do estado do Rio Grande do Sul, onde o rio faz divisa com o estado de Santa Catarina. É uma região úmida de pouca poluição, com área destinada economicamente para a agricultura em sua maioria. Sua vegetação inclui gramíneas e arbustos.

De acordo com o mapa de curvas isocerânicas da NBR 5419, o número médio de dias de trovoadas por ano é 60. A temperatura média anual utilizada é de 25°C. A altura do local em relação ao nível do mar varia entre 540 e 830 metros.

4 RESULTADOS

As etapas de projeto indicadas na Figura 19 estão detalhadas na Seção 4.1.

4.1 CASO 1 – PROJETO COM CONDUTOR ACSR

4.1.1 Escolha do Traçado

Utilizando o mapa de curvas de nível da Figura 20, três possíveis traçados foram explorados, enquanto na Tabela 7 estão suas distâncias. A linha espessa vermelha representa a rodovia próxima aos possíveis trajetos da LT.

Figura 20 – Possíveis traçados da LT



Tabela 7 – Possíveis traçados

Traçado	Comprimento da LT (km)
Preto	19,651
Azul	17,981
Vermelho	17,869

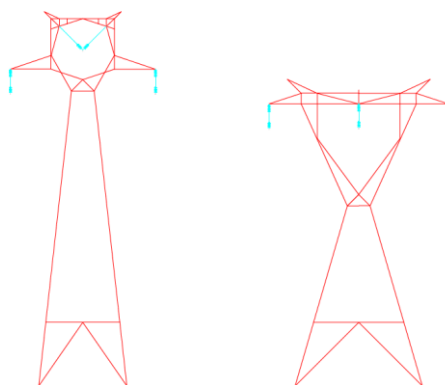
O primeiro traçado seria o de menor distância, representado pela linha vermelha. Pela Figura 20 observa-se que esta LT passaria duas vezes sobre a rodovia. O segundo caminho, representado pela linha preta, tem um traçado mais longo, desviando as curvas de nível mais elevadas. O caminho escolhido está entre os anteriores, representado em azul, com um traçado de 17,981km. Este traçado elimina duas travessias pela rodovia, onde seria exigida uma altura de segurança maior.

4.1.2 Nível de Tensão, Estruturas e Condutor

Dois níveis de tensão foram avaliados para transmitir a potência de 250MW, sendo eles 230kV ou 345kV. Para escolher entre essas duas tensões foram estimados, primeiramente, os vãos máximos entre as torres de acordo com a altura de segurança. A partir desses valores, avaliou-se a quantidade de torres necessárias e assim obteve-se o custo total das torres. Também estimou-se o custo das perdas para um e dois cabos num período de 30 anos com uma taxa de 8,8% ao ano considerando um custo marginal de expansão de 193 R\$/MWh.

As torres disponíveis para este projeto estão na Figura 21, estando a Torre A relacionada ao nível de tensão 345kV e a Torre B ao nível de tensão 230kV. Esta é uma escolha de projeto e, portanto, em outros casos pode ser alterada, de acordo com as estruturas disponíveis. Em todas as decisões de projeto deve-se garantir a altura de segurança estipulada pela NBR 5422 e as trações axiais máximas de cada condutor.

Figura 21 – Torre A (à esquerda) e Torre B (à direita)



Fonte: (SPERANDIO).

4.1.2.1 Tensão de 345kV

Primeiro calculou-se o número de isoladores necessário de acordo com a Equação 1.

$$n_i = \frac{V_{máx_{rms}} \cdot s_i}{de} + 1 = \frac{\frac{345}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 \cdot 20}{320} + 1 = 14,07 = 15 \text{ isoladores}$$

Escolheu-se o nível de poluição muito baixa pois a linha passa por áreas agriculturáveis e de arbustos, conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Suportabilidade de isolação

Poluição	S _i
Muito baixa	17 - 23
Leve	22 - 32
Média	30 - 43
Intensa	41 - 52
Muito intensa/ maresia	50 - 63

O tamanho da cadeia de isoladores foi calculado pela Equação 35, utilizando um isolador de vidro de diâmetro 255 mm e passo 146 mm de 80kN (unidade).

$$f_i = n_i \cdot P = 15 \cdot 0,146 = 2,19m \quad (35)$$

A altura de segurança dos cabos em relação ao solo, dado pela Equação 36, depende da tensão nominal e do parâmetro a que está associado a natureza da região ou obstáculo pelo qual a linha de transmissão percorre. A partir da Tabela 9 escolheu-se o valor de 6,5m referente a locais por onde circulam máquinas agrícolas.

$$h_s = a + 0,01 \left(\frac{V_n}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 6,5 + 0,01 \left(\frac{345}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 7,99m \quad (36)$$

Tabela 9 – Distância básica

Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que dela se aproxime	Distância básica (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,0
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,5
Rodovias, ruas e avenidas	8,0
Ferrovias não eletrificadas	9,0
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,0
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4,0
Águas navegáveis	H + 2,0

Águas não navegáveis	6,0
Linhas de energia elétrica	1,2
Linhas de telecomunicações	1,8
Telhados e terraços	4,0
Paredes	3,0
Instalações transportadoras	3,0
Veículos rodoviários e ferroviários	3,0

Fonte: (NBR 5422, 1985).

A altura máxima do condutor na torre, calculada pela Equação 37, é dada pela altura do braço da torre de tipo A ao solo na torre subtraída do comprimento dos isoladores, calculado anteriormente, e do comprimento das ferragens, estimado em 0,5 m inicialmente.

$$h_{m\acute{a}x} = h_{bra\c{o}} - f_i - h_f = 32 - 2,19 - 0,5 = 29,31m \quad (37)$$

O valor de flecha máximo foi obtido conforme a Equação 38.

$$f_{e_{m\acute{a}x}} = h_{m\acute{a}x} - h_s = 29,31 - 7,99 = 21,32m \quad (38)$$

Em seguida, obteve-se o valor do vão máximo para a tensão desejada. Este valor depende da flecha, que foi calculada previamente, além do peso do cabo e da carga de ruptura, os quais dependem do cabo utilizado. Logo, a partir destes parâmetros estimou-se o vão máximo para cada cabo utilizando a Equação 27.

$$A_e = \sqrt{\frac{8 \cdot 0,2 \cdot f_{e_{m\acute{a}x}} \cdot T_o}{p}} = \sqrt{\frac{34,1089 \cdot T_o}{p}}$$

4.1.2.2 Tensão de 230kV

Da mesma forma que no item anterior, calculou-se o número de isoladores necessários para a tensão de 230kV, usando a Equação 1.

$$n_i = \frac{V_{m\acute{a}x} \cdot s_i}{de} + 1 = \frac{\frac{230}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 \cdot 20}{320} + 1 = 8,71 = 9 \text{ isoladores}$$

Após, obteve-se o tamanho da cadeia de isoladores, como na Equação 35.

$$f_i = n_i \cdot P = 9 \cdot 0,146 = 1,31m$$

A altura de segurança foi calculada conforme pela Equação 36.

$$h_s = a + 0,01 \left(\frac{V_n}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 6,5 + 0,01 \left(\frac{230}{\sqrt{3}} - 50 \right) = 7,33m$$

Considerando a altura do braço em relação ao solo na torre de tipo B, bem como o tamanho da cadeia de isoladores e o comprimento das ferragens obteve-se a altura máxima do condutor e então a flecha máxima, como nas Equações 37 e 38.

$$h_{m\acute{a}x} = h_{bra\c{o}} - f_i - h_f = 28,05 - 1,314 - 0,5 = 26,24m$$

$$f_{e_{m\acute{a}x}} = h_{m\acute{a}x} - h_s = 26,236 - 7,33 = 18,91m$$

Por fim calculou-se o vão máximo, a partir da Equação 17.

$$A_e = \sqrt{\frac{8 \cdot 0,2 \cdot f_{e_{m\acute{a}x}} \cdot T_o}{p}} = \sqrt{\frac{30,2496 \cdot T_o}{p}}$$

4.1.2.3 Determinação do Condutor

Como critério, utilizou-se uma análise econômica através de custos para atender a NBR 5422. Considerou-se a tração axial equivalente a 20% da carga de ruptura do cabo para condições normais. Dessa forma, com o valor da flecha máxima foi possível calcular o valor da tração de ancoragem (T_o) com o auxílio da Equação 27. Em seguida, a partir da equação do vão equivalente obteve-se o vão máximo para cada cabo.

Após obter o vão máximo, dividiu-se a distância da linha por esse valor a fim de estimar o número mínimo de torres necessárias para esta LT. A Tabela 10 apresenta a massa de cada tipo de torre em quilograma. O custo de uma estrutura depende da quantidade de aço empregada e, portanto, de seu custo de mercado. Considerando o valor de R\$6,81 por quilograma, multiplicou-se esse valor pelo peso da torre a fim de estimar o preço de cada torre.

Tabela 10 – Massa das torres (kg)

Tipo de Torre	A	B
Suspensão	3373	2863
Ancoragem	4048	3436
Transposição	4453	3780
Ângulo	5566	4725

Através da Tabela 11, obteve-se o custo da fundação por torre considerando o material utilizado somado da mão-de-obra.

Tabela 11 – Preço da fundação em R\$/torre (Material + Mão-de-Obra)

Tipo de Torre	A	B
Suspensão	55.866,71	41.979,05

O custo das fundações e o custo do aço de cada torre foi multiplicada pela quantidade de torres mínimas calculadas anteriormente. O custo total foi obtido somando os custos das fundações com os custos do aço e somando o valor das perdas por quilômetro multiplicado pelo comprimento da linha.

Assim, escolheu-se o cabo Ortolan, 2 condutores e a tensão de 345kV, visto que tal escolha resulta em um custo total menor, de acordo com as Tabelas 7 e 8.

Tabela 12 – Parâmetros para escolha do cabo

Nomenclatura do Cabo	Vão Máximo para 345kV	Vão Máximo para 230kV	R\$x10⁶ para 345kV	R\$x10⁶ para 230kV
Cardinal	537,93	503,79	1,867	1,498
Ortolan	549,04	514,19	1,829	1,468
Bluejay	507,91	475,67	1,977	1,586
Finch	542,37	507,94	1,852	1,486
Bittern	508,29	476,03	1,976	1,585
Pheasant	539,85	505,59	1,860	1,493
Bobolink	503,90	471,92	1,993	1,599
Plover	538,08	503,92	1,866	1,497
Lapwing	505,22	473,15	1,988	1,595
Falcon	537,74	503,61	1,868	1,498
Bluebird	537,74	503,61	1,868	1,498

Tabela 13 – Custos totais dos cabos

Nomenclatura do Cabo	Custo Total R\$x10⁶ para 1 Cabo 345kV	Custo Total R\$x10⁶ para 2 Cabos 345kV	Custo Total R\$x10⁶ para 1 cabo 230kV	Custo Total R\$x10⁶ para 2 Cabos 230kV
Cardinal	5,725	4,995	8,467	6,145
Ortolan	5,499	4,849	8,039	5,903
Bluejay	5,583	5,059	7,881	5,974
Finch	5,403	4,885	7,721	5,826
Bittern	5,332	4,944	7,307	5,698
Pheasant	5,251	4,981	7,224	5,748
Bobolink	5,287	5,136	7,005	5,759
Plover	5,113	5,002	6,830	5,640
Lapwing	5,178	5,168	6,694	5,691
Falcon	5,065	5,147	6,579	5,684
Bluebird	4,995	5,552	6,056	5,862

4.1.3 Ampacidade e Capacidade

Através das equações contidas na Seção 2.1.2.3, determinaram-se as trocas de calor e então os limites de corrente e potência na LT. Na Tabela 14, encontram-se esses valores.

Tabela 14 – Ampacidade e Capacidade do Caso 1

Q Convecção	62,93	W/m
Q Irradiação	5,57	W/m
Q RadiaçãoSolar	15,41	W/m
I MáxCond	906,35	A
I MáxLT	1450,16	A
S MáxLT	866,56	MVA

4.1.4 Ferragens

As ferragens e isoladores escolhidos atendem a norma no sentido de suportar o peso dos cabos, atingindo no máximo 40% de suas cargas de ruptura, conforme a Equação 39.

$$F_{aplicada} = n \cdot p \cdot Av \cdot g = 2 \cdot 1,86 \cdot 450 \cdot 9,81 = 18.246,6 \text{ N} \quad (39)$$

Sendo:

n: o número de condutores por fase;

p: o peso do condutor e;

Av: o vão médio da LT.

As ferragens e isoladores escolhidos têm no mínimo 80kN de carga de ruptura. Dessa forma, não foi necessário utilizar cadeia de isoladores dupla.

4.1.4.1 Torres de Suspensão

Nas torres de suspensão foram utilizadas as ferragens da Tabela 15, cujos itens convencionais para uma cadeia de suspensão são apresentados por Labegalini (1992). O catálogo de fabricante utilizado foi o Salvi Eletro Fittings (SEF), o qual especifica os parâmetros de carga de ruptura, peso e altura de cada item.

Tabela 15 – Lista de Ferragens por Fase

Ferragens e Isoladores - Torre de Suspensão				
Unidades	Conjunto nas Fases A e C	Carga de Ruptura (kN)	Peso (kg)	Altura (mm)
1	Cavalote	160	1,15	90
1	Olhal bola	120	0,25	50
15	Isolador de vidro	80		146
1	Concha olhal	120	0,8	51
1	Manilha	120	0,6	65
1	Balancin duplicador	120	5,4	90
2	Grampo de suspensão	120	2,65	90
Comprimento total				2626

Esta tabela se aplica às fases externas da Torre A. No condutor central, ou seja, na fase B duplicam-se alguns itens devido à sua dupla sustentação: cavalote, olhar bola, cadeia de isoladores, concha olhal e manilha.

O balancin duplicador escolhido separa os condutores da fase em 40 centímetros e então tem-se 20 centímetros de raio do feixe. Os custos são dados pelas Equações 40, 41 e 42.

$$Custo_{faseA,C} = 2 \text{ fases} \cdot (477,00 + 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) = R\$ 3.054,00 \quad (40)$$

$$Custo_{faseB} = (2 \cdot 477,00 + 2 \cdot 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) = R\$ 3.054,00 \quad (41)$$

$$Custo_{total} = Custo_{faseA,C} + Custo_{faseB} = R\$ 6.108,00 \text{ por torre} \quad (42)$$

4.1.4.2 Torres de Ancoragem

Nas torres de ancoragem o custo com ferragens aumenta para R\$ 700,00, contando com duas cadeias de passagem no condutor B, usando as equações 40, 41 e 42.

$$Custo_{faseA,C} = 2 \text{ fases} \cdot (2 \cdot 700,00 + 2 \cdot 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) = R\$ 7.000,00$$

$$Custo_{faseB} = (2 \cdot 700,00 + 2 \cdot 193,00 + 4 \cdot 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) = R\$ 5.986,00$$

$$Custo_{total} = R\$ 12.986,00 \text{ por torre}$$

4.1.4.3 Torres de Transposição

Nas torres de transposição são utilizadas 3 cadeias de ancoragem e uma cadeia de passagem por condutor das fases A e C. Para a fase B utilizam-se duas cadeias de passagem. As equações 43, 44 e 45 mostram esse cálculo.

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{faseA,C}} &= 2 \text{ fases} \cdot (3 \cdot 700,00 + 193,00 + 4 \cdot 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) \\ &= \text{R\$ } 12.986,00 \end{aligned} \quad (43)$$

$$\text{Custo}_{\text{faseB}} = (3 \cdot 700,00 + 2 \cdot 193,00 + 5 \cdot 70,00 \cdot 15 \text{ isoladores}) = \text{R\$ } 7.736,00 \quad (44)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = \text{R\$ } 20.722,00 \text{ por torre} \quad (45)$$

4.1.5 Alocação de Torres

4.1.5.1 Tração de Ancoragem de Projeto

A tração de ancoragem definida como padrão é de 3.000 kgf. Esse valor foi escolhido submetendo o cabo a este esforço no vão médio de 450 metros. A tração axial resultante não ultrapassou os 20% da carga de ruptura do cabo Ortolan, que é 3.200 kgf.

Após a alocação das 39 estruturas, houve 4 vãos em que a tração de ancoragem foi modificada para evitar a restrição acima. Entre as torres 35 e 39 foi utilizada a tração de 2.000 kgf, pois se trata de uma região de depressão onde se pode aumentar a flecha, e trazer a tração axial excedida para dentro do limite da norma.

4.1.5.2 Condição de 90°C

Na condição de 90 °C, todos os vãos se mantiveram com a altura dos condutores acima da altura de segurança, logo não foi necessário aumentar a tração de ancoragem em nenhum vão em relação à tração de ancoragem padrão ou diminuir a distância entre uma torre e outra. Por exemplo, no vão de 760 metros entre as torres 8 e 9, a flecha aumenta de 74,11 para 75,43 metros, estando o condutor a 13,06 metros do solo. Neste caso a tração de ancoragem caiu para 2.907,47kgf.

4.1.5.3 Condição de -5 °C

Na condição de -5 °C, ou seja, no caso da linha estar desligada em uma temperatura ambiente muito baixa, foi necessário modificar a tração de ancoragem em um vão projetado. Entre as torres 38 e 39, no final do traçado, o vão possui apenas 150 metros. Se fosse utilizada a tração de 2.000 kgf prevista no item 4.1.5.2, a tração axial para essa condição seria de 5.387,54 kgf na torre mais alta, ultrapassando os

33% da carga de ruptura do condutor. Por isso, diminuiu-se a tração de ancoragem para 1.900 kgf e então a tração axial caiu para 4.925,94 kgf, estando dentro do limite de 33% da carga de ruptura para essa condição.

4.1.5.4 Condição de Vento de Projeto

O vento de projeto foi calculado pela Equação 46.

$$V_p = V_b \times K_r \times K_d \times (h_{med}/10)^{1/n} \quad (46)$$

Onde:

V_b: é o vento básico, estimado em 20m/s;

K_d: coeficiente de correção do período de integração, igual a 1,2;

K_r: é o coeficiente de rugosidade do terreno, igual a 1 para terreno aberto;

h_{med}: é a altura média do condutor e;

n: fator de correção da velocidade do vento em função da altura, igual a 11.

A altura média considerada tem como base um vão de 450 metros com tração de ancoragem 3000 kgf, conforme a Equação 47.

$$h_{med} = 29,374 - \frac{2}{3} \cdot 21,4 = 15,10733m \quad (47)$$

Assim, o vento de projeto é dado substituindo na Equação 46.

$$V_p = 20 \times 1 \times 1,2 \times \left(\frac{15,10733}{10} \right)^{1/11} = 24,9173m/s$$

Na condição de vento de projeto, que é aproximadamente 25 m/s, não foi ultrapassado o limite de 50% da carga de ruptura do cabo Ortolan nas trações axiais das torres alocadas. No vão entre as torres 8 e 9, tem-se o maior esforço axial, com um valor de 3.652,78 kgf na torre mais alta.

4.1.5.5 Força Resultante na Torre com Ângulo

Visto que a torre com ângulo exige um projeto diferenciado, torna-se importante calcular os esforços resultantes. Na torre de transposição 2, número 26, há uma deflexão de 18° na linha. Nesta torre, os custos foram maiores devido à força resultante exercida na torre. O cálculo da força é feito utilizando a Equação 29.

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 2 \cdot 3000 \cdot \sin \frac{18^\circ}{2} = 938,61 \text{ kgf/cabo}$$

Como serão utilizados dois cabos por fase, o valor da força será multiplicado por seis, tendo uma resultante de 5.631,64 kgf.

4.1.6 Efeito Corona

Determinou-se, primeiramente, se haveria efeito corona na linha de transmissão. Utilizando a Equação 31, calculou-se a densidade do ar no ponto mais alto da LT em relação ao nível do mar, a uma temperatura de 25°C.

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \times 25} \cdot \left[\frac{16.000 + 64 \times 25 - 861,36}{16.000 + 64 \times 25 + 861,36} \right] = 1,0738220 \text{ kg/m}^3$$

Calculou-se a pressão pela Equação 50.

$$p = h \times \rho \times g = 861,36 \times 1,073820 \times 9,81 = 9.073,72 \text{ N/m}^2 \quad (50)$$

Diminuiu-se a pressão encontrada do valor da pressão atmosférica no nível do mar na Equação 51.

$$p_{atm} = 101.325 - 9.073,72 = 92251,28 \text{ N/m}^2 = 691,88 \text{ mmHg} \quad (51)$$

Então, determinou-se o potencial crítico pela Equação 52.

$$E_C = 2121 \cdot m \cdot \frac{298}{273+t} \cdot \frac{p_{atm}}{760} \cdot RMG_C \cdot \ln \frac{DMG}{RMG_C} \quad (52)$$

$$E_C = 2121 \cdot 0,9 \cdot \frac{298}{273 + 25} \cdot \frac{691,88}{760} \cdot 0,0785 \cdot \ln \frac{9,4127}{0,0785} = 652,99 \text{ kV}$$

Pela comparação a seguir, notou-se que o potencial crítico não é ultrapassado pela tensão de fase da LT, conforme a Equação 53.

$$V_{FN} = 199,1858 < 652,98 \text{ kV} \quad (53)$$

Como a tensão fase neutro da linha é menor que o potencial crítico não há efeito corona. Em caso de chuva o potencial crítico cai em 20%, tendo um valor de 500,78kV, ou seja, mesmo com chuva, não há efeito corona.

4.1.7 Cabos de Guarda

O número de desligamentos pode ser estimado a partir do índice cerâmico da região onde localiza-se a LT, o qual indica o número de dias com trovoadas por ano. Considerou-se no projeto um índice cerâmico de 60 dias visto que a linha está próxima à fronteira do estado de Santa Catarina e então determina-se quantos cabos de guarda devem ser instalados. Primeiramente, pela Equação 48, determinou-se a densidade de raios para o solo (DRS).

$$DRS = 0,04 \times IC^{1,25} = 0,04 \times 60^{1,25} = 6,6796 \frac{\text{raios}}{\text{km}^2\text{ano}} \quad (48)$$

Para este DRS, devem ser colocados dois cabos de guarda que estejam bem aterrados, e também varistores de óxido metálico, a partir da Tabela 16. Os cabos de guarda utilizados são do modelo HS 3/8". Suas resistências para uma corrente zero tem o valor de 2,299 Ω/km .

Tabela 16 – Densidade de raios para o solo e cobertura típica

DRS (raios/km²ano)	Cobertura Típica
0,1 – 0,3	Sem cobertura
0,3 – 1	Um cabo
1 – 3	Dois cabos
3 – 10	Dois cabos, bom aterramento e varistores de Óxido Metálico (MO)
10 – 30	Três ou mais cabos, bom aterramento e varistores de MO

4.1.8 Ângulo de Balanço

O conjunto de ferragens e isoladores, sob a ação do vento, tendem a movimentar-se. O ângulo máximo formado entre a posição inicial e o ponto de maior ação do vento é chamado ângulo de balanço. Esse deve ser calculado para garantir a ausência de descargas das fases para a estrutura.

Os conceitos de vão de vento e vão de peso, utilizados neste cálculo, são apresentados na NBR 5422. De acordo com ela, a primeira é a média aritmética dos vãos adjacentes a uma estrutura, enquanto a segunda é a distância entre os pontos com tangente horizontal das catenárias dos vãos adjacentes a uma estrutura.

O ângulo de balanço foi calculado no pior caso, que é onde o vão de peso, determinado pela Equação 54, é muito menor em relação ao vão de vento, dado pela Equação 55. No projeto, isto ocorre na torre 36.

$$A_p = 42,37 + 49,72 = 92,08 \text{ m} \quad (54)$$

$$A_v = \left(\frac{A_i + A_j}{2} \right) = \frac{500 + 350}{2} = 425 \text{ m} \quad (55)$$

$$q_0 = 370,42 \text{ N/m}^2 = 37,76 \text{ kgf/m}^2$$

$$\phi = 2 \cdot 1,54051 \text{ cm} = 0,0308102 \text{ m}$$

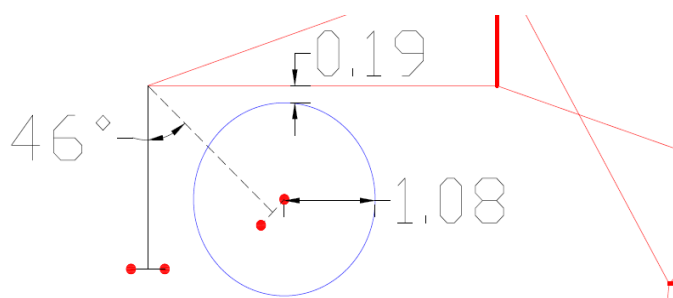
O ângulo de balanço é dado pela Equação 56.

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_0 \cdot \phi}{p \cdot \left(\frac{Ap}{Av} \right)} \right) = \tan^{-1} \left(0,37 \cdot \left(\frac{37,76 \cdot 0,0308102}{1,86 \cdot \left(\frac{92,08}{425} \right)} \right) \right) = 46,88^\circ \quad (56)$$

A distância mínima de descarga é calculada pela Equação 57, enquanto na Figura 22 observa-se a distância mínima garantida.

$$C_d = 0,03 + 0,005 \cdot V_{FN} = 0,03 + 0,005 \cdot \frac{345 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 1,075 \text{ m} \quad (57)$$

Figura 22 – Ângulo de balanço do Caso 1



Fonte: (Autor do trabalho).

4.1.9 Modelo π Equivalente

O modelo π equivalente é dado a partir das características da linha de transmissão projetada, conforme a Tabela 17.

Tabela 17 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 1

R	0,06463642	Ω/km
L	0,000980239	H/km
C	1,17464E-08	F/km
RLT	0,581138943	Ω
XL	6,645013026	Ω
BC	7,96287E-05	S

Determinaram-se então os parâmetros, expostos na Tabela 18.

Tabela 18 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 1

Z'	0.0323+0.3695i
Y'	4.42829E-06i
Z_c	289.1527-12.6198i
γ	0.00005588+0.0013i
γ · l	0.0010+0.0230i
cosh	0.9997+0.00002313i
sinh	0.0010+0.0230i
A	0.9997+0.00002313i
B	0.5810+6.6444i
C	-6.1411E-10+0.00007962i

4.1.10 Regulação de Tensão

Através da tabela de parâmetros do modelo exato, foi possível determinar a regulação de tensão, baseando-se na Equação 58. A regulação de tensão determina a variação de tensão fornecida ao final do trecho em configuração à plena carga e à vazio.

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R \quad (58)$$

Para que se tenha uma tensão de 1pu como tensão recebida na carga em sua condição nominal no final da LT, a tensão no emissor é dada por V_S .

$$V_S = 1,01 \angle 0,77^\circ \text{ pu}$$

Aplicou-se este valor na entrada da LT para a configuração à vazio.

$$V_R = \frac{V_S}{A} = \frac{1,01 \angle 0,77^\circ}{0,99974 \angle 0^\circ} = 1,0127 \angle -0,77^\circ$$

Logo, a regulação de tensão foi dada pela Equação 59.

$$\text{Reg. Tensão} = \frac{|V_{R \text{ à vazio}}| - |V_{R \text{ pc}}|}{V_{R \text{ pc}}} \times 100\% = \frac{1,01027 - 1,01}{1,01} \times 100\% = 0,0267\% \quad (59)$$

Onde:

$V_{R \text{ à vazio}}$: é a tensão recebida ao final da LT sem carga e;

$V_{R \text{ pc}}$: é a tensão recebida ao final da LT à plena carga.

4.1.11 Potência Natural

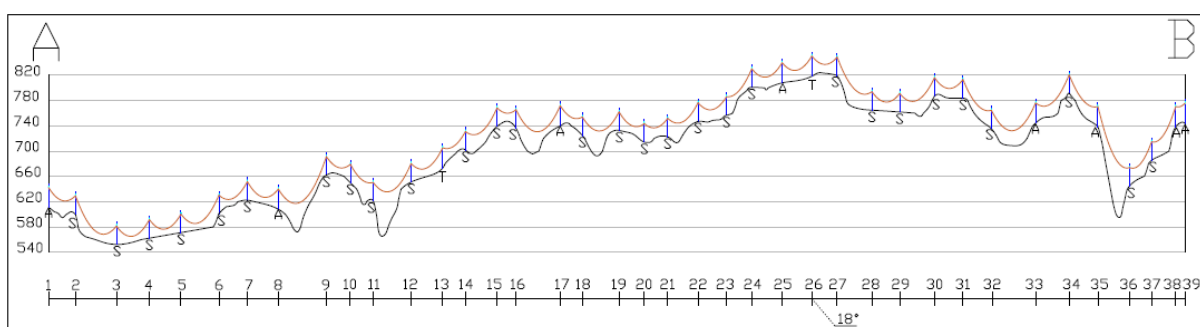
A potência natural representa a potência máxima a ser transmitida no caso de não haverem perdas elétricas na LT. Neste caso, calculou-se a potência natural pela Equação 60.

$$PN = \frac{(kV_N)^2}{Z_o} = \frac{345^2}{288,79} = 412,1506MW \quad (60)$$

4.1.12 Perfil da LT do Caso 1

Com o projeto concluído, é apresentado o traçado da LT do Caso 1 na Figura 23. A escala horizontal está reduzida em cem vezes a escala vertical.

Figura 23 – Alocação de torres Caso 1



Fonte: (Autor do trabalho).

4.2 PROJETO CONDUTOR ACCC – COMPARAÇÃO DE MCM

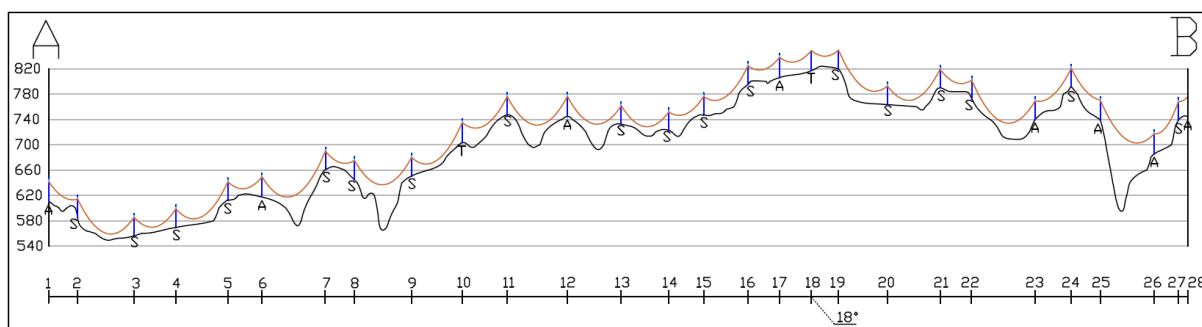
O condutor escolhido foi o chamado Curlew, de MCM 1033. Esse valor está próximo ao MCM 1033,5 do cabo ACSR Ortolan do primeiro caso. Na Tabela 19 comparou-se algumas características de ambos.

Tabela 19 – Características eletromecânicas comparadas ao Caso 1

Cabo	Raio Externo (cm)	Peso (kg/km)	Módulo de Elasticidade (MPa)	Carga de Ruptura (kgf)	Coefficiente de Dilatação Térmica ($10^{-6}/^{\circ}\text{C}$)	$R_{60^{\circ}\text{C}}$ (Ω)
ACSR Ortolan	1,54	1860	69900	16000,00	20,52	0,0646
ACCC Curlew	1,45	1610	112300	22229,90	17,50	0,0632

A alocação das torres e dos condutores pode ser vista na Figura 24.

Figura 24 – Alocação de torres Caso 2



Fonte: (Autor do trabalho).

Os demais resultados de projeto para o Caso 2 encontram-se no Apêndice A.

4.3 PROJETO CONDUTOR ACCC – COMPARAÇÃO DE RAIOS

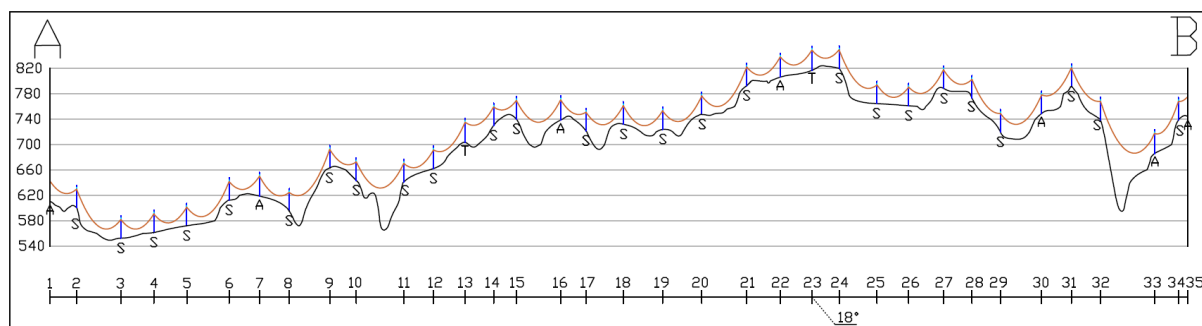
O condutor escolhido foi o chamado Cardinal, de raio externo 1,5215cm. Esse valor está próximo ao raio externo de 1,5405 do cabo ACSR Ortolan do primeiro caso. Na Tabela 20 comparou-se algumas características de ambos.

Tabela 20 – Características eletromecânicas comparadas no Caso 3

Cabo	Raio Externo (cm)	Peso (kg/km)	Módulo de Elasticidade (MPa)	Carga de Ruptura (kgf)	Coefficiente de Dilatação Térmica ($10^{-6}/^{\circ}\text{C}$)	$R_{60^{\circ}\text{C}}$ (Ω)
ACSR Ortolan	1,5405	1860	69900	16000,00	20,52	0,0646
ACCC Cardinal	1,5215	1823	116000	16825,38	19,30	0,0536

A alocação das torres e dos condutores pode ser vista na Figura 25.

Figura 25 – Alocação de torres Caso 3



Fonte: (Autor do trabalho).

Os demais resultados de projeto para o Caso 3 encontram-se no Apêndice B.

4.4 PROJETO CONDUTOR ACCC – COMPARAÇÃO DE CAPACIDADE

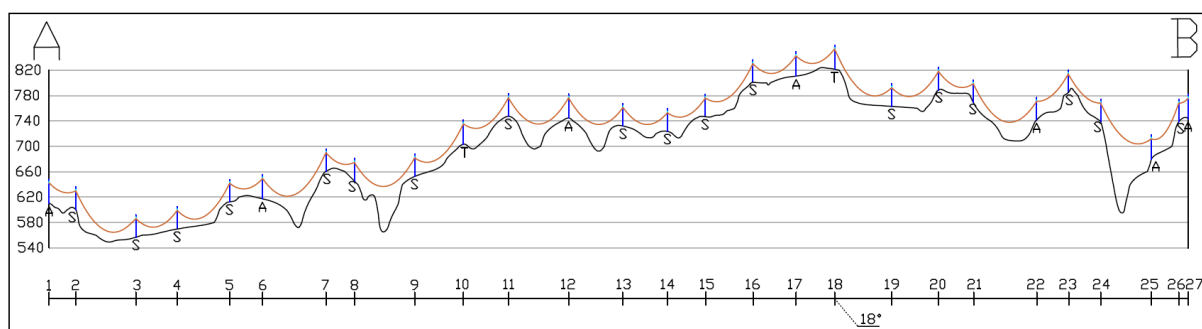
O condutor escolhido foi o chamado Pasadena, de capacidade de transmissão calculada de 981,52 MVA, na configuração de dois condutores por fase. Esse valor está próximo de capacidade de 866,56 MVA dos dois cabos por fase ACSR Ortolan do primeiro caso. Não foi possível aproximar mais as capacidades pois o cabo Pasadena é o menor condutor disponível na construção ACCC. Na Tabela 21 comparou-se algumas características de ambos.

Tabela 21 – Características eletromecânicas comparadas no Caso 4

Cabo	Raio Externo (cm)	Peso (kg/km)	Módulo de Elasticidade (MPa)	Carga de Ruptura (kgf)	Coefficiente de Dilatação Térmica ($10^{-6}/^{\circ}\text{C}$)	$R_{60^{\circ}\text{C}}$ (Ω)
ACSR Ortolan	1,5405	1860	69900	16000,00	20,52	0,0646
ACCC Pasadena	0,7825	478	112300	7025,87	17,6	0,2086

A alocação das torres e dos condutores pode ser vista na Figura 26.

Figura 26 – Alocação de torres Caso 4



Fonte: (Autor do trabalho).

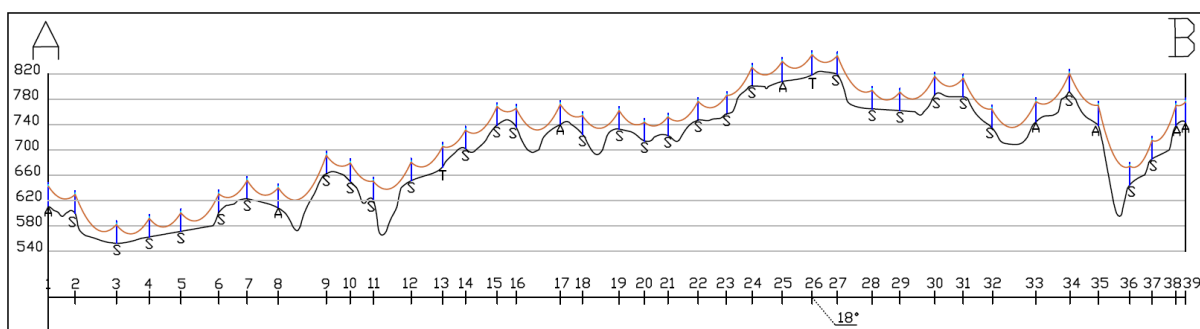
Os demais resultados de projeto para o Caso 4 encontram-se no Apêndice C.

4.5 PROJETO DE RECONDUTORAMENTO

O critério de escolha do condutor no último caso se deu pela comparação de dois parâmetros: fator massa/comprimento e raio externo. O primeiro diz respeito à manutenção da integridade das estruturas existentes, enquanto o segundo se relaciona com a reutilização dos grampos das ferragens nas torres de suspensão. O condutor escolhido foi o chamado Cardinal, cujas características estão na Tabela 20 do caso 3.

A alocação das torres e dos condutores pode ser vista na Figura 27.

Figura 27 – Alocação de torres Caso 5



Fonte: (Autor do trabalho).

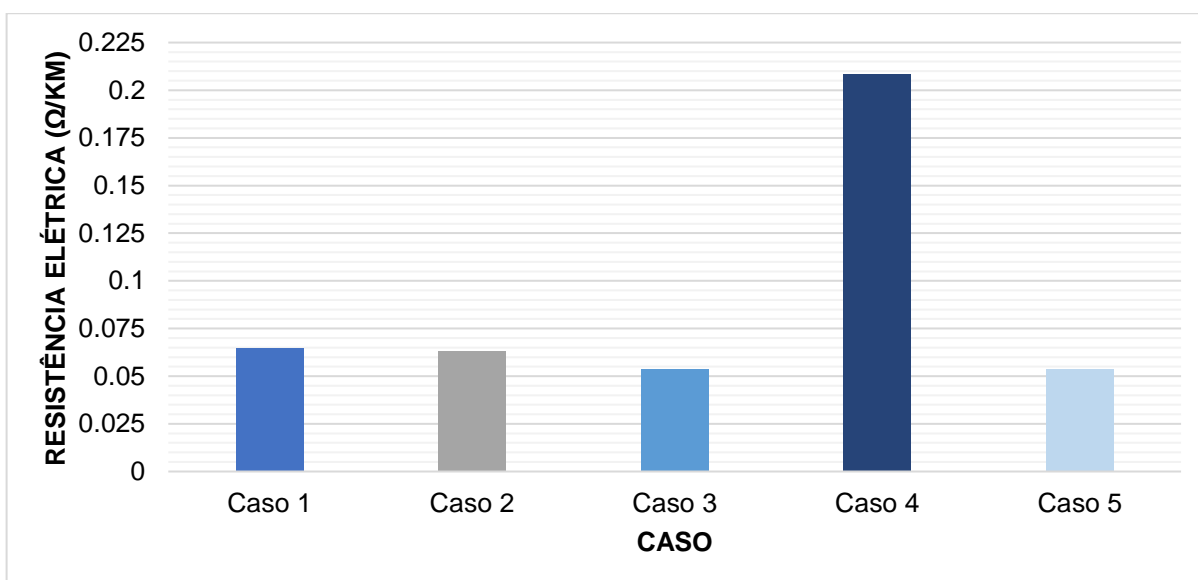
Os demais resultados de projeto para o Caso 5 encontram-se no Apêndice D.

5 DISCUSSÃO

5.1 CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS

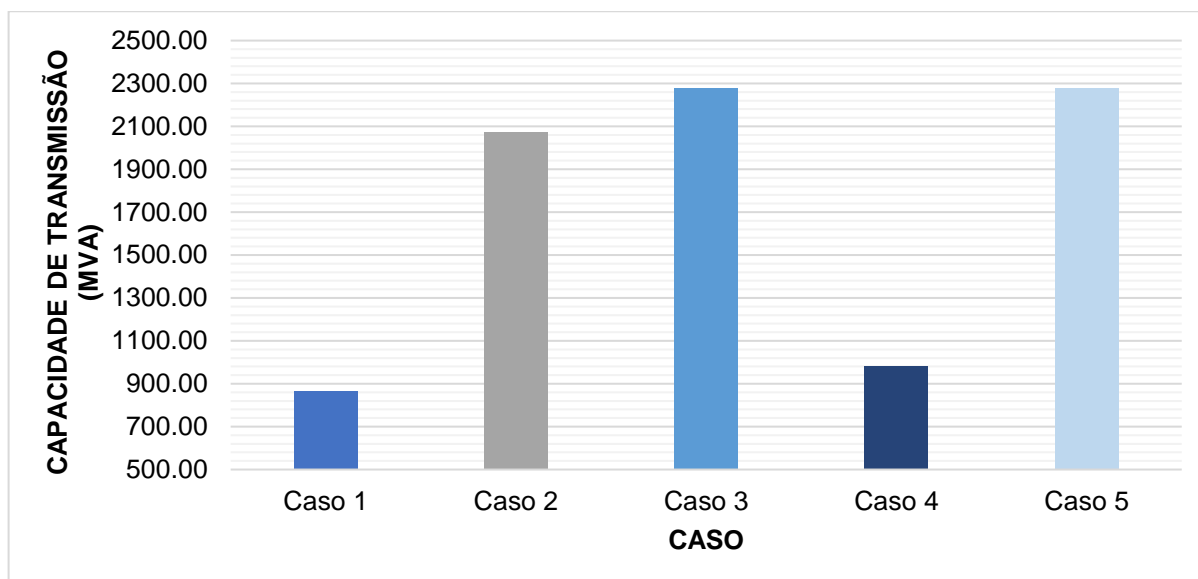
Dois parâmetros elétricos essenciais para a caracterização de uma LT são a impedância e a capacidade de transmissão. Na composição da impedância, os valores de reatância indutiva e susceptância shunt não tiveram variações significativas. Portanto, na Figura 28 é apresentada a resistência elétrica por quilômetro enquanto na Figura 29 se encontram os valores de capacidade de transmissão para cada caso.

Figura 28 – Comparação da Resistência Elétrica



Fonte: (Autor do trabalho).

Figura 29 – Comparação da Capacidade de Transmissão



Fonte: (Autor do trabalho).

Em termos de resistência elétrica, o caso 2 apresenta uma queda de aproximadamente 2% em relação ao projeto em ACSR por apresentarem uma área útil de alumínio praticamente iguais, por se tratar de uma comparação de MCM. Já nos casos 3 e 5 a queda da resistência chega a mais de 17% devido aos filamentos trapezoidais, que aproveitam melhor a seção do condutor. No caso 4, por se tratar de um condutor de MCM menor, a resistência quadruplica em relação ao caso 1.

A resistência interfere diretamente na capacidade de transmissão, pois na medida que diminui, aumenta a corrente e conseqüentemente a capacidade na LT. Porém, o principal fator de aumento da capacidade está na capacidade de transmissão à 180°C em regime permanente que, aliado ao baixo coeficiente de expansão linear, resultam em LTs de grande capacidade e pequenas flechas.

5.2 CUSTO DE IMPLEMENTAÇÃO

5.2.1 Casos de Projetos Novos

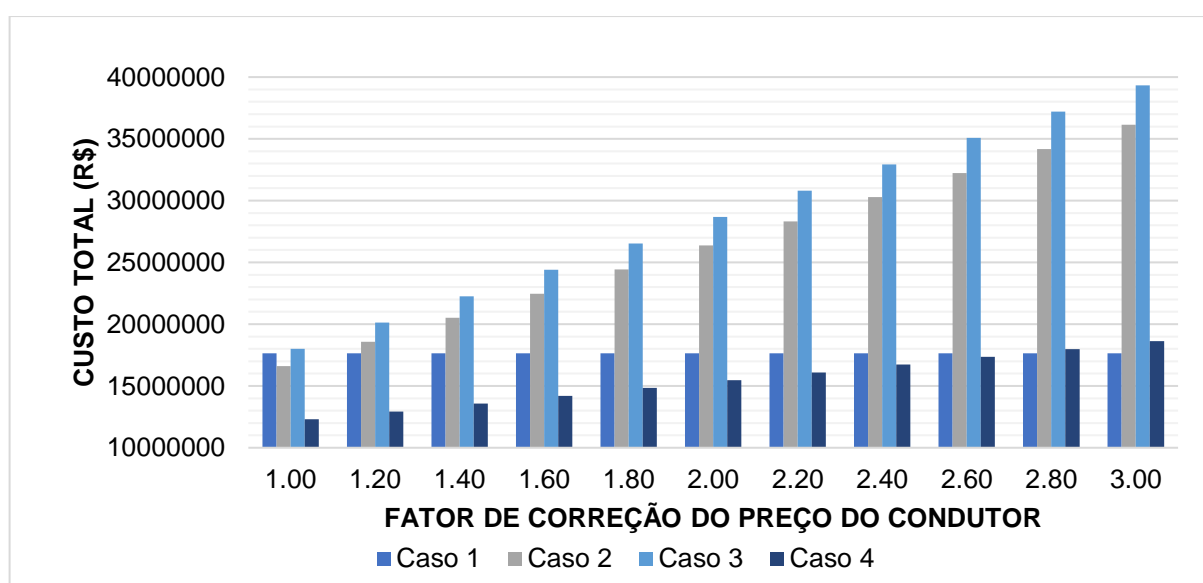
Na construção de LTs novas, os quatro primeiros casos apresentam-se como opções para implementação. Seus custos totais estão na Tabela 22.

Tabela 22 – Comparação de custos totais

	Caso 1 (R\$)	Caso 2 (R\$)	Caso 3 (R\$)	Caso 4 (R\$)
Torres	3.133.699,89	2.266.494,65	2.818.352,53	2.187.657,81
Ferragens	322.464,00	255.276,00	298.032,00	249.168,00
Perdas Elétricas	1.060.232,90	1.037.279,88	879.399,67	3.422.300,10
Mão de Obra	190.979,64	140.445,35	172.603,54	135.851,33
Cabos de Guarda	115.367,50	115.367,50	115.367,50	115.367,50
Faixa de Passagem	3.045.933,71	3.045.933,71	3.045.933,71	3.045.933,71
Condutores	9.771.316,59	9.756.521,70	10.669.887,03	3.153.251,74
Total	17.639.994,24	16.617.318,80	17.999.575,99	12.309.530,20

Estes dados apresentam os custos considerando a tabela de preços do condutor ACSR e fazendo a sua equivalência para mesmo MCM para os condutores ACCC, visto que os fabricantes não disponibilizam o valor de venda dos cabos ACCC. Em contato com estes e outras pesquisas de mercado foi possível estipular o seu custo como 2 a 3 vezes o do ACSR, com tendência a diminuir cada vez mais. Os condutores representam o maior custo em um projeto representando, no caso 1, 55,4% do custo total. No gráfico da Figura 30 têm-se os valores totais aplicando fatores de correção no preço do condutor ACCC de 1 a 3 vezes o valor do ACSR.

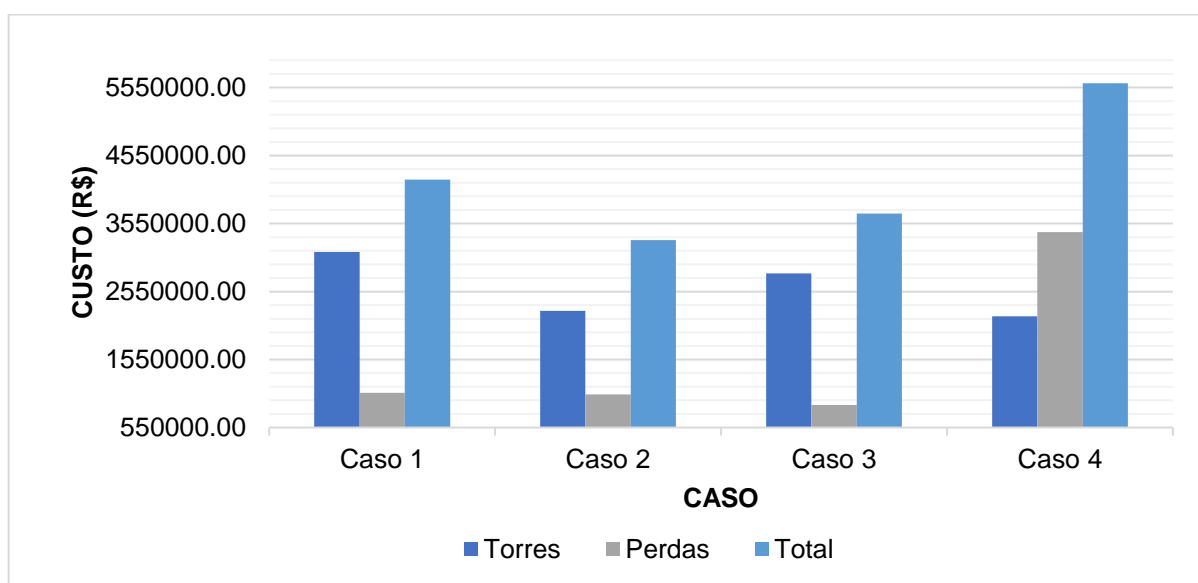
Figura 30 – Comparação de custos totais com correção de preço



Fonte: (Autor do trabalho).

Os custos com estruturas e com perdas elétricas são variáveis de acordo com a escolha do condutor e, portanto, determinam a viabilidade econômica. Na Figura 31 esses custos são comparados. Nesses parâmetros, os casos 2 e 3 são menos custosos, porém o caso 4 possui maiores perdas por possuir uma seção muito reduzida.

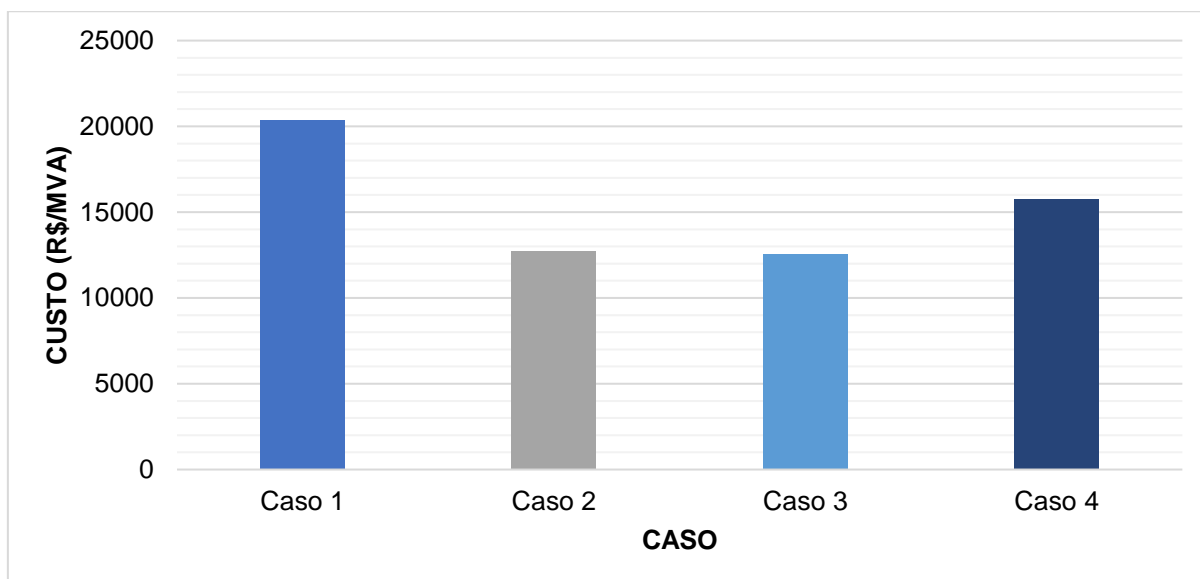
Figura 31 – Comparação de custos com estruturas e perdas elétricas



Fonte: (Autor do trabalho).

Apesar dos maiores custos gerais pelo fato do condutor ACCC ser maior, vale a análise de ganho de capacidade de transmissão que, em todos os casos que esses foram utilizados, superou o condutor ACSR. Para tanto, calcula-se o custo da LT por MVA de capacidade de transmissão, para um fator de correção de custo de duas vezes o condutor ACSR, conforme a Figura 32.

Figura 32 – Custo por MVA para os casos de 1 a 4



Fonte: (Autor do trabalho).

Por fim, observa-se que, para a implementação de uma nova LT, o custo por MVA é reduzido quando se usam os condutores com núcleo em compósito.

5.2.2 Caso de Recondutoramento

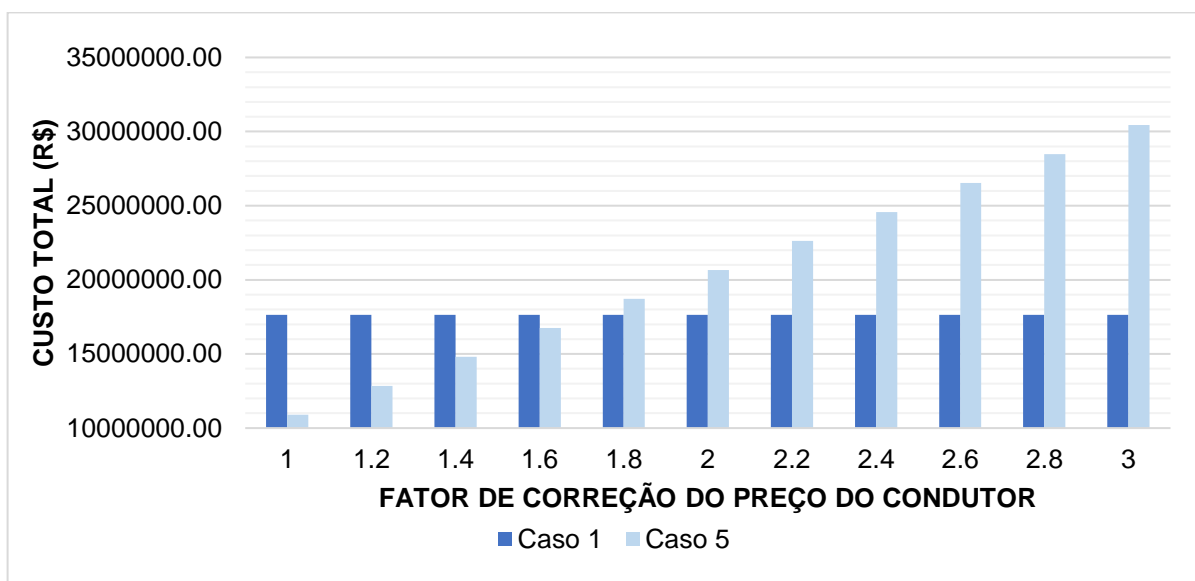
Inicialmente, os custos para a repotencialização através do recondutoramento incluem: a substituição dos grampos em estruturas de ancoragem, considerando 20% do custo previsto para uma LT nova; preço do condutor ACCC igual ao preço de um cabo ACSR de MCM equivalente, desconsideração do custo com torres, mão de obra para as instalar, cabos de guarda e faixa de passagem. A partir disso, têm-se a previsão de custos comparada na Tabela 23.

Tabela 23 – Comparação de custos totais nos casos 1 e 5

	Caso 1 (R\$)	Caso 5 (R\$)
Torres	3.133.699,89	-
Ferragens	322.464,00	64.492,80
Perdas	1.060.232,90	879.399,67
Mão de Obra	190.979,64	190.979,64
Cabos de Guarda	115.367,50	-
Faixa de Passagem	3.045.933,71	-
Cabos	9.771.316,59	10.669.338,65
Total	17.639.994,24	11.804.210,76

Da mesma forma que no item 5.2.1, calculam-se os custos para uma faixa de custo dos condutores ACCC de 1 a 3 vezes o ACSR, obtendo os resultados da Figura 33.

Figura 33 – Comparação de custos totais nos casos 1 e 5 com correção de preço

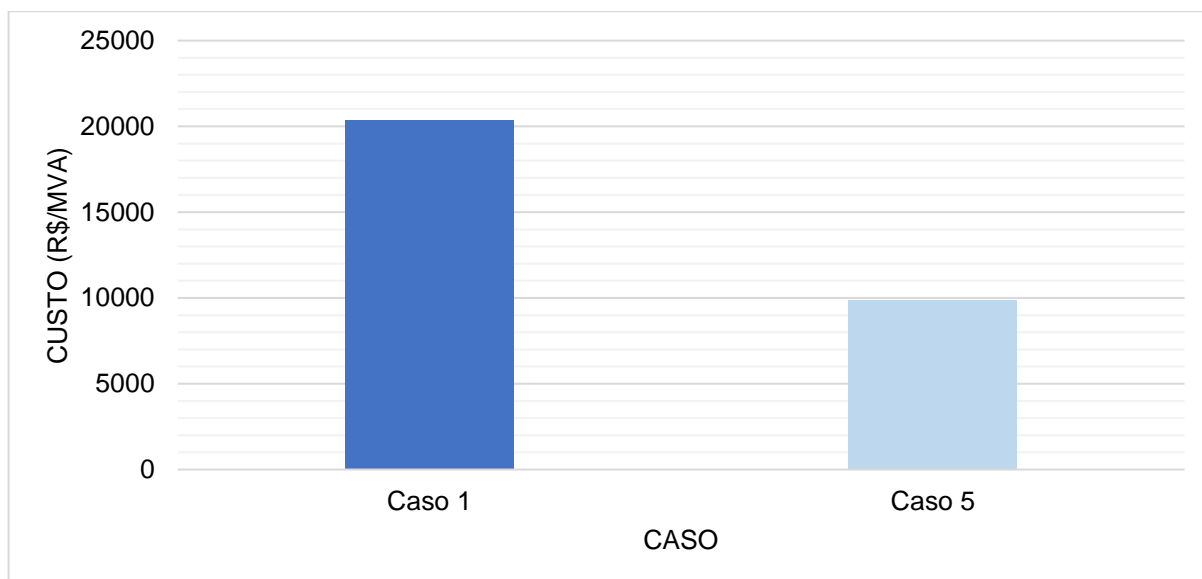


Fonte: (Autor do trabalho).

O custo total do projeto de recondutoramento é menor até um custo do condutor ACCC 80% maior do que o ACSR, de acordo com a Figura 33. Esse dado demonstra a viabilidade econômica de implementação da repotencialização.

A fim de calcular o custo por MVA, para assim ter uma comparação adequada, equivaleram-se as capacidades das linhas através de uma regra de três simples, visto que a comparação que se faz é da construção de uma LT nova com o condutor ACSR para dobrar a potência de transmissão. Assim, um recondutoramento com cabo ACCC que seja equivalente a capacidade de uma LT de 866,56MVA, custaria R\$ 8.544.987,68. Portanto, o custo por MVA é dado pela Figura 34, usando o preço do condutor ACCC duas vezes o do ACSR.

Figura 34 – Custo por MVA para os casos 1 e 5



Fonte: (Autor do trabalho).

Para realizar o recondutoramento, neste estudo de caso, seria necessário aproximadamente a metade do valor especificado para construir uma LT nova igual a existente de mesma capacidade de transmissão.

Além do ganho de capacidade em relação ao custo total, existe a vantagem de não ser necessária a construção de novas LTs. O processo de implementação de LTs exige uma série de negociações de faixa de passagem, travessia de rodovias, alterações geográficas e licenciamentos ambientais. Por consequência, o tempo de projeto e execução se torna elevado. Associado a isso, evita-se o desmatamento das regiões por onde passa a LT. Em suma, as vantagens associadas ao condutor de núcleo em compósito apresentam ao setor energético uma alternativa à constante demanda de projetos de novas LTs.

6 CONCLUSÃO

Os projetos de linhas de transmissão trazem consigo uma série de variáveis geográficas, mecânicas e elétricas, possuindo cada um deles características únicas.

A partir dos métodos de cálculo já indicados, os estudos de caso proporcionaram uma análise da realidade comparando a instalação de novas LTs e também repotencialização das mesmas.

Os novos condutores que utilizam a tecnologia de núcleo em compósito permitiram o melhor aproveitamento elétrico e econômico em todos os casos. Isso é resultado do elevado ponto de operação a temperatura de 180°C, que aumenta significativamente sua capacidade de transmissão, aliado ao baixo coeficiente de expansão linear. Por consequência, é possível reduzir o número de estruturas em linhas novas, já que a flecha resultante é de menor dimensão.

O ponto limitante, até então, diz respeito ao custo de aquisição dos condutores ACCC que, apesar da gradual queda de preços, ainda possui maior valor em relação aos condutores ACSR. A tendência de mercado com a popularização da tecnologia mostra-se promissora e, no Brasil, algumas empresas já oferecem o produto.

Podem ser incluídos estudos de caso para LTs de diferentes extensões e potências. Além disso, cabe a análise da influência sobre a tarifa de uso do sistema de transmissão, hoje vigente no Brasil, que depende diretamente da impedância característica e da capacidade de transmissão.

Em vista disso, este trabalho abre a possibilidade para estudos do impacto econômico e ambiental da implementação dos condutores ACCC no planejamento da expansão do SIN.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D. **Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão**. 2. ed. Editora Edgard Blücher LTDA, 1992.
- [2] FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica, Linhas Aéreas Volume 1**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editota S.A., 1977.
- [3] FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica, Linhas Aéreas Volume 2**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editota S.A., 1977.
- [4] MIGLIAVACCA, G. **Advanced Technologies for Future Transmission Grids**. Editora Springer-Verlag London, 2013.
- [5] THE ALUMINUM ASSOCIATION. **Aluminum Electrical Conductor Handbook**. 3rd ed., 1989.
- [6] CIGRE. **Results of the questionnaire concerning high temperature conductor fittings Task Force B2**. 2004.
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7270: Cabos de Alumínio Nus com Alma de Aço Zincado para Linhas Aéreas**. 2010.
- [8] CTC GLOBAL CORPORATION. **Engineering Transmission Lines with High Capacity Low Sag ACCC Conductors**. 1st ed. 2011.
- [9] CTC GLOBAL. **A subsidiary of Composite Technology Corporation**. ACCC Technology Overview. Disponível em: <<http://www.ctcglobal.com>>. Acesso em: 8 ago. 2018.
- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O Sistema em Números**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 10 set. 2018.
- [11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Programa de Expansão da Transmissão/Plano de Expansão de Longo Prazo, Ciclo 2018 – 2º Semestre**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>>. Acesso em: 10 set. 2018.
- [12] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Departamento de Desenvolvimento Energético. **Plano Nacional de Eficiência Energética**. 2011.
- [13] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica**. 1985.
- [14] ALUBAR ALTEC. **Catálogo Técnico Condutores Elétricos de Alumínio**. Disponível em: <<https://www.alubar.net.br/produtos-solucoes/aluminio>>. Acesso em 10 out. 2018.
- [15] VASCONCELOS, G. C. **Estudo da Aplicabilidade do Sistema Pultrudado de Fenólica/Fibras de Carbono em Cabos Condutores**. 2015. Dissertação (Mestrado

em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, SP, 2015.

[16] SILVA, T. A. **Utilização de Cabos de Alta Temperatura em Linhas Aéreas em Média Tensão**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) – Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Porto, Portugal, 2015.

[17] ALAWAR, A., BOSZE, E. J., NUTT, S. R. **A Composite Core Conductor for Low Sag at High Temperature**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 3, p. 2193-2199, jul., 2005.

[18] GRIGSBY, L. L. **The Electric Power Engineering Handbook: Electric Power Generation, Transmission, and Distribution**. 3rd ed. CRC Press, 2012.

[19] SALVI ELETRO FITTINGS. **Catálogo de Ferragens e Acessórios para Linhas de Transmissão**. 1. ed. 2010.

[20] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. 2001.

APÊNDICE A – CÁLCULOS DO CASO 2

Ampacidade e Capacidade

Tabela 24 – Ampacidade e Capacidade do Caso 2

Q Convecção	271,07	W/m
Q Irradiação	40,63	W/m
Q RadiaçãoSolar	14,48	W/m
I MáxCond	2167,99	A
I MáxLT	3468,78	A
S MáxLT	2072,79	MVA

Esforços e Tração de Ancoragem

A tração de projeto padrão foi determinada como 4.000 kgf. Essa escolha se deu por um ser um valor menor que 20% da carga de ruptura do cabo, que é 4.446 kgf.

Houveram 2 vãos em que a tração de ancoragem foi modificada para evitar a restrição acima. Entre as torres 26 e 28 foi utilizada a tração de 2.000 kgf, pois se trata de uma região de depressão onde se pode aumentar a flecha, e trazer a tração axial excedida para dentro do limite da norma.

Condição de 90°C

Na condição de 90 °C, todos os vãos se mantiveram com a altura dos condutores acima da altura de segurança, logo não foi necessário aumentar a tração de ancoragem em nenhum vão em relação à tração de ancoragem padrão ou diminuir a distância entre uma torre e outra. Por exemplo, no vão de 1.000 metros entre as torres 6 e 7, a flecha aumenta de 72,71 para 74,49 metros, estando o condutor à 9,81 metros do solo. Neste caso a tração de ancoragem caiu para 3.857,97 kgf.

Condição de - 5 °C

Na condição de -5 °C, ou seja, da linha estar desliga em uma temperatura ambiente muito baixa, foi necessário modificar a tração de ancoragem em um vão projetado. Entre as torres 27 e 28, no final do traçado, o vão possui apenas 149,25 metros. Se fosse utilizada a tração de 4.000 kgf prevista, a tração axial para essa

condição seria de 11.609,14 kgf na torre mais alta, ultrapassando os 33% da carga de ruptura do condutor. Por isso, diminuiu-se a tração de ancoragem para 2.000 kgf e então a tração axial caiu para 6.495,03 kgf, estando dentro do limite de 33% da carga de ruptura.

Condição de Vento de Projeto

Na condição de vento de projeto, que é aproximadamente 25 m/s, não foi ultrapassado o limite de 50% da carga de ruptura do cabo Curlew nas trações axiais das torres alocadas. No vão entre as torres 6 e 7, tem-se o maior esforço axial, com um valor de 4.911,49 kgf na torre mais alta.

Força Resultante na Torre com Ângulo

Na torre de transposição 2, número 18, há uma deflexão de 18° na linha. Nesta torre, os custos foram maiores devido à força resultante exercida na torre. O cálculo da força é feito abaixo:

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 2 \cdot 4000 \cdot \sin \frac{18^\circ}{2} = 1.251,47 \text{ kgf/cabo}$$

Como serão utilizados dois cabos por fase, o valor da força será multiplicado por seis, tendo uma resultante de 7.508,85 kgf.

Ângulo de Balanço

O ângulo de balanço foi calculado no pior caso, que é onde o vão de peso é muito menor em relação ao vão de vento. No projeto, isto ocorre na torre 26.

$$A_v = \left(\frac{A_i + A_j}{2} \right) = \frac{850 + 380}{2} = 615 \text{ m}$$

$$A_p = 271,11 + 25,04 = 296,15 \text{ m}$$

$$k = 0,37$$

$$q_0 = 399,93 \text{ N/m}^2 = 40,77 \text{ kgf/m}^2$$

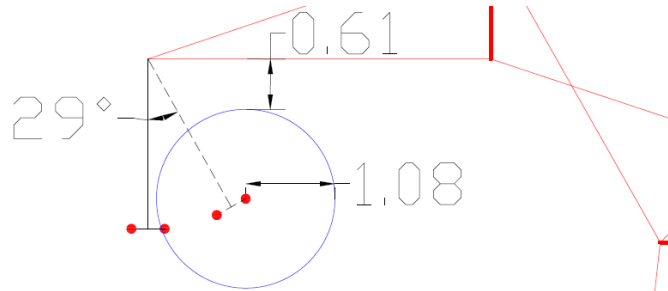
$$\phi = 2 \cdot 1,448 \text{ cm} = 0,02896 \text{ m}$$

O ângulo de balanço e a distância mínima de descarga são calculados abaixo, enquanto na Figura 35 tem-se a distância de segurança garantida.

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_o \cdot \varphi}{p \cdot \left(\frac{Ap}{Av} \right)} \right) = \tan^{-1} \left(0,37 \cdot \left(\frac{40,77 \cdot 0,02896}{1,61 \cdot \left(\frac{296,15}{615} \right)} \right) \right) = 29,40^\circ$$

$$C_d = 0,03 + 0,005 \cdot V_{FN} = 0,03 + 0,005 \cdot \frac{345 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 1,075m$$

Figura 35 – Ângulo de balanço do Caso 2



Fonte: (Autor do trabalho).

Modelo π Equivalente

Tabela 25 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 2

R	0,063237103	Ω/km
L	0,000982325	H/km
C	1,16693E-08	F/km
RLT	0,578111087	Ω
XL	6,659154564	Ω
BC	7,91061E-05	S

Tabela 26 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 2

Z'	0,0321+0,3703i
Y'	4,3992E-06i
Z_c	290,4107-12,5823i
γ	0,00005535+0,0013i
$\gamma \cdot l$	0,0010+0,0230i
cosh	0,9997+0,00002286i
sinh	0,0010+0,0230i
A	0,9997+0,00002286i
B	0,5780+6,6586i
C	-6,0292E-10+0,00007910i

Regulação de Tensão

$$\text{Reg. Tensão} = \frac{|V_{R \text{ à vazão}}| - |V_{R pc}|}{V_{R pc}} \times 100\% = \frac{1,01026 - 1,01}{1,01} \times 100\% = 0,0257\%$$

Potência Natural

$$PN = \frac{(kV_N)^2}{Z_o} = \frac{345^2}{290,14} = 410,2358MW$$

APÊNDICE B – CÁLCULOS DO CASO 3

Ampacidade e Capacidade

Tabela 27 – Ampacidade e Capacidade do Caso 3

Q Convecção	277,15	W/m
Q Irradiação	42,70	W/m
Q RadiaçãoSolar	15,21	W/m
I MáxCond	2383,73	A
I MáxLT	3813,97	A
S MáxLT	2279,06	MVA

Esforços e Tração de Ancoragem

A tração de projeto padrão foi determinada como 3.200kgf. Essa escolha se deu por um ser um valor menor que 20% da carga de ruptura do cabo, que é 3.365kgf.

Houveram 2 vãos em que a tração de ancoragem foi modificada para evitar a restrição acima. Entre as torres 33 e 35 foi utilizada a tração de 2.000kgf, pois se trata de uma região de depressão onde se pode aumentar a flecha, e trazer a tração axial excedida para dentro do limite da norma.

Condição de 90°C

Na condição de 90°C, todos os vãos se mantiveram com a altura dos condutores acima da altura de segurança, logo não foi necessário aumentar a tração de ancoragem em nenhum vão em relação à tração de ancoragem padrão ou diminuir a distância entre uma torre e outra. Por exemplo, no vão de 852,5m entre as torres 32 e 33, a flecha aumenta de 81,84 para 83,22m, estando o condutor à 27,89m do solo. Neste caso a tração de ancoragem caiu para 3.111,25kgf.

Condição de - 5 °C

Na condição de -5 °C, ou seja, da linha estar desliga em uma temperatura ambiente muito baixa, foi necessário modificar a tração de ancoragem em um vão projetado. Entre as torres 34 e 35, no final do traçado, o vão possui apenas 149,25m. Se fosse utilizada a tração de 3.200 kgf prevista, a tração axial para essa condição

seria de 11.627,30kgf na torre mais alta, ultrapassando os 33% da carga de ruptura do condutor. Por isso, diminuiu-se a tração de ancoragem para 2.000kgf e então a tração axial caiu para 6.762,48kgf, estando dentro do limite de 33% da carga de ruptura.

Condição de Vento de Projeto

Na condição de vento de projeto, que é aproximadamente 25m/s, não foi ultrapassado o limite de 50% da carga de ruptura do cabo Cardinal nas trações axiais das torres alocadas. No vão entre as torres 32 e 33, tem-se o maior esforço axial, com um valor de 3.904,53kgf na torre mais alta.

Força Resultante na Torre com Ângulo

Na torre de transposição 2, número 23, há uma deflexão de 18° na linha. Nesta torre, os custos foram maiores devido à força resultante exercida na torre. O cálculo da força é feito abaixo:

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 2 \cdot 3200 \cdot \sin \frac{18^\circ}{2} = 1.001,18 \text{ kgf/cabo}$$

Como serão utilizados dois cabos por fase, o valor da força será multiplicado por seis, tendo uma resultante de 6.007,08kgf.

Ângulo de Balanço

O ângulo de balanço foi calculado no pior caso, que é onde o vão de peso é muito menor em relação ao vão de vento. No projeto, isto ocorre na torre 8.

$$Av = \left(\frac{A_i + A_j}{2} \right) = \frac{470 + 640}{2} = 555 \text{ m}$$

$$A_p = 138,98 + 133,49 = 272,47 \text{ m}$$

$$k = 0,37$$

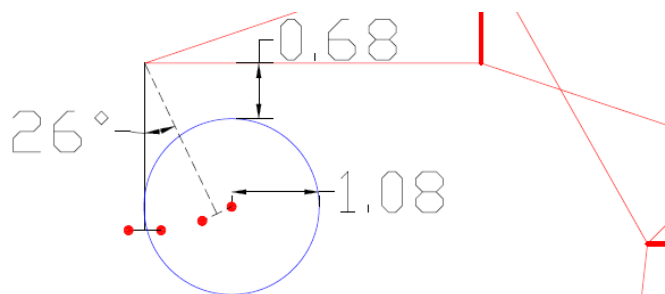
$$q_0 = 375,05 \frac{N}{m^2} = 38,23 \text{ kgf/m}^2$$

$$\phi = 2 \cdot 1,5215 \text{ cm} = 0,03043 \text{ m}$$

O ângulo de balanço é calculado abaixo, enquanto na Figura 36 tem-se a distância de segurança garantida.

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_o \cdot \varphi}{p \cdot \left(\frac{Ap}{Av} \right)} \right) = \tan^{-1} \left(0,37 \cdot \left(\frac{38,23 \cdot 0,03043}{1,823 \cdot \left(\frac{272,47}{555} \right)} \right) \right) = 25,68^\circ$$

Figura 36 – Ângulo de balanço do Caso 3



Fonte: (Autor do trabalho).

Modelo π Equivalente

Tabela 28 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 3

R	0,05361204	Ω/km
L	0,000982325	H/km
C	1,17302E-08	F/km
RLT	0,490064791	Ω
XL	6,659154564	Ω
BC	7,9519E-05	S

Tabela 29 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 3

Z'	0,0272+0,3703i
Y'	4,4222E-06i
Z_c	289,5792-10,6411i
γ	0,00004706+0,0013i
$\gamma \cdot l$	0,0008+0,0230i
cosh	0,9997+0,00001948i
sinh	0,0008+0,0230i
A	0,9997+0,00001948i
B	0,4810+6,6586i
C	-5,1644E-10+0,00007951i

Regulação de Tensão

A regulação de tensão, calculada pelos parâmetros do modelo exato, foi a mesma do Caso 2.

Potência Natural

$$PN = \frac{(kV_N)^2}{Z_o} = \frac{345^2}{289,38} = 411,3052MW$$

APÊNDICE C – CÁLCULOS DO CASO 4

Ampacidade e Capacidade

Tabela 30 – Ampacidade e Capacidade do Caso 4

Q Convecção	205,75	W/m
Q Irradiação	21,96	W/m
Q RadiaçãoSolar	7,82	W/m
I MáxCond	1026,59	A
I MáxLT	1642,55	A
S MáxLT	981,52	MVA

Esforços e Tração de Ancoragem

A tração de projeto padrão foi determinada como 1.300kgf. Essa escolha se deu por um ser um valor menor que 20% da carga de ruptura do cabo, que é 1.405,17kgf.

Houveram 2 vãos em que a tração de ancoragem foi modificada para evitar a restrição acima. Entre as torres 25 e 27 foi utilizada a tração de 600kgf, pois se trata de uma região de depressão onde se pode aumentar a flecha, e trazer a tração axial excedida para dentro do limite da norma.

Condição de 90°C

Na condição de 90°C, todos os vãos se mantiveram com a altura dos condutores acima da altura de segurança, logo não foi necessário aumentar a tração de ancoragem em nenhum vão em relação à tração de ancoragem padrão ou diminuir a distância entre uma torre e outra. Por exemplo, no vão de 1000 metros entre as torres 21 e 22, a flecha aumenta de 60,79 para 62,76m, estando o condutor à 12,02m do solo. Neste caso a tração de ancoragem caiu para 1.245,55kgf.

Condição de - 5 °C

Na condição de -5°C, ou seja, da linha estar desliga em uma temperatura ambiente muito baixa, não foi necessário modificar a tração de ancoragem ao longo da LT.

Condição de Vento de Projeto

Na condição de vento de projeto, que é aproximadamente 25m/s, não foi ultrapassado o limite de 50% da carga de ruptura do cabo Pasadena nas trações axiais das torres alocadas. No vão entre as torres 1 e 2, tem-se o maior esforço axial, com um valor de 2.447,76kgf na torre mais alta.

Força Resultante na Torre com Ângulo

Na torre de transposição 2, número 18, há uma deflexão de 18° na linha. Nesta torre, os custos foram maiores devido à força resultante exercida na torre. O cálculo da força é feito abaixo:

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 2 \cdot 1300 \cdot \sin \frac{18^\circ}{2} = 406,73 \text{ kgf/cabo}$$

Como serão utilizados dois cabos por fase, o valor da força será multiplicado por seis, tendo uma resultante de 2.440,38kgf.

Ângulo de Balanço

O ângulo de balanço foi calculado no pior caso, que é onde o vão de peso é muito menor em relação ao vão de vento. No projeto, isto ocorre na torre 25.

$$Av = \left(\frac{A_i + A_j}{2} \right) = \frac{800 + 432,5}{2} = 616,25 \text{ m}$$

$$A_p = 208,60 + 54,02 = 262,62 \text{ m}$$

$$k = 0,37$$

$$q_0 = 399,93 \frac{N}{m^2} = 40,77 \text{ kgf/m}^2$$

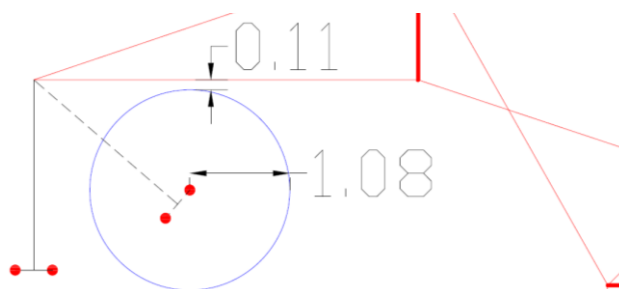
$$\phi = 2 \cdot 0,7825 \text{ cm} = 0,01565 \text{ m}$$

O ângulo de balanço é calculado abaixo, enquanto na Figura 37 tem-se a distância de segurança garantida.

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_0 \cdot \phi}{p \cdot \left(\frac{A_p}{Av} \right)} \right) = \tan^{-1} \left(0,37 \cdot \left(\frac{40,77 \cdot 0,01565}{0,478 \cdot \left(\frac{262,62}{616,25} \right)} \right) \right) = 49,21^\circ$$

$$C_d = 0,03 + 0,005 \cdot V_{FN} = 0,03 + 0,005 \cdot \frac{345 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 1,075m$$

Figura 37 – Ângulo de balanço do Caso 4



Fonte: (Autor do trabalho).

Modelo π Equivalente

Tabela 31 – Parâmetros da Linha de Transmissão Caso 4

R	0,208638324	Ω/km
L	0,00105164	H/km
C	1,09618E-08	F/km
RLT	1,90886158	Ω
XL	7,129037052	Ω
BC	7,43096E-05	S

Tabela 32 – Parâmetros do Modelo Exato Caso 4

Z'	0,1061+0,3965i
Y'	4,1325E-06i
Z_c	312,4527-41,1069i
γ	0,0002+0,0013i
$\gamma \cdot l$	0,0031+0,0232i
cosh	0,9997+0,00007092i
sinh	0,0031+0,0232i
A	0,9997+0,00007092i
B	1,9085+7,1284i
C	-1,7567E-09+0,00007430i

Regulação de Tensão

A regulação de tensão, calculada pelos parâmetros do modelo exato, foi a mesma do Caso 2.

Potência Natural

$$PN = \frac{(kV_N)^2}{Z_o} = \frac{345^2}{309,74} = 384,2778MW$$

APÊNDICE D – CÁLCULOS DO CASO 5

Ampacidade e Capacidade

Por se tratar do mesmo traçado e do mesmo cabo do caso 3, a ampacidade e capacidade estão na Tabela 27.

Esforços e Tração de Ancoragem

A tração de projeto padrão foi determinada como 3.200kgf. Essa escolha se deu por um ser um valor menor que 20% da carga de ruptura do cabo, que é 3.365kgf.

Houveram 2 vãos em que a tração de ancoragem foi modificada para evitar a restrição acima. Entre as torres 35 e 39 foi utilizada a tração de 1.800kgf, pois se trata de uma região de depressão onde se pode aumentar a flecha, e trazer a tração axial excedida para dentro do limite da norma.

Condição de 90°C

Na condição de 90°C, todos os vãos se mantiveram com a altura dos condutores acima da altura de segurança, logo não foi necessário aumentar a tração de ancoragem em nenhum vão em relação à tração de ancoragem padrão ou diminuir a distância entre uma torre e outra. Por exemplo, no vão de 760m entre as torres 8 e 9, a flecha aumenta de 70,81 para 72,13m, estando o condutor à 13,52m do solo. Neste caso a tração de ancoragem caiu para 3.089,96kgf.

Condição de – 5 °C

Entre as torres 15 e 16, no final do traçado, o vão possui apenas 300m. Se fosse utilizada a tração de 3.200kgf prevista no item 3.2.5.3.1, a tração axial para essa condição seria de 6.269,03kgf na torre mais alta, ultrapassando os 33% da carga de ruptura do condutor. Por isso, diminuiu-se a tração de ancoragem entre as torres 13 e 17 para 3.000kgf e então a tração axial caiu para 5.477,42kgf, estando dentro do limite de 33% da carga de ruptura.

Da mesma forma, entre as torres 38 e 39, foi necessário diminuir a tração de ancoragem, pois o vão de apenas 150m tem tração axial resultante de 11.593,02kgf.

Com a mudança de tração de ancoragem para 1.800kgf, já prevista, a tração axial retorna para dentro do limite máximo permitido.

Condição de Vento de Projeto

Na condição de vento de projeto, que é aproximadamente 25m/s, não foi ultrapassado o limite de 50% da carga de ruptura do cabo Cardinal nas trações axiais das torres aloçadas. No vão entre as torres 8 e 9, tem-se o maior esforço axial, com um valor de 3.892,13kgf na torre mais alta.

Força Resultante na Torre com Ângulo

Na torre de transposição 2, número 26, há uma deflexão de 18° na linha. Nesta torre, os custos foram maiores devido à força resultante exercida na torre. O cálculo da força é feito abaixo:

$$F_A = 2 \cdot T_0 \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 2 \cdot 3200 \cdot \sin \frac{18^\circ}{2} = 1.001,18 \text{ kgf/cabo}$$

Como serão utilizados dois cabos por fase, o valor da força será multiplicado por seis, tendo uma resultante de 6.007,08kgf.

Ângulo de Balanço

O ângulo de balanço foi calculado no pior caso, que é onde o vão de peso é muito menor em relação ao vão de vento. No projeto, isto ocorre na torre 36.

$$A_v = \left(\frac{A_i + A_j}{2} \right) = \frac{500 + 350}{2} = 425 \text{ m}$$

$$A_p = 59,34 + 59,96 = 119,30 \text{ m}$$

$$k = 0,37$$

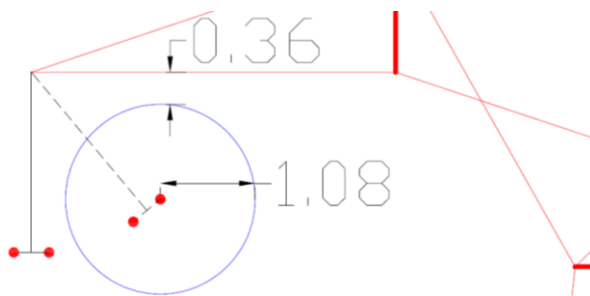
$$q_0 = 372,68 \text{ N/m}^2 = 37,99 \text{ kgf/m}^2$$

$$\phi = 2 \cdot 1,5215 \text{ cm} = 0,03043 \text{ m}$$

O ângulo de balanço é calculado abaixo, enquanto na Figura 20 tem-se a distância de segurança garantida.

$$\beta = \tan^{-1} \left(k \cdot \frac{q_0 \cdot \phi}{p \cdot \left(\frac{A_p}{A_v} \right)} \right) = \tan^{-1} \left(0,37 \cdot \left(\frac{37,99 \cdot 0,03043}{1,823 \cdot \left(\frac{119,30}{425} \right)} \right) \right) = 39,89^\circ$$

Figura 38 – Ângulo de balanço do Caso 5



Fonte: (Autor do trabalho).

Modelo π Equivalente

O modelo π equivalente é dado a partir das características da linha de transmissão projetada, possuindo os mesmos parâmetros do caso 3, indicados nas Tabelas 28 e 29.

Regulação de Tensão

A regulação de tensão, calculada pelos parâmetros do modelo exato, foi a mesma do Caso 2.

Potência Natural

Por apresentar o mesmo modelo do caso 3, a potência natural possui o mesmo valor deste no caso 5.

ANEXO A – TABELA DE CONDUTORES ACSR

Code word	Área de Al, kcmil (MCM)	Raio Externo (cm)	rmg (cm)	20°C (Ω/km)	50°C (Ω/km)	Mas sa (kg/km)	Carga de Ruptura (kgf)	Coefficiente de expansão linear (10-6/°C)	Módulo de Elasticidade Inicial (Mpa)	Módulo de Elasticidade Final (Mpa)	Bobina (m)	Preço por Bobina (R\$)
Waxwing	266,8	0,7734	0,6035	0,2168	0,2381	432	3140,73	21,44	41900	66200	4376,93	35947,19
Partridge	266,8	0,8153	0,6614	0,2145	0,2357	547	5078,19	19,37	52400	77100	3148,58	31372,31
Ostrich	300,0	0,8636	0,6980	0,1908	0,2096	616	5628,83	19,38	51500	77000	3310,13	32095,96
Merlin	336,4	0,8687	0,6767	0,1720	0,1888	544	3905,51	21,44	41300	66200	3471,67	32819,62
Linnet	336,4	0,9157	0,7407	0,1701	0,1868	692	6240,66	19,37	50900	77100	4995,67	59105,16
Oriole	336,4	0,9411	0,7772	0,1690	0,1856	787	7566,29	18,43	55300	83400	2874,26	39876,21
Chickadee	397,5	0,9436	0,7346	0,1456	0,1599	642	4624,00	18,91	52700	80200	2935,22	32793,47
Ibis	397,5	0,9944	0,8047	0,1444	0,1585	816	7239,99	19,38	50100	77000	4227,58	63833,72
Pelican	477,0	1,0338	0,8047	0,1216	0,1335	775	5486,07	21,44	40700	66200	2447,54	31795,87
Flicker	477,0	1,0744	0,8656	0,1208	0,1326	916	7709,05	19,91	47300	73900	1626,11	25101,63
Hawk	477,0	1,0897	0,8809	0,1200	0,1318	981	8596,21	19,36	49500	77100	3523,49	54524,21
Hen	477,0	1,1214	0,9266	0,1193	0,1310	1110	10503,08	18,43	53900	83400	2026,92	35077,40
Osprey	556,5	1,1163	0,8656	0,1044	0,1145	904	6373,23	21,44	40500	66200	2100,07	30477,80
Parakeet	556,5	1,1608	0,9327	0,1037	0,1139	1069	8902,12	19,91	46800	73800	2785,87	51451,46
Dove	556,5	1,1773	0,9571	0,1034	0,1135	1150	9932,04	19,38	49000	77000	3020,57	54435,94
Rook	636,0	1,2408	0,9967	0,0908	0,0996	1224	10115,58	19,91	46500	73800	3657,60	70122,29
Grosbeak	636,0	1,2573	1,0211	0,0904	0,0992	1310	11318,85	19,37	48800	77100	3965,45	80359,65
Drake	795,0	1,4072	1,1369	0,0728	0,0798	1630	13970,11	19,38	48400	77000	3169,92	77929,76
Tern	795,0	1,3500	1,0729	0,0738	0,0809	1340	10064,60	21,12	42900	66600	5486,40	120245,49
Rail	954,0	1,4796	1,1765	0,0620	0,0679	1610	11930,68	21,11	42400	66700	4572,00	115130,12
Cardinal	954,0	1,5189	1,2253	0,0614	0,0672	1840	15193,77	19,91	46900	73200	4754,88	143653,35
Ortolan	1033,5	1,5405	1,2253	0,0574	0,0628	1860	16000,00	20,52	44450	69900	4221,48	126588,70
Bluejay	1113,0	1,5989	1,2649	0,0535	0,0585	1870	13766,17	21,13	42000	66600	3916,68	126630,71
Finch	1113,0	1,6421	1,3289	0,0532	0,0582	2138	17947,01	19,97	47300	72300	3672,84	119480,07
Bittern	1272,0	1,7082	1,3533	0,0474	0,0517	2130	15703,63	21,11	41900	66700	3429,00	112329,44
Pheasant	1272,0	1,7551	1,4204	0,0467	0,0510	2440	20292,35	19,97	46900	72300	3550,92	137313,34
Bobolink	1431,0	1,8123	1,4326	0,0425	0,0464	2400	17390,00	19,97	46700	72250	3048,00	122688,68
Plover	1431,0	1,8606	1,5057	0,0418	0,0457	2740	22637,70	19,97	46500	72200	2895,60	121155,29
Lapwing	1590,0	1,9075	1,5179	0,0387	0,0421	2660	19374,61	21,12	41600	66700	2743,20	119621,89
Falcon	1590,0	1,9622	1,5941	0,0380	0,0415	3040	25085,02	19,96	46400	72300	2840,74	136609,25
Bluebird	2156,0	2,2377	1,7861	0,0296	0,0320	3467	28608,29	19,96	46400	72300	2286,00	147164,18

ANEXO B – TABELA DE CONDUTORES ACCC

Code Word	Área de Al, kcmil (MCM)	Raio Externo (cm)	rmg (cm)	25°C (Ω/km)	75°C (Ω/km)	Masa (kg/km)	Carga de Ruptura (kgf)	Coefficiente de expansão linear (10 ⁻⁶ /°C)	Módulo de Elasticidade Final (MPa)	Módulo de Elasticidade Final (MPa)
Pasadena	304,7	0,7825	0,6	0,1829	0,2197	478	7025,871	17,6	63100	112300
Linnet	430,5	0,9145	0,7	0,1307	0,1564	655	7392,97	18,6	60800	112300
Oriole	438,6	0,9410	0,8	0,1283	0,1535	689	10023,85	17,2	63100	112300
Waco	454,0	0,9780	0,8	0,1240	0,1488	721	11706,39	16,7	64100	112300
Laredo	529,8	1,0250	0,8	0,1064	0,1276	816	10299,17	18	61800	112300
Irving	609,5	1,1200	0,9	0,0926	0,1111	965	15061,26	16,7	64300	116000
Hawk	611,3	1,0895	0,9	0,0923	0,1094	930	10523,51	18,5	60900	112300
Dove	713,5	1,1775	1	0,0792	0,0947	1083	12471,18	18,5	60900	112300
Grosbeak	821,4	1,2575	1	0,0692	0,0829	1245	13786,61	18,7	60600	112300
Lubbock	903,9	1,3210	1,1	0,0628	0,0752	1376	15917,83	18,3	61400	116000
Galveston	1011,3	1,3845	1,1	0,0564	0,0674	1526	16193,15	18,7	60700	116000
Drake	1025,6	1,4070	1,1	0,0554	0,0662	1565	18691,47	18,3	61200	112300
Curlew	1033,0	1,4480	1,2	0,0558	0,0664	1610	22229,9	17,5	62500	112300
Plano	1059,5	1,4315	1,2	0,0544	0,0649	1597	16325,72	18,9	60400	116000
Corpus Christi	1103,0	1,4555	1,2	0,0524	0,0624	1657	16468,48	19	60200	116000
Arlington	1151,0	1,4950	1,2	0,0503	0,0599	1745	19007,58	18,7	60500	112300
Cardinal	1221,8	1,5215	1,2	0,0473	0,0563	1823	16825,38	19,3	59700	116000
Fort Worth	1300,4	1,5750	1,3	0,0448	0,0533	1952	19456,26	19,1	59900	112300
El Paso	1349,9	1,5900	1,3	0,0434	0,0515	2002	17192,48	19,6	59200	116000
ULS El Paso	1350,0	1,5900	1,3	0,0434	0,0515	2002	17192,48	19,6	59200	116000
Beaumont	1428,6	1,6435	1,3	0,0411	0,0488	2136	19823,36	19,4	59400	112300
San Antonio	1474,9	1,6700	1,3	0,0387	0,0459	2212	20822,68	19,4	59500	112300
Bittern	1581,6	1,7080	1,4	0,0375	0,0444	2331	17875,69	20,1	58500	116000
ULS Bittern	1582,0	1,7080	1,4	0,0375	0,0444	2331	17875,69	20,1	58500	116000
Dallas	1794,9	1,8440	1,5	0,0339	0,0398	2671	21730,23	19,9	58600	112300
ULS Dallas	1795,0	1,8440	1,5	0,0339	0,0398	2671	21730,23	19,9	58600	112300
Houston	1927,4	1,9125	1,5	0,0317	0,0370	2878	24809,79	19,7	59000	112300
Lapwing	1948,9	1,9100	1,5	0,0315	0,0370	2887	22178,91	20,1	58300	112300
Falcon	2045,1	1,9620	1,6	0,0298	0,0350	3044	25125,9	19,9	58700	112300
Chukar	2241,5	2,0370	1,6	0,0277	0,0324	3303	23902,24	20,3	58000	112300
Bluebird	2740,6	2,2375	1,8	0,0240	0,0278	4022	27165,34	20,6	57700	112300