

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JÚLIA UMBELINO BESEN

**IMPACTOS DA REVISÃO DA NORMA NBR 5422:2024 EM
PROJETOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO: estudo de caso sobre a
definição de temperatura do cabo condutor**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JÚLIA UMBELINO BESEN

**IMPACTOS DA REVISÃO DA NORMA NBR 5422:2024 EM
PROJETOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO: estudo de caso sobre a
definição de temperatura do cabo condutor**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Besen, Júlia Umbelino
IMPACTOS DA REVISÃO DA NORMA NBR 5422:2024 EM PROJETOS
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO:: estudo de caso sobre a definição
de temperatura do cabo condutor / Júlia Umbelino
Besen; orientação de Edison A. C. Aranha Neto.
- Florianópolis, SC, 2025.
95 p.
Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Linhas de Transmissão. 2. NBR 5422. 3. Ampacidade.
4. Projeto Eletromecânico. 5. Seleção de Condutor.
I. Neto, Edison A. C. Aranha. II. Instituto Federal de
Santa Catarina. III. IMPACTOS DA REVISÃO DA NORMA
NBR 5422:2024 EM PROJETOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO:.

**IMPACTOS DA REVISÃO DA NORMA NBR 5422:2024 EM PROJETOS DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO: estudo de caso sobre a definição de temperatura
do cabo condutor**

JÚLIA UMBELINO BESEN

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheira Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 21 de agosto, 2025.

Banca Examinadora:

Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

Orientador - IFSC

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.

IFSC

Daniel Diniz Ardies
Araxá Engenharia

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares, em especial aos meus pais Henrique e Lilia, por sempre me darem as condições necessárias para estudar, mesmo com minhas ausências em casa. Seu apoio foi essencial.

Ao meu irmão, André por estar ao meu lado em todos os momentos, mesmo nos mais silenciosos.

Aos meus avós, que sempre foram exemplo de força, carinho e sabedoria, e cujos ensinamentos me acompanham em cada conquista.

Ao meu noivo Lucas, que conheci no início da faculdade aqui no IFSC, pelo companheirismo e apoio constante durante a escrita deste trabalho.

Aos amigos que fiz ao longo da faculdade e que foram essenciais para enfrentar os desafios desses anos. Levo cada um comigo.

Aos professores do IFSC, pela dedicação ao ensino. Em especial, ao meu orientador Edison Aranha, pela parceria e compreensão diante da minha rotina.

À banca examinadora, com agradecimento ao professor Daniel Tenfen pela disponibilidade e compreensão em aceitar este trabalho.

Por fim, um agradecimento ao meu chefe Daniel Ardies, que além de fazer parte da banca, foi essencial na minha formação profissional. Agradeço o conhecimento compartilhado e incentivo para concluir este ciclo.

RESUMO

Este trabalho analisa os impactos da atualização da norma NBR 5422:2024 na definição da temperatura do cabo condutor e suas implicações na elaboração de projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica no Brasil. Realizou-se uma análise comparativa entre as versões de 1985 e 2024, focando nas mudanças que afetam o dimensionamento dos cabos, critérios de segurança e ampacidade. A metodologia envolveu o levantamento e análise de dados meteorológicos, caracterização da linha de transmissão e aplicação dos critérios normativos em um estudo de caso de uma linha de 230 kV. Os resultados evidenciam que as alterações normativas impactam diretamente os cálculos de distâncias de segurança e ampacidade, promovendo avanços técnicos importantes, sobretudo na precisão térmica dos condutores ao considerar a seleção das estações meteorológicas. Entretanto, o estudo destaca que a efetividade dessas melhorias depende da qualidade e representatividade dos dados climáticos disponíveis. Limitações observadas nos registros do INMET, como a distância entre estações e a falta de informações confiáveis, podem comprometer a aplicação prática da norma. No âmbito regulatório, foram identificadas dificuldades na adoção integral da NBR 5422:2024, especialmente quanto à capacidade de corrente dos condutores e distâncias mínimas de segurança. Em função dessas restrições, o ONS optou temporariamente pela manutenção da versão de 1985 para esses parâmetros em processos regulatórios, como no edital da ANEEL para o Leilão nº 4/2025. Este estudo contribui para a compreensão dos desafios técnicos e regulatórios da norma NBR 5422:2024, ressaltando a necessidade de aprimoramentos para garantir sua aplicação efetiva e segura no setor de transmissão de energia no Brasil.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão. NBR 5422. Ampacidade. Projeto Eletromecânico. Seleção de Condutor.

ABSTRACT

This study analyzes the impacts of the updated standard NBR 5422:2024 on the definition of conductor cable temperature and its implications for the design of overhead electric power transmission lines in Brazil. A comparative analysis was conducted between the 1985 and 2024 versions, focusing on changes affecting cable sizing, safety criteria, and ampacity. The methodology included collecting and analyzing meteorological data, characterizing the transmission line, and applying normative criteria in a case study of a 230 kV line. Results show that the normative changes directly affect calculations of safety distances and ampacity, offering significant technical advances, especially in the thermal precision of conductors through the consideration of meteorological station selection. However, the study highlights that the effectiveness of these improvements depends on the quality and representativeness of available climatic data. Limitations observed in INMET records, such as station spacing and unreliable data, may hinder practical application of the standard. From a regulatory perspective, challenges were identified in fully adopting NBR 5422:2024, particularly regarding conductor current capacity and minimum safety distances. Due to these constraints, ONS temporarily opted to maintain the 1985 version for these parameters in regulatory processes, such as ANEEL's 4th Auction 2025. This study contributes to understanding the technical and regulatory challenges of NBR 5422:2024, emphasizing the need for improvements to ensure its effective and safe implementation in Brazil's power transmission sector.

Keywords: Transmission Lines. NBR 5422. Ampacity. Electromechanical Design. Conductor Selection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura do Sistema Interligado Nacional	14
Figura 2 – Expansão Física de LTs	16
Figura 3 – Principais elementos das LTs	20
Figura 4 – Estrutura Autoportante	21
Figura 5 – Estrutura tipo Estaiada	22
Figura 6 – Estrutura de Suspensão	23
Figura 7 – Estrutura de Ancoragem	23
Figura 8 – Disposição dos condutores em torres de transmissão	24
Figura 9 – Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5	28
Figura 10 – Temperatura do ar (°C): Verão Dia	31
Figura 11 – Temperatura do ar (°C): Verão Noite	31
Figura 12 – Temperatura do ar (°C): Inverno Dia	32
Figura 13 – Temperatura do ar (°C): Inverno Noite	32
Figura 14 – Fluxograma de dimensionamento do cabo condutor.....	34
Figura 15 – Temperatura máxima média (°C)	58
Figura 16 – Localização do corredor de estudo da LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III C1.....	63
Figura 17 – Histograma de temperaturas em função da probabilidade.....	71
Figura 18 – Risco térmico para os dados de temperatura.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados meteorológicos sazonais.....	30
Tabela 2 – Riscos térmicos e riscos de falha	40
Tabela 3 – Valores de referência para o cálculo das distâncias verticais de segurança	50
Tabela 4 – Valores do Fator de Coordenação Estatístico	51
Tabela 5 – Valores para o cálculo da parcela horizontal de segurança	51
Tabela 6 – Principais alterações entre revisões da NBR 5422.....	52
Tabela 7 – Distâncias básicas para a condição normal de operação da LT: NBR 5422:1985	55
Tabela 8 – Distâncias básicas em condição de emergência da LT: NBR 5422:1985	56
Tabela 9 – Capacidades Operativas de Longa e Curta Duração	61
Tabela 10 – Capacidades operativas sazonais de longa e curta duração	62
Tabela 11 – Parâmetros elétricos.....	62
Tabela 12 – Temperatura do ar para capacidades sazonais (°C)	64
Tabela 13 – Registros ausentes de velocidade do vento por estação meteorológica.....	66
Tabela 14 – Características do cabo condutor	67
Tabela 15 – Equilíbrio térmico para longa duração: NBR 5422:1985.....	69
Tabela 16 – Equilíbrio térmico para curta duração: NBR 5422:1985	69
Tabela 17 – Temperaturas para as capacidades operativas sazonais: NBR 5422:1985	69
Tabela 18 – Temperaturas de operação do cabo condutor: NBR 5422:2024	70
Tabela 19 – Distâncias verticais em condição normal para a LT 230 kV: NBR 5422:1985	73
Tabela 20 – Distâncias verticais em travessias sobre LTs: NBR 5422:1985	74
Tabela 21 – Distâncias verticais em condição de emergência para a LT 230 kV: NBR 5422:1985.....	74
Tabela 22 – Parcelas elétricas para cada condição de operação	75
Tabela 23 – Distâncias verticais mínimas para cada condição de operação	76
Tabela 24 – Distâncias verticais para a LT 230 kV: NBR 5422:2024	77
Tabela 25 – Parcelas elétricas para cada condição de operação em travessias	78
Tabela 26 – Distâncias verticais mínimas para cada condição de operação em travessias.....	78
Tabela 27 – Distâncias verticais para a LT 230 kV em travessias: NBR 5422:2024	78

Tabela 28 – Distância horizontal de segurança: NBR 5422:2024	79
Tabela 29 – Comparativo das temperaturas do cabo condutor entre as versões da NBR 5422	79
Tabela 30 – Comparativo das temperaturas das capacidades operativas sazonais da NBR 5422.....	80
Tabela 31 – Comparativo das distâncias verticais de segurança entre as versões da NBR 5422.....	81
Tabela 32 – Comparativo das distâncias verticais em travessias sobre LTs: NBR 5422:1985	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAAC	<i>All Aluminum Alloy Conductor</i> (Condutor de liga de alumínio)
AACSR	<i>Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced</i> (Condutor de liga de alumínio reforçado com aço)
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACAR	<i>Aluminum Conductor Alloy Reinforced</i> (Condutor de alumínio reforçado com liga)
ACSR	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i> (Condutor de alumínio reforçado com aço)
CAA	Condutor de Alumínio com Alma de Aço
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GET	Grupos de Estudo de Transmissão
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ID	Inverno dia
IN	Inverno noite
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i> (Fio Terra Óptico)
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia

PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
VD	Verão dia
VN	Verão noite

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	16
1.3	Objetivo Geral	17
1.4	Objetivos Específicos	17
1.5	Estrutura do Trabalho	18
2	COMPONENTES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	20
2.1	Estruturas suporte	20
2.2	Cabos condutores	24
2.3	Cabos para-raios	25
2.4	Isoladores	26
2.5	Aterramento	26
3	PROJETO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	27
3.1	Elementos Meteorológicos	29
3.2	Definição dos cabos condutores	33
3.2.1	Dimensionamento do Cabo Condutor	33
3.2.2	Modelo térmico e cálculo de ampacidade	35
3.2.2.1	<i>Perda de calor por convecção (Pc)</i>	36
3.2.2.2	<i>Perda de calor por radiação térmica (Pr)</i>	37
3.2.2.3	<i>Ganho de calor por radiação solar (Qs)</i>	38
3.2.2.4	<i>Corrente de projeto</i>	38
3.2.3	Temperatura do cabo condutor	39
3.3	Coordenação de Isolamento	41
3.3.1	Distâncias mínimas para tensões a frequência fundamental	42
3.3.1.1	<i>Distância mínima fase-terra</i>	42
3.3.1.2	<i>Distância mínima entre fases</i>	43
3.3.2	Distâncias mínimas para sobretensões de frente lenta.....	43
3.3.2.1	<i>Distância mínima fase-terra</i>	43
3.3.2.2	<i>Distância mínima entre fases</i>	44
3.3.3	Distâncias mínimas para sobretensões de frente rápida	45
3.3.3.1	<i>Distância mínima fase-terra</i>	46
3.3.3.2	<i>Distância mínima entre fases</i>	47
3.4	Distâncias de Segurança ao Solo e a Obstáculos	47
3.4.1	Distância Vertical de Segurança	48
3.4.1.1	<i>Distância Vertical de Segurança para o regime de corrente nominal</i>	49
3.4.1.2	<i>Distância Vertical de Segurança para o regime de sobrecorrente</i>	49
3.4.1.3	<i>Parâmetros para o Cálculo das Distâncias Verticais de Segurança</i>	49
3.4.1.4	<i>Parcela Elétrica (Pe)</i>	50
3.4.2	Distância Horizontal de Segurança	51
3.5	Principais alterações na NBR 5422:2024	51
3.5.1	Distâncias de Segurança ao solo e a Obstáculos	53
3.5.1.1	<i>Distância Vertical de Segurança</i>	54
3.5.1.2	<i>Distâncias mínimas em condições normais de operação</i>	54
3.5.1.3	<i>Distâncias mínimas em condições de emergência</i>	56
3.5.2	Distância Horizontal de Segurança	56
3.5.3	Temperatura do cabo condutor	57

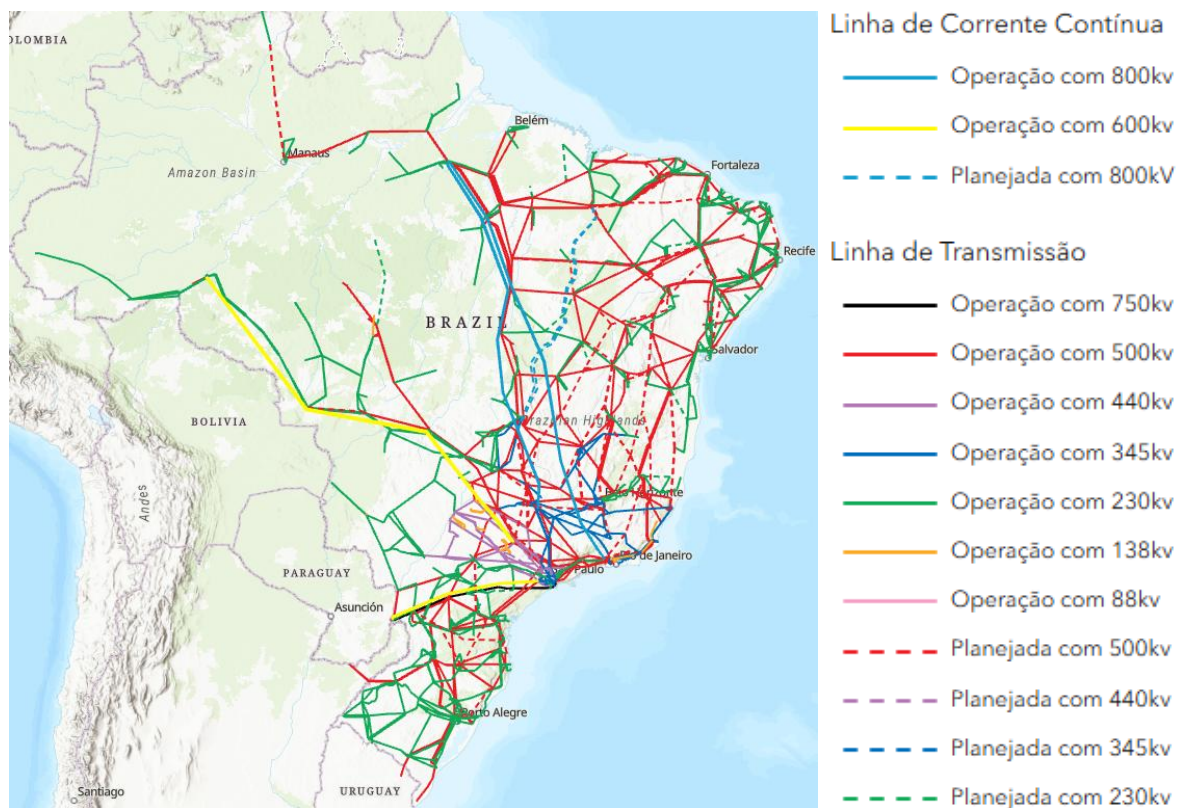
4	ESTUDO DE CASO	59
4.1	Metodologia	59
4.2	Levantamento de dados	61
4.2.1	Relatórios da EPE e ANEEL	61
4.2.2	Dados meteorológicos	63
4.2.2.1	<i>NBR 5422:1985</i>	64
4.2.2.2	<i>NBR 5422:2024</i>	64
4.3	Definição do cabo condutor	66
4.4	Definição da temperatura do cabo condutor	67
4.4.1	NBR 5422:1985.....	68
4.4.2	NBR 5422:2024.....	70
4.5	Definição das Distâncias de Segurança	72
4.5.1	NBR 5422:1985.....	73
4.5.2	NBR 5422:2024.....	75
4.6	Comparativo	79
4.6.1	Temperatura do cabo condutor	79
4.6.2	Distâncias de Segurança	80
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	84
	REFERÊNCIAS	86
	ANEXOS93	
	ANEXO A – Tabela de viscosidade, densidade e condutividade térmica do ar.....	94

1 INTRODUÇÃO

Em 2024, a área territorial oficial do Brasil foi atualizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), totalizando 8.509.379,576 km² (IBGE, 2025). Por suas dimensões continentais, o Brasil apresenta regiões geográficas com diferentes perfis de consumo elétrico e regimes hídricos variados para o setor de energia. Essa diversidade impõe desafios aos planejadores do sistema para garantir o aproveitamento eficiente da energia entre as regiões, assegurando o suprimento firme da demanda e a modicidade tarifária necessária (Ribeiro, 2024).

Nesse contexto, o Sistema Interligado Nacional (SIN) constitui a principal estrutura de interconexão elétrica do país, articulando os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte (ONS, 2025a), conforme Figura 1. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2022a), o SIN abrange praticamente todo o território brasileiro, estendendo-se do Amapá ao Rio Grande do Sul e do litoral leste até o estado do Acre, sendo Boa Vista, em Roraima, a única capital do país ainda não conectada ao sistema.

Figura 1 – Estrutura do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2025b).

De acordo com o ONS (2024), essa interconexão permite a transferência de energia entre regiões, viabilizando sinergias operacionais, o aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias e o atendimento seguro e econômico à demanda nacional.

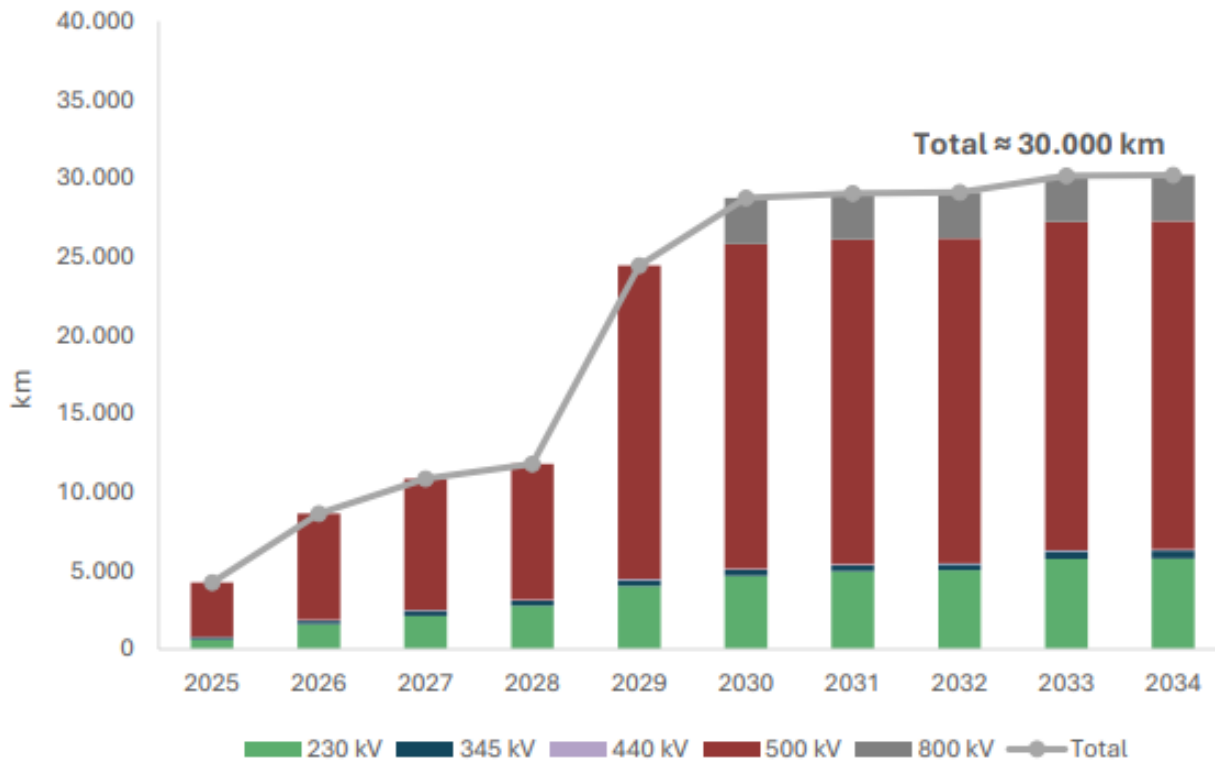
Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022a), integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. Em maio de 2025, de acordo com dados em tempo real do ONS (2025c), a malha de linhas de transmissão (LTs) do Brasil soma aproximadamente 176.766 km, operando predominantemente em tensões entre 230 kV e 800 kV.

1.1 Justificativa

O Plano Decenal de Expansão (PDE) de Energia 2034 (EPE, 2024b) projeta um crescimento significativo na demanda de energia elétrica no Brasil, impulsionado pela recuperação econômica, pelo aumento do consumo das famílias e pela retomada dos investimentos, no cenário de referência, a carga do SIN deverá crescer em média 3,3% ao ano entre 2024 e 2034. Esse crescimento da demanda exige uma expansão proporcional da geração, com destaque para fontes renováveis, como solar e eólica, e da infraestrutura de transmissão, essencial para garantir a confiabilidade do sistema elétrico nacional, promover a integração regional e atender às novas cargas, como *data centers* e projetos de hidrogênio verde (EPE, 2024b).

Visando atender à crescente demanda por energia elétrica e promover a integração de novas fontes renováveis, o PDE de Energia 2034 (EPE, 2024b) projeta uma expansão física significativa da malha de transmissão no Brasil, estimando a construção de aproximadamente 30 mil quilômetros de novas LTs até 2034, o que corresponde a cerca de 17% do total atual, conforme exposto na Figura 2, sendo o montante de investimentos previsto para essa expansão de R\$ 88,3 bilhões.

Figura 2 – Expansão Física de LTs



Fonte: EPE (2024b).

Essa expansão evidencia a necessidade de manter atualizadas as regulamentações e os critérios técnicos para a operação e construção de novas LTs. Diante desse cenário, este trabalho se justifica pela relevância técnica e acadêmica do tema, além da experiência da autora na empresa Araxá Engenharia, atuando em projetos eletromecânicos de LT e aplicação da Norma Brasileira (NBR) 5422, o que confere legitimidade e reforça a pertinência do estudo.

1.2 Definição do Problema

As LTs são essenciais para o transporte de grandes blocos de energia, por grandes distâncias, de forma técnica e economicamente viável (Moura; Moura; Rocha, 2019). Nesse contexto, as normas técnicas exercem papel fundamental no projeto e operação das LTs, dentre elas, destaca-se a NBR 5422, publicada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que define os critérios técnicos para o projeto de linhas aéreas de energia elétrica com tensões entre 38 kV e 800 kV em corrente alternada, e entre 200 kV e 800 kV em corrente contínua (ABNT, 2024).

A publicação da segunda edição da ABNT NBR 5422, em janeiro de 2024, representou um marco normativo para o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. Após quase quatro décadas, a nova versão consolida avanços significativos, como a introdução de capítulos inéditos e critérios atualizados, e inaugura uma nova fase na normatização dos projetos de linhas aéreas de transmissão no país (CEPEL, 2024). Essa ampliação evidencia a crescente complexidade técnica dos projetos de LTs e torna ainda mais relevante a revisão de parâmetros fundamentais, como a definição da ampacidade dos cabos condutores.

Dessa forma, o problema que este trabalho se propõe a investigar é: como a nova definição de ampacidade presente na NBR 5422:2024 altera a definição de temperatura do cabo condutor, e quais são os impactos dessa alteração no projeto de LTs aéreas, em comparação à versão da norma de 1985?

1.3 Objetivo Geral

Analisar os impactos da nova definição de ampacidade da norma NBR 5422:2024 sobre a escolha do cabo condutor em projetos de LTs aéreas, comparando com os critérios estabelecidos na versão anterior da norma, de 1985.

1.4 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) apresentar os principais conceitos, componentes e critérios técnicos envolvidos no projeto de uma LT;
- b) identificar as principais mudanças entre a NBR 5422:1985 e a NBR 5422:2024;
- c) analisar os critérios técnicos utilizados em cada versão da norma NBR 5422 para o dimensionamento dos cabos condutores;
- d) aplicar os critérios das duas versões da NBR 5422 ao dimensionamento de condutores em uma LT de 230 kV, com base em um estudo de caso real;

- e) comparar, com base no estudo de caso, os resultados obtidos na definição do cabo condutor, a partir da aplicação das duas versões da NBR 5422;
- f) evidenciar as possíveis implicações da nova definição normativa para futuros projetos de LT no Brasil.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos.

No Capítulo 1, é apresentada a introdução do estudo, incluindo a contextualização do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil, a justificativa, a definição do problema e os objetivos da pesquisa.

O Capítulo 2 trata dos principais elementos físicos que compõem uma linha de transmissão, tais como estruturas de suporte, cabos condutores e para-raios, isoladores e o sistema de aterramento.

No Capítulo 3, são abordados os critérios técnicos e normativos que orientam o dimensionamento de linhas aéreas, discutindo aspectos como normas aplicáveis, elementos meteorológicos, definição e dimensionamento de cabos, modelo térmico para cálculo da ampacidade, temperatura do condutor, coordenação de isolamento e distâncias mínimas de segurança ao solo, bem como uma análise comparativa das mudanças introduzidas na nova versão da norma em relação à edição de 1985, destacando as alterações nos critérios de cálculo das distâncias mínimas de segurança e da temperatura de operação dos cabos condutores.

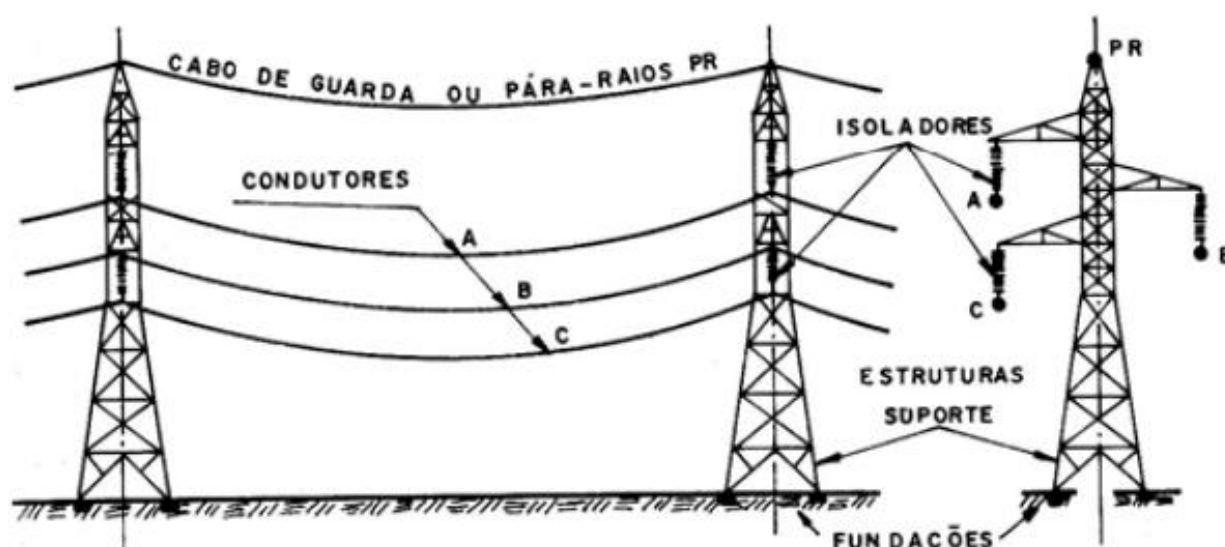
O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso, abordando a metodologia adotada para o desenvolvimento da pesquisa aplicada a uma linha de transmissão real, incluindo o levantamento e tratamento dos dados técnicos e meteorológicos, com a seleção das variáveis ambientais relevantes para a análise térmica do cabo condutor. Também são detalhadas as etapas de definição do cabo, cálculo da temperatura de operação, determinação das distâncias mínimas de segurança e a análise comparativa dos resultados obtidos a partir das versões de 1985 e 2024 da norma.

O Capítulo 5 reúne as considerações finais, destacando os principais resultados e as implicações do estudo, bem como sugestões para trabalhos futuros. Ao término do trabalho, encontram-se as referências bibliográficas e os anexos que complementam o desenvolvimento da pesquisa.

2 COMPONENTES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Uma LT é composta por diversos elementos principais que atuam em conjunto para garantir seu funcionamento adequado. De acordo com Labegalini *et al.* (1992, p. 19), entre esses elementos estão os cabos condutores de energia e acessórios, estruturas isolantes, estruturas de suporte, fundações, cabos de guarda ou para-raios, aterramentos e acessórios diversos. Esses componentes formam a base física e funcional de uma LT, conforme exposto na Figura 3.

Figura 3 – Principais elementos das LTs



Fonte: Labegalini *et al.* (1992).

2.1 Estruturas suporte

Segundo Moura, Moura e Rocha (2019) as estruturas de suporte são componentes fundamentais das LTs, responsáveis por sustentar os condutores que transportam a energia elétrica desde os centros de geração até os pontos de consumo, além de absorver os esforços mecânicos transmitidos pelos isoladores. A escolha do tipo de estrutura — que pode ser em concreto, metálica com perfis de aço galvanizado ou de aço tubular — depende de diversos fatores técnicos, como espaçamento entre fases, configuração dos isoladores, zona de proteção dos cabos para-raios, distâncias mínimas de segurança, flecha dos condutores, número de circuitos e altura necessária. Essas variáveis influenciam diretamente a confiabilidade e o desempenho do sistema de transmissão (Moura; Moura; Rocha, 2019).

Quanto à forma como resistem aos esforços mecânicos, essas estruturas podem ser classificadas principalmente em dois tipos: autoportantes e estaiadas. As torres autoportantes transmitem todos os esforços diretamente ao solo por meio de suas fundações, enquanto as torres estaiadas utilizam tirantes conectados ao solo para distribuir parte das cargas, o que possibilita uma construção mais leve e de menor custo (Simiano, 2024). Essas classificações estão representadas nas Figura 4 e Figura 5 .

Figura 4 – Estrutura Autoportante



Fonte: Acervo da Araxá Engenharia (2023).

Figura 5 – Estrutura tipo Estaiada

Fonte: Acervo da Araxá Engenharia (2023).

Além disso, as estruturas das LTs podem ser classificadas quanto à função que exercem em diferentes categorias principais: estruturas de suspensão, responsáveis por sustentar os cabos em trechos retilíneos ou de pequenos desvios; estruturas de ancoragem, que fixam os cabos nas extremidades ou em intervalos regulares ao longo da linha; estruturas de ângulo, utilizadas nas mudanças de direção da linha; estruturas de transposição, destinadas à troca de posição entre os cabos condutores; estruturas de derivação, que possibilitam a divisão de circuitos; e estruturas de travessia, projetadas para vencer obstáculos como rios, rodovias ou outras interferências (Brametal, 2020). As Figura 6 e Figura 7 ilustram, respectivamente, exemplos de estruturas de suspensão e de ancoragem.

Figura 6 – Estrutura de Suspensão



Fonte: Acervo da Araxá Engenharia (2024).

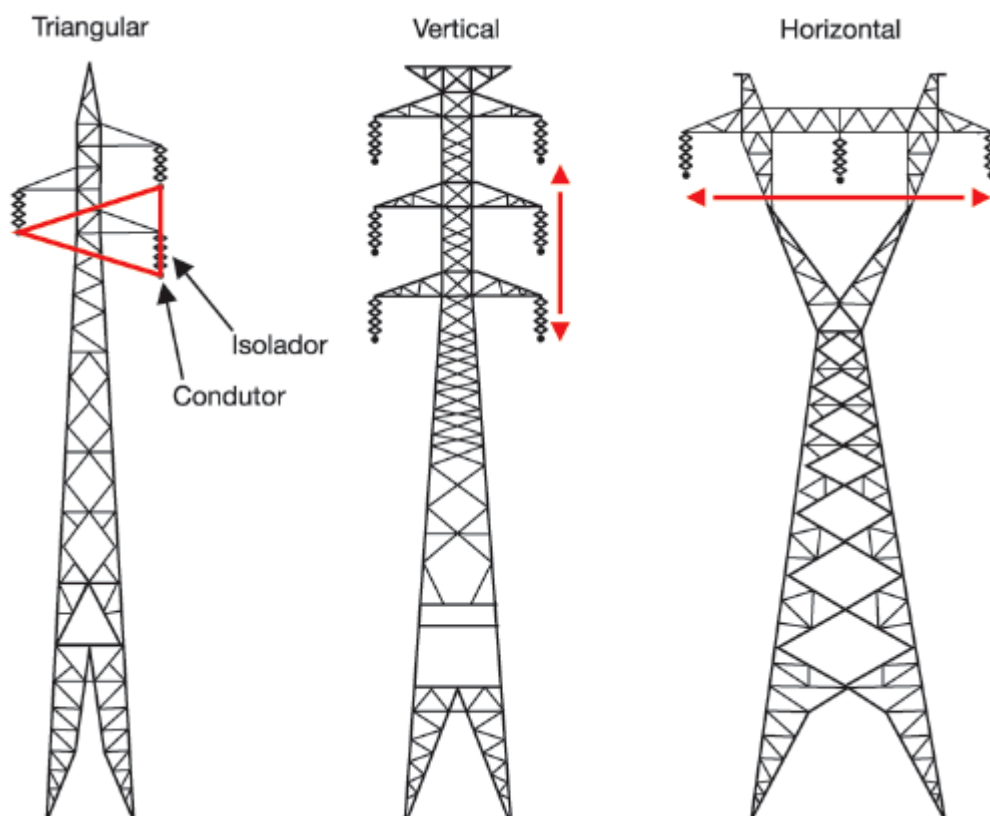
Figura 7 – Estrutura de Ancoragem



Fonte: Acervo da Araxá Engenharia (2024).

Complementarmente, as torres de transmissão também podem ser classificadas de acordo com a disposição dos condutores, que pode ser triangular, vertical ou horizontal (Pinto, 2018), conforme exposto na Figura 8.

Figura 8 – Disposição dos condutores em torres de transmissão



Fonte: Pinto (2018).

2.2 Cabos condutores

Segundo Pinto (2018), os condutores são os elementos responsáveis pela condução da energia elétrica em uma LT, exercendo papel essencial no desempenho do sistema.

Os cabos condutores empregados em LTs são geralmente classificados de acordo com sua composição e desempenho técnico. No Brasil, a ABNT NBR 7286 estabelece os requisitos para condutores nus de alumínio e suas ligas (ABNT, 2022).

Os cabos ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*), também chamados de CAA (condutores de alumínio com alma de aço), são os mais utilizados no Brasil em LT. Seu núcleo de aço galvanizado, combinado com uma camada externa de alumínio, garante boa resistência mecânica sem comprometer a ampacidade (Pinto, 2018).

O alumínio é o material mais comum na construção de cabos nus devido à sua leveza em comparação ao cobre, mesmo apresentando menor condutividade

elétrica. Para manter o equilíbrio entre resistência elétrica e mecânica, são utilizados diferentes tipos de condutores (Paula, 2023):

- a) CAA: fios de alumínio encordoados em torno de uma alma composta por um ou mais fios de aço;
- b) AAAC (*All Aluminum Alloy Conductor*): fios de ligas de alumínio, geralmente da liga 6201 (alumínio, magnésio e silício);
- c) AACSR (*Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced*): similar ao CAA, porém com fios de alumínio-liga 6201 em vez de alumínio puro;
- d) ACAR (*Aluminum Conductor Alloy Reinforced*): fios de alumínio encordoados ao redor de uma alma também composta por liga 6201.

2.3 Cabos para-raios

Segundo Visacro (2006), os cabos para-raios, também conhecidos como cabos de blindagem ou cabos de terra, são instalados sobre os condutores de fase das LTs e conectados eletricamente às estruturas e ao solo por meio de sistemas de aterramento. Esses cabos têm a função de proteger a LT, especialmente em sistemas com tensão superior a 69 kV.

Os cabos para-raios podem ser classificados conforme o material utilizado em sua fabricação, sendo os principais tipos (Pinto, 2018):

- a) aço galvanizado, que possui revestimento em zinco;
- b) *alumoweld*, constituído por aço com revestimento de alumínio;
- c) CAA, que apresenta a mesma estrutura construtiva dos condutores de fase;
- d) cabos *Optical Ground Wire* (OPGW), construídos para abrigar em seu interior fibras ópticas (Borduchi; Durão; Santos, 2013).

2.4 Isoladores

Os isoladores elétricos são dispositivos utilizados em LTs de energia elétrica e redes de distribuição elétrica. Sua finalidade é de fixar os condutores às estruturas das LTs, assegurando o isolamento necessário entre eles e evitando a dissipação de energia pela estrutura da torre (Silva, 2020). De acordo com Gomes, Guimarães e Azevedo (2022), os isoladores são componentes construídos com materiais dielétricos como porcelana vitrificada, vidro temperado e compostos poliméricos. Seu uso e dimensionamento devem considerar a tensão de operação, as condições ambientais e o tipo de aplicação nas linhas de energia elétrica.

2.5 Aterramento

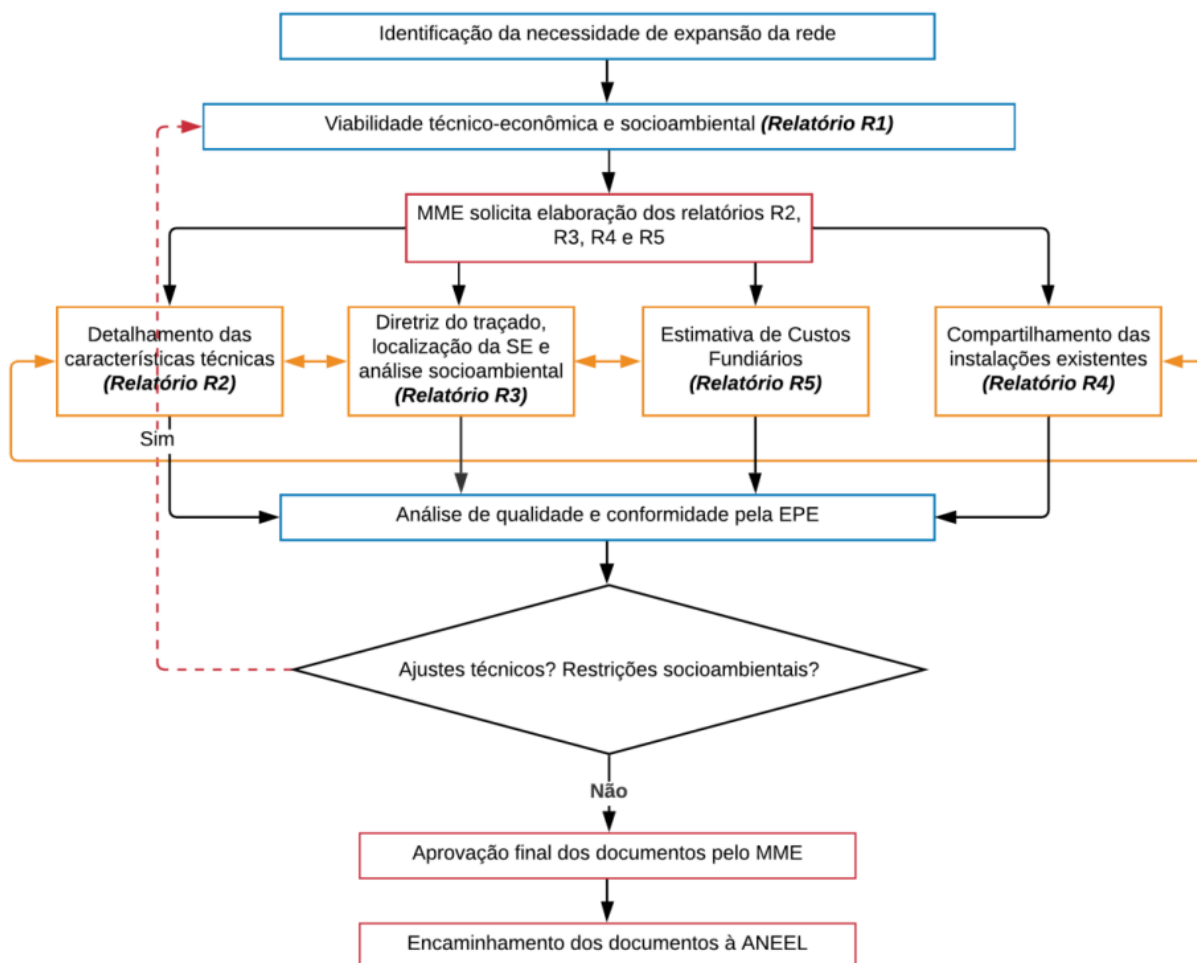
O aterramento atua como sistema de proteção que dissipa para o solo os surtos e falhas elétricas que possam ocorrer em LTs (Mayer, 2018). Os contrapesos horizontais são amplamente utilizados por permitirem maior área de contato com o solo, o que reduz a resistência elétrica do sistema. As hastes de aterramento são usadas como complemento aos contrapesos ou, em solos de alta condutividade, como método principal, já que a maior profundidade dos eletrodos diminui ainda mais a resistência (Villas, 2015).

3 PROJETO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

A implantação de LTs no Brasil segue um processo estruturado e regulamentado, que começa com a identificação das necessidades sistêmicas e se estende até a elaboração do projeto básico e a execução da infraestrutura. Conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024b), os novos empreendimentos integrados à Rede Básica originam-se de estudos técnicos realizados pelos Grupos de Estudo de Transmissão (GET), coordenados pela EPE. Esses estudos resultam no Relatório R1, que, por meio de análises técnico-econômicas e socioambientais, identifica as alternativas mais adequadas para atender às demandas do SIN. As soluções recomendadas são organizadas no Programa de Expansão da Transmissão (PET) e no Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), que classificam as obras conforme sua natureza, prioridade e horizonte de implantação (EPE, 2024b).

A Figura 9 apresenta, de forma esquemática, as etapas do planejamento e estruturação dos empreendimentos recomendados nos relatórios R1 a R5. O fluxo abrange desde a identificação da necessidade de expansão até o encaminhamento dos documentos à ANEEL. Durante o processo, os relatórios progressivos detalham características técnicas (R2), diretrizes de traçado e aspectos socioambientais (R3), compartilhamento de instalações existentes (R4) e estimativas de custos fundiários (R5). A EPE avalia esses documentos quanto à qualidade e conformidade, solicitando ajustes técnicos ou de restrições antes da aprovação final pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (EPE, 2020).

Figura 9 – Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5



Fonte: EPE (2020).

Durante a etapa de detalhamento das instalações a serem ofertadas em leilão, o ONS contribui na formulação dos requisitos técnicos essenciais, em alinhamento com os Procedimentos de Rede, garantindo que os empreendimentos atendam aos padrões de desempenho e flexibilidade exigidos pelo SIN (ONS, 2022). Tais requisitos estão definidos no Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede, que define os critérios técnicos mínimos para as linhas da Rede Básica. (ONS, 2022). Com base nessas diretrizes, a concessionária deve elaborar e apresentar o projeto básico, contendo as principais características técnicas e especificações dos sistemas e equipamentos (ONS, 2022).

Além dos leilões de transmissão, é importante destacar que a conexão de novos empreendimentos de geração ao SIN requer o cumprimento de etapas regulatórias específicas, não se limitando à participação em leilões. Nestes casos, os projetos podem se enquadrar como Demais Instalações de Transmissão (DIT), que

são propostos diretamente pelos agentes interessados, como geradoras ou transmissoras. A regulamentação vigente obriga os agentes interessados a observarem o Submódulo 7.1 – Acesso às Instalações de Transmissão, que disciplina os procedimentos para formalização da solicitação de acesso, emissão do Parecer de Acesso e atendimento a prazos e documentações obrigatórias (ONS, 2024). Complementarmente, o Submódulo 2.10 – Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão às Instalações de Transmissão estabelece critérios técnicos essenciais para garantir a operação segura e integrada do sistema, incluindo proteção, aterramento, coordenação de isolamento, qualidade de energia e desempenho dinâmico (ONS, 2025d).

Portanto, é fundamental que a elaboração do projeto básico das LTs siga rigorosamente as normas técnicas aplicáveis, como a NBR 5422. Respeitar essas diretrizes é imprescindível, de forma que o projeto básico atenda às exigências para sua aprovação e execução. A seguir, são apresentados os principais elementos que o compõem, sempre em conformidade com as normas vigentes.

No contexto do projeto de LTs, é importante destacar que, ao contrário do Brasil, que dispõe da norma específica ABNT NBR 5422, não existe uma norma internacional única que abranja de forma integrada todos os aspectos técnicos e operacionais dessas instalações.

3.1 Elementos Meteorológicos

Conforme estabelece a NBR 5422 (ABNT, 2024), os elementos meteorológicos devem ser considerados com base em dados representativos e confiáveis da região atravessada pela LT. Sempre que possível, recomenda-se o uso de medições específicas, obtidas por estações locais com instrumentação adequada, boa cobertura geográfica e séries históricas mínimas de 10 anos. Na ausência desses dados, é admitida a utilização de estimativas baseadas em características geográficas, como altitude e localização.

A norma também determina que as temperaturas máximas, mínimas e médias devem ser obtidas a partir de séries diárias. Já para o cálculo da temperatura do condutor, exige-se a coleta simultânea de dados de temperatura do ar, radiação

solar, velocidade e direção do vento, com resolução de 10 minutos, durante um período mínimo de três anos. Esses parâmetros são fundamentais para o correto dimensionamento térmico e mecânico das instalações (ABNT, 2024).

De acordo com o ONS (2016), os dados de temperatura do ar utilizados para o cálculo da capacidade sazonal das LTs foram obtidos por meio de *downscaling* climático e posteriormente ajustados com base em registros observacionais, gerando uma malha uniforme com resolução espacial de 0,1° em latitude e longitude — o que equivale a aproximadamente 11 km no equador e 9,6 km na latitude de 30°. Esses dados serviram de base para a construção dos mapas sazonais de temperatura do ar, apresentados nas Figuras 10 a 13, os quais subsidiam o cálculo da capacidade de transmissão de linhas a serem licitadas.

Tais capacidades são definidas conforme quatro sazonalidades padrão: verão dia (VD), verão noite (VN), inverno dia (ID) e inverno noite (IN), estabelecidas pelo Módulo 4 da ANEEL (2021). Nessa classificação, o período de verão corresponde aos meses de outubro a março, e o de inverno de abril a setembro; já o intervalo diurno compreende o horário das 06h00 às 17h59, enquanto o noturno vai das 18h00 às 05h59. Essas faixas são aplicadas de maneira uniforme em todo o território nacional, independentemente das variações climáticas regionais (ONS, 2016).

Segundo as diretrizes do ONS (2016), as condições específicas de temperatura, velocidade do vento e radiação solar adotadas para cada sazonalidade estão detalhadas na Tabela 1.

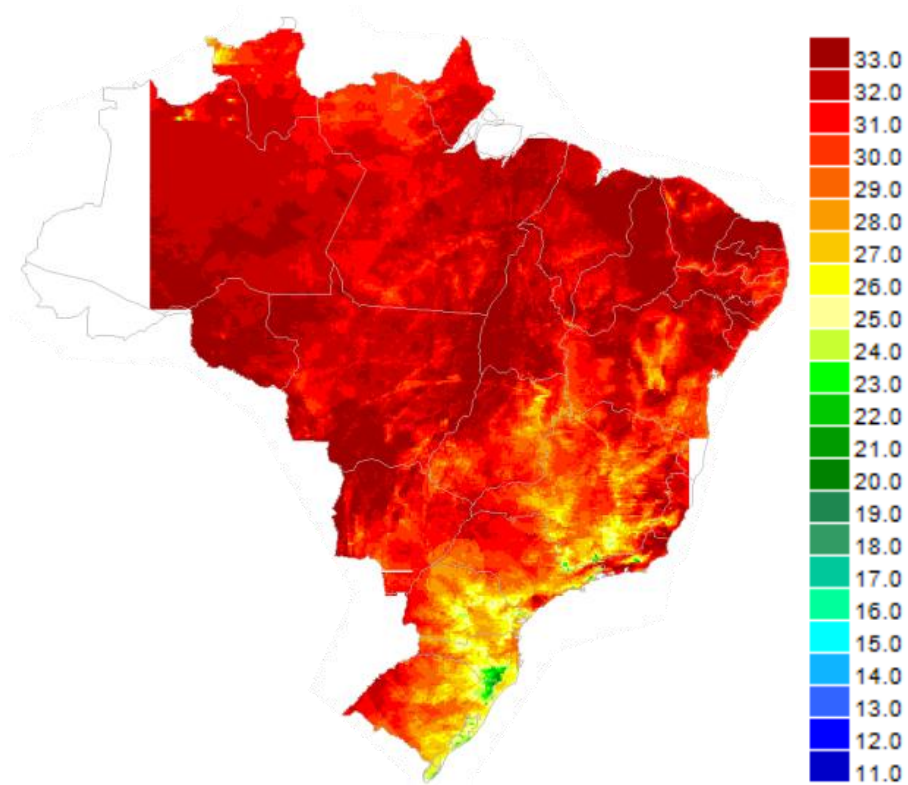
Tabela 1 – Dados meteorológicos sazonais

Sazonalidade	Velocidade do vento (m/s)	Radiação Solar (W/m²)
VD	1,0	1.000
VN	0,6	0
ID	0,9 ou 1,0 ¹	1.000
IN	0,6	0

Fonte: Adaptado de ONS (2016).

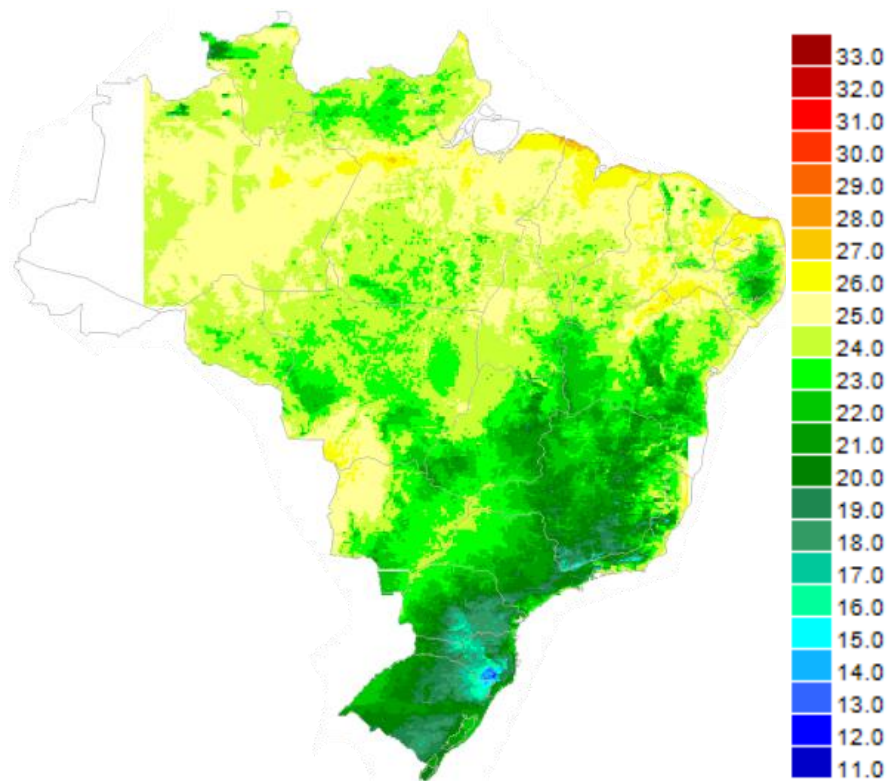
¹ Se a diferença entre as temperaturas de VD e ID for inferior a 2 °C, deve-se adotar o valor de 1,0 m/s para a velocidade do vento (ONS, 2016).

Figura 10 – Temperatura do ar (°C): Verão Dia

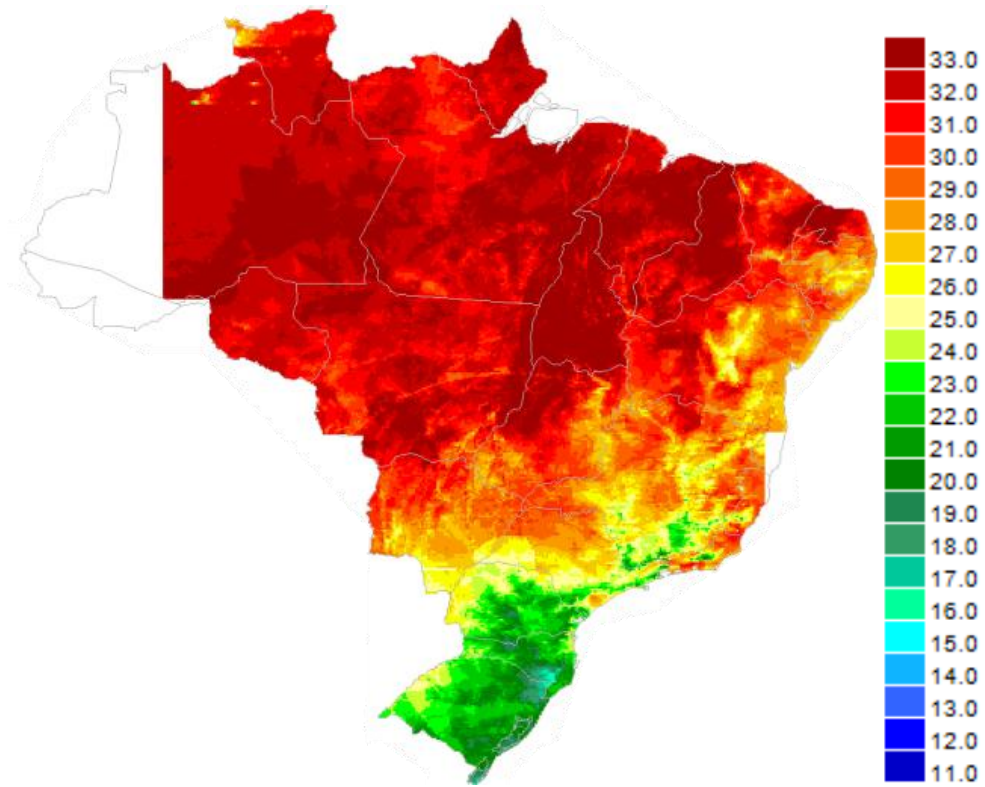


Fonte: ONS (2016).

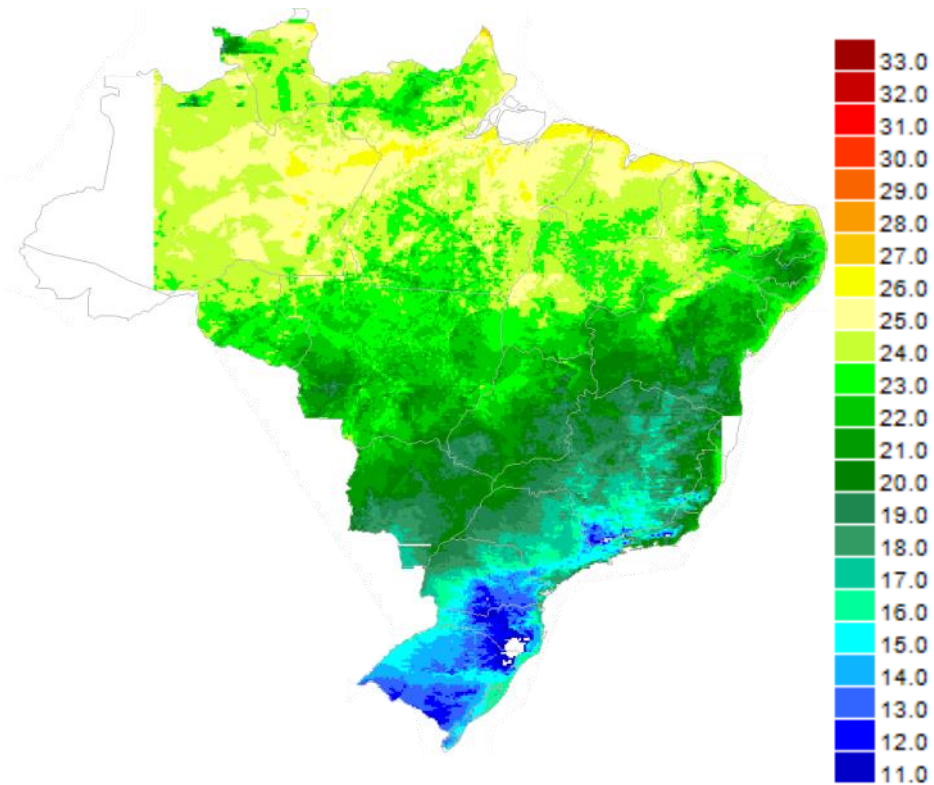
Figura 11 – Temperatura do ar (°C): Verão Noite



Fonte: ONS (2016).

Figura 12 – Temperatura do ar (°C): Inverno Dia

Fonte: ONS (2016).

Figura 13 – Temperatura do ar (°C): Inverno Noite

Fonte: ONS (2016).

3.2 Definição dos cabos condutores

De acordo com as diretrizes estabelecidas pelo ONS (2022b), os relatórios de planejamento do setor elétrico, especialmente os Relatórios R1 e R2, definem a configuração básica dos empreendimentos a serem licitados, incluindo os critérios mínimos de desempenho esperados para os cabos condutores. Embora essa configuração sirva como referência para o projeto, a transmissora tem a possibilidade de propor condutores alternativos, desde que comprove, no projeto básico, que os desempenhos elétricos e mecânicos são iguais ou superiores aos estabelecidos.

Na seleção do condutor, diversos fatores técnicos devem ser considerados, entre eles a corrente de projeto, a resistência de sequência positiva, as perdas elétricas por efeito Joule, o efeito corona, a ampacidade e a temperatura máxima de operação. Além dos aspectos elétricos, também são avaliadas características mecânicas, como a tração admissível, a flecha e a compatibilidade com a configuração estrutural predominante da linha.

A ampacidade, que corresponde à capacidade máxima de corrente que a linha pode transportar, é restrita principalmente pela distância mínima de segurança entre o condutor e o solo ou outros objetos próximos (Morgan, 1982). Essa distância mínima resulta da dilatação térmica do condutor, que depende tanto da corrente elétrica transportada quanto das condições ambientais locais, tais como a velocidade e direção do vento, temperatura do ar e radiação solar (Anjos, 2013).

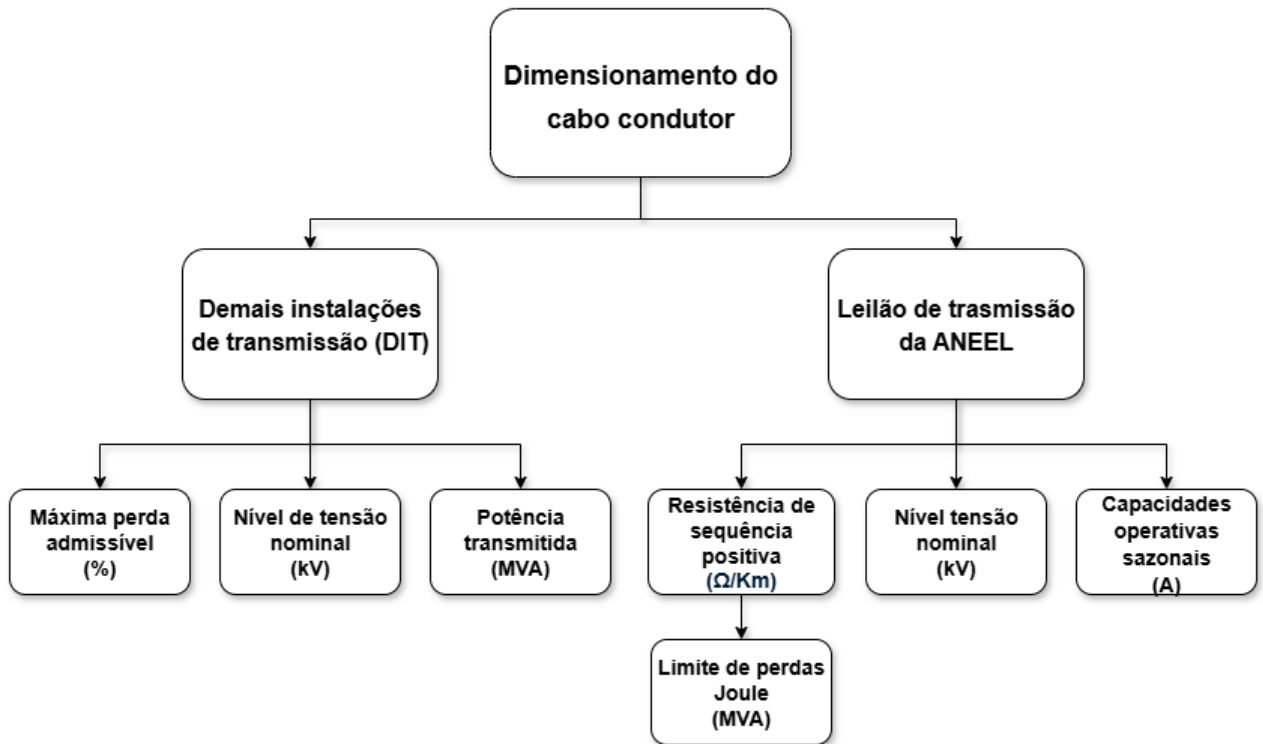
De acordo com a norma IEEE P738 (2012), quando há maior exposição à radiação solar, o condutor absorve mais calor, elevando sua temperatura. Contudo, esses períodos costumam coincidir com ventos mais intensos, que favorecem a dissipação térmica do condutor. Essa combinação natural contribui para a manutenção da temperatura do condutor em níveis seguros, promovendo uma operação mais confiável dos sistemas de transmissão.

3.2.1 Dimensionamento do Cabo Condutor

Conforme abordado no capítulo anterior, as LTs podem ter origem tanto em leilões organizados pela ANEEL quanto em projetos propostos diretamente pelos agentes do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), conhecidos como DIT. O fluxograma

apresentado na Figura 14 ilustra esses dois caminhos distintos de origem do projeto, bem como as informações técnicas essenciais repassadas por cada responsável, que viabilizam o correto dimensionamento do cabo condutor.

Figura 14 – Fluxograma de dimensionamento do cabo condutor



Fonte: Elaboração própria (2025).

A partir dessas premissas inicia-se o processo de dimensionamento elétrico do cabo condutor, que envolve o cálculo da resistência elétrica corrigida para a temperatura de referência, corrigida em função da variação térmica, conforme expressa na equação (1) (ANEEL, 2021).

$$R_{TC} = R * [1 + \alpha * (Tc - 20)] \quad (1)$$

Onde:

R = resistência elétrica do condutor em corrente contínua (CC) a 20° (Ω)

α = coeficiente de variação da resistência por unidade de °C

Tc = temperatura de referência (°C)

Nos projetos decorrentes de leilões de transmissão, embora o cálculo das perdas não seja exigido diretamente, o projeto básico deve obrigatoriamente apresentar a resistência de sequência positiva da linha, por unidade de comprimento,

calculada na temperatura de referência. Esse valor deve ser igual ou inferior ao estipulado para a configuração básica indicada no anexo técnico do edital (ONS, 2022a).

Segundo Matzenbacher (2015), a definição da temperatura de projeto de uma LT é realizada de forma inversa ao cálculo da ampacidade, considerando a metodologia descrita no trabalho. Como a ANEEL estabelece a capacidade de corrente para regimes de longa e curta duração, é possível determinar as temperaturas de operação dos cabos a partir das condições meteorológicas locais.

3.2.2 Modelo térmico e cálculo de ampacidade

A metodologia para o cálculo da capacidade operativa de longa duração de LTs aéreas, se dá conforme estabelecido no Anexo II do Módulo 4 da ANEEL (2021). Essa abordagem adota a equação (2) clássica do equilíbrio térmico, na qual o calor absorvido pelo condutor, proveniente do efeito Joule e da radiação solar, deve ser igual ao calor dissipado por meio de convecção e radiação térmica.

$$Q_c + Q_s = P_c + P_r \quad (2)$$

Onde:

Q_c = ganho de calor por efeito Joule (W/m)

Q_s = ganho de calor por radiação solar (W/m)

P_c = perda de calor por convecção (W/m)

P_r = perda de calor por radiação térmica (W/m)

Segundo o ONS (2022a), esse modelo térmico assume regime permanente de operação e considera que a totalidade do calor gerado internamente e absorvido externamente é trocada com o ambiente. As perdas por condução ao longo do condutor são usualmente desprezadas, uma vez que sua contribuição é insignificante em relação aos demais mecanismos. Essa premissa permite estimar a corrente de projeto com base em um balanço térmico simplificado, porém representativo das condições reais de operação.

3.2.2.1 Perda de calor por convecção (P_c)

A convecção térmica ocorre devido ao movimento de partículas do fluido provocado por diferenças de temperatura (Halliday; Resnick; Walker, 2011). As perdas por convecção forçada, segundo Quijada (2019), ocorrem sob influência do vento, que atua como principal agente de resfriamento natural dos condutores em LTs.

Esse tipo de troca térmica pode ser quantificado por meio das equações (3) e (4) conforme estabelecido pela norma IEEE 738 (2012):

$$P_{c1} = \left[1,01 + 0,371 * \left(\frac{D * \rho_f * V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] * k_f * (T_c - T_a) \quad (3)$$

$$P_{c2} = 0,1695 * \left(\frac{D * \rho_f * V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} * k_f * (T_c - T_a) \quad (4)$$

Onde:

P_{c1} = perda de calor por convecção para ventos baixos (W/m)

P_{c2} = perda de calor por convecção para ventos altos (W/m)

D = diâmetro do cabo (m)

ρ_f = densidade do ar (lb/ft³)

V_w = velocidade do fluxo de ar (ft/h)

μ_f = viscosidade absoluta do ar (lb/ft*h)

k_f = condutividade térmica da temperatura do ar (W/ft, °C)

T_c = temperatura de projeto (°C)

T_a = temperatura ambiente (°C)

A equação (3) apresenta melhor desempenho para baixas velocidades de vento, enquanto a equação (4) é mais precisa em altas velocidades. Em qualquer situação, deve-se adotar o maior valor entre os dois resultados obtidos, garantindo uma estimativa conservadora das perdas térmicas por convecção (IEEE P738, 2012).

Os valores de viscosidade absoluta do ar (μ_f), densidade do ar (p_f) e condutividade térmica do ar (k_f) utilizados foram adotados conforme a Tabela 1 da norma IEEE P738 (2012), reproduzida no Anexo A deste trabalho.

Além disso, conforme determinado pela norma IEEE 738 (2012), a perda de calor por convecção deve ser ajustada pelo fator de direção do vento ($K_{\text{ângulo}}$), cujo cálculo é realizado segundo a equação (5).

$$K_{\text{ângulo}} = 1,194 - \cos(\delta) + 0,194 * \cos(2\delta) + 0,368 * \text{sen}(2\delta) \quad (5)$$

Onde:

δ = ângulo entre a direção do vento e o eixo da LT (°)

3.2.2.2 Perda de calor por radiação térmica (Pr)

A radiação térmica é a transferência de energia por meio de ondas eletromagnéticas emitidas por um corpo em função de sua temperatura (Halliday; Resnick; Walker, 2023). Diferentemente da convecção, esse mecanismo não depende da presença de um meio material e ocorre inclusive no vácuo. Em LTs, as perdas por radiação tornam-se relevantes principalmente em condições de alta temperatura do condutor e são calculadas com base na emissividade superficial e na diferença entre as temperaturas de superfície e ambiente, esse mecanismo pode ser quantificado por meio da equação (6) (IEEE P738, 2012).

$$Pr = 0,138 * \varepsilon * D * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (6)$$

Onde:

ε = coeficiente de emissividade do condutor

D = diâmetro do cabo (m)

T_c = temperatura de projeto (°C)

T_a = temperatura ambiente (°C)

3.2.2.3 Ganho de calor por radiação solar (Q_s)

Para calcular o ganho de calor por aquecimento devido à radiação solar nas LTs, deve-se utilizar o valor da radiação solar global incidente na altura da linha, preferencialmente obtido por medições específicas (IEEE P738, 2012), a equação (7) e (8) quantificam esse mecanismo.

$$q_s = \alpha_s * Q_S * \text{sen}(\theta) * (D * 3,28084) \quad (7)$$

$$\theta = \text{acos} [(\cos H_c) * \cos (Z_c - Z_l)] \quad (8)$$

Onde:

H_c = altitude do sol (°)

Z_c = azimute do sol (°)

Z_l = azimute da LT (°)

α_s = coeficiente de absorção do condutor

D = diâmetro do cabo (m)

I_B = radiação global (W/m²)

3.2.2.4 Corrente de projeto

A corrente de projeto representa o valor máximo de corrente elétrica que pode circular continuamente por um condutor sem que sua temperatura ultrapasse o limite térmico estabelecido. Esse valor é determinado com base no balanço térmico do condutor, equação (2), considerando os mecanismos de troca de calor analisados nos tópicos anteriores: o ganho de calor por radiação solar (Q_s) e a perda por convecção (P_c) e radiação térmica (P_r).

Com isso, a corrente de projeto é calculada pela equação (9) (ANEEL, 2021), garantindo que o condutor opere dentro dos limites térmicos permitidos, assegurando sua integridade e o desempenho adequado da LT.

$$I = \sqrt{\frac{P_c + P_r - Q_s}{R_{TC}}} \quad (9)$$

Onde:

Q_s = ganho de calor por radiação solar (W/m)

P_c = perda de calor por convecção (W/m)

P_r = perda de calor por radiação térmica (W/m)

R_{TC} = resistência elétrica do condutor a temperatura de referência (Ω)

3.2.3 Temperatura do cabo condutor

Segundo a NBR 5422 (ABNT, 2024) a temperatura do cabo condutor deve ser considerada como a média da superfície do cabo, determinada por meio de um modelo de equilíbrio térmico em regime permanente. O cálculo dessas temperaturas leva em conta, previamente, a corrente nominal e a sobrecorrente admissível, as quais definem dois regimes distintos: o regime nominal e o regime de sobrecorrente. Este último é caracterizado por situações excepcionais e temporárias, com uso recomendado por no máximo 5% do tempo anual da linha.

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 2024), no cálculo, é importante que os coeficientes térmicos de emissividade e absorvidade reflitam as características do cabo ao final da vida útil da linha, considerando as mudanças superficiais causadas pela exposição prolongada às condições ambientais.

Para cada um dos regimes, são determinadas duas condições de referência: típica e limite, associadas a diferentes níveis de risco térmico e risco de falha. A Tabela 2, apresenta a combinação entre esses regimes e condições, evidenciando a relação entre o risco térmico e o risco de falha conforme o cenário analisado.

Tabela 2 – Riscos térmicos e riscos de falha

Regime	Condição	Risco Térmico	Risco de falha	Temperatura cabo condutor
Nominal ²	Típica	15%	10^{-6}	$t_{tip,n}$
	Limite	1%	10^{-4}	$t_{lim,n}$
Sobrecorrente ³	Típica	5%	10^{-4}	$t_{tip,s}$
	Limite	1%	10^{-4}	$t_{lim,s}$

Fonte: Adaptado de ABNT (2024).

Segundo Mpalantinos Neto *et al.* (2022), as condições típicas seguem parâmetros semelhantes aos recomendados na versão da NBR 5422:1985, sendo que a definição de condições limites se justifica pelos elevados valores de temperatura que os condutores podem alcançar, especialmente quando as variáveis ambientais apresentam condições desfavoráveis ao carregamento.

Complementando as seções principais da norma, o Anexo B da NBR 5422 (ABNT, 2024), apresenta diretrizes práticas para obtenção de dados de temperatura do cabo e cálculo do risco térmico. Segundo o anexo, a série horária da temperatura superficial do condutor deve ser construída a partir de dados ambientais reais e representativos das condições mais críticas da região atravessada pela linha. Nesse processo, deve-se atentar para a influência da direção do vento ao longo da rota da linha, pois este fator exerce papel determinante na dissipação do calor por convecção.

O risco térmico é calculado, conforme a equação (10), como a probabilidade de a temperatura do condutor exceder um valor de referência em função de variáveis climáticas aleatórias, como vento, radiação solar e temperatura ambiente.

$$P(t \geq t_{ref}) = 1 - F(t) = 1 - \int_{-\infty}^{t_{ref}} f(t) dt \quad (10)$$

Onde:

t_{ref} = temperatura de referência

² Referenciada como regime normal ou regime de corrente de longa duração (ABNT, 2024).

³ Referenciada como regime de emergência ou regime de curta duração (ABT, 2024).

$f(t)$ = função densidade de probabilidade da temperatura do condutor

3.3 Coordenação de Isolamento

A confiabilidade de sistemas elétricos de potência está fortemente relacionada à ocorrência de surtos e ao risco de falhas nos isolamentos. Nesse contexto, o estudo de transitórios eletromagnéticos visa assegurar que não haja falhas de isolamento em LTs, por meio de uma adequada coordenação entre equipamentos e dispositivos de proteção. Além disso, essa análise permite antecipar eventuais falhas, fornecendo subsídios para entender suas causas e adotar medidas preventivas. A coordenação de isolamento, por sua vez, consiste em um conjunto de procedimentos, especialmente voltados à especificação de equipamentos, com o objetivo de minimizar a probabilidade de danos e interrupções no fornecimento de energia, respeitando critérios técnicos, econômicos e operacionais (Jitsukawa, 2010).

De acordo com a NBR 8186 (ABNT, 2021), as sobretensões podem ser classificadas de acordo com a duração da frente de onda, o que influencia diretamente suas causas e formas de mitigação. As sobretensões de frente lenta são caracterizadas por oscilações cuja frente de onda varia de dezenas a milhares de microssegundos, sendo geralmente associadas a manobras no sistema elétrico, como energização e religamento de LTs. Já as sobretensões de frente rápida, ainda segundo a NBR 8186 (ABNT, 2021), são predominantemente originadas por descargas atmosféricas diretas sobre os condutores fase, por descargas disruptivas de retorno (*back flashover*) ou por surtos induzidos por descargas próximas ao solo.

A NBR 5422 (ABNT, 2024) consolida diversos referenciais técnicos nacionais e internacionais para o dimensionamento das distâncias mínimas de isolamento, fundamentando-se em normas e diretrizes como a NBR 8186 (ABNT, 2021), a norma europeia EN 50341-1 (CENELEC, 2012), a IEC 60071-2 (1996), as diretrizes do CIGRÉ WG 33.07 (1992) e estudos científicos como o de Kishizima, Matsumoto e Watanabe (1984). Essa base normativa oferece os parâmetros necessários para o equacionamento das distâncias entre condutores e entre condutor e terra, considerando as diferentes naturezas das sobretensões e o regime em frequência fundamental.

Dessa forma, considerando a importância da coordenação de isolamento no desempenho seguro das LTs, torna-se essencial a avaliação criteriosa das distâncias mínimas de isolamento. Essas distâncias variam conforme os diferentes regimes elétricos a que a linha pode estar sujeita, como a frequência fundamental e as sobretensões de frente lenta e de frente rápida. Nos subtópicos a seguir, são abordadas as metodologias e critérios normativos para o dimensionamento das distâncias entre condutores de fase e entre fase e terra, considerando as particularidades de cada uma dessas condições operativas.

3.3.1 Distâncias mínimas para tensões a frequência fundamental

Neste item, são abordadas as distâncias mínimas de isolamento requeridas sob condições de operação em regime permanente, considerando a frequência fundamental do SEB.

3.3.1.1 Distância mínima fase-terra

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima entre os cabos condutores de uma fase, ou de seus acessórios, e as partes aterradas da estrutura a frequência fundamental, deve ser calculada segundo a equação (11).

$$d_{ft,ff} = 1,642 * \left[\exp \left(\frac{\frac{U_S}{\sqrt{3}} * F_{tmo}}{750 * k_{aff} * k_{zff} * k_{gff}} \right) - 1 \right]^{0,83} \quad (11)$$

Onde:

$d_{ft,ff}$ = distância mínima entre tensões fase-terra a frequência fundamental (m)

U_S = tensão entre fases nominal eficaz da LT (kV)

F_{tmo} = fator de tensão máxima de operação em relação à U_S

k_{aff} = fator de correção das condições atmosféricas para frequência fundamental

k_{gff} = fator de espaçamento para tensões a frequência fundamental

k_{zff} = fator de desvio para frequência fundamental

Para obtenção dos fatores de espaçamento fase-terra (k_{gff}) e de desvio (k_{zff}) são utilizadas as equações (12) e (13) (ABNT, 2024).

$$k_{gff} = 1,35 * k_g - 0,35 * k_g^2 \quad (12)$$

$$k_{zff} = 1 - 3 * z_{ff} \quad (13)$$

Onde:

k_g = fator de espaçamento fase-terra

z_{ff} = coeficiente de variação da distribuição de probabilidades da suportabilidade da distância em ar, para frequência fundamental, cujo valor pode ser considerado igual a 0,03

3.3.1.2 Distância mínima entre fases

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima entre as fases, a frequência fundamental, deve ser calculada segundo a equação (14).

$$d_{ff,ff} = 1,642 * \left[\exp \left(\frac{U_S * F_{tmo}}{750 * k_{aff} * k_{zff} * k_{gff}} \right) - 1 \right]^{0,83} \quad (14)$$

Onde:

$d_{ff,ff}$ = distância mínima entre tensões entre fases a frequência fundamental (m)

k_g = fator de espaçamento fase-terra

3.3.2 Distâncias mínimas para sobretensões de frente lenta

Este item trata do dimensionamento das distâncias mínimas de isolamento frente às sobretensões de frente lenta, geralmente associadas a manobras no SEB.

3.3.2.1 Distância mínima fase-terra

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima entre os cabos condutores de uma fase, ou de seus acessórios, e as partes aterradas da estrutura para sobretensões de frente lenta, deve ser calculada segundo a equação (15).

Para $d_{ft,fl} \leq 25 \text{ m}$:

$$d_{ft,fl} = 2,174 * \left[\exp \left(\frac{K_{cs} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_S * F_{sfl}}{1080 * k_{afl} * k_{zfl} * k_g} \right) - 1 \right] \quad (15)$$

Onde:

$d_{ft,fl}$ = distância mínima fase-terra para sobretensões de frente lenta (m)

K_{cs} = fator de coordenação estatístico, conforme Anexo C da NBR 5422 (ABNT, 2024)

U_S = tensão entre fases nominal eficaz da LT (kV)

F_{sfl} = fator de sobretensão de frente lenta referido ao valor de pico da tensão fase terra⁴

k_{afl} = fator de correção das condições atmosféricas para sobretensão de frente lenta

k_g = fator de espaçamento fase-terra, conforme Anexo C da NBR 5422 (ABNT, 2024)

k_{zfl} = fator de desvio para frente lenta

Para obtenção do fator de desvio (k_{zfl}) é utilizada a equação (16) (ABNT, 2024).

$$k_{zfl} = 1 - 1,3 * z_{fl} \quad (16)$$

Onde:

z_{fl} = coeficiente de variação da distribuição de probabilidades da suportabilidade da distância em ar, para sobretensões de frente lenta, cujo valor pode ser considerado igual a 0,06

3.3.2.2 Distância mínima entre fases

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima entre fases, para o caso de sobretensões de frente lenta, deve ser calculada por meio das

⁴ Valor obtido de acordo com a tabela 14 da NBR 5422 (ABNT, 2024)

equações (17) e (18), adotando-se como distância mínima o maior valor obtido entre elas.

Para $1 < d_{ff,fl} \leq 4 \text{ m}$:

$$d_{ff,fl} = 2,174 * \left[\exp \left(\frac{K_{cs} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_S * r_S * F_{sfl}}{1080 * k_{afl} * k_{zfl} * k_g} \right) - 1 \right] \quad (17)$$

Para $4 < d_{ff,fl} \leq 10 \text{ m}$:

$$d_{ff,fl} = 15,3726 + 7,0846 * \alpha - \quad (18)$$

$$\sqrt{54,3115 * \alpha^2 + 212,6589 * \alpha - 0,1019 * \left(\frac{K_{cs} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_S * r_S * F_{sfl}}{k_{afl} * k_{zfl}} \right) + 286,0043}$$

Onde:

$d_{ff,fl}$ = distância mínima entre fases para sobretensões de frente lenta (m)

α = parâmetro de relação entre o valor de pico da onda de polaridade negativa e positiva⁵

r_S = relação entre as sobretensões entre fases e fase-terra, considerado igual a 1,4

3.3.3 Distâncias mínimas para sobretensões de frente rápida

Neste item, são apresentadas as distâncias mínimas de isolamento exigidas para suportar sobretensões de frente rápida, típicas de descargas atmosféricas diretas ou indiretas.

⁵ A NBR 8186 (ABNT, 2021) recomenda que o valor seja obtido por estudos de transitórios de frente lenta, indicando, a título orientativo, valores típicos de 0,33 e 0,5.

3.3.3.1 Distância mínima fase-terra

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima para sobretensões de frente rápida fase-terra deve considerar o maior valor obtido entre os cálculos para polaridades positiva e negativa, conforme as equações (19) e (20), respectivamente.

Para $d_{ft,fr} \leq 10$ m:

$$d_{ft,fr} = \frac{U_{fr}^+}{530 * k_{afr} * k_{zfr} * k_{gfr}^+} \quad (19)$$

$$d_{ft,fr} = \frac{U_{fr}^-}{700 * k_{afr} * k_{zfr} * k_{gfr}^-} \quad (20)$$

Onde:

$d_{ft,fr}$ = distância mínima fase-terra para sobretensões de frente rápida (m)

U_{fr}^+ = valor da suportabilidade de polaridade positiva da cadeia de isoladores em 90% de probabilidade (kV)⁶

U_{fr}^- = valor da suportabilidade de polaridade negativa da cadeia de isoladores em 90% de probabilidade (kV)

k_{afr} = fator de correção das condições atmosféricas para sobretensão de frente rápida

Para obtenção do fator de desvio (k_{zfr}) é utilizada a equação (21) (ABNT, 2024).

$$k_{zff} = 1 - 1,33 * z_{fr} \quad (21)$$

Onde:

k_{zfr} = fator de desvio para frente rápida

⁶ Como estimativa preliminar de dimensionamento podem ser utilizados os valores mínimos apresentados na Tabela 15 da NBR 5422 (ABNT, 2024).

z_{fr} = coeficiente de variação da distribuição de probabilidades da suportabilidade da distância em ar, para sobretensões de frente rápida, cujo valor pode ser considerado igual a 0,03

Para o fator de espaçamento para sobretensões de frente rápida (k_{gfr}^+) de polaridade positiva, é calculado pela equação (22) (ABNT, 2024).

$$k_{gfr}^+ = 0,74 + 0,26 * k_g \quad (22)$$

Já para o fator de espaçamento para sobretensões de frente rápida (k_{gfr}^-) de polaridade negativa, é calculado pela equação 27 que depende do valor do fator (k_g)(ABNT, 2024).

Já para o caso de sobretensões de frente rápida com polaridade negativa, o fator de espaçamento (k_{gfr}^-) determinado a partir do fator de espaçamento (k_g). Quando $k_g \leq 1,44$, deve-se aplicar a equação (23), caso contrário, adota-se o valor de 0,78, conforme estabelecido na NBR 5422 (ABNT, 2024).

$$k_{gfr}^- = 1,5 - 0,5 * k_g \quad (23)$$

3.3.3.2 Distância mínima entre fases

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 2024), a distância mínima entre fases, para o caso de sobretensões de frente rápida, deve ser calculada por meio da equação (24).

$$d_{ff,fr} = \frac{1,2 * U_{fr}^+}{530 * k_{afr} * k_{zfr} * k_{gfr}^+} \quad (24)$$

Onde:

$d_{ft,fr}$ = distância mínima entre fases para sobretensões de frente rápida (m)

3.4 Distâncias de Segurança ao Solo e a Obstáculos

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 2024), as distâncias de segurança correspondem aos afastamentos mínimos que devem ser mantidos entre os condutores e seus componentes energizados e quaisquer outros elementos,

energizados ou não, da própria linha, do solo ou de quaisquer obstáculos ao longo do traçado.

A correta definição dessas distâncias no projeto de uma LT é essencial para garantir a integridade das pessoas, a segurança operacional do sistema elétrico e a preservação da infraestrutura. Distâncias mal dimensionadas podem resultar em descargas atmosféricas, arcos elétricos, interrupções no fornecimento de energia e riscos à vida humana, especialmente em áreas com presença de edificações, vegetação ou circulação de pessoas. Além disso, essas distâncias influenciam diretamente no dimensionamento das estruturas e no custo total do empreendimento, sendo, portanto, um elemento técnico e estratégico fundamental no planejamento do sistema.

As distâncias de segurança apresentadas devem considerar os requisitos de manutenção em linha viva, abrangendo as zonas de risco e controlada, conforme orientações da IEC 61472 e IEEE Std. 516 (ABNT, 2024).

3.4.1 Distância Vertical de Segurança

A NBR 5422 estabelece que as distâncias verticais de segurança devem ser verificadas com o condutor em repouso, considerando seu afastamento em relação ao solo e a eventuais obstáculos localizados abaixo do vão. Essa verificação deve abranger tanto a condição de corrente nominal quanto de sobrecorrente, com base nas temperaturas típica e limite de projeto previamente definidas, apresentadas na Tabela 2 (ABNT, 2024).

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 2024), essas distâncias resultam da soma de duas ou três parcelas, conforme descrito a seguir:

- a) P_{bV} – Parcela básica, que é igual à altura do obstáculo considerado, mais 0,60 m;
- b) P_s – Parcela de segurança, estabelecida para as condições típica ($P_{Stip} = 0,90\text{ m}$) e limite ($P_{Slim} = 0,60\text{ m}$);
- c) P_e – Parcela elétrica, igual ao espaçamento necessário para suportar uma sobretensão de frente lenta ($d_{ft,fl}$), estabelecida para as condições típica, $P_{etip,n}$ e $P_{etip,s}$ e limite, P_{elim} conforme 7.2.5. (ABNT, 2024, p. 26).

3.4.1.1 Distância Vertical de Segurança para o regime de corrente nominal

Para o regime de corrente nominal, consideram-se duas condições, típica e limite, que resultam em distâncias verticais de segurança distintas. Essas distâncias são calculadas pelas equações (25), (26) e (27), sendo que, para a condição típica nominal de projeto, deve-se adotar o maior valor entre as equações (25) e (26) (ABNT, 2024).

$$D_{Vtip,n} = P_{bV} + P_{stip} + P_{etip,n} \quad (25)$$

$$D_{Vtip,n} = D_{Vlim,n} + 0,9 \quad (26)$$

$$D_{Vlim,n} = P_{bV} + P_{slim} + P_{elim} \quad (27)$$

Onde:

$D_{Vtip,n}$ = distância vertical de segurança típica nominal (m)

$D_{Vlim,n}$ = distância vertical de segurança limite nominal (m)

3.4.1.2 Distância Vertical de Segurança para o regime de sobrecorrente

Para o regime de sobrecorrente, consideram-se duas condições, típica e limite, que resultam em distâncias verticais de segurança distintas. Essas distâncias são calculadas pelas equações (28) e (29) (ABNT, 2024).

$$D_{Vtip,s} = P_{bV} + P_{slim} + P_{etip,s} \quad (28)$$

$$D_{Vlim,s} = P_{bV} + P_{elim} \quad (29)$$

Onde:

$D_{Vtip,s}$ = distância vertical de segurança típica em sobrecorrente (m)

$D_{Vlim,s}$ = distância vertical de segurança limite em sobrecorrente (m)

3.4.1.3 Parâmetros para o Cálculo das Distâncias Verticais de Segurança

A Tabela 3 apresenta as alturas adotadas para os obstáculos, os valores da parcela básica (P_{bV}) e os fatores de espaçamento fase-terra (k_g) utilizados no cálculo da distância vertical de segurança. Em nenhuma situação a distância entre o

condutor e o solo deve ser inferior à exigida para locais acessíveis apenas a pedestres (ABNT, 2024).

Tabela 3 – Valores de referência para o cálculo das distâncias verticais de segurança

Natureza da região ou obstáculo atravessado	K_g	Altura do obstáculo (m)	P_{bv} (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	1,47	3,9	4,2
Locais onde circulam máquinas agrícolas		4,0	4,4
Rodovias, ruas e avenidas	1,18	5,4	5,9
Ferrovias não eletrificadas		6,4	6,9
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	1,4	9,7	10,2
Suporte de linha pertencente à ferrovia	1,18	Altura existente no terreno	1,9
Águas navegáveis ⁷		Altura máxima prevista	
Águas não navegáveis	1,47	3,6	4,2
Linhas de energia elétrica com cabo para-raios			
Linhas de telecomunicações	1,45	Altura existente no terreno	0,8
Vegetação de preservação permanente			
Cultura agrícola permanente	1,18	Altura máxima prevista	2,1
Instalações transportadoras (por exemplo, teleféricos)			1,0

Fonte: Adaptado de ABNT (2024).

3.4.1.4 Parcela Elétrica (P_e)

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 2024), a parcela elétrica representa o espaçamento mínimo fase-terra necessário para suportar sobretensões de frente lenta, sendo determinada a partir da distância $d_{ft,fl}$ e dos fatores apresentados a seguir.

- a) Como fator de espaçamento para sobretensões de frente lenta (K_g) os valores indicados na Tabela 3;
- b) Como fator de coordenação estatístico (K_{cs}), na ausência de estudos específicos, utilizar os valores da Tabela 4 (ABNT, 2024, p. 32).

⁷ A altura máxima da embarcação e o nível máximo da água devem ser definidos conforme regulamentação do órgão competente da navegação (ABNT, 2024).

Tabela 4 – Valores do Fator de Coordenação Estatístico

Descrição	Temperatura	
	Típica	Limite
K_{CS}	1,35	1,25

Fonte: ABNT (2024).

3.4.2 Distância Horizontal de Segurança

A distância horizontal de segurança corresponde ao espaçamento entre a estrutura da LT e o obstáculo, sendo calculada pela equação (30) e definida conforme os parâmetros da Tabela 5 (ABNT, 2024).

$$D_H = P_{bH} + P_{etip,n} \quad (30)$$

Onde:

D_H = distância horizontal de segurança (m)

P_{bH} = parcela básica da distância horizontal (m)

Tabela 5 – Valores para o cálculo da parcela horizontal de segurança

Obstáculo próximo à LT	K_g ⁸	P_{bH} (m) ⁹
Edificações		4,0
Veículos rodoviários e ferroviários	1,28	1,1
Vegetação de preservação permanente		3,0

Fonte: Adaptado de ABNT (2024).

3.5 Principais alterações na NBR 5422:2024

A versão anterior da NBR 5422, publicada em 1985, permaneceu como a principal referência normativa para o projeto de LTs aéreas por quase quatro décadas (Mpalatinos Neto *et al.*, 2022).

⁸ Não deve exceder o valor indicado na Tabela 5 (ABNT,2024).

⁹ Não pode ser inferior ao valor indicado na Tabela 5 (ABNT, 2024).

A publicação da segunda edição da ABNT NBR 5422, em janeiro de 2024, representou um marco normativo para o setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. Coordenada pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a revisão contou com a participação de 221 especialistas vinculados a 60 instituições, incluindo concessionárias, universidades, órgãos reguladores e entidades como ABRATE, ABDIB e IBAMA. O processo de atualização foi extenso e exigente, pois, por se tratar de uma norma técnica, todas as decisões precisaram ser tomadas por consenso entre os participantes. Entre 2022 e 2023, o texto-base passou por duas consultas públicas, visando aprimorar sua redação com base em contribuições externas. A nova versão consolida avanços significativos, como a introdução de capítulos inéditos e critérios atualizados, e inaugura uma nova fase na normatização dos projetos de LTs aéreas no país (CEPEL, 2024).

As principais mudanças em relação à versão de 1985 estão sintetizadas na Tabela 6, que apresenta um comparativo entre os tópicos das duas versões, destacando os avanços e atualizações mais relevantes introduzidos na edição de 2024.

Tabela 6 – Principais alterações entre revisões da NBR 5422

Tópico	Versão 1985	Versão 2024	Título	Descrição das mudanças
Objetivo e definições	1 e 3	1 e 3	Escopo	Atualização de termos, definições e referências normativas.
Parâmetros meteorológicos	4	4	Elementos meteorológicos	Inclusão de fatores de correção atmosféricos.
		5	Critérios de cálculo de temperatura	Introdução do conceito de risco térmico e sua associação à distância de segurança.
Cabos	5	6	Cálculo da temperatura do condutor	Determinação baseada em risco térmico e sazonalidade climática.
		11	Cabos	Substituição da tabela EDS pelo critério H/p.
Distâncias de segurança	10	7	Distâncias	Reorganização do balanço de condutor para a seção 8n e

Tópico	Versão 1985	Versão 2024	Título	Descrição das mudanças
				inclusão do conceito de frente lenta.
Esforços mecânicos	8	8	Ação mecânica do vento	Introdução do fator de turbulência e uso do critério de rajada de 3 segundos
-	-	9	Projeto do isolamento	Diferenciação das distâncias conforme frente de onda (fundamental, lenta e rápida)
-	-	10	Campo eletromagnético, corona e interferências	Inclusão de orientações quanto à legislação e aplicação prática
Aterramento	9	15	Normativa	Indicação de futura norma específica para o tema.
-	-	16	Meio ambiente	Criação de nova seção voltada às questões ambientais.
Faixa de segurança	12	17	Largura da faixa	Inclusão de critérios de compartilhamento e balanço
-		21	Correntes admissíveis	Metodologia baseada em risco térmico por período climático
Dados temperatura	B	B	Tratamento dos dados de temperatura	Estabelecimento da série histórica mínima e uso estatístico para risco térmico
Dados vento	C	A	Tratamento dos dados de vento	Atualização da metodologia e referência à direção efetiva do vento ao longo da LT

Fonte: Adaptado de Arruda (2023).

3.5.1 Distâncias de Segurança ao solo e a Obstáculos

As versões de 1985 e 2024 da NBR 5422 apresentam diferenças significativas quanto à definição e ao cálculo das distâncias de segurança, tanto verticais quanto horizontais. Na versão de 1985, as parcelas de afastamento eram tratadas de forma mais simplificada e determinística, com base em critérios fixos de regime de operação e tensão. Já a norma revisada adota uma metodologia mais abrangente e técnica, incorporando o conceito de risco térmico e a coordenação de

isolamento com base em estatísticas de sobretensão e suportabilidade. As distâncias passam a ser calculadas pela soma de três parcelas principais: uma parcela básica (vertical ou horizontal), uma parcela de segurança, que varia conforme as condições típicas e de emergência, e uma parcela elétrica, que representa o afastamento necessário para suportar sobretensões de frente lenta em diferentes condições operativas (Mpalatinos Neto *et al.*, 2022). As temperaturas obtidas pelo modelo térmico estatístico também são incorporadas no dimensionamento das distâncias verticais, enquanto as distâncias horizontais passam a considerar balanços assíncronos, fator determinante no projeto de linhas compactas (Arruda, 2024). Além disso, a metodologia atual considera as características dos obstáculos próximos à LT e as distribuições de falha, contribuindo para maior precisão e segurança no dimensionamento.

3.5.1.1 Distância Vertical de Segurança

De acordo com as orientações da NBR 5422, as distâncias verticais mínimas entre o cabo condutor em repouso e o solo ou demais obstáculos devem ser verificadas considerando os regimes de corrente nominal e de sobrecorrente, para as respectivas temperaturas típica e limite definidas no projeto (ABNT, 2024).

3.5.1.2 Distâncias mínimas em condições normais de operação

Segundo a NBR 5422 (ABNT, 1985), para a condição normal de operação da LT, a distância mínima deve ser obtida por meio da equação (31), quando a tensão da LT é igual ou superior a 87 kV; já para tensões inferiores a 87 kV, adota-se diretamente o valor da distância básica (a), apresentada na Tabela 7.

$$D = a + 0,01 * \left(\frac{D_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (31)$$

Onde:

D_U = distância numericamente igual a U (tensão máxima de operação da LT) (m)

Tabela 7 – Distâncias básicas para a condição normal de operação da LT: NBR 5422:1985

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância básica (<i>a</i>) (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 ¹⁰	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: Adaptado de ABNT (1985).

De acordo com a NBR 5422 (ABNT, 1985), para o cálculo das distâncias verticais entre partes de uma LT e outra, utiliza-se a tensão máxima de operação mais elevada entre as duas LTs. Quando ambas tiverem tensão superior a 87 kV, a equação (32) deve ser aplicada. Caso a LT atravessada apresente tensão maior que a da LT em estudo, a parcela adicional correspondente à tensão mais alta deve ser considerada duas vezes.

$$D = a + 0,01 * \left(\frac{D_{U_1}}{\sqrt{3}} - 50 \right) + 0,01 * \left(\frac{D_{U_2}}{\sqrt{3}} - 50 \right) \quad (32)$$

Onde:

D_{U_1} = distância numericamente igual a U_1 (tensão máxima de operação da LT) (m)

D_{U_2} = distância numericamente igual a U_2 (tensão máxima de operação da LT) (m)

¹⁰ O valor H representa a altura do mastro mais alto, definida pela autoridade competente pela navegação em questão (ABNT, 1985).

3.5.1.3 Distâncias mínimas em condições de emergência

Conforme a NBR 5422 (ABNT, 1985), durante a operação da LT em condições emergenciais, a distância mínima deve ser ajustada com a inclusão de duas parcelas adicionais à distância básica, conforme descrito na equação (33). Essa equação é aplicável exclusivamente aos casos especificados na Tabela 8, o qual trata apenas de quatro diferentes situações envolvendo obstáculos.

$$D = a_1 + L_{CAD} + 0,7 \quad (33)$$

Onde:

L_{CAD} = comprimento da penca de isoladores (m)

Tabela 8 – Distâncias básicas em condição de emergência da LT: NBR 5422:1985

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância básica (a_1) (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	2,8
Locais onde circulam máquinas agrícolas	3,9
Rodovias, ruas e avenidas	4,3
Ferrovias não eletrificadas	5,5

Fonte: Adaptado de ABNT (1985).

3.5.2 Distância Horizontal de Segurança

A NBR 5422 (ABNT, 1985) estabelece critérios específicos para a distância horizontal mínima entre condutores pertencentes a suportes diferentes, de modo a garantir a segurança elétrica e evitar o risco de aproximação excessiva entre circuitos distintos. Essa distância deve ser determinada, considerando a situação de maior aproximação entre as linhas, determinada pela equação (34).

$$D_H = 0,22 + 0,01 * D_U \quad (34)$$

Onde:

D_H = distância horizontal (m)¹¹

¹¹ O valor não pode ser inferior a 1,5 metros (ABNT, 1985).

3.5.3 Temperatura do cabo condutor

A principal alteração entre as versões de 1985 e 2024 da NBR 5422 no que se refere à temperatura do cabo condutor está relacionada à metodologia adotada para o cálculo da temperatura máxima admissível. Na versão de 1985, os critérios eram fixos e determinísticos, o que facilitava os cálculos, mas podia levar ao subdimensionamento do projeto, especialmente em condições ambientais adversas (Arruda, 2024).

Já a versão de 2024 introduz o conceito de risco térmico, por meio de uma abordagem estatística baseada em medições horárias simultâneas dos parâmetros meteorológicos, considerando diferentes regimes de corrente e condições operativas (Mpalatinos Neto *et al.*, 2022). Essa nova metodologia busca representar de forma mais precisa as variações ambientais que influenciam a elevação da temperatura no condutor, adotando quatro conjuntos distintos de simulações, os quais combinam temperatura e distância, com o objetivo de assegurar a segurança da linha mesmo sob condições desfavoráveis ao carregamento elétrico (Mpalatinos Neto *et al.*, 2022).

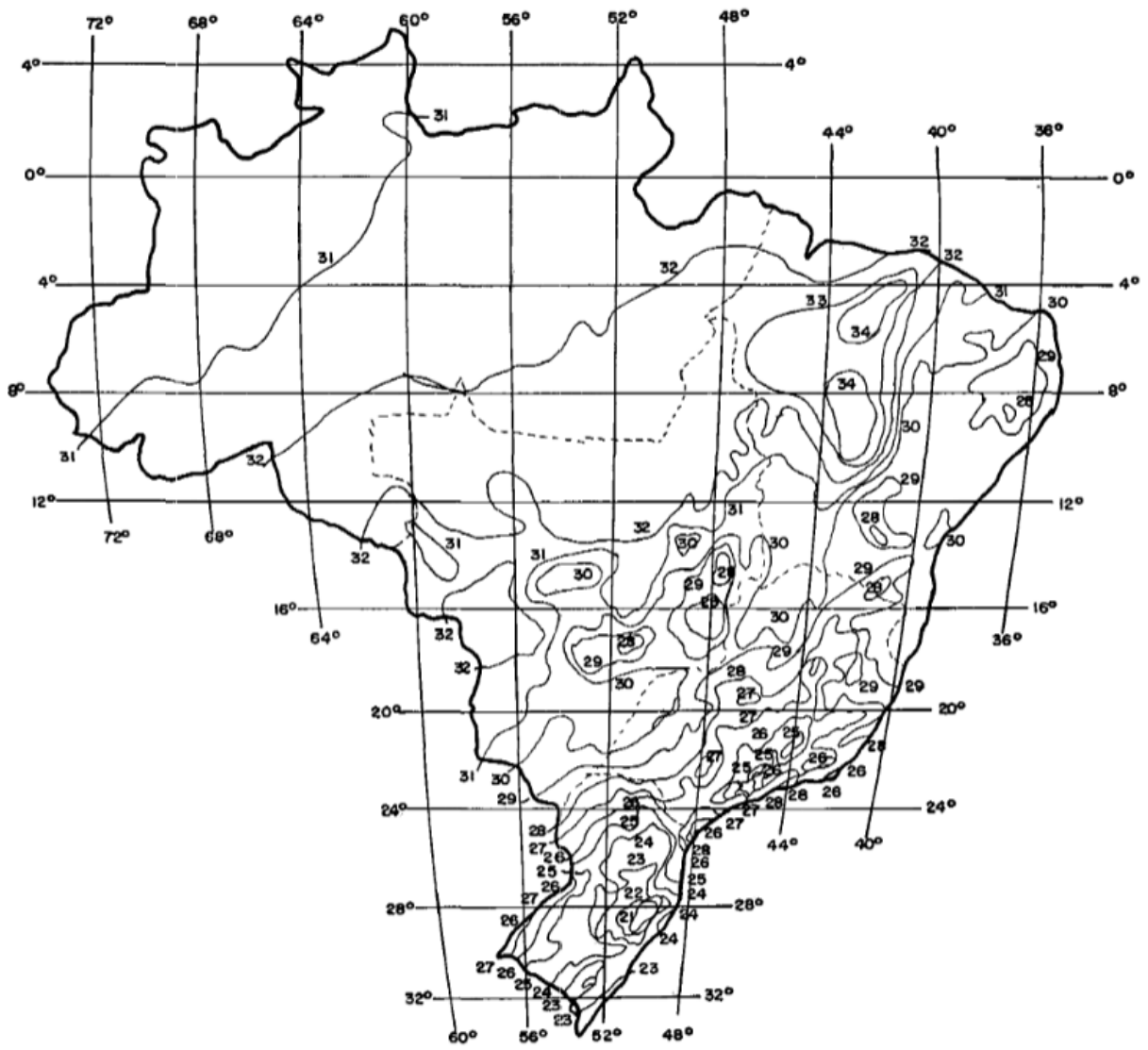
Na versão anterior da norma, os valores eram fixos e aplicados de forma simultânea para o dimensionamento térmico. A NBR 5422 (ABNT, 1985) recomenda, nesse caso, a utilização dos seguintes parâmetros para o cálculo da temperatura do cabo condutor:

- a) temperatura máxima média conforme Figura 15;
- b) radiação solar = 1.000 W/m²;
- c) brisa a 1 m/s¹²;
- d) corrente máxima (ABNT, 1985, p. 10).

A Figura 15 apresenta o mapa de isotermas constantes da NBR 5422:1985, no qual são indicadas as temperaturas máximas médias anuais para diferentes regiões do território brasileiro.

¹² Não se recomenda utilizar velocidade do vento superior a 1 m/s para esse tipo de cálculo, conforme orientação da NBR 5422 (ABNT, 1985).

Figura 15 – Temperatura máxima média (°C)



Fonte: ABNT (1985).

4 ESTUDO DE CASO

A presente pesquisa adota como abordagem um estudo de caso baseado em dados reais de uma LT prevista no Lote 03 do Leilão de Transmissão realizado pela ANEEL em 2022. O trecho selecionado para análise corresponde à LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III C1 (ANEEL, 2022b).

Foram coletados os dados técnicos referentes à linha, disponibilizados nos relatórios técnicos da ANEEL. Paralelamente, foram obtidas informações meteorológicas relevantes para o local da LT, provenientes do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). As variáveis selecionadas contemplam a temperatura do ar (bulbo seco), a velocidade do vento e a radiação solar, fundamentais para a análise térmica do condutor.

Em seguida, são descritas as especificações técnicas da LT, incluindo o tipo e as dimensões do cabo condutor utilizado, além das condições ambientais predominantes no local. Posteriormente, apresentam-se os resultados do dimensionamento térmico do cabo e das distâncias mínimas de segurança calculadas conforme as versões de 1985 e 2024 da norma NBR 5422.

Por fim, realiza-se uma análise comparativa dos resultados obtidos, destacando as diferenças e implicações práticas decorrentes das alterações normativas no projeto e operação da linha estudada.

4.1 Metodologia

A pesquisa é desenvolvida por meio de um estudo aplicado em uma LT, com o objetivo de analisar o impacto da atualização normativa sobre a ampacidade dos cabos condutores e as distâncias mínimas de segurança. A abordagem metodológica fundamenta-se em procedimentos técnicos de engenharia, embasados em critérios e equações apresentadas na revisão teórica.

Inicialmente, realiza-se o levantamento de dados técnicos e ambientais relevantes para a análise. São coletadas informações sobre as características da LT e condições ambientais que influenciam o desempenho térmico dos cabos.

O INMET fornece uma ampla gama de informações meteorológicas por estação, incluindo variáveis como precipitação total (mm), pressão atmosférica (mB), temperatura do ponto de orvalho (°C), temperatura máxima e mínima do ar (°C), umidade relativa do ar (%), direção e velocidade do vento (graus e m/s), além de registros de radiação solar global (kJ/m²). No entanto, para os fins deste trabalho, foram selecionadas apenas as variáveis diretamente relacionadas à análise térmica do cabo condutor, sendo elas:

- a) temperatura do ar (bulbo seco) horária (°C);
- b) velocidade e direção horária do vento (m/s e °);
- c) radiação global (kJ/m²).

Dado o volume e a complexidade das medições disponibilizadas pelo INMET, que consistem em registros horários ao longo de vários anos, é comum a ocorrência de falhas na coleta de dados, resultando em valores ausentes ou inconsistentes. Entre os casos mais frequentes estão medições com valor nulo, campos em branco ou preenchidos com códigos de erro, como o valor “9999999”, indicativo de falha na leitura ou ausência do dado naquele intervalo. Diante disso, será necessário realizar um tratamento criterioso da base de dados, envolvendo a filtragem de registros inválidos, exclusão de *outliers* evidentes e a padronização das informações válidas. Esse processo é essencial para garantir a qualidade e a confiabilidade dos resultados obtidos para as etapas seguintes.

Em seguida, procede-se à definição do cabo condutor, selecionado com base nos critérios técnicos pertinentes ao estudo, considerando parâmetros de editais da ANEEL.

Com os dados ambientais tratados e as características do cabo estabelecidas, aplica-se o dimensionamento térmico do condutor previstos nas duas versões da norma NBR 5422, a versão de 1985 e a revisão de 2024, possibilitando o cálculo da temperatura operacional do cabo sob diferentes condições.

Posteriormente, determinam-se as distâncias mínimas de segurança ao solo e a obstáculos conforme os critérios estabelecidos em cada versão normativa, assegurando a integridade física e a segurança da linha.

Por fim, realiza-se uma análise comparativa dos resultados obtidos segundo as duas versões normativas, avaliando os impactos da atualização da norma sobre o projeto e a operação da LT.

Todo o estudo será realizado com auxílio de planilhas eletrônicas para automação dos cálculos e organização dos dados.

4.2 Levantamento de dados

Nesta seção, apresentam-se os principais dados utilizados na realização do estudo de caso. As informações foram organizadas em dois subtópicos: o primeiro aborda os dados técnicos extraídos dos relatórios oficiais da EPE e da ANEEL, enquanto o segundo trata dos dados meteorológicos obtidos para aplicação dos critérios normativos das versões de 1985 e 2024 da NBR 5422.

4.2.1 Relatórios da EPE e ANEEL

Conforme apresentado anteriormente, a LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III, C1, foi selecionada como estudo de caso deste trabalho. Suas características técnicas e diretrizes de projeto estão descritas no Relatório R2 do leilão e nos anexos específicos do Edital de Transmissão ANEEL (2022b).

Os dados técnicos extraídos desses documentos abrangem informações fundamentais para a análise da ampacidade do cabo condutor, esses parâmetros são indispensáveis para a comparação entre os critérios estabelecidos nas versões de 1985 e 2024 da norma NBR 5422.

A Tabela 9 apresenta as capacidades operativas de longa e curta duração, em regime nominal:

Tabela 9 – Capacidades Operativas de Longa e Curta Duração

Item	Longa Duração	Curta Duração
Corrente (A)	750	1020

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022b).

As capacidades operativas da linha variam de forma sazonal, conforme apresentado na Tabela 10, sendo classificadas em quatro condições: VD, VN, ID e IN (ANEEL, 2022b).

Tabela 10 – Capacidades operativas sazonais de longa e curta duração

Item	Longa Duração				Curta Duração			
	VD	VN	ID	IN	VD	VN	ID	IN
Corrente (A)	753	856	750	863	1022	1053	1020	1058

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022b).

Por fim, a Tabela 11 apresenta a resistência de sequência positiva por unidade de comprimento da linha, para a temperatura de referência de 50 °C, valor relevante para a aplicação dos modelos de cálculo de ampacidade.

Tabela 11 – Parâmetros elétricos

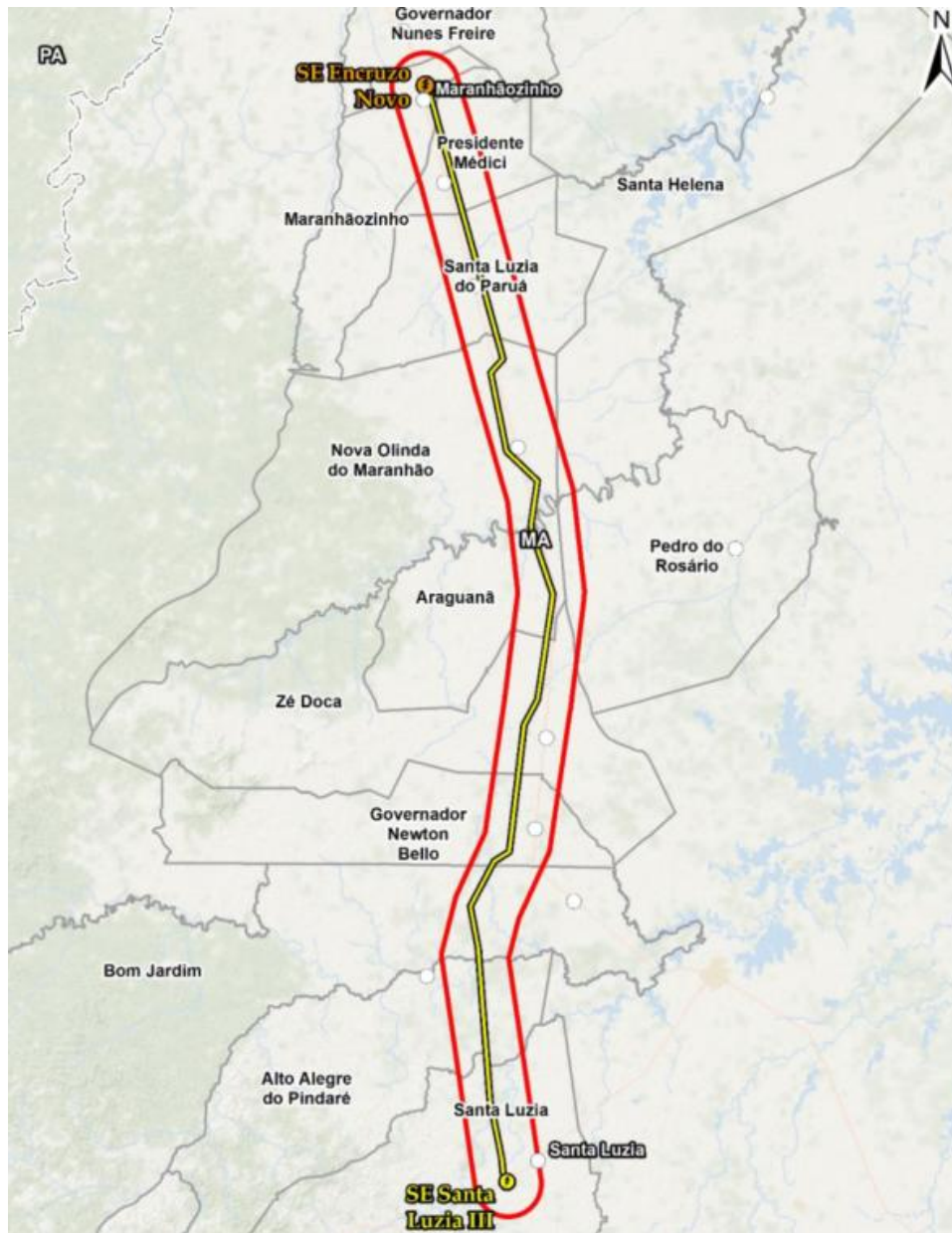
Temperatura de referência (°C)	Resistência de sequência positiva da linha por unidade de comprimento (Ω/km)
50	0,0832

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022b).

Os corredores de passagem delimitam as regiões consideradas mais adequadas para a implantação de LTs, com base em critérios técnicos, ambientais e socioeconômicos. No caso da LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III C1, o corredor foi definido por meio da metodologia de análise de convergência, utilizando bases de dados e imagens de satélite. Essa delimitação orienta a definição do traçado da linha, buscando evitar interferências com áreas sensíveis, como Terras Indígenas, zonas urbanas e assentamentos rurais. A localização desse corredor de estudo, com extensão total aproximada de 207,44 km, está ilustrada na

Figura 16. Ressalta-se que, caso o traçado mais adequado se situe fora do corredor indicado, é necessário apresentar justificativa técnica no Relatório R3 (EPE, 2021a; EPE, 2021b).

Figura 16 – Localização do corredor de estudo da LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III C1



Fonte: EPE (2021b).

4.2.2 Dados meteorológicos

Para o cálculo do modelo de ampacidade, é necessário considerar os parâmetros geométricos relacionados à posição do sol e à orientação da LT. Neste trabalho, os dados de altitude solar e azimute do sol foram obtidos por meio da ferramenta Sun Earth Tools (2025), enquanto o azimute da LT foi adotado conforme a metodologia proposta por Anjos (2013). Os parâmetros utilizados são apresentados a seguir:

- a) $H_c = 40 \text{ m}$
- b) $Z_c = 291^\circ$
- c) $Z_l = 350^\circ$

As temperaturas sazonais médias foram determinadas conforme as Figura 10, Figura 11, Figura 12 e Figura 13, e estão resumidas na Tabela 12. As condições sazonais de vento e radiação solar também foram consideradas, com base na Tabela 1.

Tabela 12 – Temperatura do ar para capacidades sazonais (°C)

Sazonalidade	Temperatura do ar (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Radiação Solar (W/m²)
VD	33	1,0	1.000
VN	25	0,6	0
ID	33	1,0	1.000
IN	25	0,6	0

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.2.2.1 NBR 5422:1985

Com base na Figura 15, que apresenta o mapa de isotermas de temperatura ambiente média máxima no Brasil, foi possível identificar que o traçado da LT está inserido na região com isoterma de 33 °C.

Além disso, nessa versão da norma, os valores ambientais são fixos e aplicados de forma simultânea para o dimensionamento térmico. Conforme já apresentado na Tabela 12.

4.2.2.2 NBR 5422:2024

No estudo de caso, foram utilizadas três estações do INMET localizadas em um raio de 100 km do traçado da LT analisada. As estações consideradas foram: Zé Doca, Turiaçu e Buriticupu.

Foram extraídas as quatro variáveis previamente definidas na metodologia: temperatura do ar (bulbo seco), velocidade e direção do vento e radiação global, todas com registros em frequência horária. Os dados foram obtidos diretamente do portal

oficial do INMET e preparados conforme os procedimentos descritos anteriormente, estando, assim, prontos para aplicação nas equações térmicas do cabo condutor.

Conforme estabelece a NBR 5422 (ABNT, 2024), para o cálculo da temperatura do condutor deve-se considerar a coleta simultânea das variáveis mencionadas, com resolução mínima de 10 minutos, durante um período mínimo de três anos. Entretanto, neste trabalho, optou-se por ampliar esse intervalo para cinco anos, com o objetivo de garantir maior robustez estatística e padronização na análise. A escolha desse período deve-se ao fato de a estação de Zé Doca apresentar operação contínua desde 2020, permitindo que todas as três estações fossem avaliadas dentro de uma mesma janela temporal, entre os anos de 2020 e 2024.

Durante o processo de validação dos dados, foram identificadas falhas significativas nas medições meteorológicas, principalmente relacionadas à variável velocidade do vento. A estação de Buriticupu apresentou ausência quase total de registros a partir de 2021, o que sugere falha prolongada ou possível remoção do sensor anemômetro. A estação de Zé Doca também apresentou longos períodos com dados ausentes, com retomada parcial em 2023, embora ainda com inconsistências. A estação de Turiaçu, por sua vez, apresentou registros incompletos nos primeiros anos, mas passou a operar com dados completos e consistentes a partir de 2024.

Além das falhas na variável de vento, foram observadas inconsistências na medição da radiação solar global, com a ocorrência de valores nulos durante o período diurno e registros elevados durante a noite, o que contraria os princípios físicos da radiação solar e aponta para possíveis falhas nos sensores ou nos procedimentos de coleta e armazenamento dessas informações.

A Tabela 13 apresenta um resumo da quantidade de medições horárias esperadas e do número de dados ausentes especificamente para a variável “velocidade do vento”, considerando cada estação e ano analisado no período de 2020 a 2024.

Tabela 13 – Registros ausentes de velocidade do vento por estação meteorológica

Estação	Ano	Total esperado (horas)	Dados ausentes (horas)
Buriticupu	2020		7.912
	2021	8.760	8.760
	2022		8.760
	2023		8.760
	2024	8.784	8.784
Zé Doca	2020		6.629
	2021	8.760	8.760
	2022		8.760
	2023		5.560
	2024	8.784	131
Turiaçu	2020		7.244
	2021	8.760	8.760
	2022		6.007
	2023		5.469
	2024	8.784	0

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.3 Definição do cabo condutor

O Relatório R1 da EPE (2021a) recomenda o uso do condutor CAA 795 MCM – TERN para a LT em estudo. Contudo, para este trabalho, adotou-se o condutor de alumínio liga 1120 do tipo AAAC 823 MCM, por apresentar equivalência elétrica com o cabo recomendado, ambos com resistência elétrica a 20 °C igual a 0,0715 Ω /km, parâmetro fundamental para a capacidade de condução de corrente.

De acordo com Alubar (2025), os condutores de alumínio liga 1120 oferecem vantagens importantes em relação aos cabos tradicionais como CAA e ACAR. Entre elas estão a menor massa linear, redução das flechas devido à menor fluência do material, e a possibilidade de otimização estrutural com torres mais baixas ou espaçadas. Isso possibilita também uma redução do custo global do empreendimento.

Assim, a substituição pelo cabo AAAC 823 MCM garante desempenho elétrico equivalente ao cabo CAA TERN, assegurando a viabilidade técnica e

econômica da escolha adotada. As principais propriedades do cabo utilizado estão apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Características do cabo condutor

Descrição	Unidade	Valor
Tipo		AAAC Liga 1120
Bitola	MCM	823
Seção Nominal	mm ²	417,42
Formação do Cabo	un./mm	37 / 3,79
Resistência Elétrica CC 20°C	Ω/km	0,0715
Diâmetro externo	mm	26,53
Massa linear	kg/km	1.150,84

Fonte: Adaptado de Alubar (2025).

Conforme o coeficiente de variação da resistência com a temperatura fornecido pelo catálogo da Alubar (2025), cujo valor é de 0,00390 para condutores de alumínio liga 1120, e conforme o valor da resistência elétrica a 20 °C especificado para o cabo AAAC 823 MCM aplica-se a equação (1) para correção da resistência à temperatura de referência do edital. O resultado corrigido da resistência de corrente contínua permanece abaixo do limite máximo estabelecido, ou seja, 0,0798655 Ω/km

De acordo com Matzenbacher (2015), na fase preliminar dos projetos de LT ainda não estão definidos elementos como suportes, cabos para-raios e outros dados da LT, o que inviabiliza o cálculo exato da resistência de sequência positiva. Nessa etapa, utiliza-se a resistência dos condutores, especificados com pequena margem inferior, de forma a atender às exigências do edital.

4.4 Definição da temperatura do cabo condutor

A definição da temperatura do cabo condutor foi realizada com base nas condições sazonais ao longo do traçado da LT em estudo. Para garantir a comparabilidade entre os estudos de caso realizados com base nas versões de 1985 e 2024 da NBR 5422, adotaram-se os mesmos valores de coeficiente de absorção solar e emissividade, conforme recomendação de Morgan (1982), considerando o envelhecimento do condutor ao final de sua vida útil. Os valores utilizados foram:

a) $\varepsilon = 0,77$;

b) $\alpha_s = 0,9$.

Além disso, foram considerados os seguintes parâmetros geométricos e elétricos, comuns às duas versões da norma:

a) $D = 0,02653 \text{ m}$;

b) $R_{dc} = 0,0715 \Omega/\text{km}$;

c) $\alpha = 0,0039$.

4.4.1 NBR 5422:1985

Para o cálculo da corrente de projeto, foram consideradas as quatro condições climáticas definidas pelo ONS (2016), em duas situações distintas: longa e curta duração. Os dados de entrada, temperatura ambiente, velocidade do vento e radiação solar, foram obtidos a partir da Tabela 12, que apresenta os valores médios para cada condição climática. No entanto, como as parcelas da equação (9) dependem da temperatura do condutor, foi necessário aplicar um procedimento inverso. Os valores da corrente de projeto para cada condição já são conhecidos, conforme estabelecido na Tabela 10 de acordo com o edital da ANEEL (2022). Assim, utilizou-se a ferramenta “Atingir Meta” do Microsoft Excel para determinar, de forma iterativa, o valor da temperatura do condutor que satisfaça a equação (9), isto é, que resulte na corrente de projeto correspondente a cada cenário.

As perdas por convecção foram calculadas conforme o regime de vento de cada condição, aplicando-se a equação (4) nas situações diurnas, em que há maior velocidade do ar, e a equação (3) nas condições noturnas, com menor movimentação. As perdas por radiação foram determinadas com base na equação (6), enquanto o ganho de calor por radiação solar foi obtido pela equação (7). Com isso, foi possível estabelecer o equilíbrio térmico do condutor para cada cenário analisado, sendo os resultados da situação de longa duração apresentados na Tabela 15 e de curta duração na Tabela 16.

Além disso, foi necessário calcular a resistência elétrica do condutor para cada temperatura de referência (R_{TC}), por meio da equação (1), com os dados de entrada expostos anteriormente.

Tabela 15 – Equilíbrio térmico para longa duração: NBR 5422:1985

Longa duração	$P_c \left(\frac{W}{m} \right)$	$P_r \left(\frac{W}{m} \right)$	$Q_s \left(\frac{W}{m} \right)$	$R_{TC} \left(\frac{\Omega}{km} \right)$
VD	55,91	16,557	21,956	0,085985
VN	45,649	15,905	0	0,084006
ID	55,599	16,45	21,956	0,085932
IN	46,455	16,24	0	0,084183

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 16 – Equilíbrio térmico para curta duração: NBR 5422:1985

Curta duração	$P_c \left(\frac{W}{m} \right)$	$P_r \left(\frac{W}{m} \right)$	$Q_s \left(\frac{W}{m} \right)$	$R_{TC} \left(\frac{\Omega}{km} \right)$
VD	89,781	30,158	21,956	0,092128
VN	71,704	27,817	0	0,089755
ID	89,478	30,029	21,956	0,092075
IN	71,187	30,668	0	0,089927

Fonte: Elaboração própria (2025).

Nota-se que, durante os períodos noturnos, o ganho por radiação solar (Q_s) é nulo, em virtude da ausência de incidência solar.

Por fim, a Tabela 17 consolida as temperaturas calculadas do condutor para as capacidades operativas sazonais, tanto de longa quanto de curta duração, conforme os parâmetros da NBR 5422:1985 e os valores de corrente estabelecidos pelo edital da ANEEL (2022).

Tabela 17 – Temperaturas para as capacidades operativas sazonais: NBR 5422:1985

Item	Longa Duração				Curta Duração			
	VD	VN	ID	IN	VD	VN	ID	IN
Temperatura (°C)	66,7	59,7	66,5	60,3	88,3	80,0	88,1	84,3

Fonte: Elaboração própria (2025).

Portanto, as temperaturas de operação para longa duração e curta duração adotadas foram, respectivamente, 66,7 °C e 88,3 °C, de forma a atender às capacidades operativas da LT em todas as sazonalidades.

4.4.2 NBR 5422:2024

Para o cálculo da corrente de projeto, foram consideradas as quatro condições climáticas definidas pelo ONS (2016), em duas situações distintas: longa e curta duração. Os dados de entrada, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento e radiação solar, foram obtidos a partir dos dados extraídos do site do INMET para as 3 estações meteorológicas. No entanto, como as parcelas da equação (9) dependem da temperatura do condutor, foi necessário aplicar um procedimento inverso. Os valores da corrente de projeto para cada condição já são conhecidos, conforme estabelecido na Tabela 10 de acordo com o edital da ANEEL (2022).

De acordo com a NBR 5422:2024, a direção dos ventos deve ser considerada nos cálculos de temperatura. Contudo, foram avaliadas duas situações distintas: na primeira, as temperaturas foram calculadas considerando o vento perpendicular ao eixo da LT; na segunda, utilizou-se a direção real dos ventos, conforme os dados das estações meteorológicas. Os resultados encontram-se na Tabela 18.

Tabela 18 – Temperaturas de operação do cabo condutor: NBR 5422:2024

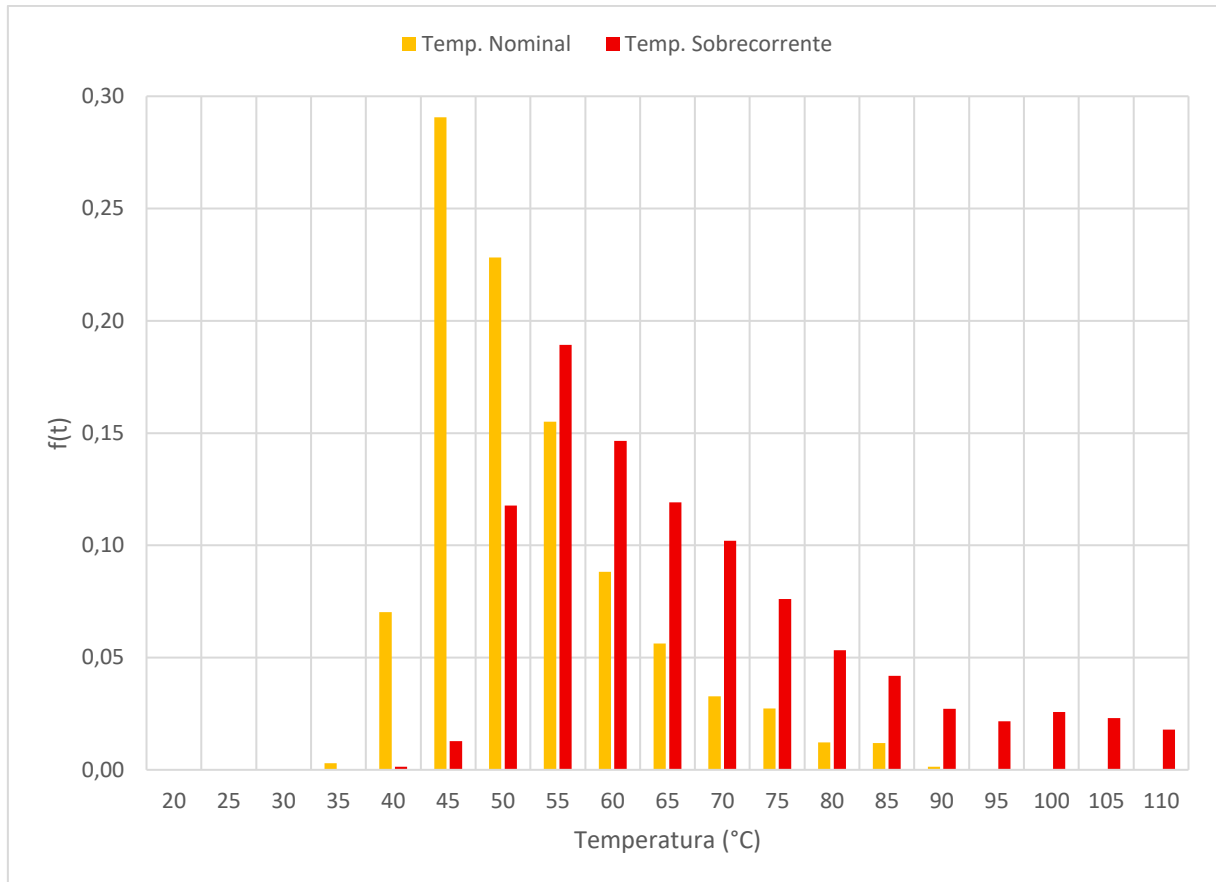
Direção do vento	$t_{tip,n}(^{\circ}C)$	$t_{lim,n}(^{\circ}C)$	$t_{tip,s}(^{\circ}C)$	$t_{lim,s}(^{\circ}C)$
Perpendicular ao eixo da LT	52,58	69,33	81,16	97,75
Real	59,41	75,75	97,25	106,5

Fonte: Elaboração própria (2025).

A direção do vento impacta diretamente as perdas de calor por convecção por meio do fator $K_{\text{ângulo}}$. Quando esse fator é menor, as perdas de calor são reduzidas, resultando em menor resfriamento do cabo. Consequentemente, a temperatura do cabo aumenta, fazendo com que a condição real de direção do vento represente valores de temperatura mais elevados.

Conforme recomendações do Anexo B da NBR 5422 (ABNT, 2024), a Figura 17 apresenta uma série de dados coletados nas três estações meteorológicas utilizadas no estudo, resultando em uma amostragem representativa das temperaturas. Para a aplicação do risco térmico, emprega-se a equação (10), cujo resultado é a curva de risco térmico mostrada na Figura 18.

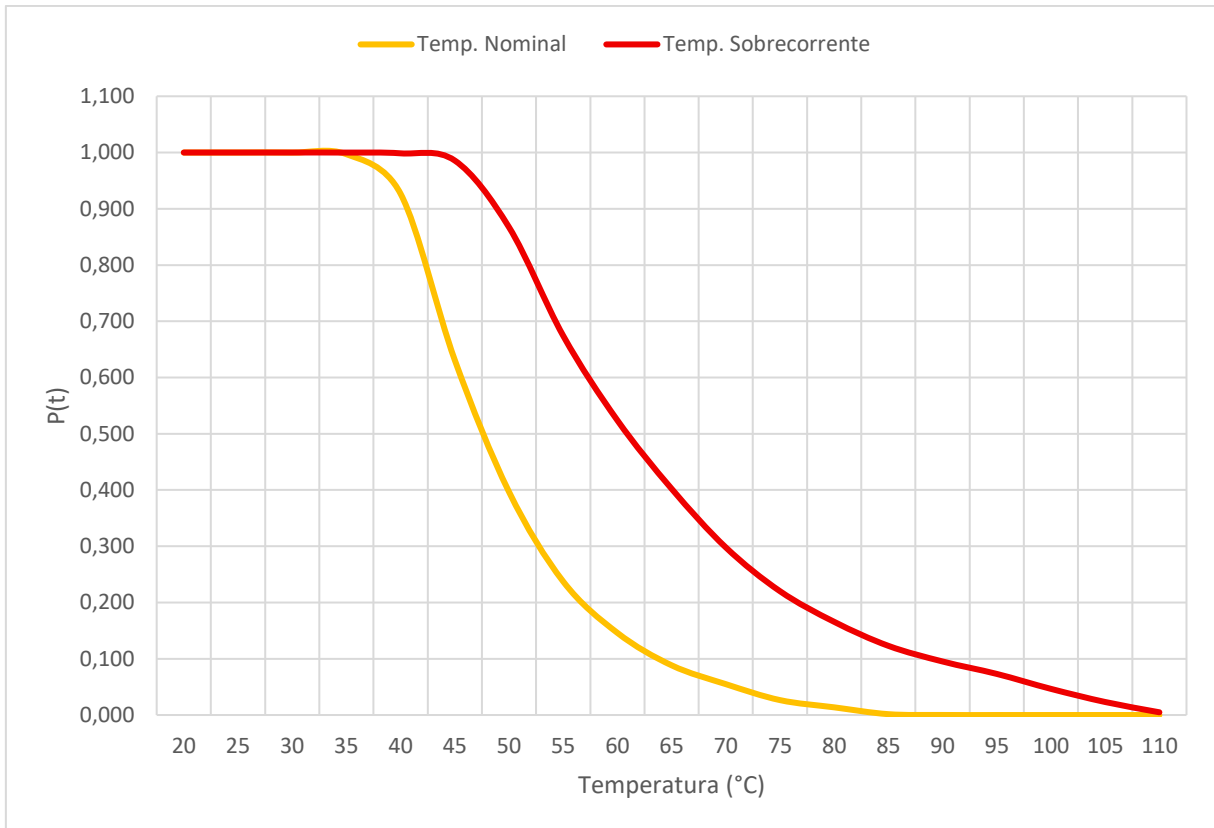
Figura 17 – Histograma de temperaturas em função da probabilidade



Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 17 mostra que, para a condição de corrente nominal, a temperatura mais frequente é de 45°C, com uma ocorrência de 29% durante os cinco anos analisados. Já na condição de sobrecorrente, a temperatura predominante é de 55°C, com uma frequência de 19%.

Figura 18 – Risco térmico para os dados de temperatura



Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 18 evidencia que, na condição de corrente nominal, para um risco térmico de 15%, a temperatura típica está entre 55°C e 60°C, enquanto para um risco de 1%, a temperatura limite varia entre 75°C e 80°C ao longo dos cinco anos analisados. Já na condição de sobrecorrente, a temperatura típica para um risco térmico de 5% situa-se entre 95°C e 100°C, e a temperatura limite para um risco de 1% está entre 105°C e 110°C.

4.5 Definição das Distâncias de Segurança

Neste tópico, é realizado o estudo de caso aplicado às distâncias mínimas de segurança, com base nas versões de 1985 e 2024 da NBR 5422. Para isso, são aplicadas as equações previamente apresentadas ao longo do trabalho, considerando os parâmetros técnicos da LT em análise e os critérios normativos vigentes em cada versão.

O objetivo é demonstrar, na prática, a aplicação dos métodos de cálculo exigidos por ambas as edições da norma, destacando eventuais diferenças nos resultados obtidos. Ao final, é apresentado um comparativo entre as distâncias determinadas por cada versão, evidenciando os impactos que as alterações normativas podem gerar no dimensionamento e na concepção de projetos de LT.

4.5.1 NBR 5422:1985

Neste estudo de caso, onde a LT é de tensão nominal de 230 kV e tensão máxima de operação de 242 kV. Esse valor é utilizado nas equações normativas para o dimensionamento das distâncias mínimas de segurança.

Ao substituir a tensão máxima operativa na equação (31), obtém-se o valor de 0,8972 para a parcela adicional a ser somada à distância básica (a). Somando esse valor às distâncias básicas apresentadas na Tabela 7, são determinadas as distâncias verticais mínimas de segurança na condição de operação normal, conforme demonstrado na Tabela 19.

Tabela 19 – Distâncias verticais em condição normal para a LT 230 kV: NBR 5422:1985

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância Vertical Total (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,8972
Locais onde circulam máquinas agrícolas	7,3972
Rodovias, ruas e avenidas	8,8972
Ferrovias não eletrificadas	9,8972
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,8972
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4,8972
Águas navegáveis ¹³	H+2,8972
Águas não navegáveis	6,8972
Linhas de energia elétrica	2,6972
Linhas de telecomunicações	3,8972
Telhados e terraços	4,8972

¹³ O valor H representa a altura do mastro mais alto, definida pela autoridade competente pela navegação em questão (ABNT, 1985).

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância Vertical Total (m)
Paredes	2,0972
Instalações transportadoras	6,8972
Veículos rodoviários e ferroviários	7,3972

Fonte: Elaboração própria (2025).

No caso de travessias com outras LTs, a equação (32) da NBR 5422 (ABNT, 1985) é aplicada para definir as distâncias verticais mínimas entre circuitos, considerando as tensões padrão da rede básica. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 – Distâncias verticais em travessias sobre LTs: NBR 5422:1985

LT estudo (kV)	LT atravessada (kV)	Distância Total (m)
230	230	2,9944
	345	4,4378
	440	5,2807
	500	6,5509
	525	6,5509

Fonte: Elaboração própria (2025).

Além das distâncias para condição normal, a norma também define valores mínimos para a condição de emergência, obtidos por meio da equação (33), que leva em conta o comprimento da penca de isoladores. Para este estudo, foi adotado o valor de 2,12 metros, resultando nas distâncias indicadas na Tabela 21.

Tabela 21 – Distâncias verticais em condição de emergência para a LT 230 kV: NBR 5422:1985

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância Total (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	5,62
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,72
Rodovias, ruas e avenidas	7,12
Ferrovias não eletrificadas	8,32

Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, é necessário verificar a distância horizontal mínima entre circuitos, conforme estabelece a equação (34). Aplicando essa equação à LT em estudo, obteve-se o valor de 2,64 metros.

4.5.2 NBR 5422:2024

Para o cálculo das equações (25) e (27) é necessário determinar os valores das parcelas elétricas para as condições típica e limite. Esses valores correspondem a distância mínima fase-terra para sobretensões de frente lenta, calculados por meio da equação (15).

Os parâmetros de entrada utilizados nesses cálculos são apresentados a seguir, com exceção do valor de espaçamento k_g que varia conforme o tipo de obstáculo e está definido na Tabela 3. Assim, os valores adotados são:

- a) $U_S = 230$;
- b) $K_{cstip} = 1,35$;
- c) $K_{cslim} = 1,25$;
- d) $F_{sfl} = 3$;
- e) $k_{afl} = 0,9949$;
- f) $k_{zfl} = 0,922$.

Com base nesses parâmetros, foram calculadas as parcelas elétricas para cada tipo de obstáculo, as quais são necessárias para o dimensionamento das distâncias verticais de segurança. Os resultados são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Parcelas elétricas para cada condição de operação

Natureza da região ou obstáculo atravessado	$P_{elim,n}$	$P_{etip,n}$	$P_{elim,s}$	$P_{etip,s}$
Locais acessíveis apenas a pedestres	1,4	1,5	1,4	1,5
Locais onde circulam máquinas agrícolas	1,8	2,0	1,8	2,0
Rodovias, ruas e avenidas	1,8	2,0	1,8	2,0
Ferrovias não eletrificadas	1,8	2,0	1,8	2,0
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	1,4	1,6	1,4	1,6
Suporte de linha pertencente à ferrovia	1,8	2,0	1,8	2,0
Águas navegáveis	1,4	1,5	1,4	1,5
Águas não navegáveis	1,4	1,5	1,4	1,5
Linhas de energia elétrica com cabo para-raios	1,4	1,5	1,4	1,5
Linhas de telecomunicações	1,4	1,5	1,4	1,5
Vegetação de preservação permanente	1,8	2,0	1,8	2,0
Cultura agrícola permanente	1,8	2,0	1,8	2,0

Natureza da região ou obstáculo atravessado	$P_{e_{lim,n}}$	$P_{e_{tip,n}}$	$P_{e_{lim,s}}$	$P_{e_{tip,s}}$
Instalações transportadoras (por exemplo, teleféricos)	1,8	2,0	1,8	2,0

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com as parcelas elétricas calculadas, determinam-se as distâncias verticais mínimas de segurança para os regimes de corrente nominal e sobrecorrente, nas condições típica e limite. Para o regime nominal, aplicam-se as equações (25) e (26) para a condição típica, adotando-se o maior valor entre elas, e a equação (27) para a condição limite. No regime de sobrecorrente, utilizam-se as equações (28) e (29) para as condições típica e limite, respectivamente. Os resultados são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Distâncias verticais mínimas para cada condição de operação

Natureza da região ou obstáculo atravessado	$D_{V_{lim,n}}$ (m)	$D_{V_{tip,n}}$ (m)		$D_{V_{lim,s}}$ (m)	$D_{V_{tip,s}}$ (m)
		Eq. (25)	Eq. (26)		
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,15	6,59	7,05	5,55	6,15
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,80	7,29	7,70	6,20	6,80
Rodovias, ruas e avenidas	8,30	8,79	9,20	7,70	8,30
Ferrovias não eletrificadas	9,30	9,79	10,20	8,70	9,30
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,24	12,69	13,14	11,64	12,24
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4,30	4,79	5,20	3,70	4,30
Águas navegáveis	6,15	6,59	7,05	5,55	6,15
Águas não navegáveis	6,15	6,59	7,05	5,55	6,15
Linhas de energia elétrica com cabo para-raios	2,78	3,22	3,68	2,18	2,78
Linhas de telecomunicações	2,78	3,22	3,68	2,18	2,78
Vegetação de preservação permanente	4,50	4,99	5,40	3,90	4,50
Cultura agrícola permanente	4,50	4,99	5,40	3,90	4,50
Instalações transportadoras (por exemplo, teleféricos)	3,40	3,89	4,30	2,80	3,40

Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, a Tabela 24 apresenta as distâncias verticais mínimas de segurança para cada um dos obstáculos de acordo com a NBR 5422:2024. Os valores indicados correspondem às maiores distâncias obtidas entre as condições calculadas anteriormente na Tabela 23.

Tabela 24 – Distâncias verticais para a LT 230 kV: NBR 5422:2024

Natureza da região ou obstáculo atravessado	Distância Vertical Total (m)
Locais acessíveis apenas a pedestres	7,0519
Locais onde circulam máquinas agrícolas	7,6968
Rodovias, ruas e avenidas	9,1968
Ferrovias não eletrificadas	10,1968
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	13,1382
Suporte de linha pertencente à ferrovia	5,1968
Águas navegáveis	7,0519
Águas não navegáveis	7,0519
Linhas de energia elétrica com cabo para-raios	3,6755
Linhas de telecomunicações	3,6755
Vegetação de preservação permanente	5,3968
Cultura agrícola permanente	5,3968
Instalações transportadoras (por exemplo, teleféricos)	4,2968

Fonte: Elaboração própria (2025).

No caso de travessias com outras LTs, é necessário repetir o processo anterior calculando as distâncias verticais para cada condição de operação, sendo que o único parâmetro que irá alterar entre os cálculos anteriores, é o fator de correção atmosférico (k_{afL}) para cada tensão de operação de linhas atravessadas, apresentados abaixo:

a) $k_{afL_{230}} = 0,9945$;

b) $k_{afL_{345}} = 0,9949$;

c) $k_{afL_{440}} = 0,9955$;

d) $k_{afL_{500}} = 0,9962$;

e) $k_{afL_{525}} = 0,9963$.

Com base nesses parâmetros, calcularam-se as parcelas elétricas correspondentes a cada tensão de linha atravessada, necessárias ao dimensionamento das distâncias verticais de segurança. Os resultados são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Parcelas elétricas para cada condição de operação em travessias

LT (kV)	$P_{e_{lim,n}}$	$P_{e_{tip,n}}$	$P_{e_{lim,s}}$	$P_{e_{tip,s}}$
230	1,38	1,52	1,38	1,52
345	2,36	2,64	2,36	2,64
440	2,43	2,71	2,43	2,71
500	2,92	3,28	2,92	3,28
525	3,37	3,80	3,37	3,80

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com as parcelas elétricas calculadas, determinam-se as distâncias verticais mínimas de segurança para os regimes de corrente nominal e sobrecorrente, nas condições típica e limite. Os resultados são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 – Distâncias verticais mínimas para cada condição de operação em travessias

LT (kV)	$D_{V_{lim,n}}$ (m)	$D_{V_{tip,n}}$ (m)	$D_{V_{lim,s}}$ (m)	$D_{V_{tip,s}}$ (m)
230	4,15	5,19	3,55	4,29
345	5,14	6,31	4,54	5,41
440	5,20	6,39	4,60	5,49
500	5,70	6,95	5,10	6,05
525	5,92	7,21	5,32	6,31

Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, a Tabela 27 apresenta as distâncias verticais mínimas de segurança para cada uma das LTs de acordo com a NBR 5422:2024. Os valores indicados correspondem às maiores distâncias obtidas entre as condições calculadas anteriormente na Tabela 26.

Tabela 27 – Distâncias verticais para a LT 230 kV em travessias: NBR 5422:2024

LT (kV)	Distância total (m)
230	5,19
345	6,31
440	6,39
500	6,95
525	7,21

Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, é necessário verificar a distância horizontal mínima entre circuitos, conforme estabelece a equação (34). Aplicando essa equação à LT em estudo, obteve-se os valores da Tabela 28.

Tabela 28 – Distância horizontal de segurança: NBR 5422:2024

Obstáculo próximo à LT	Distância total (m)
Edificações	5,45
Veículos rodoviários e ferroviários	2,55
Vegetação de preservação permanente	4,45

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.6 Comparativo

Nesta seção, realiza-se a comparação dos resultados obtidos a partir das duas versões da norma NBR 5422, focando principalmente em dois aspectos fundamentais: a temperatura do cabo condutor e as distâncias mínimas de segurança. O objetivo é evidenciar as diferenças e impactos das atualizações normativas sobre os parâmetros térmicos e de segurança, avaliando como cada versão influencia no dimensionamento de LTs. A análise comparativa permite identificar melhorias, eventuais limitações e contribui para uma melhor compreensão das implicações práticas das mudanças normativas.

4.6.1 Temperatura do cabo condutor

Conforme Mpalantinos Neto *et al.* (2022), a condição típica nominal é semelhante à prevista na versão de 1985, denominada de longa duração, enquanto a condição típica de sobrecorrente corresponde à curta duração. Portanto, a Tabela 29 apresenta a comparação das temperaturas do cabo condutor para essas duas condições, considerando as versões de 1985 e 2024 da NBR 5422.

Tabela 29 – Comparativo das temperaturas do cabo condutor entre as versões da NBR 5422

Condição de operação	1985 (°C)	2024 (°C)	Diferença (m)	Variação (%)
Regime normal	66,7	59,41	-7,29	-10,93
Regime de emergência	88,3	97,25	+8,95	10,14

Fonte: Elaboração própria (2025).

Além da comparação entre as temperaturas da NBR 5422, a nova versão da NBR introduziu dois conceitos, que resultaram em duas novas temperaturas, são elas a condição limite, nominal e sobrecorrente,

A Tabela 30 apresenta a comparação das temperaturas calculadas para o cabo condutor, com base nas capacidades operativas sazonais definidas na Tabela 10 considerando as edições de 1985 e 2024 da NBR 5422.

Tabela 30 – Comparativo das temperaturas das capacidades operativas sazonais da NBR 5422

Item	Longa Duração				Curta Duração			
	VD	VN	ID	IN	VD	VN	ID	IN
1985	66,7	59,7	66,5	60,3	88,3	80,0	88,1	84,3
2024	56,66	63	53,66	64,33	96,33	99	91	102,66

Fonte: Elaboração própria (2025).

Verifica-se que os menores valores na versão de 2024 ocorrem nas condições diurnas. Esse comportamento pode estar associado à diferença no valor de radiação solar adotado: enquanto a versão de 1985 utilizava o valor estatístico fixo de 1000 W/m², a edição de 2024 incorpora medições específicas por estação, podendo resultar em valores de radiação menores e, conseqüentemente, temperaturas mais baixas para essas condições.

Com a aplicação dos novos métodos, as temperaturas do cabo condutor têm ultrapassado 90 °C. Valores dessa magnitude aceleram a degradação dos materiais e reduzem a vida útil do cabo. Recomenda-se que os fabricantes avaliem as novas condições de temperatura de referência estabelecidas na NBR 5422, associadas aos riscos térmicos, a fim de subsidiar a análise de desempenho térmico. Um posicionamento do setor sobre esse tema seria relevante para alinhar práticas e garantir maior confiabilidade operacional.

4.6.2 Distâncias de Segurança

A Tabela 31 apresenta a comparação das distâncias verticais mínimas de segurança exigidas pelas versões de 1985 e 2024 da NBR 5422, para diferentes tipos de obstáculos e regiões atravessadas por LTs. Quando aplicável, também são

indicadas a diferença absoluta entre os valores e a variação percentual relativa ao valor da versão de 1985.

Tabela 31 – Comparativo das distâncias verticais de segurança entre as versões da NBR 5422

Natureza da região ou obstáculo atravessado	1985 (m)	2024 (m)	Diferença (m)	Varição (%)
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,8972	7,0519	+0,1547	+2,2
Locais onde circulam máquinas agrícolas	7,3972	7,6968	+0,2996	+4,05
Rodovias, ruas e avenidas	8,8972	9,1968	+0,2996	+3,3
Ferrovias não eletrificadas	9,8972	10,1968	+0,2996	+3,03
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,8972	13,1382	+0,2410	+1,87
Suporte de linha pertencente à ferrovia	4,8972	5,1968	+0,2996	+6,12
Águas navegáveis	H+2,8972	7,0519	N/A	N/A
Águas não navegáveis	6,8972	7,0519	+0,1547	+2,24
Linhas de energia elétrica	2,6972	3,6755	+0,9783	+36,27
Linhas de telecomunicações	3,8972	3,6755	-0,2217	-5,69
Telhados e terraços	4,8972	-	N/A	N/A
Paredes	2,0972	-	N/A	N/A
Instalações transportadoras	6,8972	4,2968	-2,6004	-37,70
Veículos rodoviários e ferroviários	7,3972	-	N/A	N/A
Vegetação de preservação permanente	-	5,3968	N/A	N/A
Cultura agrícola permanente	-	5,3968	N/A	N/A

Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que, na maioria dos casos, a versão de 2024 exige distâncias maiores, com acréscimos variando de +1,87% a +36,27%. Destacam-se os aumentos significativos em "linhas de energia elétrica" (+36,27%) e em "suportes de linha pertencentes à ferrovia" (+6,12%), o que pode impactar diretamente no projeto e nos custos associados às travessias. Por outro lado, em alguns poucos casos, a nova norma apresenta valores menores, como em "linhas de telecomunicações" (-5,69%) e "instalações transportadoras" (-37,70%).

Além disso, a versão de 2024 introduz novas categorias de obstáculos, como "vegetação de preservação permanente" e "cultura agrícola permanente", que não eram contempladas na norma anterior, reforçando a preocupação com questões ambientais e de uso do solo no entorno das LTs.

A Tabela 32 apresenta a comparação das distâncias verticais mínimas exigidas especificamente para travessias sobre outras LTs, em diferentes níveis de tensão. Nota-se que os acréscimos em relação à norma de 1985 são ainda mais expressivos, essa variação substancial reflete a adoção de critérios mais conservadores na nova versão da norma, com base em abordagens estatísticas e maior rigor na consideração dos riscos operacionais.

Tabela 32 – Comparativo das distâncias verticais em travessias sobre LTs: NBR 5422:1985

LT (kV)	1985 (m)	2024 (m)	Diferença (m)	Varição (%)
230	2,9944	5,19	+2,1956	+73,32%
345	4,4378	6,31	+1,8722	+42,19%
440	5,2807	6,39	+1,1093	+21,01%
500	6,5509	6,95	+0,3991	+6,09%
525	6,5509	7,21	+0,6591	+10,06%

Fonte: Elaboração própria (2025).

Essas alterações trazem implicações práticas significativas para o projeto de LTs. O aumento das distâncias verticais mínimas exige que as torres sejam mais altas, de modo a garantir o vão livre necessário para respeitar os novos requisitos normativos, especialmente em regiões com travessias críticas. Isso ocorre porque, caso essas distâncias não sejam respeitadas, a flecha dos cabos, influenciada pelo peso próprio e pela forma catenária, poderá resultar em proximidade excessiva com o solo ou com obstáculos, violando os limites de segurança.

Como consequência, o uso de torres mais altas ou a redução do vão entre estruturas pode levar ao aumento de custos com torres, fundações e montagem, além de possíveis impactos ambientais e restrições de traçado. Em alguns casos, pode ser necessária a reavaliação do traçado da LT para garantir conformidade com a norma vigente.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo realizou uma análise comparativa entre as versões da norma NBR 5422:1985 e NBR 5422:2024, evidenciando as mudanças relacionadas à definição da temperatura do cabo condutor e seus impactos nos projetos de LTs aérea. Os resultados indicam que as alterações normativas influenciam diretamente o cálculo das distâncias de segurança e da ampacidade dos cabos.

As atualizações da norma em 2024 representam um avanço técnico importante, permitindo uma gestão mais eficiente do espaço e da operação das LTs, embora possam ocasionar impactos econômicos devido às novas exigências de projeto. Dessa forma, destaca-se a necessidade de que engenheiros e profissionais do setor se mantenham atualizados quanto às mudanças normativas para garantir a elaboração de projetos seguros, eficientes e economicamente viáveis.

A nova norma representa um avanço ao proporcionar maior precisão no cálculo térmico dos condutores, principalmente ao considerar a seleção das estações meteorológicas. Entretanto, a efetividade desses avanços depende fortemente da qualidade e representatividade dos dados utilizados. Conforme demonstrado neste trabalho, inconsistências e limitações nos dados meteorológicos disponíveis, como os registros do INMET, marcados por distâncias entre estações e falta de informações confiáveis, podem comprometer a aplicação adequada da norma.

Outro ponto relevante diz respeito ao fato de que os cabos condutores são projetados para operar dentro de uma temperatura máxima definida. Assim, é fundamental que os fabricantes estejam atentos às alterações introduzidas pela NBR 5422:2024 e se posicionem quanto às especificações de seus produtos, garantindo que as novas premissas normativas sejam contempladas nos catálogos e nas recomendações técnicas, de forma a evitar incompatibilidades entre projeto e fornecimento.

No âmbito regulatório, durante a elaboração do edital da ANEEL para o Leilão nº 4/2025, foram apontadas diversas dificuldades na obtenção de dados consistentes e na aplicação integral da NBR 5422:2024, especialmente no que se refere à capacidade de corrente dos condutores e às distâncias mínimas de segurança. Em razão dessas limitações, e após reuniões entre o ONS e a ABNT,

concluiu-se pela necessidade de afastamento temporário da aplicação plena da norma atualizada, optando-se por manter a versão de 1985 da NBR 5422 para os itens relacionados a esses parâmetros (ANEEL, 2025).

Portanto, apesar dos avanços técnicos expressivos trazidos pela NBR 5422:2024, sua aplicação prática ainda requer aprimoramentos no acesso e tratamento de dados climáticos, bem como a verificação da direção dos ventos nos cálculos, dado o impacto expressivo dessa variável nos resultados. Também se faz necessária a atualização dos documentos de referência para projeto de LTs elaborados por órgãos como ONS, ANEEL e EPE, que ainda estão alinhados à versão anterior da norma. Por fim, ajustes regulatórios e alinhamento entre projetistas, fabricantes e órgãos reguladores são essenciais para garantir a viabilidade técnica e a segurança dos projetos, especialmente nos processos de licitação e implantação de LTs.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Sugere-se a realização de estudos voltados para a validação dos dados meteorológicos fornecidos pelo INMET, com foco na análise da consistência das medições e nas incertezas associadas a esses dados. Tal investigação é fundamental, uma vez que a qualidade das informações climáticas impacta diretamente a parametrização dos cálculos térmicos dos cabos condutores. Esse trabalho pode demandar abordagens multidisciplinares, incluindo métodos estatísticos e técnicas provenientes de áreas correlatas à engenharia elétrica.

Outro aspecto relevante para investigações futuras é a realização de estudos detalhados que avaliem, em diversos cenários operacionais simulados para uma mesma LT, o impacto individual e combinado dos parâmetros da NBR 5422:2024 que influenciam diretamente a temperatura dos cabos condutores. Entre os fatores a serem considerados estão a direção e a velocidade do vento, além de outras condições ambientais e climáticas. Essa abordagem permitirá identificar quais variáveis exercem maior influência sob diferentes condições, fornecendo subsídios técnicos importantes para a otimização dos projetos e para o aprimoramento da segurança e eficiência das LTs.

Adicionalmente, recomenda-se a realização de estudos voltados para a coordenação de isolamento, com foco na comparação das diferenças entre as versões de 1985 e 2024 da NBR 5422. Aspectos como ângulos de balanço e distâncias, que foram abordados neste trabalho para fundamentar os cálculos, merecem análise aprofundada para avaliar os impactos dessas variações nos critérios de projeto.

Essas sugestões visam contribuir para o avanço do conhecimento técnico e regulamentar, facilitando a implementação efetiva da NBR 5422:2024 e promovendo melhorias na confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Anexo 2-03 – Lote 03: Instalações de transmissão compostas por LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II C1 e C2 - CD; LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III C1; SE 500/230/69 kV Açailândia (novos pátios em 230 kV e 69 kV); SE 230/69 kV Dom Eliseu II; SE 500/230/138 kV Santa Luzia III; e Trecho de LT em 500 kV entre a SE Santa Luzia III e a LT Açailândia – Miranda II C1:** Características e requisitos técnicos específicos. Brasília, 2022b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=47173&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsppPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 5 jul. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica Conjunta nº 5/2025-SEL-SCE/ANEEL.** Aprovação da minuta do Edital do Leilão nº 4/2025-ANEEL, após análise das contribuições da Consulta Pública nº 18/2025. 2025. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/pt/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=55683&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsppPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 9 ago. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Regras dos serviços de transmissão de energia elétrica:** módulo 2 – classificação das instalações. Brasília: ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 18 maio 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Regras dos serviços de transmissão de energia elétrica:** módulo 4 – prestação dos serviços. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020906_2_1.pdf. Acesso em: 28 jun. 2025.
- ALUBAR. **Alumínio Liga 1120 para linhas de transmissão e distribuição aérea:** folder técnico. Barcarena (PA): Alubar Metais e Cabos. Disponível em: https://www.alubar.net.br/img/site/arquivo/Folder%20Al_1120_14-06%20ajustado.pdf. Acesso em: 30 jul. 2025.
- ANJOS, Rodnei Dias dos. **Ampacidade de linhas de transmissão:** aspectos operativos. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/773/dissertacao_anjos_2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 02 ago. 2025.

ARRUDA, Carlos Kleber da Costa. **Processo de revisão ABNT NBR 5422.** Workshop para modernização da normatização relacionada ao segmento de transmissão – Brasil. Rio de Janeiro: CEPEL, 2023. Disponível em: <https://abrate.org.br/wp-content/uploads/2023/09/Ato-3-Linhas-de-Transmissao-CEPEL-Carlos-Kleber.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2025.

ARRUDA, Carlos Kleber da Costa. **Revisão da norma NBR 5422: uma jornada de 39 anos.** O Setor Elétrico, 2024. Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br/revisao-da-norma-nbr-5422-uma-jornada-de-39-anos/>. Acesso em: 29 jul. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5422:** Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica – Critérios técnicos. Rio de Janeiro: ABNT, 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 5422:** Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica – Procedimento. Rio de Janeiro: ABNT, 1985.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 7286:** Condutores de alumínio nu e ligas de alumínio nus para linhas aéreas de transmissão e distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 8186:** Coordenação do isolamento – Diretrizes de aplicação. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

BORDUCHI, Felipe C.; DURÃO, Jonny; SANTOS, Robson D. V. dos. **Estudo do Desempenho de Cabos do Tipo Optical Ground Wire (OPGW) quando Submetidos aos Ensaios de Descargas Atmosféricas e Curto-Circuito.** 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/9983>. Acesso em: 15 jun. 2025.

BRAMETAL. **Infraestrutura de Transmissões Elétrica:** torres e estruturas metálicas em aço galvanizado. Linhares, 2020.

CAKET, Ahmet G. *et al.* **Recent advances in 3D truss metal structure technique for heat transfer enhancement:** Uncovering trends and rationales. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 167, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212200586X>. Acesso em: 29 jun. 2025.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Cepel coordena atualização da principal norma técnica do segmento transmissão no país.** Rio de Janeiro, 26 fev. 2024. Disponível em: <https://www.cepel.br/2024/02/26/cepel-coordena-atualizacao-da-principal-norma-tecnica-do-segmento-transmissao-no-pais/>. Acesso em: 8 maio 2025.

CIGRÉ WG 33.07. **Guidelines for the evaluation of the dielectric strength of external insulation**. Technical Brochure n° 72, Paris, 1992.

COMITÊ EUROPEU DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA (CENELEC). **Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications**. EN 50341-1, Bruxelas, 2012. Disponível em: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/618d1923-c8f0-4c7b-9a5a-ba47a4c37551/en-50341-1-2012?srsItid=AfmBOopkZVcEK8yt65AhIPeKYHesOAqpfVliecoBwq0Zo6GIQiBINeq1>. Acesso em: 28 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos para a licitação de novas instalações da Rede Básica: Estrutura e conteúdo dos relatórios R1, R2, R3, R4 e R5**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/DiretrizesElaboracaoRelatorios/EPE-DEE-DEA-NT-004-2020-rev0.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Planejamento da Transmissão**. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>. Acesso em: 15 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia>. Acesso em: 17 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos para a licitação da expansão da transmissão: análise técnico-econômica de alternativas – Relatório R1**. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-577/EPE-DEE-RE-113-2021-rev0.pdf>. Acesso em: 24 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Relatório de Definição da Diretriz e Análise Socioambiental - Relatório R3**. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2021b.

GOMES, André Luiz Ferreira; GUIMARÃES, Marco Antonio de Carvalho Moreira; AZEVEDO, Thiago Castanha de. **O uso de isoladores poliméricos em linhas de energia elétrica: uma análise comparativa**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2022. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/28521>. Acesso em: 08 jun. 2025.

HALLIDAY, David; RESNICK, Robert; WALKER, Jearl. **Fundamentos de Física - Gravitação, Ondas e Termodinâmica - Volume 2**. 12. ed. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2023. *E-book*. p.213. ISBN 9788521638568. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521638568/>. Acesso em: 28 jun. 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors**, IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2012), pp. 1-72, 2013. DOI: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6692858>. Acesso em: 02 ago. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Malha Municipal Digital e Áreas Territoriais**: informações técnicas e legais para a utilização dos dados publicados – 2024. Notas metodológicas 01/2025. Rio de Janeiro: IBGE, 2025. 46p. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15761-areas-dos-municipios.html>. Acesso em: 21 maio 2025.

JITSUKAWA, Jorge André Meneghel. **Coordenação de isolamento de subestações isoladas a ar**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/33036>. Acesso em: 29 jun. 2025.

KISHIZIMA, I.; MATSUMOTO, K.; WATANABE, Y. **New facilities for Phase-to-Phase Switching Impulse**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-103, 1984.

LABEGALINI, Paulo Roberto *et al.* **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. 2. ed. São Paulo: Editora Blucher, 1992. *E-book*. ISBN 9788521216728. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521216728/>. Acesso em: 29 maio 2025.

MATZENBACHER, Luca Santos. **Sistema de dimensionamento de condutores de linhas aéreas de transmissão e análise financeira preliminar**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/127650/000971095.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 30 jul. 2025

MAYER, Elton Anthony Novais. **Aterramento de uma linha de transmissão 138 kV em ambiente semiárido** – estudo de caso. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Eletrônica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2018. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/16225/1/PG_COELE_2018_1_02.pdf. Acesso em: 15 jun. 2025.

MORGAN, V. T. **The Thermal Rating of Overhead Line Conductors** – Part I. The Steady Thermal Model, Electric Power Systems Research, 5, p. 119-139, 1982. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0378779682900335?via%3Dihub>. Acesso em: 02 ago. 2025.

MOURA, Ailson Pereira de; MOURA, Adriano Aron Freitas de; ROCHA, Ednardo Pereira da. **Engenharia de sistemas de potência**: transmissão de energia elétrica em corrente alternada. Fortaleza: Edições UFC, 2019. Disponível em: <http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/64537>. Acesso em: 21 maio 2025.

MPALANTINOS NETO, Athanasio *et al.* A nova norma NBR 5422 – Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica: principais avanços e mudanças. Grupo de Estudo de Linhas de Transmissão – GLT, 2022. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 26, 2022, Rio de Janeiro. **Anais [...]** Rio de Janeiro: CIGRÉ-Brasil, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Diretrizes para a elaboração de projetos básicos para empreendimentos de transmissão**: estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão. Revisão 1. Rio de Janeiro: ONS, 2022a. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Diretrizes%20para%20Projeto%20Basico_REV.1_2022_publica%C3%A7%C3%A3o.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Nota Técnica ONS NT 0094/2016 – Revisão 1**: Metodologia para cálculo da capacidade sazonal de projeto de linhas de transmissão a serem licitadas. Rio de Janeiro: ONS, 2017. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2016-08-01-NT_Sazonal_LTs.pdf. Acesso em: 23 jul. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O que é o Sistema Interligado Nacional – SIN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 17 maio 2025a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7**: Requisitos mínimos para linhas de transmissão. Revisão 2022.08. Rio de Janeiro: ONS, 2022b. Vigência 16 ago. 2022. Disponível em: https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%202.7-RQ_2020.12.docx_09232908-8899-4ca4-94a3-c20151a4243a.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.10**: Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão às Instalações de Transmissão. Revisão 2025.02. Rio de Janeiro: ONS, 2025d. Vigência 01 mar. 2025. Disponível em: https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%202.10-RQ_2025.02.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 7.1**: Acesso às Instalações de Transmissão. Revisão 2024.06. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Vigência 17 jun. 2024. Disponível em: https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.1-RQ_2024.06.pdf

arpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.1-PR_2024.06.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Relatório Anual 2022**. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%c3%b3rio%20Anual%20ONS%202022.pdf>. Acesso em: 18 maio 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Resultados da operação**: histórico da operação - extensão das linhas de transmissão. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/extensao_linhastransmissao.aspx. Acesso em: 17 maio 2025c.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **SINMAPS – Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. 2025b. Disponível em: <https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>. Acesso em: 23 jul. 2025.

PAULA, João José Alves de. **Cabos elétricos de potência**: dimensionamento. São Paulo: Editora Blucher, 2023. *E-book*. ISBN 9786555066456. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9786555066456/>. Acesso em: 08 jun. 2025.

PINTO, Milton de O. **Energia Elétrica**: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados. Rio de Janeiro: LTC, 2018. *E-book*. ISBN 978-85-216-2526-1. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/978-85-216-2526-1/>. Acesso em: 08 jun. 2025.

RIBEIRO, Lucas de Almeida. **O papel do subsistema Norte na expansão do Sistema Interligado Nacional (2017–2024)**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11422/4766>. Acesso em: 21 maio 2025.

SILVA, André Costa. **Sistemas elétricos de potência e proteção de linhas de transmissão**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, Ouro Preto, 2020. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/2938/1/MONOGRAFIA_SystemasEI%c3%a9tricosPot%c3%aancia.pdf. Acesso em: 08 jun. 2025.

SIMIANO, Henrique. **Verificação estrutural de uma torre de suspensão de uma linha de transmissão de 230 kV**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) - Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2024. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/262338/TCC_Henrique_Simiano.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 29 maio 2025.

SUN EARTH TOOLS. **Solar position and solar path calculator**. Disponível em: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php. Acesso em: 3 ago. 2025.

VISACRO, Silvério Filho. **Descargas atmosféricas**: uma abordagem de engenharia. São Paulo: Artliber, 2006. Disponível em:
<https://artliber.com.br/amostra/descargas.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2025.

ANEXOS

ANEXO A – Tabela de viscosidade, densidade e condutividade térmica do ar

Temperature T_{film}			Absolute viscosity [B15] (lb/ft-h) μ_r	Air density [B17] ρ_r (lb/ft ²)			Thermal conductivity of air [B18] (W/ft, °C)	
°F	°C	°K		Sea level	5 000 ft	10 000 ft	15 000 ft	k_f
32	0	273	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

Fonte: IEEE P738 (2012).