



COORDENAÇÃO DA CADEIA DE ISOLADORES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO A SER INSTALADA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

RODRIGO GUETTEN LOHN

julho de 2025

**COORDENAÇÃO DA CADEIA DE ISOLADORES DE
UMA LINHA DE TRANSMISSÃO A SER INSTALADA
NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

Rodrigo Guetten Lohn

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Prof. Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Coorientador: Prof. Edison Antônio Cardoso Aranha Neto

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira De Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, Arguente, Professora Adjunta, ISEP

Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Professor Adjunto, ISEP

Edison Antônio Cardoso Aranha Neto, Professor Adjunto, IFSC

Rubipiara Cavalcante Fernandes, Professor Titular, IFSC

Porto, Julho 2025

Dedicatória

Dedico esta dissertação à minha família, que jamais mediu esforços para me apoiar e sempre acreditou no meu potencial. Aos meus pais, Amélia e Jailton, por todos os ensinamentos passados ao decorrer da vida, de todo amor e paciência destinada a mim, além de me ensinarem a importância da dedicação, resiliência e perseverança. Vocês são a minha base.

Ao meu irmão, Bernardo, que traz irmandade e alegria para a minha vida, me lembrando do quão bom é sonhar. Espero que este trabalho seja um incentivo para você sempre acreditar no seu potencial e nunca desistir dos seus sonhos.

À minha namorada, Maria Luiza, que esteve ao meu lado nos momentos que mais precisei de apoio, me oferecendo amor e carinho, mesmo nos dias mais difíceis. Você faz tudo valer a pena e me motiva a ser uma melhor versão de mim a cada dia que passa. Agradeço por me proporcionar tantos momentos especiais e alegrias nessa jornada.

Aos meus amigos, que tornaram a experiência do intercâmbio mais leve e prazerosa, que compartilharam os momentos de felicidade e preocupação, além de permitirem o cultivo de laços verdadeiros de amizade.

Este trabalho só foi possível graças a vocês, pelo apoio incondicional e por tornarem tudo isso realidade. Sou muito grato por fazerem parte desta trajetória e da minha história.

Resumo

Os isoladores de cadeia desempenham um papel crucial na transmissão de eletricidade, especialmente em linhas de média, alta e muito alta tensão. Estes componentes são responsáveis por suportar as linhas condutoras e garantir simultaneamente que a eletricidade flua de forma segura, evitando curtos-circuitos e perdas de energia.

Os isoladores de cadeia protegem, igualmente, os componentes da rede elétrica contra a humidade, poeira, poluição e outros fatores ambientais, aumentando assim a confiabilidade e a durabilidade das infraestruturas elétricas. A sua utilização é, pois, fundamental para garantir a segurança e a eficiência na distribuição e transmissão de energia elétrica, prevenindo acidentes e interrupções no serviço.

Esta dissertação tem como objetivo principal analisar os fatores que impactam no projeto da cadeia de isoladores para uma linha de transmissão de alta tensão destinada a escoar a geração de energia elétrica da região Nordeste do Brasil e identificar a metodologia para o seu correto dimensionamento de forma a garantir a confiabilidade necessária para uma infraestrutura de tamanha importância. A relevância do tema se evidencia pela contínua expansão do sistema de transmissão, que prevê a implementação de aproximadamente 37.454 km de novas linhas até 2030. Deste total, cerca de 7.308 km estão projetados para a região Nordeste, a representar um passo essencial para o escoamento da crescente geração de energia nessa região, proveniente principalmente de energias eólica e solar fotovoltaica.

Diante dessa previsão, este estudo apresenta dados relevantes para a análise de viabilidade do traçado de uma linha de transmissão (LT), além de considerar os impactos das características estruturais e construtivas das cadeias de isoladores, bem como os aspetos geográficos do local de instalação, sobre a frequência anual de desligamentos por cada 100 km de extensão da linha devido a descargas atmosféricas. Esse índice é fundamental para avaliar a viabilidade e a confiabilidade do projeto. Para isso, serão desenvolvidos os cálculos relevantes para o correto dimensionamento da cadeia de isoladores, assim como a validação por meio do *software Flash 1.6*, no qual verificou-se os impactos das condições meteorológicas, da distância de isolamento e do sistema de aterramento via simulações, nas quais foi possível perceber a influência significativa do nível cerâmico, da distância de isolamento em arco da cadeia de isoladores e da resistência do sistema de aterramento no número de desligamentos anuais.

Palavras-chave: Cadeia de isoladores, Descargas Atmosféricas, Desligamento, Energia Elétrica, Distância de Isolamento, Linha de Transmissão.

Abstract

Suspension insulators play a crucial role in electricity transmission, especially in medium, high, and extra-high voltage lines. These components are responsible for supporting the conductors while ensuring that electricity flows safely, preventing short circuits and energy losses.

Suspension insulators also protect power grid components from humidity, dust, pollution, and other environmental factors, thereby increasing the reliability and durability of electrical infrastructure. Their use is therefore essential to ensure the safety and efficiency of power distribution and transmission, helping to prevent accidents and service interruptions.

The main objective of this dissertation is to analyze the factors that influence the design of insulator strings for a high-voltage transmission line intended to transport electricity generated in the Northeast region of Brazil. Additionally, it aims to identify the appropriate methodology for correctly sizing the insulator strings to ensure the required reliability for infrastructure of such importance. The relevance of this topic is highlighted by the ongoing expansion of the transmission system, which is expected to incorporate approximately 37,454 km of new lines by 2030. Of this total, around 7,308 km are projected for the Northeast region, representing a key step in enabling the evacuation of the growing power generation in that region, primarily from wind and solar photovoltaic sources.

Given this forecast, this study presents relevant data for analyzing the feasibility of a transmission line (TL) route, as well as considering the impacts of the structural and construction characteristics of the insulator strings and the geographic features of the installation site on the annual outage frequency per 100 km of line length due to lightning strikes. This index is fundamental for assessing the project's viability and reliability. To achieve this, the necessary calculations for the proper dimensioning of the insulator strings will be developed, along with validation through the Flash 1.6 software. Simulations conducted in the software revealed the impacts of weather conditions, insulation distance, and the grounding system, showing the significant influence of the isokeraunic level, the arc insulation distance of the insulator string, and the grounding system resistance on the annual number of outages.

Keywords: String Insulator, Lightning Strikes, Outage, Electrical Energy, Creepage distance, Transmission Line.

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todos que contribuíram para a realização desta dissertação.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, Prof. Sérgio Ramos, e ao meu coorientador, Prof. Edison Aranha, pela orientação dedicada, pelo apoio técnico e pelos ensinamentos valiosos ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho. A contribuição de vocês foi essencial para meu crescimento acadêmico e pessoal.

Agradeço também aos professores e colegas do Mestrado em Sistemas Elétricos de Energia, pela troca constante de conhecimento e pela colaboração durante esta jornada.

Sou grato ao ISEP pelo suporte acadêmico e pela oportunidade enriquecedora do intercâmbio.

Agradeço ao Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC, Campus Florianópolis, por proporcionar a vivência do intercâmbio e por todas as experiências e oportunidades durante a graduação.

À minha família, especialmente aos meus pais e ao meu irmão, meu profundo agradecimento pelo amor, força e motivação que me sustentaram em todos os momentos.

À minha namorada, agradeço pelo carinho, compreensão e por estar sempre ao meu lado nos momentos de desafio, sendo uma fonte constante de apoio e inspiração.

Por fim, agradeço a todos os amigos que, direta ou indiretamente, colaboraram para a concretização deste trabalho, tornando esta etapa da minha vida ainda mais significativa.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	2
1.2	Definição do Problema	3
1.3	Objetivos	5
1.4	Motivação	5
1.5	Estrutura do Trabalho	7
2	Fundamentação Teórica	9
2.1	Características de Linhas de Transmissão	10
2.1.1	Estruturas de Suporte	11
2.1.2	Cabos Condutores	15
2.1.3	Cabos Para-raios	16
2.1.4	Isoladores	16
2.2	Falhas devido a Descargas Atmosféricas	18
2.2.1	Flashover	18
2.2.2	Backflashover	19
3	Coordenação de Isolamento	21
3.1	Distâncias de Isolamento	23
3.2	Espaçamento entre os Condutores de Fase	24
3.3	Espaçamento entre Fase-Solo no Meio do Vão	25
3.4	Dispositivos de Proteção contra Sobretensões	28
3.5	Poluição	29
3.6	Nível Cerâmico	31
4	Caso de Estudo	33
4.1	Descrição da Metodologia	36
4.2	Dados da LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II, C1, CS	37
4.3	Isolamento à Frequência Industrial	39
4.4	Isolamento para Surtos de Manobra	41
4.4.1	Risco de Falha Fase-Terra	41
4.4.2	Risco de Falha entre Fases	43
4.5	Isolamento para Manutenção em Linha Viva	46
4.6	Definição do Isolador	47
4.7	Desempenho quanto a Descargas Atmosféricas	51
4.7.1	Nível Cerâmico	51
4.7.2	Cálculo da Flecha	51

4.7.3	Altura Média da Estrutura de Suporte	52
4.7.4	Dados para o Cálculo de Desempenho da LT	52
4.8	Simulações	54
4.8.1	Aumento do Nível Ceráunico	56
4.8.2	Redução da Distância de Isolamento em Arco	59
4.8.3	Aumento da Resistência de Aterramento	62
4.9	Avaliação dos Resultados	65
5	Conclusões	69
5.1	Contributos	70
5.2	Trabalhos Futuros	71
6	Referências Bibliográficas	73

Lista de Figuras

Figura 1 - Densidade de Descargas Atmosféricas Nordeste do Brasil – Adaptado de [17].....	4
Figura 2 - Fator de Capacidade de Usinas Solares e Eólicas na Região Nordeste em 2024	6
Figura 3 - Sistema Interligado Nacional [24]	10
Figura 4 - Torre de Suspensão Autoportante [26]	12
Figura 5 - Torre em Ângulo [26]	12
Figura 6 - Torre de Derivação [26]	13
Figura 7 - Torres de Transposição de Fases [26]	13
Figura 8 - Torre Estaiada Monomastro [28].....	14
Figura 9 - Torre <i>Cross Rope</i> [29].....	15
Figura 10 - Isoladores de Porcelana [35].....	17
Figura 11 - Isoladores de Vidro Temperado [36]	17
Figura 12 - Isoladores Poliméricos [37].....	18
Figura 13 - Rutura de Isolamento por <i>Flashover</i> [38]	19
Figura 14 - Rutura de Isolamento por <i>Backflashover</i> [40]	20
Figura 15 - Distância em Arco [37].....	23
Figura 16 - Distância de Escoamento [44].....	24
Figura 17 - Distância Vertical de Segurança [46]	28
Figura 18 - Sistema de Aterramento, adaptado de [48]	29
Figura 19 - RUSCD em função da classe SPS [45]	31
Figura 20 - Localização das Subestações [52]	33
Figura 21 - Diretriz do Traçado LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II	34
Figura 22 - Exemplo de Formação Campestre [54].....	35
Figura 23 - Silhueta <i>Cross Rope</i>	38
Figura 24 - Cadeias de Isoladores estrutura <i>Cross Rope</i>	38
Figura 25 – Espaçamento do <i>Gap</i> de acordo com a Tensão Crítica de Escorvamento [60].....	41
Figura 26 - Taxa de escorvamento R [60]	44
Figura 27 - Espaçamento mínimo entre fases [60]	45
Figura 28 - Severidade de poluição em locais do Tipo A – Relação entre ESDD/NSDD e SPS [45]	49
Figura 29 - Diâmetros dos Isoladores [45]	50
Figura 30 - Dimensões Preliminares.....	54
Figura 31 - Parâmetros preliminares da LT	55
Figura 32 - Resultados da configuração preliminar	55
Figura 33 - Entrada <i>Flash</i> para Nível Cerâmico de 63 Trovoadas	56
Figura 34 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 63 trovoadas anuais.....	57
Figura 35 - Entrada <i>Flash</i> para Nível Cerâmico de 90 Trovoadas	57
Figura 36 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 90 trovoadas anuais.....	58
Figura 37 - Entrada <i>Flash</i> para Nível Cerâmico de 127 Trovoadas	58
Figura 38 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 127 trovoadas anuais.....	59
Figura 39 – Entrada <i>Flash</i> para Distância em Arco de 2,5 m.....	60

Figura 40 - Saídas computacionais para Distância em Arco de 2,50 m.....	60
Figura 41 - Entrada <i>Flash</i> para Distância em Arco de 2 m.....	61
Figura 42 - Saídas computacionais para Distância em Arco de 2 m.....	61
Figura 43 - Entrada <i>Flash</i> para Sistema de Aterramento de 30 Ω	63
Figura 44 - Saídas computacionais para Resistência de Aterramento de 30 Ω	63
Figura 45 - Entrada <i>Flash</i> para Sistema de Aterramento de 35 Ω	64
Figura 46 - Saídas computacionais para Resistência de Aterramento de 35 Ω	64
Figura 47 - <i>Cross Rope</i> com as dimensões finais	66
Figura 48 - <i>Cross Rope</i> ampliada	67

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Níveis de Tensão de LT	10
Tabela 2 - Distâncias Verticais de Segurança – Adaptado de [46]	26
Tabela 3 - Fator de coordenação estatístico – Adaptado de [46]	27
Tabela 4 - Fator de sobretensão de frente lenta – Adaptado de [46]	27
Tabela 5 - Informações das Subestações [53]	34
Tabela 6 - Índice de desempenho de LT aérea frente a descargas atmosféricas [13]	36
Tabela 7 - Cabos utilizados no dimensionamento	37
Tabela 8 - Resumo dos <i>gaps</i>	43
Tabela 9 - Distância Mínima de Acesso para Trabalhos ao Vivo em Corrente Alternada com Fator de Sobretensão Transitória – Adaptado de [64]	46
Tabela 10 - Exemplos de Ambientes Típicos – Adaptado de [45]	47
Tabela 11 - Correspondência entre a distância de escoamento específica e a distância de escoamento específica unificada – Adaptado de [45]	49
Tabela 12 - Dados para Cálculo de Desempenho da LT	53
Tabela 13 - Distribuição da Resistência de Aterramento do Pé da torre	53
Tabela 14 - Resumo Cenário Preliminar	54
Tabela 15 - Análise de Sensibilidade do Nível Cerâmico	59
Tabela 16 - Análise de Sensibilidade da Distância de Isolamento em Arco	62
Tabela 17 - Análise de Sensibilidade da Resistência do Sistema de Aterramento	65
Tabela 18 - Parâmetros Mínimos da Cadeia de Isoladores	65
Tabela 19 - Resumo das Distâncias de Isolamento	66

Siglas, Acrónimos e Símbolos

Lista de Siglas e Acrónimos

AT	Alta Tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CAnu	Cabo de Alumínio NU
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAL	Cabo de Alumínio Liga
CC	Corrente Contínua
EAT	Extra Alta Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
LT	Linha de Transmissão
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i> (Cabo de aterramento óptico)
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PR	Para-raios
RUSCD	<i>Reference Unified Specific Creepage Distance</i> (Distância de Escoamento Específica Unificada de Referência)
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> (Carga de Impedância Característica)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPS	<i>Site pollution severity</i> (Severidade de Poluição Local)
UAT	Ultra Alta Tensão

UHE Usina Hidroelétrica

Lista de Símbolos

A	Amperes (unidade de medida de intensidade elétrica)
GWh	Gigawatt-hora (unidade de medida de energia elétrica)
kV	Quilovolt (unidade de medida de tensão elétrica)
kHz	Quilohertz (unidade de medida de frequência)
km	Quilômetro (unidade de medida de distância)
m	Metros (unidade de medida de distância)
mm	Milímetro (unidade de medida de distância)
ms	milissegundos (unidade de medida de tempo)
MW	Megawatt (unidade de medida de potência elétrica)
TWh	Terawatt-hora (unidade de medida de energia elétrica)
Ω	Ohm (unidade de medida de resistência elétrica)
μs	Microssegundos (unidade de medida de tempo)

1 Introdução

As fontes de energias renováveis são todas aquelas que são inesgotáveis e apresentam rápida restituição da sua natureza [1]. Os principais tipos de energia elétrica renovável são a solar fotovoltaica, eólica, hidroelétrica, geotérmica, biomassa e marinha [2].

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2024, a participação de renováveis na matriz elétrica brasileira alcançou a marca de 88,2%, entre essas fontes destacam-se as energias provenientes de origem hídrica, eólica, solar e biomassa, com 55,3%, 14,1%, 9,3% e 8,1%, respectivamente [3]. Constata-se que a energia hidroelétrica apresenta a maior parcela de participação na geração de energia do país, porém é de suma importância notar a grande participação de fontes eólicas, a projeção do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) indica que a capacidade de geração de eletricidade em 2034 será composta por 17,2% de energia eólica [4].

A produção de energia elétrica advinda de fonte eólica vem crescendo abruptamente. No seu começo, era considerada apenas uma fonte alternativa na geração, mas atualmente apresenta uma parcela considerável na matriz de produção elétrica do Brasil [5]. Segundo dados presentes no BEN de 2025, o potencial de geração eólica em 2024 atingiu a marca de 107.654 GWh e, ao tomar como base a evolução de 2023 (95.801 GWh) para o ano de 2024, houve um incremento de 12,4% [3].

Segundo a referência [6], no boletim anual de 2024, a energia eólica era responsável por 16,1% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, com cerca de 33,73 GW. Sozinho, em 2024 o subsistema Nordeste foi responsável pela geração de 92,2% da produção eólica total do Sistema Interligado Nacional (SIN), alcançando 95,25 TWh.

A expectativa segundo o PDE 2034, elaborado no ano de 2025, é de que ocorra um incremento de 15.504 MW na capacidade instalada proveniente de fontes eólicas, principalmente no subsistema nordeste [4].

Em 2024 a região nordeste apresentou produção de energia eólica acima da sua demanda de carga, cerca de 29,41% [6], desta maneira fora necessário escoar essa sobra para os outros subsistemas do SIN. Com o incremento previsto de capacidade instalada na região nordeste em [4], a situação do escoamento da produção se tornará ainda mais crítico, sendo indispensáveis obras de linhas de transmissão que interliguem os submercados do SIN.

Antevendo esse aumento expressivo da geração na região nordeste, não somente de fontes eólicas, mas também de fotovoltaicas, estão previstas no horizonte de 2034 cerca de 30.198 km de novas linhas de transmissão, desse montante, por volta de 81% (24.450 km), possui a previsão de entrada em operação até 2029. É projetado para a região nordeste 10.550 km de novas linhas de transmissão, passo importante e essencial para o escoamento da geração incremental dos próximos anos na referida região [4].

Segundo o Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, o Nordeste tem sido alvo de grandes investimentos em energias renováveis, principalmente de fontes eólicas e fotovoltaicas. Os investimentos em novas linhas de transmissão para a região são de extrema importância para assegurar a confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica [7].

De acordo com Paulo Sergio Steidel, gerente de Desenvolvimento de Negócios de Transmissão de Energia da ENGIE, *“Num país de dimensão continental, investir em transmissão é contribuir para que a energia renovável chegue aos centros de consumo [...]. O investimento em transmissão contribui também para que todos tenham acesso a uma energia de qualidade [...]”* [8].

1.1 Enquadramento

Para um país, como o Brasil, com extensão territorial de dimensões continentais, que apresenta 55,3% de sua matriz elétrica advinda de usinas hidrelétricas [3], as quais situam-se, em sua maioria, em locais afastados dos centros de carga, um dos maiores desafios que aparecem é o modo de levar a energia produzida até os consumidores. Para isso, é fundamental a existência de linhas de transmissão que ficam encarregadas desse processo de transporte. Em 2023, o SIN apresentava 171.640 km de linhas de transmissão, com a previsão de alcançar 200.015 km no ano de 2028 [9].

Para se ter uma noção, 98% da capacidade de geração instalada no país está conectada ao SIN. Em geral, a conexão à rede básica de transmissão é feita em tensões entre 230 kV e 750 kV [10], em corrente alternada (CA). Existem também linhas de transmissão em corrente contínua (CC) dentro do Brasil, por exemplo, a LT ± 800 kV Xingu – Estreito que realiza o despacho da geração da usina hidrelétrica de Belo Monte, conectando a Subestação (SE) Xingu, no estado do Pará, e a SE Estreito, localizada em Minas Gerais [11], com aproximadamente 2.092 km de extensão, sendo a maior linha de transmissão em CC da América Latina [12]. O traçado dessa LT compreende 4 estados brasileiros, os quais são Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais [11].

A confiabilidade de um sistema de transmissão pode ser calculada por meio de indicadores, sendo o principal o Indicador de Disponibilidade, o qual é a razão entre as horas disponíveis do circuito da LT pelo número total de horas de existência do circuito na LT no período considerado [13].

De acordo com o Submódulo 2.7 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a quantidade de desligamentos devido a descargas atmosféricas na rede básica de transmissão varia de acordo com a classe de tensão. O cálculo de desligamentos é feito por ano, e se dá pela quantidade de desligamentos por cada trecho de 100 km de uma LT. São permitidos dois desligamentos para cada 100 km para os níveis de tensão iguais ou inferiores a 230 kV, já para tensões iguais ou superiores a 345 kV é permitido no máximo um desligamento [14].

Como as linhas de transmissão necessitam percorrer uma grande distância do ponto de geração até o consumidor final, existe maior suscetibilidade a perturbações, as quais podem ser oriundas de falhas em equipamentos e acessórios, falhas humanas, vegetação, queimadas e, principalmente por condições meteorológicas adversas. No ano de 2024, foram registadas 2.807 perturbações, a principal causa de interferências em linhas de transmissão da rede básica foi por condições meteorológicas adversas (32,42%), seguida por queimadas (23,33%) e o percentual restante distribuído entre as demais causas [15]. Com esse dado é possível entender que um dos fatores de maior importância no cálculo de confiabilidade e resiliência de uma linha de transmissão são as condições meteorológicas do local em que é implementada.

1.2 Definição do Problema

A probabilidade de ocorrer desligamentos devido a descargas atmosféricas varia muito entre os estados brasileiros, algo que pode ser explicado pela dimensão continental do país, de forma a haver diversos climas. Quanto maior a incidência de raios, maior a chance de causar indisponibilidade das linhas de transmissão, cerca de 70% dos desligamentos de linhas de transmissão são ocasionados por descargas atmosféricas [16]. A Figura 1 demonstra a densidade de descargas atmosféricas na região nordeste e sudeste do Brasil com dados recolhidos entre 1998 e 2013.

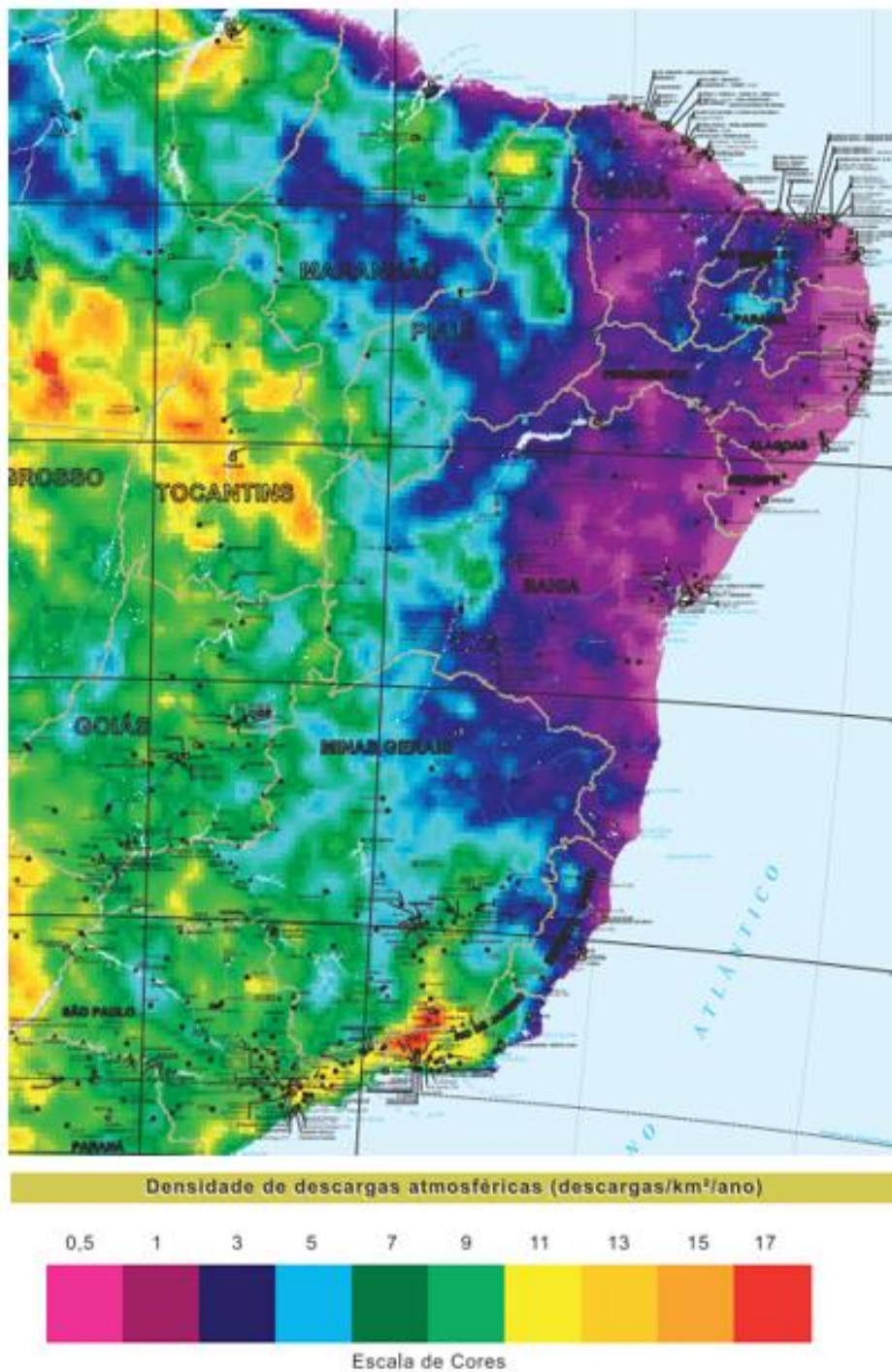


Figura 1 - Densidade de Descargas Atmosféricas Nordeste do Brasil – Adaptado de [17]

Na Figura 1 é possível notar a variação dos níveis de descargas atmosféricas anuais entre os mais diversos estados e localidades, entre 0,5 e 17 descargas atmosféricas por km² por ano. O traçado de uma LT passa por diversas áreas com índices diferentes e com grande disparidade, por este motivo, deve-se analisar o pior caso possível, ou seja, considerar o nível cerâmico mais elevado de todo o trecho da instalação do empreendimento.

O dimensionamento incorreto dos equipamentos de linhas de transmissão pode provocar a interrupção do funcionamento da operação, pois para situações críticas serão notáveis as falhas de especificação. Os isoladores são vitais para a segurança e continuidade do funcionamento de uma linha de transmissão, possuem, como principal função, fixar os cabos à torre, mantendo uma distância de segurança para evitar a dissipação de energia por meio da estrutura [18], além disso, possuem papel importantíssimo contra o *backflashover*, o qual é a causa principal de desligamentos em linhas de transmissão [19].

Avaliando os aspetos climatológicos da região aplicável, assim como a tipologia e características construtivas, será realizada uma análise sobre a confiabilidade de uma linha de transmissão para o escoamento da geração de energia elétrica na região nordeste do Brasil, de forma a identificar desafios e oportunidades para a expansão do SIN, além de auxiliar a tomada de decisões no planeamento de uma LT.

1.3 Objetivos

Em conformidade com o problema apresentado, a presente dissertação é desenvolvida com a função de avaliar a confiabilidade da instalação de uma linha de transmissão para escoar a energia elétrica gerada na região nordeste, levando em conta as potenciais falhas na cadeia de isoladores da linha causadas pelas diversas sobretensões. Desta forma, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) realizar revisão bibliográfica acerca dos desafios encontrados no dimensionamento de linhas de transmissão;
- b) identificar e demonstrar o correto procedimento de dimensionamento das cadeias de isoladores;
- c) avaliar os impactos das condições meteorológicas na coordenação das cadeias de isoladores;
- d) estudar as influências das distâncias de isolamento na confiabilidade das cadeias de isoladores;
- e) verificar o impacto do sistema de aterramento no número de desligamentos.

1.4 Motivação

Com a frequente e acentuada expansão da capacidade instalada do sistema de geração de energia, principalmente proveniente de fontes solares e eólicas, surge um novo problema para o gerenciamento do sistema elétrico. Em diversos momentos, a geração precisa ser limitada pelo ONS, mesmo com potência e recursos disponíveis para fornecimento de energia, para

garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema. O ato de limitar a geração das unidades geradoras conectadas ao sistema de transmissão é chamado de *curtailment* [20].

O *curtailment* pode ser classificado em três categorias: indisponibilidade externa, requisitos de confiabilidade elétrica e razão energética. A indisponibilidade externa representa falhas no sistema de transmissão, causadas por incêndios, descargas atmosféricas ou falhas de manutenção. Já os requisitos de confiabilidade elétrica retratam a saturação da capacidade do sistema de escoamento e a razão energética indica que não há demanda suficiente para absorver toda a geração disponível [20].

O impacto do *curtailment* pode ser analisado pelo fator de capacidade (FC) das usinas, o qual representa a relação entre a geração medida e a capacidade instalada de uma unidade geradora. Segundo dados extraídos do sítio do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [21], a geração das usinas eólicas instaladas no nordeste do Brasil não atingiu 50% de toda a capacidade instalada em 2024, já a situação das usinas fotovoltaicas é ainda pior, a geração esteve longe de alcançar o seu potencial, inferior a 30% em todo o período de 2024. A Figura 2 demonstra os valores mensais do FC no ano de 2024 para o conglomerado gerador eólico e solar.

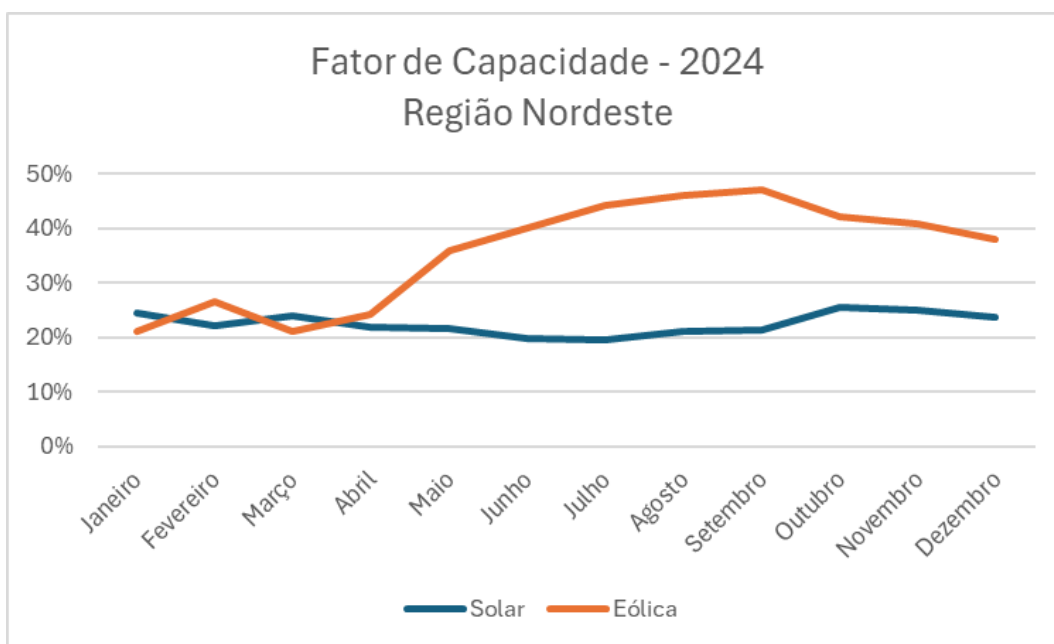


Figura 2 - Fator de Capacidade de Usinas Solares e Eólicas na Região Nordeste em 2024

Diante desse cenário que afeta diversas unidades de geração e que impede a evolução da transição energética da matriz elétrica brasileira, é de suma importância o investimento em linhas de transmissão de energia, principalmente para a região nordeste, para que possa garantir o escoamento da energia retida e o abastecimento do restante do país. Contudo se faz necessária a avaliação dos desafios enfrentados para a instalação de redes de transporte nessa região do país e o estabelecimento de parâmetros e métricas que possam conduzir o projeto dessas linhas de transmissão.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em seis capítulos. No primeiro tópico são apresentados o tema da pesquisa, a sua relevância, o enquadramento, o problema analisado e os seus objetivos.

Já no segundo capítulo são apresentadas as informações tomadas como base para o desenvolvimento, as estruturas de suporte mais comuns, os cabos condutores e para-raios, os tipos de isoladores utilizados e suas características, como também as falhas em linhas de transmissão.

No terceiro capítulo são apresentados os parâmetros que influenciam a coordenação de isolamento da cadeia de isoladores.

Durante o quarto capítulo é desenvolvido um caso de estudo de uma linha de transmissão a ser instalada na região nordeste do Brasil, como também traz os métodos e técnicas utilizadas na análise, como os parâmetros a serem explorados e os resultados esperados. São feitas simulações com os dados encontrados no caso de estudo e são avaliados os impactos de algumas características construtivas na confiabilidade do sistema de transmissão.

No quinto capítulo são apresentadas as conclusões encontradas no decorrer da dissertação, como também os contributos do autor e a indicação de trabalhos futuros.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas para o desdobramento do trabalho.

2 Fundamentação Teórica

A primeira linha de transporte de energia elétrica foi desenvolvida por Thomas A. Edison em 1882, a qual distribuía a energia proveniente da usina da Rua Pearl, em Nova Iorque, em 110 V em corrente contínua, para a iluminação pública e residencial, com poucas aplicações em força motriz. A utilização da corrente alternada foi desenvolvida na França, com a invenção de transformadores, os quais facilitavam o transporte da energia em níveis mais elevados de tensão, de forma a atenuar as perdas de potência durante a transmissão [22].

No Brasil, a primeira LT que apresenta registo foi construída no estado de Minas Gerais, mais precisamente na cidade de Diamantina, em torno de 1883. A energia elétrica era proveniente de uma usina hidroelétrica (UHE), formada por duas rodas d'água e dois dínamos Gramme. O sistema fornecia energia para o acionamento de bombas hidráulicas em uma mina de diamantes, com extensão aproximada de 2 km, a qual era considerada a maior do mundo naquela época [22]. Em 2022, o SIN apresentava cerca de 179 mil km de linhas de transmissão interligados, com previsão de alcançar 220 mil km em 2032 [23]. A Figura 3 demonstra as linhas de transmissão existentes no território do Brasil.

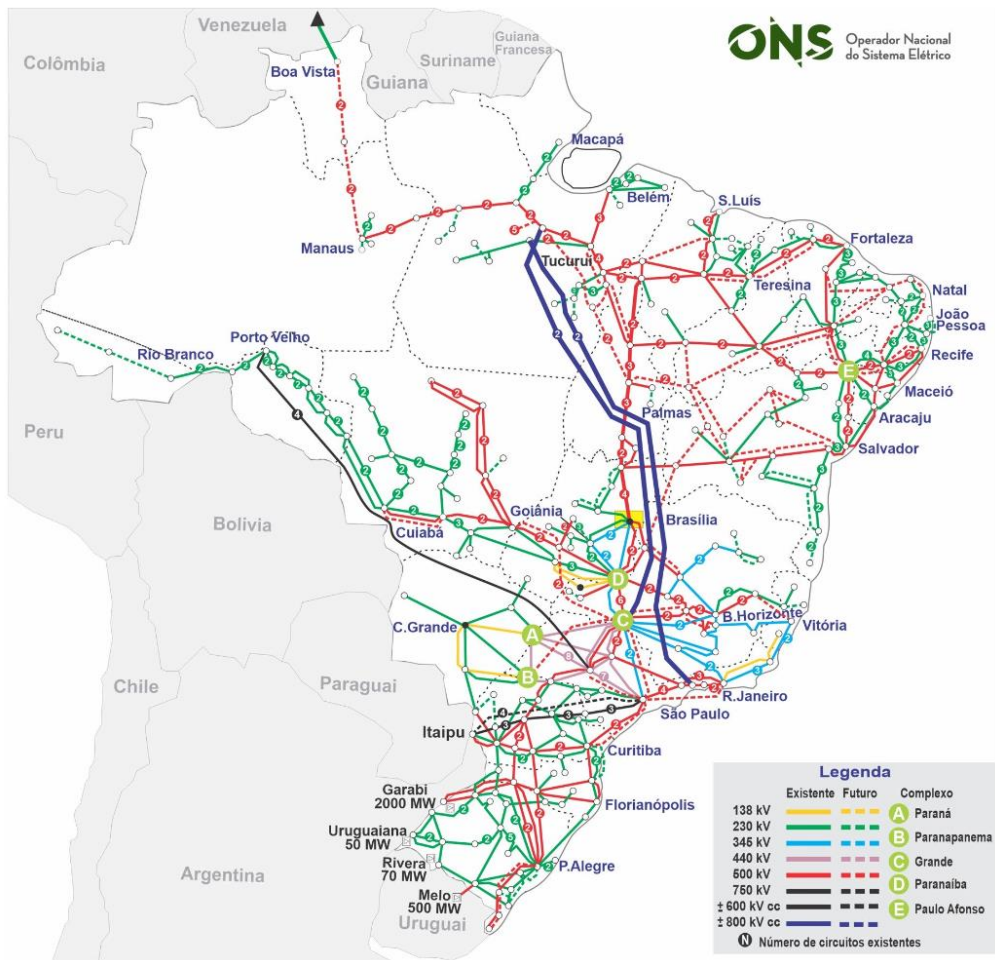


Figura 3 - Sistema Interligado Nacional [24]

2.1 Características de Linhas de Transmissão

Historicamente as linhas de transmissão de longas distâncias e de níveis elevados de tensão foram utilizadas para transportar grandes blocos de energia gerados em UHEs, as quais encontram-se, geralmente, afastadas dos principais centros de carga [25]. As LTs de corrente alternada podem ser classificadas em quatro categorias, conforme sua classe de tensão, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Níveis de Tensão de LT

Categoria	Classe de Tensão
Média Tensão (MT)	$1 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$
Alta Tensão (AT)	$69 \text{ kV} < V \leq 230 \text{ kV}$
Extra Alta Tensão (EAT)	$230 \text{ kV} < V \leq 500 \text{ kV}$
Ultra Alta tensão (UAT)	$500 \text{ kV} < V$

O nível de tensão é um dos principais fatores na tomada de decisão dos equipamentos a serem especificados de uma linha de transmissão, o seu dimensionamento incorreto pode acarretar desligamentos recorrentes, mau funcionamento da transmissão e aumento das perdas da LT. Segundo [25], os componentes básicos a serem considerados no projeto de uma LT são:

- a) estruturas de suporte, mais conhecidas como torres de transmissão;
- b) cabos condutores;
- c) cabos para-raios;
- d) isoladores.

2.1.1 Estruturas de Suporte

As estruturas de suporte, comumente chamadas de torres, são estruturas utilizadas em linhas de transmissão com o objetivo de sustentar os cabos condutores e para-raios, além de serem projetadas para suportarem os esforços mecânicos e descarregá-los nas fundações. As torres apresentam, também, a função de manter as distâncias elétricas de segurança necessárias e manter a separação entre os cabos fixados [26].

De acordo com o objetivo e características de cada LT, são definidas as estruturas a serem utilizadas, assim como sua silhueta. Os dois principais tipos de torres de transmissão de energia elétrica são as autoportantes e estaiadas, cada qual com suas aplicabilidades.

2.1.1.1 Torres Autoportantes

As estruturas de suporte autoportantes são utilizadas em terrenos mais acidentados devido à suas dimensões mais compactas [27]. As torres de transmissão podem ser divididas em dois escopos: estruturas de suspensão e estruturas de ancoragem.

As torres de suspensão são as mais utilizadas em um traçado de linha de transmissão, são normalmente utilizadas em alinhamento ou em pequenos ângulos. Essa estrutura leva o nome de suspensão porque os cabos condutores ficam suspensos por meio de isoladores, assim como os cabos para-raios se apresentam suspensos por meio de ferragens [26], conforme demonstra a Figura 4.



Figura 4 - Torre de Suspensão Autoportante [26]

As estruturas de ancoragem são empregues entre estruturas de suspensão para absorverem a carga mecânica de tensionamento dos cabos condutores por meio das cadeias de ancoragem [26]. São aplicadas em diferentes ocasiões como torres de ângulo, de derivação e de transposição.

A Figura 5 apresenta um exemplo de torre em ângulo, a sua aplicação principal ocorre em pontos da linha onde há necessidade de alteração da direção do traçado [26], com ângulos que as estruturas de suspensão não são capazes de suportar.



Figura 5 - Torre em Ângulo [26]

Em situações em que seja necessário fazer uma derivação da LT existente, como conexão de SE, são utilizadas as estruturas de derivação, vista na Figura 6.



Figura 6 - Torre de Derivação [26]

De acordo com o Submódulo 2.7 dos procedimentos de rede do ONS, são mandatárias transposições de fases em linhas de transmissão com extensão superiores a 100 km. Nos casos em que a LT não seja transposta, deve-se respeitar o limite de 1,5% para o desequilíbrio de tensão de sequência negativa e sequência zero [14]. A Figura 7 demonstra torres utilizadas para a execução da transposição das fases da linha.



Figura 7 - Torres de Transposição de Fases [26]

2.1.1.2 Torres Estaiadas

As estruturas estaiadas são indicadas para terrenos com menor ondulação, terrenos mais planos, e locais onde exista maior espaço disponível para o fincamento dos estais. Essas torres possuem estrutura mais resistente e são mais leves, sua sustentação é feita por meio dos cabos de estai e, desta maneira, tornam-se mais atrativas devido ao menor gasto de metal em sua construção [27].

Essas torres são utilizadas apenas como estruturas de suspensão dos cabos condutores, pois não suportam grandes ângulos. A Figura 8 demonstra a torre estaiada monomastro, a qual é a mais aplicada dentre as estruturas estaiadas em projetos de linhas de transmissão.



Figura 8 - Torre Estaiada Monomastro [28]

A Figura 9 traz uma imagem de uma torre estaiada *Cross Rope*, silhueta que apresenta considerável economia em termos de estrutura em frente às torres autoportantes, além de comportar grandes feixes de condutores expandidos, que possibilitam maior capacidade de transmissão de energia.



Figura 9 - Torre *Cross Rope* [29]

2.1.2 Cabos Condutores

Os cabos condutores são os responsáveis por transmitirem a energia elétrica em forma de campo elétrico e campo magnético. A definição do cabo a ser escolhido para uma linha de transmissão depende da sua capacidade, resistência térmica e mecânica, e também, está diretamente ligada aos níveis de perdas que ocorrerão no processo da transmissão da energia elétrica. Normalmente, as perdas de energia são provenientes do Efeito Joule ou Efeito Corona, entretanto, existem outras não-idealidades que podem limitar um projeto de LT, como é o caso de rádio interferências e ruídos acústicos [22].

O processo de escolha do condutor apropriado é complexo e orienta-se pelo melhor custo-benefício para a aplicação, é importante compreender que a busca pela extinção das perdas e interferências tornará o escopo inviável, com isso, busca-se trabalhar com os limites estabelecidos em normas para evitar gastos excessivos. Comumente são utilizados os cabos condutores CAnu (Cabo de Alumínio NU), CAA (Cabo de Alumínio com Alma de Aço) e CAL (Cabo de Alumínio Liga) em linhas de transmissão, cada qual com suas especificidades e aplicações.

Os cabos CAnu são empregados em vãos curtos com pouca exigência de resistência mecânica, geralmente em linhas de distribuição de energia elétrica [30]. Para vãos longos, os cabos CAA apresentam-se como boas alternativas aos cabos CAnu, com o auxílio de alma composta por fios de aço galvanizado, são capazes de suportar maiores esforços devido a sua maior resistência mecânica, com isso, são mais indicados para a aplicação em linhas de transmissão aéreas [31]. Já os cabos CAL são empregados em linhas onde seja necessária maior resistência mecânica em comparação aos cabos CAnu e melhor atuação contra corrosão em face aos cabos CAA [32].

2.1.3 Cabos Para-raios

Os cabos para-raios (PR) têm como principal papel blindar os cabos condutores, de forma a interceptar as descargas atmosféricas e fornecer um caminho para o sistema de aterramento. Essa função é indispensável, pois permite que não ocorra interrupções no fornecimento de energia, para além disso, os para-raios possibilitam a telemedição para que as subestações possam agir em momentos de falha da transmissão [22]. A definição dos cabos é feita devido à sua capacidade de condução de corrente de curto-circuito [33].

Além da atuação no escoamento das descargas atmosféricas incidentes nas linhas de transmissão, pode haver outras atribuições para os cabos, com diferentes construções, como é o caso dos cabos OPGW (*Optical Ground Wire*). Os cabos OPGW, além das aplicabilidades básicas de um cabo PR, podem ser utilizados na comunicação de subestações atuando na coordenação da proteção e nas centrais de controle, adicionalmente, são comumente alugados para a transmissão de dados por provedores de internet [33].

2.1.4 Isoladores

Os isoladores elétricos são dispositivos usados em linhas de transmissão e redes de distribuição de energia elétrica. Sua função é assegurar o isolamento dos condutores em relação às fases e à terra, além de proporcionar suporte e fixação diante de esforços mecânicos [34].

Comumente são utilizados três tipos diferentes de isoladores, sendo eles: isolador com discos de porcelana, isolador com discos de vidro temperado e isolador polimérico.

2.1.4.1 Isoladores de Porcelana

Os isoladores de porcelana exigem tecnologia avançada para sua fabricação, visto que necessitam de manter um corpo homogêneo e compacto, sem a presença de bolhas de ar no seu interior ou quaisquer outras impurezas que possam comprometer sua rigidez dielétrica. Também é indispensável que não haja qualquer deformação no seu processo de fabricação, devido a sua eficiência ser altamente relacionada a sua geometria [22].

Esse isolador apresenta um bom desempenho elétrico, porém o seu custo e a dificuldade na visualização dos discos danificados na inspeção a distância, acabam por prejudicar a sua aplicação [22]. A Figura 10 traz algumas formações de isoladores de porcelana.



Figura 10 - Isoladores de Porcelana [35]

2.1.4.2 Isoladores de Vidro Temperado

Os isoladores de vidro temperado apresentam custo de fabricação menores do que os isoladores de porcelana, devido ao seu processo de fabricação mais simples e pelo preço das matérias-primas. Passam por um processo térmico que os torna mais fortes, porém, sob ação de choques mecânicos mais fortes, acabam por se despedaçar totalmente, já que não admitem trincas, de forma a facilitar a inspeção visual a distância [22].

Também dispõem de maior rigidez dielétrica em comparação aos de porcelana, fornecem resistência mecânica semelhante e suportam bem os choques térmicos submetidos em operação, por essas razões são os escolhidos em detrimento dos isoladores de porcelana pela maioria das concessionárias de sistemas de transmissão no Brasil [22]. A Figura 11 demonstra uma cadeia de isoladores com discos de vidro temperado.



Figura 11 - Isoladores de Vidro Temperado [36]

2.1.4.3 Isoladores Poliméricos

Os isoladores poliméricos são fabricados a partir de um bastão de fibra de vidro e revestidos com borracha de silicone, com isso, obtém-se um isolador mais compacto, leve, altamente confiável e com grande resistência mecânica. Devido as dimensões compactas, o seu peso pode ser reduzido em até 90% em comparação aos isoladores tradicionais, impactando positivamente no projeto das estruturas, reduzindo gasto com transporte e armazenamento [37].

Além das características citadas acima, os isoladores poliméricos apresentam imunidade ao vandalismo, visto que não são impactados por choques mecânicos. Apresentam, também, alta estabilidade térmica, elevada resistência ao trilhamento elétrico e excelente desempenho às intempéries, pois evita o acúmulo de água na superfície do isolador, de forma a reduzir o risco de *flashover* [37]. A Figura 12 demonstra duas cadeias de isoladores poliméricos de tamanhos distintos, com anéis de coroa.



Figura 12 - Isoladores Poliméricos [37]

2.2 Falhas devido a Descargas Atmosféricas

Para avaliar o desempenho de uma linha de transmissão, um dos índices primordiais é a taxa de desligamento anual por 100 km devido a descargas atmosféricas. Essas faltas ocorrem por meio de dois mecanismos de rutura, o *flashover* e o *backflashover*.

2.2.1 Flashover

O *flashover* é uma rutura do isolamento de uma linha causada pela incidência direta de uma descarga atmosférica nos cabos condutores, que pode ocorrer devido à ausência de cabos de blindagem ou por falha na blindagem [38].

As ondas de corrente e tensão se propagam ao longo da linha, e quando a descarga elétrica atinge a primeira estrutura aterrada, a cadeia de isoladores nessa estrutura (que separa a parte energizada da estrutura aterrada) é submetida à sobretensão. A amplitude da sobretensão geralmente é suficiente para causar uma falha no isolamento e estabelecer um curto-circuito entre a fase e a terra [38].

O arco elétrico normalmente se manifesta como um arco superficial, contornando o isolador através do ar, mas, em casos mais raros, pode se formar como um arco volumétrico, que tem o potencial de destruir o isolador [38]. A Figura 13 é uma ilustração do fenômeno de rutura do isolamento devido ao *flashover*.

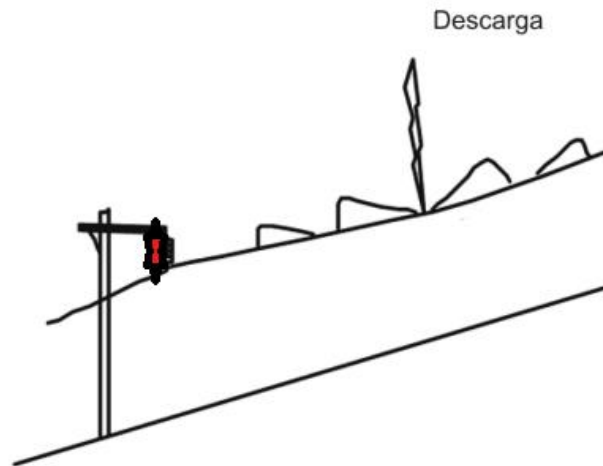


Figura 13 - Rutura de Isolamento por *Flashover* [38]

Para prevenir e reduzir a ocorrência do *flashover*, são instalados cabos para-raios, mais comumente utilizados em redes de média e alta tensão, porém a aplicação não exclui a possibilidade de acontecer esse fenômeno.

2.2.2 Backflashover

Backflashover é a rutura do isolamento de uma linha causada pela sobretensão resultante na cadeia de isoladores devido à incidência direta de descargas no cabo de blindagem ou na torre [39].

Os cabos de blindagem são empregues para prevenir a incidência direta de descargas nos condutores de fase e conduzir a corrente de descargas interceptadas até as estruturas aterradas adjacentes. Contudo, quando a corrente da descarga e a sobretensão associada percorrem os cabos de blindagem e alcançam a primeira torre aterrada, as ondas se dividem em componentes. Uma parte é refletida, outra continua a viajar pelos cabos de blindagem, e uma parte desce pela estrutura em direção ao solo [39].

Entretanto, quando a sobretensão associada (V_i) atinge o solo, devido à diferença da impedância de surto da torre e a impedância do sistema de aterramento, ocorre uma reflexão da onda (V_r) que incide sobre os isoladores. Dessa maneira, os isoladores estão sujeitos a diferença de sobretensão do topo com a tensão da fase, tal diferença pode exceder os níveis de suportabilidade do sistema de isolamento, acarretando em uma falha no isolamento da

estrutura para a fase, representando o evento conhecido como *backflashover* [39]. A Figura 14 traz uma representação da ocorrência do *backflashover*.

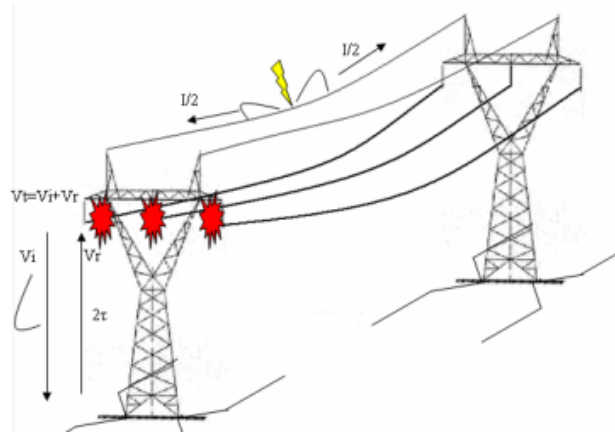


Figura 14 - Rutura de Isolamento por *Backflashover* [40]

No decorrer do presente documento, será feita a avaliação e diagnóstico dos aspetos de maior influência na mitigação do *backflashover*, com o objetivo de reduzir o número de desligamentos em linhas de transmissão provenientes desse fenómeno.

Este capítulo 2 abordou, de forma sucinta, a fundamentação teórica associada aos componentes que fazem parte dos sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão. O capítulo seguinte abordará o tema da coordenação de isolamento em linhas de transmissão para determinação das sobretensões às quais as linhas e os equipamentos estão submetidos.

3 Coordenação de Isolamento

A coordenação de isolamento em linhas de transmissão consiste na determinação das sobretensões às quais as linhas e os equipamentos estão submetidos, seguida da seleção das suportabilidades dielétricas e das distâncias de isolamento, levando-se em consideração as características dos dispositivos de proteção disponíveis [41]. Este processo permite selecionar a rigidez dielétrica dos equipamentos em função das solicitações esperadas durante o seu tempo de vida útil e, em princípio, compreende [42]:

- a) a definição de um desempenho aceitável;
- b) a caracterização das sobretensões e das solicitações ambientais;
- c) a seleção dos níveis de isolamento;
- d) a avaliação do desempenho;
- e) a aplicação de medidas de proteção contra sobretensões, se necessário;
- f) a verificação das características do isolamento.

A função principal da coordenação de isolamento em linhas de transmissão aéreas é definir as dimensões e propriedades das torres que influenciam a confiabilidade da linha, como as distâncias entre os condutores de fase e as partes aterradas da torre, o tipo e configuração das cadeias de isoladores, além do espaçamento entre as fases e fase-solo no vão. Também faz parte desse processo a identificação de estratégias adicionais para mitigar sobretensões, como a utilização de para-raios e resistores de pré-inserção [41].

Nos sistemas de transmissão o isolamento dos equipamentos é sujeito a solicitações dielétricas e ambientais. Tais solicitações incluem:

- **Tensões em regime permanente à frequência industrial:** são aquelas que caracterizam o funcionamento normal da rede elétrica, com variações de tensão em torno da tensão nominal (5%-10%). Na perspectiva da coordenação de isolamento, a rede elétrica é definida pela tensão mais alta que pode alcançar. Essa tensão é suportada pelo isolamento em condições ambientais normais, no entanto, em condições ambientais adversas, o desempenho do isolamento pode ser comprometido devido ao acúmulo de poluição salina na sua superfície externa [42].

- **Sobretensões temporárias:** As sobretensões temporárias ocorrem entre fases ou entre fase e terra, sendo causadas por curtos-circuitos trifásicos, fenômenos de ressonância, Efeito Ferranti e rejeição de cargas [43], como também defeitos ou operações de abertura e fechamento de disjuntores ou outros dispositivos de manobra que possam provocar um aumento na tensão em frequência industrial. A duração dessas sobretensões pode variar de 20 ms até aproximadamente uma hora. Uma sobretensão temporária excessiva é normalmente controlada pelo ajuste adequado dos parâmetros das restrições operacionais [42].

- **Sobretensões transitórias de frente lenta:** estão relacionadas apenas a manobras de energização e apresentam um valor de pico que ocorre entre 20 μ s e 5000 μ s após o evento inicial. Um exemplo típico deste tipo de sobretensão ocorre quando uma descarga atmosférica acontece próxima à linha e seus efeitos se propagam para a rede elétrica. Para mitigar esse fenômeno, é comum a utilização de descarregadores de tensão [42].

- **Sobretensões transitórias de frente rápida:** As sobretensões transitórias de frente rápida são provocadas por descargas atmosféricas, apresentando frentes de onda extremamente curtas, que variam de 0,1 a 20 μ s. Para controlar essas sobretensões de origem atmosférica, são empregues medidas como blindagem, instalação de para-raios e boas práticas na execução das ligações à terra [42].

Um projeto bem estruturado de coordenação de isolamento assegura que o risco de falhas de isolamento permaneça dentro dos limites aceitáveis, ao mesmo tempo em que permite otimizar os investimentos na construção da linha [41].

A conformidade com os requisitos mínimos exigidos pelo órgão fiscalizador em um projeto de linha de transmissão depende de diversas características, tanto do ponto de vista construtivo quanto operacional. No que se refere à coordenação de isolamento, os seguintes fatores têm impacto direto no dimensionamento da torre de transmissão:

1. Distâncias de Isolamento;
2. Espaçamento entre os Condutores de Fase;
3. Espaçamento entre Fase-Solo no Meio do Vão;

4. Dispositivos de proteção contra sobretensões;
5. Poluição;
6. Nível Ceráunico.

3.1 Distâncias de Isolamento

As distâncias de isolamento são os espaços físicos entre as partes energizadas, como condutores, e as partes aterradas, como a estrutura da torre ou o solo, além da separação entre condutores de fases diferentes. Essas distâncias são fundamentais para assegurar que o sistema suporte as tensões normais e as sobretensões, evitando falhas por rompimento do isolamento. São calculadas levando em consideração:

- a) a **tensão de operação**: tanto a tensão nominal quanto a máxima do sistema;
- b) as **sobretensões transitórias**: que podem ser causadas por manobras e descargas atmosféricas e ultrapassar a tensão nominal;
- c) as **condições ambientais**: como poluição, umidade, altitude e poluição salina, que reduzem a rigidez dielétrica do ar;
- d) as **normas técnicas**: como as da IEC, IEEE ou NBR, que estabelecem valores mínimos de distância para diferentes níveis de tensão e condições específicas.

A distância de isolamento em linhas de transmissão pode ser dividida em categorias, dentre as quais temos:

1. **Distância em arco**: separação mínima no ar para suportar as tensões sem rutura, medida entre condutor e estrutura (fase-terra).

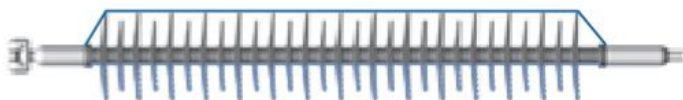


Figura 15 - Distância em Arco [37]

O valor definido para a distância em arco deve atender ao requisito de desempenho estipulado no item 3.6.5 do Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS [14].

2. **Distância de escoamento**: área ao longo da superfície do isolador em contato com o ar, importante para resistir à poluição e à umidade.

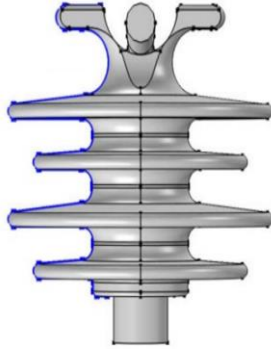


Figura 16 - Distância de Escoamento [44]

Segundo a IEC 60815 [45], para determinar a distância de escoamento do isolador, deve-se recorrer à seguinte fórmula (1):

$$d_{isol} = V_{MO} \times RUSCD \times K_a \times K_{ad} \quad (1)$$

onde:

d_{isol} – distância de escoamento do isolador, expressa em mm;

V_{MO} – tensão máxima operativa da linha de transmissão (fase-terra eficaz), expresso em kV;

$RUSCD$ – distância de escoamento específica de referência, expressa em mm/kV;

K_a – coeficiente de correção para altitude;

K_{ad} – coeficiente de correção para o diâmetro do isolador.

Essas distâncias são essenciais na coordenação de isolamento da cadeia de isoladores, sendo um dos focos principais na abordagem.

3.2 Espaçamento entre os Condutores de Fase

O espaçamento entre os condutores de fase em linhas de transmissão é um aspeto crítico do projeto, pois afeta diretamente o comportamento elétrico, mecânico e eletromagnético da linha. Essa distância é definida para evitar descargas disruptivas, reduzir perdas, e controlar o nível de capacitância e a indutância da linha [22].

Sob o ponto de vista eletromagnético, manter um espaçamento adequado entre os condutores reduz o acoplamento elétrico entre as fases, o que ajuda a diminuir correntes indesejadas e tensões de modo comum. Além disso, espaçamentos maiores podem diminuir as forças eletrodinâmicas durante curtos-circuitos e o risco de os cabos se tocarem por conta de oscilações ou ações de vento.

No entanto, aumentar esse espaçamento também significa ter torres mais largas e estruturas mais robustas, o que eleva os custos de construção e manutenção. Por isso, a definição do espaçamento ideal considera a tensão nominal do sistema, a distância entre os condutores e o comportamento dinâmico da linha sob diferentes condições ambientais e operacionais, além de diversos outros fatores.

3.3 Espaçamento entre Fase-Solo no Meio do Vão

Para garantir a segurança de pessoas, animais, veículos ou outros objetos que possam passar sob uma linha de transmissão, estabelece-se uma distância mínima de segurança entre o cabo condutor e o solo no meio do vão. Segundo a NBR 5422 [46], as distâncias de segurança representam os afastamentos mínimos recomendados entre o condutor e seus acessórios energizados e quaisquer partes, sejam elas energizadas ou não, incluindo a própria linha, o solo ou quaisquer obstáculos atravessados. Essa distância é calculada considerando fatores como a tensão do sistema, a flecha dos cabos, a topografia do local e as normas técnicas aplicáveis [22]. Essa medida preventiva busca evitar riscos de descarga elétrica ou contatos acidentais, garantindo a integridade tanto da linha quanto de quem passa sob ela.

De acordo com a NBR 5422 [46], a distância vertical mínima para condições típicas é dada pela seguinte equação (2):

$$D_{Vtip,n} = P_{bV} + P_{stip} + P_{etip,n} \quad (2)$$

onde:

$D_{Vtip,n}$ – distância vertical de segurança típica normal, expressa em metros (m);

P_{bV} – parcela básica, que é igual à altura do obstáculo considerado, somado de 0,60 m, ou fornecido pela Tabela 2;

Tabela 2 - Distâncias Verticais de Segurança – Adaptado de [46]

Natureza da região ou obstáculo atravessado	kg	Altura do obstáculo m	PbV m
Locais acessíveis apenas a pedestres	1,47	3,90	4,20
Locais onde circulam máquinas agrícolas	1,18	4,00	4,40
Rodovias, ruas e avenidas	1,18	5,40	5,90
Ferrovias não eletrificadas	1,18	6,40	6,90
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	1,40	9,70	10,20
Suporte de linha pertencente à ferrovia	1,18	Altura existente no terreno	1,90
Águas navegáveis	1,47	Altura máxima prevista	4,20
Águas não navegáveis	1,47	3,60	4,20
Linhas de energia elétrica com cabo para-raios	1,45	Altura existente no terreno	0,80
Linhas de telecomunicações	1,45	Altura existente no terreno	0,80
Vegetação de preservação permanente	1,18	Altura máxima prevista	2,10
Cultura agrícola permanente	1,18	Altura máxima prevista	2,10
Instalações transportadoras (por exemplo, teleféricos)	1,18	Altura máxima prevista	1,00

P_{stip} – parcela de segurança para condições típicas, com valor igual a 0,90 m para essa condição;

$P_{etip,n}$ – parcela elétrica para condições típicas, que representa o espaçamento necessário para suportar uma sobretensão de frente lenta, dada pela Equação 3 e expressa em metros (m).

$$P_{etip,n} = d_{ft,fl} \quad (3)$$

onde:

$d_{ft,fl}$ – distância mínima entre fase-terra para sobretensões de frente lenta, expressa em metros (m) e dada pela Equação 4.

$$d_{ft,fl} = 2,174 \left[\exp \left(\frac{K_{CS} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_S F_{sfl}}{1080 k_{af} k_{zfl} k_g} \right) - 1 \right] \quad (4)$$

onde:

U_S – tensão entre fases eficaz da linha, expressa em quilovolts (kV);

k_g – fator de espaçamento fase-terra, obtido pela Tabela 2;

K_{CS} – fator de coordenação estatístico, dado pela Tabela 3;

Tabela 3 - Fator de coordenação estatístico – Adaptado de [46]

Descrição	Temperatura	
	Típica	Limite
Kcs	1,35	1,25

F_{sfl} – fator de sobretensão de frente lenta fase-terra referido ao valor de pico de tensão fase-terra $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}U_S$, fornecido pela Tabela 4;

Tabela 4 - Fator de sobretensão de frente lenta – Adaptado de [46]

Tensão nominal (kV)	Fsfl
$U_S \leq 362$	3,00
$362 > U_S \geq 550$	2,40
$550 > U_S \geq 800$	2,00
$U_S > 800$	1,80

k_{zfl} – fator de desvio para frente lenta, obtido através da Equação 5:

$$k_{zfl} = 1 - 1,3 \times z_{fl} \quad (5)$$

onde:

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

k_{afl} – fator de correção das condições atmosféricas para sobretensões de frente lenta, dado pela Equação 6;

$$k_{afl} = \delta^{m2} \quad (6)$$

onde:

δ – densidade relativa do ar;

O expoente $m2$ é obtido por:

$$m2 = 1,25 G_0(G_0 - 0,2) \quad (7)$$

$$G_0 = \begin{cases} \frac{1080}{500d} \ln(0,46d + 1) & d \leq 3,5m \\ \frac{3400}{500d + 4000} & d > 3,5m \end{cases} \quad (8)$$

onde:

d – distância entre o condutor e o obstáculo.

A Figura 17 representa a distância vertical de segurança ($D_{Vtip,n}$), que busca garantir a integridade de pessoas, animais e veículos que passem sob o vão entre duas torres.

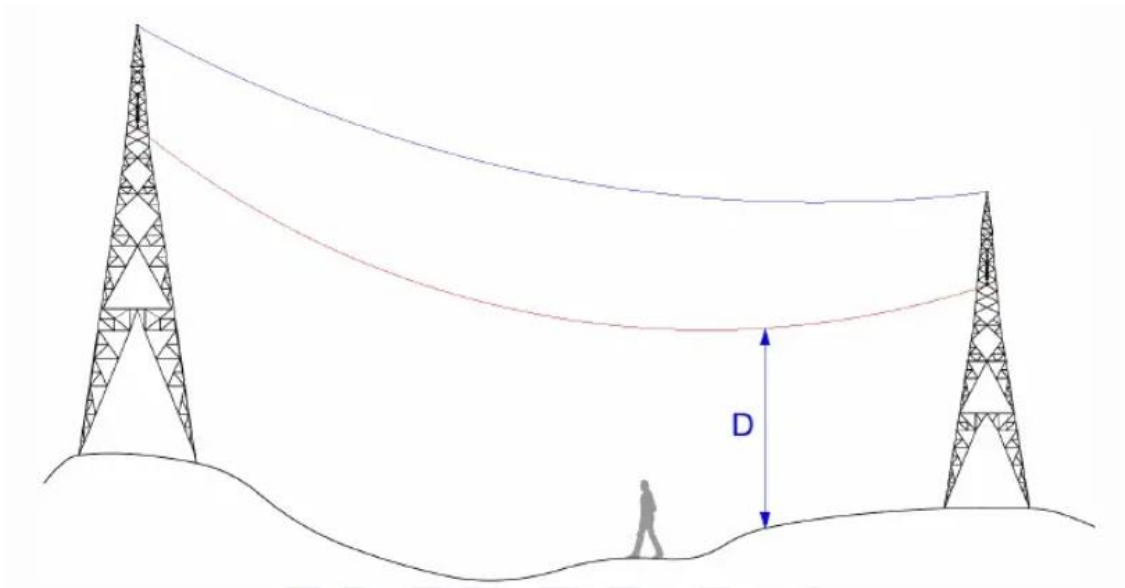


Figura 17 - Distância Vertical de Segurança [46]

3.4 Dispositivos de Proteção contra Sobretensões

Os sistemas de aterramento das estruturas de uma linha de transmissão desempenham várias funções importantes, como a condução das correntes de descargas atmosféricas, das correntes de faltas para terra e das correntes induzidas nos cabos para-raios para o solo. Além disso, eles são essenciais para o controle das tensões de toque na base das estruturas e das tensões de passo ao redor da estrutura e ao longo dos cabos de contrapeso, quando aplicáveis [47].

Os sistemas de aterramento das torres de transmissão podem ser submetidos a solicitações principalmente em duas situações: durante curtos-circuitos e em caso de descargas atmosféricas. O comportamento desses sistemas em cada uma dessas condições é diferente. As ondas de corrente associadas aos curtos-circuitos apresentam frequências relativamente baixas, chegando a alguns quilohertz (kHz). Por outro lado, as correntes geradas por descargas atmosféricas abrangem um amplo espectro de frequências, desde corrente contínua (CC) até

centenas de kHz. Essa variação na faixa de frequências resulta em efeitos eletromagnéticos distintos no sistema de aterramento, dependendo do tipo de solicitação [48].

O aterramento de uma LT é composto por elétrodos conectados ao solo em cada estrutura, os quais são interligados por cabos para-raios, quando presentes. Nessa configuração, o sistema de aterramento forma uma rede linear, com extensão que pode alcançar quilômetros, cujo circuito equivalente de parâmetros concentrados é representado pelas resistências de aterramento de cada estrutura e pelas impedâncias dos vãos formados pelos cabos para-raios que as conectam [47].

A Figura 18 demonstra como geralmente é construído o sistema de aterramento ao pé da torre.

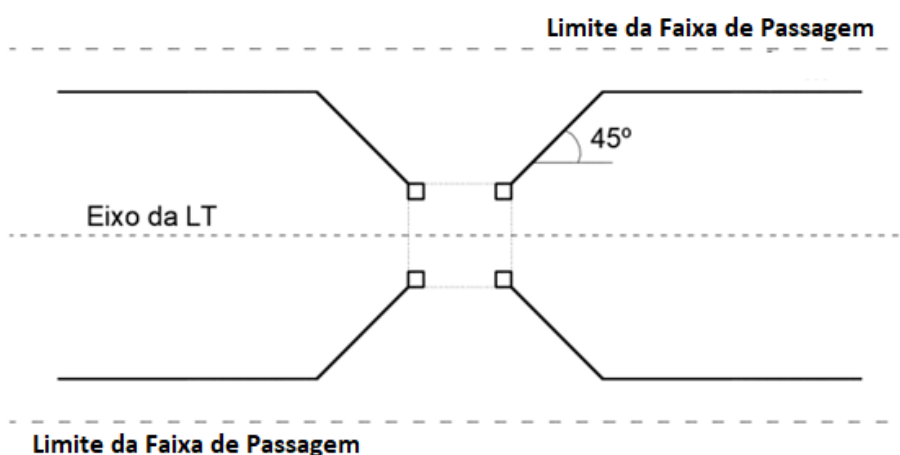


Figura 18 - Sistema de Aterramento, adaptado de [48]

O projeto do sistema de aterramento busca limitar-se à largura da faixa de passagem, como é possível observar na figura acima, contudo, evadir esses limites implicará em custos fundiários maiores para a implementação.

3.5 Poluição

Um fator muito importante a ter em conta são elevadas concentrações de poluição salina proveniente do mar nas zonas costeiras, pois, quando depositada sobre os isoladores, traduz-se numa redução significativa da rigidez dielétrica à frequência industrial. Os efeitos deste tipo de poluição ainda se tornam mais severos quando é exposta a níveis de humidade mais elevados, pois a reação provocada pela poluição salina e umidade tem efeitos degradantes nos isoladores [42].

Quando há contaminação, o comportamento da isolação externa frente às tensões da frequência fundamental torna-se relevante e pode influenciar o dimensionamento do projeto da isolação externa. A descarga disruptiva na isolação geralmente ocorre quando a superfície

está contaminada e húmida em razão de chuva leve, neve, orvalho ou neblina, sem que ocorra uma limpeza significativa [49].

Existem dois tipos básicos principais de poluição de isoladores que podem levar à ocorrência de descarga disruptiva [45]:

- **Poluição do Tipo A:** ocorre quando poluentes sólidos com um componente não solúvel são depositados na superfície do isolador. Esse depósito torna-se condutivo quando umedecido. A poluição do tipo A está mais frequentemente associada a áreas continentais, desérticas ou industrialmente poluídas. A poluição do tipo A também pode ocorrer em regiões costeiras, em casos em que uma camada seca de sal se forma e, posteriormente, torna-se rapidamente umedecida pelo orvalho, névoa, neblina ou chuva.

- **Poluição do Tipo B:** ocorre quando eletrólitos líquidos são depositados no isolador com pouco ou nenhum componente não solúvel. A poluição do tipo B está mais frequentemente associada a áreas costeiras, onde água salgada ou névoa condutiva é depositada na superfície do isolador. Outras fontes de poluição do tipo B são, por exemplo, pulverização agrícola, névoas químicas e chuva ácida.

Para fins de padronização, são definidas qualitativamente cinco classes de poluição, caracterizando a severidade do local, desde poluição muito leve até poluição muito pesada, da seguinte forma [45]:

a – Muito leve;

b – Leve;

c – Média;

d – Pesada;

e – Muito pesada.

De acordo com o nível de poluição do sítio de instalação do empreendimento, avalia-se o valor de RUSCD (*reference unified specific creepage distance*), o qual indica a distância de escoamento necessária para a cadeia de isoladores por unidade de tensão (mm/kV) de acordo com o nível de severidade da poluição local (SPS - *Site pollution severity*). A Figura 19 demonstra a relação da classe SPS e o RUSCD.

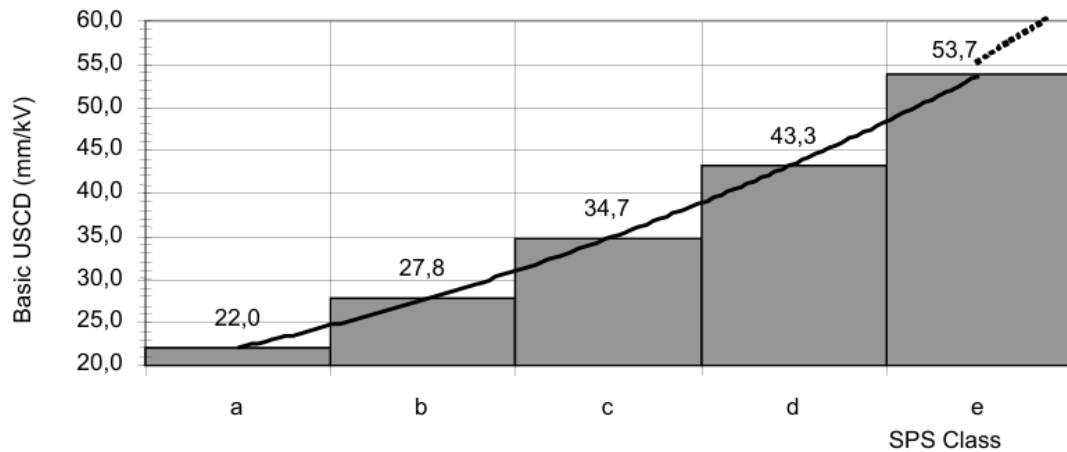


Figura 19 - RUSCD em função da classe SPS [45]

3.6 Nível Ceráunico

O nível ceráunico em linhas de transmissão representa o número médio anual de dias com ocorrência de trovoadas, ou seja, dias com atividades elétricas atmosféricas, sendo expresso em dias por ano. Esse parâmetro é fundamental para o projeto de linhas de transmissão, pois permite estimar a probabilidade de ocorrência de descargas atmosféricas, sejam elas diretas, atingindo as estruturas ou os cabos da linha, ou indiretas, por indução eletromagnética.

Quanto maior o nível ceráunico de uma região, maior será a incidência de descargas diretas sobre a linha, o que demanda o uso de cabos para-raios e de dispositivos de proteção, como para-raios de linha, bem como um dimensionamento adequado das cadeias de isoladores. O nível ceráunico varia de acordo com as condições climáticas locais, sendo, por exemplo, mais elevado em regiões tropicais como o Brasil, e mais baixo em regiões temperadas como a Europa. Esse fator influencia diretamente o projeto elétrico e a definição das distâncias de isolamento, tornando o conhecimento do nível ceráunico essencial para a confiabilidade e segurança das linhas de transmissão.

A densidade média de descargas atmosféricas para a região Nordeste do Brasil pode ser vista na Figura 1, que demonstra os dados em descargas/km²/ano, entretanto, para a análise, se faz necessária a conversão para o nível ceráunico através da seguinte equação (9) [50]:

$$N_g = 0,04 \times Td^{1,25} \quad (9)$$

onde:

N_g – densidade média de descargas atmosféricas;

Td – número de descargas atmosféricas por ano.

Este capítulo 3 descreveu os parâmetros que influenciam a coordenação de isolamento da cadeia de isoladores das estruturas de suporte dos sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão. No próximo capítulo é realizado um estudo de caso com simulações para avaliar o impacto de características construtivas na confiabilidade de uma linha de transmissão no nordeste do Brasil.

Pela Figura 20 é possível notar que a SE Santa Luzia II situa-se na Paraíba e a SE Bom Nome II localiza-se no estado de Pernambuco, ou seja, este empreendimento será interestadual.

A Tabela 5 traz algumas informações extras acerca das SEs Santa Luzia II e Bom Nome II.

Tabela 5 - Informações das Subestações [53]

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Santa Luzia II	Existente	6°54'46"S	36°59'5"O	Santa Luzia	PB
Bom Nome II	Planejada	8° 2'38"S	38°38'47"O	São José do Belmonte	PE

A SE Santa Luzia II está em operação e está instalada no município de Santa Luzia - PB. Já a SE Bom Nome II está como planejada, sem construção efetiva até a publicação do presente documento, será instalada no município de São José do Belmonte - PE.

A LT integra um conjunto de empreendimentos essenciais à expansão do sistema de transmissão na Região Nordeste, com o objetivo de viabilizar o escoamento da energia gerada, considerando a previsão de contratação de grandes volumes de energia provenientes de projetos de geração renovável na região, especialmente de usinas eólicas e solares [54].

A diretriz do traçado definida pelos estudos prévios ao leilão é demonstrada na Figura 21, a qual possui extensão de 230,52 km e intercepta 15 municípios entre Pernambuco e a Paraíba [54].

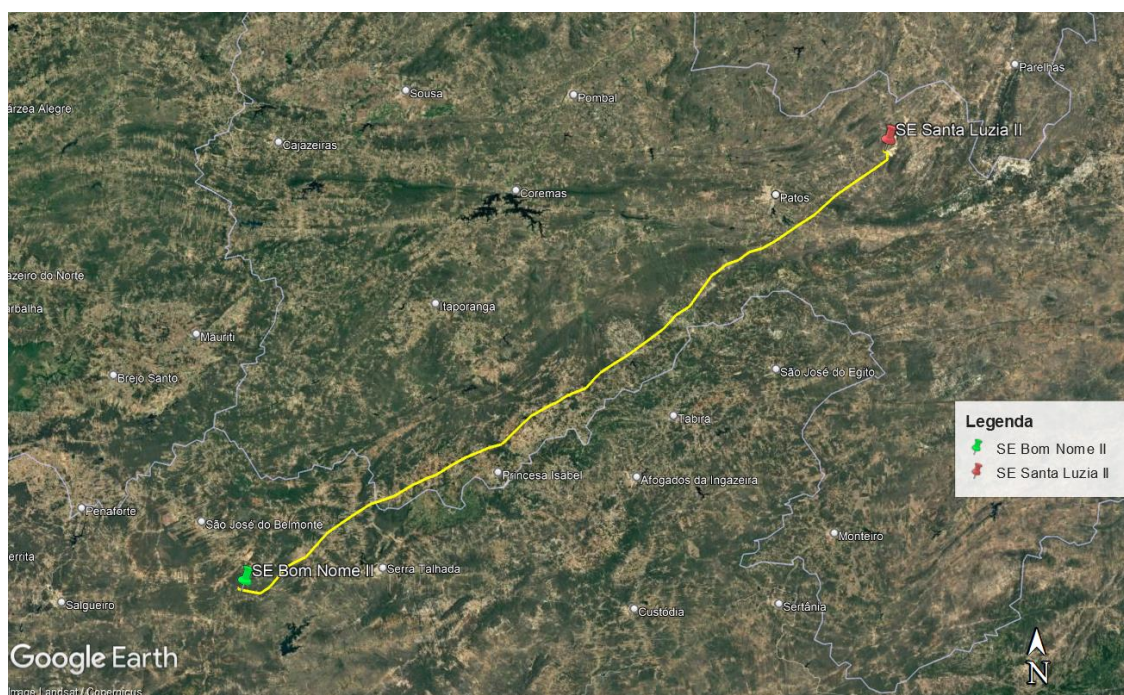


Figura 21 - Diretriz do Traçado LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II

Acerca da vegetação e uso do solo no traçado da LT, as principais características da categoria de uso e cobertura do solo na faixa de servidão da diretriz indicam uma predominância da formação campestre (Figura 22), que corresponde a 63,49% do total. A agropecuária também se destaca, com pastagem representando 32,65% do total, evidenciando uma intensa atividade pecuária na região. Embora a lavoura temporária represente apenas 0,08%, sua presença sugere a existência de práticas agrícolas locais. Por fim, a formação florestal apresenta uma presença residual, com 0,07%.



Figura 22 - Exemplo de Formação Campestre [54]

Essas informações são essenciais para avaliar a estrutura de suporte predominante a ser utilizada nesse empreendimento. No caso de ambientes com presença elevada de árvores e vegetação alta, é recomendado o uso de torres autoportantes, pois possibilitam maiores alturas para vencer os obstáculos. Por outro lado, em regiões com solos com menos interferências, as torres estaiadas surgem como uma ótima alternativa, devido ao seu menor custo de aquisição e instalação.

Para regiões como a estudada, com vegetação baixa e o solo pouco acidentado ao longo do traçado, as torres *Cross Rope* (Figura 9) são uma ótima escolha, pois possuem uma maior capacidade de transmissão de energia, visto que oferecem a possibilidade de instalação de maior quantidade de cabos por fase. Entretanto a supressão de vegetação é maior nos arredores das torres, devido à instalação dos estais, que acabam por aumentar a área de utilização do terreno.

O relatório R5 [55] de estudos de pré-leilão indica que serão utilizadas 70% de estruturas estaiadas nesse empreendimento. Em geral, para LTs considera-se um vão médio de 500 m, que representa a distância de referência para a alocação das torres entre si, as quais podem variar, mas para os cálculos de licenciamento e dimensionamento padroniza-se o vão médio típico do traçado. Os cálculos a seguir (equações 10 e 11) indicam a quantidade necessária, aproximada, de estruturas para esse empreendimento.

$$N_{torres} = \frac{Ext}{Vm} = 461 \text{ torres} \quad (10)$$

$$N_{Estaiadas} = N_{torres} \times 70\% = 363 \text{ torres estaiadas} \quad (11)$$

onde:

N_{torres} - quantidade total de torres;

Ext - extensão da LT (230,52 km);

V_m - vão médio típico (500 m);

$N_{estaiadas}$ - quantidade total de torres estaiadas.

Sendo assim, têm-se, aproximadamente, 461 torres no total, das quais, 323 serão estaiadas.

4.1 Descrição da Metodologia

Com o objetivo de analisar as probabilidades de ocorrerem falhas por descargas atmosféricas em linhas de transmissão na região nordeste do Brasil, são verificadas as relações diretas e indiretas de alguns componentes estruturais de uma LT, como também as influências do índice de descargas atmosféricas na área estudada, de forma a comparar com os números de desligamentos permitidos pelo ONS para cada nível de tensão de operação.

Para isso, são executados os cálculos para chegar nas distâncias de isolamento adequadas para atender os valores de desligamentos anuais a cada 100 km de extensão da LT, verificando os resultados fornecidos pelo programa *Flash*, amplamente utilizado pelas empresas de projeto de Linhas de Transmissão e com dados de saídas aceitos pelo ONS para validação e aprovação de projetos. Os limites máximos de desligamentos são estabelecidos no Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede [14], os quais podem ser vistos na Tabela 6, na qual LTA-CA representa Linhas de Transmissão Aéreas em Corrente Alternada e LTA-CC indica Linhas de Transmissão Aéreas em Corrente Contínua.

Tabela 6 - Índice de desempenho de LT aérea frente a descargas atmosféricas [13]

Tipo de LT	Classe de tensão [kV]	Número máximo de desligamentos de um circuito por 100 km por ano	
		Por falha de blindagem	Total
LTA-CA	≥ 345	10 ⁻²	1
	230	10 ⁻²	2
LTA-CC	Todas	10 ⁻²	1

É importante mencionar que para a análise que é desenvolvida, são somente utilizadas linhas de transmissão de corrente alternada, as quais são mais comumente construídas por todo o território brasileiro.

Em posse das informações necessárias para o estudo do desempenho da LT diante de descargas atmosféricas, como a tensão máxima operativa, o número de circuitos, a configuração das cadeias de isoladores, a silhueta da estrutura e o nível cerâmico da região do traçado, verifica-se o impacto de cada uma das características na quantidade de desligamentos anuais, diagnosticando quais aspectos possuem maior impacto sobre o índice explorado e, ao mesmo tempo, buscando respeitar os limites máximos estabelecidos pelo ONS, conforme Tabela 6.

4.2 Dados da LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II, C1, CS

A LT apresenta o SIL (*Surge Impedance Loading*) de 1034 MW [53], que representa o ponto ótimo de operação do sistema em termos de potência, no qual não há fluxo de potência reativa entre as subestações.

São fornecidas as características elétricas da LT, como a capacidade de transmissão necessária por cada circuito, sendo 2910 A em regime normal e 3920 A para o regime de emergência [53]. A partir desses dados é definido o cabo condutor, o dimensionamento do condutor da LT busca encontrar o cabo mais adequado para aplicação no sistema, de forma a não subdimensionar e nem superdimensionar o sistema.

Os dados fornecidos pelo estudo de pré-leilão efetuado por subcontratadas para a LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II, CS indicam o uso de quatro cabos condutores por fase (CAA Tern 795 MCM), com feixe expandido de 45,72 cm além de dois para-raios, sendo estes Aço Galv. 3/8" EHS e OPGW 13,3 mm [56]. A Tabela 7 traz algumas características dos cabos empregados na LT.

Tabela 7 - Cabos utilizados no dimensionamento

Cabos	CAA TERN 795 MCM [57]	Aço Galv. 3/8" EHS [58]	OPGW 13,3 mm [59]
Marca	Prysmian	Belgo	Furukawa
Peso (kg/m)	1,3361	0,407	0,682
Tração de Rutura (kN/kgf)	98,2 / 10.014	68,50 / 6.985	93,0 / 9.483

Com os dados presentes no relatório, pode-se desenvolver a silhueta de uma estrutura *Cross Rope* a ser utilizada, a qual pode ser vista na Figura 23.

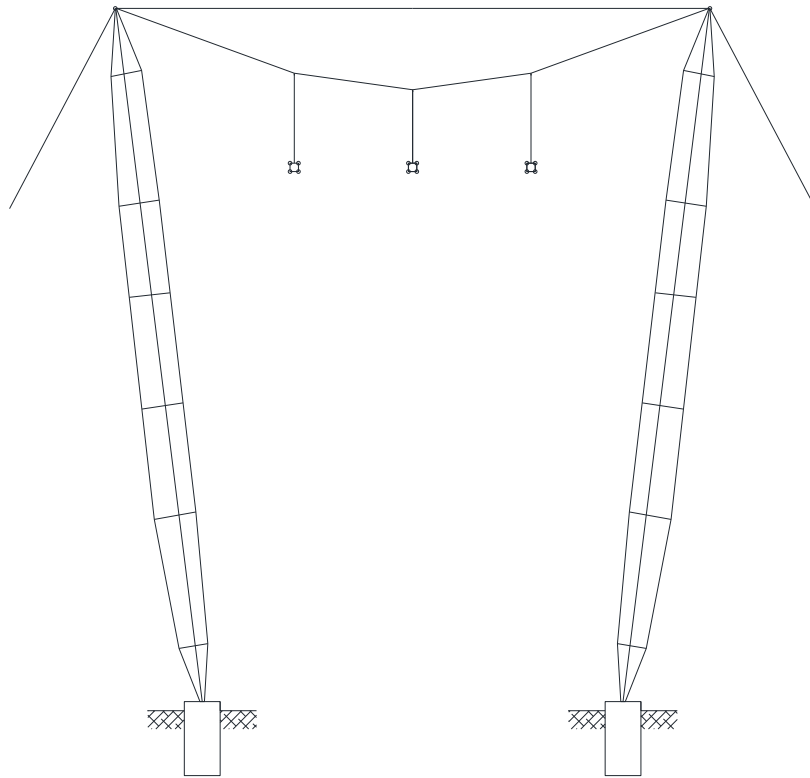


Figura 23 - Silhueta *Cross Rope*

Na Figura 24 estão apresentadas de forma ampliada as cadeias de isoladores da torre estudada.

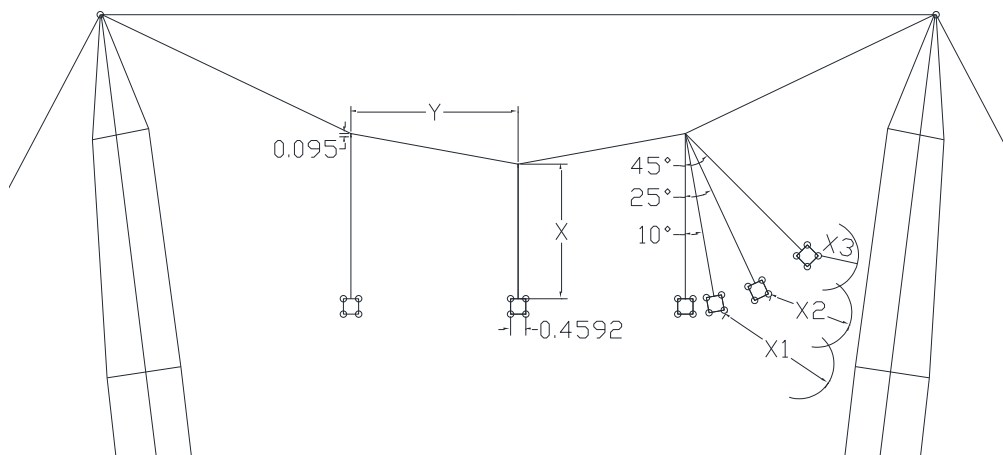


Figura 24 - Cadeias de Isoladores estrutura *Cross Rope*

As varáveis indicadas na Figura 24 são:

Y - refere-se à distância de isolamento entre fases;

X - distância de isolamento fase-terra frente a descargas atmosféricas por meio da cadeia de isoladores de suporte dos condutores;

X3 - indica a distância de isolamento fase-terra para a máxima tensão operativa à frequência industrial, considerando um balanço máximo para a cadeia de isoladores de 45 graus;

X2 - reflete a distância de isolamento fase-terra para surtos de manobra, considerando um balanço máximo da cadeia de isoladores de 25 graus;

X1 - retrata a distância de isolamento fase-terra frente a descargas atmosféricas, considerando um balanço máximo da cadeia de isoladores de 10 graus.

A distância de 0,4592 m refere-se à distância entre os subcondutores, que é definido pelo estudo prévio de viabilidade [56]. O valor de 0,095 m representa o tamanho dos engates da cadeia de isoladores à estrutura.

O presente caso de estudo busca definir o comprimento mínimo da cadeia de isoladores (X), diante de diferentes cenários e solicitações às linhas de transmissão, em face a:

- a. Isolamento à Frequência industrial;
- b. Isolamento para Surtos de Manobra;
- c. Isolamento para Manutenção em Linha Viva.

Posteriormente será feita a definição do isolador, buscando uma solução comercial e com ampla aplicação nos projetos atuais, e então, verificar o desempenho da cadeia de isoladores escolhida frente à descargas atmosféricas no programa *Flash*.

4.3 Isolamento à Frequência Industrial

A probabilidade de ocorrência de escorvamento, ou seja, a rutura do isolamento do ar, em um *gap* sob frequência industrial é, geralmente, modelada por uma distribuição normal, com média igual a V_{50} e desvio padrão correspondente a 2% de V_{50} , onde V_{50} representa a tensão crítica de escorvamento [60].

Para satisfazer o critério de suportabilidade de tensão, assume-se que a tensão máxima de operação da linha de transmissão deve ser, no mínimo, quatro vezes o desvio padrão inferior à tensão crítica de escorvamento da distância de isolamento (*gap*). Supondo uma tensão máxima operativa de 565 kV, temos pelas equações 12 e 13:

$$V_{OP} = V_{MOP} \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 565 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cong 461kV \quad (12)$$

$$V_{50} = \frac{V_{OP}}{1 - 4 \times \sigma} = \frac{461}{1 - 4 \times 0,02} \cong 502 kV \quad (13)$$

onde:

V_{OP} - tensão operativa da LT;

V_{MOP} - tensão máxima operativa da LT;

V_{50} - tensão crítica de escorvamento na condição de referência, kV;

σ - desvio padrão.

A tensão crítica de escorvamento calculada anteriormente foi determinada para uma condição padrão de umidade e densidade relativa do ar. No entanto, essa tensão é afetada por variações nesses parâmetros. Portanto, o escorvamento do *gap* não deve ocorrer mesmo em condições desfavoráveis de umidade e densidade.

A relação que descreve como a tensão crítica de escorvamento varia em função da umidade absoluta e da densidade relativa do ar é expressa da seguinte forma (14):

$$V'_{50} = \frac{V_{50}}{FCA} = \frac{502}{0,85} \cong 591 \text{ kV} \quad (14)$$

onde:

V'_{50} - tensão crítica de escorvamento na condição atmosférica real, sob condições desfavoráveis, em kV;

FCA - fator de correção atmosférica, estabelece a relação entre a tensão disruptiva em uma determinada condição meteorológica e a tensão disruptiva de referência, que corresponderia a uma condição meteorológica padronizada [61], para identificar o valor precisamente, devem ser efetuados estudos climatológicos da região, portanto, será assumido o valor de 0,85.

A partir do valor de V'_{50} verifica-se na Figura 25 a distância de isolamento necessária entre o condutor e a estrutura da torre de transmissão.

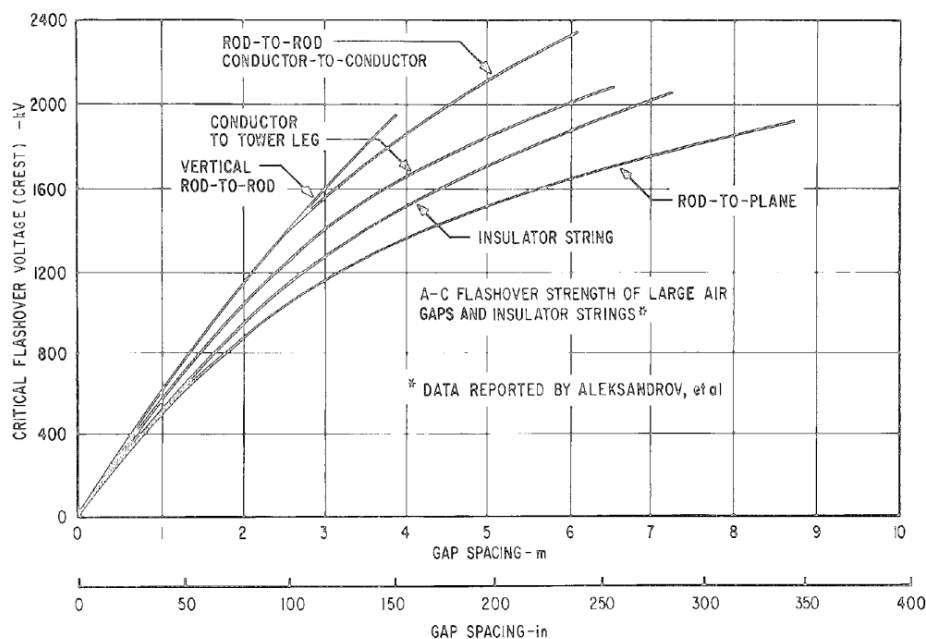


Figura 25 – Espaçamento do *Gap* de acordo com a Tensão Crítica de Escorvamento [60]

O comprimento do *gap*, conforme indicado no gráfico acima, é de aproximadamente 1,1 metros.

4.4 Isolamento para Surtos de Manobra

O isolamento contra surtos de manobra deve ser verificado em duas situações principais:

1. **Falha fase-terra:** refere-se ao risco de formação de arco elétrico entre os condutores e estruturas aterradas, como torres, o solo ou objetos próximos atravessados pela descarga.
2. **Falha entre fases:** ocorre quando há rompimento do isolamento do ar entre condutores de fases distintas, podendo ser provocado tanto pela redução da distância dielétrica quanto por eventual contato físico entre cabos em condições críticas (como vento forte ou oscilações mecânicas).

4.4.1 Risco de Falha Fase-Terra

Os valores considerados para o risco máximo de falha fase-terra (r_{ft}) são de 10^{-3} para manobras de energização e 10^{-2} para manobras de religamento, segundo o Submódulo 2.7 da ONS [14].

Considerando que nas subestações serão utilizados resistores de pré-inserção, o nível de sobretensão máxima (V_{sm}) estimado que os *gaps* serão submetidos será de 2,0 pu (15) [62].

$$V_{sm-ft} = V_{sm} \times 500 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cong 816,5 \text{ kV} \quad (15)$$

Sendo assim, tem-se que a sobretensão que os *gaps* serão submetidos será de 816,5 kV, tanto para manobra de energização quanto para a manobra de religamento.

A chance de ocorrência de escorvamento em um *gap* submetido a sobretensões de manobra segue uma distribuição normal, assim como nas situações envolvendo frequência industrial. Nessa distribuição, a média é igual à tensão crítica de escorvamento, chamada de V_{50} , e o desvio-padrão (σ) corresponde a 5% desse valor [62].

Para que a probabilidade de escorvamento de um *gap* seja igual a r_{ft} , é necessário que a tensão máxima de operação da linha de transmissão esteja situada n vezes o desvio-padrão abaixo do valor da tensão crítica de escorvamento. Assumindo o valor de n igual a 4, tem-se (equação 16):

$$V_{50} = \frac{V_{sm-ft}}{1 - n \times \sigma} = \frac{816,5}{1 - 4 \times 0,05} \cong 1020,6 \text{ kV} \quad (16)$$

Este valor da tensão crítica de escorvamento deve ser corrigido para as condições atmosféricas reais do traçado da LT, através da equação (17).

$$V_{50}' = \frac{V_{50}}{FCA_{man}} = \frac{1020,6}{0,89} \cong 1146,8 \text{ kV} \quad (17)$$

onde:

V_{50}' - tensão crítica de escorvamento na condição atmosférica real, em kV;

V_{50} - tensão crítica de escorvamento na condição atmosférica de referência, em kV;

FCA_{man} - fator de correção atmosférica para manobras, para identificar o valor precisamente, devem ser efetuados estudos climatológicos da região, portanto, será assumido o valor de 0,89.

A relação entre a tensão crítica de escorvamento e o comprimento do *gap* é descrita pela fórmula de Paris, representada pela equação (18) [45].

$$V_{50}' = k_M \times 0,5 \times d_G^\alpha \quad (18)$$

Onde:

V_{50}' - tensão crítica de escorvamento, em MV;

k_M - fator de forma dos elétrodos, sendo: 1,35 entre condutor e estrutura metálica lateral; 1,20 entre condutor e janela da estrutura; 1,40 para condutor e estai [45];

d_G - comprimento do *gap*, em m;

α - expoente que depende do comprimento do *gap*: $gaps > 2$ m, α é igual a 0,6; $gaps < 2$ m, α é aproximadamente igual à unidade.

Desta maneira, a Tabela 8 traz um resumo dos *gaps* para cada situação:

Tabela 8 - Resumo dos *gaps*

	Condutor-Estrutura Fase Lateral (m)	Condutor-Estrutura Fase Central (m)	Condutor-Estai (m)
Calculado	2,42	2,94	2,28
Adotado	2,50	3,00	2,30

4.4.2 Risco de Falha entre Fases

A tensão fase-terra de referência é dada por (19):

$$V_{ft} = 500 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408,25 \text{ kV} \quad (19)$$

Segundo [62], o rácio entre a sobretensão de manobra fase-fase (V_{sm-ff}) e a sobretensão de manobra fase-terra (V_{sm-ft}) deve variar entre 1,6 e 1,5.

A sobretensão de manobra fase-fase é dada por (20), onde a V_{sm} é igual a 3,0 pu:

$$V_{sm-ff} = V_{sm} \times 500 \times \sqrt{2} = 2121,32 \text{ kV} \quad (20)$$

A sobretensão máxima entre fases é dada por (21):

$$S_2 = \frac{V_{sm} + 2 \times S_{ff} \times V_{sm}}{FCA_{atm}} = 4,04 \text{ pu} \quad (21)$$

onde:

S_2 - sobretensão máxima fase-fase, em pu;

S_{ff} - coeficiente de variação da distribuição das tensões entre fases, igual a 0,1 pu;

FCA_{atm} - fator de correção atmosférica, definido o valor para 0,89.

Para a linha de transmissão analisada, LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II C1 CS, tem-se como vão de referência o comprimento de 500 metros, ou seja, em uma extensão total de aproximadamente 230,5 km, serão necessários cerca de 461 torres.

Como cada torre possui duas fases paralelas (A e B ou B e C), estão sujeitos 2 *gaps* por torre a falhas de isolamento. Desta maneira, como prevê-se a instalação de 461 torres e são 2 *gaps* por cada torre, a probabilidade de falha é dada por (22):

$$P_{Falha} = \frac{1}{2 \times 461} = 1,085 \times 10^{-3} \quad (22)$$

A partir da Figura 26, para um risco de falha de 10^{-3} (obtido na Equação 22), e curvas de $\sigma_s = 0,05$, que indica 5% da tensão crítica de escorvamento, obtêm-se o valor de R igual a 1,28.

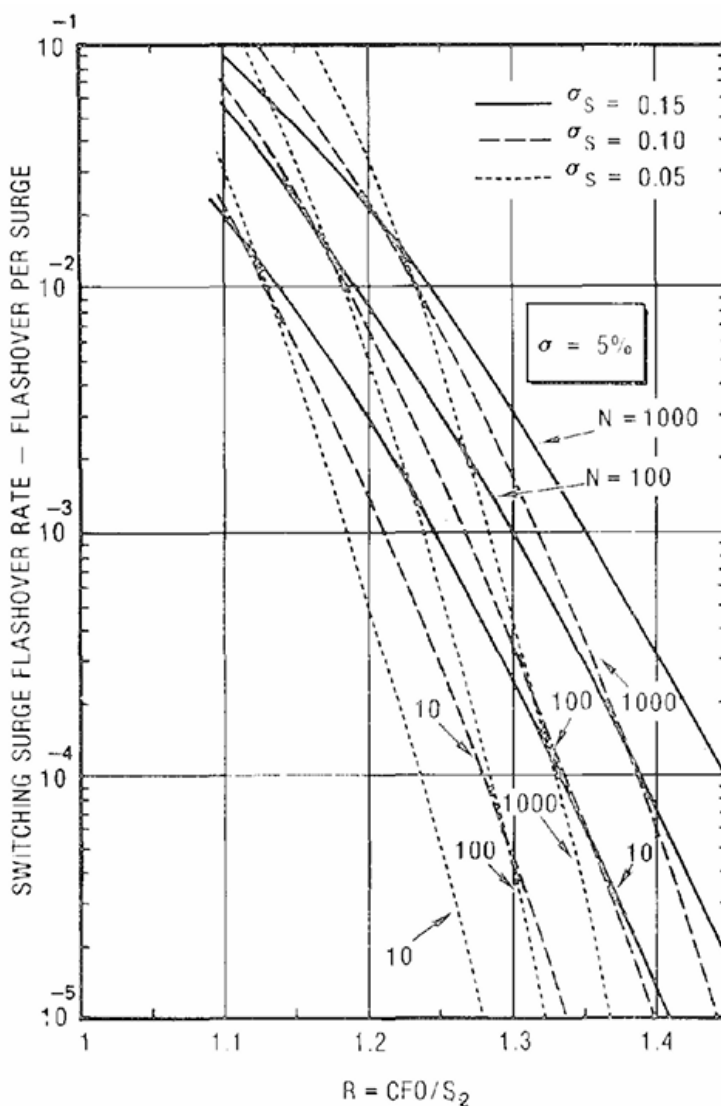


Figura 26 - Taxa de escorvamento R [60]

Então define-se a tensão crítica de escorvamento (CFO), dada por (23):

$$CFO_{pu} = R \times S_2 = 1,28 \times 4,04 = 5,17 \text{ pu} \quad (23)$$

Ou seja, a CFO em kV será (24):

$$CFO = CFO_{pu} \times V_{ft} = 5,17 \times 408,25 = 2110,65 \text{ kV} \quad (24)$$

A partir do valor de CFO , considerando-se $\alpha = 0,5$ (50% de surtos de polaridade positiva), obtêm-se da Figura 27 o espaçamento mínimo entre fases aproximado de 5 metros.

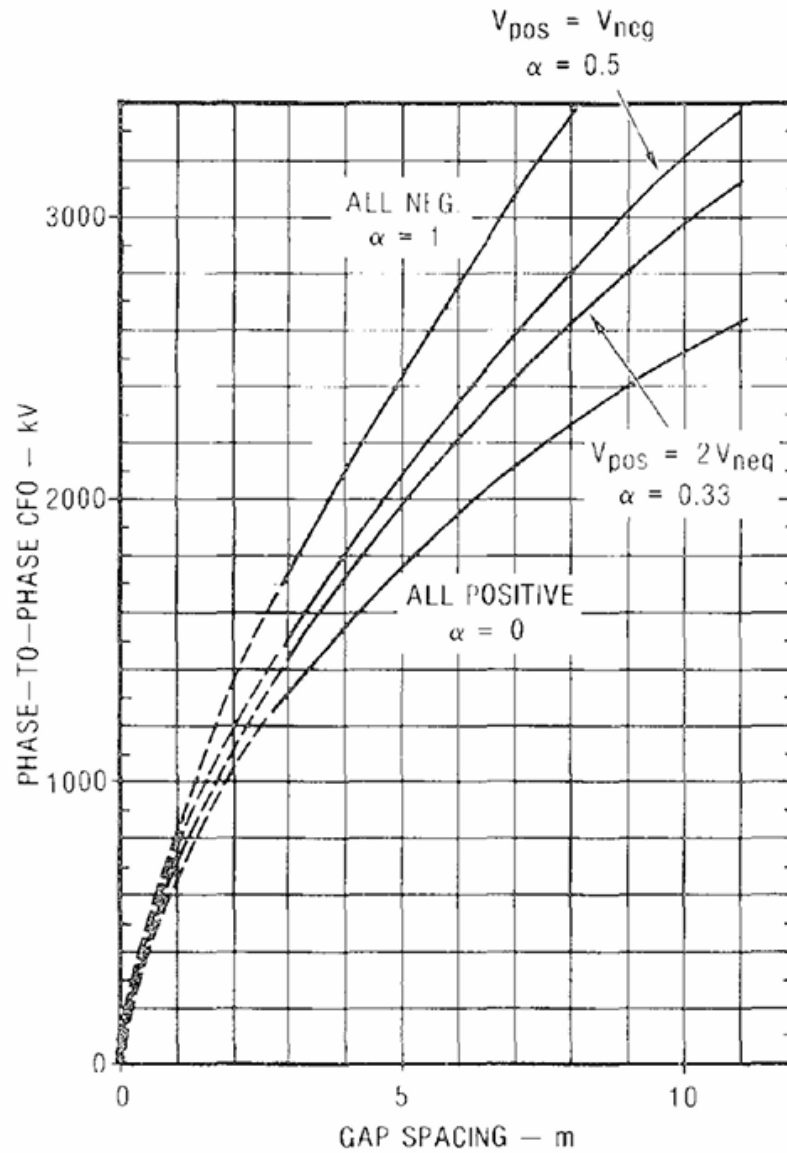


Figura 27 - Espaçamento mínimo entre fases [60]

Nos cálculos apresentados, a influência do vento sobre as fases não foi considerada, uma vez que se assumiu que a ocorrência simultânea de oscilações fora de sincronismo dos condutores e de sobretensões de manobra é um evento com probabilidade insignificante.

4.5 Isolamento para Manutenção em Linha Viva

O isolamento para manutenção em linha viva refere-se às medidas e critérios adotados para garantir a segurança dos trabalhadores e a integridade do sistema elétrico durante intervenções realizadas com a linha energizada, estas informações estão dispostas na NBR 11856, nomeadamente “Ferramentas e acessórios para trabalhos em redes energizadas de distribuição” [63]. Nessa condição, é essencial que os níveis de isolamento sejam suficientes para suportar as tensões presentes no sistema, considerando as distâncias mínimas de segurança, os equipamentos de proteção e o comportamento eletromagnético dos condutores.

O projeto deve prever margens adequadas para evitar descargas elétricas acidentais, mesmo em situações transitórias, garantindo que a manutenção possa ser executada de forma segura e contínua sem a necessidade de desligamento da linha.

A Tabela 9 contém os espaçamentos mínimos recomendados para operações de manutenção em linha energizada.

Tabela 9 - Distância Mínima de Acesso para Trabalhos ao Vivo em Corrente Alternada com Fator de Sobretensão Transitória – Adaptado de [64]

Sobretensão Transitória Máxima Antecipada em pu (por unidade)	Distância para o operador em metros, fase-terra						
	Ar, contato direto, e vara de manobra em linha viva						
	Máxima tensão entre fases em quilovolts						
	121	145	169	242	362	550	800
1,5						1,82	2,95
1,6						1,97	3,23
1,7						2,13	3,54
1,8						2,29	3,86
1,9						2,47	4,19
2,0	0,74	0,83	0,92	1,16	1,59	2,65	4,53
2,1	0,76	0,85	0,95	1,21	1,65	2,83	
2,2	0,78	0,88	0,98	1,25	1,74	3,01	
2,3	0,80	0,91	1,01	1,29	1,84	3,20	
2,4	0,82	0,93	1,04	1,33	1,94	3,42	
2,5	0,84	0,96	1,07	1,38	2,04		
2,6	0,86	0,98	1,10	1,42	2,14		
2,7	0,88	1,01	1,13	1,45	2,25		
2,8	0,91	1,03	1,16	1,50	2,36		
2,9	0,93	1,06	1,19	1,54	2,47		
3,0	0,95	1,09	1,22	1,59	2,59		

Para linhas de transmissão de 500 kV, como a do presente estudo, que apresentem fator de sobretensão máxima $V_{sm} = 2,0 pu$, a Tabela 9 indica uma distância fase-terra mínima de 2,65

metros. Considerando-se um acréscimo de 0,35 m para movimentação do responsável pela manutenção, resulta-se numa distância de 3,00 m, para atender aos parâmetros mínimos para manutenção em linha viva.

4.6 Definição do Isolador

A distância de escoamento de uma cadeia de isoladores pode variar consideravelmente entre linhas que pertencem à mesma classe de tensão. Essa variação se deve ao facto de que a escolha dessa distância não se baseia apenas na tensão nominal da linha, mas também leva em conta o nível cerâmico da área (quantidade média de dias com ocorrência de descargas atmosféricas por ano na região) e o nível de proteção adotado contra as descargas atmosféricas [22].

Atualmente, esse critério passou por uma leve alteração nas linhas de transmissão. A escolha é feita, em uma primeira análise, com base no projeto dos isoladores quanto à distância de escoamento, no nível de poluição presente na região, avaliado por meio de uma medida chamada distância especificada de escoamento, e na maior tensão que a linha suporta em regime permanente [22].

A Tabela 10, proveniente da IEC 60815 [45], traz as descrições dos ambientes típicos de instalação de linha de transmissão, a partir dela busca-se identificar em qual categoria a região de instalação da LT enquadra-se, considerando informações como a distância para o mar, deserto ou terreno aberto e seco, como também de fontes de poluição causadas por atividades humanas, entre outros aspetos convenientes.

Tabela 10 - Exemplos de Ambientes Típicos – Adaptado de [45]

Exemplo	Descrição dos Ambientes Típicos
E1	<p>> 50 km^a do mar, deserto ou terreno aberto e seco > 10 km de fontes de poluição geradas pelo homem^b</p> <p>Dentro de uma distância menor do que a mencionada acima em relação às fontes de poluição, mas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • vento predominante não vindo diretamente dessas fontes de poluição • e/ou com lavagem regular por chuvas mensais
E2	<p>10-50 km^a do mar, deserto ou terreno aberto e seco 5-10 km de fontes de poluição geradas pelo homem^b</p> <p>Dentro de uma distância menor do que E1 em relação às fontes de poluição, mas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • vento predominante não vindo diretamente dessas fontes de poluição • e/ou com lavagem regular por chuvas mensais

E3	<p>3-10 km^c do mar, deserto ou terreno aberto e seco 1-5 km de fontes de poluição geradas pelo homem^b</p> <p>Dentro de uma distância menor do que a mencionada acima em relação às fontes de poluição, mas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • vento predominante não vindo diretamente dessas fontes de poluição • e/ou com lavagem regular por chuvas mensais
E4	<p>Mais afastado das fontes de poluição do que o mencionado em E3, mas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • neblina densa (ou garoa) ocorre frequentemente após uma estação longa (várias semanas ou meses) de acúmulo de poluição seca • e/ou ocorre chuva intensa, de alta condutividade • e/ou há um nível NSDD (densidade de depósito não salino) alto, entre 5 e 10 vezes o nível ESDD
E5	<p>A menos de 3 km^c do mar, de um deserto ou de terreno aberto e seco A menos de 1 km de fontes de poluição geradas pelo homem^b</p>
E6	<p>Com maior distância das fontes de poluição do que a mencionada em E5, mas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • neblina densa (ou garoa) frequentemente ocorre após uma estação longa (várias semanas ou meses) de acúmulo de poluição seca • e/ou há um nível NSDD alto, entre 5 e 10 vezes o nível ESDD
E7	<p>Dentro da mesma distância das fontes de poluição especificada para áreas "pesadas" e:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sujeita diretamente a névoa marinha ou spray salino denso • ou sujeita a contaminantes com alta condutividade, ou poeira de cimento com alta densidade, e com molhamento frequente por neblina ou garoa • áreas desérticas com acúmulo rápido de areia e sal, e condensação regular
<p>^a Durante uma tempestade, o nível ESDD (densidade de depósito salino equivalente) a essa distância do mar pode alcançar um valor muito mais alto.</p> <p>^b A presença de uma grande cidade pode influenciar a uma distância maior, ou seja, a distância especificada para mar, deserto e terreno seco.</p> <p>^c Dependendo da topografia da costa e da intensidade do vento.</p>	

A LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II se enquadra na categoria **E1** da Tabela 10 da IEC 60815 [45], considerando sua localização continental (cerca de 240 km da costa), em uma área semiárida, com vegetação esparsa e clima seco (característica do sertão nordestino), afastada de fontes de poluição urbana ou industrial e sem efeitos significativos de acúmulo de salinidade devido à distância do mar.

Por ser considerada uma área continental, é assumida a poluição do Tipo A. Para sítios com poluição do Tipo A, a Figura 28 indica os níveis de severidade da poluição local (SPS) como “Muito Leve”.

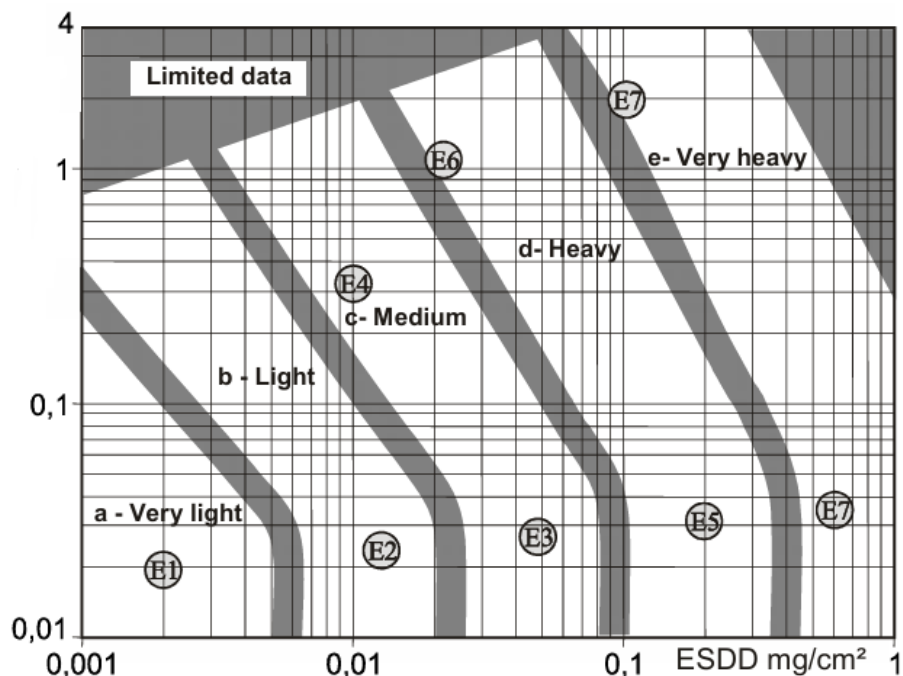


Figura 28 - Severidade de poluição em locais do Tipo A – Relação entre ESDD/NSDD e SPS [45]

Conforme a Figura 19, foi adotado nível de poluição com RUSCD igual a 22,0 mm/kV (Fase-Terra). Este nível de poluição, conforme a Tabela 11 é equivalente a 12,7 mm/kV (Fase-Fase). Tal fator corresponde a classe “a” que representa poluição muito leve compatível com linhas de transmissão implantadas na região.

Tabela 11 - Correspondência entre a distância de escoamento específica e a distância de escoamento específica unificada – Adaptado de [45]

Distância de escoamento específica para sistemas de corrente alternada trifásicos	USCD
12,7	22,0
16	27,8
20	34,7
25	43,3
31	53,7

Conforme IEC 60815, para encontrar distância de escoamento específica do isolador deve-se utilizar a seguinte equação (25):

$$d_{isol} = V_{MO} \times RUSCD \times K_a \times K_{ad} \quad (25)$$

onde:

d_{isol} - distância de escoamento específica do isolador, em mm;

V_{MO} - tensão máxima operativa da LT (fase-terra eficaz), igual a 317,54 kV;

$RUSCD$ - distância de escoamento específica de referência (22,0 mm/kV);

K_a - coeficiente de correção para altitude, igual a 1 para altitude inferior a 1500 m, para valores maiores de altitude, o cálculo de correção pode ser feito a partir da IEC 60050-604 [65];

K_{ad} - coeficiente de correção para o diâmetro do isolador, igual a 1 quando D_a é menor que 300 mm, já para D_a maior que 300 mm (26):

$$K_{ad} = 0,0005 \times D_a + 0,85 \quad (26)$$

onde (27):

$$D_a = \frac{(2D_t + D_{s1} + D_{s2})}{4} \quad (27)$$

A Figura 29 traz a ilustração para as variáveis da Equação 27.

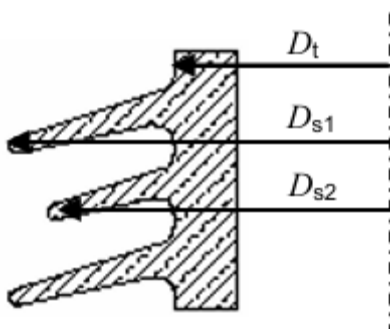


Figura 29 - Diâmetros dos Isoladores [45]

Considerando que D_a é menor que 300 mm, teremos, a partir da Equação 25, que a distância de escoamento mínima será:

$$d_{isol} = 317,54 \times 22,0 \times 1 \times 1 = 6.985,88 \text{ mm}$$

Entretanto, de forma conservadora, define-se uma distância de escoamento mínima de 8.000 mm. Para definir-se o isolador polimérico, deve-se caracterizá-lo com o escoamento mínimo e a distância de isolamento em arco mínima.

Contudo, ao utilizar isoladores em disco, deve-se definir a quantidade de disco (n_{disc}) de acordo com o escoamento mínimo de cada peça (d_{disc}) (28) [22].

$$n_{disc} = \frac{d_{isol}}{d_{disc}} \quad (28)$$

4.7 Desempenho quanto a Descargas Atmosféricas

O desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas é avaliado com base em cálculos que consideram a densidade de descargas na região (nível cerâmico), o tipo e altura das torres, o espaçamento entre elas, o posicionamento dos cabos para-raios e a resistência de aterramento. Esses parâmetros permitem estimar a taxa de falhas por descargas diretas e indiretas, bem como a eficácia do sistema de proteção.

4.7.1 Nível Cerâmico

A densidade média de descargas atmosféricas na região da LT segundo a Figura 1 é de 5 descargas/km²/ano, deve-se converter este valor para o nível cerâmico representado pela Equação 29.

$$N_g = 0,04 \times Td^{1,25} \quad (29)$$

Para $N_g = 5$, temos que a quantidade de trovoadas por ano (Td) será de 47,59, adotando-se o valor de 48 trovoadas por ano.

4.7.2 Cálculo da Flecha

O cálculo da flecha dos cabos condutores, como também dos cabos para-raios, se faz necessário para definir a altura média da estrutura de suporte predominante. A Equação (30) da flecha é a seguinte:

$$f_{cond} = \frac{\rho \times V^2}{8 \times T_0} = \frac{1,3361 \times 500^2}{8 \times 2000} \cong 20,88 \text{ metros} \quad (30)$$

onde:

f_{cond} - flecha do condutor, em metros;

ρ - peso linear do cabo condutor, igual a 1,3361 kg/m;

V - vão médio entre torres, igual a 500 metros;

T_0 - cerca de 20% da tensão de ruptura do cabo condutor, igual a 2000 kgf.

As flechas para os cabos para-raios não devem ser maiores que 90% da flecha do cabo condutor, ou seja, a flecha dos PRs deverá ser menor que 18,79 metros.

4.7.3 Altura Média da Estrutura de Suporte

Para encontrar a altura média da torre, deve-se definir o valor de distância cabo-solo no meio do vão para atravessar os obstáculos. Considerando que a altura do obstáculo a ser atravessado se refere a rodovias, ruas e avenidas da Tabela 2 (5,40 m) e para a densidade relativa do ar para uma temperatura média de 27 °C igual a 1.177 kg/m³. Seguindo os cálculos dispostos em 3.3, obtém-se a distância cabo-solo de 9,53 m.

Entretanto, por questões de segurança, adota-se o valor de 12,50 m ($D_{condutor-solo}$).

Com essas informações, a altura da torre será (31):

$$H_{torre} = f_{cond} + D_{condutor-solo} + (H_{pr} - H_{cond}) \quad (31)$$

$$H_{torre} = 20,88 + 12,50 + 8,94 \cong 42,32 \text{ m}$$

onde:

H_{torre} - altura da torre, em m;

H_{pr} - altura cabo PR, em m;

H_{cond} - altura cabo condutor, em m.

4.7.4 Dados para o Cálculo de Desempenho da LT

A análise do desempenho de linhas de transporte de energia face a descargas atmosféricas incide sobre dois aspectos principais:

1. Número de desligamentos provocados por descargas diretas: neste ponto, avalia-se a eficácia da proteção dos condutores de fase contra impactos diretos de raios, ou seja, eventuais falhas de blindagem em função do perfil topográfico predominante da região;
2. Número de desligamentos provocados por descargas indiretas: refere-se à quantidade de interrupções resultantes de descargas que incidem sobre os cabos de guarda (para-raios) ou sobre as estruturas da linha.

O comportamento da linha perante descargas atmosféricas é, essencialmente, um fenómeno de natureza estatística. Assim, os diversos modelos utilizados para este tipo de cálculo assentam em metodologias estatísticas. Entre eles destaca-se o *software Flash* (Versão 1.6), desenvolvido em parceria pelo IEEE e o Cigré, e utilizado na estimativa do desempenho da linha de transporte em estudo.

Com o objetivo de cumprir o limite de desempenho definido pelo ONS e garantir que a resistência de aterramento se mantenha abaixo de 20 Ω , adotou-se uma distância fase-terra de 3,70 m para a condição de descarga atmosférica.

A Tabela 12 indica os dados utilizados para efetuar as simulações para a estrutura predominante:

Tabela 12 - Dados para Cálculo de Desempenho da LT

Nível Ceráunico	48
Estrutura Predominante	<i>Cross Rope</i>
Altura média da Torre (m)	42,32
Vão Médio entre Torres (m)	500
Cabo Condutor	CAA TERN 795 MCM
Cabo Para-Raios	Aço Galv. 3/8" EHS OPGW 13,3 mm
Flecha do condutor (m)	20,88
Flecha do para-raios (m)	18,79

Tendo em vista que o sistema de aterramento será dimensionado para uma resistência média de pé de torre equivalente a 20 Ω , a Tabela 13 indica a distribuição adotada:

Tabela 13 - Distribuição da Resistência de Aterramento do Pé da torre

%	R(Ω)
10	15,0
20	15,0
30	17,0
40	17,0
50	20,0
60	20,0
70	23,0
80	23,0
90	25,0
100	25,0
Σ	200,0
μ	20,0

onde:

% - indica a distribuição espacial da resistência de aterramento;

R - indica a resistência a ser instalada, em Ω ;

Σ - somatório das resistências, em Ω ;

μ - média das resistências instaladas, em Ω .

Com as informações postas, podem ser feitas as simulações com o auxílio do *software* Flash.

4.8 Simulações

Com os resultados dos cálculos anteriores, pode-se definir uma silhueta com dimensões preliminares de isolamento, as quais podem ser vistas na Figura 30.

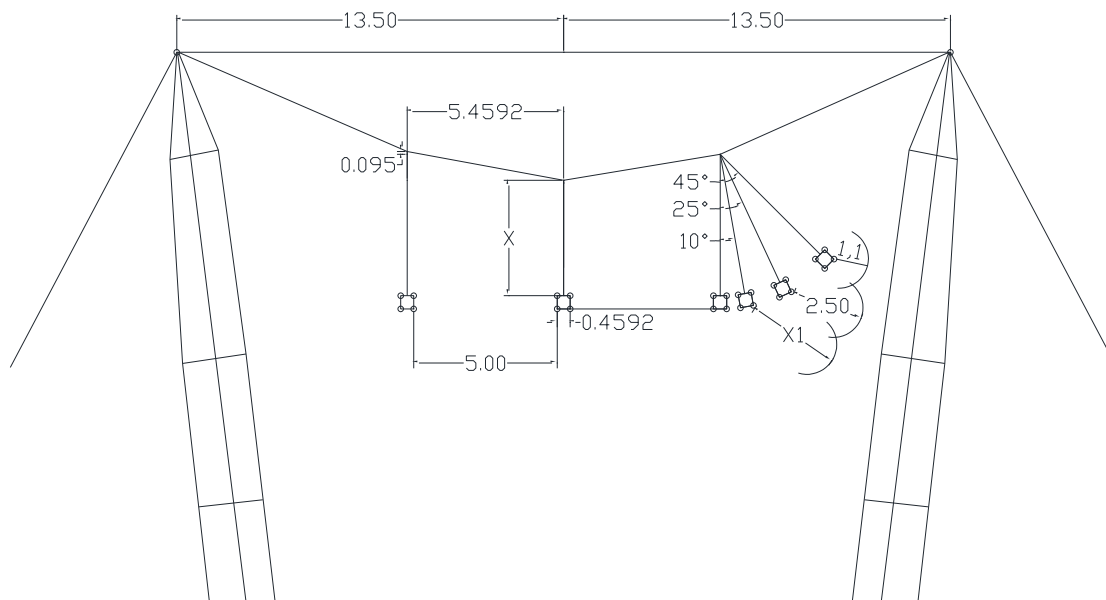


Figura 30 - Dimensões Preliminares

Para inicializar as simulações, define-se o valor de 3 m para X e X1. Assim, a Tabela 14 traz o resumo das características deste cenário de simulação.

Tabela 14 - Resumo Cenário Preliminar

Nível Cerâmico	48
Altura média da Torre (PR) (m)	42,32
Vão Médio entre Torres (m)	500
Cabo Condutor	CAA TERN 795 MCM
Cabo Para-Raios	Aço Galv. 3/8" EHS OPGW 13,3 mm
Flecha do condutor (m)	20,88
Flecha do para-raios (m)	18,79
Distância em Arco (m)	3,0
Distância entre Fases (m)	5,0

Com a inserção dos dados acima e outros aspectos da linha de transmissão, o programa *Flash 1.6* fornece uma listagem dos diversos parâmetros inseridos, essas informações são vistas na Figura 31.

```

----- DATA REVIEW -----
LINE NAME IS LT 500 kV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH ULT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 3.00 500 0 AC
  2 0.00 22.41 3.00 500 120 AC
  3 5.00 22.41 3.00 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
DHGW DIA 13.3 DHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE: 1 1
CRSPD DHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 48 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'M
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-09-2025 20:54:02 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 31 - Parâmetros preliminares da LT

A Figura 32 traz os resultados de probabilidade de desligamentos para a LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II C1 CS.

```

----- FINAL RESULTS -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = .512 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = .82 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
               = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE = .512 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                    = .82 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 32 - Resultados da configuração preliminar

A Figura 32 revela que a probabilidade de desligamento da linha de transmissão, em decorrência de *Backflashover*, é de aproximadamente 0,512 eventos por ano para cada 100 km de extensão. Importante destacar que não foram identificadas falhas de blindagem causadas por *Flashover*, o que indica um bom desempenho do sistema de proteção contra descargas atmosféricas.

Considerando que a LT em questão opera com uma classe de tensão superior a 345 kV, a Tabela 6 estabelece como critério de desempenho que o número máximo admissível de desligamentos anuais seja de 1 ocorrência por 100 km. Com base nesse limite normativo, os resultados

apresentados demonstram que a linha opera com uma margem de segurança satisfatória, apresentando um índice de desligamentos anual equivalente a aproximadamente 51,2% do valor máximo permitido.

Para avaliar os impactos dos demais parâmetros, serão ajustadas as entradas no programa para verificar o comportamento da LT diante destas mudanças.

4.8.1 Aumento do Nível Ceráunico

A densidade de descargas atmosféricas varia consideravelmente entre as regiões de um mesmo estado, o que pode ser analisado na Figura 1. A área de instalação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II apresenta baixa incidência de descargas atmosféricas em face a outros sítios do país.

Frente a isso, busca-se verificar o impacto deste índice na confiabilidade da operação da LT. No primeiro momento, foi elevada a densidade de descargas atmosféricas para 7 descargas/km²/ano, o que resulta num nível ceráunico de 63 trovoadas anuais. A Figura 33 traz as entradas computacionais do programa *Flash*.

```

----- D A T A   R E V I E W -----
LINE NAME IS LT 500 KV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3                               #SW= 2
COND #   X DIST   HEIGHT   INS LN   PH ULT   PH ANGL ACDC
  1      -5.00    22.41    3.00    500      0      AC
  2       0.00    22.41    3.00    500     120     AC
  3       5.00    22.41    3.00    500     240     AC
SHIELDWIRE # X DIST   HEIGHT
  1      -13.50   31.35
  2       13.50   31.35
OHGW DIA 13.3      OHGW SAG 18.79      SPAN 500
COND DIA 27.03     COND SAG 20.88      # SUBCOND 4   BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE:      1      1
CRSPD OHGW ARE :    2      1
THUNDER DAY LEVEL 63      ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 12:13:55 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 33 - Entrada *Flash* para Nível Ceráunico de 63 Trovoadas

Com estes valores, a Figura 34 demonstra a quantidade de desligamentos anuais para cada 100 km de extensão da LT.

```

----- F I N A L   R E S U L T S -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = .72 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.15 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
               = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE  = .72 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.15 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 34 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 63 trovoadas anuais

Ao comparar os resultados com a configuração inicial, percebe-se um aumento no número desligamentos absolutos de 0,208 desligamentos/100km-ano, o que representa um acréscimo de 40,625%. Mesmo com esse aumento, são respeitados os limites estabelecidos pelo Submódulo 2.7 do ONS [13].

Entretanto, ao olhar o território do estado do Piauí na Figura 1, encontra-se sítios com densidade de descargas atmosféricas de 11 descargas/km²/ano, o que resulta num nível cerâmico de 90 trovoadas anuais. A Figura 35 traz as entradas computacionais do programa *Flash*.

```

----- D A T A   R E V I E W -----
LINE NAME IS LT 500 kV SANTA LUZIA II - BDM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH ULT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 3.00 500 0 AC
  2 0.00 22.41 3.00 500 120 AC
  3 5.00 22.41 3.00 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
OHGW DIA 13.3 OHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE: 1 1
CRSPD OHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 90 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 12:18:12 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 35 - Entrada *Flash* para Nível Cerâmico de 90 Trovoadas

Supondo que implicasse sobre o traçado da LT estudada, os resultados seriam os dispostos na Figura 36.

```

----- FINAL RESULTS -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = 1.126 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.81 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
  FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE  = 1.126 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.81 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 36 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 90 trovoadas anuais

Para o nível cerâmico de 90 trovoadas anuais, os limites estabelecidos pelo ONS são violados, de forma a ser necessário ajustar outros parâmetros da LT para enquadrar-se nos níveis de desligamentos definidos.

E, dentro do próprio território brasileiro existem situações mais críticas, como é o caso do sul de Minas Gerais, com densidade de descargas atmosféricas em torno de 17 descargas/km²/ano, o que resulta num nível cerâmico de 127 trovoadas anuais. A Figura 37 traz as entradas computacionais do programa *Flash*.

```

----- DATA REVIEW -----
LINE NAME IS LT 500 KV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH ULT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 3.00 500 0 AC
  2 0.00 22.41 3.00 500 120 AC
  3 5.00 22.41 3.00 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
OHGW DIA 13.3 OHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE: 1 1
CRSPD OHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 127 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 12:21:16 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 37 - Entrada *Flash* para Nível Cerâmico de 127 Trovoadas

A Figura 38 representa as saídas computacionais do *Flash* para o nível cerâmico de 127 trovoadas anuais.

```

----- F I N A L   R E S U L T S -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = 1.736 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 2.79  FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
  FLASHOVER RATE = 0  FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                 = 0  FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE  = 1.736 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 2.79  FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 38 - Número de Desligamentos para Nível Cerâmico de 127 trovoadas anuais

A Tabela 15 traz um resumo acerca da análise de sensibilidade da confiabilidade da LT com a variação do nível cerâmico.

Tabela 15 - Análise de Sensibilidade do Nível Cerâmico

	Referência	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Densidade de Descargas Atmosféricas (descargas/km ² /ano)	5	7	11	17
Nível Cerâmico (trovoadas por ano)	48	63	90	127
Falha por <i>Backflashover</i> (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,720	1,126	1,736
Falha de Blindagem (<i>flashover</i> /100 km-ano)	-	-	-	-
Falha Total (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,720	1,126	1,736

É fundamental reconhecer que a viabilidade e a confiabilidade de uma configuração de torre de linhas de transmissão não são universais. O que funciona perfeitamente em uma região pode ser inadequado ou até inseguro em outra, dependendo das características geográficas e ambientais do local.

Portanto, para garantir a eficiência e a segurança das operações, é imprescindível que cada projeto de implantação de torre seja precedido por um estudo detalhado das condições locais. Essa análise deve considerar não apenas os aspectos técnicos da torre, mas também o ambiente em que ela será inserida.

4.8.2 Redução da Distância de Isolamento em Arco

A redução da distância em arco pode ocasionar a disrupção do isolamento do ar entre o condutor e a estrutura de suporte, o que traz sérios riscos para a operação do sistema. Para a

configuração inicial da torre de transmissão, foi considerada uma distância em arco para descargas atmosféricas de 3 m, o que se demonstrou eficiente durante a simulação (Figura 32).

A Figura 39 traz as entradas computacionais do programa *Flash* com a alteração da distância em arco mínima da cadeia de isoladores para 2,50 m, que representa a distância do condutor à estrutura da torre por meio da cadeia de isoladores, como também diretamente à estrutura lateral da torre de transmissão.

```

----- DATA REVIEW -----
LINE NAME IS LT 500 kV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH VLT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 2.50 500 0 AC
  2 0.00 22.41 2.50 500 120 AC
  3 5.00 22.41 2.50 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
OHGW DIA 13.3 OHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE : 1 1
CRSPD OHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 48 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 12:09:51 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen
  
```

Figura 39 – Entrada *Flash* para Distância em Arco de 2,5 m

A Figura 40 representa as saídas computacionais do *Flash* para a distância em arco de 2,50 m.

```

----- FINAL RESULTS -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = .97 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.56 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
               = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE = .97 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                    = 1.56 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****
  
```

Figura 40 - Saídas computacionais para Distância em Arco de 2,50 m

Com base na Figura 40, os dados indicam que a linha de transmissão em questão está dentro dos limites de desligamentos anuais permitidos pelo ONS. No entanto, a margem é bastante apertada, registrando 0,97 desligamentos de um limite máximo de 1. Isso significa que, embora não tenha havido uma violação, a linha opera muito perto do seu ponto de tolerância para interrupções.

A Figura 41 traz as entradas computacionais do programa *Flash* com a alteração da distância em arco mínima da cadeia de isoladores para 2 m.

```

----- DATA REVIEW -----
LINE NAME IS LT 500 kV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH ULT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 2.00 500 0 AC
  2 0.00 22.41 2.00 500 120 AC
  3 5.00 22.41 2.00 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
OHGW DIA 13.3 OHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE: 1 1
CRSPD OHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 48 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
25.00 25.00 23.00 23.00 20.00 20.00 17.00 17.00 15.00 15.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 12:03:46 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 41 - Entrada *Flash* para Distância em Arco de 2 m

A Figura 42 representa as saídas computacionais do *Flash* para a distância em arco de 2 m.

```

----- FINAL RESULTS -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = 2.164 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 3.48 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
               = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE = 2.164 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                    = 3.48 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 42 - Saídas computacionais para Distância em Arco de 2 m

Com base nos dados fornecidos pela Figura 42, verifica-se que há violação dos limites de desligamentos anuais estabelecidos pelo ONS para esta linha de transmissão, cerca de 2,164 desligamentos em face a 1 possível.

A Tabela 16 traz um resumo acerca da análise de sensibilidade da confiabilidade da LT com a variação da distância de isolamento em arco.

Tabela 16 - Análise de Sensibilidade da Distância de Isolamento em Arco

	Referência	Cenário 1	Cenário 2
Distância de Isolamento em Arco (m)	3,00	2,50	2,00
Falha por <i>Backflashover</i> (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,970	2,164
Falha de Blindagem (<i>flashover</i> /100 km-ano)	-	-	-
Falha Total (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,970	2,164

Com os resultados obtidos em ambas as análises, conclui-se que para distâncias de isolamento em arco menores que 2,5 m resultam em violações dos limites estabelecidos pelo Submódulo 2.7 dos procedimentos de rede do ONS. Contudo, como verificado em 4.5, é necessária a distância mínima de 3 m para a manutenção em linha viva para garantir a segurança do operador.

Posto isto, o valor mínimo de distância de isolamento em arco deve ser de 3 metros, para não haver rutura do isolamento dielétrico do ar entre os cabos condutores e a estrutura de suporte.

4.8.3 Aumento da Resistência de Aterramento

A resistência de aterramento ao pé da torre apresenta um papel fundamental no escoamento da descarga atmosféricas para o terreno. Resistências altas reduzem a admitância do sistema de aterramento e, por consequência, impactam no *Backflashover* sobre as cadeias de isoladores, visto que parte da corrente imposta pela descarga atmosférica será refletida pelo sistema de aterramento ao não escoar totalmente à terra.

Os resultados obtidos para a configuração padrão utilizaram uma resistência média de 20 Ω . Para a presente análise, são modificadas as resistências de aterramento para verificar os seus impactos sobre os desligamentos da LT estudada.

A Figura 43 traz as entradas computacionais do programa *Flash* com a alteração da resistência média de aterramento para 30 Ω .

```

----- DATA REVIEW -----
LINE NAME IS LT 500 KV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3 #SW= 2
COND # X DIST HEIGHT INS LN PH ULT PH ANGL ACDC
  1 -5.00 22.41 3.00 500 0 AC
  2 0.00 22.41 3.00 500 120 AC
  3 5.00 22.41 3.00 500 240 AC
SHIELDWIRE # X DIST HEIGHT
  1 -13.50 31.35
  2 13.50 31.35
DHGW DIA 13.3 DHGW SAG 18.79 SPAN 500
COND DIA 27.03 COND SAG 20.88 # SUBCOND 4 BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE: 1 1
CRSPD DHGW ARE : 2 1
THUNDER DAY LEVEL 48 ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
30.00 30.00 30.00 30.00 30.00 30.00 30.00 30.00 30.00 30.00
Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 13:07:07 PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 43 - Entrada *Flash* para Sistema de Aterramento de 30 Ω

A Figura 44 representa as saídas computacionais do *Flash* para a resistência média de 30 Ω.

```

----- FINAL RESULTS -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = .8099999 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.3 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
THE SHIELDING FAILURE
  FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                 = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
TOTAL FLASHOVER RATE  = .8099999 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.3 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 44 - Saídas computacionais para Resistência de Aterramento de 30 Ω

Com base na Figura 44, os dados indicam que a linha de transmissão em questão está dentro dos limites de desligamentos anuais permitidos pelo ONS, com cerca de 0,81 desligamentos.

A Figura 45 traz as entradas computacionais do programa *Flash* com a alteração da resistência média de aterramento para 35 Ω.

```

----- D A T A   R E V I E W -----
LINE NAME IS LT 500 KV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 CS
#CONDS= 3                               #SW= 2
COND #   X DIST   HEIGHT   INS LN   PH ULT   PH ANGL ACDC
  1      -5.00    22.41    3.00    500      0      AC
  2       0.00    22.41    3.00    500     120     AC
  3       5.00    22.41    3.00    500     240     AC
SHIELDWIRE #   X DIST   HEIGHT
  1      -13.50    31.35
  2       13.50    31.35
DHGW DIA 13.3      DHGW SAG 18.79      SPAN 500
COND DIA 27.03     COND SAG 20.88     # SUBCOND 4     BUND SP 459
# OF EXPOSED CONDUCTORS FOR EVALUATION = 2
CONDUCTORS ARE:           1   1
CRSPD DHGW ARE :         2   1
THUNDER DAY LEVEL 48      ENGLISH(1) OR METRIC(2) 2
FOOTING RESISTANCE DIST'N
100 % > 90 % > 80 % > 70 % > 60 % > 50 % > 40 % > 30 % > 20 % > 10 % >
35.00 35.00 35.00 35.00 35.00 35.00 35.00 35.00 35.00 35.00

Press any key to continue
FLASH 1.6 1/90 06-10-2025 13:10:07      PrtSc key --> PRINTED COPY of Screen

```

Figura 45 - Entrada Flash para Sistema de Aterramento de 35 Ω

A Figura 46 representa as saídas computacionais do *Flash* para a resistência média de 35 Ω.

```

----- F I N A L   R E S U L T S -----
*****
THE BACKFLASHOVER RATE = 1.07 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.72 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE
  FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                 = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE  = 1.07 FLASHOVERS/100 KM-YEARS
                       = 1.72 FLASHOVERS/100 MI-YEARS
*****

```

Figura 46 - Saídas computacionais para Resistência de Aterramento de 35 Ω

Com base nos dados fornecidos pela Figura 46, verifica-se que há violação dos limites de desligamentos anuais estabelecidos pelo ONS para esta linha de transmissão, cerca de 1,07 desligamentos em face a 1 permitido.

Para a presente linha de transmissão, o valor do sistema de aterramento para a configuração inicial de 20 Ω comporta os resultados esperados.

A Tabela 17 traz um resumo acerca da análise de sensibilidade da confiabilidade da LT com a variação da resistência do sistema de aterramento.

Tabela 17 - Análise de Sensibilidade da Resistência do Sistema de Aterramento

	Referência	Cenário 1	Cenário 2
Resistência de Aterramento (Ω)	20	30	35
Falha por <i>Backflashover</i> (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,810	1,070
Falha de Blindagem (<i>flashover</i> /100 km-ano)	-	-	-
Falha Total (<i>flashover</i> /100 km-ano)	0,512	0,810	1,070

Em sítios nos quais a resistividade do terreno é alta, deve-se fazer um tratamento do solo para atingir os níveis de resistências necessários para garantir a confiabilidade do sistema frente à descargas atmosféricas. Alguns parâmetros afetam a resistividade do solo, como a composição do solo, o teor de umidade, a temperatura, a compactação do solo e o conteúdo de sais e eletrólitos.

Adicionalmente, devem ser avaliados fatores sazonais, como as variações de chuva e temperatura ao longo do ano, que causam flutuações na umidade do solo e, portanto, na sua resistividade, já o período de seca geralmente apresenta as condições mais críticas, com maior resistividade.

4.9 Avaliação dos Resultados

A partir das simulações foi possível verificar os impactos do aumento do nível cerâmico, da redução da distância de isolamento em arco e do aumento da resistência de aterramento da torre, de forma a demonstrar a importância do devido dimensionamento dos diversos parâmetros de uma linha de transmissão.

Com os devidos cálculos e simulações, a Tabela 18 demonstra os valores mínimos dos parâmetros do isolador polimérico a ser aplicado em cada fase da LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II.

Tabela 18 - Parâmetros Mínimos da Cadeia de Isoladores

Tipo de Isolador	Distância de Isolamento em Arco Mínima (mm)	Distância de Escoamento Mínima (mm)
Isolador Polimérico	3.000	8.000

A Tabela 19 traz um resumo das distâncias de isolamento calculadas no decorrer do estudo de caso.

Tabela 19 - Resumo das Distâncias de Isolamento

Solicitação	Ângulo de Balanço (°)	Distâncias de Isolamento (m)	
	<i>Cross Rope</i>	Fase-Terra	Fase-Fase
Tensão Máxima Operativa	45	1,10	5,00
Surtos de Manobra	25	2,50	
Descargas Atmosféricas	10	3,00	

Com os dados fornecidos na Tabela 19, a Figura 47 demonstra a silhueta da estrutura *Cross Rope* e a Figura 48 traz as dimensões das componentes para garantir o isolamento adequado.

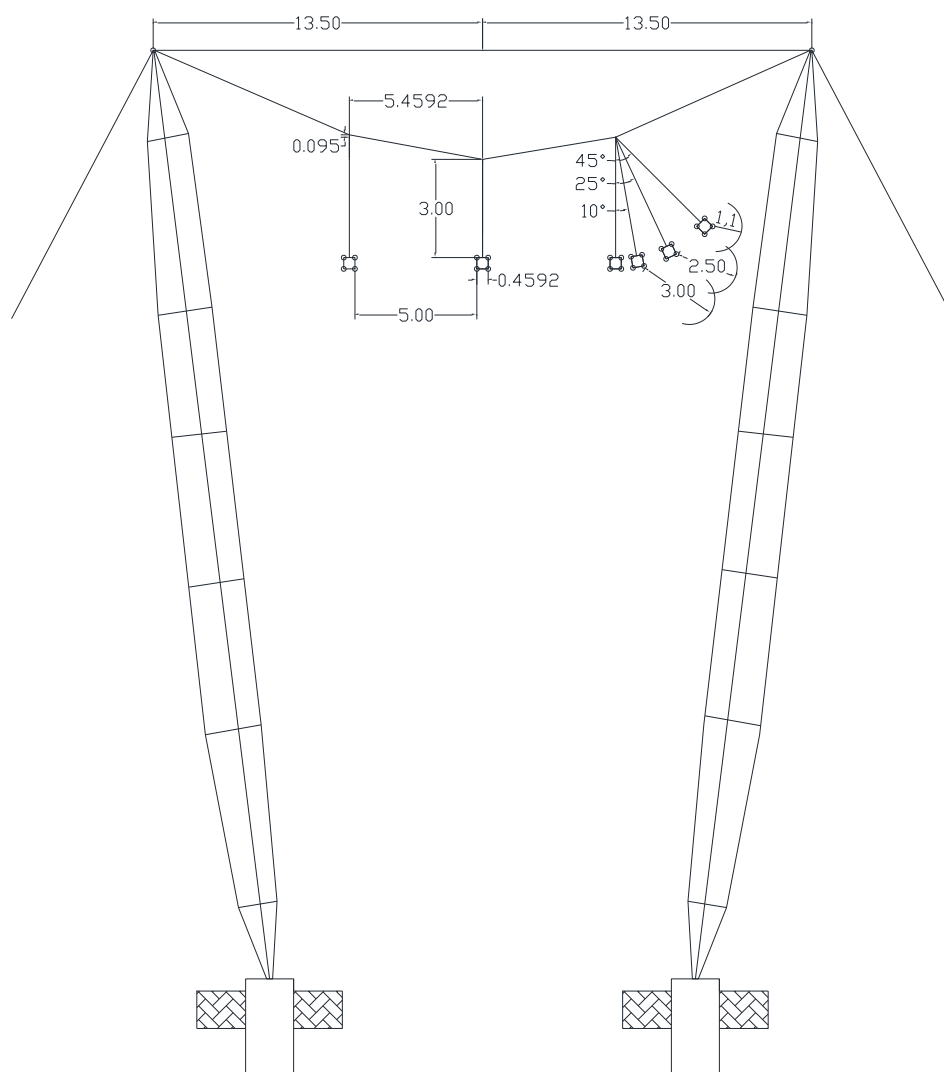


Figura 47 - *Cross Rope* com as dimensões finais

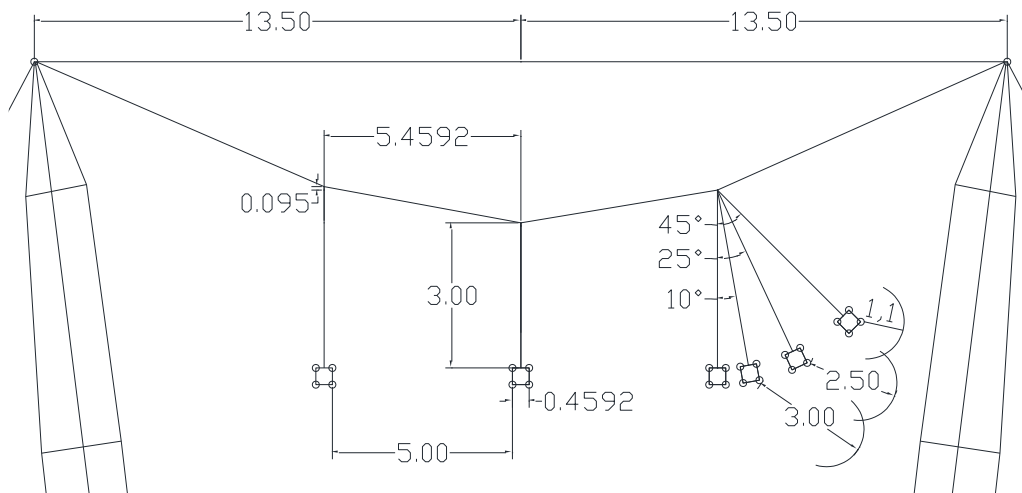


Figura 48 - Cross Rope ampliada

As distâncias calculadas são as mínimas para estabelecer a confiabilidade do sistema para as condições estudadas, entretanto, deve-se avaliar outros fatores que influenciam nas dimensões das torres de transmissão.

Em condições de operação, uma única fase pode balançar enquanto as demais mantêm-se estáticas e, por consequência, a distância fase-fase não ser respeitada. Para solucionar esta situação, aumenta-se a distância para evitar o rompimento do isolamento dielétrico do ar entre as fases em condições de balanço não sincronizados.

No Capítulo 4, foi desenvolvido um estudo de caso sobre a coordenação de isolamento da cadeia de isoladores da LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II C1 CS, que será implantada na região Nordeste do Brasil. O dimensionamento foi realizado com base nas normas e guias técnicos aplicáveis à coordenação de isolamento em linhas de transmissão. Foram conduzidas simulações para avaliar os impactos das condições meteorológicas ao longo do traçado da LT, bem como para analisar a influência das distâncias de isolamento em arco e do sistema de aterramento. Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade desses parâmetros, investigando como afetam a estimativa do número anual de desligamentos da linha em estudo.

5 Conclusões

Esta dissertação teve como um dos objetivos realizar uma pesquisa bibliográfica abrangente para apresentar os principais aspectos e desafios envolvidos em projetos de linhas de transmissão, bem como demonstrar os elementos construtivos e suas respectivas características. Tais objetivos foram atingidos por meio da consulta a livros, dissertações, normas técnicas e outras fontes de informação relevantes.

Adicionalmente, foi desenvolvido o dimensionamento das distâncias de isolamento exigidas, conforme as normas e guias técnicos apropriados. No que se refere à confiabilidade do sistema, foram avaliados os impactos de condições meteorológicas, em especial a densidade de descargas atmosféricas. Também foram analisadas as influências das distâncias de isolamento e os efeitos do sistema de aterramento sobre o número de desligamentos, utilizando-se o *software Flash 1.6*. As simulações realizadas permitiram observar a influência significativa do nível cerâmico, da distância de isolamento em arco da cadeia de isoladores e da resistência do sistema de aterramento no desempenho da linha de transmissão.

As distâncias calculadas nesta dissertação correspondem aos valores mínimos necessários para assegurar a confiabilidade do sistema, conforme as normas técnicas aplicáveis. Contudo, o dimensionamento das torres também é influenciado por outros fatores. Por exemplo, em operação o balanço assimétrico das fases pode reduzir a distância entre os condutores, tornando necessário ampliar esse espaçamento a fim de evitar a ruptura do isolamento dielétrico do ar. Dessa forma, é fundamental considerar cenários adicionais e impactos não contemplados pelos métodos acadêmicos adotados nos cálculos, a fim de garantir a confiabilidade do sistema em uma abordagem mais abrangente.

5.1 Contributos

Como contributo desta dissertação, foi realizada uma ampla pesquisa documental, incluindo a análise de relatórios técnicos como o Balanço Energético Nacional (BEN), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e boletins da ABEEólica, com o objetivo de contextualizar a evolução e as projeções do sistema elétrico brasileiro (SEB), em especial no que se refere à geração e transmissão de energia elétrica na região Nordeste.

Foram investigados os fatores que afetam a confiabilidade das linhas de transmissão, com base no Submódulo 2.7 do ONS, incluindo os limites de desligamentos anuais permitidos e as principais causas de falhas, como descargas atmosféricas e queimadas. Para isso, analisou-se o mapa de densidade de descargas no território nacional, observando-se sua variabilidade regional.

O fenômeno do *curtailment* nas usinas do Nordeste foi estudado com base em relatórios do ONS sobre o fator de capacidade dos geradores, evidenciando a necessidade de novas linhas de transmissão para o adequado escoamento da energia produzida.

Foram sistematizadas informações sobre a história dos sistemas de transmissão, a estrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as características construtivas das linhas, incluindo suportes, cabos condutores e para-raios, além das cadeias de isoladores, com ênfase nos materiais e formas de aplicação. Também foram estudadas as falhas típicas causadas por descargas atmosféricas, como *flashover* e *backflashover*.

Com base em normas técnicas e manuais especializados, foram apresentados os principais parâmetros de projeto que afetam a confiabilidade das LTs, como as distâncias de isolamento, o espaçamento entre fases e a resistência do aterramento. As metodologias de cálculo para o dimensionamento do isolamento foram aplicadas conforme as normas vigentes.

Como estudo de caso, realizou-se o dimensionamento da cadeia de isoladores da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II, selecionada por ser uma das principais vias de escoamento da geração nordestina, prevista no Leilão ANEEL 04/2025. Foram calculadas as distâncias de isolamento para frequência industrial, surtos de manobra e manutenção em linha viva, definindo-se os parâmetros mínimos da cadeia de isoladores.

Para avaliar o desempenho da LT frente a descargas atmosféricas, foram realizados cálculos complementares como o nível cerâmico regional, a flecha dos condutores e a altura média das torres. Com esses dados, foram conduzidas simulações no *software Flash 1.6*, que indicaram conformidade das dimensões com os limites de confiabilidade exigidos.

Adicionalmente, foi analisada a sensibilidade da confiabilidade da linha às variações do nível cerâmico, da distância de isolamento em arco e da resistência de aterramento. Por fim, foi desenvolvida a silhueta da estrutura com dimensões adequadas em *software CAD* e redigida esta dissertação para consolidar e organizar os conhecimentos produzidos.

5.2 Trabalhos Futuros

Para possíveis investigações futuras, indica-se a criação de uma ferramenta de cálculo otimizada que forneça os dados de entrada para o programa Flash de forma precisa e integrada a bancos de dados externos, como a definição da tipologia da estrutura de suporte, dos cabos condutores e para-raios, de forma a otimizar a busca por informações e o processo de cálculo.

Outra vertente que surge é analisar o comportamento do sistema de aterramento frente a descargas atmosféricas, estudando a integração com diferentes tipologias de solo, seus desafios e mitigações.

Pode analisar-se os diferentes cabos para-raios e suas influências na blindagem dos cabos condutores. No segmento dos cabos para-raios, é possível analisar a capacidade de escoamento da descarga atmosférica e a propagação da corrente através da LT, como também o impacto sobre as subestações por meio da aplicação *ATPDraw*, de forma a avaliar os cabos adequados para garantir a corrente de curto-circuito máxima devida das subestações interligadas.

6 Referências Bibliográficas

- [1] EDP, “Energia renovável: o que é, vantagens e principais tipos,” EDP. Accessed: Apr. 13, 2024. [Online]. Available: <https://empresas.edp.com.br/blog/o-que-e-energia-renovavel/>
- [2] Enel, “Energias Renováveis,” Enel Green Power. Accessed: Apr. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis>
- [3] EPE, “Relatório Síntese 2025: Ano base 2024,” 2025. Accessed: Jun. 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>
- [4] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2034,” 2025. Accessed: Jun. 15, 2024. [Online]. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2034/relatorio_aprovado
- [5] Neoenergia, “Energia eólica: ventos do Nordeste,” Neoenergia. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.neoenergia.com/w/energia-eolica-ventos-do-nordeste>
- [6] ABEEólica, “Boletim Anual 2024,” 2025. Accessed: Jun. 15, 2025. [Online]. Available: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>
- [7] MME, “Ministério de Minas e Energia determina obras de transmissão em três estados,” MME. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministerio-de-minas-e-energia-determina-obras-de-transmissao-em-tres-estados>
- [8] Engie, “Setor de transmissão deve atrair investimento de R\$ 100 bilhões até 2030,” Engie. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.alemndaenergia.engie.com.br/setor-de-transmissao-deve-atrair-investimento-de-r-100-bilhoes-ate-2030/>
- [9] ONS, “Extensão da Rede Básica de Transmissão,” ONS. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- [10] Cotesa, “A importância das Linhas de Transmissão para o funcionamento do SIN,” Cotesa. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://cotesa.com.br/2023/01/25/a-importancia-das-linhas-de-transmissao-para-o-funcionamento-do-sin/>
- [11] BMTE, “Linha de Transmissão CC ±800 kV Xingu / Estreito,” 2014. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.bmte.com.br/wp-content/uploads/2016/06/RIMA.pdf>
- [12] MME, “Linha de transmissão com tecnologia inédita entra em operação,” MME. Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: https://antigo.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lCdBICN/content/linha-de-transmissao-com-tecnologia-inedita-entra-em-operacao
- [13] ONS, “Indicadores de desempenho equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração,” 2020, Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Su bm%C3%B3dulo%202.7-RQ_2020.12.pdf

- [14] ONS, “Requisitos Mínimo para Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [15] ONS, “Principais causas de Perturbações em Linhas de Transmissão da Rede Básica,” ONS. Accessed: Jun. 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento-paineis.aspx>
- [16] ELAT, “Sistema Elétrico.” Accessed: Aug. 15, 2024. [Online]. Available: <http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/relampagos.e.efeitos/sistema.elet.rico.php>
- [17] ONS, “SINMAPS - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN.” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>
- [18] Mariany Carvalho, “Avaliação de isoladores em linhas de transmissão.” Accessed: Apr. 07, 2024. [Online]. Available: <https://conteudo.hvex.com.br/tecnologia/avaliacao-de-isoladores-em-linhas-de-transmissao/>
- [19] Jaimis S. L.Colqui, Rodolfo A. R. Moura, Marco Aurélio O. Schroeder, and José Pissolato Filho, “The Impact of Transmission Line and Grounding System Modeling on Special Lightning Protection Systems,” in *Proceedings IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, SBA Sociedade Brasileira de Automática, 2022. doi: 10.20906/sbse.v2i1.2918.
- [20] Maria Clara Valente, Thais Sobrosa, and Jairo Terra, “Curtailement de Energia: por que a limitação da geração é uma realidade no Brasil?” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://exame.com/esg/curtailment-de-energia-por-que-a-limitacao-da-geracao-e-uma-realidade-no-brasil/>
- [21] ONS, “Resultados da Operação: Fator de Capacidade.” Accessed: Jan. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>
- [22] Rubens Dario Fuchs, *Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas*, 3rd ed., vol. 1. Uberlândia: EDUFU, 2015.
- [23] EPE, “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: transmissão de energia,” 2023. Accessed: May 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202032.pdf>
- [24] ONS, “Setor de Transmissão.” Accessed: May 31, 2024. [Online]. Available: <https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesa/setor-de-transmissao/>
- [25] Ailson P. Moura, Adriano A. F. Moura, and Ednardo P. Rocha, *Transmissão de Energia Elétrica em Corrente Alternada*. Fortaleza, 2019. Accessed: May 31, 2024. [Online]. Available: <https://imprensa.ufc.br/wp-content/uploads/2021/07/2019-transmissao-de-energia-eletrica-em-corrente-alternada.pdf>
- [26] Brametal, “Infraestrutura de Transmissões Elétricas,” 2024. Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <http://www.brametal.com.br>
- [27] AEAARP, “Torres de Energia.” Accessed: Jul. 18, 2024. [Online]. Available: <https://aeaarp.org.br/torres-de->

- [43] Edilson da Silva Sant'Ana, "Sobretensões de Energização de Linha de Transmissão," Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [44] Bruno Albuquerque Dias, Edson Guedes da Costa, Larissa Diniz, Antonio Francisco Leite Neto, João Marcos Leal Rocha, and Victor Gomes Moreno, "Análise comparativa do desempenho elétrico de isoladores tipo pino sob diferentes condições de poluição," *Revista Principia*, João Pessoa, 2019. Accessed: May 24, 2025. [Online]. Available: <https://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/download/3285/1173/9743>
- [45] IEC, "IEC/TS 60815," 2008.
- [46] ABNT, "NBR-5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Energia," 2024.
- [47] ABNT, "NBR 17140 - Aterramento de estruturas e dimensionamento de cabos para-raios de linha de transmissão aérea de energia elétrica," 2023.
- [48] Matheus Henrique Rosa Duarte, "Impacto da Modelagem dos Sistemas de Aterramento no Desempenho dos Para-Raios em Linhas de Transmissão," CEFET-MG, Belo Horizonte, 2018.
- [49] ABNT, "NBR 8186 - Coordenação do isolamento — Diretrizes de aplicação," 2021.
- [50] ABNT, "NBR 5419 - Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas," 2015.
- [51] ANEEL, "Leilão de Transmissão ANEEL N° 004/2025." Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/edital_transmissao.cfm
- [52] Google, "Google Earth," 2025. Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: <https://earth.google.com/web>
- [53] EPE, "Relatório R1: Análise Socioambiental do Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste," Brasília, 2022.
- [54] Neoenergia, "Relatório R3 - Relatório de Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental," 2024.
- [55] ConsultGEL and Neoenergia, "Estudos Pré-Leilão – R5 - Relatório de Estimativa de Custos Fundiários," 2024.
- [56] ENSISTE and Neoenergia, "Relatório R2 - Estudos de Transitórios Eletromagnéticos," 2024.
- [57] Prysmian, "Cabo de Alumínio com Alma de Aço (CAA)." Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: https://br.prysmian.com/sites/br.prysmian.com/files/media/documents/C.CAA_%20NB R7270_BRK0.pdf
- [58] Belgo Arames, "Fios e Cordoalhas de Aço Galvanizado para Energia e Telecom." Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: <https://www.belgo.com.br/wp-content/uploads/2019/02/Folder-eletrificacao.pdf>
- [59] Lightera, "CABO OPGW DUAL DG1.030.133 - 101mm²." Accessed: Jun. 01, 2025. [Online]. Available: https://www.furukawalatam.com/pt_BR/versao-et-pdf/cabo-opgw-dual-dg1030133---101mm2
- [60] Electric Power Research Institute, *Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above*, 2nd ed. Palo Alto - California: National Technical Information Service, 1982.
- [61] Rogério M. Azevedo, João Ignácio S. Filho, Victor Hugo G. Andrade, and Carlos Eduardo O. Coutinho, "Fatores de Correção Atmosféricos aplicados ao Dimensionamento de

- Isolamento em Ar - Nova Metodologia de Cálculo,” in *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Uberlândia, 2003.
- [62] Technical Council, “IEEE Std 1313-2 - IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination,” New York, 1999.
- [63] ABNT, “NBR 11856 - Ferramentas e acessórios para trabalhos em redes energizadas de distribuição,” 1992.
- [64] IEEE, “ANSI C2 - National Electrical Safety Code,” 1997.
- [65] IEEE, “IEC 60050-614 - International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Part 614: Generation, transmission and distribution of electricity - Operation,” 2016.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 06 de julho de 2025