



Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Centro de Engenharia Elétrica e Informática - CEEI
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica – UAEE

Matheus Felipe dos Santos Souza

ESTUDO DA VIABILIDADE DO USO DE CONDUTORES TERMORRESISTENTES EM SUBSTITUIÇÃO A CONDUTORES DE ALUMÍNIO COMUM EM BARRAMENTOS

Matheus Felipe dos Santos Souza
Aluno

Pablo Bezerra Vilar
Orientador

Campina Grande
Abril de 2024

Matheus Felipe Dos Santos Souza

Estudo da viabilidade do uso de condutores termorresistentes em substituição a condutores de alumínio comum em barramentos.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) submetido à Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Graduado em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Campina Grande – UFCG

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Departamento de Engenharia Elétrica

Orientador: Pablo Bezerra Vilar

Campina Grande
Abril de 2024

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo fazer uma análise do uso de cabos termorresistentes em detrimento do uso de cabos comuns, usando como objeto de estudo a SE Ceará Mirim II – 500/230kV. Para tanto, foram estudadas e apresentadas definições de cabos termorresistentes e suas características e propriedades, além de conceitos para dimensionamento de barramentos em subestações. Em posse de tais informações, foi feito um estudo da subestação com seus componentes antes da mudança e qual o objetivo da troca e a partir disso, escolhidos componentes equivalentes para que uma análise comparativa seja feita com cada um dos casos. A partir dessas informações, foram avaliados os impactos dessa troca, considerando esforços nas estruturas, aumento efetivo na capacidade de transmissão de energia, custo resultante da substituição, entre outros fatores. Por fim, foi discutida a viabilidade dessa mudança, estendendo a discussão para casos mais gerais de outras subestações.

Palavras-chave: Barramentos, cabos termorresistentes, subestação, transmissão de energia, esforços.

ABSTRACT

The aim of this paper is to analyze the use of heat-resistant cables as opposed to ordinary cables, using the Ceará Mirim II - 500/230kV substation as the object of study. To this end, definitions of heat-resistant cables and their characteristics and properties were studied and presented, as well as concepts for sizing substation busbars. Once this information was available, a study was made of the substation with its components before the change and the purpose of the change and, from this, equivalent components were chosen so that a comparative analysis could be made of each case. Based on this information, the impacts of the replacement were assessed, taking into account the stresses on the structures, the effective increase in power transmission capacity, the cost of the replacement, among other factors. Finally, the feasibility of this change was discussed, extending the discussion to more general cases of other substations.

Keywords: Busbars, heat-resistant cables, substation, power transmission, stresses.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
1.1 Objetivo geral	8
1.2 Objetivos específicos	8
1.3 Organização do trabalho	8
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	10
2.1 Dimensionamento de barramentos	11
2.1.1 Ampacidade.....	12
2.1.1.1 Cálculo de Q_j	13
2.1.1.2 Cálculo de PC	13
2.1.1.3 Cálculo de PR	14
2.1.1.4 Cálculo de QS	15
2.1.1.5 Cálculo da ampacidade.....	17
2.1.2 Critério térmico – Curto Circuito.....	17
2.1.3 Critério efeito corona	20
2.1.3.1. Fator m	22
2.1.3.2. Densidade relativa do ar Da	22
2.1.3.3. Gradiente máximo de potencial	23
3. ESTUDO DE CASO	26
3.1 Setor 500 kV	28
3.2 Setor 230 kV – Barra 230 kV.....	29
3.3 Setor 230 kV – CT/BT e outros	29
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	30
5. CONCLUSÃO	33
6. ANEXOS	35
REFERÊNCIAS	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura de condutores CA e CAA.....	10
Figura 2 - Gráfico com parâmetro m.	18
Figura 3 - Gráfico com parâmetro n.	19
Figura 4 - Relação entre χ e R/X.....	19
Figura 5 - Condutor único.....	23
Figura 6 - Condutor simples em sistema trifásico.....	24
Figura 7 - Condutor geminado em sistema trifásico.....	24
Figura 8 - Arranjo tipo disjuntor e meio	27
Figura 9 - Arranjo tipo barra dupla a 4 chaves	27

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos de m.....	22
Tabela 2 - Valores de corrente solicitados e cabos utilizados na SE Ceará Mirim II.	28
Tabela 3 - Dados dos condutores Manaus 2250 MCM e T-Carnation.	30
Tabela 4 - Dados dos condutores T-Thrasher e ACAR 1250 MCM.	31
Tabela 5 - Dados dos condutores ACAR 1750 MCM e T-Magnolia.	31

1. INTRODUÇÃO

A energia representa um elemento fundamental no processo de desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Acompanhar o crescente aumento na demanda por energia constitui um desafio global especialmente à medida que o avanço tecnológico se acelera, o que torna a cada vez mais necessária a busca por novas fontes de energia. Esse constante aumento na procura por energia elétrica exige a expansão dos sistemas de transmissão, incluindo subestações e linhas de transmissão, sendo crucial para evitar que instalações precárias ou obsoletas se tornem obstáculos ao progresso econômico.

Contudo, há vários fatores externos que dificultam a implementação de novas linhas de transmissão (LT). O impacto ambiental pode ser citado como um desses fatores, já que a preocupação com a minimização desses impactos resulta na adoção de estruturas mais elevadas e, por consequência, mais robustas, influenciando o traçado escolhido podendo fazer com que ele se torne mais longo. Outra questão reside nos custos substanciais associados à aquisição e legalização de novas faixas de servidão. Além disso, a colocação das estruturas em proximidade a áreas urbanas enfrenta restrições, frequentemente demandando estudos e precauções especiais devido à preocupação com a exposição da população a campos eletromagnéticos e correntes elétricas.

Diante desses desafios, a recapacitação das linhas de transmissão aparece como uma opção vantajosa. Essa recapacitação envolve ampliar a capacidade de transmissão de energia elétrica em uma infraestrutura já existente, com o menor impacto possível. Vários são os métodos utilizados para a recapacitação de uma linha de transmissão, sendo que os mais comuns são o retensionamento dos cabos condutores, alteração de padrões construtivos, substituição dos condutores e a alteração do nível de tensão, que é utilizado em menor escala (Oliveira, 2000).

A substituição dos cabos condutores se destaca por apresentar uma relação custo-benefício favorável. Essa abordagem é de execução simples, com um investimento moderado em comparação ao que seria gasto para fazer uma nova linha e resulta em consideráveis aumentos na capacidade de transmissão. Para este caso aparecem como opção cabos que possuam atributos de resistência térmica requerem ligas

capazes de manter suas características, especialmente as mecânicas, mesmo quando sujeitas a temperaturas elevadas, conhecidos como cabos termorresistentes. O uso desses cabos resulta em uma grande redução na bitola necessária e nas dimensões de seus acessórios, ferragens, suportes e fundações, resultando também em uma redução de custos significativa ao considerar a totalidade do projeto de uma nova subestação ou a modernização/expansão de uma já existente, tornando essa opção particularmente atrativa.

Nesse contexto, o presente trabalho buscará trazer mais informações acerca de cabos termorresistente, além de avaliar a viabilidade em relação a condutores de alumínio comum utilizados em larga escala em projetos de subestações.

1.1 Objetivo geral

Esse trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade do uso de cabos termorresistente em subestações de alta tensão, usando como objeto de estudo a SE Ceará Mirim II – 500/230 kV.

1.2 Objetivos específicos

Destacam-se como objetivos específicos do trabalho:

- Apresentar uma fundamentação teórica para aprofundar a compreensão do funcionamento de cabos termorresistentes e mostrar seus prós e contras;
- Indicar situações em que o condutor termorresistente pode ser aplicado;
- Analisar viabilidade da substituição e estender a análise para casos mais gerais.

1.3 Organização do trabalho

O trabalho está estruturado em 6 capítulos, incluindo este introdutório, conforme a seguir.

O Capítulo 2 aborda a fundamentação teórica, expondo a teoria e os métodos utilizados para o dimensionamento de condutores para subestações de alta tensão.

O Capítulo 3 apresenta os parâmetros da subestação analisada neste trabalho, os resultados obtidos a partir de tais informações e os condutores escolhidos para estudo.

No Capítulo 4 é feita uma análise baseada nos resultados obtidos no dimensionamento, comparando-os com os valores do projeto existente da subestação e apresentando prós e contras.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, expondo os resultados alcançados e os impactos causados com o uso de condutores termorresistentes, além de estender a discussão para um contexto geral.

O Capítulo 6 apresenta os cálculos realizados no dimensionamento dos condutores para a realização do estudo.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A escolha dos condutores em uma subestação é parte fundamental para sua operação. Para isso, são utilizados cabos de alumínio, e isso se deve à combinação da versatilidade das propriedades mecânicas desse material – resistência a tração, flexibilidade, retenção de forma devido a sua capacidade de suportar maiores temperaturas, entre outras – com seu baixo peso e alta condutividade. Estas propriedades podem ser ainda mais aprimoradas e complementadas por meio do entendimento dos efeitos da dopagem de elementos de liga na estrutura do material. Esse conhecimento tem o potencial de contribuir para a produção de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica mais eficientes e de menor custo.

O alumínio normalmente utilizado em cabos de barramentos de subestações é o *EC - Electric Conductor* ou 1350. Esse material começa a perder significativamente sua resistência mecânica quando operado acima de 93°C [18], o que não é recomendado ou garantido para essa aplicação. Na figura a seguir, são mostradas as estruturas de condutores CA e CAA, mais comumente utilizados.

Figura 1 - Estrutura de condutores CA e CAA



Fonte: (Projetando elétrica, 2023)

Em cabos termorresistentes, o alumínio contém um teor maior de zircônio, que ajuda a minimizar os efeitos do crescimento de grãos e da diminuição da densidade de deslocamentos. Esses mecanismos são responsáveis pelo enfraquecimento dos metais e são particularmente sensíveis no alumínio devido à sua microestrutura interna [9].

Portanto, o aumento do teor de zircônio aumenta (ou mantém) a resistência mecânica do alumínio e também aumenta sua resistividade elétrica, sem afetar significativamente outras propriedades como o coeficiente de expansão térmica linear e o módulo de elasticidade, entre outras [9]. Sua estrutura se assemelha aos cabos CA e CAA, trocando apenas o alumínio EC 1350 pela liga de alumínio série 8000.

Os cabos condutores termorresistentes, frequentemente listados nos catálogos dos fabricantes como T-ACSR ou T-CAA, no caso de cabos com alma de aço, foram desenvolvidos para operar em temperaturas superiores a 90°C sem que haja uma perda significativa de resistência mecânica. O alumínio termorresistente, que pertence à série 8000 de ligas, é capaz de operar continuamente a temperaturas de até 150°C sem sofrer recozimento. Em termos de ampacidade, ou seja, a capacidade máxima de condução de corrente elétrica, um condutor ou barramento termorresistente pode ter sua bitola reduzida em até 30% em comparação com um condutor convencional de mesmo desempenho. Além disso, devido à densidade similar dessa liga de alumínio, ele é consideravelmente mais leve para uma mesma ampacidade. Isso também se reflete em acessórios mais leves, o que, por sua vez, afeta positivamente os suportes e fundações. A economia resultante, considerando o projeto global de uma nova subestação ou a modernização/expansão de uma existente, pode ser substancial e atrativa.

Neste trabalho, conduziu-se um estudo de caso que envolveu o dimensionamento de condutores termorresistentes adequados para a subestação. A partir desse dimensionamento, realizou-se uma análise comparativa entre as informações obtidas e o projeto original que empregava cabos de alumínio convencionais. Este processo permitiu uma avaliação das diferenças entre os condutores termorresistentes e os cabos de alumínio comuns, considerando aspectos como capacidade de condução de corrente, esforços aplicados em estruturas, custos operacionais, entre outros.

2.1 Dimensionamento de barramentos

O dimensionamento elétrico dos condutores que compõem o barramento de uma subestação é orientado pela consideração de três critérios principais: a ampacidade; a capacidade de resistir a correntes de curto-circuito de alta magnitude; e a garantia

de que o gradiente de potencial na superfície do condutor permaneça abaixo do valor crítico no qual ocorre a descarga disruptiva do ar.

Quando se trata de calcular a capacidade de condução de corrente de condutores aéreos – também conhecida como ampacidade –, os principais métodos internacionalmente reconhecidos são o *IEEE Standard 738 - Calculating the Current Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors* e o *CIGRÉ WG22-12 - Thermal Behavior of Overhead Conductors*. Ambos se baseiam no princípio do balanço térmico, divergindo apenas na maneira como tratam as transferências de calor dentro desse balanço.

Os fabricantes de condutores utilizam alguns valores como padrão para realizar o dimensionamento dos produtos dos seus catálogos, especificando tais valores utilizados nos mesmos. Porém, para um dimensionamento mais preciso com informações mais exatas do local onde serão utilizados os condutores, torna-se relevante a realização de novos cálculos para evitar futuros problemas.

Esse dimensionamento é feito na memória de cálculo, que também aborda os esforços estáticos e dinâmicos que serão transmitidos às estruturas que suportam os barramentos.

2.1.1 Ampacidade

Para a determinação da ampacidade do condutor, é utilizado o método do balanço térmico, conforme descrito no *IEEE Standard 738* [14]. Este método baseia-se no equilíbrio térmico, isto é, o calor absorvido pelo condutor deve ser igual ao calor dissipado para o ambiente. Para calcular este equilíbrio, utiliza-se a equação 1, apresentada a seguir.

$$Q_j + Q_s = P_c + P_r, \quad (1)$$

onde:

Q_j = é o calor ganho por efeito Joule;

Q_s = é o calor ganho por incidência de radiação solar nos condutores;

P_c = é o calor perdido por convecção;

P_r = é o calor perdido por irradiação.

2.1.1.1 Cálculo de Q_j

O ganho de calor por efeito Joule, representado por Q_j , pode ser calculado por meio da equação 2:

$$Q_j = R_{TC} * I^2, \quad (2)$$

onde:

$$R_{TC} = R_{25} + \frac{T_c+25}{75-25} * (R_{75} - R_{25}), \quad (3)$$

sendo,

R_{TC} = resistência elétrica do condutor na temperatura T_c (Ω/km);

R_{25} = resistência elétrica do condutor a 25°C (Ω/km);

R_{75} = resistência elétrica do condutor a 75°C (Ω/km);

T_c = temperatura do condutor ($^\circ\text{C}$).

2.1.1.2 Cálculo de P_c

O calor perdido por convecção pode ser dividido em convecção natural e convecção forçada. A convecção natural é quando o ar quente ao redor do condutor sobe, dando lugar ao ar frio e a convecção forçada é quando o vento afasta o ar quente ao redor do condutor. Para calcular ambos os valores, é necessário o conhecimento do número de Reynolds e da temperatura da média da camada limite do condutor (T_{film}).

As equações 4 e 5 expressam o calor perdido por convecção natural e forçada. O valor de K_{angle} mostrado é o fator de direção de vento, sendo considerado igual a 1 para o pior caso.

$$P_{c1} = K_{angle} * [1,01 + 1,35 * N_{RE}^{0,52}] * k_f * (T_c - T_a), \quad (4)$$

$$P_{c2} = K_{angle} * 0,754 * N_{RE}^{0,6} * k_f * (T_c - T_a), \quad (5)$$

onde:

k_f = condutividade térmica do ar ($\text{W}/\text{m}\cdot\text{C}^\circ$),

T_c = temperatura do condutor ($^\circ\text{C}$),

T_a = temperatura do ambiente ($^\circ\text{C}$),

N_{RE} = Número de Reynolds.

O número de Reynolds é calculado pela equação 6:

$$N_{RE} = \frac{D_0 * \rho_f * V_w}{\mu_f}, \quad (6)$$

onde:

D_0 = Diâmetro do condutor;

ρ_f = Densidade do ar (kg/m³);

V_w = Velocidade do vento (m/s);

μ_f = Viscosidade absoluta (dinâmica) do ar (kg/m-s).

As fórmulas para calcular os valores de ρ_f e μ_f são mostradas nas equações 7 e 8.

$$\mu_f = \frac{1,458 * 10^{-6} * (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4}, \quad (7)$$

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 * 10^{-4} * H_e + 3,7 * 10^{-11} * H_e^{1,5}}{1 + 0,00367 * T_{film}}, \quad (8)$$

em que:

H_e = Altitude,

T_{film} = Temperatura da média da camada limite do condutor.

A equação 9 é utilizada para determinar o valor de T_{film} :

$$T_{film} = \frac{T_c - T_a}{2} \quad (9)$$

Em posse de todos os valores, são efetuados os cálculos e o maior valor encontrado é escolhido como parâmetro.

2.1.1.3 Cálculo de P_R

Quando um condutor nu é aquecido acima da temperatura ambiente, energia térmica é transmitida para o ambiente por meio de radiação. Essa emissão de energia depende da diferença de temperatura entre o condutor e o ambiente e da emissividade

do condutor, que é uma característica de sua superfície. A radiação é descrita pela lei de Stefan-Boltzmann, relacionando a transmissão de energia radiativa à diferença entre a temperatura da superfície do condutor e a temperatura ambiente, expressa em graus absolutos (Kelvin) elevado à quarta potência. A equação para a perda de calor por irradiação (P_R) é dada pela equação 10:

$$P_R = 17,8 * D_0 * \varepsilon * \left[\frac{(T_c+273)^4}{100} - \frac{(T_a+273)^4}{100} \right], \quad (10)$$

onde:

D_0 – Diâmetro do condutor;

ε – Emissividade;

T_c – Temperatura do condutor (C°);

T_a – Temperatura do ambiente (C°).

A equação 10 já inclui a constante de Stefan-Boltzmann e outros fatores para que seja alcançado um valor na unidade desejada.

2.1.1.4 Cálculo de Q_s

Determinar o ganho de calor devido à radiação solar nos condutores (Q_s) envolve um cálculo complexo, que utiliza elementos da trigonometria esférica para determinar a posição do sol em relação aos condutores. O método de cálculo a ser apresentado a seguir é projetado para produzir valores conservativos.

$$Q_s = \alpha_s * D * \left\{ I_b * \left[\text{sen}(\eta) + \frac{\pi}{2} * F * \text{sen}(H_s) * \cos^2\left(\frac{\xi}{2}\right) \right] + \frac{\pi}{2} \cos^2\left(\frac{\xi}{2}\right) * I_d * (1 + F) \right\} \quad (11)$$

onde,

$$\cos(\eta) = \text{sen}(H_s) * \text{sen}(\xi) + \cos(H_s) * \cos(\xi) * \cos(\gamma_s - \gamma_l); \quad (12)$$

$$\text{sen}(H_s) = \text{sen}(\phi) * \text{sen}(\delta_s) + \cos(\phi) * \cos(\delta_s) * \cos(Z); \quad (13)$$

$$\text{sen}(\gamma_s) = \cos(\delta_s) * \frac{\text{sen}(Z)}{\cos(H_s)}; \quad (14)$$

$$\delta_s = 23,4 * \text{sen} \left[\frac{284+N}{365} \right]; \quad (15)$$

sendo:

α_s = Coeficiente de absorção do condutor;

I_b = Radiação direta normal (W/m²);

I_d = Radiação difusa (W/m²);

η = Ângulo entre o condutor e o raio solar (°);

F = Refletividade do solo (albedo);

H_s = Ângulo de altura solar (°);

ξ = Inclinação do condutor com a horizontal (°);

γ_s = Ângulo de azimute solar (°);

γ_l = Ângulo de azimute do condutor (°);

ϕ = Latitude do condutor (°);

δ_s = Ângulo de declinação solar (°);

Z = Ângulo horário (°);

N = Número do dia do ano.

O valor para a radiação solar total incidente na altura do condutor é idealmente obtido por meio de medição direta. No entanto, a medição da radiação solar direta tem custo elevado para sua realização e a medição da radiação solar difusa é um processo complexo que exige tempo. Na prática, utiliza-se a equação simplificada considerando a radiação solar global, demonstrada pela equação 17. Além disso, por conta da ausência de dados medidos, pode-se utilizar o valor de 1000 W/m² como valor de I_b . Este valor de radiação direta é utilizado considerando condições coincidentes mais graves, baseado em estudos apresentados em *“Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings.”*, CIGRE Working Group. Com os coeficientes de emissividade e absorvidade considerados de forma conservativa representando um condutor envelhecido, podem ser utilizados os valores $\varepsilon = 0,8$ e $\alpha_s = 0,8$. Adotando $\xi = 0^\circ$, já que esse valor é variável ao longo da catenária temos $\cos^2\left(\frac{\xi}{2}\right) = 1$.

Nesse contexto, temos:

$$I_b = I_{b0}, \quad (16)$$

$$Q_s = \alpha_s * D * I_{b0}. \quad (17)$$

2.1.1.5 Cálculo da ampacidade

Por fim, após calcular os valores de P_c , P_r e Q_s , bem como o valor de R_{TC} , a ampacidade pode ser calculada por meio da equação 18, mostrada a seguir.

$$I = \sqrt{\frac{P_c + P_r - Q_s}{R_{TC}}} \quad (18)$$

Dessa forma, é encontrado o valor da corrente de longa duração suportada pelo condutor.

2.1.2 Critério térmico – Curto Circuito

A capacidade de operação de curta duração é crucial, pois a falta de um condutor com uma seção mínima adequada para suportar os efeitos térmicos das correntes elevadas em curto-circuito pode levar a um aquecimento excessivo, resultando no recozimento dos condutores do barramento, comprometendo suas propriedades mecânicas. Daí vem o nome de "critério térmico", pois este visa determinar a seção mínima do condutor para que não entre em processo de recozimento térmico sob condição de curto circuito, antes que a proteção entre em ação para eliminar a falha.

Este método tem como base a norma **IEC 60865-1: Short-circuit currents – Calculation of effects, Part 1: Definitions and calculation methods** [17], e para que o mesmo seja compreendido, são necessárias algumas definições, que são:

- Corrente de serviço: A corrente máxima que o barramento transportará em operação contínua;
- Corrente de curto-circuito: O valor eficaz da corrente que o barramento suportará em caso de curto-circuito, calculado com base nas impedâncias de curto-circuito da rede e da subestação;
- Fator χ : Um parâmetro da rede elétrica que reflete a redução na componente contínua da corrente de curto-circuito;
- Fator I_{cc}''/I_p : Outro parâmetro da rede, representando a relação entre a componente inicial da corrente de curto-circuito, I_{cc}'' , e o valor eficaz da corrente permanente de curto-circuito. É semelhante a χ , mas quantifica as futuras correntes de curto-circuito;
- Tempo de atuação das proteções (t): O período que as proteções da subestação levam para entrar em ação após uma falha, extinguindo-a. Esse

tempo abrange desde a detecção inicial do defeito até o momento em que os relés de proteção emitem o comando para abrir o disjuntor e interromper o curto-circuito.

A seção mínima é determinada por meio da equação 19:

$$A = \frac{I_t}{k} \sqrt{t} \quad (19)$$

onde:

A = seção mínima do condutor;

I_t = corrente térmica;

k = fator relativo às propriedades térmicas do condutor;

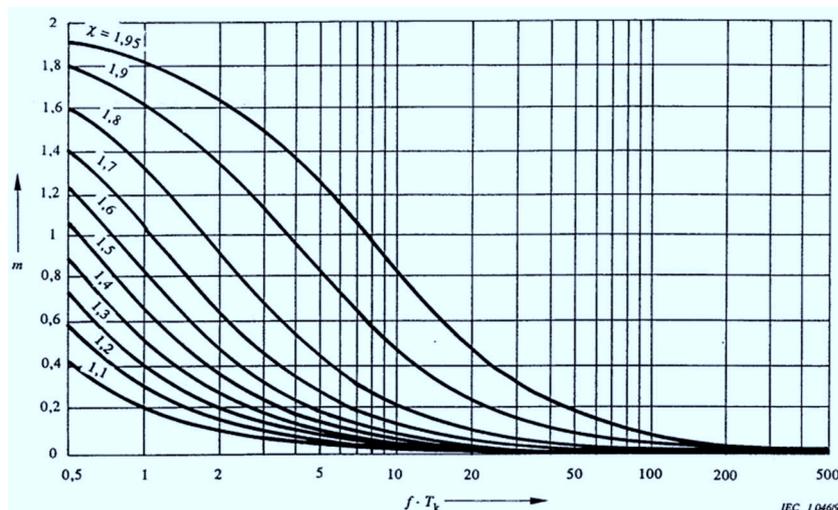
t = tempo até a atuação da proteção e extinção do curto-circuito.

A corrente térmica é definida como o valor de corrente constante que, durante o período que vai desde o início do curto-circuito até a sua eliminação, provocaria o mesmo nível de aquecimento no condutor que a corrente de curto-circuito real. Essa corrente pode ser encontrada utilizando a equação 20:

$$I_t = I''_k * \sqrt{m * n}, \quad (20)$$

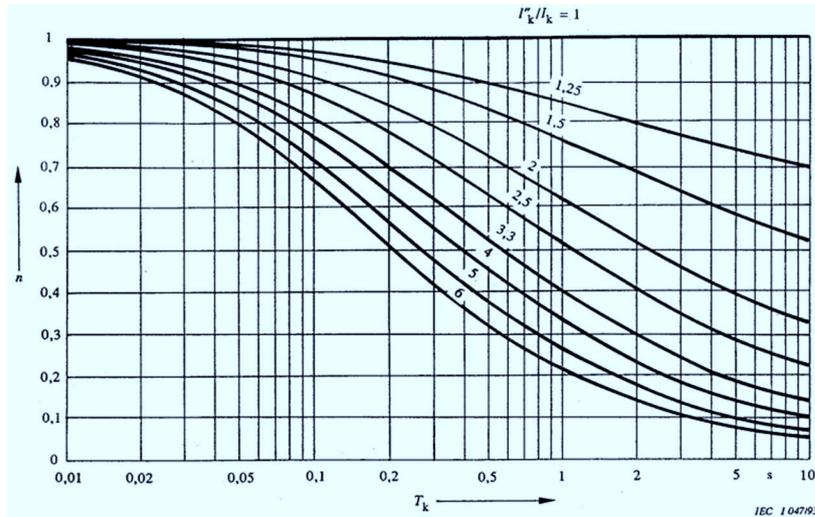
onde I''_k é o valor RMS da componente simétrica da corrente de curto-circuito, e os parâmetros m e n representam os efeitos das componentes contínua e alternada, juntamente com seus amortecimentos, respectivamente. Tais valores podem ser observados nas figuras 1 e 2, mostradas a seguir.

Figura 2 - Gráfico com parâmetro m.



Fonte: IEC 60865-1, 1993.

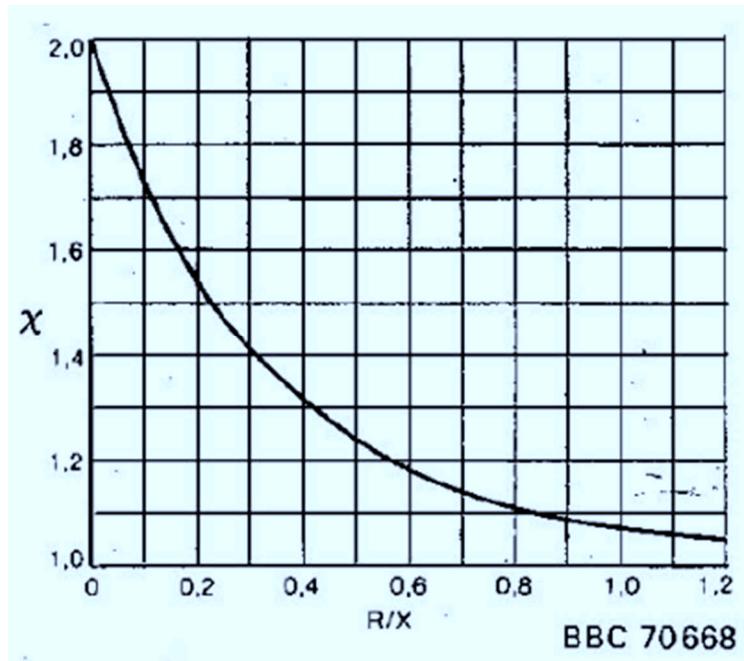
Figura 3 - Gráfico com parâmetro n.



Fonte: IEC 60865-1, 1993.

Para determinar tais valores, é necessário ter conhecimento do fator de amplitude " χ ". Esse valor tem relação direta com R/X do sistema, como mostrado na figura 3.

Figura 4 - Relação entre χ e R/X .



Fonte: IEC 60865-1, 1993

Porém, nem sempre se tem conhecimento de tal dado. Por isso, é comumente utilizado o valor de $\chi = 1,8$ como sendo o pior caso. Caso seja de interesse, pode-se usar a corrente de pico para determinar esse fator utilizando a equação 21.

Dessa forma, temos:

$$I_p = \chi * \sqrt{2} * I_k \Rightarrow \chi = \frac{I_p}{I_k * \sqrt{2}}. \quad (21)$$

Além disso, é fundamental conhecer o parâmetro I''_{cc}/I_p , que é semelhante ao " χ ", mas quantifica a redução na corrente alternada de curto-circuito. Nesse caso, assume-se que a constante de tempo do circuito se torna muito grande, fazendo com que $I''_{cc} = I_p$, e que n seja igual a 1.

O coeficiente k, por outro lado, está relacionado com as propriedades do condutor e como o mesmo responde às variações de temperatura. Sua representação é mostrada pela equação 22.

$$k = \sqrt{4,184 \cdot \frac{d \cdot c}{\alpha \cdot \rho} \cdot \ln(1 + \alpha(T_{max} - T_i))}, \quad (22)$$

sendo:

c = calor específico do material condutor;

d = peso específico do material condutor;

α = coeficiente térmico de resistência do material a 0°C;

ρ = resistividade do material condutor;

T_i = temperatura do condutor antes do curto-circuito;

T_{max} = temperatura do condutor após o curto-circuito.

Em posse de todos os valores calculados anteriormente, pode-se calcular a seção mínima de condutor necessária para suportar a corrente de curto circuito pelo tempo necessário até que a proteção entre em ação.

2.1.3 Critério efeito corona

O efeito corona é um fenômeno elétrico que ocorre em equipamentos de alta tensão, como linhas de transmissão e subestações. Ele se manifesta quando há

ionização do ar ao redor de condutores energizados, resultando na emissão de luz e produção de ruído. Esse fenômeno pode causar perdas de energia, interferências eletromagnéticas indesejadas, e desgaste nos equipamentos elétricos. Por ser algo que ocorre com relativa frequência em subestações e nas linhas de transmissão, é necessária uma atenção especial para garantir a integridade dos equipamentos em questão. Algumas ações podem ser tomadas para diminuir este problema, como aumento do espaçamento entre condutores, utilizar anéis de corona, entre outros. A intensidade do campo elétrico necessária para iniciar essas descargas é conhecida como gradiente de início de corona ou gradiente crítico.

Em linhas de transmissão, é crucial manter uma preocupação constante em relação às perdas causadas pelo efeito corona. Entretanto, em subestações, onde os vãos são relativamente curtos em comparação com as linhas de transmissão, essas perdas raramente precisam ser consideradas. Em contrapartida, a interferência eletromagnética e a deterioração dos isoladores são efeitos que devem receber uma atenção cuidadosa durante a fase de projeto, uma vez que têm o potencial de causar consequências mais graves.

O efeito corona é, em grande parte, inevitável, e sua ocorrência depende de uma série de variáveis, como a limpeza do barramento, condições meteorológicas, o gradiente de potencial, a presença de cavidades e imperfeições na superfície do condutor, entre outros fatores. No entanto, no âmbito do projeto, é possível tomar medidas preventivas. Com base em diversos parâmetros, como a densidade relativa do ar, a altura da subestação, o raio externo do condutor, a altura do barramento, o número de condutores por fase, entre outros, é viável calcular um nível máximo de gradiente de potencial na superfície do condutor para que esse valor possa ser comparado com um gradiente crítico. Em muitos casos de projetos, é adotado o uso de um fator de segurança para garantir uma margem adequada.

Uma fórmula empírica para o cálculo do gradiente de início de corona foi publicada em 1929, por *Peek*, baseado em estudos com pequenos condutores cilíndricos sujeitos a tensões alternadas, e até os dias de hoje tem sido amplamente utilizada. A fórmula de *Peek* é mostrada na equação 23.

$$E_c = m \cdot E_0 \cdot D_a \cdot \left(1 + \frac{c}{\sqrt{D_a \cdot r_c}}\right) \text{ (kV/cm)}, \quad (23)$$

onde:

E_c = gradiente de início;

E_0 = constante empírica;

C = densidade relativa do ar;

m = fator de irregularidade do condutor;

D_a = densidade relativa do ar;

r_c = raio externo do condutor, em centímetros.

Encontrados de forma empírica por Peek, $E_0 = 30 \text{ kV/cm}$ ou 21.1 kV/cm (valor rms) e $C = 0,301 \text{ cm}^{-1}$.

2.1.3.1. Fator m

O fator de irregularidade m é um parâmetro empírico que expressa quão irregular é a superfície do condutor. Valores típicos deste parâmetro são obtidos da Tabela 1, mostrada a seguir.

Tabela 1 - Valores típicos de m .

Tipo de condutor	m
Tubos polidos	1,0
Tubos extrudados	0,95
Condutores flexíveis	0,85

2.1.3.2. Densidade relativa do ar D_a

Já a densidade relativa do ar D_a pode ser calculada baseada na altitude e na temperatura da subestação, como expressado na equação 24:

$$D_a = \left(\frac{273 + T_0}{273 + T} \right) \frac{P}{P_0}, \quad (24)$$

onde:

T = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$),

P = Pressão do ambiente (kPa),

P_0 e T_0 = Pressão e temperatura usados para determinar as constantes empíricas E_0 , C e m .

Por sua vez, não se sabe ao certo quais valores utilizados para determinar tais constantes empíricas. Assim, é feita uma adaptação para um valor de $T_0 = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ e $P_0 = 100 \text{ kPa}$, que são valores comumente utilizados. Daí, utiliza-se a equação 25.

$$\frac{P}{P_0} = 1 - \frac{A}{10}, \quad (25)$$

onde:

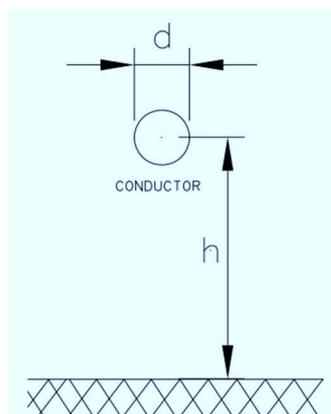
A = Altitude da subestação em km.

2.1.3.3. Gradiente máximo de potencial

O gradiente máximo de potencial pode ser calculado de várias formas, a depender da configuração dos condutores da subestação em questão. Tais configurações serão mostradas a seguir, pelas figuras 4, 5 e 6, acompanhadas de suas equações (equações 25 a 32).

- Conductor único:

Figura 5 - Conductor único.



Fonte: IEEE Std 605 – 2008.

$$E_a = \frac{V_1}{\frac{d}{2} \cdot \ln(4h/d)}, \quad (26)$$

$$E_m = \frac{h}{h - d/2} \cdot E_a, \quad (27)$$

onde:

E_a = gradiente médio de tensão na superfície do condutor, em kV/cm;

E_m = gradiente máximo de tensão na superfície do condutor, em kV/cm;

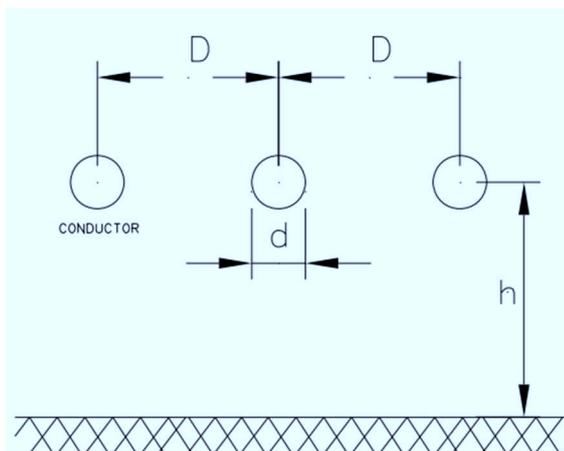
V_1 = tensão de fase, em kV;

d = diâmetro do condutor;

h = altura do condutor, em cm.

- Conductor simples em sistema trifásico:

Figura 6 - Condutor simples em sistema trifásico.



Fonte: IEEE Std 605 – 2008.

$$E_a = \frac{V_1}{\frac{d}{2} \cdot \ln(4h_e/d)}, \quad (28)$$

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - d/2} \cdot E_a, \quad (29)$$

$$h_e = \frac{h \cdot D}{\sqrt{4h^2 + D^2}}, \quad (30)$$

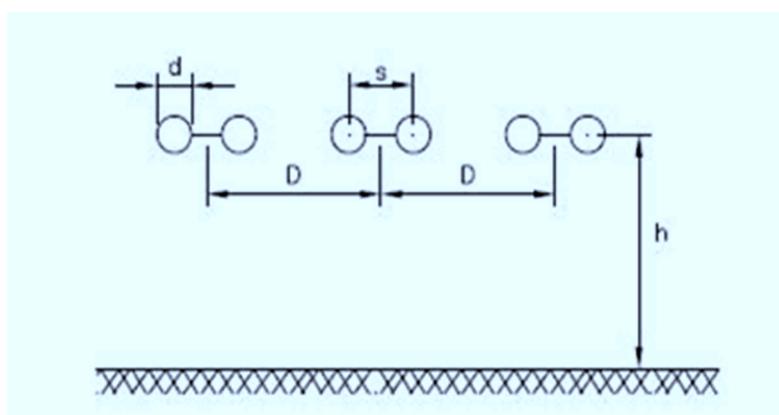
onde:

h_e = altura equivalente para as três fases, em cm;

D = distância entre fase-fase, em cm.

- Condutor geminado em sistema trifásico:

Figura 7 - Condutor geminado em sistema trifásico.



Fonte: IEEE Std 605 – 2008.

$$E_a = \frac{V_1}{nr \cdot \ln(4h_e/r_e)}, \quad (31)$$

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - r_e} \cdot E_a, \quad (32)$$

onde:

n = é o número de subcondutores;

$g = 1$ para conjuntos de um, dois ou três subcondutores, e 1,12 para um conjunto de quatro subcondutores;

d = é o diâmetro do condutor, em cm;

s = é a distância entre subcondutores, em cm;

r = é o raio do condutor, em cm,

r_e = é o raio equivalente de condutor único de subcondutores de feixe, em cm.

O valor de r_e , por sua vez, pode ser calculado usando a equação 33:

$$r_e = r(g \cdot s/r)^{\frac{n-1}{n}}, \quad (33)$$

Após calcular o gradiente de potencial máximo na superfície dos condutores, compara-se o resultado com o gradiente crítico, determinado por meio da fórmula de Peek (Equação 23). Para garantir um desempenho satisfatório, é essencial que o gradiente máximo seja inferior ao gradiente crítico. Essa avaliação constitui o critério empregado para analisar efeitos relacionados à corona.

Apesar de todos os métodos citados, a escolha dos tipos e bitolas dos cabos condutores obedece a critérios econômicos e técnicos e muito raramente a critérios mecânicos. Normalmente são escolhidos cabos produzidos em larga escala para que os custos sejam reduzidos, já que escolher um cabo menos comum resultaria em um alto custo de produção para uma menor quantidade de cabos, resultando em um valor de aquisição mais alto. Há também a influência da escolha da série e tipos de estruturas a serem utilizadas, suas dimensões e sua configuração (que obedecem a critérios mecânicos e elétricos), o terreno onde serão implantadas, bem como considerações de segurança.

3. ESTUDO DE CASO

A subestação Ceará Mirim II 500/230kV está localizada no estado do Rio Grande do Norte, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Tem como objetivo ligar os parques eólicos do Rio Grande do Norte ao SIN, melhorando a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para a referida região. Serão analisados os barramentos dos dois setores da subestação, onde foram dimensionados barramentos com alumínio comum no setor 500 kV e barramentos com alumínio termorresistente no setor 230 kV. Serão mostrados os dimensionamentos feitos originalmente e serão feitos dimensionamentos para comparação e análise. A subestação Ceará Mirim II é composta pelos seguintes setores:

Setor 500 kV, com arranjo tipo disjuntor e meio, compreendendo:

- 1 (uma) célula de entrada de linha com reator.
- 1 (uma) célula de entrada de linha sem reator.
- 1 (uma) célula de reator de barra.
- 1 (uma) célula de interligação de barras;
- 2 (duas) células de conexão de bancos de autotransformadores de 450 MVA, 500/230 kV, sendo 6 unidades monofásicas de 150 MVA + 1 unidade reserva de 150 MVA.

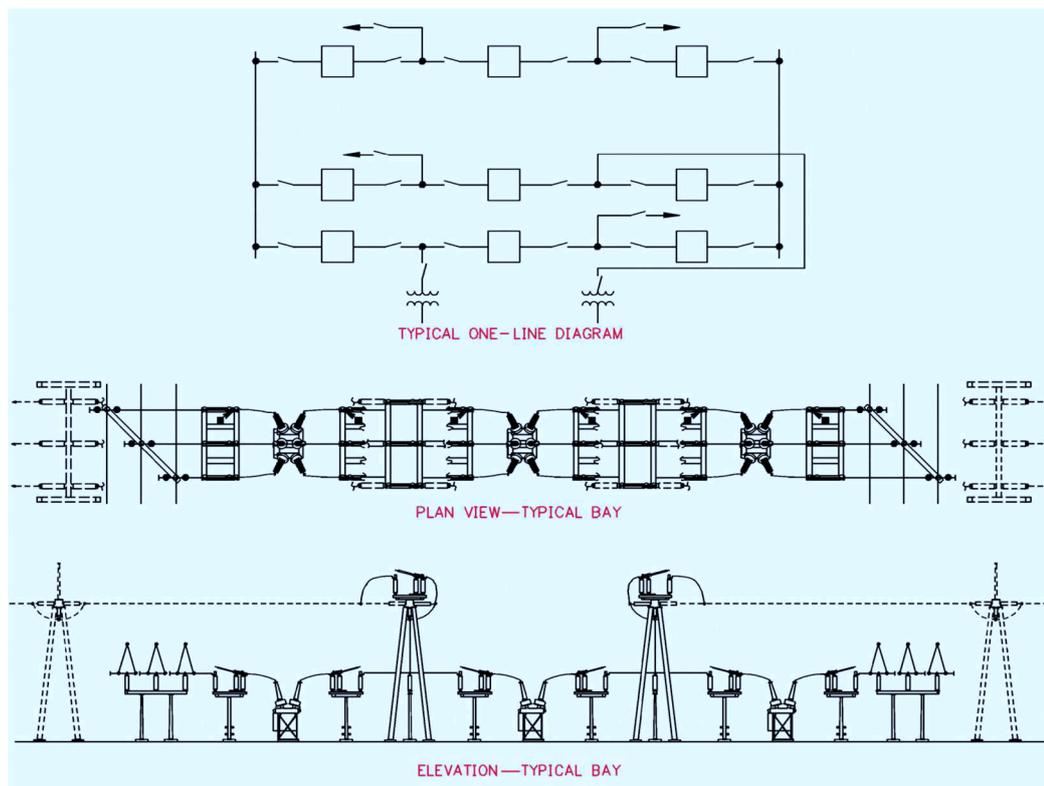
A figura 8 apresenta um modelo de arranjo do tipo disjuntor e meio.

Setor 230 kV, com arranjo tipo barra dupla a 4 chaves, compreendendo:

- 3 (três) células de entrada de linha.
- 1 (uma) célula para conexão do compensador estático 230kV, -75/+150 MVar.
- 1 (uma) célula de interligação de barras;
- 2 (duas) células de conexão de bancos de autotransformadores de 450 MVA, 500/230kV, sendo 6 unidades monofásicas de 150 MVA + 1 unidade reserva de 150 MVA.

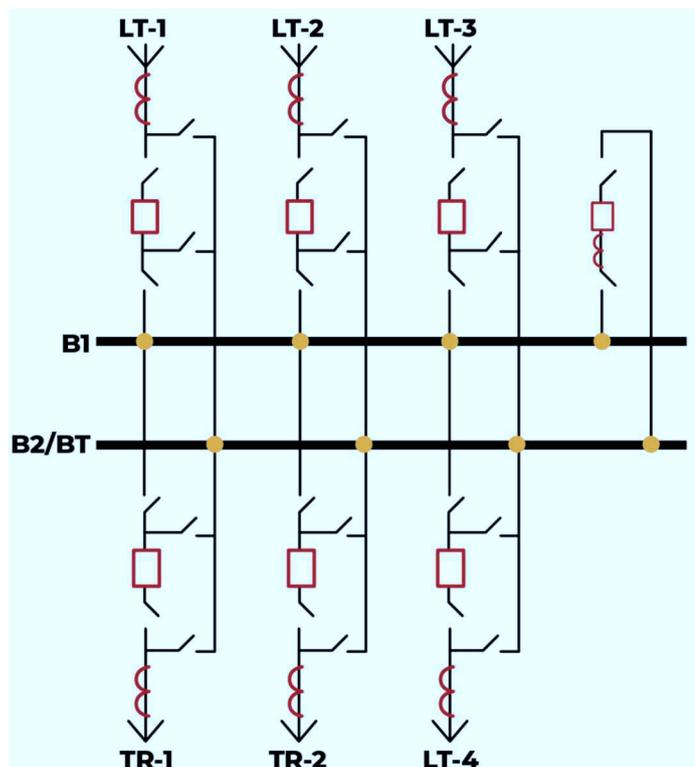
A figura 9 apresenta um modelo de arranjo barra dupla a 4 chaves.

Figura 8 - Arranjo tipo disjuntor e meio



Fonte: (crushtymks, 2019)

Figura 9 - Arranjo tipo barra dupla a 4 chaves



Fonte: (Mesh Engenharia, 2022)

Os dados das correntes solicitadas foram obtidos no projeto básico, sendo mostrados na tabela 2, apresentada a seguir. Para todos os casos, foram escolhidos condutores que atendam minimamente à demanda solicitada por cada setor da subestação.

Tabela 2 - Valores de corrente solicitados e cabos utilizados na SE Ceará Mirim II.

Setor	Corrente Máx. Necessária	Condutor Utilizado	Corrente Máx. p/ condutor	Corrente Máx. Total
500kV	3895 A	2x2250 MCM	2051 A (90°C)	4102 A
Barra 230kV	2496 A	1xT-Thrasher	2806 A (150°C)	2806 A
CT /BT 230kV	1581 A	1xT-Magnolia	1612 A (150°C)	1612 A
Outros 230kV	1072 A	1xT-Magnolia	1612 A (150°C)	1612 A

3.1 Setor 500 kV

Para este setor, o condutor *T-Carnation* foi escolhido para a análise, usando com base as informações presentes do catálogo NEXANS [18]. Os dados do condutor em questão estão em anexo junto de seus cálculos apresentados nos anexos 1, 2 e 3. Assim como no projeto existente, o dimensionamento foi feito considerando dois cabos por fase.

No caso do critério da ampacidade, considerou-se que o condutor opere em uma condição de 125° C. Realizados os cálculos, encontrou-se o valor de corrente de 4892,59 A, maior do que os 3895 A exigidos para o setor na subestação. Portanto, o condutor atende a exigência para ser utilizado.

No caso do critério do curto-circuito, a seção mínima necessária calculada foi de 532,13 mm², menor que os 724,97 mm² do condutor em questão, permitindo que o mesmo seja utilizado.

Para o critério do efeito corona, os condutores devem atender à condição $E_v \leq E_c$. Nesta situação, foi obtido um gradiente crítico de potencial de 19,35 kV/cm para o

cabo *T-Carnation*, enquanto seu gradiente máximo encontrado foi de 19,01 kV/cm. Portanto, o condutor também pode vir a ser utilizado com base em tal critério.

3.2 Setor 230 kV – Barra 230 kV

Para o setor 230 kV, foi necessário utilizar dois cabos por fase no lugar de apenas um, como feito no projeto original. Isso se deve ao fato dos cabos com alumínio EC 1350 suportarem uma temperatura máxima de 90° C, sendo necessário uma bitola maior para suportar o nível de corrente exigido no em tal setor. Dessa forma, foi escolhido o cabo ACAR 1250 MCM para que a análise seja realizada. Os cálculos se encontram nos anexos 4, 5 e 6.

Pelo critério de curto-circuito, foi calculado o valor de 462,17 mm² com seção mínima. Por ser inferior ao valor de 633,04 mm² do condutor ACAR 1250 MCM é suficiente com base em tal parâmetro.

Pelo critério da capacidade de condução de corrente, foi encontrado o valor de 3209,63 A. Por ser maior que os 2496 A exigidos em tal setor da subestação, o condutor torna-se viável também por este critério.

No que diz respeito ao critério do efeito corona, para o condutor ACAR 1250 MCM foi determinado um gradiente crítico de potencial de 19,51 kV/cm, enquanto o gradiente máximo observado foi de 10,83 kV/cm. Conseqüentemente, o condutor também é considerado adequado conforme esse critério. Todos os cálculos relacionados estão apresentados nos anexos 4, 5 e 6.

3.3 Setor 230 kV – CT/BT e outros

Assim como feito originalmente, apesar dos diferentes níveis de tensão, o condutor será o mesmo para os dois setores em questão. O dimensionamento será feito levando em conta as condições do setor CT/BT, podendo ser considerado como pior caso para efeitos de cálculo. O condutor ACAR 1750 MCM foi escolhido para análise nestes casos. Seu dimensionamento é apresentado nos anexos 7, 8 e 9.

A capacidade de condução de corrente encontrada para o cabo acima citado foi de 1689,33 A, sendo superior a corrente de 1581 A exigida em tal setor.

A seção mínima calculada baseada no critério térmico foi de 462,17 mm², sendo inferior ao valor de 887,08 mm² do cabo ACAR 1750 MCM.

O valor calculado do gradiente crítico foi de 21,41 kV/cm, enquanto o gradiente máximo encontrado foi de 13,15 kV/cm. Portanto, o condutor escolhido atende os critérios necessários e pode ser utilizado nesta subestação.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

No setor 500 kV da subestação, percebe-se inicialmente, como esperado, uma grande redução na seção transversal após o dimensionamento do novo condutor. Em números, houve uma redução de 36,28% na bitola dos cabos quando comparado com o condutor originalmente utilizado, valor que poderia ser ainda maior neste caso, se considerado apenas o critério da capacidade de condução de corrente (o critério do efeito corona exigiu uma seção transversal mais elevada). A tabela 3 apresenta algumas informações dos condutores analisados.

Tabela 3 - Dados dos condutores Manaus 2250 MCM e T-Carnation.

Condutor	Manaus 2250 MCM	<i>T-Carnation</i>
Tipo de condutor	ACAR	T-CA
Seção transversal (mm ²)	1139,54	724,97
Peso (kg/km)	3166,40	1996,56
Diâmetro (mm)	43,92	35,01

Além da redução na seção transversal, são notáveis reduções no peso dos cabos e no diâmetro dos mesmos. Tais diferenças acarretam em várias possíveis alterações no projeto e na construção da subestação.

Nas tabelas 4 e 5 a seguir, serão apresentados alguns dados dos condutores relativos ao setor 230 kV, tanto para a seção destinada a barra 230 kV quanto para a seção CT/BT e outros.

Tabela 4 - Dados dos condutores *T-Thrasher* e ACAR 1250 MCM.

Condutor	2xACAR 1250 MCM	<i>T-Thrasher</i>
Tipo de condutor	ACAR	T-CAA
Seção transversal (mm ²)	633,04	1171,42
Peso (kg/km)	1742,70	3760,80
Diâmetro (mm)	32,72	45,78

Tabela 5 - Dados dos condutores ACAR 1750 MCM e *T-Magnolia*.

Condutor	ACAR 1750 MCM	<i>T-Magnolia</i>
Tipo de condutor	ACAR	T-CA
Seção transversal (mm ²)	887,08	724,97
Peso (kg/km)	2444,40	1996,56
Diâmetro (mm)	38,73	35,01

Com base nos dados apresentados nas tabelas acima, é perceptível que o mesmo efeito ocorreu no setor 230 kV, porém no sentido inverso. Os valores de peso, seção e diâmetro aumentaram com a substituição do material termorresistente pelo material com alumínio EC 1350. No caso específico do setor destinado a barra de 230 kV (onde foram utilizados dois cabos por fase), os custos operacionais experimentam um considerável aumento, uma vez que se tornam necessários investimentos adicionais em conectores e estruturas mais robustas para suportar os esforços dos condutores. Esse aumento de despesas decorre da necessidade de adquirir e instalar equipamentos adicionais para garantir a estabilidade e a eficiência operacional do sistema. Além disso, a implementação de estruturas mais robustas requer investimentos significativos em termos de materiais, mão de obra e manutenção, o que contribui para o aumento geral dos custos operacionais.

Essa análise pode ser ampliada para cenários mais abrangentes, mesmo em situações onde não seja necessário aumentar a quantidade de condutores por fase. Isso se deve ao fato de que ainda ocorrerá um aumento nos custos associados à

implantação de condutores feitos de alumínio EC 1350 em comparação com os condutores termorresistentes. Essa constatação ressalta a importância e o potencial dos condutores termorresistentes, destacando-os como uma opção atraente e viável para várias outras subestações. Conseqüentemente, é possível que esses condutores ganhem maior destaque e sejam mais amplamente adotados em projetos futuros, contribuindo para uma melhor eficiência e economia nos sistemas de transmissão de energia elétrica.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho ofereceu uma análise sobre os condutores desenvolvidos para serem utilizados em linhas de transmissão, com foco na viabilidade de empregar cabos fabricados com liga de alumínio termorresistente. Essa abordagem foi enfatizada como uma alternativa que não apenas se mostra viável do ponto de vista técnico, mas também apresentando possíveis benefícios econômicos substanciais. Uma situação que explicita a possibilidade de vantagem econômica é vista na redução do peso dos condutores. Quando se opta por um cabo termorresistente, ocorre uma redução no peso, ocasionando em uma redução nas estruturas projetadas para a subestação. O projeto de estruturas de uma subestação é um projeto de alto custo, e tal redução pode gerar um grande corte nos gastos sem que a infraestrutura seja prejudicada. Pode ser acrescentado a essa diminuição no peso o uso de conectores menos robustos, o que gera também uma grande economia no projeto e na construção da subestação.

Ao analisar o potencial dos cabos de liga de alumínio termorresistente, constatou-se que essa escolha pode ser uma solução eficaz para aprimorar os barramentos já existentes, especialmente aqueles que demandam recapacitação (retensionamento) devido ao desgaste ou à obsolescência. Além disso, observou-se que a utilização desses cabos pode ser um diferencial relevante para a implementação de novos projetos de infraestrutura elétrica.

Atualmente, ainda é necessário um estudo econômico mais profundo para utilização do alumínio termorresistente. Por ainda não ser tão amplamente utilizado em subestações, seu custo de produção se torna mais elevado em comparação a cabos com alumínio EC 1350, que são mais facilmente encontrados e produzidos em larga escala. Por este motivo, tais condutores são mais utilizados em situações de ampliação ou retensionamento de subestações. Em casos de projetos que demandem maiores quantidades de condutores, torna-se necessária uma análise mais profunda devido ao alto custo de produção e aquisição desse material.

Ainda assim, essa nova geração de condutores não apenas oferece maior resistência térmica, mas também pode proporcionar melhorias em termos de eficiência energética, durabilidade e desempenho em condições adversas. Isso

sugere que os cabos de liga de alumínio termorresistente têm o potencial de otimizar a operação e a manutenção das linhas de transmissão, resultando em benefícios tanto do ponto de vista técnico quanto econômico para as empresas do setor elétrico.

6. ANEXOS

Anexo 1 – Estudo de curto circuito – Cabo *T-Carnation*.

DADOS DO CABO (Curto-circuito)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – T-CA	
Tipo do Cabo (Denominação)	T-Carnation
Bitola do Cabo (AWG ou MCM)	1431
Seção Transversal do Condutor (mm ²)	724,97
Número de Condutores por fase	2
C = Calor específico do Condutor (cal/g.°C)	0,22
d = densidade do condutor (g/cm ³)	2,7
T _{max} = Temperatura máxima permissível para o condutor sob curto (°C)	260
α = coeficiente de variação da resistividade com a temperatura (ΔΩ/°C)	0,004
T _i = Temperatura do Condutor imediatamente antes do curto (°C)	150
ρ ₂₀ = resistividade do condutor à temperatura de 20°C (Ω.mm ² /m)	0,028736
DADOS DO SISTEMA	
Ik = Corrente de Estado Permanente (kA) A pior condição para a corrente em estado permanente a(Ik) é que ela seja igual a corrente de curto circuito simétrica inicial.	50
I'' _k = Corrente de Curto Circuito Simétrica (kA) inicial	50
t = Tempo de Duração do Curto (s) Do estudo no projeto básico da subestação - Rejeição de carga considera o tempo de limpeza da falta em 300ms. Para efeito do estudo, consideraremos 600ms	0,5
ΔT = T _i - 20 (°C)	130
ρ = resistividade do condutor à temperatura T _i (Ω.mm ² /m) $\rho = \rho_{20}[1 + \alpha(\Delta T)]$ (Ω. mm ² /m)	0,04367872
Fator de assimetria	2,6
Is = Corrente de curto assimétrica de pico (kA) Conforme anexo 6A – Lote A, adotar 2,6.I'' _k	130
1,838477631	1,838477631
$I_{kf} = I''_k \cdot \sqrt{m + n}$	54,20
$A = \frac{1000 \cdot \sqrt{t} \cdot I_{kf}}{\sqrt{4,184 \cdot \left(\frac{C \cdot d}{\rho \cdot \alpha}\right) \cdot \ln[1 + \alpha(T_{max} - T_i)]}}$ (mm ²)	532,13

Anexo 2 – Estudo Ampacidade – Cabo T-Carnation.

DADOS DO CABO (Ampacidade)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – T-CA	
Condutor	<i>T-Carnation</i>
N = Número de condutores por fase	2
D0 = Diâmetro do condutor	35,01
Temperatura do condutor (°C)	125
Temperatura ambiente (°C)	30
He = Altitude (m)	33
α = Fator de absorção solar	0,8
ε = emissividade	0,8
Vw = velocidade do fluxo de ar no condutor (m/s)	1
Cálculos	
Perda de calor por radiação (qr)	
$q_r = 17,8 \cdot D_0 \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] W/m$	83,07
Ganho de calor solar (qs)	
Qse = Taxa de irradiação fluxo de calor solar corrigido pela altitude (W/m ²)	1040
$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot D \cdot 10^{-3} W/m$	29,13
Perda de calor por convecção (qc)	
K _{angle} = fator de direção do vento	1
T _{film} = Temperatura média da camada limite $T_{film} = \frac{T_a + T_c}{2} \text{ } ^\circ C$	78
μ _f = viscosidade absoluta (dinâmica) do ar $\mu_f = \frac{1,458 \cdot 10^{-6} \cdot (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4}$	0,00002076'
K _f = Condutividade térmica do ar à temperatura T _{film} $K_f = 2,424 \cdot 10^{-2} + 7,477 \cdot 10^{-5} \cdot T_{film} - 4,407 \cdot 10^{-9} \cdot T_{film}^2$	0,0300
NRe = Número de Reynolds - $N_{Re} = \frac{D_0 \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f}$	1,0028
$q_{c1} = K_{angle} \cdot [1,01 + 1,35 \cdot N_{Re}^{0,52}] \cdot K_f \cdot (T_c - T_a)$	1691,25
$q_{c2} = K_{angle} \cdot [0,754 \cdot N_{Re}^{0,6}] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a)$	186,52
qc (W/m)	185,89
Resistência elétrica do condutor (R)	
R(Thigh) = Resistência de alta temperatura (Ω/ m)	0,03400
R(Tlow) = Resistência de baixa temperatura (Ω/ m)	0,02720
R(Tc) = Resistência elétrica na temperatura do condutor (Ω/ m)	0,04018
Resultado	
$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} (A)$	4892,59

Anexo 3 – Estudo efeito corona – Cabo *T-Carnation*.

DADOS DO CABO (Corona)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – T-CA	
V _{ef} = tensão máxima eficaz do sistema (F-F kV)	500
E _{av} = V _{ef} /√3 (kV)	288,68
D = Distância entre fases (m)	8,5
h = altura do condutor em relação ao solo (m)	8,5
Tipo de condutor	T-CA
d = diâmetro do condutor (m)	0,03501
Raio externo do condutor (m)	0,0175
n = número de condutores por fase	2
S = Distância entre subcondutores (m)	0,457
m _r = fator de superfície (0,85 para cabos, 1,0 para tubo polido ou 0,95 para tubo extrudado)	0,85
E ₀ = constante empírica	21,1
g = (1 para até 3 condutores por fase, 1,12 para 4 condutores por fase)	1
Gradiente Máximo admissível (fórmula de Peek)	
A = altitude da subestação (Km)	0,0415
Temperatura média anual	30
D _a = Densidade relativa do ar	0,98
Pela fórmula de Peek (kV/cm) rms, E _c =	19,35
h _e = altura equivalente para as três fases	3,80
Gradiente Crítico para mais de um condutor por fase	
r _e = raio equivalente de condutor único de subcondutores de feixe (cm)	8,94
E _a = gradiente médio de tensão na superfície do condutor (kV/cm)	18,56
E _m = gradiente máximo de tensão na superfície do condutor (kV/cm)	19,01

Anexo 4 – Estudo de curto circuito – Cabo ACAR 1250 MCM.

DADOS DO CABO (Curto-circuito)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Tipo do Cabo (Denominação)	ACAR 1250 MCM
Bitola do Cabo (AWG ou MCM)	1250
Seção Transversal do Condutor (mm ²)	633,04
Número de Condutores por fase	2
C = Calor específico do Condutor (cal/g.°C)	0,22
d = densidade do condutor (g/cm ³)	2,7
T _{max} = Temperatura máxima permissível para o condutor sob curto (°C)	180
α = coeficiente de variação da resistividade com a temperatura (ΔΩ/°C)	0,004
T _i = Temperatura do Condutor imediatamente antes do curto (°C)	90
ρ ₂₀ = resistividade do condutor à temperatura de 20°C (Ω.mm ² /m)	0,028264
DADOS DO SISTEMA	
Ik = Corrente de Estado Permanente (kA) A pior condição para a corrente em estado permanente a(Ik) é que ela seja igual a corrente de curto circuito simétrica inicial.	40
I'' _k = Corrente de Curto Circuito Simétrica (kA) inicial	40
t = Tempo de Duração do Curto (s) Do estudo no projeto básico da subestação - Rejeição de carga considera o tempo de limpeza da falta em 300ms. Para efeito do estudo, consideraremos 600ms	0,6
ΔT = T _i - 20 (°C)	70
ρ = resistividade do condutor à temperatura T _i (Ω.mm ² /m) $\rho = \rho_{20}[1 + \alpha(\Delta T)]$ (Ω.mm ² /m)	0,03617792
Fator de assimetria	2,6
Is = Corrente de curto assimétrica de pico (kA) Conforme anexo 6A – Lote A, adotar 2,6.I'' _k	104
Fator X	1,838477631
$I_{kf} = I''_k \cdot \sqrt{m + n}$	43,36
$A = \frac{1000 \cdot \sqrt{t} \cdot I_{kf}}{\sqrt{4,184 \cdot \left(\frac{C \cdot d}{\rho \cdot \alpha}\right) \cdot \ln[1 + \alpha(T_{max} - T_i)]}}$ (mm ²)	462,17

Anexo 5 – Estudo Ampacidade – Cabo ACAR 1250 MCM.

DADOS DO CABO (Ampacidade)	
Ver Catálogo NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Condutor	ACAR 1250 MCM
N = Número de condutores por fase	2
D0 = Diâmetro do condutor	32,72
Temperatura do condutor (°C)	75
Temperatura ambiente (°C)	30
He = Altitude (m)	33
α = Fator de absorção solar	0,8
ε = emissividade	0,8
Vw = velocidade do fluxo de ar no condutor (m/s)	1
Cálculos	
Perda de calor por radiação (qr)	
$q_r = 17,8 \cdot D_0 \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] W/m$	29,06
Ganho de calor solar (qs)	
Qse = Taxa de irradiação fluxo de calor solar corrigido pela altitude (W/m ²)	1040
$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot D \cdot 10^{-3} W/m$	27,22
Perda de calor por convecção (qc)	
K _{angle} = fator de direção do vento	1
T _{film} = Temperatura média da camada limite $T_{film} = \frac{T_a + T_c}{2} \text{ } ^\circ C$	53
μ _f = viscosidade absoluta (dinâmica) do ar $\mu_f = \frac{1,458 \cdot 10^{-6} \cdot (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4}$	0,00001964
K _f = Condutividade térmica do ar à temperatura T _{film} $K_f = 2,424 \cdot 10^{-2} + 7,477 \cdot 10^{-5} \cdot T_{film} - 4,407 \cdot 10^{-9} \cdot T_{film}^2$	0,0282
N _{Re} = Número de Reynolds - $N_{Re} = \frac{D_0 \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f}$	1,0799
$q_{c1} = K_{angle} \cdot [1,01 + 1,35 \cdot N_{Re}^{0,52}] \cdot K_f \cdot (T_c - T_a)$	1798,88
$q_{c2} = K_{angle} \cdot [0,754 \cdot N_{Re}^{0,6}] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a)$	85,55
qc (W/m)	85,73
Resistência elétrica do condutor (R)	
R(Thigh) = Resistência de alta temperatura (Ω/ m)	0,03400
R(Tlow) = Resistência de baixa temperatura (Ω/ m)	0,02720
R(Tc) = Resistência elétrica na temperatura do condutor (Ω/ m)	0,03400
Resultado	
$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} (A)$	3209,63

Anexo 6 – Estudo efeito corona – Cabo ACAR 1250 MCM.

DADOS DO CABO (Corona)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Vef = tensão máxima eficaz do sistema (F-F kV)	230
Eav = $V_{ef}/\sqrt{3}$ (kV)	132,79
D = Distância entre fases (m)	4
h = altura do condutor em relação ao solo (m)	5,5
Tipo de condutor	ACAR 1250 MCM
d = diâmetro do condutor (m)	0,03272
Raio externo do condutor (m)	0,0164
n = número de condutores por fase	2
S = Distância entre subcondutores (m)	0,35
mr = fator de superfície (0,85 para cabos, 1,0 para tubo polido ou 0,95 para tubo extrudado)	0,85
E0 = constante empírica	21,1
g = (1 para até 3 condutores por fase, 1,12 para 4 condutores por fase)	1
Gradiente Máximo admissível (fórmula de Peek)	
A= altitude da subestação (Km)	0,0385
Temperatura média anual	30
D_a = Densidade relativa do ar	0,98
Pela fórmula de <i>Peek</i> (kV/cm) rms, E_c =	19,51
h_e = altura equivalente para as três fases	1,88
Gradiente Crítico para mais de um condutor por fase	
r_e = raio equivalente de condutor único de subcondutores de feixe (cm)	7,57
E_a = gradiente médio de tensão na superfície do condutor (kV/cm)	10,39
E_m = gradiente máximo de tensão na superfície do condutor (kV/cm)	10,83

Anexo 7 – Estudo de curto circuito – Cabo ACAR 1750 MCM.

DADOS DO CABO (Curto-circuito)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Tipo do Cabo (Denominação)	ACAR 1750 MCM
Bitola do Cabo (AWG ou MCM)	1750
Seção Transversal do Condutor (mm ²)	887,08
Número de Condutores por fase	1
C = Calor específico do Condutor (cal/g.°C)	0,22
d = densidade do condutor (g/cm ³)	2,7
T _{max} = Temperatura máxima permissível para o condutor sob curto (°C)	180
α = coeficiente de variação da resistividade com a temperatura (ΔΩ/°C)	0,004
T _i = Temperatura do Condutor imediatamente antes do curto (°C)	90
ρ ₂₀ = resistividade do condutor à temperatura de 20°C (Ω.mm ² /m)	0,028264
DADOS DO SISTEMA	
I _k = Corrente de Estado Permanente (kA) A pior condição para a corrente em estado permanente a(I _k) é que ela seja igual a corrente de curto circuito simétrica inicial.	40
I _k " = Corrente de Curto Circuito Simétrica (kA) inicial	40
t = Tempo de Duração do Curto (s) Do estudo no projeto básico da subestação - Rejeição de carga considera o tempo de limpeza da falta em 300ms. Para efeito do estudo, consideraremos 600ms	0,6
ΔT = T _i - 20 (°C)	70
ρ = resistividade do condutor à temperatura T _i (Ω.mm ² /m) $\rho = \rho_{20}[1 + \alpha(\Delta T)]$ (Ω.mm ² /m)	0,03617792
Fator de assimetria	2,6
I _s = Corrente de curto assimétrica de pico (kA) Conforme anexo 6A – Lote A, adotar 2,6.I _k "	104
Fator X	1,838477631
$I_{kf} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n}$	43,35896678
$A = \frac{1000 \cdot \sqrt{t} \cdot I_{kf}}{\sqrt{4,184 \cdot \left(\frac{C \cdot d}{\rho \cdot \alpha}\right) \cdot \ln[1 + \alpha(T_{max} - T_i)]}}$ (mm ²)	462,1740177

Anexo 8 – Estudo Ampacidade – Cabo ACAR 1750 MCM.

DADOS DO CABO (Ampacidade)	
Ver Catálogo NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Condutor	ACAR 1750 MCM
N = Número de condutores por fase	1
D0 = Diâmetro do condutor	38,73
Temperatura do condutor (°C)	75
Temperatura ambiente (°C)	30
He = Altitude (m)	33
α = Fator de absorção solar	0,8
ε = emissividade	0,8
Vw = velocidade do fluxo de ar no condutor (m/s)	1
Cálculos	
Perda de calor por radiação (qr)	
$q_r = 17,8 \cdot D_0 \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] W/m$	34,40
Ganho de calor solar (qs)	
Qse = Taxa de irradiação fluxo de calor solar corrigido pela altitude (W/m ²)	1040
$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot D \cdot 10^{-3} W/m$	32,22
Perda de calor por convecção (qc)	
Kangle = fator de direção do vento	1
T _{film} = Temperatura média da camada limite $T_{film} = \frac{T_a + T_c}{2} \text{ } ^\circ C$	53
μ _f = viscosidade absoluta (dinâmica) do ar $\mu_f = \frac{1,458 \cdot 10^{-6} \cdot (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4}$	0,00001964
K _f = Condutividade térmica do ar à temperatura T _{film} $K_f = 2,424 \cdot 10^{-2} + 7,477 \cdot 10^{-5} \cdot T_{film} - 4,407 \cdot 10^{-9} \cdot T_{film}^2$	0,0282
NRe = Número de Reynolds - $N_{Re} = \frac{D_0 \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f}$	1,0799
$q_{c1} = K_{angle} \cdot [1,01 + 1,35 \cdot N_{Re}^{0,52}] \cdot K_f \cdot (T_c - T_a)$	2129,29
$q_{c2} = K_{angle} \cdot [0,754 \cdot N_{Re}^{0,6}] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a)$	93,27
qc (W/m)	94,85
Resistência elétrica do condutor (R)	
R(Thigh) = Resistência de alta temperatura (Ω/ m)	0,03400
R(Tlow) = Resistência de baixa temperatura (Ω/ m)	0,02720
R(Tc) = Resistência elétrica na temperatura do condutor (Ω/ m)	0,03400
Resultado	
$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} (A)$	1689,33

Anexo 9 – Estudo efeito corona – Cabo ACAR 1750 MCM.

DADOS DO CABO (Corona)	
Ver Catálogo da NEXANS para Condutores de alumínio termorresistente – ACAR	
Vef = tensão máxima eficaz do sistema (F-F kV)	230
Eav = $V_{ef}/\sqrt{3}$ (kV)	132,79
D = Distância entre fases (m)	4
h = altura do condutor em relação ao solo (m)	5,5
Tipo de condutor	ACAR 1750 MCM
d = diâmetro do condutor (m)	0,03873
Raio externo do condutor (m)	0,0194
n = número de condutores por fase	1
S = Distância entre subcondutores (m)	0,35
mr = fator de superfície (0,85 para cabos, 1,0 para tubo polido ou 0,95 para tubo extrudado)	0,85
E0 = constante empírica	21,1
g = (1 para até 3 condutores por fase, 1,12 para 4 condutores por fase)	1
Gradiente Máximo admissível (fórmula de Peek)	
A= altitude da subestação (km)	0,0385
Temperatura média anual	30
D_a = Densidade relativa do ar	0,98
Pela fórmula de <i>Peek</i> (kV/cm) rms, E_c =	21,41
h_e = altura equivalente para as três fases	1,88
Gradiente Crítico para um condutor por fase	
E_a = gradiente médio de tensão na superfície do condutor, em kV/cm;	13,02
E_m = gradiente máximo de tensão na superfície do condutor, em kV/cm	13,15

REFERÊNCIAS

- [1] Aleixo Pereira da Silva, A. (2009). *Modelagem para repotencialização de linhas de transmissão através da aplicação de condutores especiais*. Dissertação, Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2009., Recife.
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2003). *NBR 5410: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro. *crushtymks*. (2019). Fonte: *crushtymks*: <https://crushtymks.com/pt/power-substation/1339-6-common-bus-configurations-in-substations-up-to-345-kv.html>
- [3] Eduardo, G. B. (2019). A EXPERIÊNCIA DA CEMIG NA INSTALAÇÃO DE CABOS CONDUTORES AÉREOS PARA ALTAS TEMPERATURA DE OPERAÇÃO - ASPECTOS CONSTRUTIVOS, DE SEGURANÇA E CONFIABILIDADE DAS LINHAS. *XXV SNTPEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*.
- [4] Ferreira dos Santos Júnior, G., Massami Ueda, S., & Benedito Costa Araújo, J. (2012). Cabos Condutores Inovadores - A Experiência da Light. *XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, 12.
- [5] Jorge, H. D. (2009). *Cálculo de barramentos em subestações*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.
- [6] Macedo, F. Q. (2014). *DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO DE BARRAMENTOS AÉREOS DE SUBESTAÇÃO*. UFCG, Campina Grande.
- [7] Mamede Filho, J. (2017). *INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS: de acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015* (9 ed.). Rio de Janeiro: LTC.
- [8] Marciniak, C. F. (2019). *DIMENSIONAMENTO DE BARRAMENTOS EM SUBESTAÇÕES*. UFRGS, Porto Alegre.
- [9] Maria do Vale Quaresma, J., Luis Reis Santos, W., Almeida do Amaral, M., & Souza, A. (2010). *Avaliação das propriedades mecânicas e elétricas para uma liga de alumínio termorresistente para aplicação em fios e cabos elétricos*. Artigo para Congresso, Universidade Federal do Pará , Belém.

- [10] *Mesh Engenharia*. (30 de 11 de 2022). Fonte: Mesh engenharia: <https://meshengenharia.com/2022/11/30/arranjo-de-barras-de-subestacao/>
- [11] Nepomuceno Fraga , F., Alessandro do Nascimento, B., & Leandro Seixas Veloso, R. (2009). *Cabos termorresistentes: uma alternativa para otimização e modernização de barramentos de subestações*. Artigo para congresso, Chesf – COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO, Grupo de estudo de subestações e equipamentos de alta tensão - GSE, Recife.
- [12] *Projetando elétrica*. (09 de 04 de 2023). Fonte: Projetando elétrica: <https://www.projetandoeletrica.com.br/como-dimensionar-os-condutores-eletricos-de-um-projeto/>
- [13] Soares Cavassin, R. (2011). *Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão*. Dissertação, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná., Curitiba.
- [14] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," in IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013) , vol., no., pp.1-72, 23 Dec. 2013, doi: 10.1109/IEEEESTD.2013.6692858.
- [15] "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding," in IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015) , vol., no., pp.1-226, 15 May 2015, doi: 10.1109/IEEEESTD.2015.7109078.
- [16] "IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations - Redline," in IEEE Std 605-2008 (Revision of IEEE Std 605-1998 / Incorporates IEEE Std 605a-2010) - Redline , vol., no., pp.1-247, 14 May 2010, doi: 10.1109/IEEEESTD.2010.5953429.
- [17] INTERNATIONAL STANDARD. **IEC 60865-1**: Short-circuit currents – Calculation of effects, **Part 1**: Definitions and calculation methods, 1993.
- [18] Nexans, “Catálogo: Alumínio – Condutores Nus”.