



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**



Leonardo Araújo de Oliveira (EMC/UFG), Nilson Lucas de Lima Neto (EMC/UFG)

# Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de transmissão

Goiânia  
2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## **TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

### **1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)**

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): **Leonardo Araújo de Oliveira e Nilson Lucas de Lima Neto**

Título do trabalho: **Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de transmissão**

### **2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [ x ] SIM [ ] NÃO<sup>1</sup>**

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(a)(s) autor(a)(es)(as) e ao(a) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

#### **Casos de embargo:**

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

**Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.**



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 02/12/2025, às 12:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Nilson Lucas De Lima Neto, Discente**, em 02/12/2025, às 22:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Araujo De Oliveira, Discente**, em 04/12/2025, às 19:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5828019** e o código CRC **956967CB**.

---



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



Leonardo Araújo de Oliveira (EMC/UFG)  
Nilson Lucas de Lima Neto (EMC/UFG)

# Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de transmissão

Trabalho de conclusão de curso, apresentado à disciplina PFC, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Goiás, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Igor Kopcak, Dr.

Goiânia  
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do  
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

OLIVEIRA, Leonardo Araújo de  
Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de  
transmissão [manuscrito] / Leonardo Araújo de OLIVEIRA, Nilson  
Lucas de LIMA NETO. - 2025.  
XXII, 22 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2025.

Bibliografia.

Inclui siglas, mapas, fotografias, abreviaturas, símbolos, gráfico,  
tabelas.

1. Linhas de transmissão. 2. Condutores de alto desempenho. 3.  
ACCC. 4. Otimização estrutural. 5. Otimização de recursos. I. LIMA  
NETO, Nilson Lucas de. II. Kopcak, Igor, orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos 2 dias do mês de novembro do ano de 2025 iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “**Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de transmissão**”, de autoria de **Leonardo Araújo de Oliveira** e **Nilson Lucas de Lima Neto**, do curso de Engenharia Elétrica, da ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO da UFG. Os trabalhos foram instalados pelo Prof. Dr. Igor Kopcak - Orientador (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Lina Paola Garces Negrete (EMC/UFG) e Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos estudantes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 10,0 (dez), tendo sido o TCC considerado APROVADO.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 02/12/2025, às 11:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 02/12/2025, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 02/12/2025, às 11:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5827945** e o código CRC **8659E6AD**.

# Análise da aplicação de cabos de alto desempenho em linhas de transmissão

Leonardo Araújo de Oliveira (EMC/UFG), Nilson Lucas de Lima Neto (EMC/UFG)

**Resumo**—Este trabalho apresenta uma análise comparativa de desempenho técnico e otimização de recursos entre a utilização de condutores convencionais (ACSR) e condutores de alto desempenho (ACCC) em linhas de transmissão aéreas, modeladas utilizando o software PLS-CADD e ATPDraw. O estudo discute como a crescente demanda por energia e as restrições socioambientais para a construção de novos corredores impulsionam a necessidade de otimizar a infraestrutura, superando as limitações termomecânicas dos cabos tradicionais. São abordados os principais impactos da substituição tecnológica, como a redução da flecha em altas temperaturas, o aumento da capacidade de transmissão de potência e a consequente redução da demanda por aço nas estruturas de suporte. A metodologia fundamenta-se na simulação de um traçado real de uma Linha de Transmissão de 230 kV, avaliando dois diferentes cenários de tração para determinar a localização ótima das torres. Os resultados obtidos evidenciam que a utilização do cabo ACCC, permitiu duplicar a capacidade de transmissão e reduzir o peso total das estruturas metálicas em cerca de 10%, demonstrando uma razão inferior de peso de aço das estruturas para cada MVA de potência máxima transmissível. O trabalho contribui para a compreensão das vantagens físicas da tecnologia de cabos de alto desempenho, fornecendo uma base quantitativa para projetos de expansão da malha de transmissão e recapitação de linhas existentes, que buscam maximizar o uso dos ativos de transmissão frente ao aumento da demanda e à necessidade de ampliar a capacidade de escoamento de potência.

**Palavras-chave**—Linhas de transmissão; Condutores de alto desempenho; ACCC; PLS-CADD; ATPDraw; Otimização estrutural; Otimização de recursos.

**Abstract**— This work presents a comparative analysis of technical performance and resource optimization between the use of conventional conductors (ACSR) and high-performance conductors (ACCC) in overhead transmission lines, modeled using PLS-CADD and ATPDraw software. The study discusses how the increasing demand for energy and socio-environmental constraints for the construction of new corridors drive the need to optimize infrastructure, overcoming the thermomechanical limitations of traditional cables. The main impacts of technological replacement are addressed, such as the reduction of sag at high temperatures, the increase in power transmission capacity, and the consequent reduction in steel demand for support structures. The methodology is based on the simulation of a real 230 kV Transmission Line route, evaluating two different tension scenarios to determine the optimal tower spotting. The results obtained evidence that the use of the ACCC cable allowed doubling the transmission capacity

and reducing the total weight of metallic structures by about 10%, demonstrating a lower ratio of structural steel weight per MVA of maximum transmissible power. The work contributes to the understanding of the physical advantages of high-performance cable technology, providing a quantitative basis for transmission network expansion and existing line uprating projects that seek to maximize the use of transmission assets in the face of increasing demand and the need to expand energy flow capacity.

**Keywords**—Transmission lines; High-performance conductors; ACCC; PLS-CADD; ATPDraw; Structural optimization; Resource optimization.

## I. INTRODUÇÃO

A crescente demanda global por energia elétrica, impulsionada pelo avanço tecnológico, pela expansão urbana e pela necessária transição para matrizes energéticas mais sustentáveis, tem evidenciado a urgência em desenvolver e manter uma infraestrutura robusta e eficiente. Neste contexto, as Linhas de Transmissão (LT) assumem um papel fundamental no sistema elétrico ao possibilitar a conexão entre os polos de geração e os grandes centros de consumo [1]. No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem vivenciado um crescimento contínuo para acompanhar a expansão da geração, especialmente das fontes eólica e solar, exigindo soluções que garantam o transporte dessa potência com segurança e confiabilidade [2].

Contudo, a velocidade de expansão da geração tem superado a capacidade de escoamento disponível no sistema de transmissão. Em cenários de alta produção eólica e solar, especialmente na região Nordeste, o operador do sistema é frequentemente forçado a limitar a geração de energia para não violar os limites de escoamento das linhas, prática conhecida como *curtailment* ou corte de geração. Esse desperdício forçado de energia limpa não apenas reduz a eficiência econômica e energética do SIN, mas também sinaliza que a infraestrutura de transmissão atual atingiu seu limite de capacidade em diversos corredores estratégicos de escoamento [3].

Historicamente, a expansão e a operação da malha de transmissão têm se baseado na utilização de condutores como o cabo ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*), o modelo mais utilizado no setor devido à sua comprovada confiabilidade e relação custo-benefício [4]. Contudo, apesar de sua ampla utilização, esses condutores apresentam limitações em regimes de carga elevada, que serão discutidas com maior profundidade ao longo deste trabalho. Tais características acabam por restringir a capacidade de transporte das linhas [5], criando um cenário que impulsiona a busca por alternativas tecnológicas, como os condutores de alto desempenho conhecidos como *High Tension and Low Sag* (HTLS). Estas tecnologias surgem com o objetivo

de superar tais restrições e permitir um aumento significativo na capacidade de condução de corrente, otimizando a infraestrutura existente, conforme [6] e [7].

A adoção dessas tecnologias de alto desempenho, dado seu custo de investimento superior, exige uma validação que demonstre se os benefícios mecânicos e a otimização estrutural justificam sua aplicação. Para viabilizar essa análise, a utilização de simulação computacional torna-se fundamental. Nesse sentido, este trabalho propõe um estudo comparativo visando quantificar a eficiência energética e mecânica proporcionadas pela nova tecnologia, por meio de simulação computacional.

A justificativa para a realização deste trabalho reside na demanda crescente por sistemas de transmissão mais robustos e aderentes às normas de segurança, fundamentando-se em uma metodologia que compreenda desde a modelagem dos componentes até a simulação de cenários operacionais.

## II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### A. Condutores elétricos para linhas de transmissão

Os condutores elétricos são os elementos fundamentais de uma linha de transmissão, pois são os agentes responsáveis pela transferência de potência elétrica entre dois locais distantes. São formados principalmente por cabos compostos de fios metálicos, encordoados, em uma ou mais camadas, para garantir flexibilidade aos condutores, especialmente quando os níveis de corrente exigem cabos de maior diâmetro. Os materiais mais utilizados na fabricação desses condutores são cobre, alumínio ou ligas de alumínio [8].

O alumínio, apesar de possuir condutividade inferior à do cobre (cerca de 62%), tem sido muito empregado como condutor de energia elétrica devido aos seus baixos custos e massa específica. No entanto, para sua aplicação em redes aéreas, os cabos de alumínio precisam ser reforçados para compensar sua baixa resistência mecânica. A criação dos condutores de alumínio com alma de aço (ACSR) solucionou esse problema, combinando boa condutividade elétrica com alta resistência mecânica à tração. Posteriormente, surgiram outros tipos de condutores como os de ligas de alumínio (*All-Aluminum Alloy Conductors* - AAAC), ligas de alumínio com alma de aço (*Aluminum Alloy Conductors, Steel Reinforced* - AACSR), dentre outros mais específicos para determinadas situações, cada um possuindo suas próprias características mecânicas e elétricas, vantagens e desvantagens [5].

Historicamente, o condutor ACSR tem sido a solução mais utilizada para atender a esses requisitos em LTs aéreas. Contudo, o aumento contínuo da demanda por potência e a sobrecarga de linhas existentes, muitas vezes somados às restrições socioambientais para a construção de novas linhas, têm impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias de cabos de alto desempenho, que podem operar em altas temperaturas e ainda assim apresentar flechas menores que as de cabos convencionais.

Na indústria de linhas de transmissão, a unidade de área comumente adotada para definir a seção transversal dos condutores é o CM (Circular Mil). Esta unidade corresponde à área de um círculo cujo diâmetro é de um milésimo de polegada, ou seja, uma área de  $0,506707 \times 10^{-3} \text{ mm}^2$  [1]. A área do alumínio é, portanto, comumente expressa em kcmil (mil

circular mil, ou 1000 CM), sendo essa a medida que classifica os condutores.

Além da área da seção transversal, a indústria utiliza codinomes padronizados. Para os cabos ACSR são utilizados nomes de pássaros em inglês, como *Kingbird*, *Grosbeak*, *Linnet*, entre outros, para identificar uma combinação específica de bitola e configuração de encordoamento. Por exemplo, dentro da mesma família de cabos com 795 kcmil, existem diferentes composições, como o cabo *Tern*, com 45 fios de alumínio e 7 de aço e o cabo *Drake*, com 26 fios de alumínio e 7 de aço. O codinome, portanto, define uma combinação de diferentes geometrias e propriedades mecânicas e elétricas específicas do cabo.

As duas tecnologias de condutor que serão objeto de comparação neste trabalho, o ACSR e o ACCC, são detalhadas a seguir.

#### 1) Cabos ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*)

O cabo ACSR tem sido um dos tipos de condutores mais utilizados no mundo para sistemas de transmissão e distribuição de potência elétrica devido à sua resistência mecânica, a ampla capacidade de fabricação e à sua relação custo-benefício [9], tendo sido aplicado em diversas LTs pertencentes ao SIN.

Conforme [1], estes cabos foram desenvolvidos para suprir a baixa resistência mecânica à tração dos cabos feitos apenas de alumínio. A sua composição consiste em um núcleo (alma) central formado por um ou mais fios de aço galvanizado, que garante a alta resistência mecânica. Ao redor desse núcleo, são enroladas uma ou mais camadas (coroas) concêntricas de fios de alumínio.

O alumínio utilizado em cabos desse tipo é o de têmpera dura (liga 1350-H19), que possui uma boa resistência mecânica, mas limita a operação do cabo. Se o condutor ACSR operar em temperaturas elevadas (geralmente acima de 90°C) por períodos prolongados, o alumínio 1350-H19 inicia um processo de recozimento, que causa um amaciamento do condutor. Esse processo causa uma redução permanente de resistência mecânica e um alongamento irreversível, resultando em um aumento permanente da flecha, conhecido como fluência metalúrgica ou *creep* [1].

Essa limitação térmica, de operar abaixo de 90°C, é o principal fator que restringe a capacidade de transmissão de corrente dos cabos ACSR convencionais.

#### 2) Cabos ACCC (*Aluminum Conductor Composite Core*)

Os cabos ACCC são uma das principais tecnologias de condutores de alto desempenho, muitas vezes nomeados como cabos HTLS desenvolvidos pela empresa CTC Global para superar as limitações térmicas e mecânicas dos cabos ACSR convencionais.

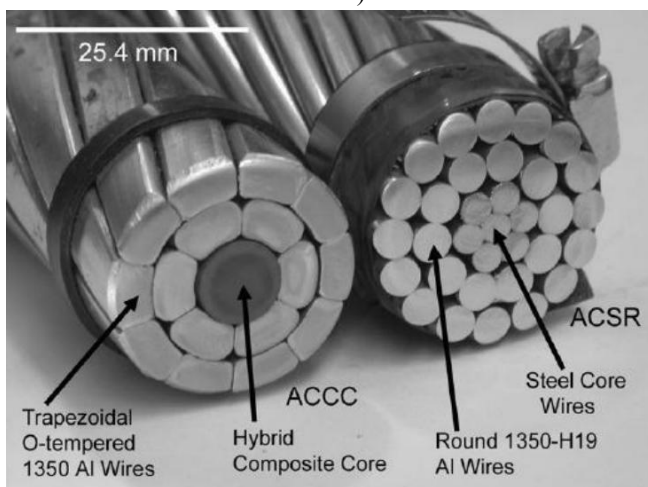
A sua composição difere fundamentalmente do ACSR:

- Núcleo (*core*): Em vez de aço, o ACCC utiliza um núcleo híbrido de compósito. Este núcleo é formado por fibras de carbono, para alta resistência e baixo peso, envoltas por uma camada de fibras de vidro, para flexibilidade e resistência, encapsuladas em uma resina epóxi [6]. Essa camada externa de vidro é crucial, pois atua como uma barreira que impede a corrosão galvânica entre o carbono e o alumínio.

- Condutor: Em vez do alumínio de tempera dura (1350-H19), o cabo ACCC utiliza alumínio recozido (liga 1350-O), modelados em filamentos de formato trapezoidal.

O uso do alumínio recozido (1350-O) aumenta a condutividade elétrica do cabo, mas sua principal vantagem é a capacidade de operar em temperaturas muito elevadas sem sofrer recozimento ou perda de resistência, o que eleva drasticamente a sua ampacidade. Além disso, a utilização de fios de alumínio em formato trapezoidal permite um maior preenchimento dos espaços que são vazios no caso de fios circulares. Dessa forma, em um condutor de mesmo diâmetro haverá uma maior área útil de alumínio, o que contribui para diminuir a resistência elétrica do cabo. Na Figura 1 pode ser observada a seção transversal de um cabo ACCC ao lado de um cabo ACSR.

Figura 1 - Cabo ACCC (à esquerda) e cabo ACSR (à direita).



Fonte: Magalhães [6].

A menor resistência mecânica do alumínio recozido é totalmente suprida pelo núcleo de compósito. Comparado ao núcleo de aço padrão do ACSR, o núcleo de compósito ACCC é aproximadamente 75% mais leve, 60% mais resistente à tração e possui um coeficiente de dilatação térmica cerca de 7 vezes menor [6].

Este comportamento mecânico é não-linear: a partir de uma determinada temperatura e tração, conhecida como ponto de joelho ou *knee point*, o núcleo de compósito passa a suportar todo o esforço mecânico do cabo. A partir desse ponto, é o baixíssimo coeficiente de dilatação linear do núcleo (cerca de  $1,61 \times 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ) que governa a dilatação de todo o cabo. É este comportamento que permite ao ACCC operar em temperaturas muito elevadas (como os 160°C adotados neste estudo) mantendo uma flecha inferior à de um cabo ACSR operando a 60°C.

É importante ressaltar que a principal vantagem prática do ACCC não é ser mais leve, mas sim apresentar baixa flecha mesmo em altas temperaturas. Enquanto o núcleo de aço do ACSR se dilata consideravelmente ao aquecer, aumentando a flecha, o núcleo compósito do ACCC praticamente não se expande. Isso permite operar o cabo em temperaturas muito maiores sem comprometer a altura de segurança, tornando-o ideal para projetos de repotenciamento de linhas de transmissão.

Sua maior limitação é o custo elevado, devido aos materiais avançados e ao processo de fabricação mais complexo [6].

Finalmente, cabe ressaltar a particularidade da nomenclatura adotada para os cabos ACCC. Conforme detalhado pelos fabricantes, os condutores ACCC frequentemente adotam os mesmos codinomes (como *Drake*, *Tern*, entre outros) dos cabos ACSR que eles se destinam a substituir. Essa nomenclatura, portanto, não se baseia na equivalência de área de seção transversal de alumínio, que no ACCC é geralmente superior. O critério de nomeação é o diâmetro externo. Um cabo ACCC recebe o mesmo codinome de um ACSR quando possui um diâmetro quase idêntico, sendo projetado como seu substituto direto em projetos de recapacitação de linhas existentes.

### 3) Limites Térmicos de Operação dos Cabos

As diferentes composições físicas dos cabos ACSR e ACCC, detalhadas nas seções anteriores, resultam em limites de temperatura de operação bastante distintos.

No caso do ACSR, o fator limitante é o alumínio de tempera dura (1350-H19). Conforme explicado anteriormente, a operação contínua em temperaturas elevadas (acima de 90°C) inicia um processo de recozimento que degrada permanentemente a resistência mecânica do cabo. Por essa razão, em linhas com e tais cabos, tipicamente adota-se de 60°C à 75°C para regime de operação nominal (operação contínua) e 90°C para regime de operação de emergência [10].

No caso do ACCC, o fator limitante não é o alumínio, pois ele já é do tipo recozido (1350-O), uma vez que não é projetado para contribuir com a resistência mecânica do cabo e, portanto, pode ser exposto a temperaturas muito maiores, sem prejuízo para suas características eletromecânicas. Ao contrário, o limite térmico é ditado pela resina epóxi que une as fibras do núcleo de compósito.

A integridade desta resina é medida pela sua temperatura de transição vítrea, que é o ponto onde o material começa a amolecer e perder rigidez. Para garantir a segurança e a vida útil do cabo, a temperatura de operação contínua deve ser inferior a esse limite. Testes de resistência feitos em laboratório, como em [7], confirmam que o cabo pode operar com segurança em temperatura de serviço contínua (regime nominal) de 160°C e 190°C para regime de emergência.

Ressalte-se que estes limites térmicos, de 60°C para o cabo ACSR e 160°C para o cabo ACCC, foram adotados neste estudo como premissas de projeto para o cálculo da flecha máxima e verificação das distâncias de segurança na temperatura de operação contínua.

### B. Estruturas

As estruturas de uma linha de transmissão aérea servem para fixar e sustentar os cabos condutores no alto, utilizando isoladores para manter uma distância segura entre as partes energizadas, a própria estrutura e o solo. Além disso, por meio de suas fundações firmes no terreno, têm a função de transferir para o solo todas as forças a que são submetidas, como o peso dos cabos e os esforços exercidos pelo vento agindo sobre os componentes [4].

As dimensões das estruturas são projetadas de tal forma a garantir que as distâncias mínimas de segurança sejam

atendidas mesmo nas condições de balanço máximo da cadeia de suspensão devido à ação do mais forte vento atuante na região de implantação da linha.

### 1) Tipos de estruturas

As estruturas de uma linha de transmissão, também chamadas de suportes, são classificadas de acordo com a sua função mecânica no traçado. De forma geral, elas são divididas em duas grandes famílias: suspensão e ancoragem.

As estruturas do tipo Suspensão, são empregadas nos trechos em alinhamento da linha. Como o nome sugere, sua função principal é apenas suspender os cabos, mantendo-os a uma altura segura do solo. Por isso, são projetadas para resistir aos esforços verticais (peso dos cabos, isoladores e ferragens) e aos esforços horizontais transversais (ação do vento sobre os cabos, cadeias e sobre a própria estrutura). Elas não são projetadas para suportar a tração longitudinal dos cabos. Por serem as mais utilizadas ao longo da linha e terem uma solicitação mecânica menor, são os suportes menos reforçados. Estruturalmente, podem ser classificadas como autoportantes, quando têm capacidade de se sustentar por si mesmas através de suas pernas e fundações ou estaiadas, quando necessitam de cabos de aço, chamados de estais, para auxiliar na sustentação das cargas verticais e horizontais transversais [4].

Já as estruturas do tipo Ancoragem, de acordo com [4] são muito mais robustas, pois sua função é absorver os esforços longitudinais resultantes da tração dos cabos. Elas são empregadas em pontos estratégicos da linha e se subdividem funcionalmente em:

- Ancoragem Terminal: são utilizadas no início e no fim das linhas, como na chegada em subestações (SEs). Sua função é sustentar altas trações dos cabos unilateralmente, o que acontece muito nas chegadas de subestações, visto que em um dos vãos ela suportará a tração plena dos cabos e no vão de conexão com o pórtico da SE geralmente é aplicada uma tração bastante reduzida devido à baixa suportabilidade mecânica desses. Dessa forma, as ancoragens terminais são, geralmente, as estruturas mais solicitadas e reforçadas de toda a linha.
- Ancoragem Intermediária: são posicionadas no meio de longos trechos retos ou em pontos com ângulos de deflexão elevados. Em operação normal, a tração dos cabos se equilibra dos dois lados. Contudo, elas são usualmente projetadas para resistir a um desequilíbrio de 15% na tração longitudinal dos vãos adjacentes a ela. Além disso, também são projetadas para suportar essas forças de forma desequilibrada em cenários específicos, como na manutenção ou em caso de ruptura de cabos. Muitos projetistas também as utilizam em intervalos regulares para seccionar a linha e facilitar futuros trabalhos de manutenção e construção, como na etapa de lançamento dos cabos, por exemplo.

### 2) Esforços atuantes na estrutura

O projeto de qualquer suporte de linha de transmissão considera as três direções principais de forças que atuam sobre ele: cargas verticais, transversais e longitudinais. Esses esforços determinam a robustez necessária para cada tipo de estrutura.

As cargas verticais são aquelas que atuam no sentido da gravidade, de cima para baixo. Elas resultam da soma do peso próprio dos cabos condutores e para-raios, acrescido do peso das cadeias de isoladores, ferragens e, para o cálculo das fundações, o peso da própria estrutura.

No caso das cargas transversais, elas atuam perpendicularmente ao eixo da linha. A principal fonte dessa carga é a pressão do vento, que age sobre a área exposta dos cabos, dos isoladores e da própria face da torre. Outro fator que implica em esforços transversais são os casos de estruturas aplicadas em pontos de deflexão da linha, uma vez que nesses casos a tração dos cabos é dividida em uma componente longitudinal e outra transversal, que aumenta quanto maior for o ângulo em que ela está aplicada.

As cargas longitudinais são as que atuam ao longo do eixo da linha de transmissão. Elas geralmente representam as solicitações mais severas para a estrutura. Essas cargas podem ser provenientes de um desequilíbrio na tração dos cabos nos vãos adjacentes a uma estrutura, ou em cenários de contingência, como o rompimento de um cabo, que elimina a tração de um lado da torre e aplica nela uma força desbalanceada e elevada.

### 3) Hipóteses de Vento

A carga de vento à qual uma linha está sujeita ao longo de sua vida útil não é um valor único. Ela é definida por meio de diferentes hipóteses de carregamento, que a norma ABNT NBR 5422:2024 [11] define como o conjunto de solicitações mecânicas que são consideradas no projeto.

Para o vento, estas hipóteses são estatísticas e baseadas em dois conceitos-chave definidos pela norma:

- Período de Retorno (PR): Definido como o "intervalo médio entre ocorrências sucessivas de um mesmo evento" [11]. Este conceito é uma medida estatística de risco e severidade. Um PR de 150 anos, por exemplo, indica um evento de vento mais raro e severo, enquanto um PR menor, como 50 anos, representa um evento mais frequente usado para verificar a segurança operacional.
- Tempo de Integração: Definido como o "tempo de amostragem de um parâmetro climático" [11]. Este conceito define a duração da medição. Um período curto, como 3 segundos, resulta em uma velocidade mais elevada por capturar rajadas instantâneas de vento, enquanto um período longo, como 10 minutos, resulta em um vento médio sustentado.

A combinação desses dois parâmetros define as diferentes hipóteses de vento que a NBR 5422:2024 [11] e o Operador Nacional do Sistema (ONS) [12] exigem que sejam verificados, sendo os principais:

- Vento máximo (ou nominal): PR de 50 anos e período de integração de 10 minutos.
- Vento extremo: PR de 150 anos e período de integração de 10 minutos.

Cada uma dessas velocidades é usada para uma verificação de projeto específica e é convertida na *pressão de vento*, ( $q$ ), que é o parâmetro usualmente utilizado nas equações de cálculo de esforços devido ao vento.

#### 4) Vão de Vento e Vão de Peso

A alocação de estruturas é um processo de otimização que depende de dois parâmetros geométricos fundamentais: o Vão de Vento e o Vão de Peso. O Vão de Vento ( $V_V$ ), também conhecido como *vão médio*, representa o comprimento de cabo, medido na horizontal, sobre o qual a força do vento atua para gerar esforços transversais na estrutura. Seu cálculo geométrico corresponde à média aritmética entre os comprimentos dos vãos adjacentes à estrutura, conforme (1).

$$V_V = \frac{a_i + a_j}{2} \quad (1)$$

Na qual  $a_i$  e  $a_j$  são, respectivamente, o comprimento do vão à ré da estrutura e o comprimento do vão a vante da estrutura [4].

Conforme NBR 5422:2024 [11], o Vão de Vento multiplicado pelo diâmetro do cabo e pela pressão de vento define a carga transversal total que cada cabo exerce sobre a torre devido à ação do vento. Essa carga é então utilizada para o cálculo da componente transversal total exercida em cada ponto de engate de cadeia de isoladores na torre, conforme (2).

$$T = n \cdot q \cdot d \cdot V_V + 2 \cdot n \cdot H \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) + f_{v\text{cad}} \quad (2)$$

em que:

- $n$  é o número de condutores por fase (neste caso, 1);
- $q$  é a pressão do vento extremo (calculada conforme NBR 5422:2024 [11] ( $\text{kgf}/\text{m}^2$ ));
- $d$  é o diâmetro do cabo ( $\text{mm}$ );
- $V_V$  é o vão de vento ( $\text{m}$ );
- $\alpha$  é o ângulo de deflexão ( $^\circ$ );
- $f_{v\text{cad}}$  é a força de vento na cadeia de isoladores (calculada pela pressão de vento  $q$  multiplicada pela área da cadeia) ( $\text{kgf}$ );
- $H$  é a tração do cabo na condição de vento extremo (calculado com a equação de mudança de estado) ( $\text{kgf}$ ).

De forma análoga, o Vão de Peso ( $V_P$ ), também conhecido como *vão gravante*, refere-se à porção de cabo, medida horizontalmente, cujo peso vertical é efetivamente suportado por aquela torre. Diferente do Vão de Vento, o  $V_P$  não é uma simples média aritmética, ele é calculado como a distância horizontal entre os pontos mais baixos (pontos de inflexão) da catenária nos vãos adjacentes. O Vão de Peso multiplicado pelo peso unitário do cabo (em  $\text{kg}/\text{m}$ ) define a carga vertical total de cada cabo sobre a estrutura. Essa carga é então somada ao peso da cadeia de isoladores para calcular a carga vertical total exercida em cada ponto de engate de cadeia de isoladores na torre, em condições normais de operação da LT [11], conforme (3).

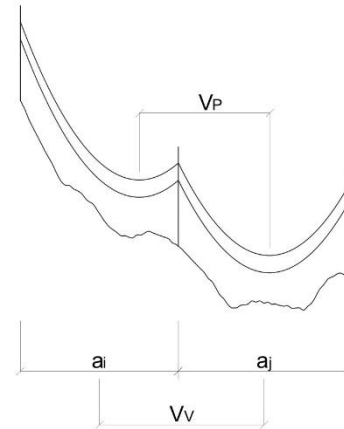
$$V = n \cdot p \cdot V_P + P_{\text{cad}} \quad (3)$$

em que:

- $V$  é a carga vertical nos pontos de engate ( $\text{kgf}$ );
- $n$  é o número de cabos por fase;
- $V_P$  é o vão de peso ( $\text{m}$ );
- $P_{\text{cad}}$  é o peso da cadeia de isoladores ( $\text{kg}$ );
- $p$  é o peso do cabo por unidade de comprimento ( $\text{kg}$ ).

Para a melhor compreensão das definições apresentadas, a Figura 2 esquematiza o  $V_P$  e o  $V_V$  para uma torre de referência.

Figura 2 - Representação esquemática dos vãos de vento e de peso.



Fonte: próprios autores.

Enquanto as definições acima são conceituais e geométricas, no projeto prático os parâmetros-chave são os Vãos-Limite  $V_{V\text{máx}}$  e  $V_{P\text{máx}}$ . Estes são os valores máximos que a estrutura pode suportar. Como será detalhado neste estudo, estes vãos-limite não são medidos, mas sim calculados partindo-se dos esforços máximos (transversais e verticais) nominais da estrutura para se encontrar o vão máximo admissível para cada cabo.

#### C. Projeto mecânico de linhas de transmissão

O projeto mecânico de uma LT foca em garantir que os cabos permaneçam a uma distância segura do solo e que os esforços não ultrapassem os limites dos componentes. Para isso, é necessário modelar os esforços que relacionam a tração, a flecha e a temperatura do cabo, além de definir os critérios de segurança do projeto.

##### 1) Comportamento mecânico do cabo

O dimensionamento mecânico de uma linha é governado pela necessidade de garantir as distâncias de segurança. Isso é controlado pela flecha (a deformação vertical do cabo) e pela tração (o esforço mecânico).

A flecha em um vão pode ser calculada com boa precisão por (4), que a relaciona com o peso do cabo e a tração horizontal:

$$f = \frac{A^2 \cdot p}{8 \cdot T_0} \quad (4)$$

em que:

- $f$  é a flecha do cabo ( $\text{m}$ );
- $A$  é o comprimento do vão ( $\text{m}$ );
- $p$  é o peso do cabo por unidade comprimento ( $\text{N}/\text{m}$ );
- $T_0$  é a tração aplicada no cabo ( $\text{N}$ ).

Contudo, como a própria equação demonstra, a flecha é uma função inversa da tração. O desafio central do projeto mecânico é que a tração não é um valor fixo, ela varia dinamicamente conforme o cabo se expande ou contrai. Para

se calcular a flecha em qualquer condição de temperatura e vento, é preciso, primeiro, determinar qual será a tração exata naquela condição.

Essa variação na tração é causada por dois fatores principais:

- Dilatação Térmica: A mudança na temperatura do cabo (seja pelo ambiente ou pela corrente elétrica que o percorre) causa sua expansão ou contração, governada pelo Coeficiente de Dilatação Térmica ( $\alpha$ ).
- Alongamento Elástico: A mudança na carga mecânica devido ao vento, ou à própria mudança de tração causa um "esticamento" ou "encolhimento" elástico, governado pelo Módulo de Elasticidade ( $E$ ).

Para prever o comportamento do cabo, o projetista parte de uma condição inicial conhecida e calcula a tração final em uma nova condição. O modelo matemático que descreve esse comportamento é a Equação de Mudança de Estado, conforme (5). Esta equação relaciona a tração final ( $T_{02}$ ) com a tração inicial ( $T_{01}$ ), a mudança de temperatura ( $t_2 - t_1$ ), o comprimento do vão ( $A$ ), o Módulo de Elasticidade ( $E$ ) e o Coeficiente de Dilatação ( $\alpha$ ) [4].

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \left[ \frac{ESp^2 A^2}{24T_{01}^2} + ES\alpha(t_2 - t_1) - T_{01} \right] = \frac{ESp^2 A^2}{24} \quad (5)$$

em que:

- $T_{01}$  é a tração inicial (kgf);
- $T_{02}$  é a tração final (kgf);
- $E$  é o módulo de elasticidade (kgf/mm<sup>2</sup>);
- $S$  é a área de seção transversal do cabo (m<sup>2</sup>);
- $p$  é o peso do cabo por unidade de comprimento (kgf/m);
- $A$  é o comprimento do vão (m);
- $\alpha$  é o coeficiente de dilatação linear (1/°C);
- $t_1$  é a temperatura inicial (°C);
- $t_2$  é a temperatura final (°C).

Softwares de projeto, como o PLS-CADD, implementam modelos matemáticos sofisticados baseados nesses princípios para calcular com precisão a tração e, consequentemente, a flecha do cabo para qualquer hipótese de carregamento. Trata-se, porém, de um software pago, sendo necessário adquirir licença para sua utilização.

## 2) O Conceito de Every Day Stress (EDS)

A Equação de Mudança de Estado requer uma condição inicial conhecida para calcular a tração em qualquer outra condição. Essa tração de referência do projeto é conhecida como EDS, ou Tensão Diária.

O EDS é definido como a tração horizontal do cabo em uma condição de repouso, tipicamente na temperatura média anual e com ausência de vento. A escolha do valor de EDS é uma das decisões mais críticas do projeto mecânico, pois representa um balanço técnico-econômico:

- EDS Alto (cabo mais tracionado): Reduz a flecha (o que é bom, pois permite torres menores ou vãos maiores), mas aumenta a tensão diária no cabo, o que o torna mais suscetível à fadiga por vibração eólica e deixa pouca

margem de segurança para contrações em temperaturas frias, nas quais a tração atinge seu máximo.

- EDS Baixo (cabo menos tracionado): É mecanicamente mais seguro para o cabo, mas resulta em flechas maiores, exigindo torres mais altas ou em maior quantidade, o que eleva o peso total de aço dessas estruturas e, consequentemente, o custo total do projeto.

Conforme recomendado por [4] em sua Tabela 2.4, a tração de EDS para cabos ACSR deve ser limitada a valores em torno de 20% da Carga de Ruptura (CR). Esta limitação tem como objetivo principal mitigar os efeitos da vibração eólica, um fenômeno aerodinâmico que se intensifica com o aumento da tração mecânica e pode levar à ruptura dos fios por fadiga junto aos grampos de suspensão. Essa recomendação foi adotada por grande parte das concessionárias transmissoras, tornando o uso do valor de 20% da CR a prática mais comum para o cabo ACSR e tendo sido aplicado em diversos projetos do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma vez que essa porcentagem oferece controle adequado das flechas em regime nominal sem comprometer a vida útil do condutor devido às vibrações eólicas.

Por essa razão, esse valor foi adotado como a referência para o cabo ACSR neste estudo.

## 3) Distâncias de segurança

Um dos principais fatores que governam o projeto mecânico de uma linha de transmissão, influenciando diretamente a altura das estruturas e o espaçamento entre elas, é o atendimento às distâncias de segurança. Essas distâncias representam os afastamentos mínimos obrigatórios que devem ser mantidos entre os cabos condutores energizados e o solo, edificações, rodovias, rios ou outras instalações que a linha venha a cruzar. A finalidade dessas distâncias, regulamentadas por normas técnicas, é garantir a segurança do público contra choques elétricos por arco voltaico e garantir o bom funcionamento e integridade tanto da própria linha de transmissão quanto dos diversos obstáculos que ela venha a atravessar ao longo do traçado. O cálculo da flecha máxima do condutor, sob as mais diversas condições de operação, é realizado precisamente para assegurar que essas distâncias de segurança nunca sejam violadas.

No Brasil, a norma NBR 5422:2024 [11] é o principal documento normativo que estabelece os métodos de cálculo e os valores mínimos para esses afastamentos. Os requisitos de distância não são uniformes, eles variam significativamente em função de dois fatores principais: a classe de tensão da linha e a natureza do obstáculo ou da região atravessada, como rodovias, ferrovias, travessias de rios, locais onde circulam máquinas agrícolas, dentre outros obstáculos.

## D. Modelagem e Simulação de Linhas de Transmissão

A aplicação dos conceitos de projeto mecânico em um traçado real de quilômetros de extensão é um problema de otimização complexo. A solução depende da integração de dados de terreno com as regras de engenharia e os limites dos componentes. Esta seção apresenta as ferramentas e metodologias computacionais que tornam essa simulação viável, desde a obtenção do modelo de terreno até os

algoritmos de otimização automática utilizados por softwares de mercado.

### 1) Modelagem Topográfica

A base para qualquer projeto de linha de transmissão é um modelo preciso do perfil topográfico ao longo do traçado. Programas como o PLS-CADD dependem desses dados para determinar a posição ótima das estruturas e verificar as distâncias de segurança ao solo. Em projetos executivos comerciais, e particularmente nos projetos que integram os leilões de transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a precisão é um requisito crítico para evitar custos e problemas na construção. Nesses casos, a metodologia padrão envolve o uso de perfilamento a laser aerotransportado, conhecido como tecnologia *Light Detection and Ranging* (LIDAR), que gera nuvens de pontos de alta densidade e precisão centimétrica, com a maioria variando entre 8 e 25 cm de precisão, obtendo uma representação bastante fidedigna do terreno e da vegetação [13].

Para estudos conceituais, análises acadêmicas ou projetos preliminares, em que o objetivo é a comparação de cenários ou a validação de uma metodologia, não é necessária tamanha precisão ou o alto custo associado ao LIDAR. Nesses contextos, é comum o uso de Modelos Digitais de Elevação (MDE) provenientes de dados abertos de satélite. Um dos mais utilizados para essa finalidade é o ALOS PALSAR, da agência espacial japonesa (JAXA), que oferece uma resolução espacial de 12,5 metros. Essa precisão é considerada suficiente para os objetivos de estudos comparativos e simulações em nível de projeto básico [14].

### 2) A Ferramenta PLS-CADD e a Modelagem de Componentes

O programa *Power Lines System Computer Aided Design and Drafting* (PLS-CADD), desenvolvido pela Power Line Systems, é o *software* padrão da indústria global para o projeto de linhas aéreas de transmissão. Sua principal característica é a capacidade de integrar, em uma única plataforma, todas as variáveis complexas do projeto [15].

Para que o programa possa realizar a otimização, é necessário alimentá-lo com as bibliotecas de componentes que definem os componentes essenciais da linha. Os dois arquivos de modelo fundamentais são:

- Arquivos de Cabo (.WIR): Este arquivo é a "identidade" digital do condutor. Cada arquivo WIR contém todos os seus parâmetros físicos e mecânicos (como peso, diâmetro, módulo de elasticidade, coeficiente de dilatação e as curvas de tensão-deformação) e elétricos (como a resistência elétrica). Estes arquivos são a base para os cálculos da Equação de Estado.
- Arquivos de Estrutura: De forma análoga, este arquivo define a torre. Ele une as dimensões físicas da estrutura (como a faixa de alturas e geometria) aos seus limites de aplicação mecânica (os Vãos-Limite  $V_{V_{máx}}$  e  $V_{P_{máx}}$  para cada ângulo de deflexão  $\alpha$ ).

Com os dados de terreno, os dados meteorológicos, as distâncias de segurança e estas bibliotecas de componentes

(cabos e estruturas) inseridos, o programa pode então executar o processo de otimização, que é detalhado a seguir.

### 3) Otimização Automática da Alocação de Estruturas

O processo de alocação de estruturas (*spotting*) é uma das tarefas mais complexas do projeto de linhas de transmissão. Academicamente, o problema é classificado como um desafio de programação dinâmica, que busca encontrar o caminho de menor custo através de um gráfico com milhões de combinações de locais e estruturas [16].

*Softwares* como o PLS-CADD implementam módulos de otimização automática (*Automatic Optimum Structures Spotting*) para resolver este problema. O algoritmo funciona iterando milhares de combinações possíveis, entre tipos de estrutura, suas posições e alturas, para minimizar uma função-objetivo, que é o custo total da linha. Este custo é definido pelo projetista e, conforme adotado neste trabalho, pode ser representado pelo peso total de aço empregado nas torres que irão compor a LT.

Para encontrar essa solução ótima (de menor peso), o algoritmo deve obedecer rigorosamente a um conjunto de restrições de engenharia. Conforme o manual da ferramenta [16], o algoritmo de otimização exige que a capacidade de cada estrutura seja definida exatamente pelos seus limites de vãos de vento e peso admissíveis. Além disso, ele deve respeitar outras restrições críticas, como as distâncias mínimas de segurança ao solo (calculadas na temperatura de regime nominal) e a política de tração do cabo (EDS), que define o comportamento da flecha.

Dessa forma, o *Optimum Spotting* é um motor de cálculo que processa o conjunto de regras e custos definidos pelo projetista, sendo eles os arquivos de cabo (.WIR), os limites de  $V_{V_{máx}}$  e  $V_{P_{máx}}$  das torres e as distâncias de segurança, e, por meio da programação dinâmica, retorna uma solução factível com as restrições impostas, buscando o menor peso possível.

### 4) Metodologia de Verificação de Capacidade Estrutural

O projeto de uma linha de transmissão nova, como as de um leilão da ANEEL, geralmente envolve a criação de uma família de estruturas específica para aquele projeto. Existe, porém, uma segunda abordagem: a verificação de capacidade. Este método é o padrão usado em projetos de recapacitação ou recondutoramento, nos quais o objetivo é analisar a troca de cabos em torres que já existem.

Para um estudo acadêmico comparativo, usar este segundo método não prejudica a análise. Pelo contrário, usar o mesmo projeto de torre para os dois cenários de cabos permite focar a análise no impacto do condutor, garantindo uma comparação válida.

Este método de verificação parte dos esforços máximos nominais de uma família de torres, sendo eles o esforço transversal, vertical e longitudinal máximos que a torre suporta em seus pontos de engate. O cálculo consiste em determinar os limites de aplicação de um novo condutor sobre essa estrutura existente. Para isso, as equações de esforço, que definem como as cargas dos cabos são transferidas para a torre em cada hipótese de carregamento, são reorganizadas para isolar as variáveis de vão.

A metodologia busca responder à seguinte pergunta: qual é o Vão de Vento e o Vão de Peso máximos que este novo

cabo, com suas características únicas de peso, diâmetro e tração, pode impor à torre sem que os esforços nominais da estrutura sejam ultrapassados? O resultado desse cálculo é a geração de uma nova tabela de aplicação, que define os  $V_V$  e  $V_P$  máximos para cada combinação específica de estrutura e cabo. Como explicado anteriormente, são exatamente estes vãos-limite que servem como as principais regras de engenharia para a ferramenta de otimização automática, ditando as condições às quais cada estrutura poderá ser exposta.

### E. Desempenho e Capacidade Elétrica da Linha

#### 1) Perdas por Efeito Joule

As perdas por efeito Joule nos condutores representam a maior parte das perdas de potência elétrica em uma linha de transmissão. Estas perdas estão diretamente relacionadas à resistência elétrica do condutor e, por conseguinte, à sua área de seção transversal de alumínio, à natureza do material que o compõe e à aproximação entre os condutores devido aos acoplamentos eletromagnéticos [1]. A redução dessas perdas é um critério fundamental de projeto, uma vez que impacta diretamente o rendimento e os custos operacionais da linha.

A ANEEL, por meio dos editais de leilão de transmissão, exige que as linhas de transmissão possuam como um de seus parâmetros elétricos um valor máximo para a resistência de sequência positiva da linha, em uma dada temperatura de operação, limitando, assim, as perdas provenientes do efeito Joule.

#### 2) Potência Natural (Surge Impedance Load – SIL)

A potência que flui em uma linha de transmissão sob condições ideais, nas quais a potência reativa gerada pela capacitância é igual à potência reativa absorvida pela indutância série, é denominada Potência Natural ou Carga de Impedância Característica. Esse conceito é amplamente empregado em estudos de desempenho de linhas aéreas, pois estabelece uma condição de operação na qual a linha não demanda potência reativa adicional do sistema, apresentando perfil de tensão mais uniforme ao longo do seu comprimento.

De acordo com [5], o SIL serve como referência para avaliar a capacidade de uma linha de transmissão, já que representa um nível de carga em que a necessidade de potência reativa é reduzida. Quando a linha opera muito acima desse valor, costuma-se empregar banco de capacitores para conter a queda de tensão e ampliar sua capacidade. Em condições muito abaixo do SIL, utilizam-se reatores para evitar situações de sobretensão devidas ao efeito Ferranti. Diante das dificuldades de obter novas faixas de servidão, o setor elétrico tem buscado elevar o SIL das linhas existentes para aumentar sua eficiência e capacidade.

A potência natural de uma LT pode ser encontrada por meio de (6).

$$Pot_{nat} = \frac{V_{LL}^2}{\sqrt{X_L \cdot X_C}} \quad (6)$$

em que:

- $Pot_{nat}$  é a Potência Natural da Linha (W);
- $V_{LL}$  é a Tensão nominal entre fases da Linha (V);
- $X_L$  é a Reatância indutiva da linha ( $\Omega/km$ );

- $X_C$  é a Reatância capacitiva da linha ( $\Omega.km$ ).

O termo  $\sqrt{L/C}$  representa a impedância característica da linha (também chamada impedância de surto), expressa em ohms, e constitui um parâmetro essencial em modelagens de ondas viajantes e no comportamento transitório da linha.

#### 3) Capacidade de Condução de Corrente (Ampacidade)

Em linhas de transmissão que transportam grandes potências, a elevação da temperatura do condutor causada pelas perdas por efeito Joule torna-se um fator crítico, exigindo a limitação da corrente para que a temperatura do condutor não ultrapasse valores admissíveis. Essa restrição é necessária porque temperaturas maiores aumentam as flechas dos cabos, elevam a resistência elétrica e aceleram deformações plásticas e a perda de resistência mecânica. Todos estes fatores são indesejados em uma linha de transmissão. Por isso, uma das etapas mais importantes de um projeto de LT é a realização do cálculo da ampacidade dos condutores na capacidade limite de transmissão.

Para o cálculo da ampacidade, será utilizada a metodologia estabelecida na IEEE Std 738-2023 [17], que considera que os cabos elétricos das linhas aéreas de transmissão estão sujeitos a um aquecimento adicional causado pela radiação solar, que se sobrepõe ao efeito térmico da corrente. Por outro lado, a superfície dos condutores perde calor de duas maneiras: por irradiação e por convecção. A relação entre a corrente elétrica, suas perdas por calor e ganho por radiação são dadas pela equação de balanço térmico em estado estacionário, conforme (7).

$$q_R + q_C = q_S + I^2 \cdot R(T_C) \quad (7)$$

em que:

- $q_R$  é a Perda de calor por radiação [W/m];
- $q_C$  é a Perda de calor por convecção [W/m];
- $q_S$  é o Ganho de calor por radiação solar [W/m];
- $R$  é a Resistência do cabo a uma dada temperatura [ $\Omega$ ];
- $I$  é a Corrente Efícaz (A).

### III. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho foi dividida em sete etapas, que descrevem o fluxo de trabalho desde a seleção do estudo de caso até a análise comparativa final, conforme descrito a seguir.

#### A. Definição dos Cenários de Estudo

O objetivo central deste trabalho foi investigar a efetividade da aplicação da tecnologia ACCC em projetos de linhas de transmissão. Considerando que o projeto de uma linha envolve múltiplas variáveis de engenharia que podem ser manipuladas para obter resultados diversos, a metodologia do estudo baseou-se no estabelecimento de três cenários distintos. Essa abordagem permitiu isolar variáveis específicas, como o tipo de tecnologia e a tração, para quantificar seus impactos individuais no desempenho final da linha.

Os três cenários simulados foram:

- Cenário 1 - Referência (ACSR Drake): Adotou-se o condutor ACSR Drake, originalmente especificado para a linha. Este cenário representa a prática de projeto convencional e serve como caso base para todas as comparações.
- Cenário 2 - Substituição com Alívio de Carga (ACCC Drake): Utilizou-se o condutor de alto desempenho ACCC Drake. Neste cenário, a tração de EDS foi reduzida em comparação com o Cenário 1 em cerca de 12%. O objetivo foi investigar se a tecnologia de baixa flecha do ACCC permite obter vãos maiores ao operar com uma tração mecânica inferior, que resulta em alívio de esforços nas estruturas.
- Cenário 3 - Desempenho com Tração Equalizada (ACCC Drake): Utiliza o mesmo cabo ACCC Drake, mas ajusta-se a porcentagem de EDS de modo que a tração absoluta em condição de EDS seja idêntica à do Cenário 1. O objetivo foi isolar a variável tração, focando em investigar a efetividade do baixo coeficiente de dilatação e alto módulo de elasticidade do núcleo do ACCC em obter estruturas mais baixas em comparação com ACSR.

Após a definição dos cenários de estudo, foi selecionado um traçado de linha de transmissão real de 230 kV, baseado em documentação pública de leilões da ANEEL, para servir como um cenário de projeto realista.

#### B. Levantamento e Tratamento dos Insumos de Projeto

Esta etapa consistiu na coleta de todos os dados de entrada:

- Dados Topográficos: Obtenção de um Modelo Digital de Elevação (MDE) de satélite e seu tratamento para gerar o perfil de terreno em formato XYZ e a malha TIN.
- Dados Meteorológicos: Coleta de dados de temperatura e vento da região, a partir de acervos de projetos existentes.
- Dados dos Condutores: Obtenção dos arquivos de modelo WIR (ACSR Drake e ACCC Drake) a partir de acervos de projetos existentes.

#### C. Definição dos Critérios de Projeto Mecânico

Foram estabelecidos os parâmetros-chave da simulação, incluindo:

- A política de tração (EDS) para cada cabo, validada contra os limites normativos de [12];
- As temperaturas de operação dos cabos;
- As distâncias de segurança, calculadas conforme a ABNT NBR 5422:2024 [11].

#### D. Modelagem da Capacidade Estrutural

Foi adotada uma metodologia de verificação de capacidade, na qual é realizado o reaproveitamento de estruturas utilizadas em outros projetos análogos. Este processo consistiu inicialmente em converter os esforços nominais máximos (transversais e verticais) de uma família de torres existente nos Vãos-Limite ( $V_V$  e  $V_P$ ) admissíveis para cada um dos dois condutores. Em seguida, esses novos parâmetros de aplicação calculados foram combinados com os dados geométricos originais das torres, como suas silhuetas e faixas de altura útil, além de seus respectivos

ângulos de deflexão máximos. A consolidação de todas essas informações permitiu a criação dos arquivos digitais de estruturas, contendo múltiplas opções de altura para cada tipo, formando assim a família de torres completa disponível para a otimização no *software* PLS-CADD.

#### E. Simulação e Otimização da Alocação Mecânica das estruturas

Com todos os insumos e restrições (dados de terreno, dados meteorológicos, distâncias de segurança e arquivos de cabos e estruturas) inseridos no PLS-CADD, foi executada a função de otimização automática (*automatic optimum spotting*) para os dois cenários (ACSR e ACCC), configurada para encontrar a solução de menor peso total de aço.

#### F. Análise do Desempenho Elétrico

Paralelamente à otimização mecânica, foi realizada a avaliação do comportamento elétrico dos dois cenários de condutores. Esta etapa focou na determinação dos parâmetros fundamentais da linha, como resistência, indutância e capacitância, calculados a partir das características físicas dos cabos e da geometria das estruturas.

Com base nesses parâmetros, a análise se desdobrou em duas frentes principais:

- Capacidade de Transmissão: Determinação da corrente máxima admissível (ampacidade) para cada condutor em regime permanente, considerando seus respectivos limites térmicos e as condições ambientais locais, além do cálculo da Potência Natural (SIL) como referência de desempenho.
- Eficiência Energética: Comparativo das perdas técnicas por efeito Joule, quantificando o impacto da redução da resistência elétrica do cabo de alto desempenho na operação da linha.

#### G. Análise Comparativa dos Resultados

Por fim, os resultados das simulações mecânica (número de torres, vão médio, peso total) e elétrica (perdas, ampacidade e SIL) foram consolidados e comparados para quantificar as vantagens de cada cenário.

## IV. DESENVOLVIMENTO

#### A. Definição do estudo de caso

A primeira etapa no desenvolvimento do estudo consistiu na definição do objeto de estudo. A escolha do traçado buscou um equilíbrio entre um cenário realista, baseado em um projeto público, e a viabilidade computacional das simulações. O estudo demandava um traçado que não fosse excessivamente longo, o que tornaria as múltiplas otimizações no PLS-CADD muito demoradas, nem curto demais, a ponto de ser estatisticamente irrelevante para avaliar o desempenho do cabo especial.

Após análises preliminares, foi estabelecido que uma extensão de aproximadamente 50 km apresentaria um balanço razoável entre esses dois fatores. Com base nesse critério, foi selecionada a Linha de Transmissão 230 kV Barra dos Coqueiros – Quirinópolis 2, um traçado real do Lote C do Leilão ANEEL nº 008/2008 [18]. Os relatórios e editais

públicos deste leilão serviram como base para levantar os parâmetros técnicos específicos do projeto-base, detalhados na Tabela 1.

Tabela 1 - Características gerais da LT.

Parâmetro	Especificação
Localização	Goiás
SE de saída	Barra dos Coqueiros
SE de chegada	Quirinópolis 2
Tensão nominal (kV)	230 kV
Extensão (km)	51,46 km
Número de fases	3
Circuitos	1
Disposição das fases	Triangular
Tipo de estruturas	Metálicas treliçadas

Fonte: Próprios autores.

Com base nas coordenadas das subestações de origem e destino, o eixo preliminar da linha foi obtido através do mapa digital Webmap da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [19]. Este eixo foi, então, detalhado e ajustado no *software* Google Earth Pro, gerando o traçado geográfico final em formato .KMZ. A Figura 3 apresenta o traçado de referência do estudo.

Figura 3 - Traçado da LT Barra dos Coqueiros - Quirinópolis 2.



Fonte: próprios autores.

Esse levantamento de dados preliminares e a definição do traçado são cruciais, pois estabelecem as premissas fundamentais e as restrições de contorno do estudo. A classe de tensão impacta diretamente a escolha das famílias de estruturas e a definição das distâncias de segurança. Da mesma forma, o traçado digital (.KMZ) serve como a base geográfica sobre a qual toda a modelagem topográfica e a otimização subsequente será executada.

## B. Caracterização dos Insumos de Projeto

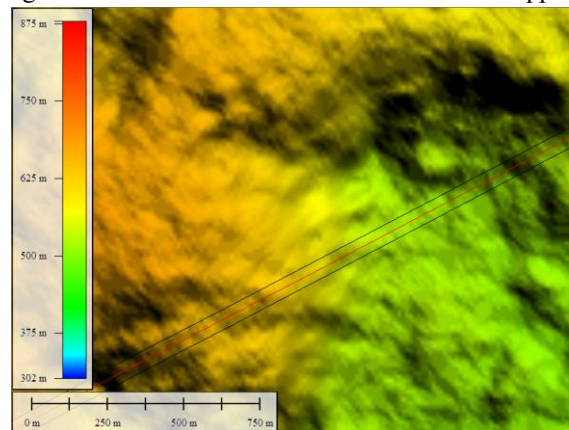
### 1) Dados de terreno

Após a definição do eixo da linha, a etapa seguinte consistiu na obtenção dos dados topográficos. Para este estudo, optou-se pelo Modelo Digital de Elevação (MDE) do

satélite ALOS PALSAR [20], que fornece dados com resolução espacial de 12,5 metros. Com base na localização da LT, exportou-se o arquivo MDE no formato GeoTIFF (.tif), que se trata de uma imagem raster georreferenciada, contendo os dados de elevação do local de implantação da linha.

O *software* PLS-CADD requer que os dados topográficos sejam importados em um formato XYZ, um arquivo de coordenadas 3D. Para preparar os arquivos MDE obtidos, foi utilizado o *software* Global Mapper. O procedimento consistiu em realizar um recorte do modelo de elevação, criando um corredor de 50 metros para cada lado do eixo da linha de transmissão. Essa ação otimiza o arquivo final ao restringir os dados apenas à faixa de interesse do projeto, tornando-o mais leve. Pode-se visualizar parte desse processo na Figura 4, onde é mostrado em vermelho um trecho do traçado da LT, em preto as bordas do corredor de 50 metros para cada lado e ao fundo o perfil de elevação do terreno nesse trecho.

Figura 4 - Processamento do MDE no Global Mapper.



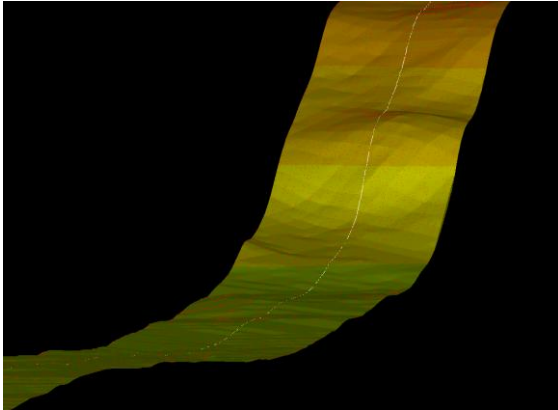
Fonte: próprios autores.

Na sequência, esse perfil de terreno recortado foi exportado diretamente para o formato XYZ, habilitando sua importação no PLS-CADD. Este modelo foi então importado para o ambiente PLS-CADD, gerando a nuvem de pontos tridimensional que representa o perfil do terreno ao longo de todo o traçado.

Um ponto importante desta etapa é que o arquivo XYZ exportado do Global Mapper também carrega os pontos georreferenciados dos vértices do traçado, originados do KMZ. Esses pontos de vértice foram então configurados no PLS-CADD como pontos de interesse, indicando os locais onde a linha muda de direção e a alocação de estruturas de ancoragem é obrigatória.

O próximo passo, executado dentro do próprio PLS-CADD, foi a criação de uma Rede Triangular Irregular (TIN) a partir dos pontos XYZ importados. O TIN conecta os pontos e forma uma superfície contínua, composta por uma malha de triângulos que representam o relevo. Na Figura 5 é mostrada a superfície TIN criada em um trecho da LT onde há um grande ganho de elevação, de cerca de 170 metros.

Figura 5 - Superfície TIN em vista isométrica com corredor de 50 metros para cada lado do eixo da linha.



Fonte: próprios autores.

A principal vantagem de se converter os pontos XYZ em um TIN é que o *software* passa a ter um modelo de superfície, e não apenas uma coleção de pontos soltos. Essa superfície é essencial para que o programa possa gerar perfis precisos ao longo do traçado e calcular a elevação do solo em qualquer ponto, sendo a base para a verificação das distâncias de segurança, e consequente alocação das estruturas.

## 2) Definição dos parâmetros meteorológicos

A definição dos parâmetros meteorológicos, que determinam as condições de contorno para os cálculos mecânicos, foi a etapa seguinte. Em projetos de linhas que irão integrar o SIN, é prática comum a contratação de estudos climáticos especializados. Considerando-se que a obtenção dos dados climáticos foge ao escopo do presente trabalho, foram utilizados os dados do acervo da empresa Connect Sistemas de Energia Ltda, relativos a uma linha de transmissão existente em localização próxima à área do traçado em estudo. Tal aproximação assegura a análise qualitativa desejada, sem perda de generalidade para a análise quantitativa dos resultados.

A partir do acervo mencionado, foram extraídas as temperaturas ambientes de referência, detalhadas na Tabela 2, e as velocidades de vento de projeto, apresentadas separadamente na Tabela 3.

Tabela 2 - Temperaturas do local de implantação da LT.

Temperatura	Valor
Média Anual	21 °C
Coincidente	17 °C
Mínima	3 °C
Máxima média	27 °C

Fonte: Acervo Connect Sistemas de Energia Ltda.

Tabela 3 - Velocidades de vento do local de implantação da LT.

Período de Retorno	Tempo de Integração	Velocidade
150 anos	3 s	170 km/h
150 anos	10 min	105 km/h
50 anos	10 min	95 km/h
2 anos	10 min	65 km/h

Fonte: Acervo Connect Sistemas de Energia Ltda.

Esses parâmetros de vento e temperatura são as entradas diretas para o cálculo das flechas e trações no PLS-CADD, compondo as hipóteses de meteorologia às quais a linha estará sujeita. A utilização de um acervo de dados de uma LT real geograficamente próxima, em vez de dados genéricos normatizados, confere um realismo significativamente maior à simulação. É importante ressaltar que a aplicação dessas premissas meteorológicas a ambos os cenários (ACSR e ACCC) garante uma base de comparação rigorosa e imparcial, permitindo isolar o impacto relativo do desempenho de cada cabo.

## 3) Modelagem dos cabos condutores

A caracterização dos cabos condutores para a simulação foi realizada a partir da obtenção de seus modelos mecânicos e elétricos. O PLS-CADD opera com arquivos específicos, no formato WIR, que contêm todas as propriedades físicas de cada cabo. Estes arquivos, dos cabos que são objetos do estudo, foram fornecidos pela empresa Connect Sistemas de Energia Ltda.

Para este estudo, foram selecionados dois condutores. O primeiro, ACSR Drake (795 kcmil), foi definido como o condutor de referência, pois é o cabo especificado para a linha original no relatório do Leilão ANEEL nº 008/2008 [18]. O segundo, ACCC Drake, foi então selecionado por ser o condutor de tecnologia ACCC da mesma família de diâmetro e ser utilizado comumente como substituto do anterior. A justificativa para esta comparação é a criação de um experimento controlado. Em cenários de projeto reais, o projetista é forçado a escolher entre otimizar o ganho mecânico ou o elétrico:

- Em leilões (projeto novo), a potência transmitida é fixa. O projetista usaria um ACCC de menor seção transversal que o ACSR para levar a mesma potência, focando apenas na redução de estruturas (ganho mecânico), mas sem demonstrar o ganho elétrico, pois o cabo menor tem também ampacidade menor.
- Em recapacitações de linhas existentes, onde o objetivo é o aumento de potência da linha, o projetista troca um ACSR por um ACCC de mesmo diâmetro nas torres existentes, focando apenas no aumento da ampacidade, mas sem poder aproveitar o ganho mecânico, visto que as torres já estão alocadas.

Este estudo, ao contrário, avalia o potencial tecnológico total do ACCC. Ao comparar dois cabos de mesma bitola em um projeto novo, o objetivo é demonstrar os benefícios

simultâneos: primeiramente as vantagens mecânicas (o ACCC Drake, mesmo quando submetido a menores trações, tem menor flecha que o ACSR Drake, levando a menos estruturas) e secundamente as vantagens elétricas (o ACCC Drake tem menor resistência elétrica e maior capacidade de temperatura que o ACSR Drake, levando a menores perdas e maior ampacidade para o mesmo diâmetro). Os principais parâmetros comparativos que validam esta abordagem estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados dos cabos condutores.

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Área total de alumínio (mm <sup>2</sup> )	402,6	519,7
Diâmetro (mm)	28,13	28,14
Peso unitário (kgf/m)	1,6287	1,5656
Carga de ruptura (kgf)	14266	18630
Módulo de elasticidade (kgf/mm <sup>2</sup> )	7593	12032
Coefficiente de dilatação linear (1/°C)	1,89x10 <sup>-5</sup>	0,16x10 <sup>-5</sup>
Resistência elétrica CC a 20°C (Ω)	0,0717	0,0536

Fonte: Catálogos das fabricantes.

É importante ressaltar que os valores do Módulo de Elasticidade e Coeficiente de dilatação linear do cabo ACCC são os valores para temperatura acima do “ponto de Joelho”, quando o cabo passa a ser sustentado pelo núcleo de compósito.

#### 4) Definição dos critérios de tração dos cabos

A definição da política de tração de cada cabo é um pilar da simulação mecânica, pois impacta diretamente os esforços nas estruturas e a flecha resultante. Este estudo seguiu os critérios de segurança estabelecidos pelo ONS, especificamente o Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede [12], que estabelece os limites máximos de tração em relação à Carga de Ruptura (CR) do condutor nas seguintes condições:

- 33% da CR na condição de Temperatura Mínima;
- 50% da CR na condição de Vento Máximo;
- 70% da CR na condição de Vento Extremo.

A metodologia adotada foi definir uma tração base na condição de EDS, que corresponde à tração do cabo em temperatura média anual e sem vento, e, a partir dela, verificar o atendimento aos limites do ONS.

Para os três cenários definidos na Metodologia, foram estabelecidos os seguintes critérios de EDS:

- ACSR Drake (Cenário 1): Adotou-se um EDS de 20% da CR, prática consolidada no setor elétrico para cabos convencionais, equilibrando controle de flecha e proteção contra fadiga.

- ACCC Drake (Cenário 2): Adotou-se um EDS de 13,5% da CR. Esta escolha visa explorar o potencial de alívio de carga nas estruturas, aumentando sua capacidade de obter vãos maiores.
- ACCC Drake (Cenário 3): Adotou-se um EDS de 15,3% da CR. Este valor percentual foi calculado especificamente para que a tração absoluta (em kgf) fosse idêntica à do ACSR no Cenário 1 (2853 kgf). O objetivo é isolar a variável "tração" para comparar puramente o desempenho de flecha das tecnologias.

A Tabela 5 consolida os valores de tração adotados para cada cenário.

Tabela 5 - Trações de EDS adotadas.

Parâmetro	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
	ACSR	ACCC	ACCC
Carga de Ruptura	14266 kgf	18630 kgf	18630 kgf
EDS (% da CR)	20%	13,5%	15,3%
Tração EDS resultante	2853 kgf	2515 kgf	2853 kgf

Fonte: próprios autores.

Após a definição das trações EDS, de 20% e 13,5% da CR, tornou-se necessário verificar se estas escolhas atendiam aos critérios de segurança do ONS. Para isso, foi preciso calcular as trações resultantes dos cabos nas condições meteorológicas críticas de Temperatura Mínima (sem vento), Vento Máximo (105 km/h) e Vento Extremo (170 km/h). Utilizando a equação de mudança de estado implementada em um programa de cálculo, a tração foi computada para um intervalo de vãos de 50 m a 1000 m, com incrementos de 50 m. Esta análise confirmou que em nenhum cenário as trações ultrapassaram os limites normativos de 33%, 50% e 70% da Carga de Ruptura, validando a política de tração adotada.

#### 5) Modelagem das estruturas

##### 5.1) Tipos de estruturas utilizadas

A definição das estruturas para a simulação partiu do reaproveitamento dos projetos de uma família de torres metálicas treliçadas de 230 kV, cedida pela empresa Connect Sistemas de Energia Ltda e proveniente de um projeto executivo existente.

A escolha dessa família foi uma decisão estratégica. O projeto original foi concebido para um condutor com características mecânicas (peso e diâmetro) próximas às do cabos ACSR Drake em estudo. Além disso, a linha de transmissão de origem está localizada em uma região com parâmetros meteorológicos similares aos adotados neste trabalho. Esses dois fatores garantem que as premissas de projeto das torres são compatíveis com o cenário simulado, tornando o estudo mais fidedigno.

A família é composta por quatro tipos de estruturas, incluindo suspensão autoportante, suspensão estaiada e

ancoragem. Cada tipo possui um limite de aplicação de ângulo de deflexão e uma faixa de altura total disponível, que permite variações em incrementos de 1,5 em 1,5 metros. As especificações de cada estrutura estão detalhadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Família de estruturas adotada.

Tipo de estrutura	Ângulo de deflexão máximo (°)	Faixa de alturas totais (m)
Ancoragem até 26°	26	23,20 a 42,70
Ancoragem até 60°	60	23,20 a 42,70
Suspensão autoportante	5	23,20 a 52,40
Suspensão estaiada	1	30,10 a 49,60

Fonte: próprios autores.

### 5.2) Cálculo dos vãos-limite de aplicação

O ponto de partida para esta metodologia são os dados nominais da família de estruturas, obtidos a partir de sua memória de cálculo de projeto. Esses dados consistem nos esforços máximos que a torre suporta nas três direções: transversal, longitudinal e vertical.

Para o processo de otimização automática da alocação (*automatic structures spotting*), o PLS-CADD não opera diretamente com os valores de força. O *software* precisa ser alimentado com os limites de aplicação de cada estrutura em metros, que são os Vãos-Limite. Portanto, o método de verificação de capacidade estrutural consistiu em converter os esforços nominais de projeto, especificamente o esforço transversal máximo (T) e os esforços verticais máximos (V) nos parâmetros de entrada requeridos pelo programa: vão de vento ( $V_V$ ) e vão de peso ( $V_P$ ) máximos.

#### 5.2.1) Cálculo do vão de vento máximo

O  $V_V$  é limitado pelo esforço transversal máximo (T) que a torre suporta. Este esforço é ditado pela hipótese de Vento Extremo. O cálculo parte da fórmula geral para esta solicitação, conforme (2). Para encontrar o vão de vento para os novos cabos, essa equação foi manipulada, isolando-se a variável  $V_V$ .

Este cálculo foi repetido para cada ângulo de deflexão ( $\alpha$ ) suportado pela torre. Conforme o ângulo  $\alpha$  aumenta, a componente transversal da tração ( $2 \cdot n \cdot H \cdot \sin(\alpha/2)$ ) consome mais capacidade de esforço da torre, resultando em um  $V_V$  admissível menor.

#### 5.2.2) Cálculo do vão de peso máximo

O vão de peso é definido pelo menor vão resultante de três hipóteses de carregamento vertical: Vento Máximo Transversal, Construção ou Manutenção. Após a verificação das três hipóteses para a família de estruturas em estudo, foi constatado que as hipóteses de Construção e Manutenção

representaram o caso crítico para todas as estruturas, resultando no menor  $V_P$  admissível.

A hipótese de Manutenção é calculada conforme (8).

$$V = 2 \cdot (n \cdot p \cdot V_P + P_{cad}) + P_{adicional} \quad (8)$$

em que:

- $V$  é o esforço vertical na torre na hipótese de manutenção (kgf);
- $n$  é o número de condutores por fase;
- $p$  é o peso do cabo por unidade de comprimento (kgf/m);
- $P_{adicional}$  é o peso adicional devido a trabalhadores e equipamentos (kgf).

A hipótese de Construção é calculada conforme (9):

$$V = 0,7 \cdot n \cdot p \cdot V_P + 1,25 \cdot n \cdot T_{EDS} \cdot \cos(70^\circ) + P_{ad} \quad (9)$$

em que:

- $V$  é o esforço vertical na torre na hipótese de manutenção (kgf);
- $V_P$  é o vão de peso (m);
- $T_{EDS}$  é a tração em condição de EDS (kgf);
- $P_{ad}$  é o peso da cadeia de isoladores + peso devido a trabalhadores (kgf);
- $n$  é o número de condutores por fase;
- $p$  é o peso do cabo por unidade de comprimento (kgf/m).

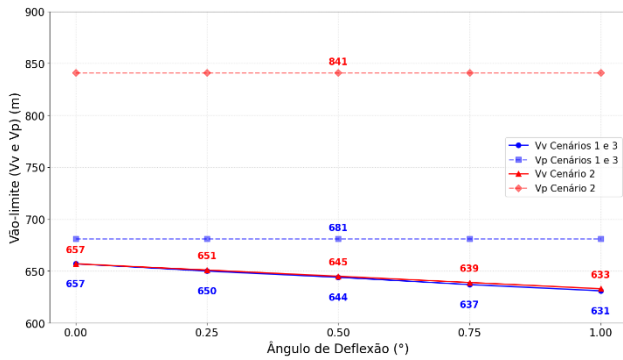
Essas equações foram manipuladas para isolar o  $V_P$ , e este foi o valor considerado como vão de peso máximo admissível para cada estrutura.

Este processo completo de cálculo foi executado para as quatro estruturas da família (Ancoragem 26°, Ancoragem 60°, Suspensão Autoportante e Suspensão Estaiada) e para os três cenários de projeto definidos na metodologia. Isso gerou o conjunto completo de tabelas de aplicação, que serviram como dados de entrada para a etapa de otimização automática.

Para demonstrar o impacto do método e as diferenças entre os condutores, serão apresentados a seguir os vãos-limite detalhados para os dois principais tipos de estrutura: a Suspensão Estaiada, mais frequente na linha, e a Ancoragem até 26°, crítica para ângulos. Vale destacar que as aplicações das torres são iguais para o Cenário 1 e Cenário 3, visto que ambos utilizam a mesma tração absoluta de EDS, apesar de utilizarem diferentes cabos condutores.

A Figura 6 exibe os resultados para a estrutura de Suspensão Estaiada.

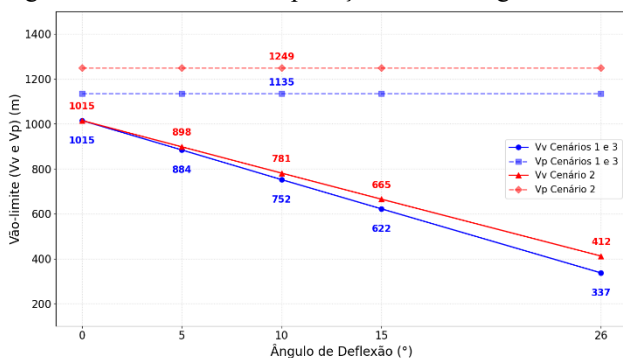
Figura 6 - Vãos-limite de aplicação da Suspensão Estaiada.



Fonte: próprios autores.

Em seguida, a Figura 7 exibe os resultados para a estrutura de Ancoragem até 26°.

Figura 7 - Vãos-limite de aplicação da Ancoragem até 26°.



Fonte: próprios autores.

Este processo de cálculo foi executado para todas as quatro estruturas da família e para os três cenários de projeto, gerando os resultados exemplificados nos gráficos anteriores.

Finalmente, esses vãos-limite calculados para cada um dos três cenários foram combinados com as respectivas faixas de altura total e ângulos de deflexão máximos para gerar os arquivos de estrutura no padrão do PLS-CADD. Foram criadas, portanto, três bibliotecas de estruturas distintas, uma para cada simulação.

#### 6) Definição das distâncias de segurança

A restrição final para a otimização da alocação são as distâncias mínimas de segurança. Conforme os critérios da ABNT NBR 5422:2024 [11], esta verificação foi feita com o condutor na sua temperatura de regime nominal, definida pela própria norma como a temperatura do cabo em regime permanente. Para este estudo comparativo, foi definida uma única restrição de solo para todo o percurso, baseada no critério "locais onde circulam máquinas agrícolas", um dos obstáculos previstos na Tabela 5 da referida norma. Seguindo o método de cálculo prescrito pela NBR 5422 para este obstáculo e a tensão de 230 kV, obteve-se a distância de segurança de 7,5 m, que foi então adotada. A aplicação deste mesmo valor em ambos os cenários (ACSR e ACCC) garante a validade da comparação.

#### 7) Definição da temperatura de operação dos cabos

A verificação da distância de segurança é realizada com o cabo em sua temperatura de regime nominal. Esta

temperatura é um critério de projeto que depende do limite térmico de cada cabo para operação contínua.

- Cenário ACSR Drake: Foi adotada a temperatura operacional padrão para este tipo de condutor em projetos de transmissão, sendo 60°C para regime nominal (operação contínua).
- Cenário ACCC Drake: Foi adotado o limite térmico superior da tecnologia HTLS. A escolha foi fundamentada em literatura técnica que analisa a temperatura de transição vítrea da resina epóxi do núcleo de compósito. Conforme demonstrado em [7], testes em cabos com núcleo de fibra de carbono confirmam a capacidade do material de suportar uma temperatura de operação contínua (regime nominal) de 160°C.

#### C. Alocação otimizada de estruturas com o PLS-CADD

Com todos os insumos de projeto definidos, sendo eles o perfil topográfico, os critérios meteorológicos, os arquivos de cabo, as políticas de tração, os vãos-limite das estruturas e as distâncias de segurança, a etapa final do dimensionamento mecânico da LT foi a execução da simulação de alocação.

Para isso, foi utilizada a função de otimização automática (*automatic optimum structures spotting*) do PLS-CADD. O objetivo da otimização foi encontrar a solução de menor peso total, sendo o peso de cada estrutura definido em toneladas. Este peso foi obtido a partir da lista de materiais do projeto original e não é um valor fixo, variando para cada tipo de torre conforme a altura selecionada. A faixa de peso, desde a estrutura mais baixa (peso mínimo) até a mais alta (peso máximo) para cada um dos quatro tipos, é apresentada a seguir.

- Ancoragem até 26°: 5500 a 10400 kg;
- Ancoragem até 60°: 7150 a 13000 kg;
- Suspensão Autoportante: 3300 a 9300 kg;
- Suspensão Estaiada: 1400 a 2200 kg.

Vale ressaltar que os pesos utilizados como parâmetro neste trabalho incluem estritamente o peso de aço das estruturas, com suas treliças, chapas, parafusos, dentre outras peças. Não estão inclusos aqui materiais como os pesos de isoladores e suas ferragens, grampos de suspensão e ancoragem, materiais contra vibrações, entre outros.

O processo de otimização foi executado de forma independente para os três cenários comparativos, utilizando as respectivas bibliotecas de cabos e estruturas preparadas anteriormente:

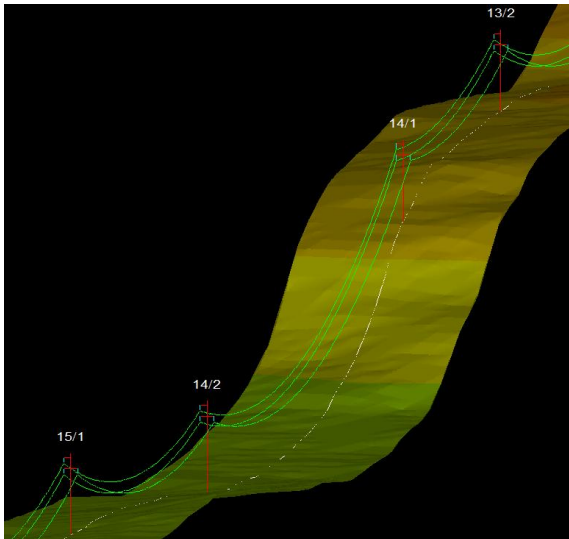
- Cenário 1 (Referência): O *software* foi configurado com o cabo ACSR Drake e as estruturas calculadas para o EDS de 20%.
- Cenário 2 (Alívio de Carga): Utilizou-se o cabo ACCC Drake e as estruturas calculadas para o EDS de 13,5%.
- Cenário 3 (Tração Equalizada): Utilizou-se o cabo ACCC Drake e as estruturas calculadas para o EDS de 15,3%.

Em todos os três casos, o algoritmo *Automatic Optimum Spotting* buscou a alocação que resultasse no menor peso total de aço para vencer o traçado de 51,46 km, respeitando-se rigorosamente o conjunto específico de restrições de cada cenário.

A execução desta otimização nos três cenários resultou na definição completa da lista de estruturas, suas posições exatas no perfil topográfico e o peso total de aço para cada cenário.

A título de ilustração, a Figura 8 apresenta a visualização em perspectiva tridimensional de um trecho da linha, evidenciando a alocação das estruturas sobre o modelo digital do terreno e o comportamento das catenárias.

Figura 8 - Visualização 3D de um trecho da LT no software PLS-CADD.



Fonte: próprios autores.

Salienta-se que as estruturas estão representadas em modelos simplificados do tipo "stick" e os cabos para-raios não estão exibidos, uma vez que a modelagem visual detalhada destes componentes não integra o escopo deste trabalho.

Com isso, foi concluída a etapa de dimensionamento e alocação mecânica da linha de transmissão.

#### D. Cálculo dos Parâmetros de Desempenho Elétrico

Após a definição da geometria da linha e a alocação das estruturas, a etapa final do desenvolvimento consistiu no cálculo dos parâmetros elétricos que definem a capacidade de transporte e a eficiência da linha.

Cabe ressaltar que os parâmetros elétricos calculados para o ACCC Drake se aplicam tanto ao Cenário 2 quanto ao Cenário 3, visto que a alteração da tensão mecânica de instalação não modifica as propriedades elétricas intrínsecas (resistência, indutância e capacitância) do condutor.

##### 1) Cálculo da Potência Natural (SIL)

Para o cálculo das componentes  $L$  e  $C$  da impedância característica foi utilizado a função *Line Constants* do software ATPDraw, ferramenta gratuita amplamente utilizada para estudos de transitórios eletromagnéticos. Os valores para as componentes de indutância e Capacitância da linha são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros Elétricos e Potência Natural (SIL).

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Reatância Indutiva ( $\Omega/\text{km}$ )	0,48481	0,48964
Reatância Capacitiva ( $\Omega.\text{km}$ )	294716	297189
Tensão Nominal Fase-Fase (kV)	230	230
Potência Natural (MW)	139,95	138,68

Fonte: próprios autores.

##### 2) Cálculo da Resistência de Sequência Positiva

Para a LT 230 kV Barra dos Coqueiros – Quirinópolis 2, linha objeto deste estudo, o edital estabeleceu uma resistência de sequência positiva máxima, para uma temperatura de  $50^\circ\text{C}$ , de  $0,0828 \Omega/\text{km}$  [18].

Através dos datasheets de ambos os cabos, e com a utilização da função *Line Constants* do software ATPDraw, foram encontradas as seguintes resistências para os cabos. Nota-se que para ambos os cabos o critério de resistência do edital foi atendido.

Tabela 8 - Resistências dos cabos.

Resistência	ACSR Drake	ACCC Drake
Resistência CC a $20^\circ\text{C}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0717	0,0536
Resistência de Sequência Positiva a $50^\circ\text{C}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0817	0,0624

Fonte: próprios autores.

##### 3) Cálculo da Ampacidade

Utilizando da metodologia de cálculo da norma 738 do IEEE, conforme (7), e com os dados referentes aos cabos e à localização da LT 230 kV Barra dos Coqueiros - Quirinópolis 2, foram encontradas as ampacidades expostas na Tabela 9.

Tabela 9 - Balanço Térmico e Ampacidade Calculada.

Coefficientes	ACSR Drake	ACCC Drake
Perda de calor por radiação (W/m)	6,97	6,97
Perda de calor por convecção (W/m)	39,18	39,18
Ganho de calor por radiação solar (W/m)	14,07	14,07
Resistência do condutor a 50°C ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0804	0,0602
Corrente em regime permanente a 50°C (A)	631,83	730,19

Fonte: próprios autores.

Observa-se na tabela anterior, que as resistências obtidas, tanto para o ACSR quanto para o ACCC, respeitam o limite de 0,0828  $\Omega/\text{km}$  exigido pelo edital para uma temperatura de 50°C.

Com o objetivo de verificar a ampacidade dos cabos em suas respectivas temperaturas de operação, realizou-se o cálculo do mesmo modo anterior, obtendo como resultado as resistências e ampacidades da Tabela 10.

Tabela 10 - Ampacidade dos Cabos na Condição de Operação de cada cabo (ACSR a 60°C e ACCC a 160°C).

Coefficientes	ACSR Drake	ACCC Drake
Perda de calor por radiação (W/m)	10,51	67,75
Perda de calor por convecção (W/m)	56,17	225,67
Ganho de calor por radiação solar (W/m)	14,07	14,07
Resistência do condutor na temperatura de operação ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0833	0,0843
Corrente em regime permanente (A)	794,95	1820,14

Fonte: próprios autores.

## V. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### A. Critérios de análise comparativa

Com a alocação otimizada concluída para os três cenários definidos, este capítulo apresenta a análise comparativa dos resultados. A avaliação de desempenho foi estruturada para isolar as variáveis de interesse (tecnologia do cabo e tensão de tração), utilizando as seguintes métricas:

- Desempenho Mecânico e de Peso:
  - Quantidade e Tipos de Estruturas: Comparativo do número total de torres e da distribuição por tipologia (suspensão e ancoragem) em cada cenário.
  - Análise dos Vãos: Comparação estatística do vão médio e do vão máximo.
  - Peso Total de Aço: Métrica principal de custo, consolidando o somatório do peso de todas as estruturas alocadas.
- Desempenho Elétrico:
  - Eficiência e Capacidade: Análise das Perdas Joule, Potência Natural (SIL) e Ampacidade. Cabe notar que, para o desempenho elétrico, os Cenários 2 e 3 apresentam resultados idênticos, pois utilizam o mesmo condutor (ACCC Drake).

Esta abordagem permite uma avaliação completa, quantificando não apenas o ganho mecânico/financeiro (menos aço), mas também o ganho de eficiência energética (menores perdas).

### B. Análise Comparativa da Alocação (Desempenho Mecânico)

Nesta seção, são discutidos os resultados quantitativos da otimização de alocação, confrontando o projeto de referência (ACSR) com as duas estratégias de aplicação do cabo ACCC.

#### 1) Quantidade e Tipos de Estruturas

A execução da otimização automática no PLS-CADD revelou diferenças significativas na quantidade de estruturas demandadas para cada estratégia de projeto.

A Tabela 11 detalha essa economia, consolidando os dados por tipo de estrutura.

Tabela 11 - Comparativo de quantidade de estruturas por tipo.

Tipo de Estrutura	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Ancoragem até 26°	12	12	11
Ancoragem até 60°	4	4	4
Suspensão Autoportante	1	0	1
Suspensão Estaiada	92	89	90
TOTAL	109	105	106

Fonte: próprios autores.

A análise da tabela anterior demonstra uma grande concentração de estruturas do tipo Suspensão Estaiada. Este comportamento é esperado e é uma consequência direta do traçado ser predominantemente retilíneo, com poucos ângulos de deflexão superiores a 1°. As torres estaiadas são as mais leves da família, e o algoritmo de otimização, configurado para minimizar o peso total de aço, prioriza sua inserção. Contudo, em projetos executivos reais, é comum

que as concessionárias exijam a inclusão de estruturas de Ancoragem ou Suspensão Autoportante em intervalos de distância fixos. Esta prática visa aumentar a confiabilidade da linha, segmentando a seção de tração e limitando os danos em caso de contingência. Como este estudo foca na comparação do desempenho intrínseco dos condutores e não em simular uma especificação executiva particular, foi mantida a alocação puramente otimizada pelo *software*, sem a inclusão de estruturas mais pesadas por critério de confiabilidade.

A análise da tabela também revela que a economia de torres nos cenários 2 e 3 ocorreu principalmente nas estruturas de suspensão. O número de ancoragens, ditado pelos ângulos de deflexão do traçado, não mudou significativamente.

## 2) Comprimento dos Vãos

A eficiência da alocação pode ser medida diretamente pela capacidade de aumentar o comprimento médio dos vãos, reduzindo assim a densidade de estruturas por quilômetro.

A Tabela 12 apresenta os valores obtidos para os vãos horizontais de cada cenário.

Tabela 12 - Comparativo dos vãos horizontais.

Vão	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Médio	476 m	495 m	489 m
Máximo	745 m	744 m	745 m
Mínimo	65 m	78 m	78 m

Fonte: próprios autores.

### 2.1) Análise do comprimento dos vãos no Cenário 2

O Cenário 2 apresentou o melhor desempenho global, com um vão médio de 495 m, superando em 4,0% o projeto de referência e sendo ligeiramente superior ao Cenário 3. Este resultado reforça a ideia inicial de que a estratégia de alívio de carga (tração reduzida) seria a mais eficaz para destravar o potencial de obter maiores vãos desta família de torres.

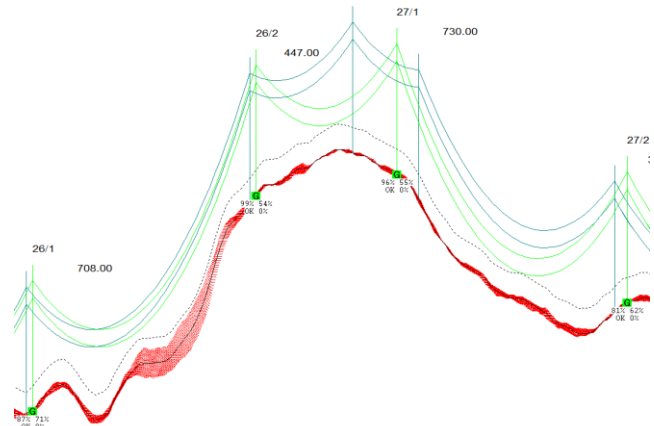
Por outro lado, o aumento no vão médio do Cenário 2, quando comparado ao Cenário 1, não foi tão expressivo quanto se esperava. Um possível motivo para isso vem do fato de que os vãos máximos de uma linha são tipicamente encontrados em trechos de grandes alinhamentos e poucos desníveis, onde são utilizadas majoritariamente estruturas de suspensão. Como foi demonstrado no gráfico de aplicação da estrutura de suspensão estaiada, para os baixos ângulos de deflexão, o seu Vão de Vento ( $V_V$ ) de ambos os cenários foi quase o mesmo, visto que esse parâmetro é influenciado diretamente pelo diâmetro do cabo, que é praticamente igual em ambos os cenários, e em baixos ângulos de deflexão a menor tração do cabo ACCC não surte efeito suficiente para gerar maiores vãos em comparação com o ACSR. Sendo o  $V_V$  o fator que governa o vão máximo em terrenos planos e com pouco desnível, é natural que o vão máximo final dos dois projetos seja parecido.

Investigando a fundo, percebeu-se que a verdadeira vantagem do Cenário 2, que permitiu a economia de 4 torres, não foi obter vãos horizontais significativamente maiores, mas sim na superioridade do Cenário 2 no Vão de Peso (um

ganho de 14,8% na estrutura estaiada, conforme gráfico apresentado anteriormente neste trabalho).

A Figura 9 ilustra este fenômeno em um trecho crítico do traçado.

Figura 9- Comparativo de alocação em trecho acidentado.



Fonte: próprios autores.

O perfil exposto na imagem utiliza uma escala vertical dez vezes maior que a horizontal. Essa configuração foi utilizada pois ela permite a visualização simultânea de vãos com centenas de metros de comprimento e flechas de poucos metros de altura. O efeito visual resultante é um aparente achatamento horizontal e uma intensificação da declividade do relevo, o que pode causar estranhamento ao leitor.

Na imagem, que sobrepõe o perfil do Cenário 2 (verde) e do Cenário 1 (azul), as torres 26/1 e 26/2 estão em posições quase idênticas em ambos, sendo a primeira na base de uma elevação e a segunda no topo. Devido ao grande desnível para o vão ré da torre 26/2, ela está sob alta solicitação de Vão de Peso ( $V_P$ ). No cenário ACSR (azul), esse desnível consome uma grande parcela do vão de peso máximo da torre, forçando o algoritmo a alocar a próxima estrutura (27/1) em uma curta distância a frente, para aliviar a carga.

No cenário ACCC (verde), a mesma torre 26/2 possui uma folga de  $V_P$  maior. Isso permite ao algoritmo alongar o vão à frente, posicionando a torre 27/1 mais distante. Esse aumento do vão fez com que, no trecho entre as torres 26/1 e 27/2, fosse necessária uma torre a menos no Cenário 2. A eliminação dessas estruturas de “alívio do esforço vertical” é um fator que explica o aumento do vão médio e a economia final de 4 estruturas.

### 2.2) Análise do comprimento dos vãos no Cenário 3

O Cenário 3 apresentou um vão médio de 489 m, um valor intermediário que supera o projeto de referência, mas fica abaixo do Cenário 2. Este resultado é interessante e diferente do que era esperado sob o ponto de vista mecânico.

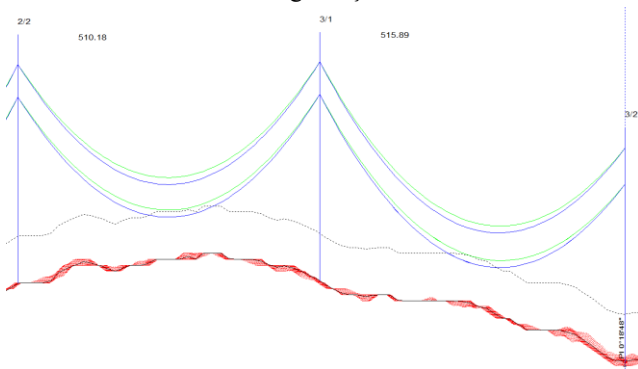
Considerando que o Cenário 3 utiliza a mesma tração de EDS que o Cenário 1, os esforços mecânicos de vento e peso aplicados sobre as torres são praticamente idênticos. Portanto, não houve liberação de capacidade estrutural por alívio de carga, como ocorreu no Cenário 2.

Investigando a fundo observou-se que, em diversos trechos da linha, o fator limitante para o posicionamento das estruturas não foi a capacidade mecânica da torre ( $V_V$  ou  $V_P$ ),

mas sim o comprimento das flechas dos cabos para o atendimento às distâncias de segurança ao solo.

Para comprovar este fenômeno, foi realizada, sem a utilização da ferramenta *optimum spotting* do PLS-CADD, uma simulação controlada em um tramo específico com três suspensões entre duas estruturas de ancoragem, utilizando as mesmas torres em posições fixas para ambos os condutores. Na Figura 10 podem ser observados dois vãos dessa simulação.

Figura 10 - Comparativo de flechas e distâncias de segurança.



Fonte: próprios autores.

A imagem demonstra o seguinte comportamento:

- Curvas em Azul (Cenário 1 - ACSR): A catenária inferior viola a linha pontilhada, que representa o limite mínimo de distância de segurança ao solo (7,5 m). Neste caso, em uma simulação de *optimum spotting* o software seria obrigado a reduzir o vão inserindo uma estrutura intermediária, não por falta de força na torre, mas para diminuir a flecha do cabo e cumprir a norma NBR 5422.
- Curvas em Verde (Cenário 3 - ACCC): Sob as mesmas condições de tração e em temperatura maior, o cabo ACCC apresenta uma flecha menor. A curva verde passa acima da linha limite, validando o vão sem a necessidade de torres adicionais.

Portanto, a melhoria no comprimento médio dos vãos e a consequente economia de 3 torres no Cenário 3 são atribuídas à diminuição das flechas proporcionada pelo baixo coeficiente de dilatação térmica do núcleo de compósito. Este cenário prova que, em terrenos onde a altura de segurança é restritiva, a tecnologia ACCC oferece ganhos significativos mesmo sem alterar a filosofia de tração do projeto original.

### 3) Altura das Estruturas

A análise da altura das estruturas quantifica o impacto do comportamento da flecha sobre a geometria vertical da linha, um fator determinante para o peso total de aço e, consequentemente, o custo das torres. A Tabela 13 apresenta os resultados estatísticos das alturas totais das estruturas alocadas em cada cenário.

Tabela 13 - Comparativo das alturas das estruturas.

Altura	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Média	43,6 m	43,5 m	39,8 m
Máxima	52,4 m	49,6 m	48,1 m
Mínima	23,2 m	23,2 m	23,2 m

Fonte: próprios autores.

A análise dos dados revela conclusões interessantes:

- Cenário 2: Neste cenário, a altura média permaneceu praticamente idêntica à do projeto de referência. Isso ocorre porque a estratégia de reduzir a tração (13,5% EDS) gera flechas maiores. Para compensar esse efeito e garantir as distâncias de segurança, o software manteve a altura das torres elevada, utilizando essa altura para aumentar o comprimento dos vãos.
- Cenário 3: Ao aumentar a tração para 15,3%, igualando à tração do ACSR, o comportamento de baixa dilatação térmica do ACCC foi plenamente explorado. Com o cabo mais tracionado e tendo menos aumento de flecha devido à temperatura, a flecha resultante foi reduzida. Isso permitiu ao software selecionar estruturas significativamente mais baixas para vencer os mesmos obstáculos. A redução da altura média para 39,8 m representa uma diminuição de quase 4 metros em relação ao projeto original.

Em suma, enquanto o Cenário 2 utilizou a capacidade do cabo para tentar aumentar os vãos, o Cenário 3 utilizou a capacidade do cabo para abaixar as torres.

### 4) Peso total de aço das estruturas

A análise mecânica comparativa finaliza com o levantamento do peso total de aço, a métrica de custo definida para este estudo. Este valor consolida a economia obtida tanto na quantidade de estruturas quanto na otimização de suas alturas.

A Tabela 14 apresenta os resultados do peso total de aço para os dois cenários.

Tabela 14 - Comparativo do peso total de aço das estruturas.

Cenário	Peso Total (toneladas)
1	300,5
2	285,6
3	271,2

Fonte: próprios autores.

Os resultados revelam que ambos os cenários com o cabo ACCC resultaram em economia de aço, com vitória para o Cenário 3 que, mesmo utilizando uma estrutura a mais que o Cenário 2, apresentou o menor peso total, resultando em uma economia de quase 10% sobre o projeto original e superando a economia do Cenário 2.

Este resultado comprova que, para o traçado e a família de torres em estudo, a estratégia de redução de altura foi financeiramente superior à estratégia de aumento de vão.

Em conclusão, a aplicação do cabo ACCC tracionado com força equivalente ao cabo convencional (Cenário 3) demonstrou ser a melhor solução sob a ótica do consumo de materiais, maximizando o benefício das propriedades térmicas do núcleo de compósito.

### C. Análise Comparativa de Desempenho Elétrico

Nesta seção, são discutidos os resultados obtidos para o desempenho elétrico da LT, comparando os dois cenários de condutores.

#### 1) Capacidade de Transmissão (Ampacidade)

Os resultados obtidos demonstram que o cabo ACCC Drake apresenta uma capacidade de transmissão de potência muito superior ao ACSR, uma vez que o primeiro condutor chegou a valores maiores que o dobro da ampacidade do segundo. Essa diferença, ocasionada pelo núcleo em compósito de carbono, que permite atingir elevadas temperaturas, evidencia o ganho expressivo proporcionado pelo cabo ACCC, especialmente em situações em que a linha opera próxima ao limite térmico ou necessita suportar aumentos de carga.

Adicionalmente, esse resultado destaca que a utilização do cabo ACCC em uma linha de transmissão gera um aumento na confiabilidade do sistema como um todo, ao permitir que em emergências a linha possa operar com temperaturas maiores, podendo substituir temporariamente alguma outra linha que foi perdida.

#### 2) Potência Elétrica Máxima

A potência máxima transmissível pela linha depende da tensão eficaz entre fases e a corrente dos condutores em regime permanente. Considerando a tensão de 230 kV e as correntes calculadas para condição de operação contínua, determinam-se as potências máximas apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 - Comparativo da potência máxima.

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Tensão Fase-Fase (kV)	230	230
Corrente por Fase (A)	794,95	1820,14
Potência Máxima (MVA)	316,69	725,09

Fonte: próprios autores.

Assim como observado na ampacidade, a potência máxima transmissível com o ACCC é mais que o dobro daquela obtida com o ACSR. Enquanto o ACSR é limitado pelo aumento excessivo de temperatura, o ACCC suporta temperaturas de operação substancialmente superiores, apresentando menor variação de flecha e maior estabilidade mecânica. Dessa forma, possibilita a condução de correntes mais elevadas e, conseqüentemente, maior transmissão de potência, sem comprometer os limites térmicos da linha.

#### 3) Perda de Potência por Efeito Joule

Considerando a corrente de operação constante ao longo dos 50 km da linha de 230 kV entre Barra dos Coqueiros e Quirinópolis 2, as perdas de potência ativa por efeito Joule podem ser calculadas utilizando (10). A Tabela 16 apresenta o comparativo das perdas de potência.

$$Pot_{perda} = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot l \quad (10)$$

em que:

- $Pot_{perda}$  é a Potência Perdida por Efeito Joule (W);
- $R$  é a Resistência do condutor em operação ( $\Omega/km$ );
- $I$  é a Corrente Nominal por Fase (A);
- $l$  é o Comprimento da linha de transmissão (km).

Tabela 16 - Comparativo das perdas de potência (ACSR a 60°C e ACCC a 160°C).

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Resistência Total por Fase ( $\Omega$ )	4,163	4,216
Corrente por Fase (A)	794,95	1820,14
Potência Ativa Total Perdida (MW)	7,89	41,90

Fonte: próprios autores.

#### 4) Queda de tensão

Além das perdas de potência ativa, a verificação da queda de tensão é fundamental para garantir a qualidade do fornecimento de energia. Para isso, conforme recomendado por [1], para linhas de até 80 km a 60 Hz, pode-se considerar o modelo  $\pi$  para linhas curtas, no qual desprezam-se as capacitâncias para a terra ficando apenas com uma impedância em série.

Desse modo, considerando a tensão fixa no valor nominal de 230 kV na barra de saída da SE de Barra dos Coqueiros e a linha operando na corrente máxima admissível para cada condutor, com o condutor ACSR operando a 60°C e o ACCC a 160°C, foram calculados os módulos da tensão na barra de chegada da SE Quirinópolis 2 por (11).

$$V_S = V_F - Z \cdot I \quad (11)$$

em que:

- $V_S$  é a tensão de fase na SE de saída (kV);
- $V_F$  é a tensão de fase na SE de chegada (kV);
- $Z$  é a impedância do condutor em operação ( $\Omega$ );
- $I$  é a Corrente Nominal por Fase (A).

A Tabela 17 apresenta os valores dos módulos da tensão na subestação de chegada obtidos para ambos os cabos.

Tabela 17 - Queda de tensão ao longo da LT.

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Impedância Total por Fase ( $\Omega$ )	4,163 + 24,24j	4,216 + 24,48j
Corrente por Fase (A)	794,95	1820,14
Tensão na SE de chegada (kV)	224,27	216,74
Queda de tensão (%)	2,49	5,78

Fonte: próprios autores.

Vale destacar que, devido à reatância indutiva, a tensão na barra de chegada da SE Quirinópolis 2 terá, também, uma defasagem em seu ângulo, que não foi calculada aqui.

A análise dos resultados revela que o cenário com o cabo ACCC apresenta uma tensão de chegada inferior à do cabo ACSR, configurando uma maior queda de tensão ao longo do trecho. Este comportamento representa uma desvantagem operacional da tecnologia de alto desempenho quando utilizada em sua capacidade máxima: o transporte de uma corrente muito elevada (1820 A) através de uma resistência parecida com a do ACSR (quando ambos os cabos estão operando em suas respectivas temperaturas de operação), o que intensifica a queda de tensão. Consequentemente, para viabilizar a operação nesses níveis de potência garantindo a conformidade com os níveis de tensão exigidos, pode ser necessária a instalação de equipamentos de compensação, o que adiciona complexidade e custos ao projeto em comparação com a operação em correntes menores do condutor convencional.

##### 5) *Rendimento*

O rendimento de uma linha é fundamental na apreciação econômica da transmissão. É definido como a relação percentual da diferença entre a potência total transmitida pela linha e a potência perdida, como calculado por (12). O rendimento da LT para cada cabo é mostrado na Tabela 18, para a qual as potências máximas foram calculadas considerando-se um fator de potência de 0,92.

$$\eta = \left(1 - \frac{Pot_{perda}}{Pot_{Máx}}\right) \cdot 100\% \quad (12)$$

em que:

- $Pot_{perda}$  é a Potência Perdida por Efeito Joule (W);
- $Pot_{Máx}$  é a Potência Máxima Transmitida (W).

Tabela 18 - Comparativo de rendimento.

Parâmetro	ACSR Drake	ACCC Drake
Potência Máxima (MW)	291,35	667,10
Potência Total Perdida (MW)	7,89	41,90
Rendimento (%)	97,29	93,72

Fonte: próprios autores.

#### D. *Discussão Integrada dos Resultados*

A integração dos dados obtidos nas simulações mecânica e elétrica demonstra que a substituição dos cabos proposta altera a dinâmica de peso de aço e eficiência do projeto, indo além do simples aumento de ampacidade. A seguir, são discutidos os principais pontos de convergência entre os desempenhos avaliados.

##### 1) *Otimização de recursos*

A utilização do cabo de alto desempenho permitiu mais que duplicar a Potência Máxima Transmissível (de 316,69 MVA para 725,09 MVA) reduzindo simultaneamente o peso total de aço das estruturas, que no Cenário 3, o de maior ganho em relação a esse quesito, gerou uma diminuição de 300,5 para 271,2 toneladas.

Para quantificar essa eficiência, este trabalho propõe o cálculo da razão entre o peso total de aço da linha e a potência máxima transmissível (Ton/MVA):

- Cenário 1 (ACSR): Com 300,5 toneladas para 316,69 MVA, a relação é de 0,949 Ton/MVA.
- Cenário 3 (ACCC): Com 271,2 toneladas para 725,09 MVA, a relação cai para 0,374 Ton/MVA.

Este indicador aponta que, no cenário otimizado com ACCC, cada tonelada de aço investida suporta uma capacidade de transporte de potência cerca de 2,5 vezes maior do que no projeto convencional. Isso sugere que o custo inicial mais alto do condutor pode ser, em determinada parcela, compensado pela melhor utilização das estruturas metálicas.

##### 2) *Impacto da temperatura na estratégia de alocação de estruturas*

A comparação entre os Cenários 2 e 3 esclarece o papel do coeficiente de dilatação térmica. A estratégia de "alívio de carga" (Cenário 2), focada em aumentar os vãos pela redução da tração, foi menos eficiente do que a estratégia de "tração equalizada" (Cenário 3) para o ambiente específico do estudo de caso deste trabalho. Vale ressaltar que, em traçados com maior quantidade de vértices de maior ângulo, o Cenário 2 poderia ter maior destaque, tendo em vista que a redução de tração causa maior alívio em torres alocadas em maiores deflexões.

Ao trabalhar com uma tração mais elevada no Cenário 3, o baixo coeficiente de dilatação do núcleo de compósito permitiu que a linha operasse com flechas reduzidas mesmo a 160°C. Isso possibilitou o uso de torres mais baixas,

gerando uma economia de aço maior do que a tentativa de alongar os vãos. O resultado comprova que, para a tecnologia HTLS, a redução da altura das torres trouxe maior economia de aço do que a redução da quantidade de estruturas, no estudo de caso em questão.

### 3) *Implicações da alta capacidade de transmissão*

Apesar do desempenho mecânico e da capacidade de transmissão superior do ACCC, a análise elétrica aponta fatores que exigem atenção no planejamento.

O primeiro ponto é o rendimento da linha. Conforme a Tabela 18, o rendimento do ACCC (93,72%) foi inferior ao do ACSR (97,29%). Essa redução de cerca de 3 pontos percentuais ocorre porque, na temperatura limite de 160°C, a resistência elétrica do ACCC aumenta, equiparando-se à resistência do ACSR a 60°C. Esse fator, somado a uma corrente de operação mais de duas vezes superior (1820 A contra 794 A), causa um aumento nas perdas totais por efeito Joule, que passaram de 7,89 MW para 41,90 MW (Tabela 16).

O segundo ponto refere-se à demanda de potência reativa. Tendo em vista que a potência natural (SIL) da LT depende apenas de fatores geométricos, como as dimensões das estruturas e dos cabos, observou-se que esse parâmetro foi ligeiramente menor para o caso do ACCC, conforme Tabela 7. Para transportar os 725 MVA permitidos pelo cabo ACCC, a LT estaria operando com potência bem acima da SIL, fazendo com que o consumo de reativos da própria linha seja maior, o que pode exigir a instalação de equipamentos de compensação reativa (como bancos de capacitores) nas subestações para manter os níveis de tensão adequados. Este é um custo adicional de infraestrutura elétrica que deve ser considerado na análise econômica global.

Destaca-se o fato de que o ACCC oferece uma capacidade de reserva robusta para cenários de alta demanda e em casos de operação de emergência, o que também pode refletir em uma maior flexibilidade para os ajustes da coordenação da proteção, que podem atuar com maiores retardos.

Além dos ganhos diretos de capacidade e eficiência material, a adoção da tecnologia ACCC apresenta benefícios ambientais estratégicos frente ao cenário de mudanças climáticas e restrições de uso do solo. Ao permitir que um único circuito transporte mais que o dobro da potência de um condutor convencional, essa solução reduz drasticamente a necessidade de implantação de múltiplos circuitos paralelos, minimizando a supressão vegetal e a largura das faixas de servidão necessárias para o escoamento de grandes blocos de energia. Essa alta densidade de potência, aliada à redução do consumo de aço nas estruturas, configura uma alternativa de menor impacto ambiental e maior resiliência para a expansão do sistema, otimizando o uso dos recursos naturais e da infraestrutura existente em um contexto de crescente demanda e rigidez nos processos de licenciamento.

## VI. CONCLUSÃO

O presente trabalho alcançou seu objetivo de analisar os impactos da utilização de condutores de alto desempenho em linhas de transmissão, indicando que a tecnologia ACCC apresenta benefícios técnicos relevantes para o aumento da capacidade de transmissão de potência. As simulações

demonstraram que o Cenário 3, que combinou o cabo ACCC com uma estratégia de tração igual à do ACSR, obteve o melhor desempenho comparativo para o traçado estudado. Esta configuração resultou em uma redução de quase 10% no peso total das estruturas metálicas e permitiu mais que duplicar a capacidade máxima de transmissão da linha, mostrando que o projeto otimizado utiliza menos aço por MVA transmitido em relação ao condutor convencional. Além disso, observou-se que, para as condições analisadas, explorar o baixo coeficiente de dilatação térmica do núcleo de compósito para reduzir a altura das torres foi mais eficaz para a redução de peso do que tentar aumentar os vãos por meio do alívio de tração nas estruturas.

No aspecto elétrico, a tecnologia mostrou-se capaz de ampliar significativamente a capacidade de transmissão do sistema, oferecendo uma margem operativa que pode contribuir para a confiabilidade em situações de contingência. Contudo, a operação em regimes de corrente elevada traz consequências que precisam ser consideradas, como o aumento das perdas por efeito Joule e a maior demanda de potência reativa.

Em relação às limitações deste trabalho, reconhece-se que seus resultados refletem as condições específicas de um traçado majoritariamente retilíneo, com poucos ângulos de flexão acentuados e com relevo intermediário. O estudo restringiu-se a dois cenários de tração para o cabo ACCC, não esgotando todas as possibilidades de análise. Ademais, a utilização de uma família de torres pré-existentes impôs restrições que podem ter limitado o potencial de redução de peso, haja vista que em empreendimentos nos quais são contratados projetos específicos para suas condições, os ganhos podem ser ainda superiores. Além disso, em linhas com características distintas, como maior quantidade de vértices, o cenário de alívio de carga (Cenário 2) poderia ter se destacado devido ao maior emprego de torres em condição de flexão, nos quais são mais bem exploradas as vantagens desse cenário. Essa variabilidade reforça que cada projeto de linha de transmissão é único e que a solução ótima depende diretamente de suas variáveis específicas.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de uma análise econômica abrangente, que incorpore o custo de aquisição dos cabos e o fluxo de caixa do empreendimento para determinar a viabilidade financeira real. Sugere-se também quantificar o possível impacto do consumo de potência reativa. Por fim, seria relevante estender a simulação a outras tecnologias de condutores de alta temperatura disponíveis no mercado, a fim de explorar diferentes alternativas que ofereçam outros pontos de equilíbrio entre custo inicial, capacidade de corrente e desempenho mecânico.

## REFERÊNCIAS

- [1] L. C. Zanetta Júnior, Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência. São Paulo, Brazil: Livraria da Física, 2006.
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. “Plano da Operação Energética 2023/2027: PEN 2023”.

- Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 19 nov. 2025.
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. "Previsões de Carga Global para o Planejamento Anual da Operação Energética – PLAN 2025-2029". Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 06 dez. 2025.
- [4] P. R. Labegalini et al., *Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão*, 2a ed. São Paulo, Brazil: Edgard Blucher, 1992.
- [5] F. Kiessling, P. Nefzger, J. F. Nolasco, and U. Kaintzyk, *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*. Berlin, Germany: Springer-Verlag, 2003.
- [6] J. P. C. Magalhães, "Cabos de Alta Temperatura em Linhas Aéreas AT Condições de falha térmica/mecânica," M.S. thesis, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2013.
- [7] Y. Liao et al., "Experimental study on high temperature resistance of stranded carbon fiber composite core conductor," in *IEEE Int. Conf. High Voltage Eng. Appl. (ICHVE)*, 2022, doi: 10.1109/ICHVE53725.2022.9961373.
- [8] A. P. de Moura, A. A. F. de Moura, and E. P. da Rocha, *ENGENHARIA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA: transmissão de energia elétrica em corrente alternada*. Fortaleza, Brazil: Edições Ufc, 2019.
- [9] C. Bayliss and B. Hardy, *Transmission and Distribution Electrical Engineering*, 3rd ed. Oxford, UK: Newnes, 2007.
- [10] ABNT NBR 5118, "Fios de alumínio 1350 nus, de seção circular, para fins elétricos," ABNT, Rio de Janeiro, Brazil, Jul. 2007.
- [11] ABNT NBR 5422, "Projeto de linhas aéreas de energia elétrica — Critérios técnicos," ABNT, Rio de Janeiro, Brazil, Jan. 2024.
- [12] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, "Procedimentos de Rede: módulo 2: critérios e requisitos: submódulo 2.7: requisitos mínimos para linhas de transmissão," Rev. 2022.08, ONS, 2022. Acesso em: 19 nov. 2025.
- [13] O. B. Albatayneh et al., "A Quantitative Assessment of LIDAR Data Accuracy," *Remote Sensing*, vol. 15, no. 2, p. 442, Jan. 2023. DOI: 10.3390/rs15020442.
- [14] W. Xu et al., "Vertical accuracy assessment and improvement of five high-resolution open-source digital elevation models using ICESat-2 data and random forest: case study on Chongqing, China," *Remote Sensing*, vol. 16, no. 11, Art. no. 1903, 2024. DOI: 10.3390/rs16111903
- [15] L. S. Hatashita, J. N. Hoffmann, and C. D. V. Pedroso, "Combined use of PLS-CADD and TOWER softwares for transmission line design: the experience and methodology of COPEL for Tower analysis," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, New Orleans, LA, 2010*.
- [16] POWER LINE SYSTEMS, "PLS-CADD – Version 12.3," 2012.
- [17] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors - Redline," *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012) - Redline*, pp. 1-145, Dec. 2023.
- [18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), "Edital – Leilão de Transmissão." [Online]. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/editais\\_transmissao/edital\\_transmissao.cfm](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/edital_transmissao.cfm). Acesso em: 03 nov. 2025.
- [19] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), "Webmap EPE," Rio de Janeiro, Brazil. [Online]. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 28 out. 2025.
- [20] ALASKA SATELLITE FACILITY, "Vertex: data portal," University of Alaska Fairbanks. [Online]. Disponível em: <https://search.asf.alaska.edu/#/?zoom=5.340&center=-45.712,-23.704>. Acesso em: 19 nov. 2025.