

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE GOIÁS
ESCOLA POLITÉCNICA E DE ARTES
ENGENHARIA ELÉTRICA
Trabalho Final de Curso II

Pedro Augusto Martins Azevedo

Técnicas de Recapacitação para Linhas de Transmissão:
Análise e Aplicação

Trabalho Final de Curso II como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica apresentado à Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Antônio Marcos de Melo Medeiros – Orientador. Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

Prof. Me. Luis Fernando Pagotti. Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

Prof. Dr. Cassio Hideki Fujisawa. Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

Goiânia, 10 de dezembro de 2024

Técnicas de Recapacitação para Linhas de Transmissão: Análise e Aplicação

Pedro Augusto Martins Azevedo, Antonio M. M. Medeiros, Cassio Hideki Fujisawa, Luis Fernando Pagotti.

Resumo

A demanda por energia elétrica tem crescido exponencialmente, impulsionada pelo desenvolvimento econômico, o avanço tecnológico e o aumento da população mundial. No Brasil, muitas linhas de transmissão instaladas nas décadas passadas estão se aproximando do fim de sua vida útil, tornando a modernização uma prioridade. Este trabalho analisa as principais técnicas de recapacitação de linhas de transmissão, suas aplicações práticas e os impactos das novas normas regulamentadoras no setor. As técnicas abordadas incluem a redução da cadeia de isoladores, o retensionamento, a alteração de estrutura, o recondutoramento, a inserção de mais subcondutores por fase, a modificação da tensão operativa, a transformação de cadeia de suspensão em semi-ancoragem e a inserção de estrutura no vão. O estudo de caso da linha de transmissão de 230 kV Cachoeira Dourada - SE Anhanguera C1 demonstra a eficácia dessas técnicas na melhoria da capacidade e eficiência das infraestruturas elétricas. A análise dos desafios enfrentados e das lições aprendidas destaca a importância das inspeções detalhadas, do planejamento rigoroso e da utilização de tecnologias avançadas.

Palavras-chave: Recapacitação de Linhas de Transmissão, Eficiência Energética, Modernização de Infraestruturas, Normas Técnicas, Estabilidade Mecânica

Abstract

The demand for electricity has grown exponentially, driven by economic development, technological advancement, and population growth. In Brazil, many transmission lines installed in past decades are nearing the end of their useful life, making modernization a priority. This paper analyzes the main techniques for upgrading transmission lines, their practical applications, and the impacts of new regulatory standards in the sector. The techniques discussed include the reduction of insulator strings, retensioning, structure alteration, reconductoring, the addition of more subconductors per phase, modification of operating voltage, transformation of suspension strings to semi-tension, and the insertion of structures in spans. The case study of the 230 kV Cachoeira Dourada - SE Anhanguera C1 transmission line demonstrates the effectiveness of these techniques in improving the capacity and efficiency of electrical

infrastructures. The analysis of the challenges faced and the lessons learned highlights the importance of detailed inspections, rigorous planning, and the use of advanced technologies.

Keywords: Transmission Line Upgrading, Energy Efficiency, Infrastructure Modernization, Technical Standards, Mechanical Stability

1. Introdução

A crescente demanda por energia elétrica no Brasil é evidenciada na **Figura 1**, que apresenta a projeção da carga média do Sistema Interligado Nacional (SIN) para os próximos anos. A comparação entre os dados da segunda revisão quadrimestral de 2020 e o planejamento anual 2021-2025 mostra um crescimento constante na carga de energia. Este aumento reforça a pressão sobre a infraestrutura existente, destacando a necessidade de recapacitação e modernização das linhas de transmissão como uma alternativa para atender às novas exigências do sistema elétrico nacional [1].

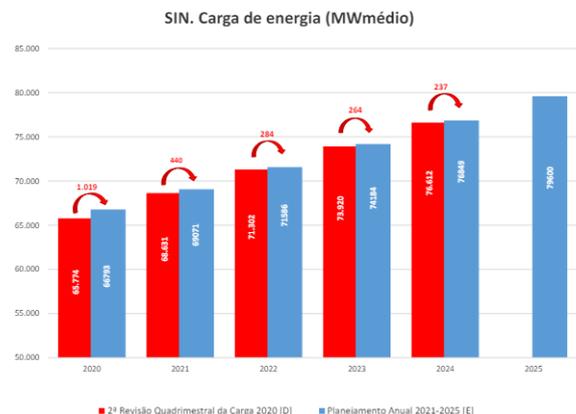


Figura 1: Carga de energia, ONS.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenham papéis fundamentais na definição dos requisitos e regulamentações para a recapacitação. O ONS coordena a operação das instalações de geração e transmissão, enquanto a ANEEL estabelece normas técnicas para garantir que todas as operações sejam realizadas de acordo com altos padrões de segurança e eficiência [2, 3].

Neste contexto, a recapacitação de linhas de transmissão surge como uma solução viável e de baixo impacto, reformando linhas já existentes deixando de lado a necessidade de construir novas estruturas. Dentre as técnicas aplicáveis, destacam-se a **redução da cadeia de isoladores**, o **retensionamento de cabos** e a **transformação de cadeias de suspensão em semi-ancoragem**, todas focadas no ajuste da flecha para atender às normas técnicas vigentes, como a **NBR 5422**. Este estudo tem como objetivo apresentar uma análise das técnicas de recapacitação aplicadas na **Linha de Transmissão 230 kV Cachoeira Dourada - SE Anhanguera C1**. A abordagem visa demonstrar como o ajuste da flecha possibilita operar com maior corrente e temperatura, resultando no aumento da capacidade de transmissão.

2. Revisão de Literatura

2.1 Por que dá recapacitação?

A recapacitação de linhas de transmissão é uma solução técnica e econômica que visa resolver os desafios críticos do setor elétrico, ao mesmo tempo em que prolonga a vida útil da infraestrutura existente. Entre os principais fatores que justificam sua necessidade estão:

2.1.1 Adequação às Normas Vigentes

As normas técnicas, como a **NBR 5422**, são atualizadas para refletir avanços tecnológicos e exigências regulatórias. Muitas linhas em operação foram projetadas sob padrões obsoletos, o que compromete a segurança e o desempenho. A recapacitação possibilita:

Ajustar a altura mínima cabo-solo;

Melhorar a resistência a esforços mecânicos e condições climáticas extremas;

Adequar parâmetros térmicos e elétricos às novas exigências.

2.1.2 Aumento da Capacidade de Transmissão

O crescimento da demanda energética, impulsionado por urbanização e integração de fontes renováveis, exige soluções que otimizem as infraestruturas existentes. A recapacitação permite:

A operação em temperaturas mais elevadas, aumentando a corrente transmitida;

Aproveitamento máximo das estruturas atuais, evitando expansões custosas;

Resposta ágil às novas demandas, mantendo a segurança e a eficiência.

2.1.3 Modernização de Infraestruturas

Envelhecidas

Muitas linhas de transmissão, com décadas de uso, apresentam desgaste significativo que afeta a confiabilidade. A recapacitação é uma alternativa eficiente à substituição completa, permitindo:

Reforçar a integridade estrutural e elétrica;

Substituir componentes defasados por materiais modernos, como cabos HTLS;

Estender a vida útil com menor custo.

2.1.4 Extensão da Vida Operativa dos Ativos

Os ativos de transmissão possuem vida útil limitada, determinada pela qualidade dos materiais, condições de operação e manutenção. A recapacitação torna-se essencial em situações em que:

O fim da vida útil dos cabos e estruturas compromete a continuidade do fornecimento;

A infraestrutura deve operar em condições mais exigentes que o previsto;

A análise econômica aponta a recapacitação como alternativa mais vantajosa.

2.1.5 Benefícios da Recapacitação

Custo-benefício: Reduz os investimentos e os prazos de implementação em comparação à construção de novas linhas;

Sustentabilidade: Diminui impactos ambientais ao reutilizar corredores de transmissão existentes;

Modernização Tecnológica: Facilita a incorporação de materiais e ferramentas avançadas, aumentando a eficiência e a confiabilidade.

A recapacitação não apenas garante conformidade com as exigências atuais, mas também prepara as linhas de transmissão para demandas futuras, aliando segurança operacional, longevidade e sustentabilidade do sistema elétrico.

2.2 Normas NBR 5422 de 1985 e 2024.

NBR 5422: 1985

A norma NBR 5422, publicada em 1985, representou um marco no estabelecimento de padrões para o projeto de linhas aéreas de transmissão no Brasil. Ela consolidou diretrizes abrangentes que integravam requisitos estruturais, elétricos e ambientais em consonância com os desafios tecnológicos e regulatórios da época. Destacam-se os seguintes aspectos centrais:

Altura cabo-solo: Estipulação de valores mínimos adequados às classes de tensão, assegurando níveis de segurança para operação e a interação com o entorno. Por exemplo, para tensões de 230 kV, a altura mínima é de 7, 8 metros.

Esforços mecânicos: Especificação das cargas aplicáveis às estruturas, considerando fatores como ações do vento (geralmente 50 kgf/m² em regiões de alta exposição), peso próprio dos condutores e variações térmicas.

Crítérios elétricos: Determinação de distâncias mínimas entre condutores, estruturas e o solo, visando prevenir riscos de descarga elétrica e assegurar a estabilidade operacional. A distância mínima entre condutores de fases distintas, por exemplo, deve ser de pelo menos 2,5 metros para evitar arcos.

Impactos ambientais: Introdução preliminar de considerações ambientais, alinhadas a um momento histórico em que a consciência ambiental ainda estava em ascensão.

Embora tenha proporcionado uma base robusta para a padronização, a evolução das demandas energéticas e avanços tecnológicos expuseram a necessidade de atualizações significativas na norma.

NBR 5422: 2024

A revisão da NBR 5422 em 2024 reflete transformações substanciais no setor elétrico, impulsionadas por avanços tecnológicos, demandas por sustentabilidade e maior complexidade regulatória. Essa versão incorpora novos paradigmas para o projeto e operação de linhas aéreas de transmissão, priorizando a integração de ferramentas digitais e soluções inovadoras. Os principais avanços incluem:

Materiais de alta performance: Implementação de cabos de alta temperatura e baixa flecha (HTLS), projetados para suportar até 75°C em operação contínua, permitindo aumento de capacidade de corrente sem comprometer a integridade estrutural. Além disso, a aplicação de ligas metálicas avançadas resulta em um incremento de até 30% na capacidade de transmissão em comparação com os cabos convencionais, otimizando a eficiência e prolongando a vida útil da infraestrutura.

Crítérios ambientais aprimorados: Estabelecimento de normas mais rigorosas para mitigação de impactos ambientais, incluindo diretrizes voltadas para a redução de desmatamento e a reutilização de corredores de transmissão.

Digitalização e monitoramento: Incorporação de ferramentas computacionais, como o software PLS-CADD, para modelagem, cálculo e monitoramento em

tempo real, permitindo simulações de operação e manutenção preventiva.

Segurança operacional robusta: Reavaliação das distâncias mínimas cabo-solo, considerando cenários climáticos extremos. Para tensões de 230 kV, a altura cabo-solo foi ajustada para 8,5 metros em regiões de **alta umidade**.

2.3 Efeitos Elétricos e Mecânicos.

Os efeitos físicos, elétricos e mecânicos desempenham um papel crucial na operação e na recapitação das linhas de transmissão. Entre os principais efeitos, destacam-se:

Efeito Joule: Refere-se ao aquecimento dos cabos devido à resistência elétrica ao fluxo de corrente. Esse fenômeno, descrito pela **Fórmula 1**, resulta em dilatação térmica, que pode alterar a tensão e a flecha dos cabos, fatores determinantes para a capacidade de transmissão [4].

A **Figura 2** ilustra um ponto quente em uma linha de transmissão, identificado por meio de termografia infravermelha. Esses pontos são indicativos de áreas onde o efeito Joule é mais intenso, podendo representar potenciais falhas ou comprometimento na eficiência do sistema. O monitoramento térmico dessas áreas é fundamental para a recapitação, permitindo ações corretivas que aumentam a capacidade de transmissão e reduzem perdas energéticas.

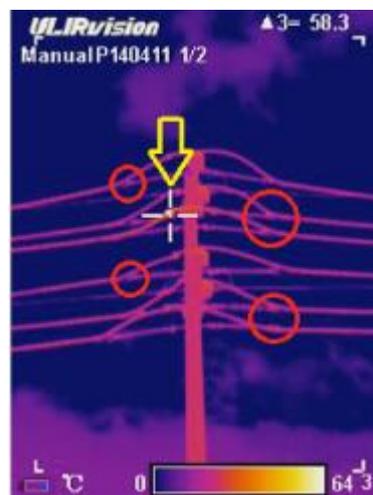


Figura 2: Imagem térmica de ponto quente

$$P = I^2 \cdot R$$

Fórmula 1: Efeito Joule

Onde:

P é a potência dissipada como calor (W);

I^2 é a corrente elétrica (A);

R é a resistência do cabo (Ω).

Efeito Corona: Ocorre quando a tensão elétrica em

torno dos cabos atinge níveis suficientemente altos para ionizar o ar ao redor, resultando em perdas de energia e interferências eletromagnéticas. Este fenômeno, descrito pela **Fórmula 2**, está diretamente relacionado à tensão de operação (V) e à tensão crítica (V_c), que determina o início do efeito. O controle do efeito corona é essencial nas técnicas de recapacitação, pois sua mitigação pode melhorar significativamente a eficiência e a qualidade da transmissão [5].

A **Figura 3** apresenta uma fotografia do efeito corona, evidenciando as descargas luminosas que ocorrem em torno dos isoladores e cabos em condições de alta tensão. Essas descargas, além de representarem perdas de energia, podem causar interferências que comprometem a comunicação em sistemas vizinhos. Monitorar e mitigar o efeito corona é uma prática indispensável em projetos de recapacitação, assegurando maior confiabilidade e eficiência ao sistema de transmissão.



Figura 3: Fotografia de efeito corona

$$P_c = f \cdot (V - V_c)^2 \quad \text{Fórmula 2: Efeito Corona}$$

Onde:

P_c é a potência dissipada pelo efeito corona (W);
 f é uma constante que depende das características do cabo e das condições atmosféricas;
 V é a tensão de operação (V);
 V_c é a tensão crítica para o início do efeito corona (V).

Forças Axiais e Radiais: As forças mecânicas atuantes em linhas de transmissão, incluindo forças axiais (paralelas ao eixo do cabo) e radiais (perpendiculares ao cabo), desempenham um papel fundamental na integridade estrutural dessas estruturas. As forças axiais são frequentemente causadas por tensões internas nos cabos, enquanto as forças radiais resultam de pressões externas, como vento e acúmulo de gelo. Essas cargas ambientais podem criar deformações, aumentando o risco de falhas ou colapso estrutural.

Para mitigar esses efeitos, os projetos de recapacitação utilizam cabos e materiais que oferecem alta resistência mecânica, bem como soluções como reforços estruturais ou ajustes no tensionamento dos cabos [6]. A análise detalhada dessas forças é essencial para garantir a

estabilidade e confiabilidade das linhas de transmissão, especialmente em regiões sujeitas a condições climáticas extremas.

2.4 Isoladores, Configurações e Estruturas de Suporte.

2.4.1 Isoladores.

Os isoladores são componentes essenciais nos sistemas de transmissão de energia elétrica, garantindo isolamento elétrico entre os condutores e as estruturas de suporte, além de suportar mecanicamente os cabos contra forças de tração, peso próprio e ações climáticas. Sua seleção depende de requisitos dielétricos, mecânicos e ambientais. Os materiais mais utilizados na fabricação de isoladores incluem porcelana, vidro temperado e polímeros.

Tipos de Isoladores

Isoladores de Porcelana: Compostos por material cerâmico, possuem alta resistência dielétrica e mecânica. São utilizados em ambientes com condições climáticas estáveis e baixa poluição atmosférica. A **Figura 4** ilustra um modelo típico de isolador de porcelana.



Figura 4: Isolador de porcelana.

Isoladores de Vidro Temperado: Fabricados em vidro com tratamento temperado, oferecem alta resistência mecânica e indicam falhas visualmente, pois se fragmentam sob sobrecarga. São ideais para linhas de alta tensão em ambientes moderadamente poluídos. A **Figura 5** ilustra um modelo típico de isolador de vidro.



Figura 5: Isolador de vidro.

Isoladores Poliméricos (Compósitos): Constituídos por fibra de vidro revestida com silicone ou outros materiais poliméricos, são leves, flexíveis e altamente resistentes à contaminação atmosférica, sendo aplicados em regiões com alta poluição ou chuvas ácidas [7]. A **Figura 6** ilustra um modelo típico de isolador de vidro.



Figura 6: Isolador de vidro.

2.4.2 Configurações dos Isoladores

As configurações dos isoladores determinam a maneira como as forças elétricas e mecânicas são distribuídas ao longo da linha de transmissão. Elas são projetadas conforme os requisitos específicos de cada trecho e as condições de operação.

Cadeias de Suspensão: Utilizadas em trechos retos das linhas, suportam os condutores em alinhamento vertical. São compostas por isoladores dispostos em série para resistir principalmente a cargas verticais, como o peso próprio dos cabos como podemos ver na **Figura 7**.



Figura 7: Cadeias de suspensão.

Cadeias de Ancoragem: Empregadas em pontos onde há mudança de direção ou necessidade de absorver forças horizontais significativas. Nessa configuração, os isoladores são dispostos em ângulo para contrabalançar a tração exercida pelos cabos, como podemos ver na **Figura 8**.



Figura 8: Cadeias de ancoragem.

Cadeias de Semi-Ancoragem: Representam uma configuração intermediária entre suspensão e ancoragem, sendo aplicadas em trechos com desvios suaves ou em locais onde as forças verticais e horizontais são moderadas. Essa distribuição proporciona uma transição mais equilibrada dos esforços mecânicos, como podemos ver na **Figura 9**.

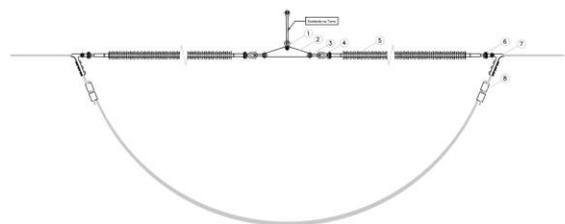


Figura 9: Cadeias de semi-ancoragem.

2.4.3 Torres

As torres de transmissão são estruturas desenvolvidas para sustentar os cabos condutores, isoladores e demais componentes das linhas de transmissão, garantindo a integridade estrutural e a segurança elétrica do sistema.

Geralmente construídas em aço galvanizado, elas são projetadas para resistir a cargas mecânicas provenientes do peso próprio dos cabos, forças de tração, pressão do vento e variações de temperatura.

Tipos de Torres

Torres de Suspensão: Projetadas para trechos retos, suportam as cargas verticais do peso dos condutores e absorvem esforços laterais de baixa intensidade. Mantêm a estabilidade estrutural ao longo dos vãos sem introduzir trações excessivas nos cabos.[8]

Torres de Ancoragem: Localizadas em pontos críticos, como mudanças de direção ou vãos extensos, absorvem as forças de tração provenientes dos condutores. Apresentam maior robustez e são equipadas com elementos adicionais para suportar os esforços horizontais.

Torres de Transposição: Utilizadas em locais onde ocorre mudança na configuração das torres ou na topologia do sistema, como transições entre tensões distintas ou tipos diferentes de torres.

Torres Terminais: Instaladas nos extremos da linha de transmissão, suportam a tração total dos cabos e funcionam como interface entre as linhas e as subestações.

O projeto das torres considera parâmetros elétricos e mecânicos, como altura mínima para isolamento adequado, distância de segurança entre condutores e solo, pressão do vento e cargas dinâmicas impostas por fatores climáticos. Ensaios de carga são aplicados aos elementos estruturais, como montantes, diagonais e vigas, assegurando que a torre suporte condições extremas ao longo de sua vida útil. As torres modernas são projetadas com base em análises computacionais, permitindo otimização de materiais, eficiência estrutural e redução de custos.

2.4.4 Cabos

Os cabos utilizados em linhas de transmissão desempenham um papel crucial para assegurar a eficiência elétrica e a estabilidade mecânica do sistema. Ao longo das décadas, a evolução tecnológica trouxe avanços significativos nos materiais, configurações e desempenho térmico e mecânico desses cabos.

Cabos Utilizados Antigamente

Historicamente, os cabos de transmissão eram fabricados predominantemente com alumínio e aço, na configuração conhecida como **Condutores de Alumínio com Núcleo de Aço (ACSR)** demonstrado na **Figura 10**. Essa configuração combina as propriedades condutivas do alumínio com a resistência mecânica do núcleo de aço, permitindo o suporte de longos vãos sem

comprometer a estabilidade.[9]



Figura 10: Condutores ACSR.

Exemplo: **Condutores ACSR Duck 605**

Resistência elétrica: **0,1067 Ω /km**

Seção transversal: **314,6 mm²**

Aplicações típicas: Linhas de tensão moderada a alta, com baixa demanda térmica.

Embora amplamente utilizados, os cabos antigos apresentam limitações térmicas e mecânicas em comparação com os cabos mais modernos, especialmente sob condições de alta carga e temperatura.

Cabos Modernos e Tecnológicos

Os cabos contemporâneos incorporam materiais avançados e tecnologias inovadoras para atender às demandas crescentes de eficiência, durabilidade e sustentabilidade. Alguns exemplos incluem:

Condutores de Alta Temperatura e Baixa Flecha (HTLS): Desenvolvidos para operar em temperaturas mais elevadas sem sofrer dilatação excessiva, esses cabos utilizam ligas de alumínio reforçadas e materiais compósitos no núcleo como podemos ver na **Figura 11**, reduzindo significativamente as perdas elétricas e a flecha.

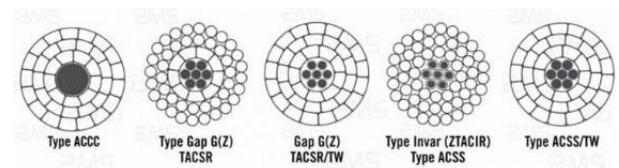


Figura 11: Condutores HTLS

Condutores Compósitos (ACCC): Substituem o núcleo de aço por um núcleo compósito de fibra de carbono demonstrado na **Figura 12**, que combina leveza e alta resistência mecânica. Essa configuração reduz o peso total do cabo, permitindo maior eficiência em linhas longas e áreas com limitações de suporte estrutural.



Figura 12: Conductor ACCC

Cabos com Revestimento Anticorrosivo: Projetados para operar em ambientes agressivos, como regiões litorâneas ou industriais, esses cabos possuem camadas protetoras que prolongam a vida útil e minimizam os custos de manutenção.

3. Estudo de Caso: Linha de Transmissão de 230 kV Cachoeira Dourada - SE Anhanguera C1

3.1 Descrição da Linha do Estudo de Caso:

A linha de transmissão apresentada neste estudo de caso é a **Cachoeira Dourada - Anhanguera C1**, com tensão nominal de **230 kV**. Esta linha possui um comprimento total de **207 km** e foi projetada para transportar energia elétrica entre a usina de Cachoeira Dourada e a subestação Anhanguera.

Parâmetros Básicos da Linha

Nome da Linha: Cachoeira Dourada - Anhanguera C1.

Tensão Nominal: 230 kV.

Extensão Total: 207 km.

Tipo de Conductor: ACSR Duck 605 (54/7), com resistência ôhmica de **0,1067 Ω /km** a 50°C e seção transversal de **314,6 mm²**.

Resistência Elétrica Total: **22 Ω** (207 km a 0,1067 Ω /km).

Reatância Indutiva: **112,6 Ω** (207 km a 0,54391 Ω /km).

Capacidade Elétrica da Linha: **170 MVA** (projeto original) com corrente de **427 A** a 50°C.

Estrutura e Componentes

Torres de Suporte: Estruturas metálicas de aço galvanizado, com altura média entre **17,40 m** e **19,61 m**, projetadas para suportar os cabos condutores e para-raios.

Configuração de Isoladores: Cadeias de suspensão e

semi-ancoragem, adequadas para garantir a distância dielétrica e suportar os esforços mecânicos ao longo dos vãos.

Condutores de Para-Raios: Responsáveis por proteger a linha contra descargas atmosféricas.

3.2 Motivo da Recapacitação da Linha

A recapacitação da linha Cachoeira Dourada - Anhanguera C1, operando a 230 kV, foi motivada principalmente pela limitação da altura cabo-solo. Essa linha foi originalmente construída em 1955, antes da criação da NBR 5422, que define os valores mínimos de distância dielétrica entre os condutores e o solo. Durante sua concepção, o projeto seguiu as referências da norma alemã VDE 0210, adotando parâmetros que, embora adequados na época, tornaram-se incompatíveis com as exigências normativas atuais.

A altura cabo-solo média da linha foi reduzida ao longo dos anos devido à flecha excessiva dos cabos condutores, provocada principalmente pela dilatação térmica em condições operacionais com altas correntes e temperaturas elevadas. Nos trechos críticos, a altura chegou a valores abaixo dos 6,00 m exigidos em condições normais.

3.2.1 Impactos da Limitação da Altura Cabo-Solo

A redução da altura cabo-solo compromete a **segurança operacional da linha**, aumentando exponencialmente os riscos de aproximação ou contato dos condutores com elementos externos. Entre os principais fatores de risco estão:

Vegetação Crescente: Em áreas rurais ou de mata, o crescimento descontrolado de vegetação pode ocasionar aproximação crítica aos cabos condutores, causando descargas elétricas e interrupção do fornecimento.

Interferências Estruturais: Terrenos inclinados ou regiões urbanizadas aumentam a probabilidade de contato com estruturas civis, como edifícios, postes e outros elementos. Isso é agravado pela falta de espaçamento adequado, em desacordo com as normas.

Cruzamentos Viários: Em trechos de cruzamento de rodovias e ferrovias, a altura reduzida dos cabos representa um risco direto à segurança de veículos e trabalhadores que atuam em manutenção, tornando-se um ponto crítico de fiscalização.

Além dos riscos físicos, a redução da segurança operacional compromete a confiabilidade sistêmica, pois as intervenções de emergência em linhas com altura inadequada tendem a ser mais frequentes e custosas.

3.2.2 Desligamentos Forçados e Penalidades

A altura inadequada dos cabos em relação ao solo é uma das principais causas de desligamentos forçados em linhas de transmissão, interferindo diretamente na continuidade e estabilidade do fornecimento de energia. Os desligamentos ocorrem principalmente em situações como:

Curto-Circuito por Aproximação: Quando a altura reduzida permite a aproximação crítica de vegetação ou estruturas, facilitando descargas elétricas e curto-circuitos.

Desligamentos Preventivos: Com a identificação do risco, operadoras podem ser obrigadas a realizar desligamentos preventivos para manutenção e correção, afetando diretamente o sistema elétrico.

Esses desligamentos resultam em parcelas variáveis, penalidades impostas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que são calculadas em função do tempo de interrupção e da energia não fornecida. As perdas financeiras associadas podem ser significativas, impactando o desempenho econômico da linha e das operadoras envolvidas. Além disso, os desligamentos frequentes reduzem a confiabilidade do sistema, afetando consumidores e indústrias conectadas à rede.[10]

3.2.3 Capacidade Operacional Limitada

A necessidade de operar a linha dentro de limites mais conservadores para evitar superaquecimento e flechas excessivas resulta em restrição direta da capacidade de transmissão. Em linhas de alta tensão, como a Cachoeira Dourada - Anhanguera C1, o aumento da corrente elétrica em condições normais e o consequente aquecimento dos condutores provocam:

Dilatação Térmica Excessiva: O aquecimento faz com que o cabo se expanda longitudinalmente, aumentando a flecha e agravando a redução da altura cabo-solo.

Operação em Baixa Capacidade: Para evitar riscos, a linha precisa ser operada abaixo de sua capacidade nominal, comprometendo a transmissão de potência e, conseqüentemente, o atendimento à demanda crescente do sistema elétrico.

Esse tipo de limitação é inaceitável em um contexto de aumento da demanda por energia, no qual o sistema precisa operar com máxima eficiência e segurança.

3.3 Como Foi Realizada a Identificação da Necessidade

A necessidade de recapacitação da linha Cachoeira Dourada - Anhanguera C1, operando a 230 kV, foi determinada a partir de uma avaliação técnica multidisciplinar, que envolveu inspeções com tecnologia de drones, medições in loco, e análises detalhadas dos

parâmetros normativos vigentes, com foco na conformidade com a NBR 5422. Esse processo teve como objetivo a identificação precisa das condições estruturais e operacionais da linha, especialmente em relação à altura cabo-solo.

Inspeções Aéreas com Drones

O método inicial consistiu na utilização de drones DJI Matrice 300 RTK, equipados com câmeras térmicas e sensores LiDAR, que permitem o mapeamento tridimensional e a análise de flechas dos condutores. Os drones foram utilizados para:

Mapeamento de Altitudes e Flechas: Identificação da altura cabo-solo com alta precisão;

Deteção de Pontos Críticos: Localização de trechos com flecha excessiva e proximidade perigosa em relação ao solo;

Inspeção Estrutural de Torres e Isoladores: Avaliação do estado geral da infraestrutura associada.

Os dados obtidos permitiram classificar os pontos identificados em três níveis de gravidade, com base na distância identificada entre os condutores e o solo:

Gravidade Baixa: Para vãos com violação de até 0,50 m em relação ao limite normativo;

Gravidade Média: Para vãos com violação entre 0,51 m e 2,35 m;

Gravidade Alta: Para vãos com violação superior a 2,36 m.

Essa classificação possibilitou a organização das necessidades, priorizando as regiões com maior nível de risco para correção imediata.

3.4 Decisão dos Métodos de Melhorias nas Torres

A princípio foram definidas 4 (quatro) alternativas a serem aplicadas no processo de alteamento do cabo condutor na linha embasada em análises estruturais detalhadas, inspeções técnicas e medições precisas. O processo consistiu na aplicação de soluções estruturais e operacionais devidamente segmentadas com base no grau de violação identificado.

Redução do Número de Isoladores

A redução da quantidade de isoladores foi adotada nos vãos com violação de baixa gravidade, ou seja, com distância inferior ao limite em até 0,50 m. A cadeia de suspensão original, composta por 17 isoladores, foi reduzida para 14 isoladores (dimensões 146x255 mm) demonstrado na **Figura 13**. Essa redução eleva a altura

cabo-solo devido à diminuição da flecha nos condutores. Está é uma solução eficaz para ajustes finos de altura sem impacto significativo na distribuição dos esforços mecânicos e no desempenho dielétrico.

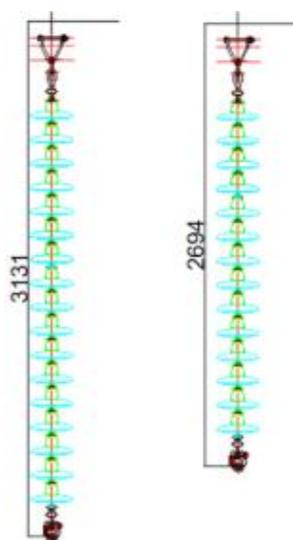


Figura 13: Exemplo de redução de cadeia de isoladores

Transformação de Cadeia de Suspensão em Semi-Ancoragem

Nos vãos com violação de gravidade média, com reduções entre 0,51 m e 2,35 m, optou-se pela transformação da configuração de suspensão em semi-ancoragem, demonstrado na **Figura 14**. Implementação de sistemas semi-ancorados em uma ou ambas as torres adjacentes ao vão, promovendo a redistribuição dos esforços mecânicos e reduzindo a flecha dos cabos. Esta solução é amplamente utilizada para ajustar a altura cabo-solo em situações moderadas, oferecendo estabilidade mecânica ao sistema sem necessidade de alteração integral da estrutura da torre e/ou melhorias mais complexas.

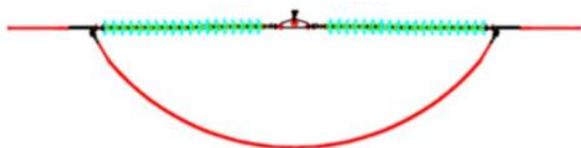


Figura 14: Cadeia em semi-ancoragem

Inserção de Estruturas Entre Torres

Nos vãos com reduções superiores a 2,36 m (gravidade alta), a solução exigiu a inserção de uma estrutura auxiliar entre as torres adjacentes. Foi realizada a instalação de uma nova estrutura Pré moldada intermediária, projetada para aumentar a altura do condutor no vão crítico, como podemos ver na **Figura 15**.

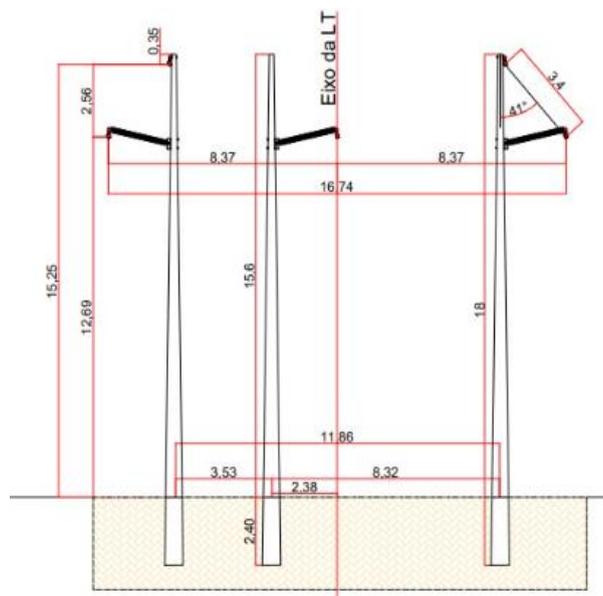


Figura 15: Estrutura a ser inserida em meio ao vão

Essa estrutura foi equipada com pontos de suspensão adicionais para redistribuir os esforços mecânicos e minimizar o impacto nas torres adjacentes. A inserção de estruturas intermediárias é uma solução eficiente para corrigir grandes violações de altura cabo-solo. Esse método permite ajustar a flecha sem a necessidade de intervenções substanciais nas torres existentes, garantindo estabilidade mecânica e conformidade normativa.

Análise e Exclusão do Retensionamento

O retensionamento dos cabos foi avaliado como uma opção preliminar, mas descartado devido às limitações mecânicas e normativas. A tração inicial aplicada aos cabos existentes corresponde a 33% da tração de ruptura, com um EDS (Elastic Deformation Stress) de 28%. Conforme a NBR 5422, o limite de tração admissível para operação segura é de 20% da tração de ruptura. O aumento de tração comprometeria a integridade mecânica dos cabos, inviabilizando essa opção como uma solução segura e sustentável.

3.5 Resultados

A implantação dos métodos de correção e melhorias estruturais na linha **Cachoeira Dourada - Anhanguera C1**, resultou em avanços significativos tanto na conformidade normativa quanto na confiabilidade operacional e capacidade de transmissão.

Melhorias na Altura Cabo-Solo

A elevação da altura cabo-solo foi fundamental para corrigir as violações identificadas durante as inspeções, eliminando riscos relacionados à proximidade excessiva com o solo e vegetação. Antes das intervenções, a altura cabo-solo estava abaixo dos limites estabelecidos pela **NBR 5422**, com valores em torno de **5,20 m** em trechos

críticos, enquanto o padrão exigia no mínimo **6,00 m** para condições normais e **7,00 m** em cruzamentos.

Aumento da Capacidade de Transmissão

A capacidade de transmissão da linha foi ampliada significativamente, passando de **170 MVA (427 A a 50°C)** para **310 MVA (780 A a 75°C)**. Essa melhoria foi alcançada através do ajuste nos parâmetros operacionais da linha, permitindo maior corrente sem comprometer a integridade dos condutores ou das estruturas. Estudos e simulações confirmaram que os condutores existentes podiam operar com segurança em temperaturas elevadas, desde que os esforços mecânicos fossem redistribuídos adequadamente.

A comparação com as condições iniciais demonstrou que a limitação de 50°C e corrente nominal de 427 A não atendiam mais às demandas crescentes. A elevação para 75°C e 780 A foi planejada para atender a esses requisitos sem comprometer a segurança ou a vida útil dos condutores.

Redução Relativa nas Perdas

Apesar do aumento da corrente, que eleva as perdas por efeito Joule em termos absolutos, a relação perdas/carga foi otimizada. Essa melhoria relativa decorreu da elevação da altura cabo-solo, que minimizou interferências externas e o efeito corona, fatores que contribuíam para perdas adicionais em trechos críticos. Os estudos computacionais indicaram que, mesmo com uma corrente elevada, a linha poderia operar de forma mais eficiente devido à redução de efeitos secundários negativos. O aumento da capacidade de transmissão permitiu distribuir a energia de maneira mais eficiente, reduzindo a densidade de corrente por unidade de carga.

Impacto na Confiabilidade do Sistema

As melhorias realizadas não apenas corrigiram violações estruturais e operacionais, mas também contribuíram para aumentar a confiabilidade geral do sistema. Com a conformidade integral à altura cabo-solo, as chances de desligamentos causados por curtos-circuitos ou interferências foram reduzidas drasticamente. Essas alterações asseguram uma operação mais segura e eficiente, alinhando a infraestrutura às demandas.

4. Conclusão

As intervenções realizadas na linha **Cachoeira Dourada - Anhanguera C1**, reafirmam a relevância da recapacitação de linhas de transmissão no cenário energético atual. Em um contexto de crescente demanda por energia elétrica e necessidade de infraestrutura mais eficiente e segura, a recapacitação emerge como uma solução técnica e economicamente viável, permitindo otimizar ativos existentes ao invés de construir novas linhas.

As melhorias implementadas, como os ajustes nos isoladores, inserção de estruturas intermediárias, foram fundamentais para corrigir violações normativas, reduzir riscos de curto-circuitos e desligamentos forçados, e aumentar a capacidade de transmissão. Essa abordagem garantiu maior segurança operacional e confiabilidade, consolidando a linha como um ativo alinhado às exigências atuais.

A recapacitação também contribui diretamente para a sustentabilidade. Ao otimizar o uso de recursos existentes, reduz-se a necessidade de novas construções, mitigando impactos ambientais e promovendo uma infraestrutura mais eficiente em termos energéticos.

A experiência adquirida nesse projeto demonstra a importância de iniciativas de recapacitação como estratégias cruciais para modernizar e sustentar o sistema elétrico nacional. Ao mesmo tempo, evidencia a relevância de soluções baseadas em estudos detalhados, simulações computacionais e aplicações técnicas para garantir robustez e longevidade à infraestrutura existente. Esses resultados solidificam a linha **Cachoeira Dourada - Anhanguera C1** como um exemplo de inovação em transmissão de energia, pronta para enfrentar os desafios energéticos futuros com sustentabilidade e eficiência.

5. Referencias

1. Pereira, J. F. (2021). Histórico das Linhas de Transmissão no Brasil. Revista de Engenharia Elétrica e Computação.
2. ONS. (2021). Operação e Manutenção de Instalações de Transmissão. Operador Nacional do Sistema Elétrico.
3. ANEEL. (2022). Regulamentações e Normas para Linhas de Transmissão. Agência Nacional de Energia Elétrica.
4. Gomes, M. H. (2021). Efeitos Elétricos e Mecânicos em Linhas de Transmissão. Seminário de Engenharia Elétrica.
5. Silva, J. R. (2020). Modernização de Infraestruturas Elétricas: Técnicas e Aplicações. Editora Técnica.
6. Ferreira, L. P. (2019). Reforço Estrutural de Linhas de Transmissão: Estudos de Caso. Revista de Engenharia Elétrica.
7. CIGRÉ. Guia para a seleção de isoladores de alta tensão para ambientes poluídos. CIGRÉ Technical Brochure No. 333, Paris, 2008.
8. GROSS, E. Otimização de projeto de torres para linhas de transmissão. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 24, n. 3, p. 1310-1317, 2009.
9. TAVARES, J. Evolução dos condutores de transmissão no Brasil. Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, 2020.
10. ON. Manual de Procedimentos da Rede Básica (MPRB). Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020.

