

**INSTITUTO FEDERAL**  
Minas Gerais

**INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS – *CAMPUS* ITABIRITO**

**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Diego Pereira de Jesus**

**MODELAGEM DE LINHA DE TRANSMISSÃO DE 345 kV NO SOFTWARE  
ATPDRAW PARA ANÁLISES DE TRANSIENTES DE SOBRETENSÃO EM DOIS  
BARRAMENTOS**

**Itabirito**  
**Janeiro de 2025**

**Diego Pereira de Jesus**

**MODELAGEM DE LINHA DE TRANSMISSÃO DE 345 kV NO SOFTWARE  
ATPDRAW PARA ANÁLISES DE TRANSIENTES DE SOBRETENSÃO EM DOIS  
BARRAMENTOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais, *Campus* Itabirito, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Profa. Dra. Claudia Rejane de Mesquita

**Itabirito  
Janeiro de 2025**

## FICHA CATALOGRÁFICA

J58m  
2025

Jesus, Diego Pereira de

Modelagem de linha de transmissão de 345 kV no software ATPDraw para análises de transientes de sobretensão em dois barramentos / Diego Pereira de Jesus. – 2025.

56 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito, 2025.

Orientadora: Dra. Cláudia Rejane de Mesquita.

1. Sobretensões. 2. Manobras de linhas de transmissão. 3. Linhas de transmissão de 345 kV. 4. ATPDraw. I. Jesus, Diego Pereira de. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito. III. Título.

CDD 621.319

Elaborada pela Biblioteca Jarbas Nazareth de Souza – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito

Bibliotecário Responsável: Veríssimo Amaral Matias – CRB-6/3266



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA**  
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS**  
Campus Avançado Itabirito  
Diretoria de Ensino  
Docentes do Campus Avançado Itabirito  
Rua José Benedito, 139 - Bairro Santa Efigênia - CEP 35450-000 - Itabirito - MG  
- www.ifmg.edu.br

**Ata da Defesa de TCC, realizada em 30 de Janeiro de 2025**

MODELAGEM DE LINHA DE TRANSMISSÃO DE 345 kV NO SOFTWARE ATPDRAW  
PARA ANÁLISES DE TRANSIENTES DE SOBRETENSÃO EM DOIS BARRAMENTOS

**Diego Pereira de Jesus**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - Campus Itabirito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Aprovado** em 30/01/2025 pela banca examinadora:

Profa. Dra. Cláudia Rejane de Mesquita (IFMG - Campus Itabirito)  
**Orientador (presidente da banca avaliadora)**

Prof. Dr. Bruno Renó Gama (IFMG - Campus Itabirito)  
**Membro avaliador**

Prof. Eng. Elton Verkalterem Reis Silva (IFMG-Campus Itabirito)  
**Membro avaliador**



Documento assinado eletronicamente por **Cláudia Rejane de Mesquita, Professora**, em 30/01/2025, às 18:23, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Renó Gama, Professor Substituto**, em 30/01/2025, às 18:37, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Elton Verkalterem Reis Silva, Professor**, em 13/02/2025, às 12:23, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **2182305** e o código CRC **924CCC11**.

*Dedico este trabalho aos meus pais João Bosco e Marli,  
meu irmão Leandro, minha noiva Carine, minha avó  
Celia e meu avô Geraldo (In memoriam), minha família  
e a todos que contribuíram para a realização deste sonho.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, acima de tudo, a Deus, fonte de sabedoria e força inesgotável, por me abençoar e guiar minha trajetória, pois com ele tudo isso se tornou possível.

Agradeço a minha família, minha base, meus pais João Bosco e Marli, por todos os ensinamentos na vida e pelo que se abdicaram para garantir a minha educação. Ao meu irmão Leandro pelo companheirismo e incentivo, minha Avó Celia pelo apoio.

Agradeço a minha noiva Carine, pelo incentivo, compreensão, apoio e todo amor e cuidado durante toda nossa jornada acadêmica.

Aos meus amigos de turma, pela parceria sincera e a todos os colegas do curso de Engenharia Elétrica, que compartilhando experiência, somamos no aprendizado mútuo.

Agradeço aos meus formadores, minha orientadora professora Dra. Claudia Rejane Mesquita, e ao professor Dr. Eduardo José de Araújo. Agradeço a todos os professores pelos ensinamentos transmitidos e por contribuir para minha formação e crescimento profissional

Agradeço imensamente ao IFMG – Campus Itabirito, pela formação de qualidade.

## RESUMO

A modelagem e simulação de linhas de transmissão são fundamentais para garantir a operação segura e eficiente dos sistemas elétricos. Este trabalho tem como objetivo analisar os transientes de sobretensão na linha de transmissão de 345 kV que conecta as subestações Itabirito 2 e Ouro Preto 2, com aproximadamente 5 km de extensão, utilizando o software ATPDraw. O estudo aborda uma lacuna na análise de estratégias de mitigação de sobretensões em cenários específicos de energização, reenergização e inserção de banco de capacitores. A metodologia incluiu o levantamento de parâmetros reais da linha e subestações, a modelagem baseada em características físicas e geométricas do sistema, e a simulação de três cenários distintos: energização, reenergização após falta e inserção de banco de capacitores. Para cada cenário, foram analisados os picos de tensão, a distorção de formas de onda e a eficácia de métodos de amortecimento de sobretensões, como chaveamento controlado e uso de para-raios. Os resultados mostraram que, no cenário de reenergização após falha sem amortecimento, os picos de sobretensão atingiram valores críticos de 5,67 pu (1,54 MV). A aplicação de disjuntores de pré-inserção e para-raios reduziu este valor para 1,43 pu, uma diminuição de 75%. Já no cenário de inserção do banco de capacitores, o uso de chaveamento controlado limitou as sobretensões a 1,04 pu, destacando-se como uma estratégia eficaz e confiável. O uso de modelagem via software permitiu simulações de condições hipotéticas e reais de perturbações no sistema elétrico, possibilitando a previsibilidade e estudo de proteções eficazes. Diante disso os resultados das simulações auxiliam na tomada de decisões para projetos futuros e na melhoria da confiabilidade de sistemas elétricos de alta tensão.

Palavras-chave: Sobretensões. Manobras de linhas de transmissão. Linhas de transmissão de 345 kV. ATPdraw.

## ABSTRACT

The modeling and simulation of transmission lines are essential to ensure the safe and efficient operation of electrical systems. This study aims to analyze transient overvoltages in a 345 kV transmission line connecting the Itabirito 2 and Ouro Preto 2 substations, spanning approximately 5 km, using the ATPDraw software. The research addresses a gap in the detailed analysis of overvoltage mitigation strategies in specific scenarios of energization, re-energization, and the integration of compensatory devices. The methodology involved acquiring real parameters of the transmission line and substations, modeling based on the physical and geometric characteristics of the system, and simulating three distinct scenarios: energization, re-energization after a fault, and capacitor bank integration. For each scenario, peak voltage levels, waveform distortions, and the effectiveness of overvoltage damping methods, such as controlled switching and surge arresters, were analyzed. The results revealed that in the re-energization scenario following a fault without damping, peak overvoltages reached critical values of 5,67 pu (1.54 MV). The application of pre-insertion circuit breakers and surge arresters reduced this value to 1,43 pu, a decrease of 75%. In the capacitor bank integration scenario, controlled switching limited overvoltages to 1,04 pu, demonstrating its effectiveness and reliability. The use of modeling via software allowed simulations of hypothetical and real conditions of disturbances in the electrical system, enabling predictability and the study of effective protections. Therefore, the simulation results help in making decisions for future projects and improving the reliability of high voltage electrical systems.

Keywords: Overvoltages. Transmission Line Switching. 345 kV transmission lines. ATPdraw simulator.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa da previsão do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2028.....	5
Figura 2 - Torre Autoportante x Estaiada.....	7
Figura 3 - Cabos condutores e para-raios .....	8
Figura 4 - Correlação entre as tensões suportáveis nominais normalizadas e espaçamentos mínimos fase-fase em ar .....	9
Figura 5 – Isolador de vidro para linha de transmissão.....	10
Figura 6 - Níveis de isolamento normalizados para a faixa 2 – acima de 245 kV .....	14
Figura 7 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração .....	15
Figura 8 - Forma de onda das sobretensões transitórias.....	17
Figura 9 - Forma de onda padrão da corrente de uma descarga .....	19
Figura 10 - Sequência de operação do compilador ATP .....	21
Figura 11 - Subestações e linhas de transmissão da área de estudo .....	22
Figura 12 - Localização da área de estudo .....	23
Figura 13 - Torre em suspensão para tensão de 345kV.....	25
Figura 14 - Seleção do modelo de linha no Software.....	26
Figura 15 - Circuito equivalente para linhas curtas (Pi).....	26
Figura 16 - LCC componente no ATPdraw.....	27
Figura 17 - Configuração do modelo do componente LCC .....	27
Figura 18 - Parâmetros Geométricos e físicos dos cabos .....	28
Figura 19 - Linha de transmissão projetada .....	29
Figura 20 - Energização sem amortecimento de sobretensão.....	31
Figura 21 - Energização com amortecimento.....	32
Figura 22 - Manual de procedimento de religamento automático.....	33
Figura 23 - Reenergização sem amortecimento após falta .....	34
Figura 24 - Ícone do componente Swit_3xt e parâmetros de fechamento inseridos .....	34
Figura 25 - Reenergização com amortecimento após falta.....	35
Figura 26 - Representação do Modelo do para-raio - MOVtype 92 pelo ATP. ....	36
Figura 27 - Dados de tensão e corrente (V x I) do para-raios .....	37
Figura 28 - Reenergização com amortecimento de sobretensão e presença de para-raios.....	37

Figura 29 - Sistema com carga acoplada no final da linha e presença do banco de capacitores .....	38
Figura 30 - Sistema com carga acoplada e banco de capacitores com chave controlada.....	41
Figura 31 - Gráfico da energização sem amortecimento.....	42
Figura 32 - Gráfico da energização com resistência de pré inserção .....	43
Figura 33 - Gráfico da reenergização sem amortecimento após falta .....	44
Figura 34 - Gráfico da reenergização com pré inserção após falta .....	44
Figura 35 - Gráfico da reenergização com RPI e Para raios.....	46
Figura 36 - Comparação da perturbação causada pela inserção do BC sem e com chaveamento controlado.....	48
Figura 37 - Comparação da forma de onda no momento da inserção do BC.....	49

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das estruturas de sustentação de uma LT.....	6
Tabela 2 - Classificação dos tipos de proteção .....	11
Tabela 3 - Classificação das sobretensões transitórias .....	16
Tabela 4 - Dados da LT extraídos do SINmaps.....	24
Tabela 5 - Descrições das simulações realizadas .....	30
Tabela 6 - Sequência de energização sem amortecimento .....	31
Tabela 7 - Sequência de energização com amortecimento.....	32
Tabela 8 - Sequência de reenergização sem amortecimento .....	35
Tabela 9 - Sequência de reenergização com amortecimento após falta .....	36
Tabela 10 - Medição de tensão após inserção do banco de capacitores .....	39
Tabela 11 - Instante de fechamento dos polos do disjuntor do BC.....	40
Tabela 12 - Medição de tensão após inserção do BC com chaveamento controlado .....	41
Tabela 13 - Tensão nos 3 pontos de monitoração na LT.....	47
Tabela 14 - Análise dos resultados obtidos.....	50

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
DDP	DIFERENÇA DE POTENCIAL
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
ICC	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO
INPE	INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS
LT	LINHAS DE TRANSMISSÃO
NBI	NÍVEL BÁSICO DE ISOLAMENTO
NBR	NORMA BRASILEIRA DE REGULAMENTAÇÃO
NCC	NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO
OGPW	OPTICAL GROUND WIRE
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
RPI	RESISTOR DE PRÉ-INSERÇÃO
SEP	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
SUB	SUBESTAÇÃO
TC	TRANSFORMADOR DE CORRENTE
TP	TRANSFORMADOR DE TENSÃO

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\mu\text{s}$	Microsegundos
A	Ampère
B	Susceptância
C	Capacitância
f	Frequência
kHz	Quilohertz
km	Quilômetro
kV	Quilovolts
MV	Megavolts
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
ms	Milissegundo
MVAr	Megavar
MW	Megawatt
pu	por unidade
V	Tensão
Y	Admitância
Z	Impedância
$\mu\text{F}$	MicroFarads
$\Omega$	Ohm

## SUMÁRIO

1.	Introdução.....	1
1.2	Objetivo Geral .....	2
1.2.1	Objetivos Específicos .....	3
1.3	Estrutura do Texto.....	3
2.	Revisão Bibliográfica .....	4
2.1	Linhas de transmissão.....	4
2.2	Componentes das linhas de transmissão.....	5
2.2.1	Estruturas de suporte .....	6
2.2.2	Cabos Condutores e Cabos Guarda .....	7
2.2.3	Isoladores.....	9
2.3	Proteção em linhas de transmissão .....	10
2.4	Normas ONS/SIN e ANEEL .....	12
2.5	Perturbações em linhas de transmissão .....	14
2.5.1	Classificação das sobretensões transitórias .....	15
2.5.2	Manobras de energização e reenergização .....	17
2.5.3	Descargas atmosféricas e Curto-circuito .....	18
2.5.4	Falha no gerenciamento de demanda de energia .....	19
2.6	Software ATPDraw .....	20
3.	METODOLOGIA.....	22
3.1	Local de Estudo .....	22
3.2	Aquisição de Dados .....	23
3.2.1	Tipo de torre de transmissão.....	25
3.3	Modelagem da linha de transmissão.....	26
3.3.1	Modelo Equivalente.....	26
3.3.2	Parametrização do ATPDraw.....	27
3.3.3	Modelagem do sistema elétrico .....	29
3.4	Simulações de perturbações no sistema elétrico projetado .....	30

3.4.1 Cenário 1 - Energização de linha de transmissão .....	31
3.4.2 Cenário 2 - Reenergização após falta no meio da linha.....	33
3.4.3 Cenário 3 - Inserção de banco de capacitores.....	37
4. Resultados.....	41
4.1 Análise dos resultados .....	41
4.2 Cenário 1 - Energização da linha de transmissão .....	42
4.3 Cenário 2 -Reenergização após falta com resistência de pré inserção e para-raios.....	43
4.4 Cenário 3 - Inserção de banco de capacitores com e sem chaveamento controlado .....	47
4.5 Comparação dos resultados obtidos em cada cenário .....	50
5. CONCLUSÃO.....	52
REFERÊNCIAS .....	54

## 1. INTRODUÇÃO

No mundo contemporâneo, a energia elétrica é considerada elemento propulsor do desenvolvimento e se tornou uma necessidade indispensável para a grande maioria das sociedades presentes no planeta Terra. Estudos apontam um crescimento futuro, pelo menos até 2040, na demanda e na geração desse tipo de energia no mundo (EXXONMOBIL, 2014; IEA, 2013).

O Brasil vivenciou um expressivo avanço econômico nos últimos anos, reforçando a ideia de que o crescimento econômico está diretamente associado ao aumento da demanda por energia elétrica (VALENTE, 2023). Entretanto, manter a garantia de uma transmissão de energia eficiente, confiável e segura ainda apresenta grandes desafios.

As linhas de transmissão de alta tensão são elementos vitais neste sistema, diante disso, os Sistemas Elétricos de Potência apresentam grande porte, possuindo um número elevado de usinas, milhares de quilômetros de linhas de transmissão, além de mais de 800 de subestações e centros de controle em operação de acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conectando usinas geradoras a centros de consumo distantes, e garantindo o abastecimento energético necessário para suportar o desenvolvimento econômico e social do país.

No entanto, perturbações elétricas, sejam elas oriundas de manobras de operação, eventos naturais como descargas atmosféricas ou falhas nos sistemas, podem comprometer a qualidade e a confiabilidade da energia transmitida. De acordo com Santana (2011), os transitórios eletromagnéticos são distúrbios de curta duração que podem ultrapassar significativamente os valores nominais de tensão e corrente. Os transitórios eletromagnéticos podem ocorrer em qualquer sistema, sendo este de baixa, média ou alta tensão, pois se trata das manifestações ou respostas elétricas locais ou nas adjacências, provenientes de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Essas perturbações geram fenômenos transitórios que podem afetar adversamente o desempenho e a segurança das linhas de transmissão e de todo o sistema elétrico interligado.

O estudo dos transitórios eletromagnéticos é fundamental em sistemas elétricos, pois, embora a maior parte do tempo eles operem em regime permanente, é essencial que sejam

projetados para enfrentar condições extremas, como curtos-circuitos, abertura e fechamento de circuitos, rejeição de carga e descargas atmosféricas (SANT'ANA, 2011).

Diante deste cenário, torna-se essencial aprofundar o entendimento sobre o comportamento das linhas de transmissão frente a essas perturbações, de forma a desenvolver estratégias mais eficazes para sua mitigação e controle. Neste contexto, o presente trabalho visa analisar o comportamento das linhas de transmissão de 345 kV frente a perturbações elétricas, por meio de uma abordagem que engloba revisão bibliográfica, modelagem e simulação no *software* ATPDraw, um recurso amplamente reconhecido e utilizado por engenheiros eletricitas para análise de fenômenos transitórios em sistemas de potência.

Estudos publicados têm demonstrado a aplicação de métodos consolidados para o controle e mitigação de sobretensões em linhas de transmissão, com o uso de softwares de simulação. Soares (2017) analisou a energização de uma linha de transmissão ao inserir para-raios de óxido metálico em três pontos estratégicos da linha, avaliando a redução das sobretensões. Já Valero e Tavares (2017) investigou o religamento tripolar de uma linha de transmissão, apresentando resultados comparativos dos valores de tensão medidos no terminal transmissor, no meio da linha e no terminal receptor, destacando o impacto das transposições de linha em cada fase. Esses estudos fornecem uma base importante para o desenvolvimento de novas análises, como a proposta neste trabalho.

A relevância deste trabalho reside não apenas na contribuição para o aprimoramento das práticas de engenharia relacionadas à operação e ao projeto de linhas de transmissão, mas também na promoção da estabilidade e segurança do sistema elétrico como um todo, considerando às inevitáveis perturbações que ocorrem em sua operação. Portanto, este estudo não apenas aborda uma necessidade técnica específica dentro do campo da engenharia elétrica, mas também responde a uma demanda maior por sistemas de energia mais resilientes e confiáveis.

## **1.2 Objetivo Geral**

O objetivo do presente trabalho é analisar o comportamento da linha de transmissão (LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1) frente a perturbações elétricas no sistema em operação, através de simulações utilizando o Software ATPDraw.

### ***1.2.1 Objetivos Específicos***

- Obter dados e parâmetros da linha de transmissão (LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1) e subestações (SUB Itabirito 2 e SUB Ouro Preto 2)
- Realizar a modelagem da linha de transmissão e barramentos no ATPDraw.
- Simular as perturbações e analisar o impacto no sistema elétrico.
- Avaliar os efeitos e comportamentos das grandezas elétricas.

### **1.3 Estrutura do Texto**

O trabalho está estruturado em seis capítulos, conforme descrição abaixo:

- **Capítulo 1:** Introdução — Apresenta a problemática envolvida e a motivação para o estudo, considerando o cenário atual do sistema elétrico interligado no Brasil. Contendo ainda os objetivos gerais e específicos do trabalho.
- **Capítulo 2:** Revisão Bibliográfica — Aborda os conceitos e teorias fundamentais, incluindo a caracterização das linhas de transmissão, os tipos de perturbações possíveis, os regimes de operação, as normas aplicáveis aos sistemas de transmissão de energia, e a escolha do software ATPDraw para as simulações.
- **Capítulo 3:** Metodologia — Descreve a metodologia utilizada para a aquisição de dados e a modelagem da linha de transmissão. Inclui a descrição da área de estudo e a simulação de três cenários diferentes para análise.
- **Capítulo 4:** Resultados e Discussões — Apresenta e discute os resultados obtidos nas simulações realizadas no software ATPDraw.
- **Capítulo 5:** Conclusão — Apresenta as conclusões do estudo e propõe sugestões para a continuidade da pesquisa.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Linhas de transmissão**

Linhas de Transmissão (LT) de energia elétrica são condutores através dos quais energia elétrica de alta tensão é transportada de um ponto transmissor a um terminal receptor (RANGEL; KIENITZ; BRANDÃO, 2019)

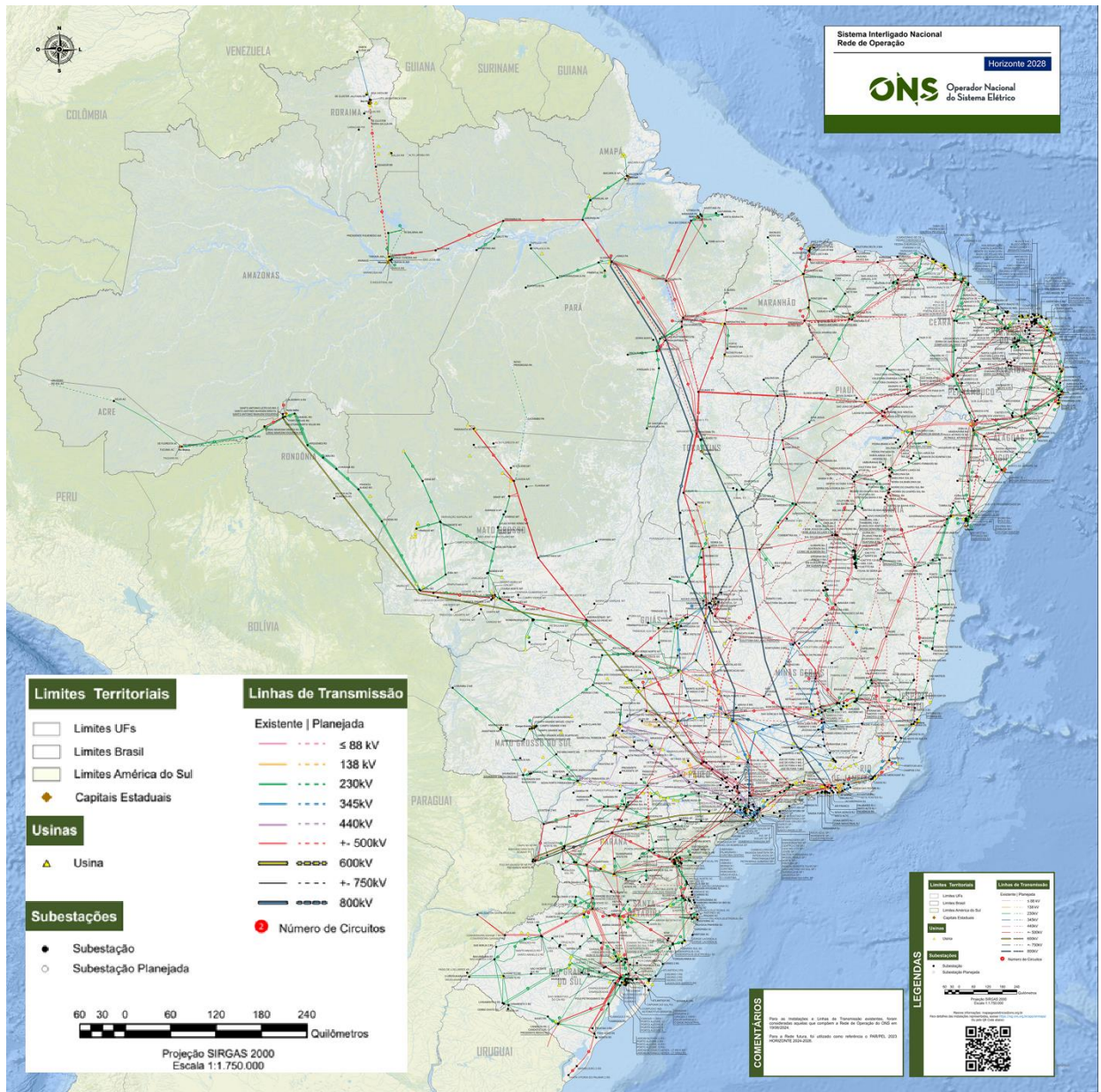
Atualmente, devido ao aumento no uso do sistema interligado, torna-se cada vez mais essencial contar com uma rede de transmissão que assegure a qualidade no fornecimento e na distribuição de energia. Uma LT possui quatro parâmetros principais: resistência e indutância longitudinais, capacitância e condutância transversais, que influenciam em seu comportamento como componentes de um sistema de potência (MOURA; MOURA; EDNARDO, 2019)

As linhas de transmissão são responsáveis por fazer o transporte da energia elétrica por longas distâncias, elas conectam os centros geradores aos grandes consumidores e distribuidores de energia. Pode ser conceituada como um sistema para transmitir energia elétrica na forma de onda eletromagnética, onde a transmissão é guiada de uma fonte geradora para uma fonte consumidora, através de um sistema de cabos condutores.

No Brasil, todo o complexo arranjo das linhas de transmissão que operam em todo território nacional é controlado e gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), através de planejamento e procedimento de desenvolvimento de operação, ampliação de redes e integração de novas instalações e a própria operação do sistema.

A Figura 1, ilustra a previsão da composição do SIN para o ano de 2028 destacando as linhas de transmissão existentes e as linhas de transmissão planejadas no horizonte de 2024 a 2028 classificadas em nível de tensão nos 4 subsistemas ( Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) que englobam o Sistema Interligado Nacional, os dados foram divulgados no relatório do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) da ONS.

Figura 1 - Mapa da previsão do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2028



Fonte: ONS (2025)

## 2.2 Componentes das linhas de transmissão

Por se tratar de um complexo sistema, as linhas de transmissão são compostas por diversos elementos em conjunto, porém pode-se destacar alguns que são primordiais para sua caracterização como linha de transmissão, sendo eles: estruturas de suporte, cabos condutores e para-raios, isoladores, aterramentos, entre outros.

### 2.2.1 Estruturas de suporte

As estruturas das linhas de transmissão são um dos elementos mais visíveis do sistema de transmissão elétrico. Elas suportam os condutores utilizados para o transporte de energia elétrica a partir de fontes de geração de energia até os consumidores, além de suportarem mecanicamente os esforços transmitidos pelos isoladores que sustentam os condutores fases (MOURA; MOURA; EDNARDO, 2019)

Os suportes podem ser encontrados como estruturas metálicas ou aço galvanizado, postes de aço ou até mesmo estruturas de concreto. Estas estruturas podem ser classificadas em várias categorias, conforme é destacado na Tabela 1, sendo classificadas de acordo com o perfil estrutural e pela função desempenhada.

Tabela 1 - Classificação das estruturas de sustentação de uma LT

<b>CLASSIFICAÇÃO</b>	<b>TIPO</b>	<b>CARACTERISTICA</b>
<b>PERFIL ESTRUTURAL</b>	Autoportante	São sustentadas pela própria estrutura
	Estaiada	São sustentadas por cabos tensionados no solo
<b>FUNÇÃO DESEMPENHADA</b>	Suspensão	Tem por função somente apoiar os cabos condutores e cabos guarda, mantendo os afastamentos. Não ocorre seccionamento manual neste tipo de estrutura
	Amarração ou Ancoragem	Diferentemente das estruturas de suspensão, ela secciona mecanicamente as linhas de transmissão, servindo de ponto de reforço e abertura eventual em situações específica
	Estrutura em Ângulo	é utilizada caso seja necessária uma derivação em um ponto da linha
	Transposição	Seu objetivo é permitir a execução das transposições nas linhas de transmissão, alternando as posições dos condutores.

Fonte: Adaptado de Moura; Moura e Ednardo (2019)

Logo abaixo é ilustrada na Figura 2, os dois tipos de perfil estrutural comumente utilizados nas torres, sendo, torre autoportante que é projetada para suportar seu próprio peso e as cargas aplicadas a ela, sem depender de apoio adicional de estruturas adjacentes ou amarrações e torre estaiada que são estruturas verticais que se sustentam por meio de cabos de aço tensionados que conectam a estrutura à base.

Figura 2 - Torre Autoportante x Estaiada



Fonte: AEAARP (2023).

### **2.2.2 Cabos Condutores e Cabos Guarda**

Segundo Moura; Moura e Ednardo (2019), os cabos condutores e cabos para-raios “são os condutores físicos que transportam a energia em uma LT, existem os condutores que pertencem às fases do sistema trifásico e os cabos para-raios que servem de proteção”.

A função do cabo guarda ou cabo para raio como é conhecido além de proteger as linhas de transmissão contra descargas elétricas, eles também podem desempenhar papéis secundários, como a transmissão de dados para telecomunicações utilizando cabos *Optical Ground Wire (OGPW)*, que possuem condutores de fibra óptica incorporados em seu núcleo (VALENTE, 2023).

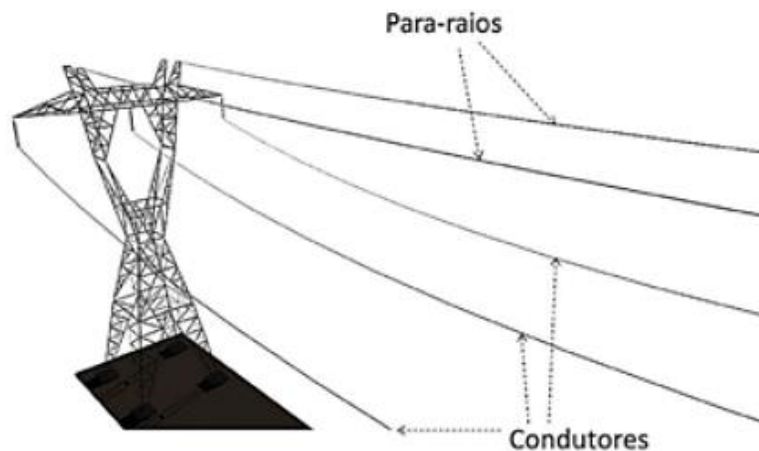
Estes cabos precisam seguir algumas especificações de acordo com a sua aplicação, considerando-se nível de tensão e corrente, e outras particulares que podem ser específicas de determinadas regiões do país em função do clima local.

Esses condutores tanto para as fases quanto para os cabos de proteção precisam atender características fundamentais, como: alta condutibilidade, baixo custo e com boa resistência mecânica, baixo peso e ser resistivo a corrosão e oxidação. No Brasil os dois materiais mais utilizados para os condutores são o cobre e o alumínio, por atender as especificações exigidas.

De forma predominante os cabos de alumínio com núcleo de aço são mais utilizados, conhecidos como cabo CA (Condutor de Alumínio) e cabo CAA (Condutor de Alumínio com Alma de Aço), isso porque o alumínio apresenta alta condutividade, e resistente a corrosão e tem o custo-benefício melhor que o cobre, pois é mais barato.

Na Figura 3, está apresentado a disposição dos cabos condutores e cabos para-raios na estrutura da torre, modelo igual ao utilizado no trecho da linha de transmissão do presente estudo.

Figura 3 - Cabos condutores e para-raios



Fonte: Moura (2019).

Outro fator relevante é o espaçamento entre condutores ao longo da linha que deve ser projetado de forma a atender a NBR6939 – Coordenação de isolamento. Deve-se correlacionar o espaçamento mínimo em ar dos condutores em função da tensão suportável de impulso de manobra nominal normalizada fase-fase (ABNT, 2018). A Figura 4 apresenta o espaçamento mínimo dos condutores de acordo com a norma, os valores de espaçamento mínimo fase -fase são expressos em milímetros para condutor-condutor em paralelo e haste-condutor.

Figura 4 - Correlação entre as tensões suportáveis nominais normalizadas e espaçamentos mínimos fase-fase em ar

Tensão suportável nominal normalizada de impulso de manobra			Espaçamento mínimo fase-fase mm	
Fase-terra kV (crista)	$\frac{\text{Valor fase-fase}}{\text{Valor fase-terra}}$	Fase-fase kV (crista)	Condutor-condutor em paralelo	Haste-condutor
750	1,50	1 125	2 300	2 600
850	1,50	1 275	2 600	3 100
850	1,60	1 360	2 900	3 400
950	1,50	1 425	3 100	3 600
950	1,70	1 615	3 700	4 300
1 050	1,50	1 575	3 600	4 200
1 050	1,60	1 680	3 900	4 600
1 175	1,50	1 763	4 200	5 000
1 300	1,70	2 210	6 100	7 400
1 425	1,70	2 423	7 200	9 000
1 550	1,60	2 480	7 600	9 400
1 550	1,70	2 635	8 400 <sup>a</sup>	10 000 <sup>a</sup>
1 675	1,65	2 764	9 100 <sup>a</sup>	10 900 <sup>a</sup>
1 675	1,70	2 848	9 600 <sup>a</sup>	11 400 <sup>a</sup>
1 800	1,60	2 880	9 800 <sup>a</sup>	11 600 <sup>a</sup>
1 800	1,65	2 970	10 300 <sup>a</sup>	12 300 <sup>a</sup>
1 950	1,60	3 120	11 200 <sup>a</sup>	13 300 <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Valores ainda sob consideração.

Fonte: NBR 6939 (2020)

### 2.2.3 Isoladores

Os isoladores são os componentes das linhas de transmissão responsáveis pelo isolamento e sustentação mecânica dos cabos condutores, por esta razão, devem suportar os esforços mecânicos e elétricos inerentes à suas funções em linhas de transmissão (FUCHS, 2018).

De acordo com NBR 5032 o isolador é definido como “um ou mais elementos conectados em cadeia, com a finalidade de suportar, de modo flexível, condutores de linhas aéreas e submetidos principalmente a esforços de tração” (ABNT, 2023)

Os isoladores são a parte mais vulnerável da cadeia, pois estão submetidos a esforços mecânicos (PAVLIK, 1989). Ainda de acordo com o autor, para desempenhar sua função, assim como os condutores, os isoladores precisam atender a algumas características fundamentais, como alta resistência para correntes de fuga de superfície e ser espesso para prevenir ruptura

sob as condições de tensão mecânica que devem suportar, uma estratégia utilizada para aumentar a resistência de fuga nos isoladores está em sua forma construtiva, com curvas e ondulações no perfil. A Figura 5, apreseta um sistema com utilização de isoladores de vidros nas LT's.

Figura 5 – Isolador de vidro para linha de transmissão.



Fonte: Revista Digital Adnormas (2020).

### 2.3 Proteção em linhas de transmissão

Proteção em linhas de transmissão é um quesito fundamental para a operação do sistema elétrico, isso se torna evidente quando analisado o papel crítico das linhas de transmissão na interligação de sistemas de geração e distribuição de energia em todo território.

O relé de proteção é o dispositivo responsável por identificar falhas e irregularidades no funcionamento do sistema, com o objetivo de reduzir seus impactos. Esses relés são conectados ao sistema elétrico através de instrumentos de medição, como Transformadores de Corrente (TC) e Transformadores de Potencial (TP), visando detectar condições operacionais intoleráveis ou indesejáveis e isolar rapidamente falhas ou anomalias, minimizando o impacto sobre o restante do sistema (DUARTE, 2018).

A Tabela 2 apresenta a listagem de algumas proteções mais comumente utilizadas em LT's com a aplicação de relés de proteção. A tabela é baseada na publicação de 2018 de Duarte, no livro “Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios” adotado e aprovado pela direção do ONS.

Tabela 2 - Classificação dos tipos de proteção

<b>Categoria</b>	<b>Descrição</b>
Proteção Diferencial	Este sistema compara as correntes que entram e saem da linha de transmissão. Qualquer diferença significativa entre essas correntes indica uma falha dentro da zona protegida, acionando o desligamento automático da linha.
Proteção de Distância	Utiliza impedância aparente medida entre a subestação e o ponto de falha para determinar se uma falha está dentro da zona protegida. Esse tipo de proteção é amplamente utilizado devido à sua capacidade de proteger longas distâncias com alta precisão.
Proteção de Sobrecorrente	Atua em caso de correntes excessivas que indicam sobrecarga ou curto-circuito. É uma proteção de respaldo e é mais comum em sistemas de menor complexidade, mas também é empregada como proteção secundária em grandes sistemas.
Proteção de Falta à Terra	Detecta correntes de terra que podem ocorrer devido a falhas de isolamento. A proteção contra falhas à terra é essencial para prevenir danos aos equipamentos e garantir a segurança operacional
Relés de Velocidade e Temporização	Esses dispositivos ajustam a resposta dos sistemas de proteção para evitar disjuntores dispararem por falhas temporárias ou transitórias, permitindo maior seletividade e coordenação entre as proteções

Fonte: Adaptado de Duarte (2018)

Segundo Duarte (2018), o relé de proteção trabalha em conjunto com o disjuntor para retirar de operação o componente que apresenta defeito ou que está funcionando em condições anormais. O disjuntor fica encarregado de desconectar o elemento quando for acionado pela atuação do relé de proteção, fazendo a abertura e isolando o ponto de falha do restante do sistema. (DUARTE, 2018).

Ressalta-se que é de fundamental importância a correta coordenação e configuração das proteções para evitar desligamentos involuntário ou errôneos, o que pode acarretar uma série

de eventos indesejáveis em sequência, impossibilitando uma rápida restauração do serviço após uma falha.

#### **2.4 Normas ONS/SIN e ANEEL**

A extensa malha elétrica interligada que se estende sobre todo o território nacional, denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN), está sobre gerenciamento do Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS), que é responsável por coordenar, planejar, operar e administrar a geração e transmissão da energia. Os órgãos gerenciadores e fiscalizadores estabelecem leis e diretrizes para assegurar a qualidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia, pautados em normas técnicas e padrões regulatórios, que são monitorados.

No Brasil, as principais normas e regulamentos que orientam o planejamento, construção e operação de linhas de transmissão são emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

- **Qualidade:** As normas de qualidade visam assegurar que a energia transmitida mantenha características adequadas de tensão, frequência e continuidade. Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021 no módulo 8, estabelece critérios de qualidade, definindo limites para variações de tensão e frequência, além de estipular indicadores de desempenho para as concessionárias.(ANEEL, 2021)
- **Segurança:** A segurança das linhas de transmissão é regulamentada para proteger tanto o sistema elétrico quanto as pessoas e o meio ambiente. A NBR 5422 - Projeto de linhas aéreas de energia elétrica republicada em outubro de 2024, define os requisitos mínimos de segurança para a construção e manutenção de linhas de transmissão, incluindo distâncias de segurança, isolamento adequado e proteção contra descargas atmosféricas. (ABNT, 2024)
- **Confiabilidade:** Para garantir a confiabilidade do sistema elétrico, as linhas de transmissão devem ser projetadas e operadas de forma a minimizar interrupções e garantir a rápida restauração do serviço em caso de falhas. A Resolução Normativa

ANEEL nº 903/2020 publicada em 8 de dezembro de 2020, estabelece os procedimentos de Rede do ONS e especifica os critérios de desempenho para a operação das linhas, incluindo redundâncias, manutenção preventiva e resposta a contingências.(ANEEL, 2020b).

Com relação a variação de tensão máxima permitida tem-se os seguintes padrões a serem cumpridos. De acordo com as normas técnicas e regulamentações da ANEEL e ONS, valor máximo de pico de tensão admissível para uma linha de transmissão depende do nível de tensão do sistema e da condição de operação (regime permanente ou transitório), a exemplo da linha de 345 kV em regime permanente a tolerância na variação de tensão é 5% e em regime transitório a tolerância é 1,5 pu da tensão nominal.

Outro parâmetro importante na concepção e operação de linhas de transmissão, especialmente em sistemas de alta tensão, como as linhas de 345 kV é o Nível Básico de Isolamento (NBI). O NBI define a capacidade de um sistema elétrico suportar sobretensões transitórias e manobras elétricas, assegurando a proteção dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A NBR 6939:2018, estabelece o nível básico de isolamento (NBI) das linhas de transmissão, sendo categorizado em duas faixas. Faixa 1 para sistemas com tensão entre 1kV a 245kV e faixa 2 para sistemas acima de 245kV (ABNT, 2018).

Os valores normatizados aplicáveis para tensão a partir de 245 kV que se enquadram na faixa 2, são apresentados na Figura 6, conforme com a NBR 6939:2018 que dispõe da Coordenação de isolamento em linhas de transmissão.

Figura 6 - Níveis de isolamento normalizados para a faixa 2 – acima de 245 kV

Tensão máxima do equipamento $U_m$ kV (eficaz)	Tensão suportável normalizada de impulso de manobra kV (crista)			Tensão suportável normalizada de impulso atmosférico (Nota 2) kV (crista)
	Isolação longitudinal (Nota 1)	Fase-terra	Fase-fase (relação para o valor de crista fase-terra)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1050
382	850	850	1,50	950 1050
	850	950	1,50	1050 1175
420	850	850	1,60	1050 1175
	950	950	1,50	1175 1300
420/480 <sup>a</sup>	950	1050	1,50	1300 1425
525	950	950	1,70	1175 1300
				1300 1425
525/550 <sup>a</sup>	950	1050	1,60	1300 1425
		1175	1,50	1425 1550
550 <sup>a</sup>	950	1300	1,50	1550 1675
765	1175	1300	1,70	1675 1800
				1800 1950
765/800 <sup>a</sup>	1175	1425	1,70	1800 1950
		1550	1,80	1950 2100
1100	-	1425	-	1950 2100
	1425	1550	1,70	2100 2250
	1550	1675	1,85	2250 2400
	1675	1800	1,80	2400 2550
1200	1550	1675	1,70	2100 2250
	1675	1800	1,85	2250 2400
	1800	1950	1,80	2400 2550 2700

Fonte: NBR 6939 (2018)

## 2.5 Perturbações em linhas de transmissão

As perturbações causadas nas LT's podem resultar em desligamentos não programados dos sistemas elétricos e interromper o fornecimento de energia. Tais perturbações têm o potencial de provocar prejuízos para indústrias, consumidores livres, empresas transmissoras, concessionárias de distribuição e outros, gerando impactos negativos na economia (BARRETO, 2016). As linhas de transmissão do Sistema Elétrico de Potência (SEP) são frequentemente

sujeitas a perturbações e distúrbios que podem causar variação da tensão. Entre as principais causas, destacam-se manobras de energização e reenergização, além de condições meteorológicas adversas, como descargas atmosféricas. Essas perturbações resultam em sobretensões no sistema, que podem ser classificadas como internas, quando originadas por manobras, ou externas, quando provocadas por descargas atmosféricas.

De acordo com a ONS as Variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos conforme apresentado na Figura 7 e estão descritas no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2020a).

Figura 7 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: ONS (2020)

### **2.5.1 Classificação das sobretensões transitórias**

A análise de transitórios eletromagnéticos é crucial para sistemas elétricos. Embora esses sistemas funcionem predominantemente em regime permanente, é essencial que sejam

projetados para resistir a condições adversas, como curtos-circuitos, interrupções ou ativações de circuitos, rejeição de carga e descargas atmosféricas (SANT'ANA, 2011).

De acordo com nível de tensão de pico alcançado, tempo de duração e característica da forma de onda, as sobretensões transitórias podem ser classificadas em diferentes tipos, conforme apresentado na Tabela 3 que é baseada nos estudos de Zanetta (2020) e Sant'ana (2011).

Tabela 3 - Classificação das sobretensões transitórias

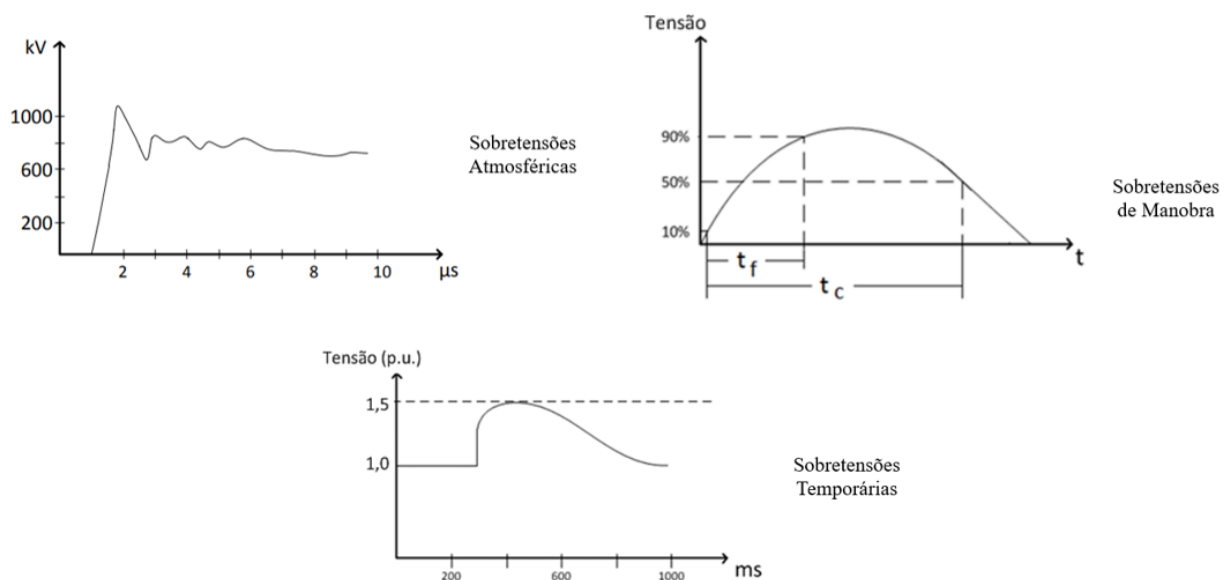
<b>TIPO</b>	<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>DURAÇÃO</b>	<b>AMPLITUDE</b>
Sobretensões Temporárias	Conhecidas como sobretensões sustentadas, ocorrem após sobretensão com frente de onda lenta, tendo como origem curtos-circuitos e rejeição de cargas	Muitos ciclos de duração e constante de tempo não amortecidas	Amplitude inferior a 1,5 pu
Sobretensões de manobra	Sobretensões com frentes de onda lentas, também conhecidas como de origem interna, pois são cridas por alterações dentro da própria rede.	Frente de onda de aproximadamente 300 ( $\mu$ s) e tempo de meio valor de 4000 ( $\mu$ s)	Amplitude de 3,5 a 4,5 pu
Sobretensões atmosféricas	Sobretensões classificadas como de origem externa com curta duração	Crescimento exponencial em microssegundos e tempo de decaimento de 100 $\mu$ s a 300 $\mu$ s	A depender da intensidade da descarga atmosférica

Fonte: Adaptado de Zanetta (2020) e Santana (2024)

De acordo com as diretrizes para a elaboração de projetos básicos de transmissão da ONS, os transitórios eletromagnéticos provenientes de manobras são mais críticos quanto menor é a capacidade de amortecimento dos fenômenos pelo sistema existente no entorno. Manobras como energização, religamento e rejeição de carga geram transitórios de tensão, que tendem a ser mais críticos quanto menor é o nível de curto-circuito (NCC) local. (ONS, 2019)

Abaixo na Figura 8 está ilustrado a forma de onda característica das sobretensões de acordo com Santana, sendo a sobretensão atmosféricas uma onda de forma impulsiva de curta duração e elevada amplitude, onde o pico de tensão é alcançado em microssegundos, as sobretensões de manobra usualmente caracterizada também por um formato impulsivo, porém com duração maior e intensidades menores quando comparado às ondas das sobretensões atmosféricas. Já as sobretensões temporárias podem ter muitos ciclos de duração e normalmente ocorrem após uma frente de onda lenta e em determinados casos podem apresentar constantes de tempo não amortecidas (ZANETTA JÚNIOR, 2020).

Figura 8 - Forma de onda das sobretensões transitórias



Fonte: Adaptado de Santana (2011)

### 2.5.2 Manobras de energização e reenergização

A energização e o religamento de linhas de transmissão são manobras comuns em sistemas elétricos de potência. Essas operações podem gerar sobretensões significativas, resultantes dos efeitos de propagação e reflexão de ondas eletromagnéticas ao longo das linhas.

Tanto na energização quanto na reenergização de sistemas trifásicos, é importante também levar em conta que o fechamento das três fases não ocorre exatamente no mesmo instante. Isso ocorre devido às características dos mecanismos de fechamento dos disjuntores, com pequenas

diferenças temporais, na ordem de milissegundos, que são suficientes para introduzir distúrbios no sistema elétrico. Essas diferenças causam perturbações eletromagnéticas, onde, após o fechamento do primeiro polo, as fases ainda não energizadas são influenciadas por transitórios que se superpõem aos transitórios de energização quando os polos correspondentes se fecham (DANTAS et al., 2007a)

A principal diferença entre a energização e a reenergização, do ponto de vista do momento da manobra, é que, no religamento, há a presença de tensões residuais nas linhas devido a algum evento anterior. Isso amplifica as sobretensões nas extremidades da linha, uma vez que o decaimento da tensão residual em uma linha aberta é muito lento. No entanto, a literatura sugere que esse tempo pode ser reduzido com o uso de resistores de abertura acoplados aos disjuntores e transformadores de potencial indutivos conectados à linha (D'AJUZ, 1987). Se a linha for religada antes que a tensão residual seja completamente dissipada, e os polos dos disjuntores apresentarem polaridade oposta em relação à onda de tensão da linha, a sobretensão transitória resultante será ainda mais significativa. Isso ocorre porque o instante ideal para o fechamento dos disjuntores é aquele em que a diferença de tensão entre os dois lados da interrupção é igual a zero, minimizando os efeitos transitórios no sistema.

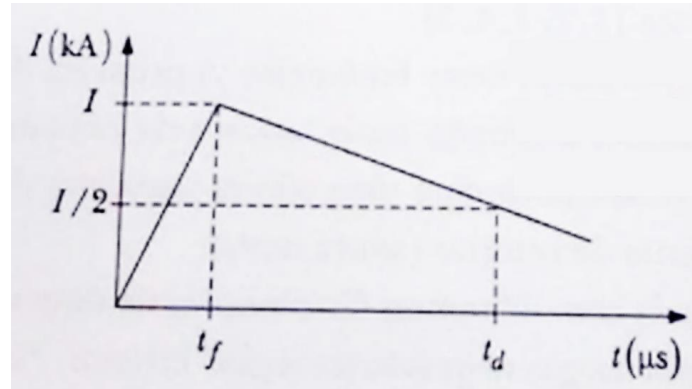
As sobretensões causadas por manobras apresentam tempo de frente de onda entre 100 a 500 microssegundos e tempo de meia onda que é o intervalo de tempo entre início da onda e alcance de 50% do valor de pico na descida na ordem de 2500 microssegundos (DOS PASSOS JÚNIOR, 2010). Para mitigar essas sobretensões durante as manobras, podem ser utilizados dispositivos como resistores de fechamento e abertura, para-raios e, mais recentemente, dispositivos de chaveamento controlado

### ***2.5.3 Descargas atmosféricas e Curto-circuito***

As descargas atmosféricas são fenômenos elétricos de alta intensidade, com alcance de quilômetros e curta duração, que ocorrem devido ao acúmulo de cargas elétricas em regiões da atmosfera terrestre (INPE, 2022). O Brasil se destaca como um dos países com maior incidência anual de descargas atmosféricas, ultrapassando 60 milhões de ocorrências por ano, conforme dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Esses raios são responsáveis por quase 70% dos desligamentos nos sistemas de transmissão.

A onda característica de uma descarga atmosférica tem tempo de frente rápido com duração de microssegundos e tem forma de impulso (ZANETTA JÚNIOR, 2020). Na Figura 9 está representada a forma de onda padrão de uma descarga atmosférica.

Figura 9 - Forma de onda padrão da corrente de uma descarga



Fonte: Zaneta (2020)

Outro fenômeno, porém, interno ao sistema elétrico é o curto-circuito, que segundo Medeiro (2017) pode ser definido como uma conexão de impedância muito baixa entre pontos de potenciais diferentes num circuito elétrico. As faltas oriundas de curtos-circuitos são as que provocam os maiores danos aos sistemas de transmissão e para o consumidor final.

Trata-se de uma falha indesejada que ocorre com frequência no sistema elétrico, podendo surgir de forma aleatória em diversos pontos, como nos terminais de geradores e transformadores, em linhas de transmissão e distribuição, ou nas proximidades de outros componentes (MEDEIROS, 2017).

Em casos de falhas por curtos-circuitos, os sistemas de proteção devem agir rapidamente para eliminar a falha, já que as altas correntes de curto podem causar sérios danos aos componentes do sistema elétrico. Por isso, os estudos de proteção buscam calcular a corrente de curto-circuito (ICC) máxima, a fim de dimensionar adequadamente equipamentos como, relés de proteção, transformadores de corrente, disjuntores e chaves seccionadoras.

#### **2.5.4 Falha no gerenciamento de demanda de energia**

Neste tópico, além das falhas específicas no gerenciamento da demanda de energia, incluem-se também falhas em equipamentos e erros humanos. Uma falha nesse processo pode resultar em sobrecargas, interrupções na transmissão e até apagões em larga escala. Essas falhas

geram perturbações indesejadas no sistema elétrico, o que pode desencadear um efeito em cascata no sistema elétrico interligado.

O gerenciamento inadequado da demanda de energia pode ocorrer devido a previsões imprecisas de consumo, falhas de comunicação entre operadores e sistemas automatizados, ou ainda pela falta de coordenação entre diferentes segmentos do sistema. No relatório da ONS em outubro de 2023, foi divulgado a versão final do evento que provocou o “apagão” de 31% da carga total no SIN, pontuando que o distúrbio começou com a atuação acidental da lógica de fechamento sob falta, dando início a uma série de atuações de proteção, aberturas e alteração no fluxo de carga, que desencadearam conseqüentemente a separação dos Subsistemas Norte, Nordeste e Acre/Rondônia do restante do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2023).

Além disso, uma resposta ineficaz a essas falhas pode aumentar a vulnerabilidade do sistema, levando à queima de transformadores, disjuntores e desligamentos de linhas de transmissão. Esse tipo de falha pode ser especialmente perigoso em períodos de alta demanda, quando o sistema já opera próximo de sua capacidade máxima.

## **2.6 Software ATPDraw**

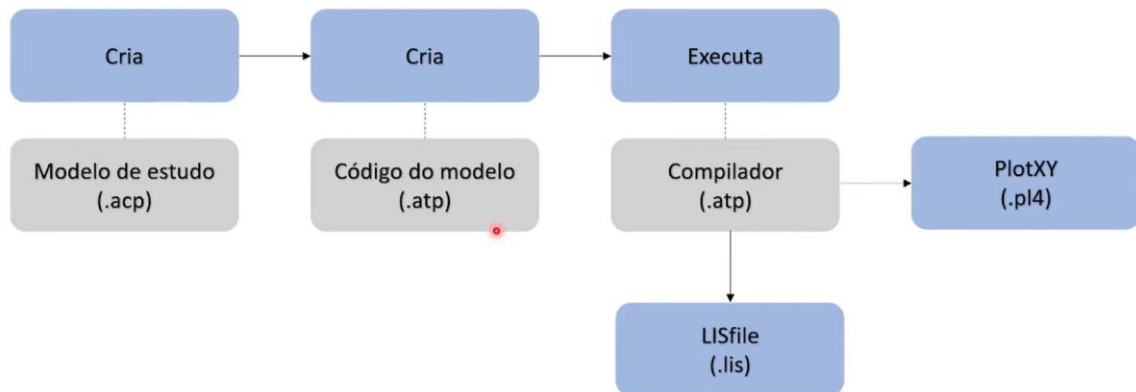
O Software ATP Draw (*Alternative Transient Program*) é um software para estudos eletromagnéticos com grandes possibilidades de interação e simulação, possibilitando um vasto campo de aplicação nas áreas de modelagem de sistemas elétricos.

Este programa é amplamente conhecido e difundido no setor elétrico nacional e internacional, tendo em vista que ele corresponde a um software de domínio livre e permite a realização de diversos tipos de estudos investigativos contemplando condições de funcionamento de um complexo elétrico sob condições de regime permanente, dinâmico e transitório.

De acordo com o manual do usuário do Software, o ATP possui uma biblioteca de recursos variada, contendo grande número de modelos, máquinas e componentes elétricos, como: fontes, chaves, linhas de transmissão, cabos, transformadores, cargas, máquinas elétricas entre outros.

O software ATP possui em seu ambiente gráfico e de trabalho uma sequência de etapas que são executadas pelos programas e são detalhadas na Figura 10.

Figura 10 - Sequência de operação do compilador ATP



Fonte: Ednardo (2021) Work Shop de PPGEE

1. Modelo de Estudo: Criado a partir do circuito elétrico projetado pelo usuário
2. Código do modelo: Código gerado pelo modelo de estudo disponível para o usuário
3. Compilador: local onde é executado os cálculos do circuito projetado.
4. LISfile: Arquivos com os resultados da simulação, erros e leituras das barras e corrente nos ramos, entre outros dados.
5. PlotXY: Ambiente gráfico da simulação onde é plotado os resultados da simulação.

De um modo geral, o programa ATP lê este arquivo de dados e, após efetuar o processamento desse arquivo, gera outro arquivo geral com todo o estudo efetuado, cujo nome possui extensão .LIS. Também há a possibilidade da geração, pelo ATP, de um outro arquivo com a extensão .PL4, que apresenta os resultados obtidos na simulação de tensão, corrente, potência e energia, na forma de vetores coluna. Estes arquivos são gravados no computador de acordo com instruções previamente informadas no início da execução do processamento do caso (TAVARES; CAMPOS; PRADO, 2003).

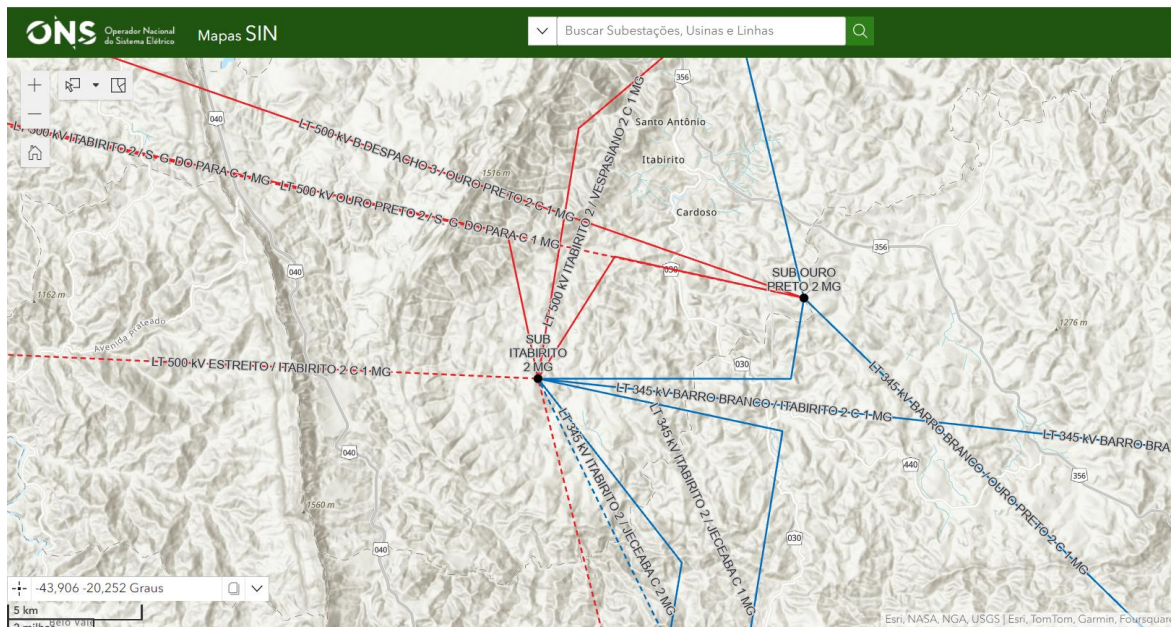
### 3. METODOLOGIA

Nos subtópicos a seguir, apresenta-se a área de estudo, com a caracterização da região e sua localização. Também são descritos os dados obtidos para a parametrização da linha de transmissão e demais configurações, detalhando o método de obtenção desses dados. Em seguida, é abordada a modelagem da linha de transmissão, desenvolvida com base no modelo equivalente e no tipo de torre utilizado, sendo a mesma presente na área de estudo trazendo mais precisão no projeto e simulações, incluindo as localizações geométricas dos condutores e do cabo de guarda, que foram implementados no software. Por fim, são descritos os três cenários estabelecidos para as simulações, destacando as particularidades de cada caso e a sequência de eventos utilizada, visando a reprodução em estudos futuros.

#### 3.1 Local de Estudo

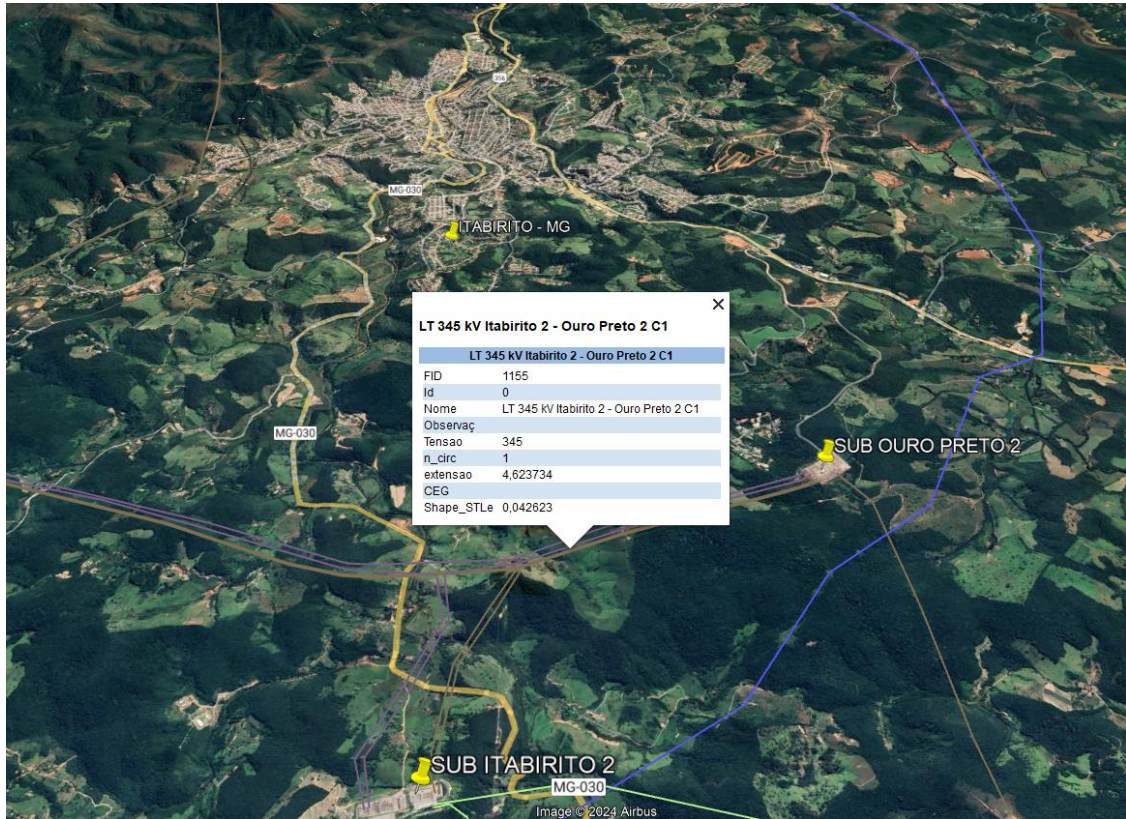
A área de estudo abrange a região do município de Itabirito-MG, onde passa o trecho da linha de transmissão de 345 kV, que conecta as subestações simuladas: SUB ITABIRITO 2 e SUB OURO PRETO 2. A linha de transmissão no trecho analisado possui aproximadamente 5 km de extensão, ligando um barramento ao outro, mostrado na Figura 11 e Figura 12.

Figura 11 - Subestações e linhas de transmissão da área de estudo



Fonte: Operador Nacional do sistema Elétrico (ONS)

Figura 12 - Localização da área de estudo



Fonte: Google Earth Pro

Abaixo estão listados os dados de identificação das duas subestações que fazem parte do estudo, bem como sua potência instalada e agente proprietário.

- SUB OURO PRETO 2 (FURNAS) - 1800 MW - CEMIG Geração e Transmissão S.A
- SUB ITABIRITO 2 - 1120 MW - Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A

### 3.2 Aquisição de Dados

A coleta de dados foi realizada por meio de acervos digitais disponíveis em diferentes plataformas. Os dados referentes aos parâmetros das linhas de transmissão e subestações foram extraídos do portal SINmaps, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), disponibilizados em mapas digitais e dados alfanuméricos da base de dados técnica da organização, conforme apresentado na Tabela 4.

Esses dados relevantes, disponíveis no SIN, permitiram modelar o sistema elétrico de forma mais fiel. Com base nessas informações, foi possível projetar o circuito equivalente para o sistema elétrico em estudo, composto pelos barramentos, linhas de transmissão e equipamentos elétricos em operação nas subestações que representam os dois barramentos.

Tabela 4 - Dados da LT extraídos do SINmaps

<b>LT 345 kV ITABIRITO 2 / OURO PRETO 2 C 1 MG</b>	
Id da Instalação	MGITB2
Id do Equipamento	MGITB23OPR21
Nome	LT 345 kV ITABIRITO 2 / OURO PRETO 2 C 1 MG
Id Tipo de Equipamento	LTR
Tipo de Rede	BASICA
Data Entrada	10/04/2014
Data de Necessidade do SIN	31/10/2011
Capacidade CPST Longa sem Limitação (A)	1290
Capacidade CPST Curta sem Limitação (A)	1290
Capacidade CPST Longa com Limitação (A)	1290
Capacidade CPST Curta com Limitação (A)	1290
Resistência	0.015
Reatância Fixa	0.144
Susceptancia Shunt (S/km)	2.454
Comprimento (Km)	5
Tensão	345

Fonte: Adaptado de ONS (2024)

- Impedância total de linha:

Analisando os dados da tabela acima, tem-se que a impedância por quilometro de linha é dada pela associação da resistência e da reatância em serie, calculada conforme equação 1, expressa em impedância por unidade de comprimento

$$\mathbf{Z = R + jX = 0,015 + j 0,144 \Omega/km} \quad (1)$$

- Admitância shunt (Y):

O valor de shunt indica a admitância em (em Siemens/km) que é a capacidade da linha de absorver potência reativa ao longo de seu comprimento.

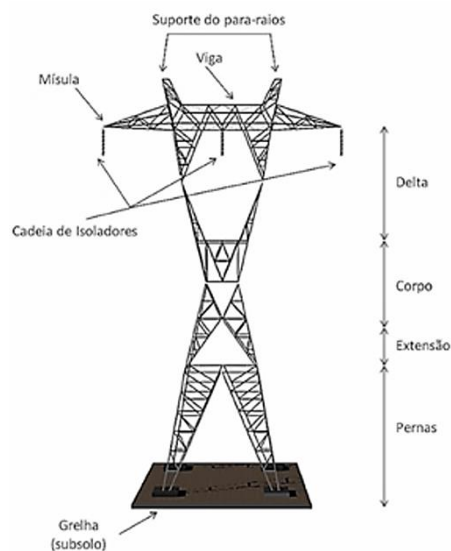
$$B = 2,454S/km \quad (2)$$

### 3.2.1 Tipo de torre de transmissão

De acordo com o trecho simulado, buscando retratar mais fielmente o sistema de transmissão, foi adotado o modelo de torre do tipo autoportante para cabos duplos por fase de 345 kV, totalizando 6 cabos fases e mais 2 cabos guarda no nível mais alto, conforme é apresentado na Figura 13. O modelo de torre é o mesmo utilizado no trecho real da LT 345 kV ITABIRITO 2 / OURO PRETO 2 C 1 MG. Neste trabalho o modelo de torre foi usado apenas para retratar a posição dos condutores e não está representada no circuito elétrico utilizado nas simulações.

Esse tipo de torre se enquadra na categoria de estruturas em suspensão, que é mais comum por serem mais simples e econômicas, tem a função de apoiar os cabos condutores e cabos para-raios, mantendo-os afastados entre si e entre o solo. Nesse tipo de estrutura, os condutores não são seccionados mecanicamente e sim apenas grampeados através dos chamados grampos de suspensão (MOURA; MOURA; EDNARDO, 2019).

Figura 13 - Torre em suspensão para tensão de 345kV



Fonte: Moura, Moura e Ednardo (2019)

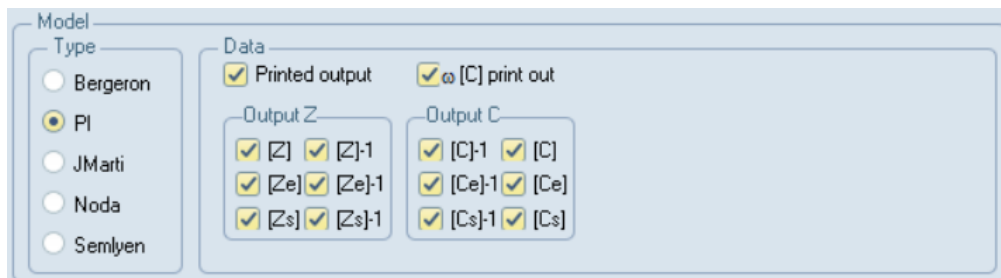
### 3.3 Modelagem da linha de transmissão

#### 3.3.1 Modelo Equivalente

De acordo com os diferentes tipos de linhas de transmissão existentes, cada um com suas características construtivas e comprimento, ressalta-se que as linhas curtas são representadas usualmente por apenas a impedância longitudinal da linha, desconsiderando-se a capacitância da linha.

Entretanto foi adotado o modelo do tipo Pi como circuito equivalente, o qual deve ser aplicado quando se deseja levar em conta o efeito capacitivo da linha, mesmo que seja pequeno de forma a trazer resultados mais próximos da realidade operacional da LT. Na Figura 14, está destacado o campo de seleção do modelo de linha no *software*.

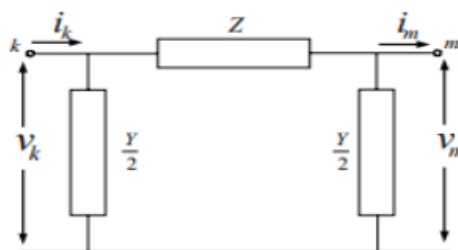
Figura 14 - Seleção do modelo de linha no Software



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

O circuito equivalente para linhas curtas do tipo Pi, composto pela impedância da linha de transmissão ( $Z$ ) e Admitância ( $Y$ ) é apresentado na Figura 15.

Figura 15 - Circuito equivalente para linhas curtas (Pi)

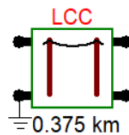


Fonte: Gualotuna et al (2020).

### 3.3.2 Parametrização do ATPDraw

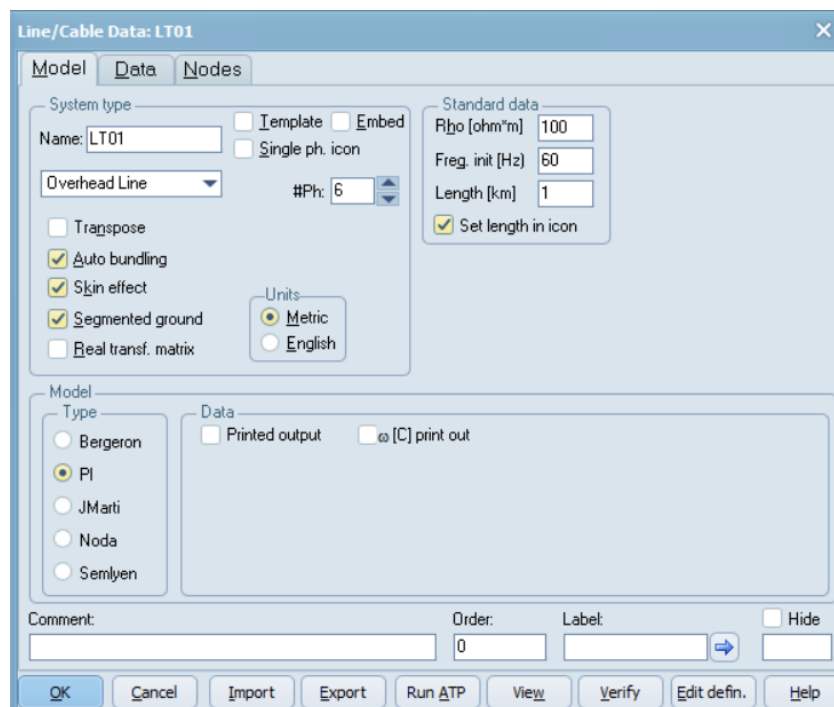
Os parâmetros das linhas de transmissão foram inseridos através da rotina *line/cable constants* (LCC) que é referência no cálculo de parâmetros de linhas de transmissão (MOURA; MOURA; EDNARDO, 2019), o que permite inserir os dados geométricos da linha de transmissão com distâncias horizontais e verticais que definem os espaçamentos entre os condutores e alturas com relação ao solo, parâmetros dos condutores e cabos de proteção, como raio interno, externo e resistência. Na Figura 16 está representado o ícone do componente LCC no ATP, com a indicação do comprimento do vão.

Figura 16 - LCC componente no ATPdraw



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Figura 17 - Configuração do modelo do componente LCC



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Na Figura 17, estão apresentadas as configurações iniciais do componente LCC. Abaixo está descrito quais foram os parâmetros adotados bem como as definições para o sistema.

- System Type: Overhead line. Escolhido quando for para utilizar linha aéreas
- Segmented Ground: Considera que os cabos para-raios são aterrados em cada estrutura
- Model Type: Adotado o modelo do tipo PI
- Rho (ohm\*m): Resistividade do solo, foi adotado 1000 ohms neste trabalho.
- Freq: Adotado frequência de operação padrão de 60Hz

Figura 18 - Parâmetros Geométricos e físicos dos cabos

#	Ph.no	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	12.105	0.1321	17	27.9	13	20	0	4
2	2	0	12.105	0.1321	17.6	27.9	13	20	0	4
3	3	0	12.105	0.1321	-17	27.9	13	20	0	4
4	4	0	12.1015	0.1321	-17.6	27.9	13	20	0	4
5	5	0	12.105	0.1321	0.3	27.9	13	20	0	4
6	6	0	12.105	0.1321	-0.3	27.9	13	20	0	4
7	0	0	1.56	1.4564	13.2	41.05	26.16	0	0	0
8	0	0	1.56	1.4564	-13.2	41.05	26.16	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Na Figura 18, estão representados os parâmetros utilizados na aba Data do componente LCC, local onde é possível inserir os dados do cabo condutor e do cabo para-raio, de acordo com as descrições a seguir:

- Ph.no – Define-se o número de condutores fase. Se o número for zero, define-se como cabo para-raios;
- Rout – Define-se o raio externo do condutor;
- Horiz – Distância na horizontal do condutor ou cabo para-raios até o centro da torre.
- Vtower – Altura do condutor ou cabo para-raios até o solo;

- $V_{mid}$  – Altura do condutor ou cabo para-raios no meio do vão. Calculado a partir da flecha do condutor ou cabo para-raios.

### 3.3.3 Modelagem do sistema elétrico

Utilizando os componentes e dados mencionados anteriormente: LCC componente, dados de impedância/km, distâncias horizontais e verticais dos cabos, número de condutores, resistividade do solo e frequência da rede, bem como outros elementos básicos de um sistema elétrico de linha de transmissão, foi modelada a linha a ser utilizada nas simulações, conforme ilustrado na Figura 19.

A linha possui 5 km de extensão entre os barramentos e inclui 11 componentes LCC, que representam as 11 torres de transmissão ao longo do trecho estudado. Esse arranjo foi feito para modelar de forma mais precisa as conexões ao longo da linha e seus respectivos aterramentos nas bases das torres. Além disso, observa-se que os dois componentes LCC das extremidades possuem um comprimento de linha maior, com 1 km cada, a fim de reduzir o efeito de reflexão nas extremidades da linha, e os do meio da linha possuem 0,375 km cada.

Figura 19 - Linha de transmissão projetada



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Conectada ao segundo barramento do sistema está uma carga de 40 kVA com fator de potência de 0,92, o que corresponde a uma carga de 36,8 kW de potência ativa, modelada por uma resistência e indutância. Essa configuração tem o objetivo de simular um pequeno centro consumidor de carga, com o objetivo de avaliar os efeitos das perturbações no sistema e acelerar o processo de descarga da energia residual após os desligamentos.

### 3.4 Simulações de perturbações no sistema elétrico projetado

As simulações realizadas no *software* ATP foram divididas em três cenários, permitindo a análise dos transientes eletromagnéticos nas LT's e seus efeitos sobre as grandezas elétricas.

O cenário 1 trata da energização do sistema elétrico projetado e foi subdividido nos casos 1 e 2, onde o caso 1 refere-se se à simulação da energização sem o uso de qualquer método de amortecimento de sobretensões, enquanto no caso 2 foi aplicado um método para mitigar as sobretensões causadas.

O cenário 2 trata da reenergização após falta no meio da linha, sendo caso 1 sem método de amortecimento de sobretensão e caso 2 com método de amortecimento de sobretensão, acrescido ainda um terceiro caso, aplicando métodos combinados para eliminar as sobretensões.

O cenário 3 tem como objetivo analisar a influência da inserção do banco de capacitores, para isso foi conectada uma carga no fim da linha de transmissão para simular um centro consumidor de energia e posteriormente realizar medições de tensão em pontos distintos, no caso 1 sem o banco de capacitores inserido e no caso 2 com banco de capacitores presente e realizado o amortecimento das sobretensões com o uso de chaveamento controlado.

Na Tabela 5, estão apresentadas as descrições das simulações a serem realizadas.

Tabela 5 - Descrições das simulações realizadas

SIMULAÇÃO		DESCRIÇÃO
Cenário 1	Caso 1	Energização da LT sem amortecimento de sobretensão
	Caso 2	Energização da LT com amortecimento de sobretensão
Cenário 2	Caso 1	Religamento após falta no meio da linha sem amortecimento de sobretensão
	Caso 2	Religamento após falta no meio da linha com amortecimento de sobretensão
	Caso 3	Religamento após falta no meio da linha com amortecimento de sobretensão e inserção de para-raios
Cenário 3	Caso 1	Medição de tensão na LT sem inserir o banco de capacitores
	Caso 2	Medição de tensão na LT com inserção do banco de capacitores com chaveamento controlado

Fonte: Autor (2025)

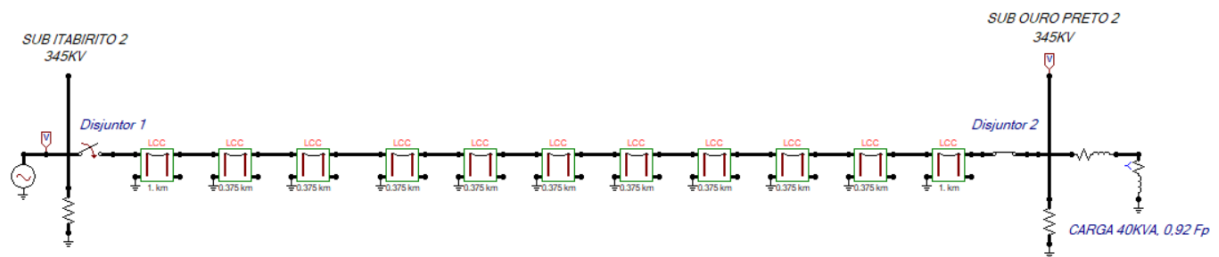
### 3.4.1 Cenário 1 - Energização de linha de transmissão

O primeiro cenário simulado refere-se à energização da linha de transmissão, um evento comum em sistemas elétricos interligados. Nesse cenário, inicialmente, o sistema se encontra sem tensão nos barramentos. Após a energização da fonte e o fechamento dos disjuntores, a linha é energizada, permitindo observar os transientes eletromagnéticos e seus efeitos nas grandezas elétricas do sistema quando os polos do disjuntor são fechados.

- Cenário 1 / Caso 1

No primeiro caso simulado a fonte é energizada sem nenhum método de amortecimento para as sobretensões, na Figura 20 apresenta-se o sistema para energização sem amortecimento e a Tabela 6 a ordem cronológica dos eventos.

Figura 20 - Energização sem amortecimento de sobretensão



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 6 - Sequência de energização sem amortecimento

<b>ENERGIZAÇÃO</b>	
<b>Cenário 1 / Caso 1</b>	
1	Inicialmente a fonte está energizada
2	Inicialmente a LT está desenergizada
3	Disjuntor da SUB Ouro Preto 2 inicialmente fechado
4	Fecha-se o disjuntor da SUB Itabirito 2
5	Fornecimento total de 345kV no sistema

Fonte: Autor (2025)

- Cenário 1 / Caso 2

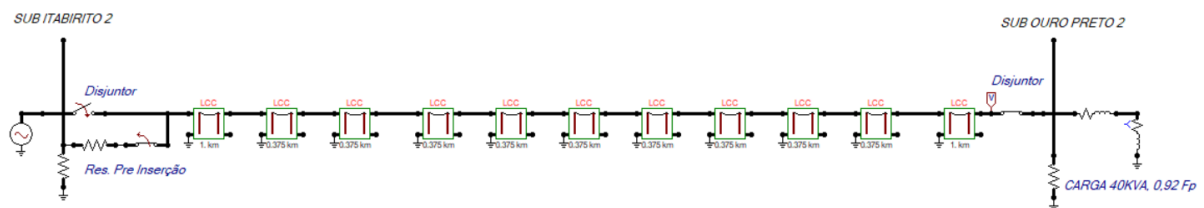
Para o caso 2, o sistema é energizado inicialmente através da linha com o resistor de pré inserção (RPI) em paralelo com o disjuntor principal e somente após um determinado tempo,

fecha-se o disjuntor principal, dessa forma a linha de transmissão não recebe toda a tensão da fonte no primeiro instante, recebe somente uma tensão parcial o que proporciona reduzir o valor do pico de tensão gerados no caso anterior.

Para cálculo do valor da resistência de pré inserção, leva-se por base o cálculo da impedância característica da linha de transmissão. Através da rotina LINE CONSTANTS do software ATP o valor é determinado, sendo o calculado para o circuito projetado 132,54 ohms. Portanto após testes buscando a maior eficiência de amortecimento, o valor da resistência de pré inserção utilizada foi 26,5 ohms, correspondente a 1/5 da impedância característica.

Na Figura 21 está ilustrado o sistema para energização da linha de transmissão utilizando o método com resistência de pré inserção e na sequência na Tabela 7 esta apresentada a ordem dos eventos na energização para o caso 2.

Figura 21 - Energização com amortecimento



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 7 - Sequência de energização com amortecimento

<b>ENERGIZAÇÃO</b>	
<b>Cenário 1 / Caso 2</b>	
1	Inicialmente a fonte está energizada
2	Inicialmente a LT está desenergizada
3	Disjuntor da SUB Ouro Preto 2 inicialmente fechado
4	Fecha-se o disjuntor de pré inserção da SUB Itabirito 2
5	Fornecimento parcial de tensão ao sistema
6	Fecha-se o disjuntor principal da SUB Itabirito 2
7	Fornecimento total de 345kV no sistema

Fonte: Autor (2025)

### 3.4.2 Cenário 2 - Reenergização após falta no meio da linha

O segundo cenário modelado refere-se a outra manobra frequente nas linhas de transmissão: a reenergização. De acordo com Fernandes (2005), o principal objetivo das manobras de religamento ou reenergização é fornecer energia o mais rapidamente possível. No entanto, existe a necessidade de considerar o tempo morto, que é o intervalo entre a abertura e o religamento do disjuntor, que de acordo com a ONS em suas diretrizes para estudo de religamento tripolar no item 4.2.8 estipula 500ms como tempo morto (ONS, 2019). Esse tempo é relevante devido à presença de carga residual nas linhas. Mesmo quando a compensação é aplicada, observa-se a existência de tensão residual, que tende a decair exponencialmente, embora apresente uma constante de decaimento relativamente alta.

Ainda segundo ONS, as manobras de religamento tripolar, de maneira geral, sempre resultam nos piores valores das sobretensões, em relação às obtidas no estudo da manobra de energização da linha de transmissão (ONS, 2019). Na Figura 22 está apresentado conforme dados de procedimentos da ONS, para religamento automático e indica a existência ou não (NE) de outra linha na mesma estrutura, destacado no campo LT em mesma estrutura.

Figura 22 - Manual de procedimento de religamento automático

Religamento Automático				LT em Mesma Estrutura
Tipo	Situação	Sentido	Ajustes	
Tripolar	Ligado	SE Ouro Preto 2 → SE Itabirito 2	Tempo morto: 5s $\Delta V \leq 69 \text{ kV}$ $\Delta \delta \leq 30^\circ$ $\Delta f \leq 0,2 \text{ Hz}$	NE
Notas / Restrições:				

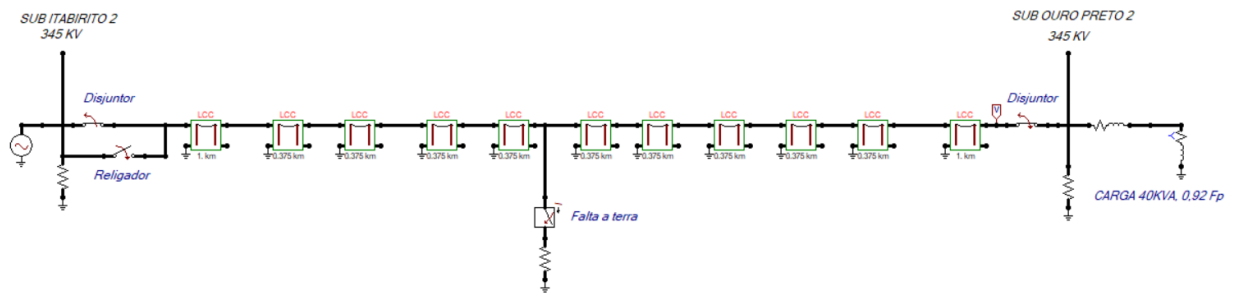
\* NE: Não existe

Fonte: ONS (2024)

- Cenário 2 / Caso 1

Neste primeiro caso do cenário 2, está ilustrado na Figura 23 o modelo para reenergização após falta no meio da linha, ressalta-se que não há nenhuma técnica para amortecimento de sobretensões quando o sistema é reenergizado pela linha do religador.

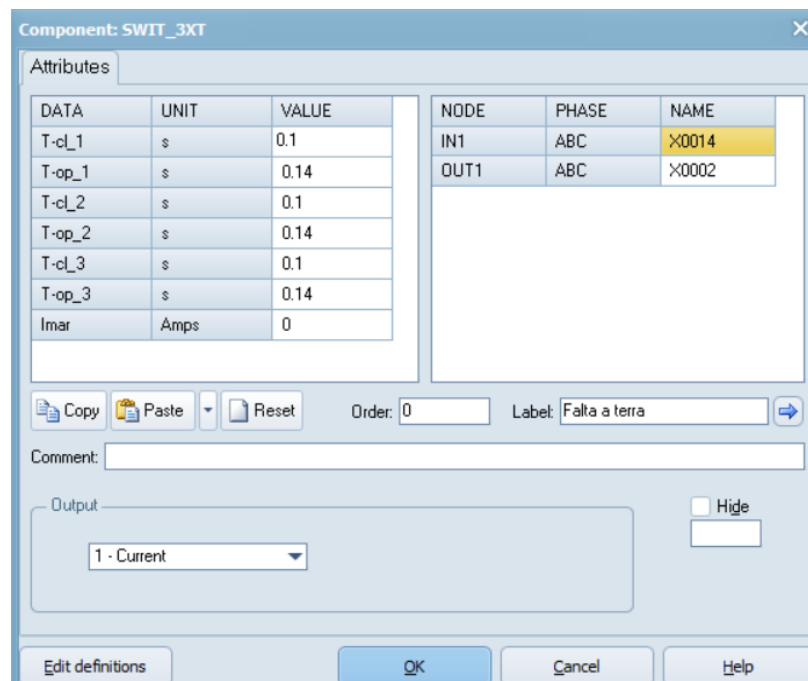
Figura 23 - Reenergização sem amortecimento após falta



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

O modelo é constituído de uma simulação de falta a terra com duração 40 ms no meio da linha de transmissão quando o sistema já está alimentado, a falta modelada se trata de um caso hipotético de fechamento das 3 fases para a terra, condição crítica para analisar os transientes no momento da falha. Foi utilizado o componente *swit\_3xt* no ATP para simular a falta, os parâmetros utilizados estão apresentados na Figura 24 e a ordem do eventos da simulação apresentados na Tabela 8.

Figura 24 - Ícone do componente Swit\_3xt e parâmetros de fechamento inseridos



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 8 - Sequência de reenergização sem amortecimento

<b>REENERGIZAÇÃO APÓS FALTA</b>	
<b>Cenário 2/ Caso 1</b>	
1	Inicialmente sistema energizado com os disjuntores fechados
2	Ocorrência de falta trifásica para terra no meio da linha
3	Os disjuntores das subestações abrem como forma de proteção
4	O curto-circuito é extinto
5	Fecha-se o disjuntor da SUB Ouro Preto 2
6	Ocorre a reenergização da linha pelo religador da SUB Itabirito 2
7	Ocorre o fechamento do disjuntor principal da SUB Itabirito 2

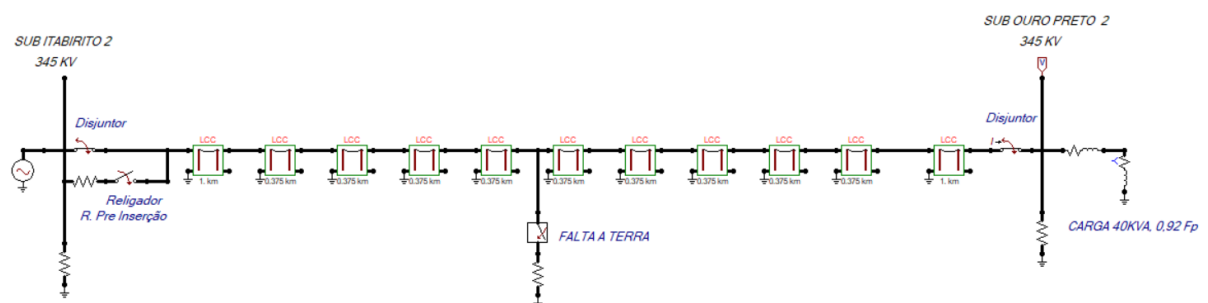
Fonte: Autor (2025)

- Cenário 2 / Caso 2

No caso 2, o sistema também está energizado quando ocorre uma falta trifásica para terra no meio da linha similar ao caso anterior, porém no momento da reenergização após a extinção da falta o sistema é reenergizado pela linha do religador com resistência de pré inserção com valor de  $\frac{1}{2}$  da resistência equivalente da linha, este valor de 68,5 ohms apresentou a melhor performance para redução dos picos de tensão.

Na Figura 25 está ilustrado o modelo projetado e na sequência é apresentado a ordem dos eventos na Tabela 9.

Figura 25 - Reenergização com amortecimento após falta



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 9 - Sequência de reenergização com amortecimento após falta

<b>REENERGIZAÇÃO APÓS FALTA</b>	
<b>Caso 1 / Cenário 2</b>	
1	Inicialmente sistema energizado com os disjuntores fechados
2	Ocorrência de falta trifásica no meio da linha
3	Os disjuntores das subestações abrem como forma de proteção
4	O curto-circuito é extinto
5	Fecha-se o disjuntor da SUB Ouro Preto 2
6	Reenergização pelo religador com resistência de pré inserção da SUB Itabirito 2
7	Ocorre o fechamento do disjuntor principal da SUB Itabirito 2

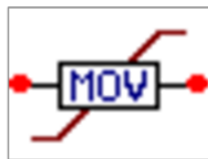
Fonte: Autor (2025)

- Cenário 2 / Caso 3

O terceiro caso do cenário 2, trata-se da inserção de dispositivo para-raios na linha de transmissão. Similar aos dois casos anteriores, ocorre a falta e posteriormente o sistema é reenergizado, porém considera-se a inserção de para-raios nas extremidades da linha, como forma habitual de proteção em linhas de transmissão aéreas.

Para modelar o para-raios no circuito projetado, foi utilizado o componente *MOV Type 92* conforme ícone apresentado na Figura 26, usando a resistência não-linear por fase, método em que se deve inserir alguns pontos da curva entre tensão e corrente ( $V \times I$ ) que é divulgada pelo fabricante do para-raios nos datasheets.

Figura 26 - Representação do Modelo do para-raio - MOVtype 92 pelo ATP.



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Na Figura 27 está apresentado os dados de tensão e corrente do para-raios utilizado, sendo o modelo 3EL2, fabricado pela Siemens, indicado para aplicações em linhas de transmissão de alta tensão. O modelo foi definido por atender a classe de e tensão exigida e o impulso de corrente de longa duração da linha em estudo.

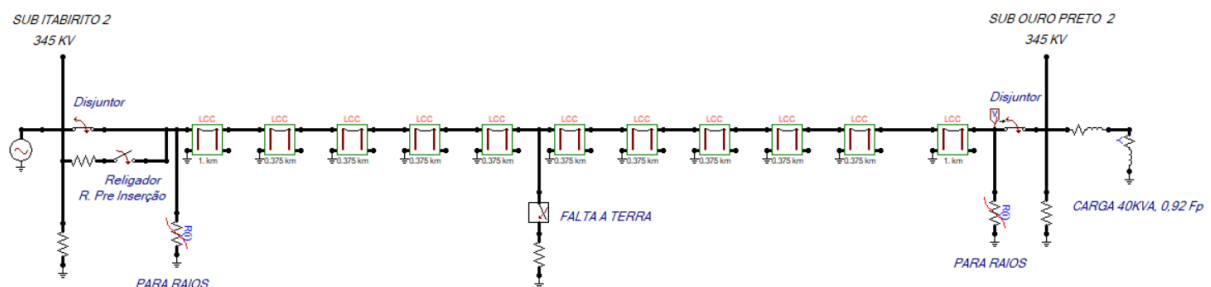
Figura 27 - Dados de tensão e corrente (V x I) do para-raios

I [A]	U [V]
500	369000
1000	381000
2000	396000
5000	429000
10000	452000
20000	497000
40000	555000

Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Na Figura 28 é apresentado o modelo projetado para a simulação do caso 3 e a ordem cronológica dos eventos é a mesma da Tabela 9.

Figura 28 - Reenergização com amortecimento de sobretensão e presença de para-raios



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

### 3.4.3 Cenário 3 - Inserção de banco de capacitores

O terceiro cenário simulado tem como foco a análise da influência da inserção do banco de capacitores no sistema, para isso é feita a medição de tensão em três pontos distintos da linha de transmissão. Este cenário permite uma avaliação detalhada dos efeitos da inserção de um banco de capacitores no sistema elétrico quando este já está em operação, em comparação com a situação em que o banco não está presente. A medição de tensão em diferentes pontos da linha

é fundamental para entender como a carga e a compensação reativa influenciam a estabilidade e a qualidade da energia fornecida.

A comparação dos resultados obtidos com e sem a inserção do banco de capacitores proporcionará estudar meios de mitigação de sobretensões e a melhoria no desempenho do sistema durante condições de operação normais e em situações de perturbação.

- Cenário 3 / Caso 1

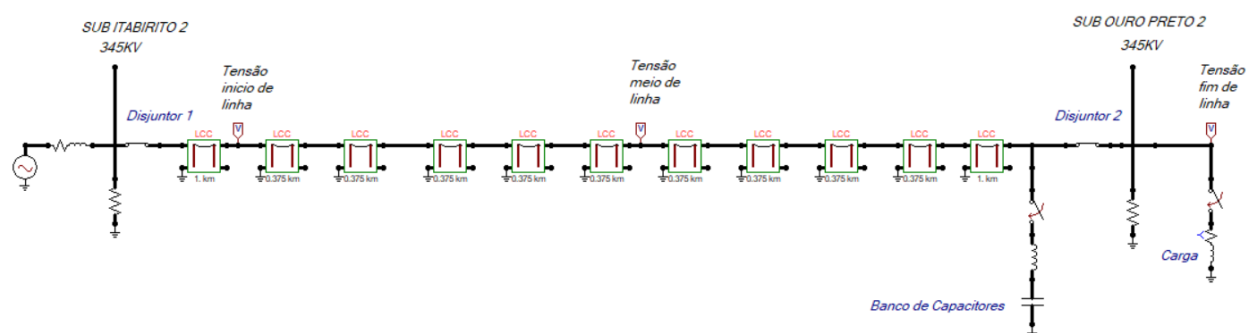
No primeiro caso do cenário 3, simula-se a operação da LT com a carga acoplada para provocar uma queda de tensão no sistema, similar ao que ocorre nas LT's em períodos de pico de alta demanda. A inserção do banco de capacitores tem a função de elevar e regular a tensão, que sofreu queda após a inserção da carga no sistema.

É medido o nível de tensão em três pontos distintos da linha, sendo no início próximo a fonte geradora, no meio da linha e no fim da linha, mais próximo da carga. Todas as três medições foram feitas no mesmo instante de tempo.

Para a simulação, uma pequena carga indutiva foi inserida no final da linha utilizando um componente RL trifásico, associando em serie uma resistência para consumir energia ativa do circuito e uma indutância para consumir energia reativa, a carga projetada tem 3,3 MVAR e é inserida no circuito somente após a energização completa da LT no instante de 100ms já o banco de capacitores com 6 MVAR é inserido no instante de 300ms.

Na Figura 29 está ilustrado o modelo projetado para monitorar o nível de tensão, indicando os três pontos de medição e na Tabela 10 é apresentado a ordem dos eventos.

Figura 29 - Sistema com carga acoplada no final da linha e presença do banco de capacitores



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 10 - Medição de tensão após inserção do banco de capacitores

<b>REGULAÇÃO DE TENSÃO COM BANCO DE CAPACITORES</b>	
<b>Caso 1 / Cenário 3</b>	
1	Inicialmente sistema energizado com os disjuntores fechados
2	Após 100ms a carga é acoplada no final da linha
3	Após estabilização, mede-se a tensão nos pontos distintos
4	Após 300ms insere-se o BC diretamente
5	Após estabilização do BC, mede-se a tensão nos pontos distintos

Fonte: Autor (2025)

- Cenário 3 / Caso 2

No caso 2 do terceiro cenário utiliza-se o mesmo circuito do caso anterior, porém a inserção do banco de capacitores não ocorre de modo direto, com o fechamento dos 3 polos do disjuntor no mesmo instante, é utilizado a técnica de chaveamento controlado.

Com a utilização da técnica do chaveamento controlado ocorre um atraso no comando de fechamento do disjuntor para um momento ideal em que a tensão entre seus contatos seja zero. Essa sincronização é realizada por um controlador acoplado ao disjuntor, que utiliza essa tensão como sinal de referência (CARDOSO, 2009).

O objetivo no chaveamento controlado é realizar o fechamento de cada polo, no instante em que a diferença de tensão (DDP) dos dois lados do circuito seccionado seja idealmente zero, ou o mais próximo a zero possível, assim reduzindo as sobretensões devido a energia residual das fases.

Estudos realizados indicam que a utilização do chaveamento controlado, em conjunto com a instalação de para-raios nos terminais das linhas de transmissão durante manobras de energização e religamento, é uma solução viável, permitindo a eliminação dos resistores de pré-inserção (DANTAS et al., 2007b).

O banco de capacitores modelado tem 6 MVAR, que aplicando na equação 3 para cálculo da potência reativa fornecida pelo capacitor, requer uma capacitância de aproximadamente 133  $\mu\text{F}$ . Com objetivo de elevar a tensão da linha, simulando a operação da LT em um período de

pico de demanda. O banco de capacitores é inserido no circuito somente após detectada a queda de tensão na linha, no instante de 300ms.

$$Q \text{ (MVar)} = \left( \frac{V^2 * 2 \pi f * C}{10^6} \right) * 3 \quad (3)$$

Sendo:

- V é a tensão em kV;
- C é a capacitância em microfarads ( $\mu\text{F}$ )
- f é a frequência (Hz)

Por meio de testes realizados, buscando executar o fechamento de cada polo no instante em que cada fase estivesse o mais próximo possível de 0 V , e dessa forma gerar a menor DDP entre os dois lado do circuito, foi estabelecido os instantes de fechamento dos pólos das fases A, B e C do disjuntor da SUB Itabirito 2, sendo apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Instante de fechamento dos polos do disjuntor do BC

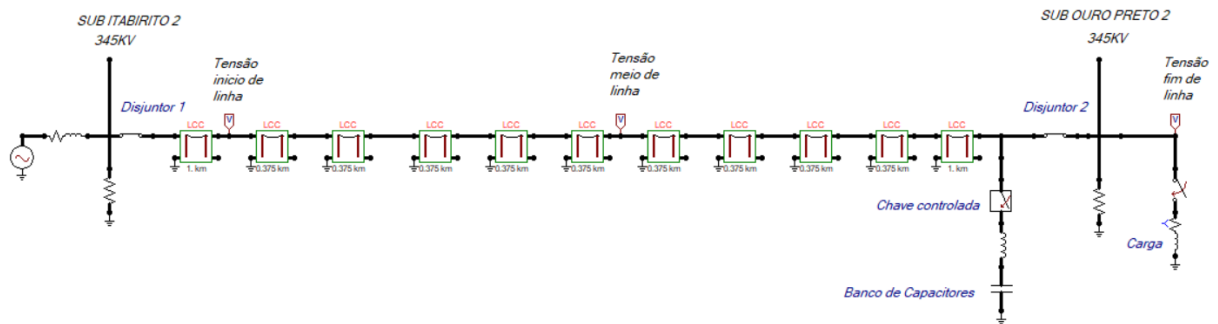
FASE	INSTANTE DE CHAVEAMENTO (s)
POLO A	0,29727
POLO B	0,29454
POLO C	0,29172

Fonte: Autor (2025)

Ressalta-se que no ambiente de simulação não há perdas, dessa forma o fechamento se dá no instante exato definido, sem atrasos ou falhas no fechamento, o que poderia levar a resultados inconsistentes e/ou com erros.

Na Figura 30, está representado o circuito completo, contendo a carga acoplada no final da linha e o banco de capacitores de 6 MVAR com chave controlada, a ordem dos eventos está apresentada na Tabela 12.

Figura 30 - Sistema com carga acoplada e banco de capacitores com chave controlada



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Tabela 12 - Medição de tensão após inserção do BC com chaveamento controlado

<b>REGULAÇÃO DE TENSÃO COM BANCO DE CAPACITORES</b>	
<b>Caso 2 / Cenário 3</b>	
1	Inicialmente sistema energizado com os disjuntores fechados
2	Após 100ms a carga é acoplada no final da linha
3	Após estabilização, mede-se a tensão nos pontos distintos
4	Após 300ms insere-se o BC com chaveamento controlado
5	Após estabilização do BC, mede-se a tensão nos pontos distintos

Fonte: Autor (2025)

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Análise dos resultados

A metodologia utilizada para análise dos resultados foi estabelecida com o seguinte padrão

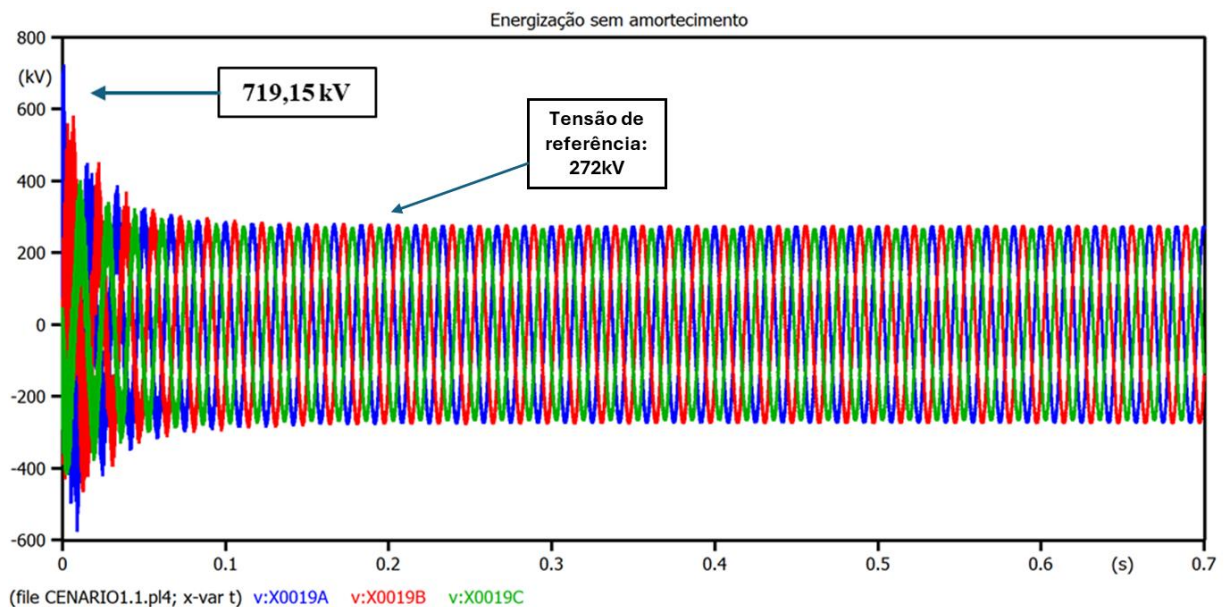
1. Definição do Valor de Referência: O valor de tensão de serviço de pico de fase antes da perturbação é considerado como referência para as análises.
2. Cenários de Simulação: Realiza-se a perturbação prevista em cada um dos três cenários.
3. Identificação das Sobretensões: Após a aplicação da perturbação em cada cenário, identifica-se o pico de tensão alcançado e avalia as distorções na forma de onda.
4. Comparação com a Tensão de Serviço: Os valores das sobretensões identificadas são comparados em pu (por unidade) em relação à tensão de serviço de pico.

## 4.2 Cenário 1 - Energização da linha de transmissão

Para o primeiro cenário descrito o sistema foi simulado por 700ms, sendo o disjuntor da SUB Itabirito 2 fechado em  $t=0$  e, assim, fornecendo energia até o segundo barramento localizado na extremidade da linha.

Nos casos 1 e 2 do primeiro cenário, a tensão foi medida no barramento da SUB Ouro Preto 2, que está mais próxima da carga. Na Figura 31 é apresentado o gráfico da energização sem amortecimento, enquanto na Figura 32 mostra o gráfico da energização com resistência de pré-inserção, sendo o sistema identificado nas cores Azul como fase A, vermelho como fase B e verde como fase C.

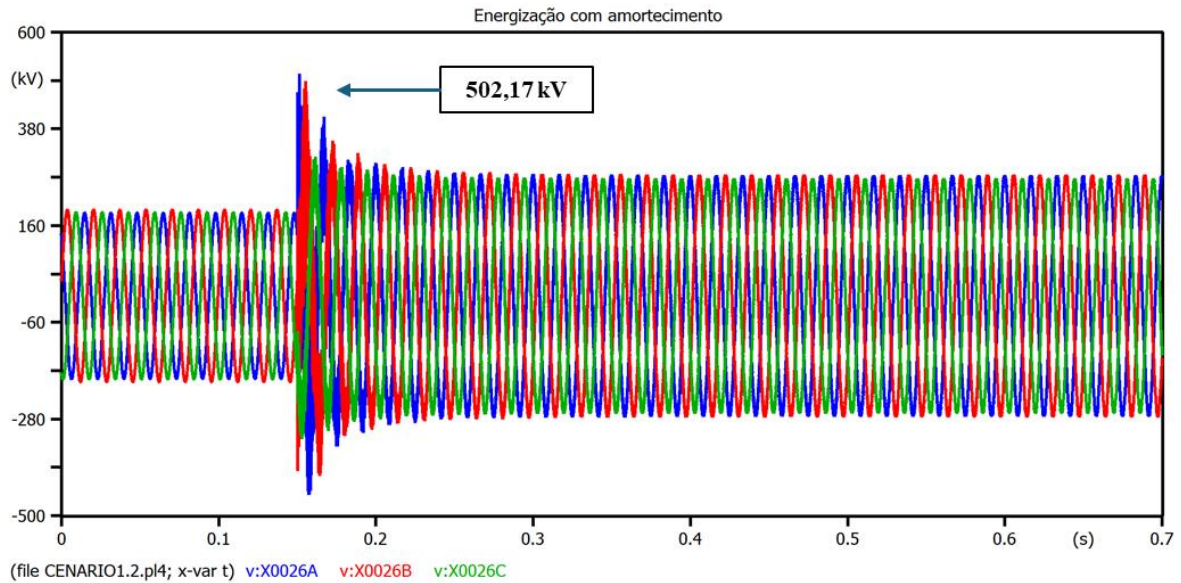
Figura 31 - Gráfico da energização sem amortecimento



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Em ambos os casos do cenário 1 referente a energização da linha de transmissão o momento de fechamento do disjuntor que fornece energia a linha de transmissão ocorre no instante  $t=0$ . Observando o gráfico nota-se a tensão de pico de serviço se estabiliza a partir de aproximadamente 250ms, no valor de 272 kV conforme é apresentado no gráfico da Figura 31.

Figura 32 - Gráfico da energização com resistência de pré inserção



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Ao analisar os gráficos das duas simulações, observa-se que o método de mitigação de sobretensões por meio da resistência de pré-inserção (caso 2), resultou em uma significativa redução nos picos de tensão durante a energização da linha de transmissão conforme apresentado na Figura 32. No primeiro caso, em que a linha foi energizada diretamente, sem qualquer técnica de amortecimento, o pico de sobretensão atingiu 719,51 kV, o que corresponde a 2,64 pu da tensão de referência, que é 272 kV. No caso 2, com a aplicação do RPI, o pico de sobretensão na energização foi reduzido para 502,14 kV, equivalente a 1,84 pu em relação a tensão de referência, representando uma redução de 70% entre os dois casos.

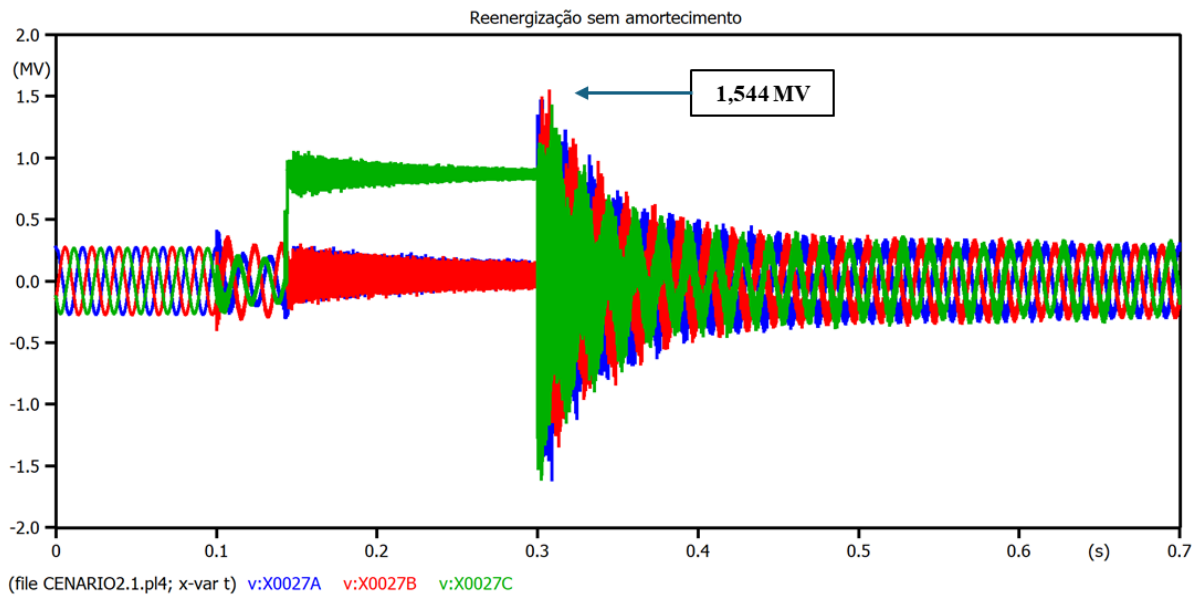
Essa redução contribui para aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão, minimizando riscos associados a altos níveis de sobretensão, como o desgaste prematuro de equipamentos isolantes, a deterioração dos cabos e o risco de falhas nos transformadores.

#### 4.3 Cenário 2 -Reenergização após falta com resistência de pré inserção e para-raios

No segundo cenário, modelou-se a ocorrência de uma falta trifásica a terra no meio da linha com duração de 40 ms, no momento da falta os disjuntores de ambos os barramentos se abrem como forma de proteção, e, somente após a extinção da falta, o circuito é religado, o sistema foi simulado com um tempo de 700 ms.

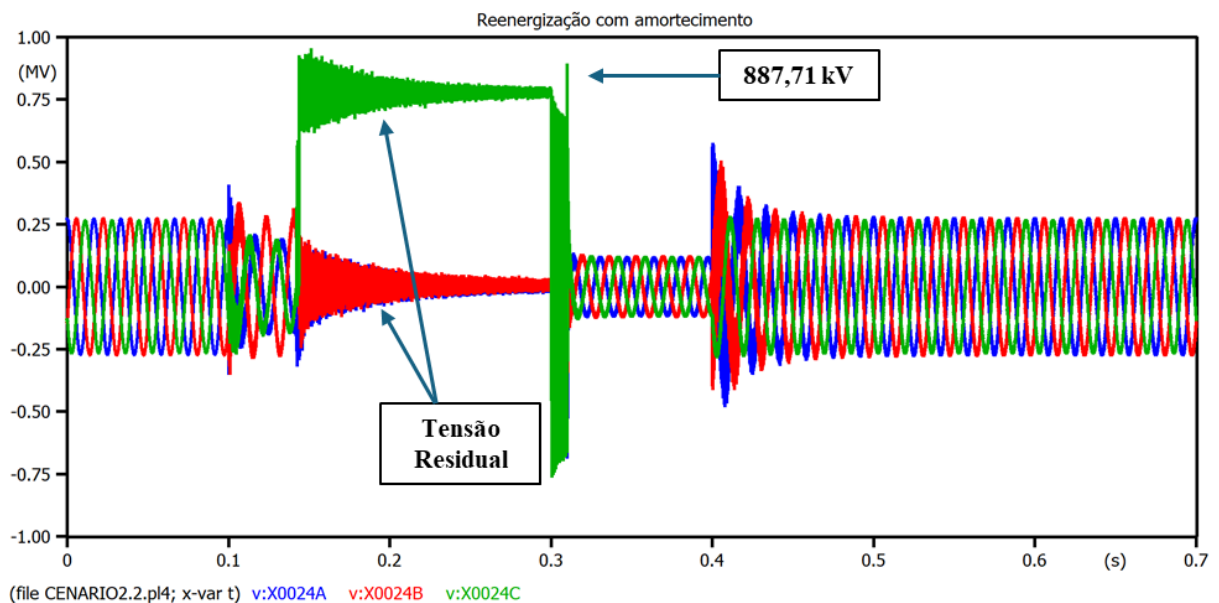
Na Figura 33 e Figura 34, esta apresentado respectivamente, os gráficos das formas de onda da reenergização sem e com amortecimento, utilizando resistência de pré-inserção, após a falta ocorrida no meio da linha. Nota-se que antes da falta no instante de 100 ms os dois sistemas operavam com tensão de serviço de pico de 272 kV, sendo essa a tensão de referência adotada.

Figura 33 - Gráfico da reenergização sem amortecimento após falta



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Figura 34 - Gráfico da reenergização com pré inserção após falta



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Nesta simulação com o caso hipotético de curto-circuito trifásico para terra, sendo um cenário pouco comum, porém extremamente crítico, nota-se a existência de tensão residual muito alta, ficando acima de 700 kV na fase C representada na cor verde em ambos os gráficos, mesmo após a abertura dos terminais em decorrência da falta, isso porque elas ocorrem devido à energia armazenada nos elementos reativos do sistema, como capacitâncias e indutâncias, e seu tempo de decaimento depende principalmente do comprimento e características da linha.

Observa-se que a fase C é a que tem maior valor de tensão residual, enquanto as fases A e B se sobrepõem com sentidos inversos, isso se deve ao fato que no momento de abertura da linha, a fase C era a que apresentava maior valor de tensão em módulo, resultando em uma DDP maior entre os dois lados da linha da fase C. Caso as tensões residuais não forem adequadamente controladas, elas podem causar sobretensões perigosas no momento do religamento da linha, aumentando o risco de danos aos equipamentos e à própria infraestrutura de transmissão.

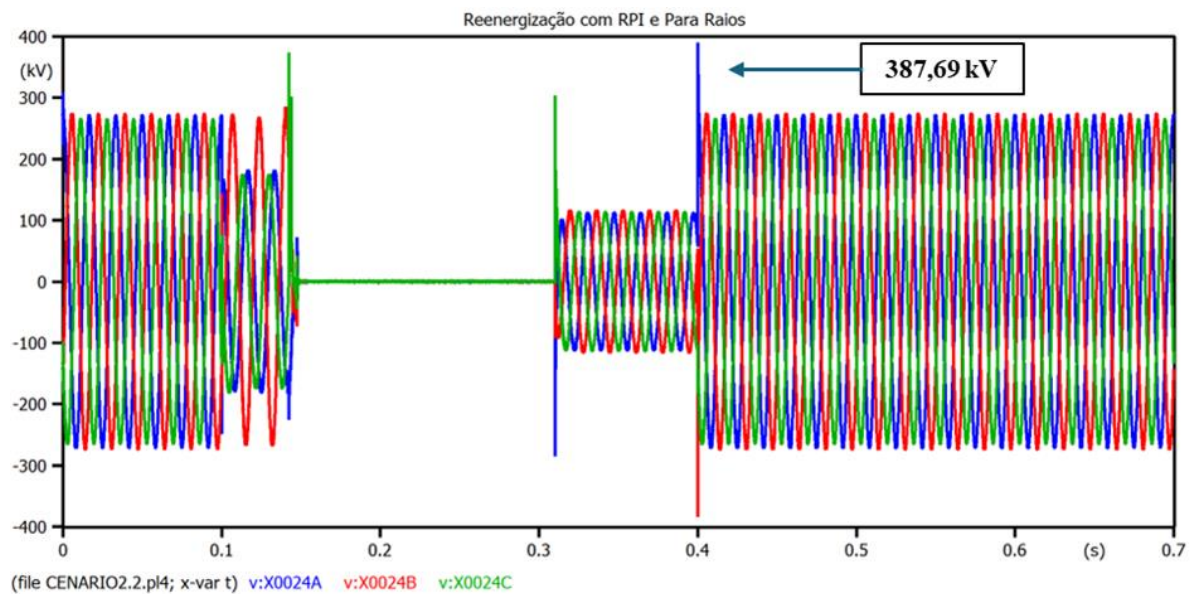
Com a utilização da resistência de pré inserção no momento do religamento do sistema com valor de 68,5 ohms, equivalente a 1/2 da impedância característica da linha, é possível observar na Figura 34 que o valor da tensão de pico atingido 1,54 MV equivalente a 5,67 pu da tensão de serviço reduziu para 887,61 kV equivalente a 3,36 pu da tensão de serviço. Neste caso o alto valor da tensão de pico atingido (1,54MV) ultrapassa o NBI da linha que é 1290 em 20%, essa condição pode causar falhas em isoladores, descargas para o solo ou até mesmo danos aos equipamentos conectados à linha.

Assim como observado no cenário anterior, a aplicação da resistência de pré-inserção provou ser uma técnica para diminuir os picos de sobretensão, mesmo em condições de religamento com tensões residuais muito altas. Essa abordagem reduz os impactos de sobretensões na rede, contribuindo para a integridade e longevidade dos equipamentos e da infraestrutura do sistema de transmissão. Porém neste caso nota-se que a tensão residual permaneceu, tendo um valor alto, situação que necessita ser tratada com aplicação de outros métodos para mitigar esse impacto.

Uma técnica adicional para este cenário, pode ser o religamento com uso de chave controlada por tempo e/ou tensão ou ainda considerar a inserção de para-raios na LT que é algo comumente aplicado no sistema elétrico.

Para contornar o problema da tensão residual existente nesse cenário, mesmo após a extinção do curto-circuito, o que gera ondas de altas frequências ao realizar o religamento, aplicou-se a inserção de para-raios nas extremidades da linha, técnica que se mostrou eficiente, garantindo a rápida atenuação das sobretensões, conforme apresentado na Figura 35.

Figura 35 - Gráfico da reenergização com RPI e Para raios.



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Nota-se que a Fase C representada na cor verde, que anteriormente tinha o maior valor de tensão residual, continuou a apresentar o maior valor de tensão residual devido as condições do momento de abertura do terminal, entretanto foi rapidamente atenuada quando aplicado os para-raios no sistema.

Com a atuação dos para-raios, a tensão residual foi completamente atenuada no intervalo de 100 ms e 300 ms após a abertura dos disjuntores, eliminando as distorções observadas nos casos anteriores do cenário 3. Dessa forma, no momento do religamento, não houve picos de tensão muito altos quando foi feito o fechamento através da linha com resistência de pré-inserção e presença dos para-raios, em seguida, a tensão total foi aplicada ao barramento no segundo momento. A ausência das ondas de alta frequência durante o religamento também melhoram a qualidade da energia fornecida, além de eliminar a hipótese de efeitos de ressonância com a frequência natural da linha.

Combinando o uso do resistor de pré-inserção e dos para-raios nas extremidades da linha (caso 3), o pico de tensão alcançado foi reduzido para 387,69 kV conforme ilustrado na Figura 35, o que equivale a apenas 1,42 pu da tensão de serviço, representando uma diminuição de aproximadamente 75% em comparação ao pico de tensão observado no religamento direto, que foi o primeiro caso do cenário 3.

#### 4.4 Cenário 3 - Inserção de banco de capacitores com e sem chaveamento controlado

No terceiro cenário, o sistema foi simulado por 700 ms, sendo o primeiro momento a energização da linha, seguido da inserção da carga no final da linha no instante de 100 ms para simular o aumento de demanda em períodos de pico, ocasionando queda de tensão nas linhas em operação. Logo após a queda de tensão o banco de capacitores é acoplado ao sistema no instante de 300 ms com objetivo de elevar a tensão da linha para garantir o fornecimento de energia.

Diante disso, no terceiro cenário simulado é possível verificar o efeito da entrada do banco de capacitores no sistema, observando os transientes de tensão e a forma de onda criada no circuito, além disso, foram realizadas três medições de tensão antes da entrada do banco de capacitores e adicionalmente, três medições nos mesmos pontos após a inserção do banco de capacitores para avaliar a elevação de tensão, conforme apresentado na Tabela 13. As medições nos três pontos foram feitas na fase A.

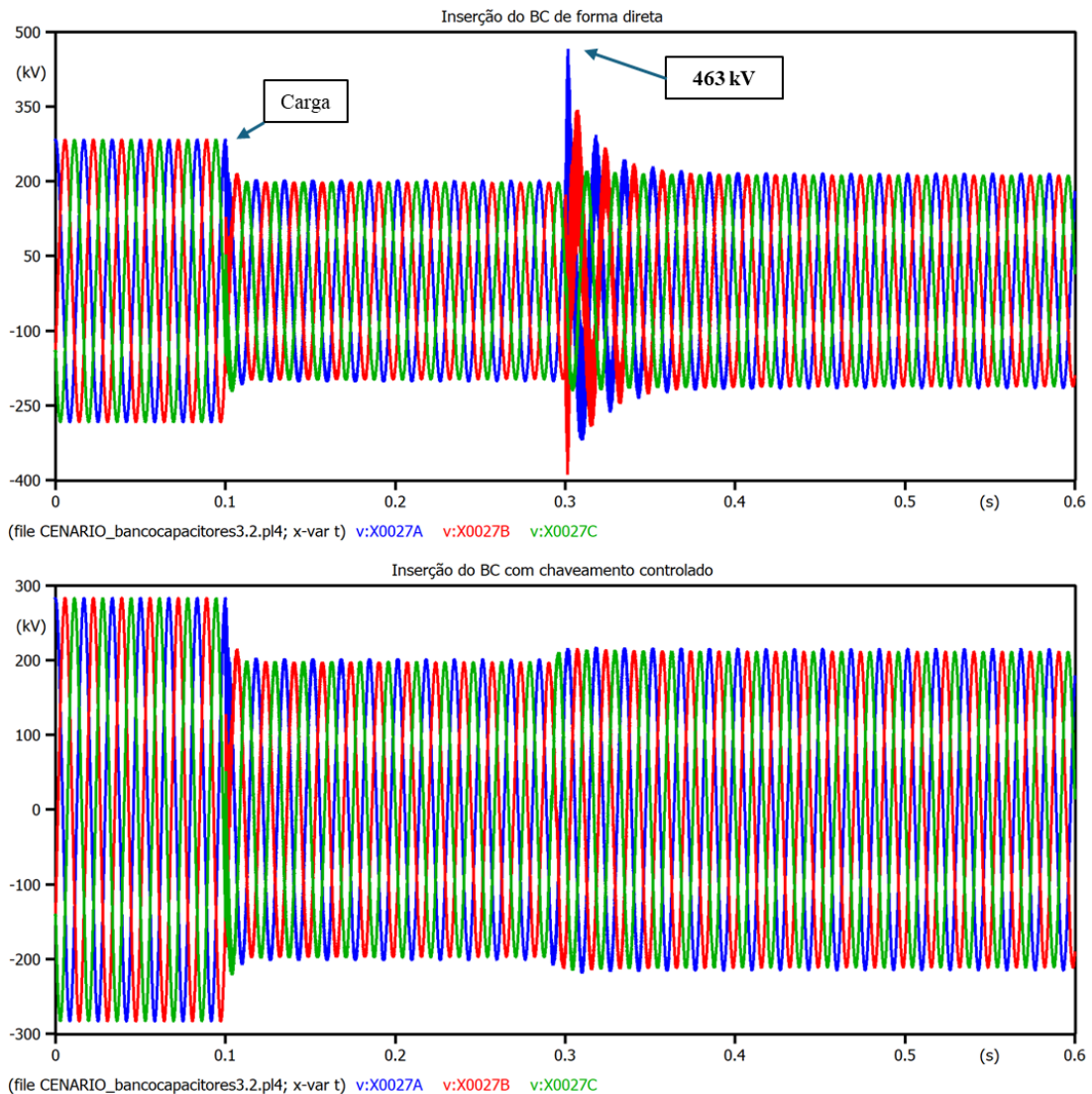
Tabela 13 - Tensão nos 3 pontos de monitoração na LT

DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO	TENSÃO NO INÍCIO DA LINHA (kV)*	TENSÃO NO MEIO DA LINHA (kV)*	TENSÃO NO FIM DA LINHA (kV)*
Medição de tensão em 3 pontos com carga	199,53	196,63	192,75
Medição de tensão em 3 pontos com carga e presença do banco de capacitores	214,11	211,24	207,4
Aumento da tensão em kV ao inserir banco de capacitores	14,58	14,61	14,65
% Aumento de tensão ao inserir banco de capacitores	7,31%	7,43%	7,60%

\*Valores de Tensão referente as tensões pico da Fase A em regime de operação.

Conforme observado na Tabela 13, a inserção do banco de capacitores resultou no aumento da tensão nos três pontos analisados, como era esperado, tendo um ganho de aproximadamente 14 kV em relação a tensão de serviço de pico, que neste cenário é 200kV. Esse comportamento ocorre devido à introdução de potência reativa capacitiva, que se contrapõe à potência reativa indutiva da carga. Além disso, nota-se que o aumento percentual da tensão foi semelhante nos três pontos de medição, sendo que o ponto mais próximo da localização do banco de capacitores, situado no final da linha, apresentou um aumento ligeiramente superior aos demais."

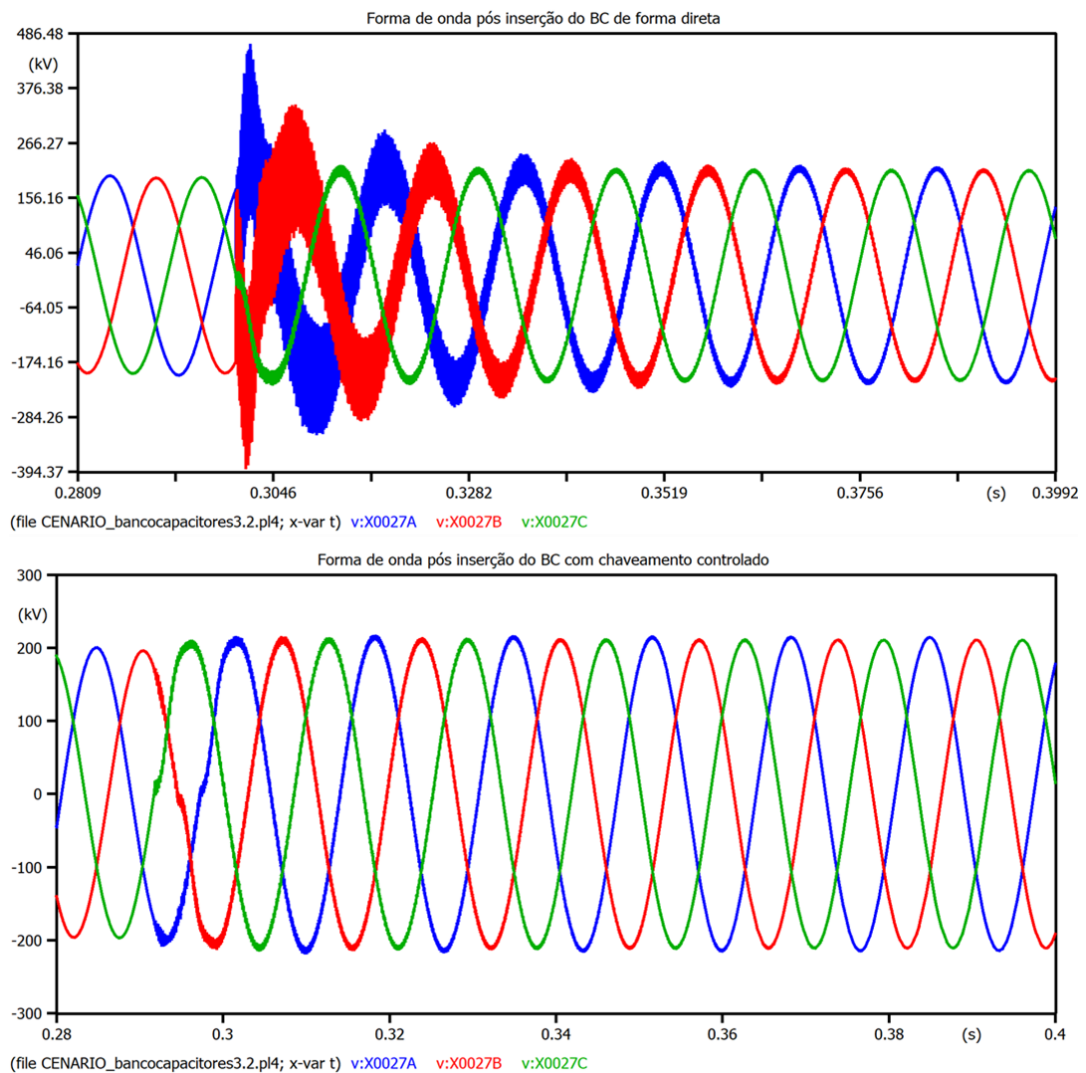
Figura 36 - Comparação da perturbação causada pela inserção do BC sem e com chaveamento controlado



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Ao analisar os dois gráficos na Figura 36, nota-se que inserção do banco de capacitores no instante de 300ms provoca uma perturbação no sistema, ocasionando uma sobretensão com valor de pico de 463 kV, equivalente a 2,31 pu ou 131% da tensão de serviço que era 200 kV, isso quando o BC entra de forma direta no sistema, porém no caso 2 esta manobra é quase imperceptível quando utilizado o chaveamento controlado para inserir o BC no sistema, o pico de tensão atingido foi de apenas 4,7% com relação a tensão de serviço, alcançando apenas 1,04 pu. Ressalta-se que na simulação do caso 2, o fechamento dos polos do disjuntor ocorreu de forma ideal, com os instantes pré-definidos, sem possíveis interferências que podem ocorrer em situações reais, como arcos ou falta de sincronismo nos elementos eletromecânicos.

Figura 37 - Comparação da forma de onda no momento da inserção do BC



Fonte: Elaborado pelo autor no ATP (2025)

Na Figura 37, os mesmos resultados são analisados para os dois casos do cenário 3, porém observando somente o instante da manobra de inserção do BC durante aproximadamente 10 ms. Nota-se de forma evidente que o chaveamento controlado provocou uma perturbação mínima quando os polos do disjuntor foram fechados em instantes específicos, buscando realizar a manobra quando a tensão residual fosse a menor possível, enquanto no fechamento direto onde os três polos do disjuntor se fecham ao mesmo tempo, sem levar em consideração a tensão residual na linha, neste caso a perturbação provocou efeitos mais severos, distorcendo a forma de onda e provocando harmônicos de alta frequência no sistema.

#### 4.5 Comparação dos resultados obtidos em cada cenário

Na Tabela 14 está apresentado o resumo dos resultados obtidos nos 3 cenários simulados. De modo geral em todos os cenários, quando houve a aplicação de algum método para redução de sobretensões, o objetivo de reduzir as sobretensões foi alcançado.

Tabela 14 - Análise dos resultados obtidos

Simulação		Descrição da simulação	Técnica de Amortecimento	Tensão de Serviço de Pico (kV)	Sobretensão de pico de fase atingida (kV) *	Sobretensão de pico de fase atingida (pu) *
Cenário 1	Caso 1	Energização sem amortecimento de sobretensão	Não	272,3	719,15	2,64
	Caso 2	Energização com amortecimento de sobretensão	Sim	272,3	502,17	1,84
Cenário 2	Caso 1	Reenergização após falta no meio da linha sem amortecimento	Não	272,3	1.544,8	5,67
	Caso 2	Reenergização após falta no meio da linha com amortecimento	Sim	272,3	887,71	3,26
	Caso 3	Reenergização após falta no meio da linha com amortecimento e para-raios	Sim	272,3	387,69	1,42
Cenário 3	Caso 1	Inserção do banco de capacitores de forma direta	Não	200,2	463	2,31
	Caso 2	Inserção do banco de capacitores com chaveamento controlado	Sim	200,2	214	1,06

\*Sobretensão de pico de fase expressa em kV e sobretensão de pico expressa em pu, são em referência a tensão de serviço em cada cenário.

Fonte: Autor (2025)

Ressalta-se que de forma padronizada os valores de sobretensão de pico expresso em KV e pu nas duas últimas colunas da Tabela 14, são com base na tensão de referência em cada cenário, sendo para o cenário 1 (Energização) e Cenário 2 (Reenergização) 272kV e para o cenário 3 (Inserção do BC) 200 kV.

Conforme esperado, no caso 1 do segundo cenário, quando ocorre a reenergização direta após falta no meio da linha o pico de tensão alcançou o maior valor entre as simulações, chegando a 5,67 pu que corresponde a uma tensão de 1,54 MV, isso pois, havia a presença de tensão residual alta na linha o que contribuiu para o alto valor de sobretensão no religamento, destacando que neste caso o nível básico de isolamento da linha que é de 1290 foi ultrapassado, porém isso foi tratado ao fazer o religamento com o resistor de pré-inserção e posteriormente otimizado quando se utilizou adicionalmente o resistor de pré-inserção e os para-raios nas extremidades da linha, reduzindo de 5,67 para 1,43 pu, uma diferença significativa de 75% no pico de tensão de fase observado no cenário 2.

De forma concisa o segundo caso do cenário 3, foi o que apresentou a melhor performance de redução de sobretensões frente a uma perturbação no sistema, no caso a entrada do banco de capacitores no sistema, porém utilizando a chaveamento controlado para inseri-lo à linha de transmissão de forma ideal, o que gerou apenas 4,7% de sobretensões na linha, equivalente a apenas 1,06 pu em relação a tensão de referência, que neste cenário é 200 kV. Dessa forma se afirmando como um método muito assertivo para redução de sobretensões.

## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo principal analisar os transientes de sobretensão na linha de transmissão de 345 kV que conecta as subestações Itabirito 2 e Ouro Preto 2, utilizando o software ATPDraw para modelagem e simulação. Os resultados obtidos evidenciaram a importância de métodos eficazes para mitigação de sobretensões e o impacto de dispositivos compensatórios no desempenho do sistema elétrico.

A metodologia aplicada permitiu caracterizar a linha de transmissão com alto nível de precisão, considerando parâmetros reais de operação e geometria dos condutores. Os três cenários analisados foram desenvolvidos de forma a reproduzir condições críticas do sistema, tais como energização, reenergização após falhas e inserção de bancos de capacitores. Cada simulação demonstrou comportamentos distintos das grandezas elétricas, proporcionando uma visão abrangente dos efeitos de perturbações no sistema.

Os resultados das simulações destacaram que, no cenário 2, caso 1, o pico de sobretensão atingiu valores críticos de 5,67 pu, equivalente a 1,54 MV, devido à alta tensão residual presente na linha. Contudo, a aplicação de para-raios e disjuntores de pré-inserção reduziu significativamente este valor para 1,43 pu, representando uma redução de 75%. Este resultado reforça a eficácia de estratégias de mitigação para minimizar os impactos adversos das falhas no sistema.

No cenário 3, que analisou a influência de um banco de capacitores, verificou-se que o chaveamento controlado apresentou excelente desempenho, limitando as sobretensões a apenas 4,7%, ou 1,06 pu. Este método demonstrou ser uma solução confiável e eficiente para reduzir os impactos associados à entrada de dispositivos compensatórios no sistema elétrico, garantindo maior estabilidade operacional.

Portanto, a modelagem e as simulações realizadas comprovaram a relevância do uso de ferramentas computacionais, como o ATPDraw, para a análise detalhada de fenômenos transitórios em sistemas de transmissão. Os resultados obtidos neste estudo contribuem para o aprimoramento de estratégias de mitigação de sobretensões, auxiliando na tomada de decisões para projetos futuros e na melhoria da confiabilidade de sistemas elétricos de alta tensão.

Para continuidade do estudo, sugere-se a avaliação de sobretensões resultantes da energização de linhas de diferentes comprimentos (médio e longo). Bem como, avaliar eventuais diferenças nas sobretensões resultantes da reenergização de linha após faltas ocorrem em diferentes pontos ao longo de sua extensão

## REFERÊNCIAS

- ABNT. **NBR 6939 - Coordenação do isolamento — procedimento.** , nov. 2018.
- ABNT. **NBR5032 – Isoladores para linhas aéreas com tensões acima de 1000 v - isoladores de porcelana ou vidro para sistemas de corrente alternada.** , dez. 2023.
- ABNT. **NBR 5422 - Projeto de linhas aéreas de energia elétrica.** , jan. 2024.
- ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.** , dez. 2020a.
- ANEEL. **Resolução normativa ANEEL nº 903, de 8 de dezembro de 2020. agência nacional de energia elétrica,** 8 dez. 2020b.
- ANEEL. **Resolução normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021. agência nacional de energia elétrica,** 7 dez. 2021.
- BARRETO, A. V. **vulnerabilidade de linhas de transmissão a desligamentos por descargas atmosféricas: uma proposta de classificação como suporte para o planejamento.** Dissertação (Mestrado) - Rio de Janeiro, p. 150, 2016.
- CARDOSO, G. DE A. **chave controlada para redução de sobretensões de manobra em linhas de transmissão.** Monografia (Graduação) - Universidade Federal De Campina Grande. Campina Grande, p. 49, jun. 2009.
- D’AJUZ, A. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento: aplicação em sistema de potência de alta-tensão.** Rio de Janeiro: Furnas: EDUFF, p. 383, 1987.
- DANTAS; K. M. NEVES, W. L. A, FERNANDES JR, Damásio. **Chaveamento controlado de linhas de transmissão.** SNPTEE. Recife, p. 8, 2009.
- DOS PASSOS JÚNIOR, A. M. **Utilização de cabo guarda extra para melhoria de desempenho de linhas de transmissão .** Dissertação (Mestrado) - Belo Horizonte, UFMG, p. 117, jul. 2010.

DUARTE, A. C. DA R. **Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios**. 1. ed. São Paulo: Artliber Editora, p. 440, 2018.

EXXONMOBIL. **Summary Annual Report**, 2014. Disponível em: [https://d1io3yog0oux5.cloudfront.net/\\_6b72482e95300fbc394b26085db4c0df/exxonmobil/db/2301/21377/annual\\_report/2014-Summary-Annual-Report.pdf](https://d1io3yog0oux5.cloudfront.net/_6b72482e95300fbc394b26085db4c0df/exxonmobil/db/2301/21377/annual_report/2014-Summary-Annual-Report.pdf).

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas; teorias das linhas em regime permanente**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos; Itajubá, Escola Federal de Engenharia, 1977.

IEA. **World Energy Outlook**. International Energy Agency, 2013. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a22dedb8-c2c3-448c-b104-051236618b38/WEO2013.pdf>.

MEDEIROS, C. **Curto-circuitos trifásicos no sistema elétrico**. Disponível em: [https://professor.pucgoias.edu.br/sitedocente/admin/arquivosUpload/18795/material/05\)SistEltricosCap05-CurtoTrif.pdf](https://professor.pucgoias.edu.br/sitedocente/admin/arquivosUpload/18795/material/05)SistEltricosCap05-CurtoTrif.pdf).

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; EDNARDO, P. R. **Engenharia de sistemas de potência: transmissão de energia elétrica em corrente alternada**. Fortaleza: Edições UFC, .p 353, 2019

ONS. **Diretrizes para a elaboração de projetos básicos de transmissão**. Assessoria de Planejamento e Comunicação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, 1. ed., p. 289, 2019.

ONS. **Relatório de análise de perturbação - RAP**. Rio de Janeiro, out. 2023.

ONS. **Banco de dados SINmaps**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>; acesso em 12 de outubro de 2024.

PAVLIK, B. L. **Tecnologia da ferragem para linhas de AT e EAT**. Edições Gente, São Paulo, 1989.

RANGEL, R. K.; KIENITZ, K. H.; BRANDÃO, M. P. **Sistema de inspeção de linhas de transmissão de energia elétrica utilizando veículos aéreos não-tripulados**. Brazilian Symposium on Aerospace Eng. & Applications., p. 9, set. 2009.

SANT'ANA, E. DA S. **Sobretensões de energização de linha de transmissão**. Monografia (Graduação) - Escola Politécnica, UFRJ, set. 2011.

SOARES G. B. **Análise de energização e religamento de linha de transmissão no software ATP**. Monografia (Graduação) - Faculdade UnB Gama, UNB, 2017.

TAVARES, M. C. D. T.; CAMPOS, P. G.; PRADO, P. **Guia resumido do ATP – alternative transient program**. Campinas: Universidade Estadual De Campinas, 2003. Disponível em: <https://www.dsce.fee.unicamp.br/~crisina/pos%20graduacao/GUIA.ATP.pdf>.

VALENTE, A. N. **Energia elétrica em destaque: fundamentos da geração, transmissão e distribuição**. Daniel Nascimento e Silva, Editor, 1. ed. Boa Vista, p. 105, 2023

ZANETTA JÚNIOR, L. C. **Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência**. Edusp - Editora da Universidade de São Paulo, São Paulo, Ed. 2, p. 744, 2020.