



INGRID BICALHO CRUZ MAGALHÃES  
Licenciado em Engenharia Elétrica

# TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS GERADOS POR DESCARGAS ATMOSFÉ- RICAS EM UMA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUE EÓLICO

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS  
Universidade NOVA de Lisboa  
Novembro, 2023





# TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS GERADOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM UMA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUE EÓLICO

**INGRID BICALHO CRUZ MAGALHÃES**

Licenciada em Engenharia Elétrica

**Orientador:** Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

**Coorientador:** Professor Doutor Nuno Manuel Ortega Amaro,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

## **Júri:**

**Presidente:** Doutor João Miguel Murta Pina,  
Professor Catedrático, FCT NOVA

**Arguentes:** Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves,  
Professor Auxiliar Aposentado, FCT NOVA

**Coorientador:** Doutor Nuno Manuel Ortega Amaro,  
Professor Auxiliar, FCT NOVA



**Transitórios Eletromagnéticos Gerados por Descargas Atmosféricas em uma Rede de Média  
Tensão de Parque Eólico**

Copyright © Ingrid Bicalho Cruz Magalhães, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.







## AGRADECIMENTOS

Agradeço profundamente a todos que contribuíram diretamente ou indiretamente para a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador e coorientador, pelo apoio, orientação e paciência durante o processo.

Agradeço à universidade e ao corpo docente pela oportunidade de aprendizado. A experiência foi verdadeiramente enriquecedora.

Aos meus pais e familiares, agradeço pelo amor incondicional e pelo constante apoio. Vocês são a minha força motriz e a razão pela qual eu continuo a lutar pelos meus sonhos.

Um agradecimento especial ao meu esposo, cujo amor, paciência e apoio inabalável foram minha rocha durante este processo. Sua fé em mim foi o que me manteve focada e determinada.

Por último, mas não menos importante, aos meus colegas e amigos, que não só me apoiaram e encorajaram durante os momentos mais desafiadores desta jornada, mas também fizeram esforços extraordinários para a realização desta dissertação. A sua amizade e o apoio mútuo foram fundamentais para o meu progresso.

Este trabalho não é apenas o produto do esforço coletivo de todos vocês, mas também um marco importante na minha jornada acadêmica e pessoal. Sou eternamente grata.



“The ultimate measure of a man is not where he stands in moments of comfort and convenience, but where he stands at times of challenge and controversy.” (Martin Luther King Jr.).



## RESUMO

A geração de eletricidade por fonte de energia eólica no Brasil está a aumentar significativamente nos últimos anos, devido ao potencial nacional, aos incentivos governamentais e à necessidade de ampliação das fontes renováveis de eletricidade na matriz energética. Entretanto, os parques eólicos enfrentam problemas associados às descargas atmosféricas, que podem danificar os equipamentos, os cabos e as redes elétricas de média tensão (RMT). Além disso, as descargas podem induzir tensões e correntes elevadas nas redes, causando sobretensões, distúrbios ou perturbações na qualidade da energia elétrica. O principal fator de desabastecimento de energia elétrica no Brasil advém das interrupções causadas pelas descargas atmosféricas. Esses problemas podem afetar a segurança, a confiabilidade e a eficiência das redes de energia elétrica e dos consumidores conectados a elas.

Esta dissertação tem como objetivo modelar uma rede de média tensão de um parque eólico no software ATPDraw, com o objetivo de analisar os transitórios eletromagnéticos gerados na RMT frente às descargas atmosféricas. A análise permite identificar os caminhos e os pontos críticos das sobretensões e das correntes induzidas pelas descargas, bem como a necessidade de medidas de proteção e de mitigação adequadas.

O comportamento da rede elétrica frente a uma descarga atmosférica depende de vários fatores, como a resistividade do solo, a zona, a intensidade, a duração e o tipo da descarga, e também das características da rede, como a impedância, a topologia, o aterramento e a proteção.

Os resultados das simulações indicam que os pontos críticos da RMT (a transição do trecho aéreo para o subterrâneo, o cubículo de proteção localizado na base dos aerogeradores, e o transformador na nacele dos aerogeradores eólicos) apresentam uma diferença de potencial elétrico elevada entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados. Essa diferença de potencial elétrico pode causar danos irreversíveis ao cabeamento ao longo da rede e aos

equipamentos, se medidas de mitigação não forem adotadas. Entretanto, devido à complexidade e o grande número de variáveis envolvidas na modelação do sistema, as medidas de mitigação das sobretensões induzidas devem ser analisadas individualmente para cada parque eólico.

**Palavras chave:** Parque Eólico, Redes de Média Tensão, Descargas Atmosféricas, Transitórios Eletromagnéticos, Resistividade do solo, ATPDraw, Confiabilidade e Segurança de Energia.

## ABSTRACT

The generation of electricity by wind energy source in Brazil has been increasing significantly in recent years, due to the country's potential, government incentives and the need to expand renewable sources of electricity in the country's energy matrix. However, wind farms face problems associated with atmospheric discharges, which can damage equipment, cables and medium voltage electrical networks. In addition, discharges can induce high voltages and currents in the networks, causing overvoltages, disturbances or perturbations in the quality of electric power. The main factor of electric power supply shortage in Brazil comes from the interruptions caused by atmospheric discharges. These problems can affect the safety, reliability and efficiency of electric power networks and consumers connected to them.

This dissertation aims to model a medium voltage network of a wind farm in the ATPDraw software, with the aim of analyzing the electromagnetic transients generated in the medium voltage electrical networks against atmospheric discharges. The analysis allows identifying the paths and critical points of overvoltages and currents induced by discharges, as well as the need for adequate protection and mitigation measures.

The behavior of the electrical network against an atmospheric discharge depends on several factors, such as soil resistivity, zone, intensity, duration and type of discharge, and also on network characteristics such as impedance, topology, grounding and protection.

The results of the simulations indicate that the critical points of the medium voltage electrical networks (the transition from the aerial section to underground, the protection cubicle located at the base of wind turbines, and the transformer in the nacelle of wind turbines) present a high electric potential difference between conductors and shields of insulated cables. This electric potential difference can cause irreversible damage to cabling along the network and equipment if mitigation measures are not adopted. However, due to complexity and a

large number of variables involved in system modeling, measures to mitigate induced over-voltages should be analyzed individually for each wind farm.

**Keywords:** Wind Farm, Medium Voltage Electrical Networks, Atmospheric Discharge, Electromagnetic Transients, Soil Resistivity, ATPDraw, Reliability and Energy Safety.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	Contextualização e motivação .....	1
1.2	Objetivos e abordagem .....	2
1.3	Limitações .....	2
1.4	Estrutura da dissertação .....	3
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÕES TEÓRICAS</b> .....	<b>5</b>
2.1	Propagação de ondas em redes monofásicas .....	5
2.2	Propagação de ondas em redes polifásicas.....	9
2.2.1	Equação matricial.....	9
2.2.2	Transformação modal .....	10
2.3	Descargas atmosféricas .....	14
2.3.1	Aspetos das descargas atmosféricas .....	15
2.4	Cálculo das tensões induzidas na rede elétrica.....	22
2.4.1	Modelo de Agrawal.....	23
2.4.2	Modelo de Rusck .....	24
2.5	Modelos para cálculo de sobretensões atmosféricas .....	25
2.5.1	Torres metálicas.....	25
2.5.2	Linha e cabo .....	27
2.5.3	Aterramentos.....	27
2.6	Trabalhos semelhantes ao tema proposto.....	28

<b>3</b>	<b>MODELOS DE LINHA E CABOS DISPONÍVEIS NO ATPDRAW</b> .....	<b>31</b>
3.1	Introdução ao ATPDraw.....	31
3.2	Modelos de linhas de parâmetros concentrados .....	32
3.3	Modelos de linhas de parâmetros distribuídos .....	33
3.4	Modelo LCC.....	34
3.4.1	Modelo PI.....	35
3.4.2	Modelo Bergeron.....	37
3.4.3	Modelo J. Marti.....	37
3.4.4	Modelo Semlyen .....	39
3.4.5	Modelo Noda .....	39
<b>4</b>	<b>DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES</b> .....	<b>41</b>
4.1	Definição dos cenários de simulação .....	42
4.2	Dados e modelação da RMT do parque eólico .....	42
4.2.1	Trecho da RMT aérea.....	42
4.2.2	Trecho da RMT subterrânea.....	43
4.2.3	Trecho da RMT no interior do aerogerador.....	44
4.3	Dados e modelação do aerogerador.....	45
4.4	Resistividade do solo.....	46
4.5	Resistências de aterramento.....	46
4.6	Modelação da descarga atmosférica.....	47
4.7	Modelação do surto de tensão induzida por descargas indiretas na RMT .....	48
<b>5</b>	<b>RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES</b> .....	<b>51</b>
5.1	Apresentação de resultados.....	51
5.1.1	Resultados gráficos para o Cenário 1.....	54
5.1.2	Resultados gráficos para o Cenário 2.....	59
5.2	Análises dos Resultados .....	65

6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	67
---	--	----



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Aplicação da Lei da indução de Faraday [5].....	6
Figura 2.2 – Representação da linha de transmissão bifásica [5].....	9
Figura 2.3 – Formação da descarga atmosférica [4].....	15
Figura 2.4 –Forma de onda normalizada para frente rápida [10] .....	16
Figura 2.5 - Distribuição de probabilidade acumulada do valor de crista da corrente de descarga atmosférica [6].....	18
Figura 2.6 - Distribuição de probabilidade acumulada de tempo de frente de onda [6].....	19
Figura 2.7 - Distribuição de probabilidade acumulada de tempo de meia onda [6] .....	20
Figura 2.8 - Geometria para o cálculo das tensões induzidas e campo eletromagnético incidente [4].....	23
Figura 3.1 – Modelo de linhas PI .....	32
Figura 3.2 - Modelo de parâmetros distribuídos com perdas.....	33
Figura 3.3 – Esquema elétrico modelo PI-nominal [29].....	36
Figura 3.4 - Modelo PI-nominal para linha trifásica simétrica [29].....	37
Figura 3.5 - Modelo de dependência da frequência entre os nós k e m [33] .....	38
Figura 4.1 - Unifilar do sistema proposto neste trabalho .....	41
Figura 4.2 - Disposição dos cabos isolados da RMT subterrânea.....	44
Figura 4.3 - Disposição dos cabos isolados da RMT no interior da torre do aerogerador .....	45
Figura 4.4 – Forma de onda da corrente de descarga atmosférica adotada nas simulações ...	47
Figura 4.5 – Forma de onda adotada para a tensão induzida devido a descarga atmosférica indireta na RMT.....	49
Figura 5.1 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	54

Figura 5.2 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	55
Figura 5.3 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição.....	55
Figura 5.4 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção.....	56
Figura 5.5 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador.....	56
Figura 5.6 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	57
Figura 5.7 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	58
Figura 5.8 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição.....	58
Figura 5.9 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção.....	59
Figura 5.10 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador.....	59
Figura 5.11 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	60
Figura 5.12 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	61
Figura 5.13 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição.....	61
Figura 5.14 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção.....	62
Figura 5.15 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador.....	62
Figura 5.16 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	63
Figura 5.17 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento.....	64

Figura 5.18 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição .....	64
Figura 5.19 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção.....	65
Figura 5.20 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador.....	65



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Tipos de modelos e sistemas suportados no módulo LCC.....	35
Tabela 4.1 – Disposição dos cabos ao longo da RMT aérea.....	43
Tabela 4.2 – Dimensão dos componentes do aerogerador .....	45
Tabela 4.3 – Impedância de surto para os componentes do aerogerador .....	45
Tabela 4.4 – Características elétricas do transformador do aerogerador .....	46
Tabela 4.5– Valores dos parâmetros utilizados no cálculo da tensão induzida por descargas indiretas.....	48
Tabela 5.1 – Resultados das máximas sobretensões geradas nas simulações do Cenário 1 ....	53
Tabela 5.2 – Resultados das máximas sobretensões geradas nas simulações do Cenário 2 ....	53



## LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

<b>AIS</b>	Air Insulated Switchgear
<b>ATP</b>	Alternative Transients Program
<b>EMTP</b>	Electromagnetic Transients Program
<b>GEE</b>	Gases de efeito estufa
<b>GPR</b>	Máxima tensão de elevação do solo
<b>IARMA</b>	Interpolated Auto Regressive Moving Average
<b>LCC</b>	Line Constant Calculations
<b>RMT</b>	Rede de energia elétrica de média tensão
<b>SE</b>	Subestação de energia elétrica
<b>SIN</b>	Sistema interligado nacional
<b>TL</b>	Transmission Line Model
<b>TSNIA</b>	Tensão suportável de impulso atmosférico



# INTRODUÇÃO

Neste capítulo introdutório serão expostos brevemente o tema que será tratado no âmbito deste trabalho, bem como o seu contexto e motivação, os objetivos a serem atingidos e os métodos utilizados para a elaboração desta dissertação.

## 1.1 Contextualização e motivação

As mudanças climáticas são impulsionadas principalmente pelas atividades humanas. O usufruto dos combustíveis fósseis a partir da queima desordenada e sem preocupações ambientais é o principal agravante destas mudanças, uma vez que as queimas desses materiais emitem gases de efeito estufa (GEE) que retêm o calor do sol aumentando as temperaturas de todo o planeta. Sendo assim, a geração de eletricidade advindas de recursos renováveis se tornou uma necessidade mundial.

No Brasil, em especial, a geração de eletricidade a partir de energia eólica foi aquela que mais cresceu em participações em leilões desde 2009. A geração eólica possui planejamentos para expansão com grandes investimentos públicos e privados, principalmente, nas regiões nordeste e sul do país. Isto ocorreu devido a combinação de vários fatores sendo os mais relevantes o potencial continental do país para exploração do recurso, a instalação de indústria nacional que resultou na viabilidade financeira e tributária dos investimentos relacionados aos parques eólicos e a sinergia desta fonte e a geração hídrica [1].

Em 2009, a geração eólica no Brasil representava um total de 1238 GWh, no ano de 2021 essa geração foi de 72826 GWh, correspondendo ao crescimento de aproximadamente 570% [2]. Entretanto, as instalações de turbinas eólicas estão normalmente situadas em áreas montanhosas suscetíveis às descargas atmosféricas diretas e indiretas que causam danos aos

equipamentos e cabos, e desativações do parque eólico no sistema interligado nacional (SIN). Devido a extensão do território e a proximidade ao Equador, o Brasil é um dos países com o maior número de registo de descargas atmosféricas no mundo, em algumas regiões do país a densidade de descarga atmosférica pode chegar até 17 descargas/ km<sup>2</sup>/ ano [3].

De acordo com o contexto apresentado anteriormente, este trabalho visa analisar a ocorrência de descargas atmosféricas diretas e indiretas nos aerogeradores e nas redes elétricas de média tensão (RMT). Com essa análise, pretende-se compreender o comportamento das sobretensões geradas a fim de minimizar os danos causados pelas descargas atmosféricas nos parques eólicos e reduzir a frequência de indisponibilidade de operação do sistema.

## 1.2 Objetivos e abordagem

O objetivo fundamental desta dissertação consiste no desenvolvimento da modelação de um parque eólico genérico, da RMT de interligação dos aerogeradores à subestação de transmissão e da descarga atmosférica, através do software ATPDraw (Alternative Transients Program), para o cálculo de transitórios eletromagnéticos na RMT. O modelo busca reproduzir os seguintes aspetos:

- Efeito da resistividade do solo nas sobretensões induzidas.
- Queda direta da descarga atmosférica em uma das pás do aerogerador.
- Queda direta de uma descarga atmosférica na RMT.
- Sobretensão induzida na rede quando há incidência indireta de descarga atmosférica.

## 1.3 Limitações

Este trabalho se limita a analisar os transitórios eletromagnéticos na RMT, portanto a modelação não incluirá dados referentes à subestação elevadora e à linha de transmissão do parque eólico. Além disso, também não serão projetados sistemas de proteção contra descargas atmosféricas para os cenários que serão avaliados durante a elaboração desta dissertação.

## 1.4 Estrutura da dissertação

A organização desta dissertação está dividida em seis capítulos. O primeiro capítulo contempla a introdução que contextualiza o tema e aponta as motivações para sua elaboração, e também desenvolve os objetivos, as limitações e a organização do trabalho.

No segundo capítulo faz uma revisão bibliográfica sobre os conceitos e os modelos de cálculos relacionados à propagação de ondas em redes elétricas, bem como efeitos da variação dos parâmetros da rede com frequência e a teoria modal, às descargas atmosféricas, às tensões induzidas na rede elétrica, e por fim, às sobretensões atmosféricas.

O terceiro capítulo é dedicado a uma descrição sucinta do software utilizado nas simulações. Neste capítulo são discutidos os modelos disponíveis para modelação de redes de energia, assim como suas vantagens, desvantagens e aplicações.

No quarto capítulo explica a metodologia de desenvolvimento das modelações do parque eólico e da RMT, juntamente com os dados considerados nas simulações e os critérios de definição dos cenários de estudo.

O quinto capítulo apresenta e discute os resultados obtidos nas simulações realizadas conforme a metodologia descrita no quarto capítulo.

No sexto capítulo são elaboradas as conclusões finais do trabalho e as contribuições científicas.



## FUNDAMENTAÇÕES TEÓRICAS

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos teóricos que embasam este trabalho. Serão abordados os conceitos e as definições relacionados à propagação de ondas eletromagnéticas em redes de energia, à teoria modal, às descargas atmosféricas, às tensões induzidas e às sobretensões atmosféricas. O objetivo deste capítulo é fornecer o embasamento teórico necessário para a compreensão dos resultados e das modelações adotadas nas simulações apresentadas nos capítulos seguintes.

### 2.1 Propagação de ondas em redes monofásicas

As equações básicas do fenómeno de propagação da onda eletromagnética numa linha de transmissão podem ser deduzidas a partir [4], [5]:

- das formas integrais das equações de Maxwell
- das formas diferenciais dessas equações ou
- dos parâmetros por unidade de comprimento de linha.

Neste trabalho, optou-se por deduzir as equações segundo as formas integrais das equações de Maxwell, considerando um condutor posicionado horizontalmente numa certa altura do solo ideal, ou seja, de resistividade nula. Essa linha conduz uma corrente em função do tempo e do comprimento,  $i(x, t)$ , e submetida a uma tensão em função do tempo e do comprimento,  $v(x, t)$ . Sabendo-se que o solo é ideal o método das imagens pode ser aplicado, portanto o solo será substituído por um condutor imagem abaixo do solo com profundidade igual a altura do condutor real.

A Figura 2.1 apresenta uma linha monofásica representada por dois fios, elemento diferencial (comprimento  $dx$ ) e as tensões e correntes nos seus terminais. Os parâmetros são

distribuídos por unidade de comprimento, sendo a capacitância ( $c$ ) em F/m, a indutância ( $\ell$ ) em H/m, a resistência ( $r$ ) em  $\Omega/m$  e a condutância transversal ( $g$ ) em S/m.

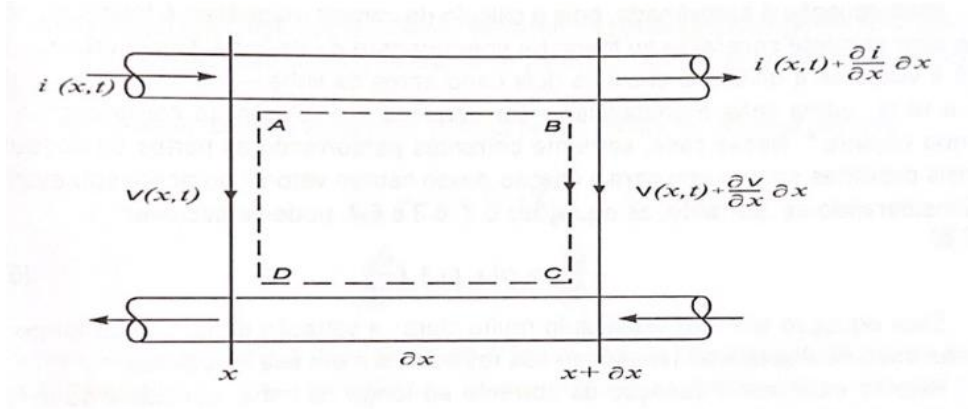


Figura 2.1 - Aplicação da Lei da indução de Faraday [5]

A partir da Lei da indução de Faraday, apresentada na equação (1), aplicada ao caminho ABCD da Figura 2.1, chega-se as seguintes expressões [5]:

$$\oint_L E \cdot dl = -\frac{\partial}{\partial t} \int_S B \cdot dS \quad (1)$$

$$\oint_L E \cdot dl = i \cdot \frac{r}{2} dx + v(x,t) + \frac{\partial v}{\partial x} dx + i \cdot \frac{r}{2} dx - v(x,t) \quad (2)$$

$$-\frac{\partial}{\partial t} \int_S B \cdot dS = -\frac{d\Phi}{dt} \quad (3)$$

A equação (4) apresenta o fluxo magnético que atravessa a área ABCD. Essa equação é aproximada, pois considera que a corrente é constante ao longo do comprimento  $dx$  da linha [5]. Entretanto, isso é válido para os casos em que a distancia entre os dois condutores da linha for bem inferior ao comprimento da onda viajante [4], [6].

$$\Phi = \ell \cdot dx \cdot i \quad (4)$$

A equação (5) é o resultado da combinação das equações(2), (3) e (4). E a taxa de variação de carga é dada pela equação (6).

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = ri(x, t) + \ell \frac{\partial i}{\partial t} \quad (5)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} [c \cdot dx \cdot v(x, t)] = c \cdot dx \cdot \frac{dv}{dt} \quad (6)$$

A equação da continuidade é dada por:

$$i(x, t) + \frac{\partial i}{\partial x} dx + v(x, t) \cdot g \cdot dx - i(x, t) = -c \cdot dx \cdot \frac{\partial v}{\partial t} \quad (7)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = gv(x, t) + c \frac{\partial v}{\partial t} \quad (8)$$

Portanto, as equações que governam o fenómeno da propagação das ondas nas linhas monofásicas estão expressas nas equações (5) e (8), obtidas, respetivamente, para a tensão e para a corrente. As equações (9) e (10) foram obtidas através da aplicação da transformada de Laplace nas equações (5) e (8) e a considerar as condições iniciais quiescentes [4], [5].

$$-\frac{dV}{dx} = (r + s\ell) \cdot I(x, s) \quad (9)$$

$$-\frac{dI}{dx} = (g + sc) \cdot V(x, s) \quad (10)$$

A derivada da equação (9) em relação ao comprimento ( $x$ ):

$$-\frac{d^2V}{dx^2} = (r + s\ell) \cdot \frac{d}{dx} I(x, s) \quad (11)$$

Substituindo a equação (10) na equação (11), tem-se:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = (r + s\ell)(g + sc) \cdot V(x, s) \quad (12)$$

Ao aplicar os passos supracitados para a equação (10), resultará em:

$$\frac{d^2I}{dx^2} = (r + s\ell)(g + sc) \cdot I(x, s) \quad (13)$$

As soluções das equações (11) e (12) podem ser expressas das seguintes formas [4], [5]:

$$V(x, s) = A(s)e^{-\gamma x} + B(s)e^{\gamma x} \quad (14)$$

$$I(x, s) = \frac{A(s)}{Z_c} e^{-\gamma x} - \frac{B(s)}{Z_c} e^{\gamma x} \quad (15)$$

Sendo a impedância característica da linha ( $Z_c$ ) e a constante de propagação ( $\gamma$ ) representadas pelas equações a seguir.

$$Z_c(s) = \sqrt{\frac{(r + s\ell)}{(g + sc)}} \quad (16)$$

$$\gamma(s) = \sqrt{(r + s\ell)(g + sc)} \quad (17)$$

Para o caso de uma linha sem perdas, tem-se:

$$Z_c(s) = \sqrt{\frac{\ell}{c}} \quad (18)$$

$$\gamma = s\sqrt{\ell c} \quad (19)$$

## 2.2 Propagação de ondas em redes polifásicas

As linhas dos sistemas de potência, em sua maioria, possuem mais de uma fase. Entretanto, a propagação de ondas viajantes em linhas de transmissão polifásicas pode ser abordada como a extensão do conceito desenvolvidos anteriormente para as ondas monofásicas, a partir da abordagem matricial das equações que governam o fenômeno da propagação das ondas nas linhas monofásicas [4], [5].

### 2.2.1 Equação matricial

A Figura 2.2 apresenta uma linha bifásica de transmissão constituída por dois condutores idênticos a mesma altura do solo com os seguintes parâmetros:

- $r$ : resistência dos condutores, por unidade de comprimento
- $g$ : condutância dos condutores, por unidade de comprimento
- $c$ : capacitância entre os condutores e o solo, por unidade de comprimento
- $c_m$ : capacitância mútua entre os condutores, por unidade de comprimento
- $\ell$ : indutância própria dos condutores, por unidade de comprimento
- $\ell_m$ : indutância mútua entre os condutores, por unidade de comprimento

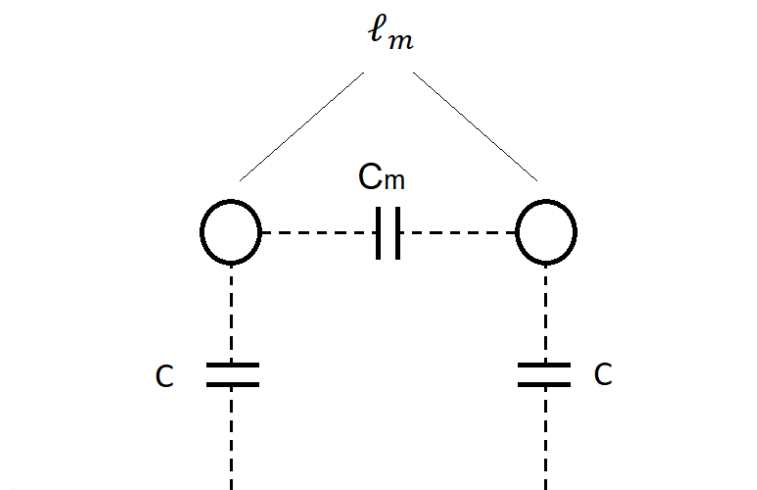


Figura 2.2 – Representação da linha de transmissão bifásica [5]

A partir das equações (5) e (8), pode-se escrever as seguintes equações das tensões e correntes nos condutores 1 e 2:

$$-\frac{\partial v_1}{\partial x} = r i_1 + \ell \frac{\partial i_1}{\partial t} + \ell_m \frac{\partial i_2}{\partial t} \quad (20)$$

$$-\frac{\partial v_2}{\partial x} = r i_2 + \ell \frac{\partial i_2}{\partial t} + \ell_m \frac{\partial i_1}{\partial t} \quad (21)$$

$$-\frac{\partial i_1}{\partial x} = g v_1 + c \frac{\partial v_1}{\partial t} + c_m \frac{\partial (v_1 - v_2)}{\partial t} \quad (22)$$

$$-\frac{\partial i_2}{\partial x} = g v_2 + c \frac{\partial v_2}{\partial t} + c_m \frac{\partial (v_2 - v_1)}{\partial t} \quad (23)$$

Portanto conclui-se que para uma linha de transmissão de N fios as equações de propagação de tensão e corrente podem ser escritas conforme as equações genéricas a seguir (para  $j = 1, 2 \dots n$ ), [5]:

$$-\frac{\partial v_j}{\partial x} = r_j i_j + \sum_{k=1}^n \ell_{mjk} \frac{\partial i_k}{\partial t} \quad (24)$$

$$-\frac{\partial i_j}{\partial x} = g_j v_j + c_{jj} \frac{\partial v_j}{\partial t} + \sum_{k=1}^n c_{jk} \frac{\partial (v_j - v_k)}{\partial t} \quad (25)$$

## 2.2.2 Transformação modal

A Transformada de Laplace aplicada as equações das tensões (20) e (21), resulta na seguinte notação matricial:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r + s\ell & s\ell_m \\ s\ell_m & r + s\ell \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1(x, s) \\ I_2(x, s) \end{bmatrix} \quad (26)$$

Se o mesmo critério for aplicado as equações das correntes (22) e (23), tem-se a seguinte notação matricial:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} I_1(x, s) \\ I_2(x, s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g + s(c + c_m) & -sc_m \\ -sc_m & g + s(c + c_m) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} \quad (27)$$

A representação matricial para a equação (12), desprezando as perdas nos condutores, é obtida através da derivada da equação (26), eliminando as variáveis de corrente.

$$\frac{d^2}{dx^2} \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot \begin{bmatrix} \ell(c + c_m) - c_m \ell_m & \ell_m(c + c_m) - \ell c_m \\ \ell_m(c + c_m) - \ell c_m & \ell(c + c_m) - c_m \ell_m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} \quad (28)$$

Com a finalidade de simplificar os cálculos seguintes a equação (28) será simplificada da seguinte forma:

$$-\frac{d^2}{dx^2} \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot \begin{bmatrix} a & b \\ b & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} \quad (29)$$

Para resolver a equação (29) é necessário recorrer as transformações modais. Desta forma, a equação matricial é transformada em uma equação matricial equivalente, em que cada uma das derivadas das funções auxiliares seja função apenas de uma delas [5]. Para obter a transformação modal das equações de tensão e corrente, primeiramente, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} V_1(x, s) \\ V_2(x, s) \end{bmatrix} = [T_v] \cdot \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$\begin{bmatrix} I_1(x, s) \\ I_2(x, s) \end{bmatrix} = [T_i] \cdot \begin{bmatrix} I_{mod}^0(x, s) \\ I_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (31)$$

A equação a seguir é resultado da aplicação da relação obtida em (30) na equação (29).

$$-\frac{d^2}{dx^2} [T_v] \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot \begin{bmatrix} a & b \\ b & a \end{bmatrix} \cdot [T_v] \cdot \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$-\frac{d^2}{dx^2} \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot [T_v]^{-1} \begin{bmatrix} a & b \\ b & a \end{bmatrix} \cdot [T_v] \cdot \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (33)$$

Portanto, as seguintes hipóteses são consideradas [5]:

- A matriz  $[T_v]$  existe e é não-singular; e
- A expressão  $[T_v]^{-1} \begin{bmatrix} a & b \\ b & a \end{bmatrix} \cdot [T_v]$  resulta em uma matriz diagonal.

Sendo assim, pode-se assumir a seguinte possibilidade, sendo esta uma matriz não normalizada:

$$[T_v] = [T_i] = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (34)$$

Desta forma, obtém-se:

$$-\frac{d^2}{dx^2} \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot \begin{bmatrix} a+b & 0 \\ 0 & a-b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (35)$$

A equação anterior pode ser reescrita da seguinte forma:

$$-\frac{d^2}{dx^2} \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s^2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{(v_{mod}^0)^2} & 0 \\ 0 & \frac{1}{(v_{mod}^+)^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$v_{mod}^0 = \frac{1}{\sqrt{c(\ell + \ell_m)}} \quad (37)$$

$$v_{mod}^+ = \frac{1}{\sqrt{(c + 2c_m)(\ell - \ell_m)}} \quad (38)$$

A forma usual da solução para as tensões modais é [4], [5]:

$$V_{mod}^0(x, s) = A_{mod}^0(s) \cdot e^{-sx/v_{mod}^0} + B_{mod}^0(s) \cdot e^{sx/v_{mod}^0} \quad (39)$$

$$V_{mod}^+(x, s) = A_{mod}^+(s) \cdot e^{-sx/v_{mod}^+} + B_{mod}^+(s) \cdot e^{sx/v_{mod}^+} \quad (40)$$

A partir das tensões é possível obter as correntes. Desta forma, basta aplicar as transformações  $[T_v]$  e  $[T_i]$  na equação (26) sem perdas.

$$-\frac{d}{dx} [T_i] \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s \cdot \begin{bmatrix} \ell & \ell_m \\ \ell_m & \ell \end{bmatrix} \cdot [T_i] \cdot \begin{bmatrix} I_{mod}^0(x, s) \\ I_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = s \cdot \begin{bmatrix} \ell + \ell_m & 0 \\ 0 & \ell - \ell_m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{mod}^0(x, s) \\ I_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$\begin{bmatrix} I_{mod}^0(x, s) \\ I_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} = \frac{1}{s} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \ell + \ell_m & 1 \\ 0 & \ell - \ell_m \end{bmatrix} \cdot -\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} V_{mod}^0(x, s) \\ V_{mod}^+(x, s) \end{bmatrix} \quad (43)$$

As impedâncias características de modo homopolar ( $Z_{c-mod}^0$ ) e positivo ( $Z_{c-mod}^+$ ) da linha são dadas pelas respectivas equações [4], [5]:

$$Z_{c-mod}^0 = \sqrt{\frac{\ell + \ell_m}{c}} \quad (44)$$

$$Z_{c-mod}^+ = \sqrt{\frac{\ell - \ell_m}{c + 2c_m}} \quad (45)$$

Portanto, as correntes modais podem ser calculadas a partir da derivada do vetor  $[V_{mod}]$  em relação ao comprimento ( $x$ ), resultando em:

$$I_{mod}^0(x, s) = \frac{A_{mod}^0(s)}{Z_{c-mod}^0} \cdot e^{-sx/v_{mod}^0} - \frac{B_{mod}^0(s)}{Z_{c-mod}^0} \cdot e^{sx/v_{mod}^0} \quad (46)$$

$$I_{mod}^+(x, s) = \frac{A_{mod}^+(s)}{Z_{c-mod}^+} \cdot e^{-sx/v_{mod}^+} - \frac{B_{mod}^+(s)}{Z_{c-mod}^+} \cdot e^{sx/v_{mod}^+} \quad (47)$$

A transformação modal é um processo matemático matricial para solucionar as equações (26) e (27). Este processo consiste, fisicamente, em transformar uma linha de N fios em N linhas monofásicas desacopladas. Portanto, as correntes e tensões de modo zero se propagam entre as fases e o circuito de terra. E as correntes e tensões de modo positivo se propagam entre os condutores [4], [5].

## 2.3 Descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas são um fenômeno relevante para o sistema elétrico, uma vez que sua ocorrência pode ocasionar perturbações e danos ao sistema. As interrupções geradas pelas descargas implicam em prejuízos à concessionária de energia e aos consumidores, isso justifica todas as medidas necessárias com relação ao desempenho de linhas e subestações frente a surtos atmosféricos [4]. Esse fenômeno consiste numa intensa descarga elétrica que acontece na atmosfera. Essa descarga elétrica é expressa através de um fluxo de corrente impulsiva de alta intensidade e de curta duração em que o percurso parte da nuvem e, em alguns casos, chegam superfície da Terra [6], [7].

Os estudos de surtos atmosféricos desenvolvidos para o sistema de energia elétrica têm como interesse apenas as descargas com passagem efetiva de corrente entre nuvem e terra, ou seja, sobretensões de frentes rápidas. Essas descargas são formadas principalmente em nuvens de tempestades, cúmulos-nimbos, com intensa atividade convectiva e eventualmente por nuvens subtropicais. As nuvens cúmulos-nimbos possuem dimensões elevadas e se formam a partir do encontro de correntes ascendentes de ar quente e de frentes frias de fluxos descendentes [6].

A eletrificação das nuvens ainda não é precisamente determinada, entretanto sabe-se que a interação entre as correntes ascendentes e descendentes de ar com as partículas em suspensão e em precipitação atuam para segregar as cargas no interior das nuvens [6], [7]. A caracterização do processo de eletrificação numa nuvem se dá a partir da distribuição de cargas no interior da nuvem, sendo que, geralmente, as cargas positivas se localizam na região de maior altitude da nuvem e as cargas negativas nas menores altitudes [6], [7], [8], [9].

Logo, a base negativa da nuvem induz no solo, cargas positivas de mesma intensidade sob sua sombra, isto gera um campo elétrico na região entre a nuvem e o solo. Em algumas condições, o campo elétrico em algumas zonas da base da nuvem ultrapassa os valores da rigidez dielétrica do ar e por consequência ocorre uma descarga que constitui o canal ionizado

de plasma (leader). Este canal apresenta características condutoras e por consequência irá atrair as cargas negativas das zonas próximas que serão acumuladas. Por fim, aumentará o campo elétrico nas extremidades do canal que tenderá a gerar novas descargas no interior do canal, semelhantes à descarga inicial [4], [6], [7], [8], [9].

O canal de plasma é impulsionado em direção ao solo que devido ao poder das pontas pode gerar uma nova descarga. Quando o canal descendente de cargas alcança distâncias próximas à superfície do solo, descargas ascendentes podem ser formadas devido à alta intensidade do campo no solo. No caso em que o canal descendente e um canal ascendente atinjam uma distância que supere a rigidez dielétrica do ar, pode ocorrer uma descarga que os interligue. Neste instante é estabelecido a corrente de retorno (return stroke current), ver Figura 2.3 [4], [6], [7], [8], [9].

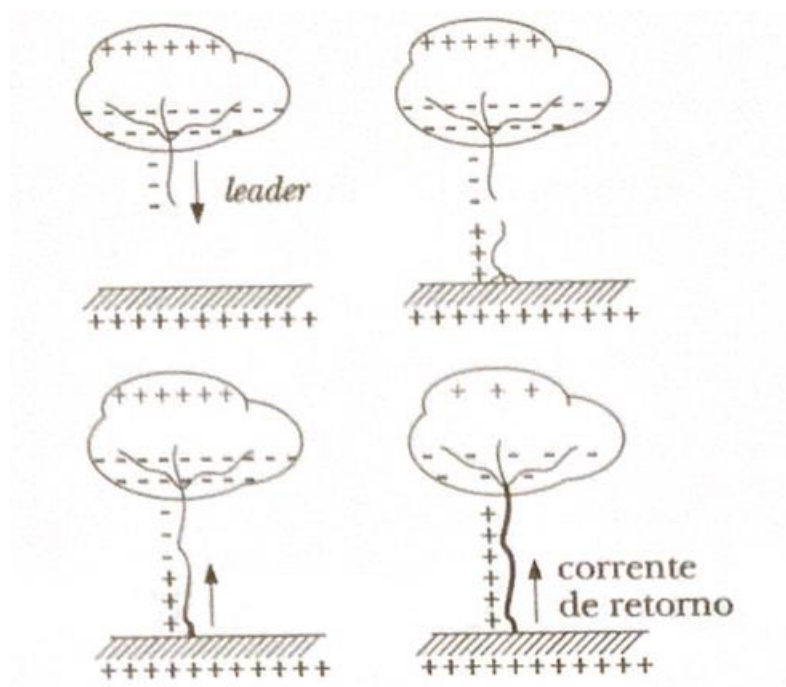


Figura 2.3 – Formação da descarga atmosférica [4]

### 2.3.1 Aspectos das descargas atmosféricas

Durante a abordagem das grandezas físicas das descargas atmosféricas nuvem-solo, optou-se neste trabalho por dividi-las em três grupos, de acordo com a polaridade das formas de onda da corrente de descarga:

- Descargas negativas de primeiro impulso ou único impulso;
- Descargas negativas subsequentes ao primeiro impulso;

- Descarga positiva de impulso único.

Na elaboração dos estudos eletromagnéticos de sobretensões atmosféricas alguns aspectos das descargas atmosféricas apresentam extrema relevância e, portanto, estes são abordados a seguir.

### 2.3.1.1 Forma de onda da corrente

Nos estudos de transitórios eletromagnéticos, as descargas atmosféricas podem ser representadas como uma onda de corrente injetada por um gerador de corrente. É importante ressaltar que, nos casos de incidência de descargas atmosféricas em redes de energia elétrica observa-se a predominância da ocorrência de corrente com polaridade negativa, ou seja, ocorre a injeção de cargas negativas descendentes, portanto a corrente de retorno neste caso é composta de cargas positivas em direção à nuvem [4], [6], [7].

Nos estudos de proteção contra descargas atmosféricas, usualmente, a onda de impulso atmosférico é representada pela onda dupla exponencial de  $1,2/50 \mu\text{s}$  e  $2/50 \mu\text{s}$ . Essa representação não corresponde a onda real de descarga, entretanto, faz-se necessária para padronizar ensaios experimentais dos equipamentos, dispositivos e materiais, frente a surtos de tensão e correntes associadas às descargas atmosféricas [6]. A Figura 2.4 apresenta a curva normalizada para transitórios de frente rápida com tempo de frente de onda ( $T_1$ ) entre  $0,1 \mu\text{s}$  e  $20 \mu\text{s}$  e tempo de meia onda ( $T_2$ ) inferior a  $300 \mu\text{s}$ .

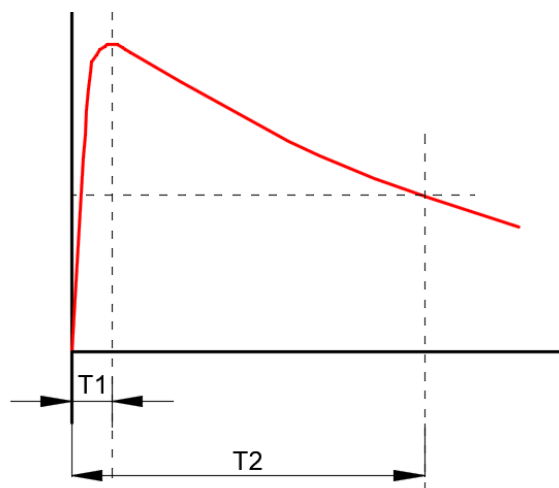


Figura 2.4 –Forma de onda normalizada para frente rápida [10]

Durante a utilização da representação por dupla exponencial, alguns aspectos devem ser avaliados devido as diferenças existentes do modelo com as curvas reais de descarga. A corrente de descarga real apresenta uma frente de onda de natureza côncava e sua derivada máxima ocorre próximo ao pico da onda. Enquanto a dupla exponencial não contempla a característica côncava da frente de onda e também possui a derivada máxima nos instantes iniciais da curva [6].

Em cálculos de sobretensões em cadeias de isoladores com a utilização da dupla exponencial, as limitações anteriormente descritas, implicam em amplitudes inferiores de sobretensões quando comparadas aquelas geradas por frente de ondas côncavas, considerando os mesmos valores de amplitude e de tempo de frente de onda de corrente [6], [11].

A representação da onda de corrente de impulso atmosférico pela função de Heidler, apresentada pelas equações (48) e (49), visa suprimir algumas inconsistências geradas pela dupla exponencial. Neste modelo, a natureza côncava da frente de onda e a derivada máxima próximo ao pico da onda são preservados conforme a forma de onda real de descarga. Em geral, as correntes de descargas são representadas pela soma de duas funções de Heidler [6].

$$I(t) = \frac{I_0}{\eta} \frac{t/\tau_1^n}{1 + t/\tau_1^n} e^{(-t/\tau_2)} \quad (48)$$

$$\eta = e^{[-(\tau_1/\tau_2)(n\tau_2/\tau_1)^{(1/n)}]} \quad (49)$$

$I_0$ : Amplitude da corrente na base do canal

$\tau_1$ : Constante relativa ao tempo de frente de onda

$\tau_2$ : Constante relativa ao tempo de diminuição da corrente

$\eta$ : Fator de correção da amplitude

$n$ : Expoente (2 a 10)

### 2.3.1.2 Intensidade da corrente

A amplitude da corrente de descarga é o valor de crista ou de pico da onda, portanto, é o parâmetro que determina os níveis máximos da solicitação imposta pela corrente de descarga aos componentes do sistema elétrico, como as sobretensões nos isoladores e equipamentos e a máxima tensão de elevação do solo (GPR) devido ao fluxo de corrente de descarga pelo aterramento elétrico.

A Figura 2.5 apresenta as curvas de distribuição de probabilidade acumulada da amplitude de corrente de descarga, de acordo com as medições de Berger, sendo que as retas representam as aproximações log-normal de cada curva [6]. Sendo assim, observa-se que a descarga positiva tem valor limite superior as demais descargas, próximo dos 200 kA. Entretanto, a descarga positiva e a descarga negativa única ou primeira apresentam os valores medianos próximos de 30 kA [4], [6], [7].

Para os casos de estudos de proteção contra descargas atmosféricas, a literatura indica a adoção do valor de 30 kA para a mediana de corrente de pico da descarga. Por outro lado, tem sido sugerido a diminuição desse valor para amplitudes da ordem de 20 kA, justificada através da influência dos sistemas de medições de descargas (como localização, altura e posição das torres de detecção de descargas) sobre a medição da distribuição de amplitude das correntes. E isto implicaria no aumento da concentração de descargas de maior corrente [12].

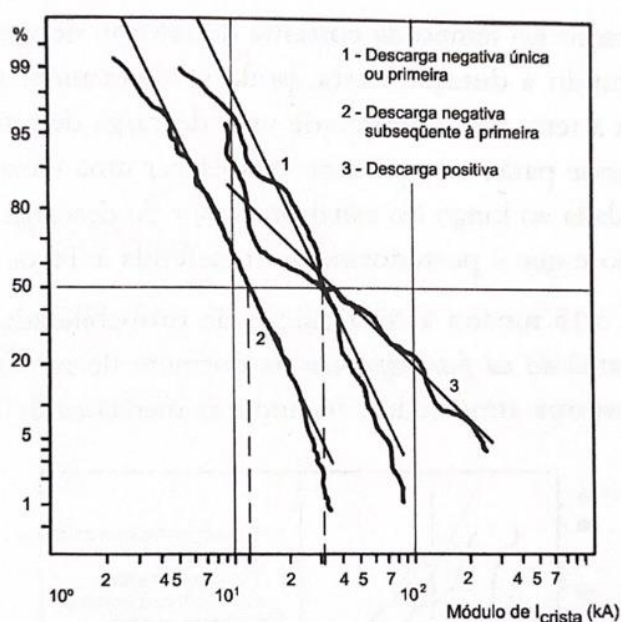


Figura 2.5 - Distribuição de probabilidade acumulada do valor de crista da corrente de descarga atmosférica [6]

Entretanto, medições realizadas na estação do Morro de Cachimbo, no Brasil, indicam o valor mediano das correntes de pico das descargas negativas descendentes de 45 kA, valor este superior a 50% daquele admitido internacionalmente (30 kA) [6], [13].

### 2.3.1.3 Tempo de frente de onda e tempo de cauda

O tempo de frente de onda corresponde ao intervalo entre o início da onda impulsiva até o alcance do primeiro pico da onda. O tempo de frente tem influência na amplitude da tensão induzida em redes, em razão da incidência de descargas nas zonas próximas. Ressalta-se que a suportabilidade dos isoladores está relacionada diretamente com a inclinação e o tempo da frente da corrente.

De acordo com os dados de Berger, os valores medianos de tempo de frente de onda para as descargas negativa única, negativa subsequente à primeira e positiva são, respectivamente, 5,5  $\mu\text{s}$ , 0,8  $\mu\text{s}$  e 22  $\mu\text{s}$ , conforme apresentado na Figura 2.6. Ao tratar os dados de Berger a partir de  $T_{10}$  (duração da frente de onda expressa como intervalo de tempo entre os instantes correspondentes a 10% e 90% do valor da primeira crista) e  $T_{30}$  (duração da frente de onda expressa como intervalo de tempo entre os instantes correspondentes a 30% e 90% do valor da primeira crista), determinou-se os respectivos tempos de frente de onda para as primeiras descargas negativas de 5,6  $\mu\text{s}$  e 3,8  $\mu\text{s}$ . Os dados obtidos das medições realizadas na estação do Morro do Cachimbo tratadas a partir de  $T_{10}$  e  $T_{30}$ , indicam valores similares de tempo de frente de onda para as primeiras descargas negativas, sendo respectivamente, 7  $\mu\text{s}$  e 4,8  $\mu\text{s}$  [6].

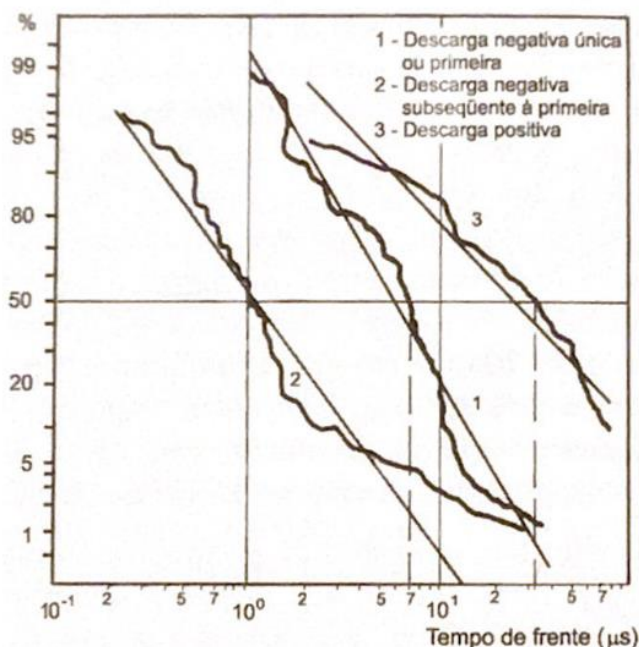


Figura 2.6 - Distribuição de probabilidade acumulada de tempo de frente de onda [6]

O tempo de meia onda é definido como o tempo decorrido entre o início da onda impulsiva e o intervalo em que a corrente após ultrapassar seu valor de crista, tem sua intensidade reduzida pela metade da intensidade da crista. A mediana do tempo de descida, de acordo com as medições de Berger, ver Figura 2.7, para as descargas negativa única, negativa subsequente à primeira e positiva são, respectivamente, de 77  $\mu\text{s}$ , 32  $\mu\text{s}$  e 230  $\mu\text{s}$  [4], [6].

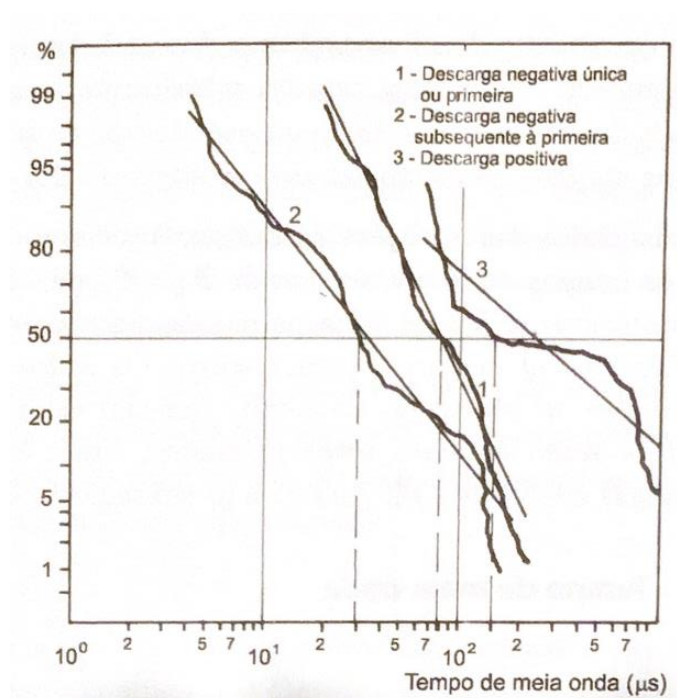


Figura 2.7 - Distribuição de probabilidade acumulada de tempo de meia onda [6]

### 2.3.1.4 Ângulo de Inclinação

Geralmente, em estudos de blindagem para descargas atmosféricas em linhas de transmissão considera-se que os raios são incidentes na vertical. A equação (50) apresenta a expressão da distribuição estatística para o ângulo de inclinação da descarga com o plano vertical [4], [14], [15].

$$P_{\phi} = \frac{4}{\pi} \int_{\phi}^{\frac{\pi}{2}} \cos^2 \phi \, d\phi \quad (50)$$

$P_{\phi}$ : Probabilidade do ângulo de incidência ser maior ou igual a  $\phi$ .

### 2.3.1.5 Densidade de queda de descargas atmosféricas

Para estimar a frequência das descargas atmosféricas nos sistemas elétricos, primeiramente, é necessário obter o valor da densidade de descargas para terra ( $N_t$ ). Esse valor pode ser obtido via contadores de ou por meio de equações que relacionam esse parâmetro com o nível ceráunio ( $N_c$ ) [16], conforme a equação (51).

$$N_t = 0,04N_c^{1,25} \quad (51)$$

Sendo assim, a equação (52) apresenta a densidade de descargas atingidas em uma linha de transmissão [17].

$$N_L = \frac{N_t}{10}(b + 4h^{1,09}) \quad (52)$$

$N_L$ : número de descargas por ano por km<sup>2</sup>

$h$ : altura média dos cabos-guarda (m)

$b$ : espaçamento horizontal entre os cabos-guarda (m)

É importante enfatizar que as equações (51) e (52) são construídas a partir de dados experimentais adquiridos através de observações históricas ao longo dos anos. Essas equações estão sujeitas a pequenas variações, dependendo da zona em análise. Adicionalmente, a mudança climática ao longo dos anos é outro fator que pode também influenciar estas equações.

### 2.3.1.6 Topografia e relevo

O traçado da linha de transmissão pode conter uma variedade de condições topográficas. Por esse motivo, dependendo da superfície, os condutores podem estar com a altura média mais ou menos elevada implicando em uma variação da incidência de descargas atmosféricas conforme a altura [4].

As regiões montanhosas e altas tendem a apresentar índices de incidência de descargas atmosféricas no solo superior as áreas baixas adjacentes. Ou seja, na existência de um pico muito elevado numa área reduzida, onde os solos adjacentes encontram-se em altitudes

inferiores, grande parte das descargas atmosféricas desta zona podem ter sua incidência concentrada no pico [6].

## 2.4 Cálculo das tensões induzidas na rede elétrica

Na ocorrência de descargas atmosféricas nas proximidades das redes de eletricidade, sem atingi-las diretamente, tensões são induzidas nessas redes com impactos significativos para sistemas de 13,8 kV até 34,5 kV. O cálculo das tensões induzidas é relativamente complexo e passa por três etapas: modelo do canal da descarga, cálculo dos campos eletromagnéticos e por fim modelo do acoplamento eletromagnético entre a corrente do raio e a rede elétrica [4], [5].

Existem vários modelos de canal da descarga, entretanto, o modelo de canal de descarga como uma linha de transmissão (TL-transmission line model), apresenta resultados satisfatórios e de forma simplificada. O modelo considera que o canal de descarga é perpendicular ao solo e que a corrente se propaga sem distorções [4] e [18], conforme equação (53).

$$i(z, t) = i\left(0, t - \frac{z}{v}\right) \quad (53)$$

$v$ : velocidade constante de propagação da corrente

O cálculo dos campos eletromagnéticos pode ser realizado a partir das equações de Maxwell, desde que o solo seja considerado um condutor perfeito. Nessa condição, a componente horizontal do campo elétrico é a mais sensível com o efeito da resistividade do solo [4], porém existem fórmulas de correção da componente horizontal do campo elétrico ao representar o solo com resistividade nula [20].

O campo eletromagnético total é dado pela soma do campo incidente e do campo de reação da linha ao campo incidente. Nos itens subsequentes serão apresentados os modelos de acoplamento eletromagnético de Agrawal e Rusck. A Figura 2.8 apresenta a geometria considerada nas equações seguintes para o cálculo das tensões induzidas.

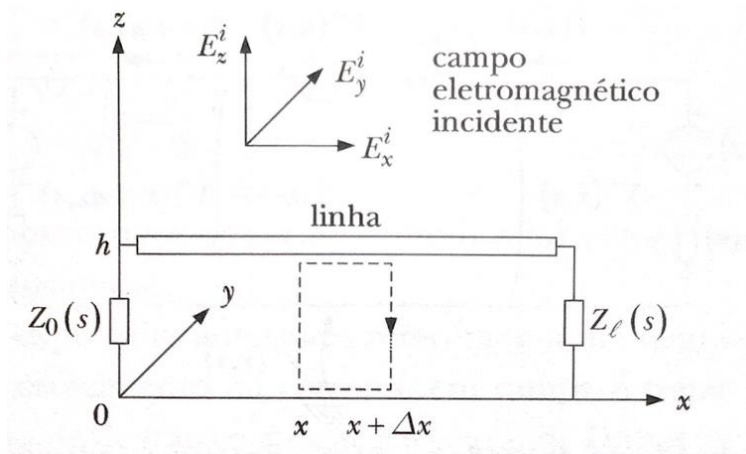


Figura 2.8 - Geometria para o cálculo das tensões induzidas e campo eletromagnético incidente [4]

## 2.4.1 Modelo de Agrawal

O modelo de Agrawal é aquele que apresenta maior rigor das hipóteses assumidas, utilizando a tensão resultante do campo de reação ao campo eletromagnético incidente,  $v^s(x, t)$  (scattered voltage) [4], [21]. As equações (54) e (55) apresentam a relação entre a tensão resultante do campo reação ao campo eletromagnético.

$$\frac{\partial v^s(x, t)}{\partial x} + \ell \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} = E_x^i(x, h, t) \quad (54)$$

$\ell$ : indutância

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} + c \frac{\partial v^s(x, t)}{\partial t} = 0 \quad (55)$$

$c$ : capacitância

A tensão  $v^s(x, t)$ , a tensão incidente  $v^i(x, t)$  e a tensão total são expressas, respectivamente, pelas equações (56), (57) e (58).

$$v^s(x, t) = - \int_0^h E_z^s(x, z, t) dz \quad (56)$$

$$v^i(x, t) = - \int_0^h E_z^i(x, z, t) dz \quad (57)$$

$h$ : altura do condutor

$$v(x, t) = v^s(x, t) + v^i(x, t) \quad (58)$$

## 2.4.2 Modelo de Rusck

A teoria desenvolvida por Sune Rusck, em 1957, é amplamente utilizada para o cálculo de tensões induzidas em redes de distribuição e de baixa tensão. As premissas básicas da teoria de Rusck são [5]:

- incidência vertical ao solo de um canal de descarga ionizado e carregado, por onde se propagará a corrente de retorno, em forma de degrau, do solo para nuvem;
- causa da tensão induzida advém da corrente de retorno;
- cálculo dos campos eletromagnéticos a partir do método das imagens, resistividade nula;
- campo elétrico do solo idêntico ao campo nos condutores da linha.

De acordo com a teoria de Rusck a tensão induzida ( $V$ ) no tempo ( $t$ ) em função da posição na linha infinita é dada pela equação (59).

$$V(x, t) = U(x, t) + U(-x, t) \quad (59)$$

A equação (60) representa a função  $U(x, t)$ .

$$U(x, t) = Z_0 I h \beta \left[ \frac{(ct - x)}{y^2 + \beta^2(ct - x)^2} \right] \left[ 1 + \frac{\beta^2(ct - x) + x}{\sqrt{\beta^2 c^2 t^2 + (1 - \beta^2)(x^2 + y^2)}} \right] \quad (60)$$

$x$ : distância ao longo da linha entre o ponto mais próximo da queda da descarga atmosférica

$y$ : distância entre o ponto de queda da descarga e a linha

$t$ : tempo a partir da descarga de retorno  
 $c$ : velocidade da luz ( $300 \times 10^6$  m/s)  
 $\beta$ : velocidade da descarga de retorno, em %  $c$   
 $I$ : corrente de descarga de retorno  
 $h$ : altura da linha em relação ao solo

A impedância  $Z_0$  é calculada conforme a equação (61):

$$Z_0 = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}} = 30 \, \Omega \quad (61)$$

No tempo expresso pela equação (62) e na posição mais próxima do local de queda da descarga ( $x = 0$ ), têm-se o valor máximo da tensão induzida ( $V_{pico}$ ), conforme descrita na equação (63).

$$t = \frac{x}{c} + \frac{y}{\beta c} \quad (62)$$

$$V_{pico}(0) = \frac{Z_0 I h}{y} \left( 1 + \frac{\beta}{\sqrt{2 - \beta^2}} \right) \quad (63)$$

## 2.5 Modelos para cálculo de sobretensões atmosféricas

Os modelos dos equipamentos e componentes do sistema elétrico frente as sobretensões atmosféricas apresentam parâmetros que consideram a característica impulsiva de alta frequência das sobretensões atmosféricas. Nos itens a seguir são apresentados os modelos dos componentes do sistema elétrico.

### 2.5.1 Torres metálicas

As torres metálicas são modeladas como impedância ( $Z$ ) de surto e tempo de trânsito ( $\tau$ ) em análises que requerem maior grau de precisão. Entretanto, em determinadas condições, as torres podem ser representadas como indutâncias concentradas, desta forma haverá redução no tempo de processamento. Existem estudos que estabelecem valores típicos e fórmulas

empíricas das impedâncias características para as torres. Esses valores estão entre 70 e 250  $\Omega$  [4].

A equação (64) representa o tempo de trânsito da torre ( $\tau_t$ ). Essa equação considera que a velocidade de propagação na torre é igual a da luz.

$$\tau_t = \frac{h_t}{c} \quad (64)$$

$h_t$ : altura da torre

$c$ : velocidade da luz ( $300 \times 10^6$  m/s)

O cálculo da impedância de surto da torre está relacionado com a sua geometria [17], [21] e [22]. As equações a seguir consideram que os surtos de corrente atingirá a torre verticalmente, portanto as equações (65), (66) e (67) apresentam, respectivamente, as impedâncias indutivas características das torres ( $Z_c$ ) cônica, cilíndrica e pórtico.

$$Z_c = 30 \ln \left[ \frac{2(h_t^2 + r^2)}{r^2} \right] \quad (65)$$

$r$ : raio da base torre

$$Z_c = 60 \left[ \ln \left( \frac{2h_t\sqrt{2}}{r} \right) - 1 \right] \quad (66)$$

$r$ : raio médio da torre

$$Z_c = \frac{1}{2}(Z_s + Z_m) \quad (67)$$

As impedâncias  $Z_s$  e  $Z_m$  da equação empírica (67) são dadas, respectivamente, pelas equações (68) e (69).

$$Z_s = 60 \ln\left(\frac{h_t}{r}\right) + 90\left(\frac{r}{h_t}\right) - 60 \quad (68)$$

$$Z_m = 60 \ln\left(\frac{h_t}{b}\right) + 90\left(\frac{b}{h_t}\right) - 60 \quad (69)$$

$r$ : raio do pé do pórtico

$b$ : distância entre os pés do pórtico

## 2.5.2 Linha e cabo

O cálculo dos parâmetros de cabos e linhas utilizam os métodos tradicionais que consideram os acoplamentos, resistividade do solo e efeito pelicular. A representação mais completa considera-se a variação dos parâmetros com a frequência [4].

## 2.5.3 Aterramentos

A finalidade do aterramento das estruturas da rede elétrica é facilitar o escoamento da corrente de impulso atmosférico e diminuir a tensão aplicada nos isoladores desta rede. O comportamento do aterramento está relacionado com a resistividade do solo da zona. A resistência de dispersão de uma haste aterrada é expressa pela equação (70), para correntes de baixa frequência ou frequência industrial [4], [23].

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{r}\right) \quad (70)$$

$r$ : raio da haste

$\rho$ : resistividade do solo

$l$ : comprimento da haste

O comportamento resistivo do aterramento está relacionado com as baixas frequências, ou seja, regime ou frequência industrial. Entretanto, em altas frequências o modelo deve ser aprimorado. Na equação (71) é proposto um novo modelo aplicado aos casos de haste, ou cabos contrapesos curtos, aterramentos de pequena extensão com diâmetro efetivo máximo de 30 m. Esse modelo considera os efeitos da ionização do solo [4].

$$R_i = R \left( 1 + \frac{I}{I_g} \right)^{-1/2} \quad (71)$$

$R_i$ : resistência de aterramento sob impulso da corrente I

$R$ : resistência de aterramento de dispersão

$I$ : corrente da descarga atmosférica

$I_g$ : corrente limite de ionização

A corrente limite de ionização ( $I_g$ ) é expressa pela equação (72).

$$I_g = \frac{E_g \rho}{2\pi R^2} \quad (72)$$

$E_g$ : campo elétrico correspondente a  $I_g$

$\rho$ : resistividade do solo

$R$ : resistência de aterramento de dispersão

## 2.6 Trabalhos semelhantes ao tema proposto

Neste item, apresenta-se uma visão geral de alguns trabalhos que abrangem áreas similares à pesquisa em foco, que se concentra na utilização do ATPDraw para calcular sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de energia. Explora-se como esses estudos contribuem para o contexto da pesquisa e, ao mesmo tempo, destaca-se a singularidade do trabalho.

Na revisão da literatura, foram identificados quatro trabalhos relevantes que abordam a aplicação do ATPDraw na modelação de descargas atmosféricas em sistemas de energia:

- Trabalho [24]: Este estudo se concentra em calcular tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas, com foco na análise de desempenho de linhas de transmissão. O modelo computacional permite a identificação das causas de desligamentos, considerando variações regionais nos parâmetros das descargas.

- Trabalho [25]: Neste trabalho desenvolveu um modelo para analisar o desempenho de linhas de transmissão diante de descargas atmosféricas. A pesquisa investigou as sobretensões geradas por incidência direta de descarga atmosférica nas torres da linha de transmissão e avaliou a disrupção das cadeias de isoladores.
- Trabalho [26]: Este trabalho desenvolveu um modelo real de uma linha de transmissão aérea interligada por um trecho subterrâneo. Foram estudados transitórios eletromagnéticos na linha subterrânea devido a incidência de descargas atmosféricas diretas nos para-raios da linha aérea.
- Trabalho [27]: Este trabalho desenvolveu um modelo de subestação AIS (Air Insulated Switchgear) para análise de sobretensões geradas por descargas atmosféricas. Foram avaliados os fatores que influenciam as amplitudes das descargas e a adoção de medidas para mitigação.

Os trabalhos existentes estabelecem um alicerce robusto para a pesquisa em desenvolvimento. É crucial salientar que, apesar da presença de estudos abrangentes sobre a utilização do ATPDraw na modelação de descargas atmosféricas, a pesquisa conduzida nesta dissertação distingue-se de forma significativa. O estudo atual tem como objetivo preencher uma lacuna na literatura, concentrando-se exclusivamente na análise das sobretensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de energia de parques eólicos. Portanto, torna-se imprescindível o desenvolvimento de um modelo que retrate os componentes envolvidos na análise do parque eólico, desde os aerogeradores até os cabos da RMT aérea.

Essa singularidade é uma das principais motivações para o desenvolvimento deste trabalho, uma vez que a pesquisa visa aprofundar a compreensão das implicações das descargas atmosféricas em sistemas de energia, agregando conhecimentos valiosos para a proteção dessas redes.



## MODELOS DE LINHA E CABOS DISPONÍVEIS NO ATPDRAW

Durante a modelação do parque eólico proposto é importante que os modelos dos equipamentos e componentes do sistema elétrico sejam utilizados de acordo com a necessidade dos fenómenos que se deseja analisar. Sendo assim, os principais modelos disponíveis no ATPDraw são apresentados e analisados neste capítulo, para viabilizar a modelação proposta no decorrer do próximo capítulo.

### 3.1 Introdução ao ATPDraw

O ATPDraw é um pré-processador gráfico para a versão do ATP-EMTP (Alternative Transients Program – Eletromagnetic Transients Program) de autoria do Dr. Hans Kristian Høidalen em Trondheim, Noruega, com Dahl Data Design na Noruega como subcontratante de programação e a SYSTRAN Engineering Services na Hungria como subcontratante para a documentação do programa [28].

O ATP é um programa com a capacidade de simular uma ampla gama de fenómenos transitórios que podem ocorrer em sistemas de energia, como sobretensões atmosféricas, transitórios e defeitos de comutação, dentre outros distúrbios elétricos. Por esta razão, essa ferramenta é, altamente, utilizada por engenheiros em simulações e análises de fenómenos eletromagnéticos transitórios em sistemas de energia elétrica. O ATP emprega a regra de integração trapezoidal para resolver as equações diferenciais dos componentes do sistema no domínio do tempo. Sendo que as condições iniciais não nulas podem ser determinadas de forma automática em solução de fasores (estado estacionário) ou podem ser introduzidas pelo utilizador [28].

De acordo com os fenômenos a serem analisados, os parâmetros de linhas podem ser modelados de forma distribuída ou concentrada. Em alguns casos, os parâmetros também são representados em função da frequência. Para estudos de curto-circuito e fluxo de potência são necessários apenas as componentes de sequência zero e positiva na frequência nominal da rede. Esses valores são facilmente obtidos a partir de fórmulas simples. Entretanto, para os modelos de linha normalmente analisados nos estudos de EMTP essas fórmulas simples não são adequadas, portanto, é necessário que os parâmetros de linhas sejam calculados através das rotinas disponíveis no ATP (LINE CONSTANTS ou CABLE CONSTANTS). Essas rotinas reportam os parâmetros detalhados de linhas para diversas aplicações. A abordagem adotada neste trabalho é relativa aos problemas relacionados aos transitórios ocasionados por descargas atmosféricas de forma direta e indireta em uma rede de energia de um parque eólico.

No ATPDraw estão disponíveis os seguintes grupos de modelos de linhas e cabos: modelos de linhas de parâmetros concentrados, modelos de linhas de parâmetros distribuídos e modelo Line Constants Calculations (LCC) [28]. As características destes grupos são apresentadas a seguir.

## 3.2 Modelos de linhas de parâmetros concentrados

Os principais modelos de linhas com parâmetros concentrados são modelo tipo T e modelo PI. Entretanto, o modelo tipo PI é o mais usual em programas computacionais devido a simplicidade de implementação. O modelo tipo PI representa a impedância série da linha de forma concentrada ( $Z$ ) e a sua admitância paralela é dividida pela metade ( $Y/2$ ) e inserida nas duas extremidades da linha, conforme apresentado na Figura 3.1.

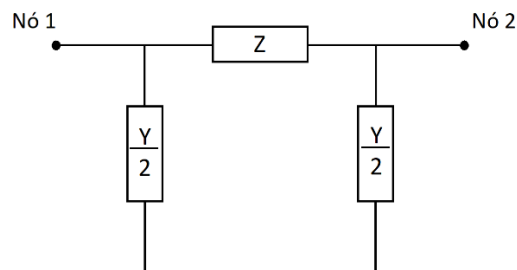


Figura 3.1 – Modelo de linhas PI

Os modelos de linhas de parâmetros concentrados do ATPDraw equivalem aos modelos PI-equivalente nominal, RLC PI-equivalente, compostos por componentes simples. Existem duas versões disponíveis em formas polifásicas e monofásicas, sendo que uma considera o efeito da capacitância e outra não [28].

Devido a sua simplicidade, esse modelo de linha apresenta algumas limitações como a simulação em regime permanente e em casos de inexistências de frequências de ordem elevada (transitórios). É importante salientar que o modelo está restrito a modelação de linhas com comprimentos curtos.

### 3.3 Modelos de linhas de parâmetros distribuídos

No modelo distribuído a resistência série é retirada da linha distribuída e representada de forma concentrada nas extremidades ( $R/4$ ) e no ponto médio da linha ( $R/2$ ), conforme Figura 3.2. Portanto, as secções distribuídas da linha tornam-se sem perdas, ou seja, sem distorção.

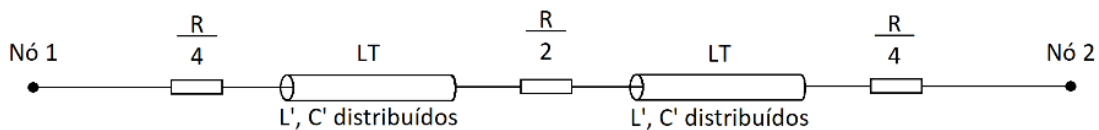


Figura 3.2 - Modelo de parâmetros distribuídos com perdas

Os modelos de linha com parâmetros distribuídos possuem dois modelos distintos de linhas, linhas transpostas ou não transpostas, sendo que ambos os tipos utilizam parâmetros distribuídos de linhas e independentes de frequência da classe Bergeron [28]. Os modelos são embasados nas equações parciais diferenciais de tensão e corrente na linha para N fases [29]:

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial x} = [L] \frac{\partial \vec{i}}{\partial t} + [R] \vec{i} \quad (73)$$

$\vec{v}$ : vetor de tensão

$\vec{i}$ : vetor de corrente

$L$ : matriz de indutância

$R$ : matriz de resistência

$$\frac{\partial \vec{i}}{\partial x} = [C] \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + [G] \vec{v} \quad (74)$$

$C$ : matriz de capacitância

$G$ : matriz de condutância

Em geral essas equações são vetoriais matricial, exceto quando o sistema é monofásico. Caso a linha seja transposta, todas as matrizes têm apenas dois elementos distintos, sendo que na diagonal principal das matrizes estão os valores próprios (auto-indutâncias e auto-capacitâncias) e os demais elementos das matrizes estão os valores mútuos [29].

As linhas não transpostas (KCLee) apresentam as impedâncias próprias e mútuas com valores distintos entre si, portanto os parâmetros dessas linhas são assimétricos. Por essa razão torna-se necessário que o usuário forneça as características da configuração da linha. Os dados de entrada devem ser fornecidos em quantidades modais para que a rotina LINE CONSTANTS do ATP consiga gerar automaticamente as matrizes de transformação modal  $[T_v]$  e  $[T_i]$ , ou seja, torna-se imprescindível obter os valores das componentes simétricas (sequência positiva e zero), com exceção das linhas monofásicas. É importante ressaltar que a matriz de transformação modal  $[T_i]$  é dependente da variação de frequência, entretanto, para o caso de linhas aéreas, utiliza-se uma aproximação da matriz em frequências na faixa de 10 Hz a 10 kHz com precisão suficiente[29].

A modelação de linhas transpostas (Clarke) pode ser vista como um caso especial das linhas não transpostas, em que as variáveis acopladas em relação as fases podem ser convertidas em  $N$  modos desacoplados equivalentes nas matrizes de transformação modal. Para realizar a diagonalização das matrizes, a partir da transformação modal, o ATP utiliza a matriz de Edith Clark [4], [5], [29].

### 3.4 Modelo LCC

O modelo LCC suporta a modelação de linha e cabos sem limites de número de condutores. Nesse modelo, os dados elétricos são calculados automaticamente pelas rotinas LINE CONSTANTS, CABLE CONSTANTS ou CABLE PARAMETERS, a depender dos parâmetros físicos das linhas e dos cabos, como as geometrias e as constantes dos materiais [28]. O módulo LCC possui ambos os modelos de linhas de parâmetros concentrados e distribuídos, entretanto se

difere dos modelos anteriormente descritos porque nesse módulo é possível considerar a influência da resistividade do solo, efeito pelicular e cabos para-raios segmentados. Além disso, o módulo LCC possibilita a seleção do tipo do sistema e modelos elétricos de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Tipos de modelos e sistemas suportados no módulo LCC

<b>Tipo de Sistema:</b>	<b>Modelo:</b>
<b>Linha aérea:</b> Line Constants	<b>PI</b>
<b>Cabo de núcleo único:</b>	<b>Bergeron</b>
Cable Parameters ou	<b>J. Marti</b>
Cable Constants	<b>Noda</b>
<b>Enclosing Pipe:</b>	<b>Semlyen</b>
Cable Parameters ou	
Cable Constants	

### 3.4.1 Modelo PI

O modelo PI do módulo LCC consiste num modelo de linha em circuito PI nominal, em que todos os parâmetros são representados de forma concentrada. Esse modelo difere daquele supracitado, item 3.2, no tipo de parâmetros de entrada, no número de condutores a serem inseridos, na possibilidade de considerar o efeito pelicular e efeito da resistividade do solo.

Esse modelo permite a representação de matrizes de resistência, indutância e capacitância de elementos concentrados, a partir de equações diferenciais associadas para N condutores [29]. Essas equações estão apresentadas em (75), (76) e (77). A representação esquemática do modelo elétrico e dos vetores de tensão e corrente estão apresentados na Figura 3.3.

$$\vec{v}_1 - \vec{v}_2 = [L] \frac{d\vec{i}_{12}}{dt} + [R]\vec{i}_{12} \quad (75)$$

$$\vec{i}_1 = \frac{1}{2}[C] \frac{d\vec{v}_1}{dt} + \vec{i}_{12} \quad (76)$$

$$\vec{i}_2 = \frac{1}{2}[C] \frac{d\vec{v}_2}{dt} - \vec{i}_{12} \quad (77)$$

Na modelação de linhas trifásicas a partir do modelo PI-nominal a topologia utilizada pelo ATP considera as capacitâncias entre as fases e o solo (C) e o efeito mútuo entre as fases ( $C_m$ ). A representação do modelo PI-nominal para uma linha trifásica pode ser observada na Figura 3.4, sendo que R e L representam a impedância série total de cada uma das fases,  $C_m$  representa a capacitância entre as fases e C a capacitância entre as fases e o solo.

Os circuitos do tipo PI-nominal geralmente utilizados para análise de casos em estado estacionário, devido a serem modelos simples e de baixo custo computacional que apresentam bons resultados [30]. No entanto, nos casos em que o estado estacionário seja seguido por uma perturbação transitória, numa ampla faixa de frequência, o circuito PI-nominal deve ser utilizado em cascata, sendo válido apenas para linhas não transpostas. Isto decorre da não necessidade de fazer uso de aproximações para a matriz de transformação [30], [32].

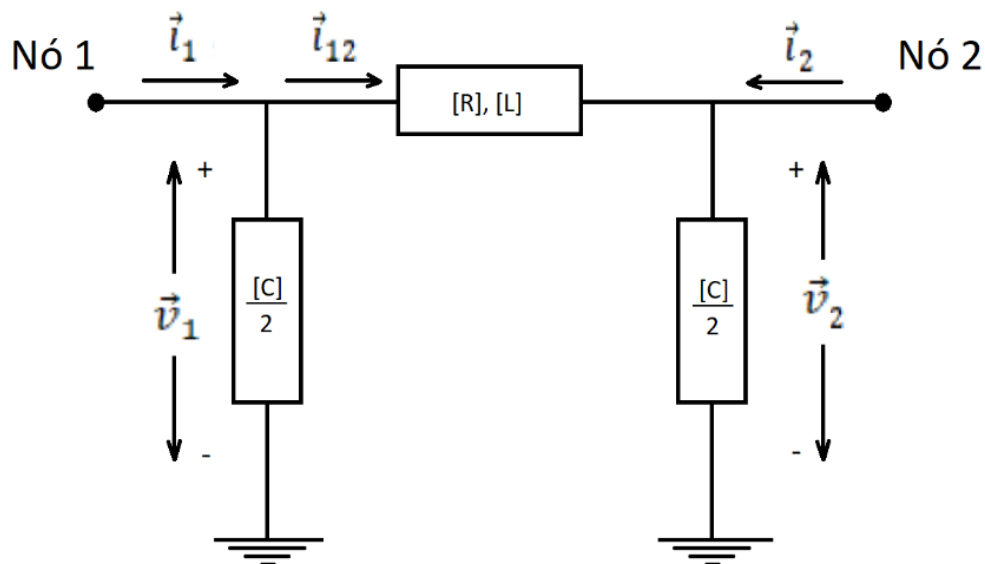


Figura 3.3 – Esquema elétrico modelo PI-nominal [29]

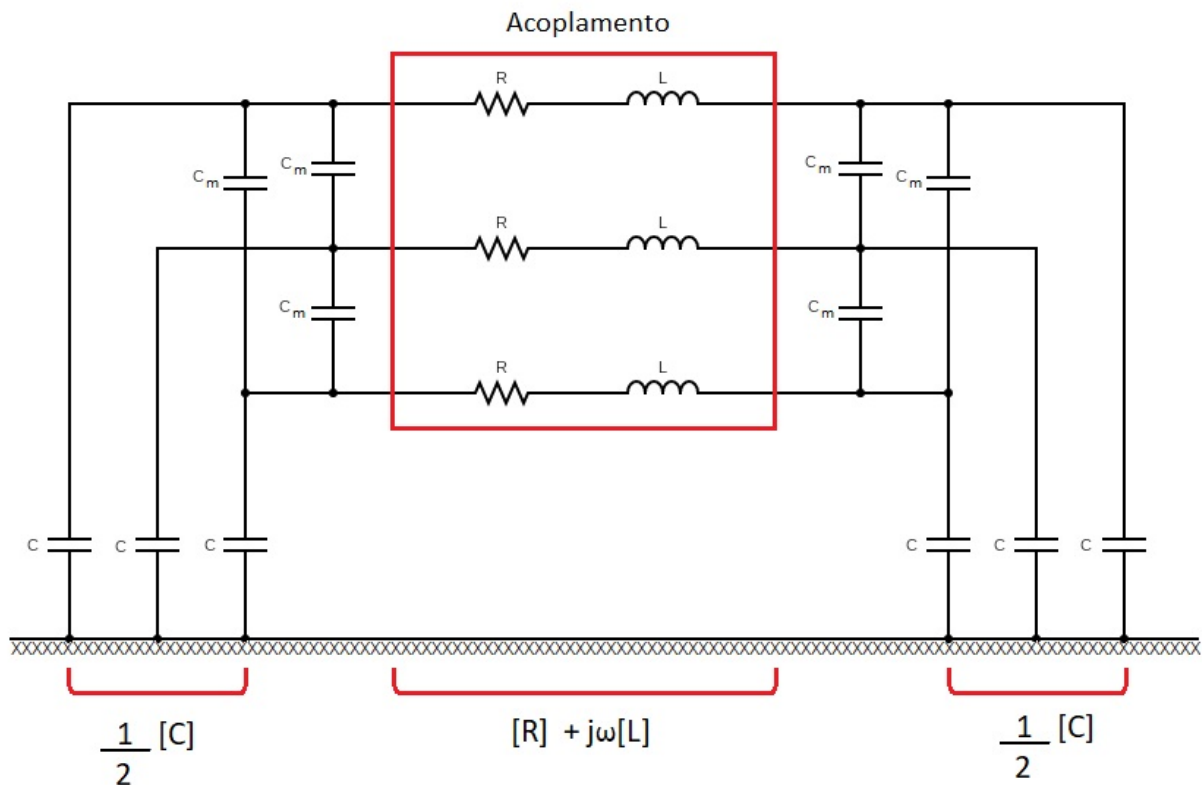


Figura 3.4 - Modelo PI-nominal para linha trifásica simétrica [29]

### 3.4.2 Modelo Bergeron

O modelo Bergeron do módulo LCC consiste num modelo de linha de parâmetros distribuídos, conforme apresentado no item 3.3. Este modelo também considera a distribuição da resistência na linha, sendo esta a sua principal vantagem quando comparado ao modelo PI. Como todos os modelos disponíveis no modelo LCC do ATPDraw, a entrada de dados está relacionada com os parâmetros físicos das linhas e dos cabos, sendo que os demais parâmetros são calculados automaticamente.

### 3.4.3 Modelo J. Marti

Os modelos que assumem parâmetros constantes não simulam adequadamente a resposta da linha em condições transitórias, devido a larga faixa de frequência presentes nos sinais. Geralmente, a representação dos parâmetros de forma constantes amplia os harmônicos

mais altos e, conseqüentemente, ocasiona uma distorção das formas de onda que pode levar a geração de picos de magnitude exageradas [33]. Sendo assim, em setembro de 1981, José R. Marti implementou no EMTP o modelo J. Marti que consiste na representação dos parâmetros de linhas com dependência da frequência e da distribuição das perdas [29].

O modelo J. Marti, apresentado na Figura 3.5, é uma adaptação do modelo desenvolvido por Meyes e Dommel [34]. Sendo que a diferença consiste na substituição da resistência pela rede  $Z_{eq}$  que é a impedância característica da linha  $Z_c(\omega)$ , composta por blocos paralelos de Resistência-Capacitância (R-C, circuito Foster) [32], [33].

A técnica de função ponderação, apresentada por Meyes e Dommel [34], possui limitações numéricas devido ao processo de resolução da integral de convolução para cada passo de tempo da solução, desta forma as simulações que utilizam essa técnica têm seu processamento demorado. Existe também, a dificuldade de análise das contribuições finais das funções de ponderação para integral de convolução. A dificuldade de análise das partes finais das funções de ponderação está relacionada com a imprecisões do método em baixas frequências (inclusive o regime estacionário nominal) [33].

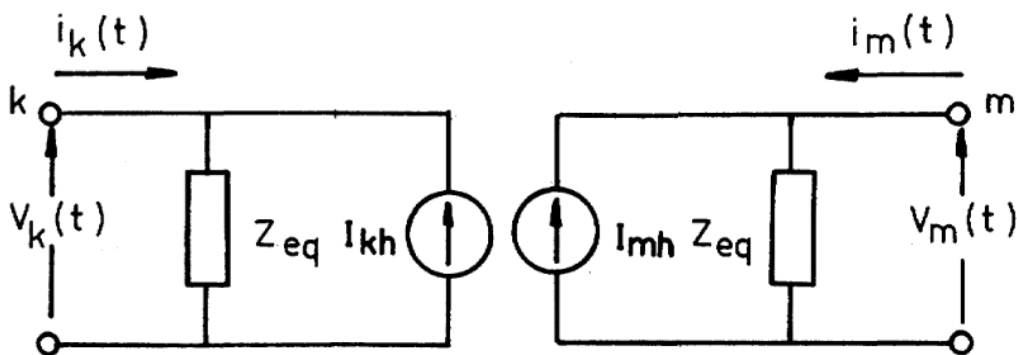


Figura 3.5 - Modelo de dependência da frequência entre os nós k e m [33]

O modelo J. Marti apresenta as funções envolvidas, como matriz de propagação e impedância característica, na forma de frações parciais conforme apresentado na equação (78).

$$H(s) = \sum_{i=1}^n \frac{k_i}{s + p_i} \quad (78)$$

O modelo J. Marti utiliza a transformação modal em linhas multifásicas para que cada modo seja analisado de forma individual (circuito monofásico). É importante salientar que, a decomposição modal não é exata para os casos de linhas não balanceadas e não transpostas, pois a matriz de transformação é independente da frequência e essas são assumidas durante a decomposição. Apesar da imprecisão nos casos de linhas não balanceadas e não transpostas, a aproximação é razoavelmente boa para a hipótese de matrizes de transformação constante [33].

Portanto, a limitação do modelo J. Marti se dá na representação da matriz de transformação de forma constante. Isto é válido para os casos em que as linhas de transmissão aérea apresentem configurações simétricas como as linhas de torres com cabos expostos horizontalmente. Nos casos de linhas aéreas desbalanceadas, assimétricas e, também, cabos subterrâneos a matriz de transformação apresenta variações com a frequência [5], [32].

#### 3.4.4 Modelo Semlyen

O modelo Semlyen é o mais antigo ainda existente no ATP, cujo modelo é baseado em parâmetros dependentes da frequência. O cálculo dos parâmetros é realizado através de convoluções recursivas, isso implica num tempo computacional superior aos demais modelos existentes no ATP, como no caso do modelo J. Marti [5]. O modelo de Semlyen é similar ao J. Marti, entretanto o modelo J. Marti apresenta uma abordagem matemática ao passo que Semlyen possui uma abordagem física [32]. Isto se deve ao ajuste a partir de uma dupla exponencial da dependência da frequência. A simplicidade das equações do modelo Semlyen gera aproximações insuficientes, principalmente, para os casos em que exista descontinuidade nos parâmetros de linha [35].

Portanto, devido a existência de outros modelos que possibilita uma simulação com melhores resultados e, também, com um melhor desempenho computacional, o modelo Semlyen está em desuso. É cabível que este modelo seja descontinuado do ATP, bem como o que ocorreu com os outros modelos (Weighting and Hauer) [35].

#### 3.4.5 Modelo Noda

O modelo Noda considera os parâmetros com dependência da frequência, entretanto difere dos modelos anteriormente descritos pelo facto deste utilizar coordenadas de fase [35]. As coordenadas de fase possibilitam a utilização de técnicas de ajuste das funções diretamente no tempo contínuo ou discreto. Esse modelo utiliza a transformada discreta  $z$  através do

processo IARMA (Interpolated Auto Regressive Moving Average), desta forma evita-se a utilização da matriz de transformação utilizada nos modelos J. Marti e Semlyen [32].

A independência entre esse modelo e a matriz de transformação, implica em uma maior precisão nas simulações [32], [35]. Entretanto é difícil obter um modelo adequado para uma determinada linha, sendo que o tempo de trânsito da simulação está relacionado com os ajustes das funções racionais da transformada discreta  $z$  [35].

## DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Neste trabalho utiliza-se o software ATPDraw, para analisar sobretensões transitórias geradas por descargas atmosféricas na RMT de um parque eólico. O modelo de análise contempla uma rede de média tensão (RMT) aérea, de 34,5 kV, que interliga quatro aerogeradores a uma subestação elevadora, ver Figura 4.1.

A energia elétrica gerada pelos aerogeradores apresenta uma tensão reduzida, inferior a 1 kV. Por essa razão, neste modelo considerou-se a localização do transformador elevador na nacele do aerogerador. É importante ressaltar que, cada aerogerador possui um cubículo de proteção e manobra localizado próximo a sua base, enquanto a estrutura da RMT está a distância de 150 metros do cubículo. Portanto, neste intervalo entre torre e cubículo, os cabos da RMT são subterrâneos.

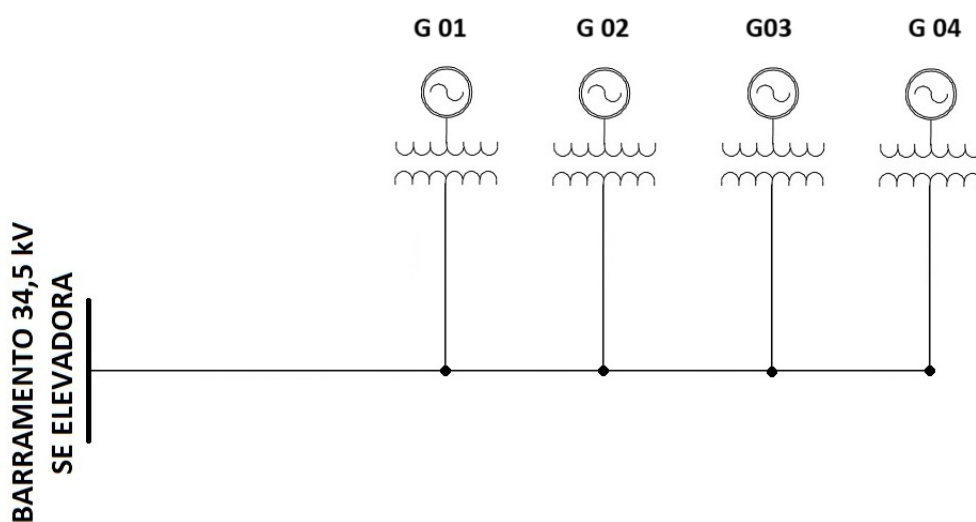


Figura 4.1 - Unifilar do sistema proposto neste trabalho

## 4.1 Definição dos cenários de simulação

As simulações no ATPDraw abrangem a análise dos seguintes aspectos:

- incidência direta de descarga atmosférica na RMT aérea, próximo ao aerogerador;
- incidência simultânea de descargas atmosféricas direta e indireta na RMT. Neste caso, a incidência direta será na pá do aerogerador que irá gerar uma tensão induzida nos condutores da RMT aérea.

Os cenários de estudo são divididos em dois sendo que o Cenário 1 é relativo às análises realizadas para o solo com o valor de resistividade conforme indicado posteriormente neste capítulo e o Cenário 2 abrange as análises para a metade da resistividade do solo do primeiro caso.

## 4.2 Dados e modelação da RMT do parque eólico

A RMT do parque eólico é composta por três trechos distintos: aéreo, subterrâneo e no interior da torre do aerogerador.

O trecho localizado no interior da torre do aerogerador estende-se desde a base do aerogerador até a nacelle. O trecho subterrâneo, por sua vez, abrange a área entre a estrutura da RMT mais próxima do aerogerador (poste de transição) e o cubículo de proteção, que se encontra na base do aerogerador. Por fim, o trecho aéreo que está compreendido entre a subestação elevadora e o poste de transição.

Os itens a seguir apresentam os dados utilizados nos modelos das simulações deste trabalho para cada trecho da RMT.

### 4.2.1 Trecho da RMT aérea

A RMT aérea adotada na simulação apresenta os seguintes dados:

- Tensão de operação nominal: 34,5 kV
- Circuito simples
- Comprimento: 12 km
- Cabo condutor: Marigold
  - Diâmetro nominal: 30,87 mm
  - Resistência elétrica nominal C.C. a 20 °C: 0,0511  $\Omega$ /km

- Cabo para-raios: OPGW
  - Diâmetro interno: 10,20 mm
  - Diâmetro externo: 40,00 mm
  - Resistência elétrica nominal C.C. a 20 °C: 3,54  $\Omega$ /km
- Altura mínima cabo-solo: 6,0 m
- Vão básico: 100 m
- Flecha do cabo condutor: 3,0 m

A modelação da RMT aérea foi realizada conforme o modelo J.Marti disponível no ATPDraw, considerando a disposição dos cabos na RMT apresentada na Tabela 4.1. Ao longo da RMT aérea, os blocos LCC são interligados em série e apresentam comprimento máximo de 0,5 km.

Tabela 4.1 – Disposição dos cabos ao longo da RMT aérea

Cabos	Posição horizontal (m)	Altura média (m)
Fase A	0,5	7,8
Fase B	-0,5	7,4
Fase C	0,5	7,0
Para-raios	0	8,9

#### 4.2.2 Trecho da RMT subterrânea

A RMT subterrânea adotada na simulação apresenta os seguintes dados:

- Tensão de operação nominal: 34,5 kV
- Comprimento: 150 m
- Profundidade do cabo: 1,0 m
- Cabo isolado:
  - Classe: EPR/PV
  - Seção nominal: 95 mm<sup>2</sup>
  - Raio do condutor de alumínio: 5,6 mm
  - Espessura da isolação: 7,5 mm
  - Espessura da blindagem de cobre: 0,2 mm
  - Espessura da cobertura de polietileno: 1,9 mm

A modelação da RMT subterrânea foi realizada conforme o modelo Bergeron disponível no ATPDraw. A Figura 4.2 apresenta a disposição dos cabos adotada na simulação. Os cabos da RMT subterrânea foram modelados paralelamente ao cabo de interligação do aterramento da torre do aerogerador ao aterramento do poste de transição (ver item 4.5).

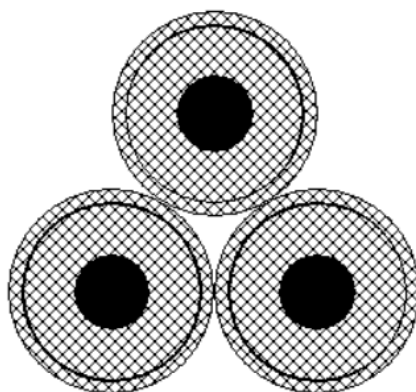


Figura 4.2 - Disposição dos cabos isolados da RMT subterrânea

### 4.2.3 Trecho da RMT no interior do aerogerador

A RMT no interior do aerogerador adotada na simulação apresenta os seguintes dados:

- Tensão de operação nominal: 34,5 kV
- Comprimento: 120 m
- Cabo isolado:
  - Classe: EPR/PV
  - Seção: 95 mm<sup>2</sup>
  - Raio do condutor de cobre: 5,6 mm
  - Espessura da cobertura de polietileno do cabo condutor: 5,7 mm
  - Raio da blindagem de cobre: 5,6 mm
  - Espessura da cobertura de polietileno da blindagem: 1,0 mm

Para modelar a RMT no interior do aerogerador utilizou-se a modalidade “Enclosing Pipe” do modelo de Bergeron disponível no ATPDraw, para maiores detalhes ver item 4.3. A disposição dos cabos da RMT no interior da torre do aerogerador é apresentada na Figura 4.3.

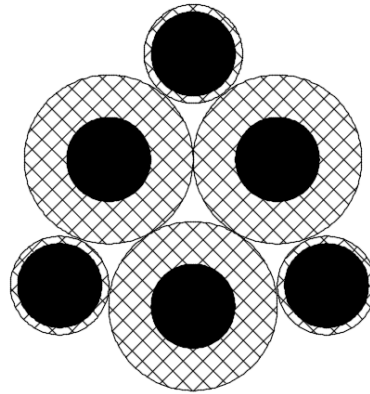


Figura 4.3 - Disposição dos cabos isolados da RMT no interior da torre do aerogerador

### 4.3 Dados e modelação do aerogerador

O aerogerador é composto pela nacele, torre e as pás. As dimensões da torre e da pá utilizadas na modelação estão apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Dimensão dos componentes do aerogerador

Componentes do aerogerador	Diâmetro (m)	Comprimento (m)
Torre	5,0	120
Pá	2,0	70

Para calcular as impedâncias de surto dos componentes do aerogerador, considerou-se que ambos os componentes possuem geometria cilíndrica. Portanto, os cálculos das impedâncias de surto dos componentes da torre foram realizados segundo a equação (66) e seus valores estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Impedância de surto para os componentes do aerogerador

Componentes do aerogerador	$Z_{surto} (\Omega)$
Torre	235
Pá	257

O transformador de potência está localizado na nacele do aerogerador. Esse transformador foi modelado com as características elétricas apresentada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Características elétricas do transformador do aerogerador

$V_{\text{Primário}}$ (kV)	$V_{\text{Secundário}}$ (kV)	Ligação	$Z_{\text{Primário-Secundário}}$ (%)	$S_{\text{base}}$ (MVA)
0,75	34,5	Dy5	8	6,35

O painel de proteção e o transformador de cada aerogerador são conectados através de cabos isolados. O traçado, dos respetivos cabos isolados, passa pela base do aerogerador, interior da torre do aerogerador e finaliza na nacele. Para maiores informações sobre este trecho da RMT ver item 4.2.3.

Com a finalidade de modelar simultaneamente a parte metálica da torre com os cabos isolados, desde base até a nacele do aerogerador, a tubulação e os cabos foram simulados a partir do modelo de Bergeron com a modalidade "Enclosing Pipe" do ATPDraw. A modelação foi realizada mantendo a impedância de surto da torre do aerogerador apresentada na Tabela 4.3.

Para as pás do aerogerador, as simulações realizadas as consideram como uma linha monofásica de impedância de surto igual aquela apresentada na Tabela 4.3 e velocidade de propagação da onda igual a 80% da velocidade de propagação da luz.

## 4.4 Resistividade do solo

A resistividade do solo de uma região sofre influência de vários parâmetros, como a umidade do solo, estrutura geológica, tipo de solo e granulometria. Geralmente, os parques eólicos estão localizados em regiões rochosas caracterizadas por altos valores de resistividade do solo. Portanto, neste trabalho adotou-se uma resistividade média para a zona de 3000  $\Omega$ .m.

## 4.5 Resistências de aterramento

A característica rochosa das regiões dos parques eólicos podem restringir a instalação de sistemas de aterramento complexos e extensos, portanto é expectável que as resistências de aterramento das estruturas apresentem valores elevados. Os sistemas de aterramento dos aerogeradores e dos postes de transição adotados neste trabalho apresentam as respetivas resistências de aterramento 50  $\Omega$  e 200  $\Omega$ , considerando a resistividade do solo indicada no item 4.4.

Para o caso de estudo em que a resistividade do solo é reduzida à metade do valor original, as resistências de aterramento dos aerogeradores e dos postes de transição também diminuirão proporcionalmente, ou seja, metade do valor que tinham anteriormente.

O sistema de aterramento do aerogerador deverá ser conectado ao sistema de aterramento do poste de transição. Essa conexão é realizada por um cabo de cobre nu, paralelo aos cabos da RMT subterrânea, com secção de 70 mm<sup>2</sup>.

## 4.6 Modelação da descarga atmosférica

Nas simulações, adotou-se a forma de onda corrente de impulso descarga atmosférica estilizada por uma onda triangular, com a finalidade de simplificar a simulação. A avaliação das sobretensões geradas no sistema considera a queda direta da corrente de descarga, apresentada na Figura 4.4, na RMT e nas pás dos aerogeradores.

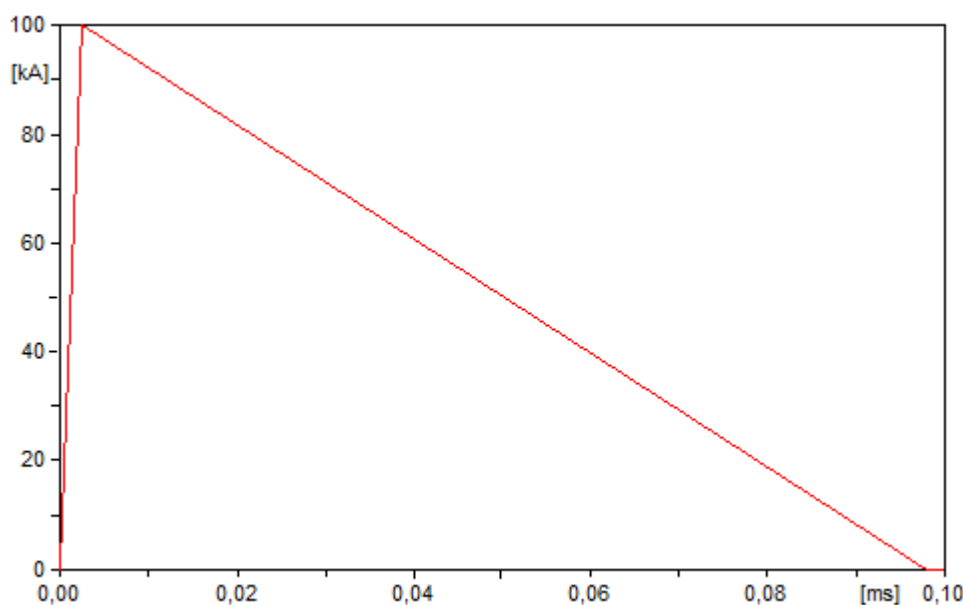


Figura 4.4 – Forma de onda da corrente de descarga atmosférica adotada nas simulações

De acordo com medições realizadas na estação do Morro de Cachimbo, a intensidade mediana das correntes das descargas atmosféricas negativas é superior ao valor reconhecido internacionalmente. Além disso, a região de construção e instalação de um parque eólico tendem a apresentar consideráveis índices de incidência de descargas atmosféricas no solo devido a topologia da região. Por essa razão, é razoável estimar a incidência de descargas atmosféricas

com valores de corrente de pico superiores a 45 kA. Sendo assim, neste trabalho optou-se por considerar a corrente de pico da descarga atmosférica de 100 kA.

De acordo com a Figura 2.6, menos de 10 % das correntes de descargas atmosféricas terão o tempo de frente de onda inferior a 2,5  $\mu$ s. Portanto, o valor de frente de onda adotado na simulação será de 2,5  $\mu$ s. Para o tempo de meia onda adotou-se na simulação o valor de 50  $\mu$ s.

## 4.7 Modelação do surto de tensão induzida por descargas indiretas na RMT

A tensão induzida nos cabos condutores da RMT devido a descargas atmosféricas indiretas foi calculada a partir das equações de Rusck (59) e (60), ver item 2.4.2. Para obtenção da forma de onda da tensão induzida considerou-se a corrente de descarga da Figura 4.4 e os seguintes parâmetros apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5– Valores dos parâmetros utilizados no cálculo da tensão induzida por descargas indiretas.

Valor de pico da corrente de descarga	100 kA
Altura média do cabo condutor inferior da RMT aérea	7,0 m
Velocidade da corrente de retorno (%c)	30 %
Distância entre a RMT aérea e o local da descarga	150 m

A forma de onda calculada da tensão induzida nos cabos condutores da RMT é apresentada na Figura 4.5.

Neste trabalho, o caso referente a análise da tensão induzida na RMT devido a descarga atmosférica, contempla também a descarga direta na pá do aerogerador. Desta forma, torna-se possível avaliar o efeito das duas fontes de geração de sobretensão em simultâneo.

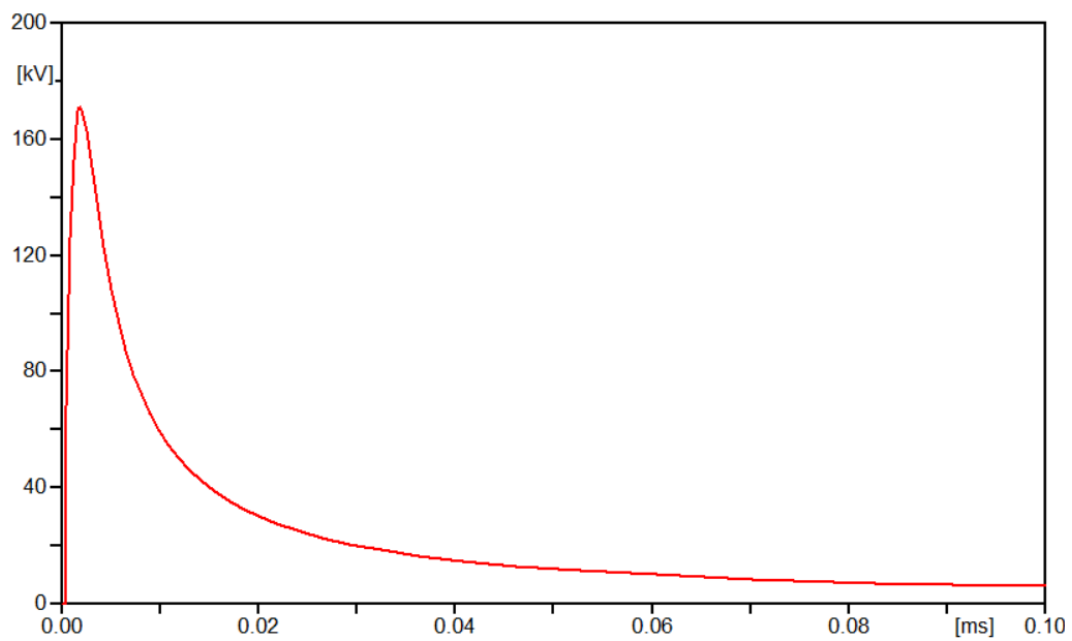


Figura 4.5 – Forma de onda adotada para a tensão induzida devido a descarga atmosférica indireta na RMT



## RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Este capítulo detalha os resultados das simulações realizadas no ATPDraw, referentes aos dois cenários de estudo discutidos anteriormente. A análise é estruturada com base nos aspectos correspondentes a cada cenário.

Os cenários são definidos da seguinte maneira:

- Cenário 1: A resistividade do solo é fixada em  $3000 \Omega.m$  e as resistências de aterramento dos postes de transição e dos aerogeradores são mantidas conforme descrito no item 4.5.
- Cenário 2: A resistividade do solo é estabelecida em  $1500 \Omega.m$  e as resistências de aterramento dos postes de transição e dos aerogeradores são ajustadas para metade dos valores especificados no item 4.5.

Para cada cenário, os resultados são divididos em dois aspectos:

- Incidência direta de descarga atmosférica na RMT aérea
- Incidência direta de descarga atmosférica na pá do aerogerador

É importante salientar que, durante as simulações, considerou-se que as blindagens dos cabos isolados do trecho da RMT no interior da torre do aerogerador estão aterradas nas duas extremidades. Além disso, as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea estão aterradas apenas na extremidade próxima ao cubículo de proteção.

### 5.1 Apresentação de resultados

Os resultados obtidos a partir das simulações conduzidas nos cenários estudados são apresentados neste item. Com o intuito de fornecer uma visão abrangente e facilitar a compreensão dos resultados, optou-se por adotar uma abordagem que concilia concisão e clareza

na exposição dos resultados. Portanto, serão apresentados resultados numéricos. Adicionalmente, para o caso com os maiores valores de sobretensões geradas, serão fornecidos resultados gráficos detalhados, a fim de possibilitar uma análise mais pormenorizada.

Os resultados dos Cenários 1 e 2 são sumarizados, respectivamente, na Tabela 5.1 e na Tabela 5.2. Os locais de análise apresentados nas tabelas estão associados às seguintes sobretensões máximas geradas:

- Sobretensão máxima nos condutores isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento (Local de Análise 1).
- Sobretensão máxima nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento (Local de Análise 2).
- Sobretensão máxima entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição (Local de Análise 3).
- Sobretensão máxima entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção (Local de Análise 4).
- Sobretensão máxima entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador (Local de Análise 5).

É importante ressaltar que a Figura 4.1 fornece uma representação visual dos aerogeradores G01, G02, G03 e G04, enquanto os Locais de Análise 1, 2, 3, 4, 5 estão relacionados aos pontos específicos supracitados de interesse na investigação.

Tabela 5.1 – Resultados das máximas sobretensões geradas nas simulações do Cenário 1

Local de análise	Unidade	Aerogeradores				Tensão mínima	Tensão máxima
		G01	G02	G03	G04		
<b>Descarga atmosférica na RMT aérea</b>							
1	kV	381	381	381	410	381	410
2	kV	947	923	923	1203	923	1203
3	kV	1133	1129	1129	1219	1129	1219
4	kV	979	988	983	1067	979	1067
5	kV	1117	1117	1117	1203	1117	1203
<b>Descarga atmosférica na pá do aerogerador</b>							
1	kV	377	402	401	268	268	402
2	kV	653	678	670	653	653	678
3	kV	664	678	677	641	641	678
4	kV	481	605	597	376	376	605
5	kV	597	679	673	525	525	679

Tabela 5.2 – Resultados das máximas sobretensões geradas nas simulações do Cenário 2

Local de análise	Unidade	Aerogeradores				Tensão mínima	Tensão máxima
		G01	G02	G03	G04		
<b>Descarga atmosférica na RMT aérea</b>							
1	kV	395	394	394	435	394	435
2	kV	790	772	772	850	772	850
3	kV	962	957	957	1041	957	1041
4	kV	878	879	879	913	878	913
5	kV	995	995	995	1085	995	1085
<b>Descarga atmosférica na pá do aerogerador</b>							
1	kV	297	322	307	281	281	322
2	kV	512	647	515	513	512	647
3	kV	590	741	586	592	586	741
4	kV	362	535	437	356	356	535
5	kV	519	618	504	594	504	618

## 5.1.1 Resultados gráficos para o Cenário 1

Os gráficos apresentados correspondem ao aerogerador G04, pois é aquele que apresenta as maiores sobretensões geradas para o cenário 1.

### 5.1.1.1 Incidência direta de descarga atmosférica na RMT aérea

Os resultados apresentados a seguir retratam as sobretensões geradas nos pontos críticos da RMT, localizados nas proximidades dos aerogeradores. Essas sobretensões são geradas quando a descarga atmosférica atinge o cabo para-raios da RMT e, conseqüentemente, causa disrupção nas cadeias de isoladores das três fases.

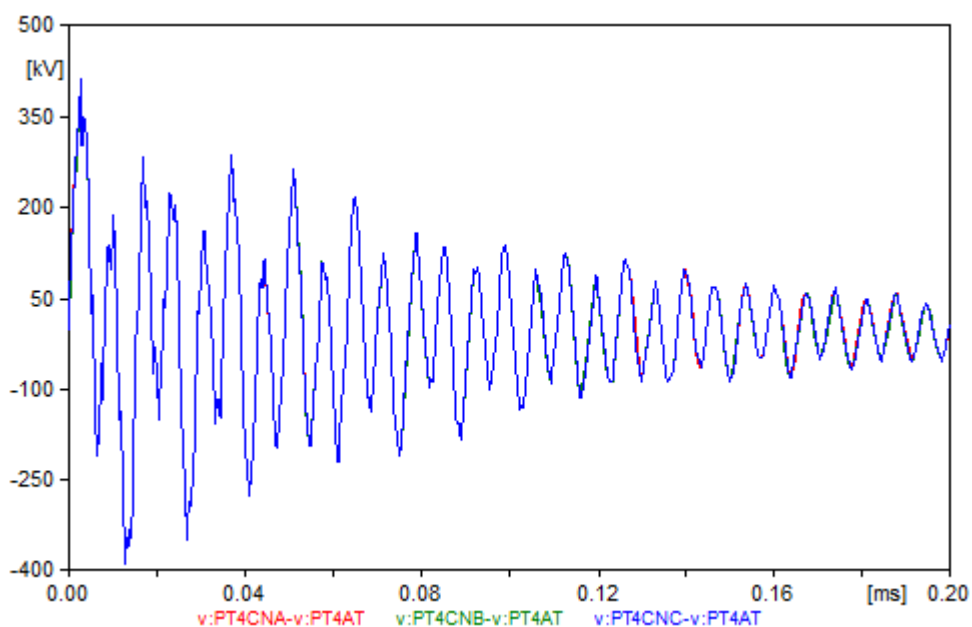


Figura 5.1 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

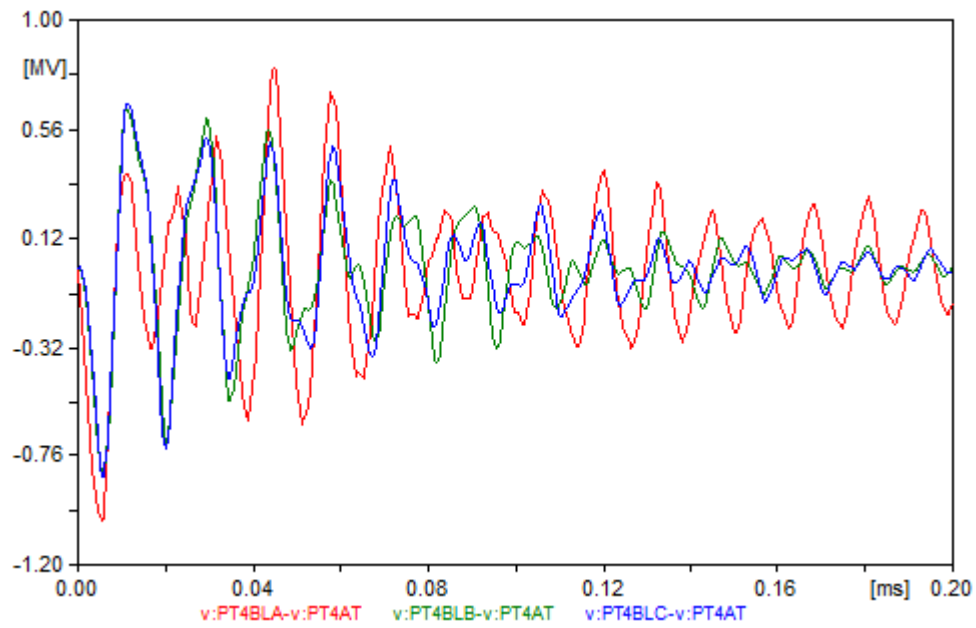


Figura 5.2 – Sobreensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

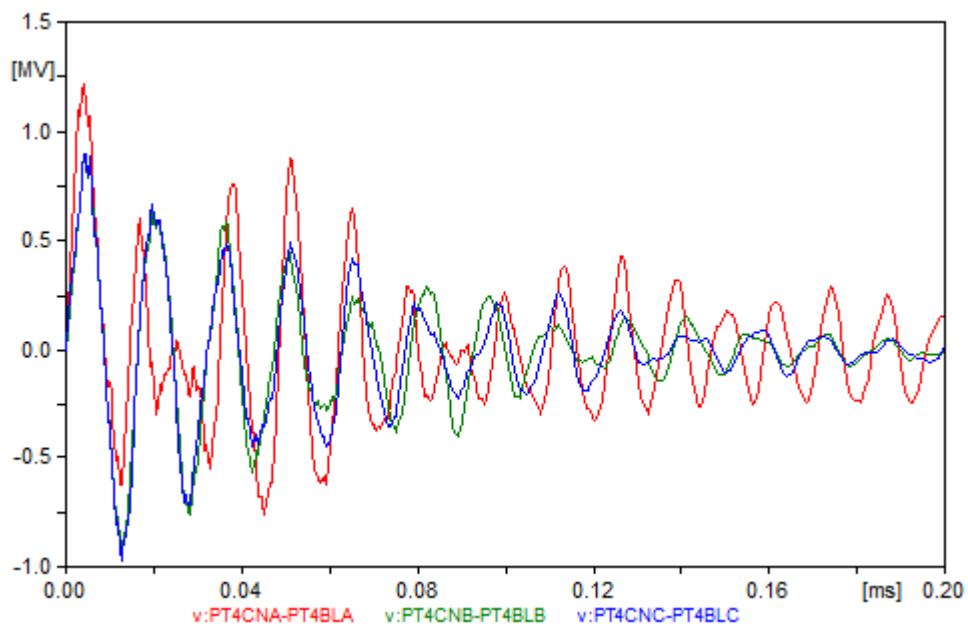


Figura 5.3 – Sobreensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição

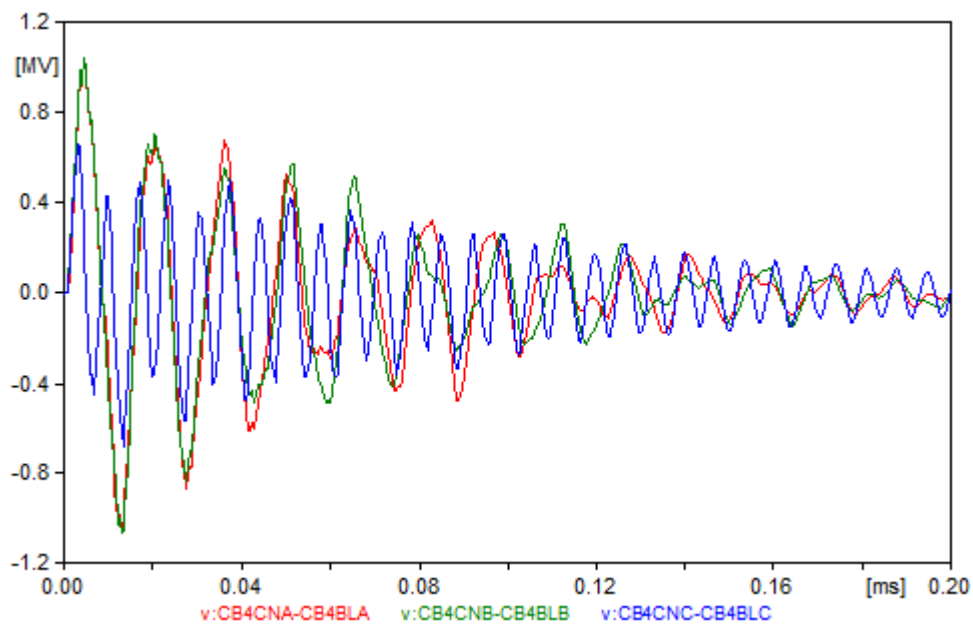


Figura 5.4 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção

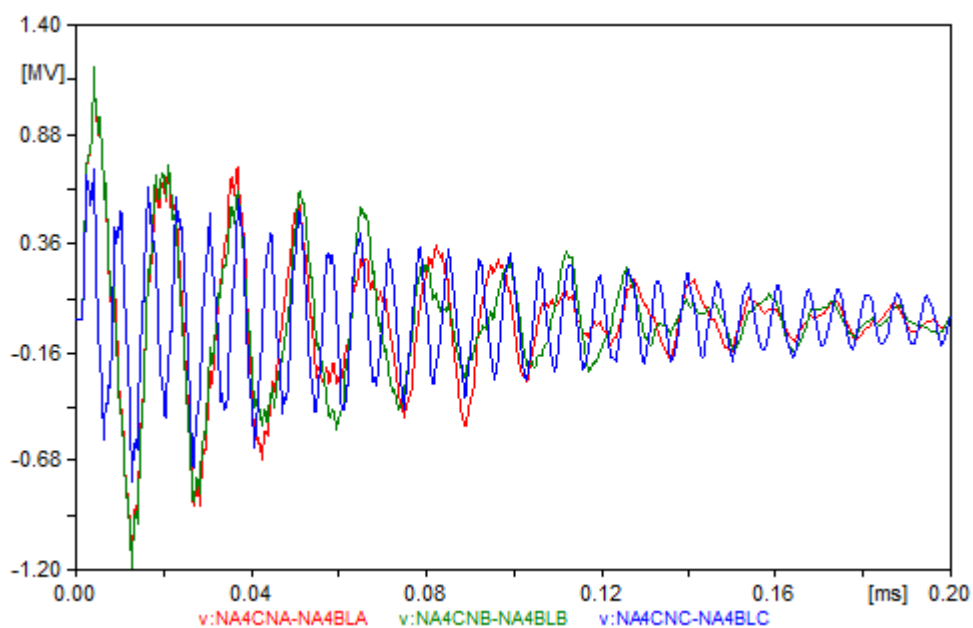


Figura 5.5 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador

### 5.1.1.2 Incidência direta de descarga atmosférica na pá do aerogerador

Os resultados apresentados a seguir apresentam as sobretensões geradas nos pontos críticos da RMT, localizados nas proximidades dos aerogeradores. Essas sobretensões são geradas quando a descarga atmosférica atinge diretamente a pá do aerogerador e adicionalmente induzem tensão nos condutores da RMT aérea. Portanto, os fenômenos foram simulados em simultâneo. Assim como no caso anteriormente, também houve a interrupção nas cadeias de isoladores das três fases.

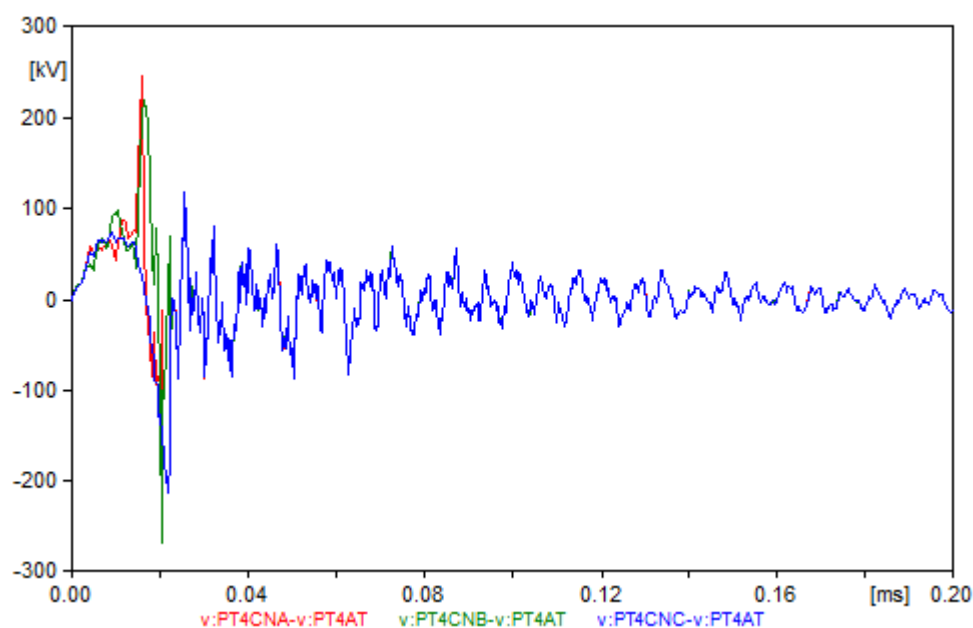


Figura 5.6 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

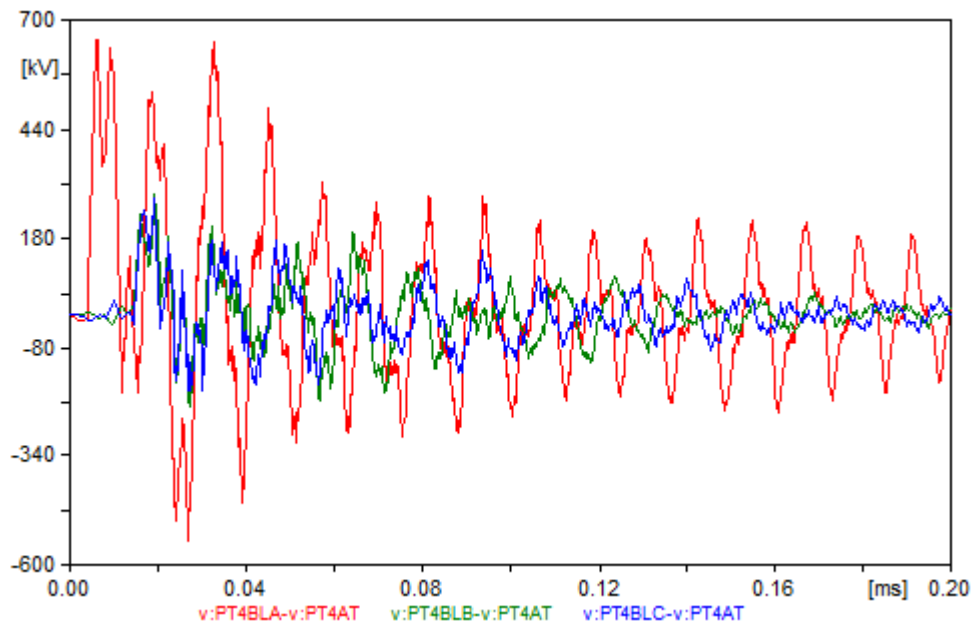


Figura 5.7 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

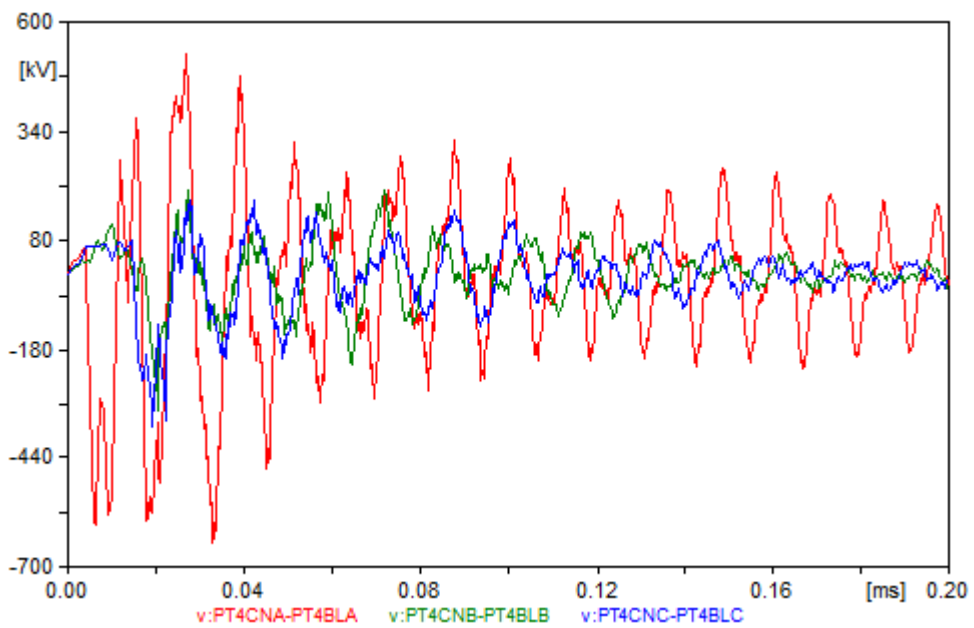


Figura 5.8 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição

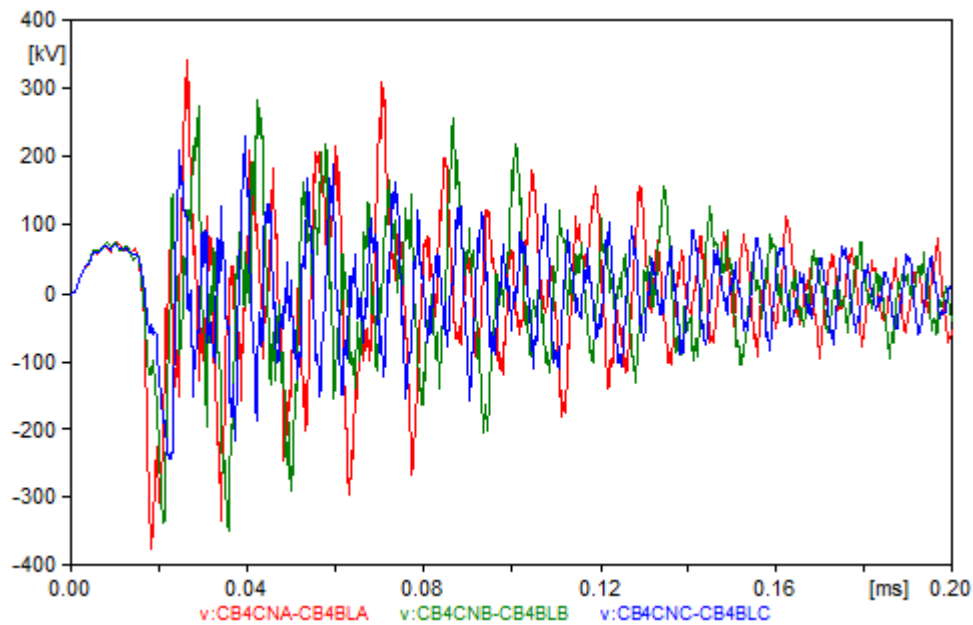


Figura 5.9 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção

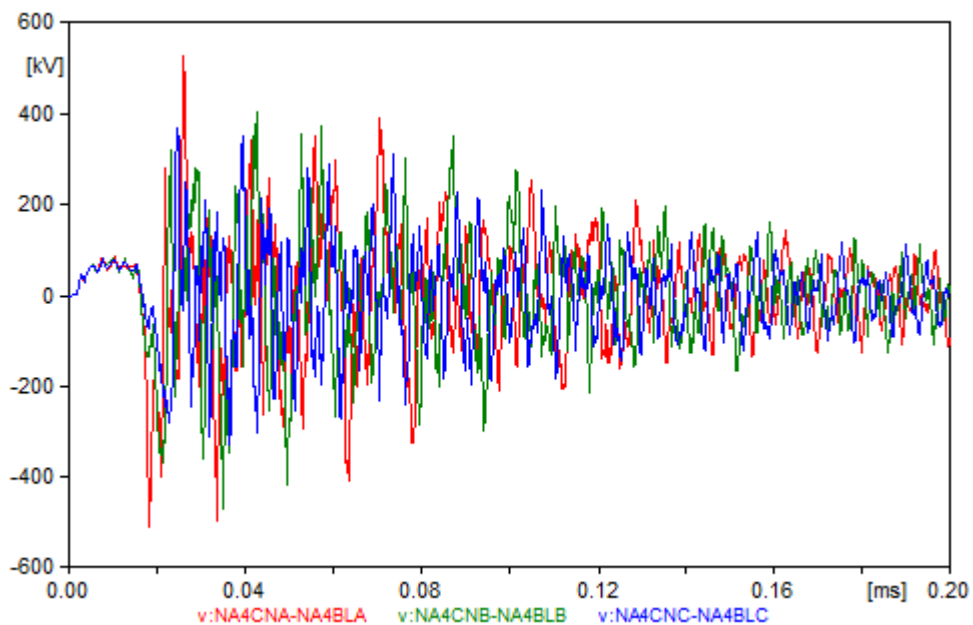


Figura 5.10 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador

### 5.1.2 Resultados gráficos para o Cenário 2

Para fins de comparação dos resultados gráficos do cenário 2 com os resultados anteriores, optou-se por apresentar os gráficos correspondentes ao aerogerador G04.

### 5.1.2.1 Incidência direta de descarga atmosférica na RMT aérea

Os resultados apresentados a seguir retratam as sobretensões geradas nos pontos críticos da RMT, localizados nas proximidades dos aerogeradores. Essas sobretensões são geradas quando a descarga atmosférica atinge o cabo para-raios da RMT e, conseqüentemente, causa interrupção nas cadeias de isoladores das três fases.

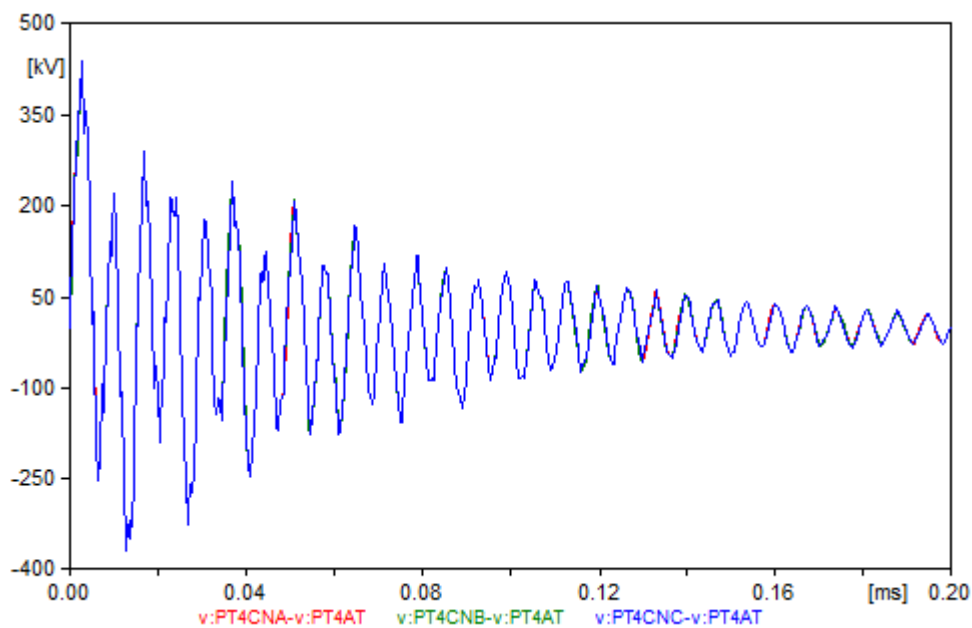


Figura 5.11 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

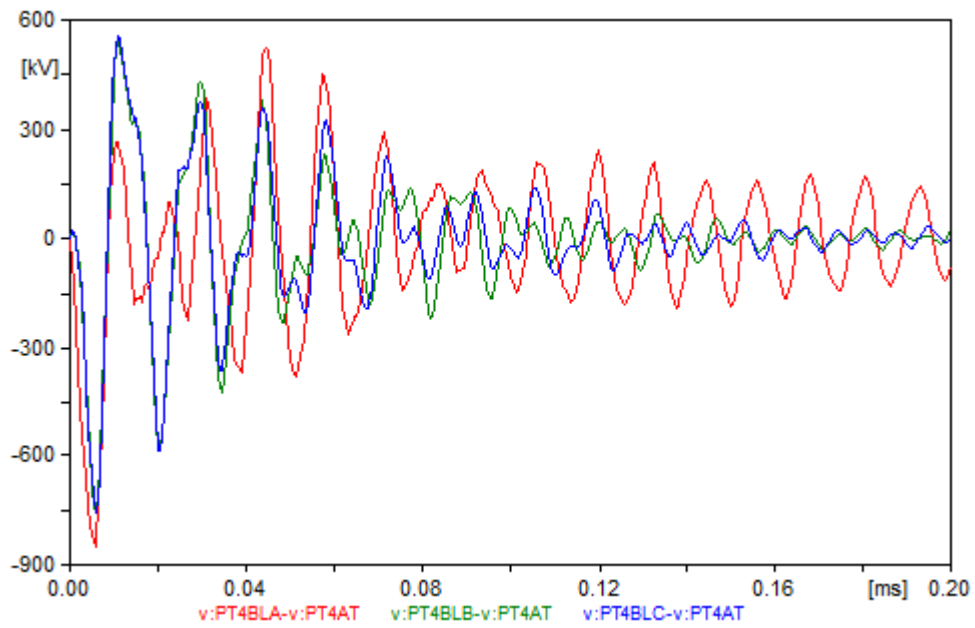


Figura 5.12 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

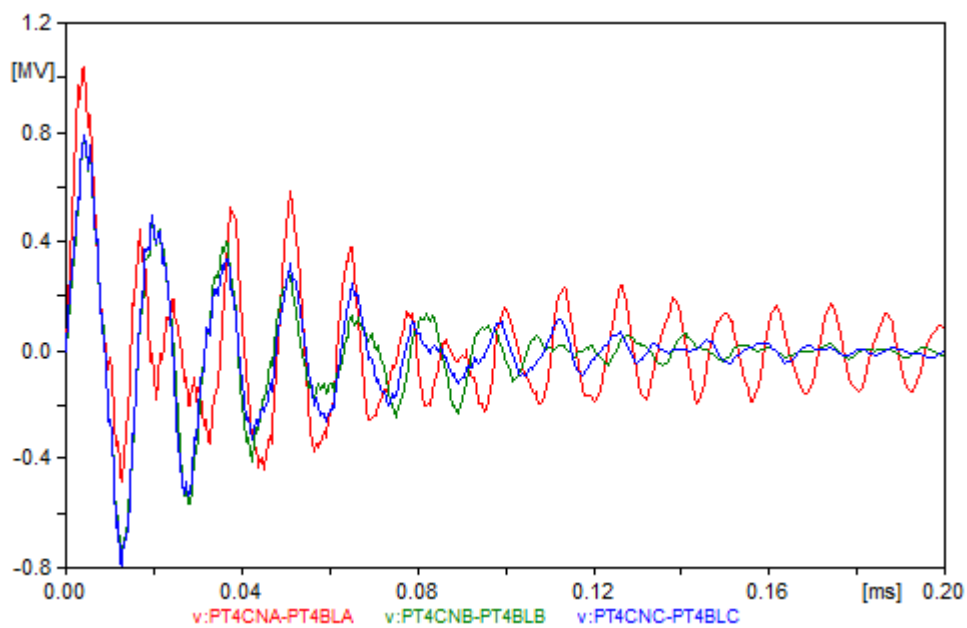


Figura 5.13 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição

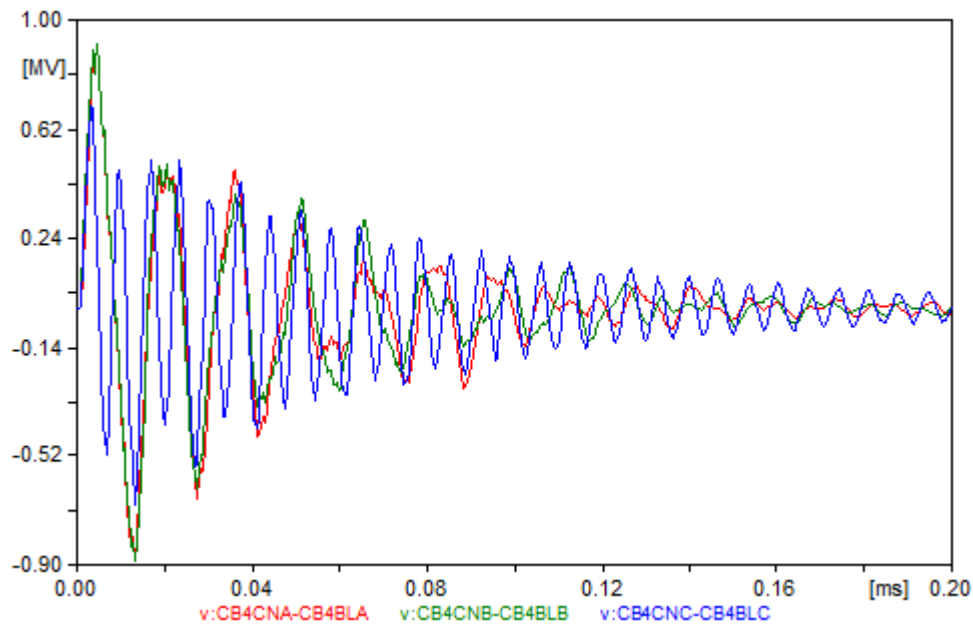


Figura 5.14 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção

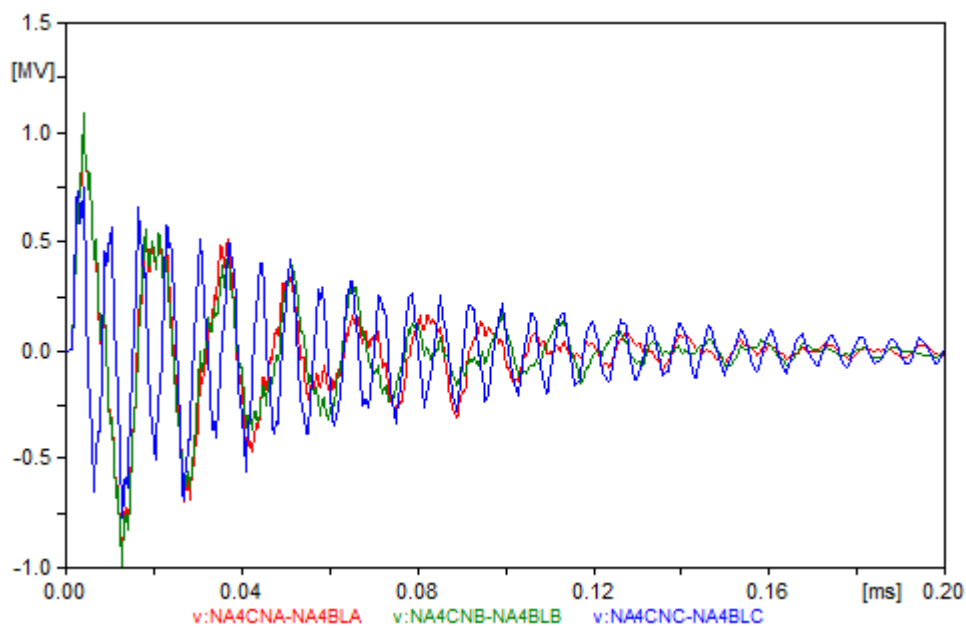


Figura 5.15 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador

### 5.1.2.2 Incidência direta de descarga atmosférica na pá do aerogerador

Os resultados apresentados a seguir apresentam as sobretensões geradas nos pontos críticos da RMT, localizados nas proximidades dos aerogeradores. Essas sobretensões são geradas quando a descarga atmosférica atinge diretamente a pá do aerogerador e adicionalmente induzem tensão nos condutores da RMT aérea. Portanto, os fenômenos foram simulados em simultâneo. Assim como no caso anteriormente, também houve a ruptura nas cadeias de isoladores das três fases.

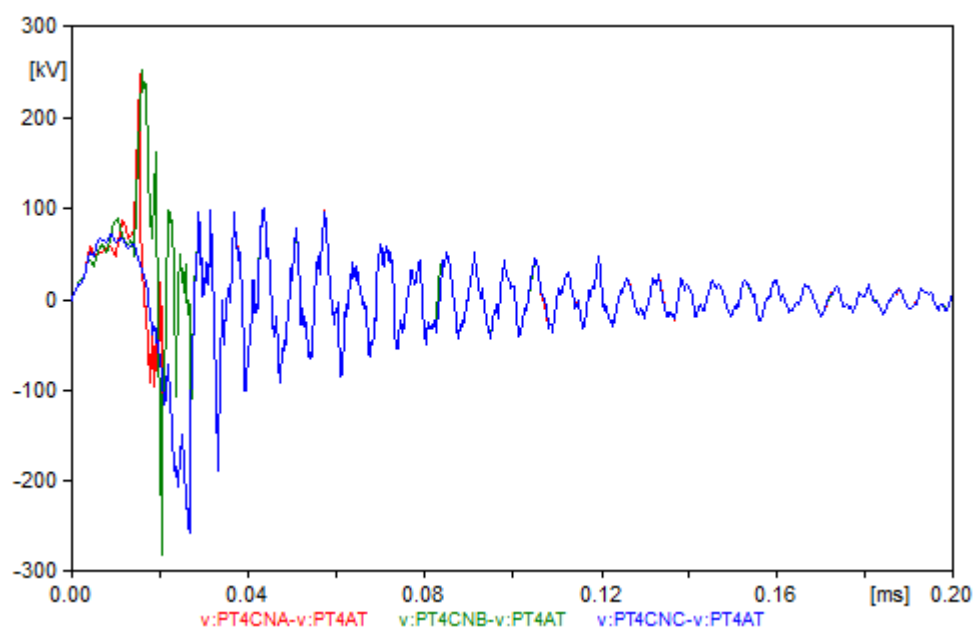


Figura 5.16 – Sobretensões nos condutores dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

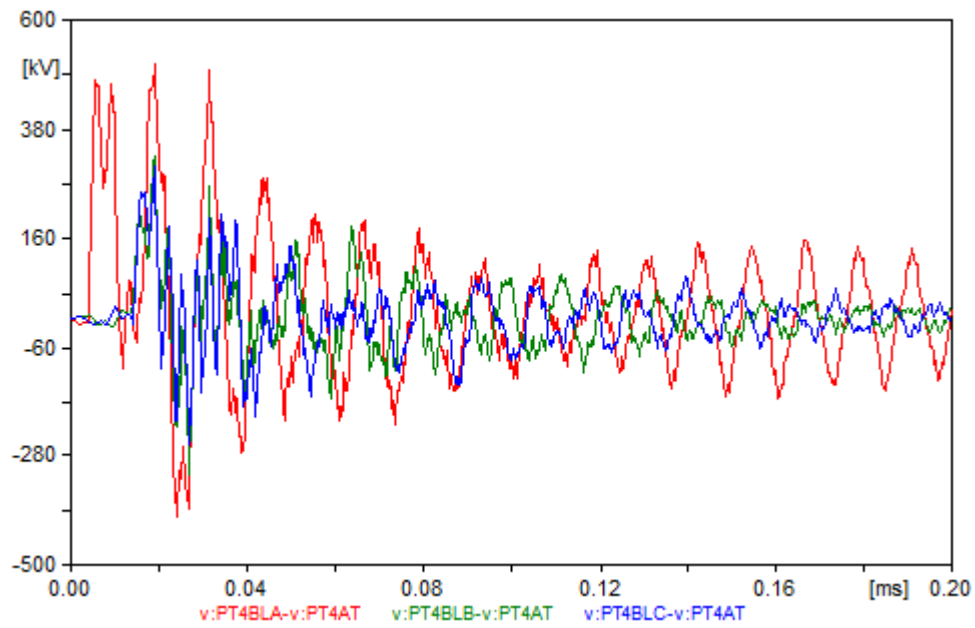


Figura 5.17 – Sobretensões nas blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição em relação ao aterramento

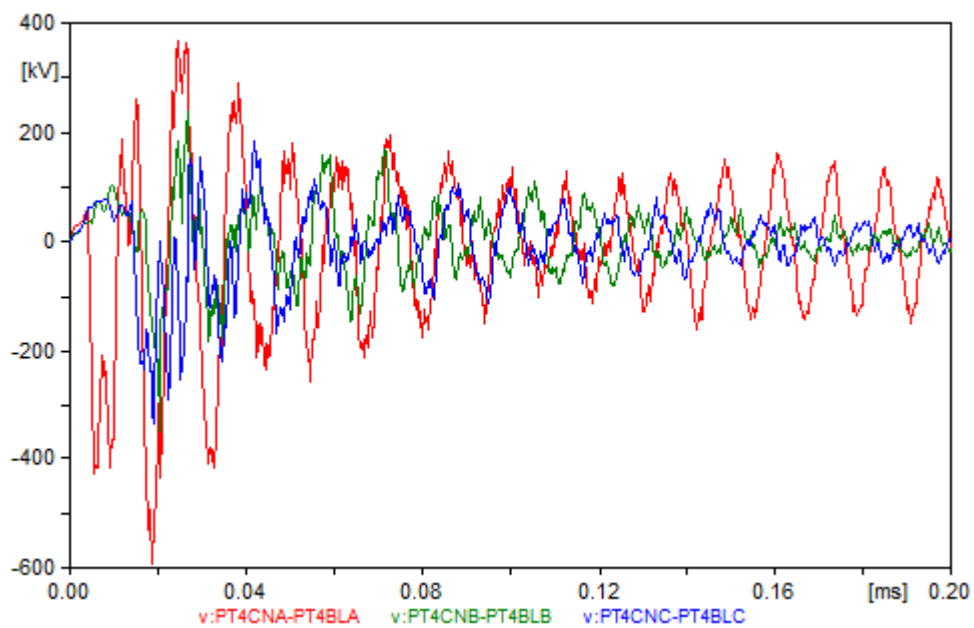


Figura 5.18 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao poste de transição

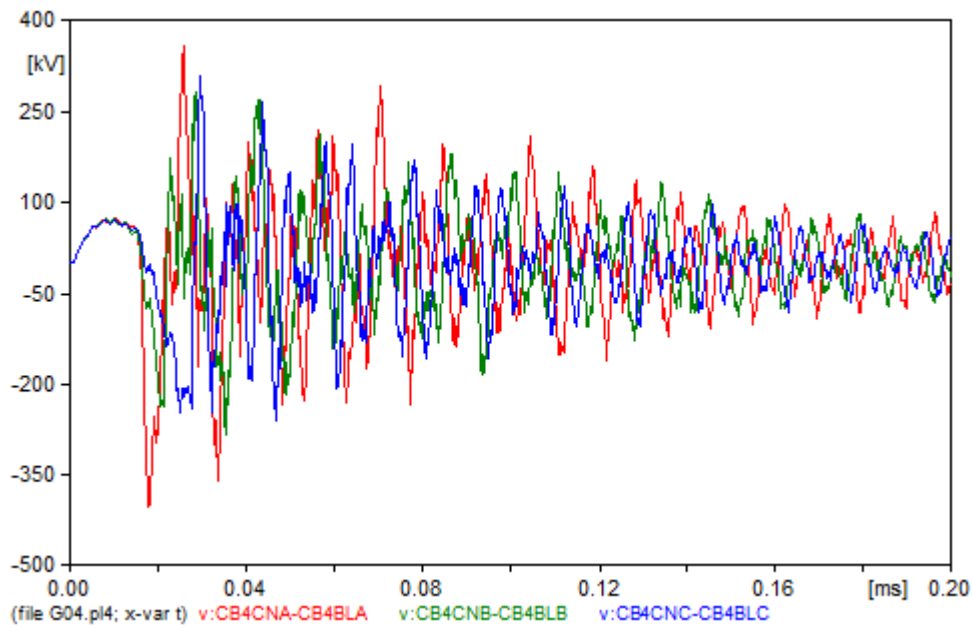


Figura 5.19 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT subterrânea próximo ao cubículo de proteção

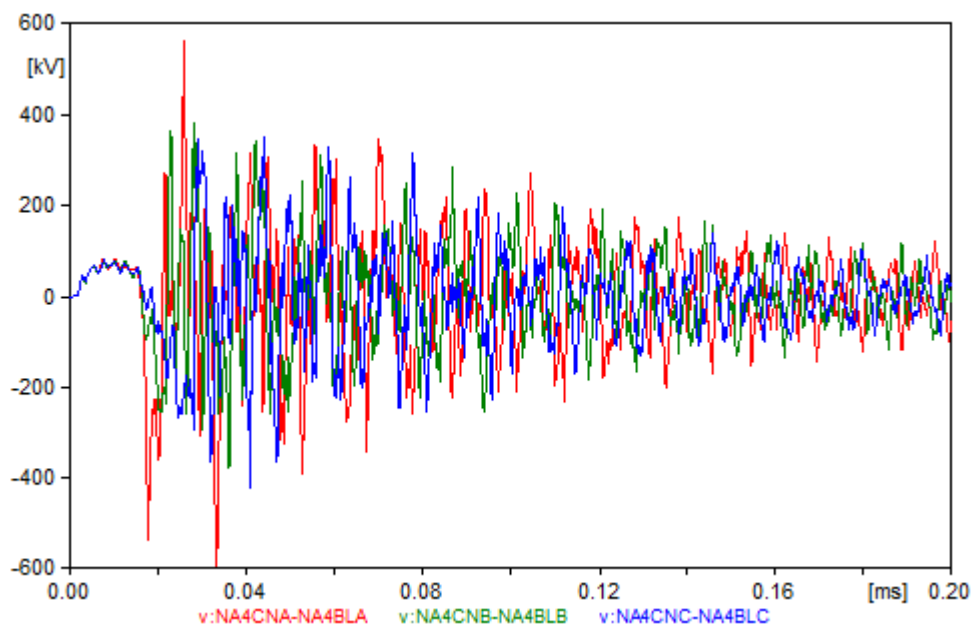


Figura 5.20 – Sobretensões entre os condutores e as blindagens dos cabos isolados da RMT interna à torre do aerogerador próximo ao transformador

## 5.2 Análises dos Resultados

Os resultados obtidos a partir das simulações retratam que a incidência de descargas atmosféricas diretamente na RMT de 34,5 kV ou nas pás dos aerogeradores gera sobretensões

significativas ao longo da RMT do parque eólico e causam a disrupção das cadeias de isoladores das três fases da RMT. As sobretensões geradas exaltam os pontos críticos do sistema, são estes: a transição do trecho aéreo para o subterrâneo, o painel localizado na base dos aerogeradores, e o primário do transformador na nacele dos aerogeradores eólicos. Estas sobretensões, que se propagam ao longo de todo o circuito de 34,5 kV até os aerogeradores, causam danos permanentes aos equipamentos e cabos isoladores do sistema, se medidas de mitigação não forem instaladas. Portanto, é necessário avaliar um conjunto de medidas a serem instaladas no parque eólico a fim de que os componentes não sejam submetidos a tensões superiores ao limite da tensão suportável de impulso atmosférico (TSNIA) de cada equipamento.

Para avaliar a influência da resistividade do solo nas sobretensões geradas devido as descargas atmosféricas na RMT foram realizadas simulações para a resistividade do solo de 3000  $\Omega$ .m e 1500  $\Omega$ .m. Conforme esperado, o cenário de menor resistividade (Cenário 2) resultou nas menores sobretensões geradas. Entretanto, a redução das sobretensões induzidas não é proporcional à redução da resistividade do solo, sendo que a redução da sobretensão foi distinta em cada aerogerador. Logo, para cada caso deve ser avaliado a influência da resistividade do solo. Mas, é importante salientar que para ambas as resistividades do solo as sobretensões geradas apresentaram valores elevados, necessitando em ambos os casos de adoção e avaliação de medidas de mitigação necessárias para assegurar a integridade dos equipamentos.

Outro aspecto importante é que, uma onda de surto tende a aumentar quando encontra uma descontinuidade, portanto se o aerogerador estiver desconectado do painel, via disjuntor, o surto pode dobrar de amplitude ao chegar no painel.

Os resultados obtidos nas simulações para cada local de análise, conforme indicado nas tabelas de resultados, possuem valores próximos para cada aerogerador do cenário. Também se observa que, as sobretensões geradas por descargas atmosféricas diretas na RMT são superiores àquelas geradas por descargas indiretas.

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A literatura científica apresenta diversos trabalhos que estudam os efeitos dos transitórios eletromagnéticos provocados por descargas atmosféricas em linhas de transmissão e subestações de sistemas elétricos de potência. Esses efeitos podem comprometer a operação e a segurança dos equipamentos e das redes elétricas. Entretanto, a análise e os dados específicos para os parques eólicos ainda são pouco explorados e documentados. Essa lacuna de conhecimento foi a principal razão que motivou a elaboração deste trabalho, que visa contribuir para o avanço da pesquisa nessa área.

Por outro lado, os efeitos provocados pelas descargas atmosféricas em redes de energia elétrica são amplamente discutidos na literatura. Assim, é esperado que vários fatores, relacionados tanto à descarga quanto à rede, influenciem o comportamento da rede elétrica. Entre esses fatores, podem-se citar: a resistividade do solo, a zona, a intensidade, duração e o tipo de descarga, bem como as características da rede, como a impedância, a topologia e o aterramento.

Os resultados das análises realizadas indicam que os pontos críticos do parque eólico são a transição do trecho aéreo para o subterrâneo, o painel localizado na base dos aerogeradores, e o primário do transformador na nacele dos aerogeradores. Esses pontos apresentam uma diferença de potencial elétrico elevada entre condutores e blindagens dos cabos isolados da RMT. Essa diferença de potencial elétrico causa danos irreversíveis aos cabos isolados ao longo da rede, transformador e aos equipamentos do cubículo de proteção.

Nos casos analisados neste trabalho, a incidência de descarga atmosférica diretamente ou indiretamente na RMT ocasiona a ruptura das cadeias de isoladores das estruturas. Além disso, verificou-se que a resistividade do solo altera de forma não linear os valores de

sobretensões obtidos, mas conforme esperado, as simulações com valores de resistividade do solo inferior apresentam sobretensões inferiores na maioria dos casos. Nota-se também que as descargas atmosféricas diretas na RMT geram sobretensões superiores aquelas geradas por descargas indiretas.

Devido à complexidade e ao grande número de variáveis envolvidas na modelação do sistema, as medidas de mitigação das sobretensões induzidas devem ser analisadas individualmente para cada parque eólico. As medidas usualmente utilizadas na mitigação de sobretensões geradas por descargas atmosféricas são melhorias no sistema de aterramento, aterramento das blindagens, instalação para-raios do tipo ZnO entre condutores e blindagens nos pontos críticos. Ressalta-se que, na maioria dos casos essas medidas são indissociáveis, ou seja, a eficiência da proteção fornecida aos diversos equipamentos e instalações depende da adoção de todas elas.

Para futuras investigações, sugere-se a análise de várias áreas potenciais de estudo. Estas incluem a exploração de possíveis medidas de mitigação para minimizar o impacto das sobretensões no sistema. Deve-se considerar uma análise do efeito do aterramento da blindagem do cabo próximo ao poste de transição. Além disso, deve-se avaliar as possíveis descon continuidades nos cabos isolados da RMT, uma vez que estas podem ter um impacto significativo nas sobretensões. Por fim, a análise de uma RMT aérea de circuito duplo pode oferecer análises valiosos sobre o comportamento do sistema sob diferentes configurações.

Estas recomendações para trabalhos futuros têm como objetivo expandir o conhecimento atual e fornecer direções para pesquisas subsequentes nesta área importante.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministério de Minas e Energia (2022). Plano Decenal de expansão de energia - 2031. Brasília, Brasil.
- [2] Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (2022). BEN 21 – Relatório Síntese 2022 – Ano Base 2021. Brasília, Brasil.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico; Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2015). Mapa de densidade de descargas atmosféricas-Período de apuração :1998 - 2003. Brasil. Acesso: [https://www.ons.org.br/Mapas/Mapa%20Densidade%20Descargas%20Atmosfericas\\_1998-2013\\_pdf.pdf](https://www.ons.org.br/Mapas/Mapa%20Densidade%20Descargas%20Atmosfericas_1998-2013_pdf.pdf). Data: 22/04/2023.
- [4] Zanetta Jr, Luiz Cera (2020). Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência. 2ª edição. ISBN: 978-85-314-1739-9. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo-Brasil.
- [5] Araújo, Antônio E. A.; Neves, Washington L. A. (2005). Cálculo de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia. 1ª edição. ISBN: 857041448x. Editora UFMG. Belo Horizonte-Brasil.
- [6] Visacro Filho, Silvério (2005). Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia. 1ª edição. ISBN 85-8809831-8. Editora Artliber. São Paulo-Brasil.
- [7] Kindermann, Geraldo (1992). Descargas atmosféricas. 1ª edição. ISBN 9788524103858. Editora SAGRA-DC-LUZZATTO. Porto Alegre-Brasil.
- [8] Bewley, L. V. (1963). Travelling waves on transmission system. 2nd edition. Editor Dover. New York.
- [9] Greenwood (1991). Electrical transients in power systems. 2nd edition. Editor John Wiley. New York.

- [10] IEC 60071-1 (2019). Insulation Co-Ordination—Part. 1: Definitions, Principles and Rules IEC.
- [11] Soares Júnior, A.; Schroeder, M.A.O.; Viasacro, S. (2003). Cálculo de sobretensões em linhas de transmissão devido a descargas atmosféricas. *Revista Eletricidade Moderna*. Editora Aranda. N 355. Páginas: 110-121. Outubro.
- [12] Darveniza, M. (2000). Some lightning parameters re-visited. *Proceedings 25th International Conference on Lightning Protection: ICLP 2000*. Pages: 881-886. University of Patras. Rhodes-Greece.
- [13] Viasacro Filho, Silvério; Mesquita, Claudia R.; Batista, Marcela P. P.; et.al (2010). Updating the statistics of lightning currents measured at Morro do Cachimbo station. *International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, Cagliari, Italy, 2010, pp. 1-4. DOI: 10.1109/ICLP.2010.7845938. ISBN: 978-88-905519-0-1.
- [14] Darveniza, M.; Popolanski, F.; Whitehead, E. R. (1975). Lightning protection of UHV transmission lines. *Electra*. N 41. Pages: 39-69. July.
- [15] Brown, G. W.; Whitehead, E. R. (1969). Field and analytical studies of transmission line shielding: Part II. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol 88. N 5. Pages: 617-626. May.
- [16] Cigré Study Committee 33 (1991). Working Group 01. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. Paris.
- [17] IEEE PES Transmission and Distribution Committee (1993). Working Group on Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines. Estimating lightning performance of transmission lines II: Updates to analytical models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8. N 3. Pages: 254-267. July.
- [18] Nucci, C. A. et. al. (1990). Lightning return-stroke models with channel-bases specified current: a review and comparison. *Journal of Geophysical Research*. N. 95. N. D12. Pages: 20395-20408. November.
- [19] Rusck, S. (1958). Induced lightning over-voltages on power transmission lines with special reference to the over-voltage protection of low-voltage networks. *Transmission of the Royal Institute of Technology, Stockholm*, N. 120. Pages: 1-118.

- [20] Wait, J. R. (1997). Concerning horizontal electrical field of lightning. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. Vol. 39. N. 2. Page 186. May.
- [21] Agrawal, A. K.; Price, H. J.; Gurbaxani, S. H. (1980). Transients response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. Vol. 22. N. 2. Pages: 119-129. May.
- [22] Sargent, M. A.; Darveniza, M. (1969). Tower surge impedance. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. 88. N. 5. Pages: 680-687. May.
- [23] IEEE (1997). IEEE Guide for improving the lightning performance of transmission lines. DOI: 10.1109/IEEESTD.1997.84660. Electronic ISBN: 0-7381-0382-9.
- [24] Mota, Paulo César Álvares; Chaves, Marcelo Lynce Ribeiro; Camacho, José Roberto (2014). Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão. IEEE. DOI: 10.13140/2.1.3700.5769.
- [25] Rodrigues, A. R.; Guimarães, G. C.; Chaves, M. L. R. et al (2014). Análise de Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas aplicada à Coordenação de Isolamento. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. ISSN 2177-6164. Foz do Iguaçu-PR, Brasil.
- [26] Fekete, Kresimir; Nikolovski, Srete; Knezevic, Goran; et al (2010). Simulation of lightning transients on 110 kV overhead-cable transmission line using ATP-EMTP. IEEE. DOI: 10.1109/MELCON.2010.5475950.
- [27] Chatterjee, T.; Mukherjee, A. (2015). Study of lightning overvoltage transients using ATP. IEEE. DOI: 10.1109/ICCPCT.2015.7159315.
- [28] Høidalen, Hans Kristian; Prikler, László; Peñaloza, Francisco (2021). ATPDraw-Users' Manual. Version 7.3.
- [29] Canadian-American EMTP Users Group (1997). ATP-EMTP Rule Book.
- [30] Mati, J. R.; Marti, L.; Dommel, W. (1993). Transmission Line Models for Steady - State and Transients Analysis. IEEE/NTUA Athens Power Conference: Planning Operatios and Control of Today's Electric Power Systems, Athens, Grece, September 1993.
- [31] Kurokawa, Sergio; Yamanaka, Prado, Afonso José; et.al. (2007). Utilização de variáveis de estado no desenvolvimento de modelos de linhas de transmissão: inclusão do efeito da frequência nas matrizes de estado. XIX SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Geração de

Energia Elétrica. Grupo de estudos de sobretensões e coordenação de isolamento-GSC 06. Rio de Janeiro-Brasil.

[32] Siqueira de Lima, Antônio Carlos; Pereira, Marco Polo (2001). Análise comparativa dos modelos de linha de transmissão para o EMTP. XIX SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Geração de Energia Elétrica. Grupo de estudos de sobretensões e coordenação de isolamento-GSC 06. Rio de Janeiro-Brasil.

[33] Marti, José R. (1982). Accurate modelling of frequency-dependent transmission line in electromagnetic transient simulations. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS-101, pages: 147-157, 1 January 1982.

[34] Meyer, W.S; Dommel, H.W. (1974). Numerical modelling of frequency-dependent transmission-line parameters in an electromagnetic transients program. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pages. 1401-1409, September/October 1974.

[35] Hevia, Orlando P. (1999). COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DE LÍNEA DEL ATP. Revista Iberoamericana del ATP, Vol. 1, 1 de Março de 1999.

[36] Martínez-Velasco, Juan A. (2017). Power system transients – Parameter determination. Edition 1st. E-book. ISBN 9781420065299. Editor CRC Press.

[37] Martínez-Velasco, Juan A. (2015). Transient analysis of power systems – Solution techniques, tools and applications. Edition 1st. E-book. ISBN 9781118352342. Editors IEEE Press; Jhon Wiley & Sons.

[38] Uman, M. A. (1987). The lightning discharge. ISBN: 0-12-708350-2. Editor Academic Press. International Geophysics Series, Vol. 39. Orlando.

[39] General Electric Company; Electric Power Research Institute (1982). Transmission Line Reference Book, 345 kV and above. 2nd edition. Editors Electric Power Research Institute, Palo Alto.

[40] V.A. Rakov; A. Borghetti; C. Bouquegneau; W.A. Chisholm; et. all (2013). CIGRE Technical Brochure on lightning parameters for engineering applications. DOI: 10.1109/SIPDA.2013.6739246. Electronic ISBN: 978-1-4799-1344-2. Publisher: IEEE.





2023

INGRID MAGALHÃES

TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS GERADOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM UMA REDES DE ENERGIA DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUE EÓLICO