

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA

JOÃO GERMANO LOPES JUNIOR

**Avaliação da coordenação de isolamento em redes de média tensão de  
parques eólicos frente descargas atmosféricas**

São Paulo  
2022

JOÃO GERMANO LOPES JUNIOR

**Avaliação da coordenação de isolamento em redes de média tensão de  
parques eólicos frente descargas atmosféricas**

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre  
em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa

São Paulo  
2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

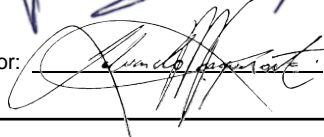
Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 04 de Maio de 2022

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



#### Catálogo-na-publicação

Lopes Junior, João Germano

Avaliação da coordenação de isolamento em redes de média tensão de parques eólicos frente descargas atmosféricas / J. G. Lopes Junior -- versão corr. -- São Paulo, 2022.

126 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 2.REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 3.DESCARGA ATMOSFÉRICA 4.FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA 5.ENERGIA EÓLICA I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

LOPES JUNIOR, J. G. Avaliação da coordenação de isolamento em redes de média tensão de parques eólicos frente descargas atmosféricas. 2022. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Aprovado em: 29 de março de 2022.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa

Instituição: EP - USP

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Alexandre Piantini

Instituição: IEE - USP

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. José Humberto Araújo Monteiro

Instituição: UFAC - Externo

Julgamento: Aprovado

À minha filha Bianca, por quem busco a evolução constante como ser humano em todos os dias de minha existência terrena.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. Eduardo Marques da Costa pela paciência, apoio e orientação durante a realização deste trabalho de mestrado.

À minha mãe Teresa Baltazar, que me ensinou o valor do esforço, do trabalho e de sempre buscar ser uma pessoa justa e correta, nas intenções e atitudes. Às minhas irmãs Laís Sene e Thais Sene, por estarem sempre ao meu lado e que desde muito novas tiveram que transformar o amor em responsabilidade.

Aos amigos Fernando Diniz, que proporcionou o início desta jornada; Rodrigo Peres, Diogo Pereira e Anderson Lima, pela convivência, discussões em grupos de trabalho e aprendizados técnicos que muito me auxiliaram durante todos estes anos; ao Prof. André Militão pelo incentivo incondicional e ao Prof. Danilo Souza, por ser uma grandiosa referência que contribuiu muito com seus ensinamentos sinceros desde quando nos conhecemos.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização deste mestrado e pela difusão de conhecimento nas disciplinas as quais tive o privilégio de participar como aluno.

*“Ninguém ignora tudo. Ninguém sabe tudo. Todos nós sabemos alguma coisa. Todos nós ignoramos alguma coisa”*  
(FREIRE, 1989, p. 39)

## RESUMO

LOPES JUNIOR, João Germano. Avaliação da coordenação de isolamento em redes de média tensão de parques eólicos frente descargas atmosféricas. 2022. 126 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Instalações que realizam o aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica, denominados de complexos de geração eólica, após consolidação em diversos países da Europa, têm crescido também no Brasil, de maneira que o aproveitamento deste tipo de fonte primária, que possui um viés sustentável tem se mostrado de grande importância e representatividade na matriz energética nacional. Trabalhos conduzidos ao redor do mundo buscaram analisar os efeitos ambientais que podem afetar os componentes das instalações, tal como as descargas de origem atmosféricas, que incidem em pontos críticos para a continuidade do funcionamento do sistema, como por exemplo as pás dos aerogeradores e as redes coletoras de média tensão. Esta dissertação consiste na proposição e análise de medidas mitigatórias para a rede coletora de média tensão de um complexo eólico real na ocorrência de descargas atmosféricas, buscando assim o aumento da margem de proteção para os equipamentos da subestação coletora, com foco na proteção do transformador de potência. O parque eólico foi modelado de maneira completa desde os aerogeradores até a subestação coletora com dados reais garantidos pelos fabricantes dos equipamentos, tanto para a rede de média tensão como para a subestação coletora. Foram simuladas diferentes situações para análise de tais medidas mitigatórias (instalação de cabo para-raios e para-raios de sacrifício), com o auxílio de ferramenta computacional específica para a análise de fenômenos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência, sendo este o *Alternative Transient Program* – ATP. Os resultados foram tabulados e analisados em relação às tensões impostas e induzidas aos equipamentos, sendo realizado o cálculo e avaliação das margens de proteção dos equipamentos em relação aos seus respectivos níveis de isolamento. As medidas mitigatórias propostas no trabalho, como por exemplo a instalação de trecho de cabo para-raios aterrado alternadamente entre os postes em conjunto com os para-raios de sacrifício promoveram notória diminuição nas tensões experimentadas e consequente aumento nas margens de proteção dos equipamentos.

Palavras-chave: Transitórios eletromagnéticos. Parque eólico. Proteção de equipamentos. Transformador de potência.



## ABSTRACT

LOPES JUNIOR, João Germano. Assessment of the insulation coordination of medium voltage network in wind farms during lightning occurrences. 2022. 126 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Installations that use the wind to generate electricity, called wind farms, after consolidation in several European countries, has been also growing in Brazil, so that the use of this type of primary source, which has an environmental sustainability bias, is playing a role of great importance and representativeness in the national energy matrix. Studies conducted around the world aimed to analyze the environmental effects that can affect the components of the installations, such as lightning, which may have impact on critical points for the continuity of the system's operation, such as in the blades of the wind turbines. and medium voltage collector networks. This master thesis consists of the proposition and analysis of mitigation measures for the medium voltage collector network of a real wind complex in the event of lightning strikes, thus seeking to increase the protective margin for the collector substation equipment, with a focus on the power transformer protection. The wind farm was completely modeled from the wind turbines to the collector substation with real data guaranteed by the equipment manufacturers, both for the medium voltage network and for the collector substation. Different situations were simulated for the analysis of such mitigation measures (shield wire and sacrificial surge arresters installation), with the aid of a specific computational tool for electromagnetic transient phenomena analysis in power systems, being this the Alternative Transient Program – ATP. The results were tabulated and analyzed in relation to the voltages imposed and induced to the equipment, with the calculation and evaluation of the protective margins of the equipment being carried out in relation to their respective insulation levels. The mitigation measures proposed in the work, such as the shield wire grounded alternately between poles and sacrificial surge arresters installation promoted a notable decrease in the voltages experienced and a consequent increase in the protective margins of the equipment.

Keywords: Electromagnetic transients. Wind farm. Electrical systems protection. Power transformer.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de energia por fonte 1990-2017 .....	14
Figura 2 – Capacidade instalada de geração eólica (Brasil) .....	16
Figura 3 – Arranjo esquemático de complexo eólico.....	18
Figura 4 – Fluxograma de análise proposta pelo trabalho .....	27
Figura 5 – Distribuição estatística cumulativa da corrente de pico para primeiras descargas negativas adotadas por IEEE e CIGRÉ .....	29
Figura 6 – Forma de onda côncava para descarga atmosférica .....	30
Figura 7 – Forma de onda dupla rampa .....	31
Figura 8 – Formas de onda e parâmetros para testes de suportabilidade de tensão	31
Figura 9 – Forma de onda da corrente de descarga para o caso A .....	33
Figura 10 – Forma de onda da corrente de descarga para o caso B .....	33
Figura 11 - Curva tensão versus corrente do para-raios considerado.....	38
Figura 12 – Arranjo de equipamentos na subestação coletora .....	40
Figura 13 – Esquema de ligação dos cabos condutores com os equipamentos .....	41
Figura 14 - Regressão linear para capacitância do transformador de corrente.....	43
Figura 15 - Regressão linear para capacitância do transformador de potencial indutivo .....	43
Figura 16 - Regressão linear para capacitância da seccionadora aberta.....	44
Figura 17 - Regressão linear para capacitância da seccionadora fechada .....	45
Figura 18 - Regressão linear para capacitância do disjuntor aberto .....	46
Figura 19 – Regressão linear para capacitância do disjuntor fechado .....	46
Figura 20 – Modelo de poste padrão considerado na modelagem.....	48
Figura 21 – Diagrama unifilar do circuito sob estudo .....	49
Figura 22 – Modelo de poste para a proposta da instalação de cabo para-raios.....	50
Figura 23 – Detalhe da conexão dos para-raios de sacrifício ao final dos 500 m de cabo para-raios proposto.....	50
Figura 24 – Detalhe do aterramento de poste do tipo pontual.....	51
Figura 25 – Detalhe do aterramento de poste em triodo .....	52
Figura 26 – Detalhe do aterramento de poste em anel .....	52
Figura 27 – Efeito da resistência de aterramento na performance de rede de média tensão com cabo para-raios .....	54
Figura 28 – Curva de probabilidade de interrupção do isolamento.....	55

Figura 29 – Representação gráfica do caso base .....	59
Figura 30 – Representação gráfica do Grupo 1 .....	59
Figura 31 – Representação gráfica do Grupo 2 .....	60
Figura 32 – Representação gráfica do Grupo 3 .....	60
Figura 33 – Tensão no transformador – caso base x caso 2 .....	63
Figura 34 – Tensão no transformador – caso base x caso 5 .....	64
Figura 35 – Tensão no transformador – caso base x caso 8 .....	65
Figura 36 – Tensão no transformador – caso base x caso 11 .....	66
Figura 37 – Tensão no transformador – caso base x caso 14 .....	67
Figura 38 – Tensão no transformador – caso base x caso 17 .....	68
Figura 39 – Tensão no transformador – caso base x caso 2 .....	70
Figura 40 – Tensão no transformador – caso base x caso 5 .....	71
Figura 41 – Tensão no transformador – caso base x caso 8 .....	72
Figura 42 – Tensão no transformador – caso base x caso 11 .....	73
Figura 43 – Tensão no transformador – caso base x caso 14 .....	74
Figura 44 – Tensão no transformador – caso base x caso 17 .....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de descarga atmosférica.....	32
Tabela 2 – Parâmetros elétricos garantidos do para-raios PEXLIM Q036-YV036 ....	37
Tabela 3 – Relação de valores de tensão versus corrente do para-raios considerado .....	38
Tabela 4 – Parâmetros de equipamentos da subestação .....	47
Tabela 5 – Nível básico de isolamento dos equipamentos da subestação .....	57
Tabela 6 – Casos de simulação .....	61
Tabela 7 – Resultados de simulação: caso A – Transformador .....	69
Tabela 8 – Resultados de simulação: caso B – Transformador .....	76

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BEN	Balanço Energético Nacional
BIL	<i>Basic Impulse Level</i>
BSL	<i>Basic Switching Level</i>
CFO	<i>Critical Flashover Overvoltage</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatt-hora
IEA	<i>International Energy Agency</i>
KW	Kilowatts
MW	Megawatts
NBI	Nível Básico de Isolamento
ONS	Operador Nacional do Sistema
RMT	Rede Coletora de Média Tensão
SIGA	Sistema de Informações de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
TWh	Terawatt-hora
ZnO	Óxido de Zinco

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>2 REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>20</b>
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>26</b>
<b>3.1 DEFINIÇÃO DE CASOS.....</b>	<b>27</b>
<b>3.2 PARÂMETROS DE DESCARGA DE ORIGEM ATMOSFÉRICA.....</b>	<b>28</b>
<b>3.3 MODELAGEM COMPUTACIONAL.....</b>	<b>34</b>
<b>3.3.1 Modelos de para-raios .....</b>	<b>35</b>
<b>3.3.2 Parâmetros de equipamentos elétricos.....</b>	<b>39</b>
<b>3.4 SUPORTABILIDADE DE EQUIPAMENTOS .....</b>	<b>54</b>
<b>3.5 SIMULAÇÃO.....</b>	<b>57</b>
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>62</b>
<b>4.1 CASOS “A” – 31,1 kA.....</b>	<b>62</b>
<b>4.2 CASOS “B” – 100 kA.....</b>	<b>69</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>77</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>80</b>
<b>APÊNDICE A – CASO A .....</b>	<b>88</b>
<b>APÊNDICE B – CASO B .....</b>	<b>98</b>
<b>APÊNDICE C – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO A.....</b>	<b>108</b>
<b>APÊNDICE D – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO B.....</b>	<b>117</b>
<b>APÊNDICE E – DIAGRAMA ATPDRAW.....</b>	<b>126</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia obtida a partir dos ventos teve início, ainda que haja controvérsia sobre o período exato desse registro, por volta dos anos 200 a.C. pelos persas, com a utilização dos posteriormente chamados “moinhos de vento”, mecanismos que realizavam a conversão dos ventos em energia mecânica para a realização de atividades relacionadas à moenda de grãos ou outras, como o bombeamento de água, por exemplo. Com o passar do tempo foram concebidos diferentes aparatos – sem a presença de tecnologia moderna – visando o aproveitamento eólico para a realização de outras diversas tarefas, o que persistiu em certa escala mesmo durante a Revolução Industrial, até praticamente findar-se ao primeiro terço do século XX (SHEPHERD, 2009).

Os primeiros experimentos, que fizeram uso dos moinhos de vento para geração de energia elétrica, datam do período compreendido entre os anos de 1888 e 1900 nos Estados Unidos e Dinamarca (SHEPHERD, 2009; EIA, 2022).

Atualmente, o aumento da demanda de energia elétrica para suprir diferentes necessidades do ser humano moderno, tal como a realização de força motriz, a iluminação, o condicionamento ambiental, entre outras, fomentou a criação de diferentes métodos de aproveitamento e de máquinas para geração de energia elétrica.

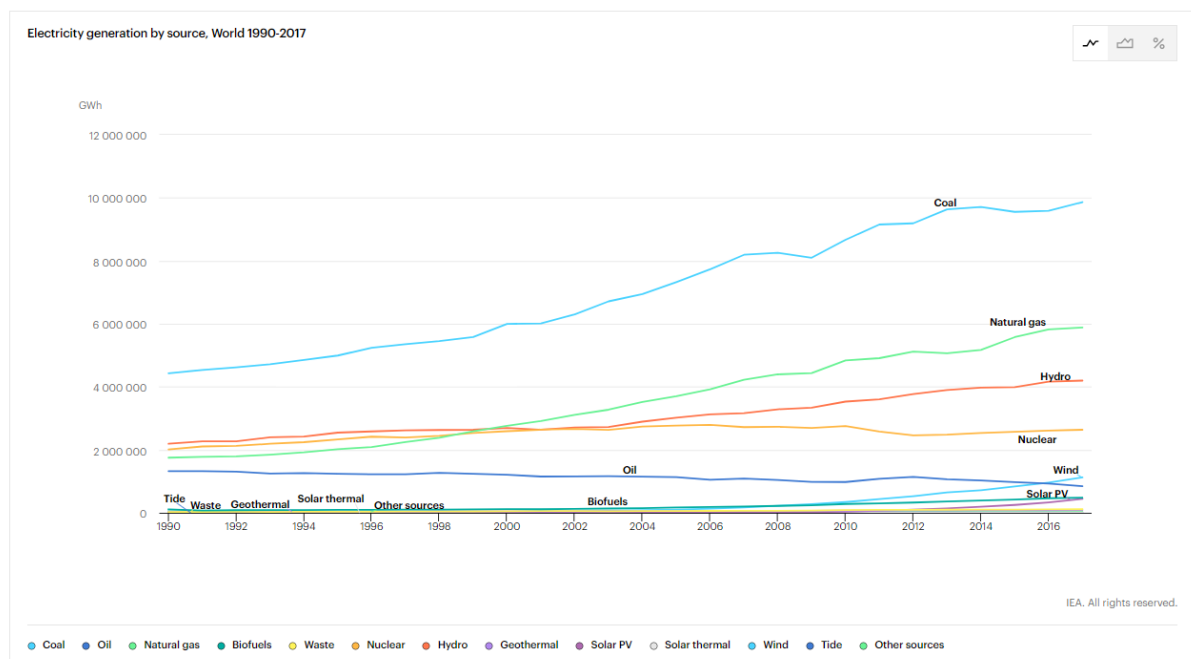
Após períodos de utilização e desuso desse método para geração de energia, que tiveram relação direta com as grandes guerras mundiais e suas consequências no âmbito de fornecimento de insumos para a então presente e difundida geração de energia por combustíveis fósseis, ficou evidente que a escassez ou eventual fim dos combustíveis fósseis trazia à tona a necessidade de empenho na evolução tecnológica da solução, para que a geração de energia eólica passasse a ser realizada não mais pelos moinhos de vento, mas sim por turbinas eólicas. Esse empenho em busca da evolução se mostrou presente em diferentes países da Europa e nos Estados Unidos até chegar ao ponto de tornar-se o emprego das turbinas de geração eólica efetivamente viável no início dos anos 1970, após a crise do petróleo (SHEPHERD, 2009).

Desde o final do século XX, com a evolução da tecnologia e o aumento da busca por métodos de geração de energia sustentáveis, que não façam uso de

combustíveis fósseis, a difusão de geração de energia eólica mostra-se cada vez mais como uma alternativa promissora.

A geração de eletricidade realizada por fontes renováveis no mundo em 2019 foi de 7,255 TWh, o que representa um crescimento de 6,5% quando comparada ao ano de 2018, segundo dados da *International Energy Agency* (IEA, 2020). A energia elétrica gerada por fontes eólicas, que vem apresentando crescimento constante desde 1990, chegou ao final do ano de 2017 aos 958,154 GWh gerados, ultrapassando assim a geração realizada por petróleo e seus derivados e elevando-a à 5ª posição entre as fontes primárias de geração, atrás de carvão, gás natural, hidráulica e nuclear, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Geração de energia por fonte 1990-2017



Fonte: International Energy Agency (2020).

A evolução tecnológica e a inserção de projetos *onshore* e *offshore*, aliadas às condições climáticas favoráveis, são responsáveis pelo maior crescimento da fonte eólica em relação às demais fontes renováveis entre os anos de 2018 e 2019. A participação da geração eólica, que representava menos de 1% no ano de 2000, chegou aos 5% ao final do ano de 2019 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

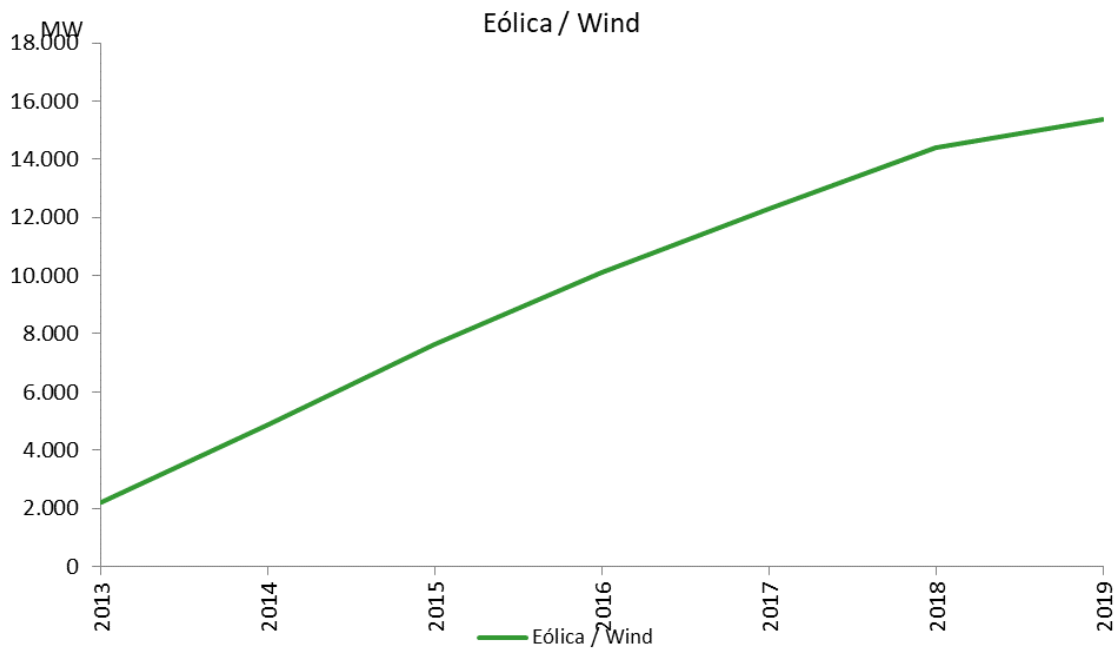


No Brasil, no ano de 1992, deu-se a primeira instalação de turbina para geração eólica em Fernando de Noronha, com 75 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020a; CASA DOS VENTOS, 2020). Posteriormente, a primeira usina de geração eólica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) teve o início de sua operação no ano de 1994, com a potência instalada de 10 MW, localizada no município de Gouveia, no estado de Minas Gerais (AMARANTE; SILVA; ANDRADE, 2010).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro desenvolvido por Amarante et al. (2001), foi um importante estudo que envolveu diversos centros de pesquisa brasileiros. Além de conceitos importantes para o conhecimento dos mecanismos que envolvem a geração eólica, tais como a curva de potência e a esteira aerodinâmica, apresentou como tema central informações sobre o panorama nacional no contexto do potencial de geração desse tipo de energia. Através de simulações para validação de modelos que possibilitaram a apresentação de mapas das diferentes regiões do Brasil, buscou-se dar subsídios para auxílio nas pesquisas sobre o tema e tomada de decisão no âmbito da prospecção de novos projetos em território nacional. Com a evolução da tecnologia ligada ao setor, foi necessária a atualização do estudo de 2001, que se concretizou com o lançamento do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Simulações 2013 (NEIVA et al., 2017).

Com base no promissor potencial eólico em diversas regiões do país, sobretudo na Região Nordeste, ao passar dos anos a capacidade instalada de geração eólica presente em âmbito nacional teve expressivo crescimento a partir do ano de 2013, chegando a 15,3 GW instalados, como pode ser visto na Figura 2 (EPE, 2020d).

Figura 2 – Capacidade instalada de geração eólica (Brasil)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2020d).

Isto representa um aumento de 6,9% em relação ao número do ano anterior, de acordo com os dados divulgados pelo Balanço Energético Nacional (BEN) 2020 (Ano-Base 2019) realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020abc).

Em comparação com o ano de 2018, o documento pontua o aumento da participação de geração por fontes renováveis na matriz energética do país, que passou de 45,5% a 46,1% considerando a oferta de energia por meio da biomassa da cana (18%), hidráulica (12,4%), lenha e carvão vegetal (8,7%) e outras fontes renováveis (7%). Dentro dos valores englobados pelos 7%, a energia eólica está em 3º lugar atrás de lixo e biodiesel, com participação de 23,2% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020abcd).

A oferta e demanda de energia eólica que em 2018 foi de 48,475 GWh, chegou aos 55,986 GWh em 2019, ultrapassando a geração de energia elétrica a biomassa e representando o aumento de quase 1% na participação dessa geração na matriz energética nacional, o que a coloca em 3º lugar entre todas as fontes de geração, inclusive entre as renováveis (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020abcde).

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2029), realizado pela EPE, que se trata de “um documento informativo voltado para toda a sociedade, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal”, ou seja, planejamento realizado para o período compreendido entre os anos de 2020 e 2029 prevê que ao referido ano final da análise, 12% da matriz energética será do grupo chamado “outras renováveis”, no qual a geração eólica está incluída, sendo que para esta fonte é previsto o incremento de aproximadamente 24,4 GW na capacidade instalada, chegando assim a uma capacidade de geração eólica total instalada no país de 40 GW, o que a deixaria em segundo lugar na matriz elétrica nacional em GW instalados, atrás apenas da geração hidrelétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Atualmente, a capacidade de geração eólica instalada no Brasil é de 15,7 GW dividida em 639 empreendimentos outorgados, segundo a base de dados do Sistema de Informações de Geração (SIGA) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

Diante desse cenário de expansão e consolidação da geração de energia eólica no país, é possível verificar que a Região Nordeste desponta como a líder em empreendimentos – 538 – e capacidade de geração instalada – 13,6 GW – presente em 8 dos 9 estados que a compõe (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020). Observa-se assim, a forte penetração desse tipo de geração na região, que aliada aos benefícios de possibilitar não apenas o aumento da matriz energética dessa fonte renovável, que sabidamente apresenta menor impacto ambiental quando comparada à geração por combustíveis fósseis, também permite a evolução socioeconômica da referida região.

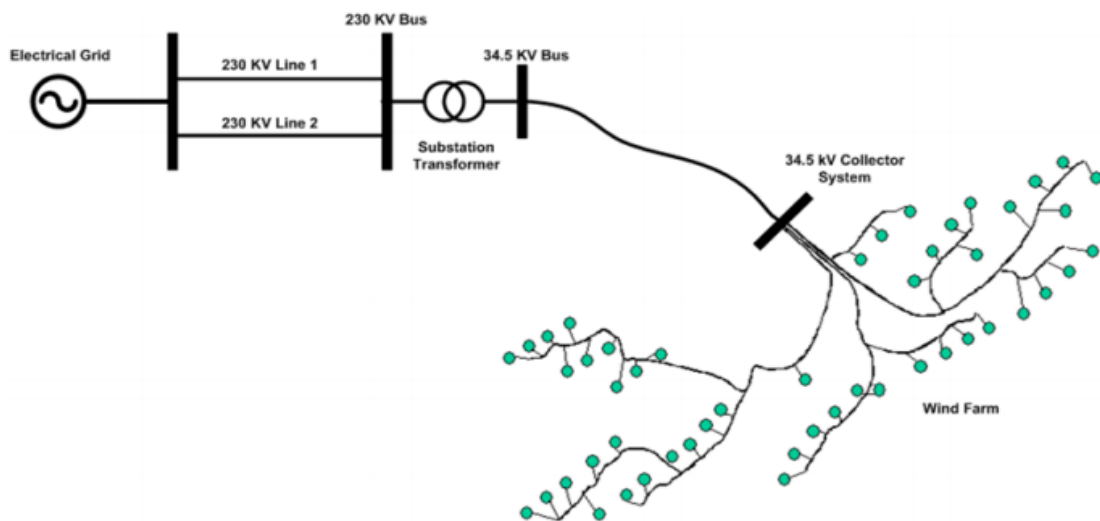
Os complexos de geração eólica, instalações que reúnem os parques eólicos – conjuntos de aerogeradores que formam um ou mais circuitos –, apresentam diferentes configurações, que podem variar de acordo com a solução desejada pelo empreendedor.

As configurações escolhidas tendem a levar em conta e serem direcionadas para as melhores soluções em termos econômico e de confiabilidade do sistema como um todo. O número de turbinas eólicas, sua distribuição entre os circuitos, tipos de redes coletoras (aéreas ou subterrâneas) e perdas associadas aos tipos de condutores empregados, tipos de arranjos de subestações coletoras e barramentos, quantidade de equipamentos associados, tais como transformadores elevadores,

escolha do ponto de acoplamento à rede, são exemplos de algumas das considerações que devem ser validadas pelos estudos de Engenharia (CAMM et al., 2009ab).

De maneira resumida, o arranjo mais comum em uma instalação de parque eólico é a composta dos aerogeradores, a rede coletora, composta por circuitos de média tensão (sendo a tensão de 34,5 kV a mais comum utilizada, podendo ter sua instalação subterrânea ou aérea), responsáveis por captarem a potência entregue pelos aerogeradores e a direcionarem à subestação coletora/elevadora, onde efetiva-se a conexão de todos os circuitos das redes coletoras e elevação da tensão por meio de transformadores de potência *Step-up*, para níveis que otimizem e permitam a transmissão para as subestações conectadas ao SIN (comumente nos níveis de tensão 138 kV, 230 kV e 500 kV) (Baring-Gould, 2014). O esquema simplificado é apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Arranjo esquemático de complexo eólico



Fonte: Baring-Gould (2014).

A correta especificação dos equipamentos para o local e condições de funcionamento às quais estarão submetidos em sua operação, a instalação seguindo os critérios e normas técnicas e a realização de estudos que avaliem e atestem a segurança fazem parte das boas práticas de engenharia que norteiam a confiabilidade dos sistemas elétricos envolvidos na instalação.

Entre os estudos que avaliam as condições de operação e a proteção dos equipamentos envolvidos em uma instalação, a coordenação de isolamento é um tema pertinente de engenharia que avalia a confiabilidade e fornece subsídios para o aumento da segurança de um sistema elétrico instalado em determinado local. Seu mote principal é a avaliação da suportabilidade da isolação dos equipamentos elétricos diante de sobretensões transitórias, que podem ter como origem as manobras de equipamentos, tais como chaves seccionadoras, ou as descargas de origem atmosférica.

Tanto na etapa de projeto quanto na de operação é possível analisar a coordenação de isolamento de uma instalação no âmbito das sobretensões ocasionadas pelas descargas de origem atmosférica, com o objetivo de verificar se os equipamentos estão protegidos e qual o nível de proteção presente.

Com isto, nos casos nos quais os equipamentos responsáveis pela captação e transformação da energia gerada para posterior transmissão, i.e., a rede coletora de média tensão e a subestação coletora, tenham a solução de engenharia que apresente a melhor relação em termos técnicos e econômicos quanto aos custos de instalação, ou seja, a rede coletora seja concebida e construída na configuração de circuitos aéreos e os equipamentos da subestação coletora/elevadora tenham isolação a ar, torna-se imperativa a preocupação no âmbito da proteção dos equipamentos elétricos suscetíveis às condições ambientais e fenômenos naturais do local de instalação. Neste contexto, torna-se necessário o estudo de técnicas para impedir ou mitigar a probabilidade de possíveis ocorrências que resultem na interrupção no fornecimento de energia elétrica e falhas nos equipamentos.

Diante dessa situação, o objetivo geral deste trabalho foi a proposição de incremento na confiabilidade do sistema com alterações pontuais de projeto visando o aumento da margem de segurança dos equipamentos da subestação coletora em relação ao seu Nível Básico de Isolamento (NBI) na ocorrência de descargas atmosféricas. Os objetivos específicos foram a influência da instalação de cabo para-raios e de para-raios de sacrifício em trechos da rede de média tensão após a subestação coletora, com diferentes configurações de aterramento para um sistema real de complexo eólico instalado no Brasil.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

As descargas atmosféricas são fenômenos naturais relacionados ao acúmulo de cargas elétricas positivas e negativas, que pode ocorrer em tempestades de areia, atividades vulcânicas e mais comumente em nuvens como as *cumulonimbus*, nas quais as cargas entram em interação rompendo a isolamento dielétrica presente promovendo assim a descarga, podendo a situação ocorrer na própria nuvem (descarga intranuvem), entre diferentes nuvens (descarga nuvem-nuvem) ou com o solo (descarga nuvem-solo) (RAKOV; UMAN, 2003).

De acordo com as cargas predominantes entre os meios envolvidos, podemos ter diferentes tipos de descarga. No caso das descargas nuvem-solo, podemos citar as descargas nuvem-solo negativas, nuvem-solo positivas, solo-nuvem negativas e, por fim, solo-nuvem positivas (UMAN, 2008).

Neste trabalho foram consideradas as descargas atmosféricas com características da corrente da descarga de retorno de acordo com a função proposta por Heidler, Cvetić e Stanić (1999), de maneira a representar a forma de onda da corrente na base do canal de descarga atmosférica considerada como típica.

As descargas atmosféricas podem ser representadas de diferentes maneiras, considerando sua polaridade positiva ou negativa e com diferentes constantes de tempos de frente e de cauda, que podem causar maior ou menor severidade na solicitação elétrica aos equipamentos atingidos.

As perturbações causadas por sobretensões de origem atmosférica, que podem ocorrer em redes coletoras aéreas de média tensão em parques eólicos – mais suscetíveis a serem acometidas por tal fenômeno – instaladas entre os aerogeradores e subestações coletoras, são problemas cada vez mais evidentes com o aumento da quantidade desse tipo de instalações.

As descargas diretas que podem ocorrer nas pás dos aerogeradores, e as descargas indiretas que podem ocorrer nas proximidades dos sistemas coletores de média tensão e sua interação com os diferentes tipos de sistemas elétricos conectados à rede são objetos de estudo. O uso de modelos tanto matemáticos quanto experimentais, de equipamentos e sistemas elétricos em softwares de simulação de transitórios eletromagnéticos permite a análise de diferentes situações que possam acarretar danos a esses sistemas de geração, distribuição e transmissão, com a proposição de medidas mitigatórias, como métodos de aterramento da

blindagem de cabos subterrâneos, com diferentes resistências de aterramento para obtenção de seus efeitos no potencial elétrico, ou o desenvolvimento de equações para que seja possível estimar a magnitude do potencial nas blindagens dos cabos. Outras análises verificam alguns desses itens na avaliação de para-raios para proteção da instalação (SEKIOKA; TAKAMI; OKABE, 2011; SEKIOKA; OTOGURO; FUNABASHI, 2019).

Diferentes abordagens podem ser realizadas e diferentes parâmetros podem ser considerados para as avaliações dos efeitos das descargas atmosféricas e as possíveis medidas de segurança para proteção dos equipamentos e sistemas elétricos. Malcolm e Aggarwal apresentaram uma análise da energia absorvida pelos para-raios instalados nos enrolamentos primário e secundário de transformadores elevadores da tensão de saída dos aerogeradores para diferentes tipos de descargas ocorrendo nas pás dos aerogeradores, chegando à conclusão que a instalação de para-raios em mais de um ponto da instalação auxilia na divisão das correntes de descarga (MALCOLM; AGGARWAL, 2014, 2016).

Ao atingir uma linha de transmissão ou rede de média tensão, a descarga atmosférica pode percorrer diferentes caminhos, que variam basicamente de acordo com as impedâncias encontradas ao longo de seu trajeto a partir do ponto de descarga. Na chamada descarga direta, a descarga ocorre diretamente nos condutores das fases do circuito, podendo ocorrer por ausência de blindagem ou pela falha dela. Existem também as descargas diretas que não envolvem os condutores de fase dos circuitos, ou seja, as que ocorrem na torre ou nos condutores de blindagem, que tem por objetivo a proteção dos condutores das fases e o escoamento da corrente de descarga pela torre.

Quando uma descarga atmosférica atinge diretamente o condutor da blindagem (cabo para-raios), de uma linha de transmissão ou rede de média tensão a solicitação causada pela sobretensão induzida pode romper a capacidade de isolamento dos isoladores presentes na estrutura, fazendo com que a corrente flua pelos condutores de fase. Quando isso ocorre, temos o fenômeno chamado *backflashover*.

Análises mais completas levam em consideração não apenas a avaliação de equipamentos pontuais, mas também outros itens de projeto, como a resistência de pé de torre, a extensão da cruzeta do poste e a modelagem do efeito de *backflashover*, que pode ocorrer após a descarga atmosférica na rede de média tensão e suas

influências na margem de proteção dos principais equipamentos da subestação coletora (ROKKAM; MUNJI, 2014).

A análise da elevação de potencial do solo e do comportamento dos potenciais transferidos após a ocorrência de uma descarga atmosférica em aerogerador, simulando diferentes métodos de aterramento nos domínios do tempo e da frequência, também foi objeto de estudo, contribuindo para o conhecimento da influência da resistividade do solo e de diferentes métodos de aterramento (HATZIARGYRIOU et al., 1998).

Uma importante contribuição é apresentada por Asuda e Funabashi (2004), realizando uma análise detalhada sobre a influência dos parâmetros elétricos do sistema, i.e. resistência e indutância, com as possíveis localizações do transformador elevador em relação às turbinas nas redes de média tensão de parques eólicos em um sistema reduzido considerando dois aerogeradores e tipos de sistema de aterramento puramente resistivo, bem como resistivo e indutivo. Uma das conclusões apresentadas, de que o arranjo considerando a transformação no ponto central entre os aerogeradores é a mais segura do ponto de vista da proteção contra surtos é observada na concepção da instalação das subestações coletoras dos parques, onde busca-se sempre sua localização em um ponto central em relação aos aerogeradores.

A modelagem fidedigna e a validação dos modelos dos componentes e equipamentos elétricos existentes em uma planta de geração eólica se faz necessária, levando-se em conta os valores fornecidos pelos fabricantes na documentação técnica, de maneira que os resultados obtidos em simulações – como por exemplo de fenômenos de transitórios eletromagnéticos – possam ser os mais próximos possíveis dos que porventura venham a ocorrer em uma situação real e validem a utilização desses equipamentos (BADRZADEH et al., 2012; BADRZADEH; HOGDAHL; ISABEGOVIĆ, 2012).

A observação por meio de câmeras e sensores, a obtenção de valores de corrente de descarga e a validação dos parâmetros para simulação do comportamento das descargas atmosféricas que atingem as redes de média tensão e como sua propagação ocorre, contribuem para que seja possível desenvolver proteções efetivas para esse tipo de fenômeno (MIYAZAKI; OKABE; SEKIOKA, 2008). O desenvolvimento de metodologias que possam estimar a localização do ponto de ocorrência da descarga, juntamente com seus parâmetros, tais como amplitude e



polaridade, de maneira a permitir o monitoramento de redes de média tensão também é de grande auxílio e pertinência para o assunto (KÜSTER et al., 2017).

A seleção dos para-raios deve levar em consideração alguns itens, como o nível de proteção desejado, a distância considerada para os equipamentos a serem protegidos e a sobretensão transitória máxima suportada, que pode ser alterada pelo tipo de aterramento dos transformadores presentes na subestação coletora, para que esses equipamentos não venham a ser colocados em risco de falha (Camm et al., 2009c).

Bradt et al. (2010) indicaram em seu resumo sobre cabos utilizados e métodos de instalação de redes coletoras que os cabos para-raios em redes de média tensão em 34,5 kV ou em tensões menores têm efetividade uma vez que estejam combinados com baixa resistência de aterramento ou isoladores de maior classe de tensão, como por exemplo 69 kV, podendo até ser mais economicamente viável a instalação de para-raios nos condutores de fase instalados mais ao topo das estruturas aéreas.

A maioria dos trabalhos e esforços de pesquisa sobre o tema, tais como os apresentados nesta revisão, dão ênfase aos impactos relacionados aos sistemas de proteção, mas com foco em descargas indiretas, ou seja, que ocorrem próximas às linhas de transmissão e distribuição.

Piantini (2008) abordou amplamente as possibilidades de proteção em redes de média tensão afim de diminuir ou impedir a interrupção no fornecimento de energia considerando a instalação de cabos para-raios e para-raios, que se mostraram benéficos para as instalações, porém não impedindo por completo a ocorrência de *flashovers*. Diante da gama menor de trabalhos considerando descargas diretas ocorrendo nos sistemas elétricos de parques eólicos neste nível de tensão, este trabalho visa contribuir com esta linha de análise menos explorada que, por sua condição de severidade, pode trazer sérios riscos e danos às instalações e aos sistemas elétricos como um todo.

Em análise acerca das sobretensões em redes de distribuição rurais causadas por descargas atmosféricas, Piantini, Duarte e Romero (2008) verificaram a efetividade da instalação de cabos para-raios e de dispositivos para-raios para a diminuição da amplitude das tensões e melhora na performance do sistema de distribuição. Piantini (2016b) também realizou importante contribuição para o tema, analisando os efeitos das sobretensões induzidas, ou seja, em casos em que as

descargas atmosféricas não incidem diretamente sobre os condutores das redes de média tensão e tem sua variação em função de diferentes parâmetros sistêmicos.

A utilização de cabos para-raios como medida protetiva contra as sobretensões induzidas devido às descargas atmosféricas foi analisada com profundidade em diversos trabalhos publicados nos anos 2010, levando-se em consideração diversos parâmetros, tais como: a proximidade do cabo para-raios para os condutores fase, amplitude e constantes de tempo de frente e de cauda do sinal de corrente, ponto de ocorrência da descarga e a resistividade do solo. Esses trabalhos promoveram importante conhecimento e referências para o projeto de sistemas como os de média tensão estudados nesta dissertação de mestrado (PIANTINI, 2016a; PIANTINI; JANISZEWSKI, 2011).

Paolone et al. (2004) apresenta a modelagem e a análise experimental da utilização e aterramento periódico dos cabos para-raios juntamente com a utilização de para-raios com o objetivo de atenuar as sobretensões induzidas por descargas atmosféricas. Nesse trabalho são citadas a utilização de cabos para-raios, para-raios de óxido metálico e o aumento do nível de isolamento da linha como medidas protetivas mais utilizadas para as redes aéreas de média tensão.

A resistividade do solo, que influencia diretamente o sistema de aterramento e a resistência série de linhas de transmissão devido a corrente de retorno, é um dos fatores ambientais que são estudados e que podem ocasionar problemas como a elevação de potencial nas turbinas, quando da ocorrência de descargas próximas, nas redes coletoras de média tensão da planta eólica (SEKIOKA; FUNABASHI, 2009).

A utilização de ferramentas computacionais, tal como a desenvolvida e apresentada por Savic (2003) busca auxiliar na avaliação das taxas de falha das linhas de transmissão aéreas e subestações, devido às sobretensões induzidas e a redução da taxa de falha para descargas atmosféricas diretas, levando-se em consideração objetos próximos auxiliando na blindagem elétrica.

Os fatores ambientais como resistividade do solo, que influencia diretamente o sistema de aterramento, ou a densidade de descargas para terra – quantidade de raios que acometem uma determinada região em um ano, expresso em função de quantidade de descargas/km<sup>2</sup>/ano –, são alguns dos itens contabilizados nas análises dos efeitos das descargas atmosféricas em uma rede aérea de média tensão.

Estes e outros itens, com a definição de critérios para sua utilização e aplicados às metodologias de cálculo buscam tornar possível o desenvolvimento de um cenário

condizente com o projeto que se pretende executar e que a segurança operacional permaneça dentro de níveis aceitáveis, norteados pelas boas práticas de engenharia.

Neste contexto, as normas possuem as orientações e diretrizes que visam guiar as análises e a concepção otimizada e mais segura possível dos projetos e instalações. As normas internacionais do IEEE e IEC (IEEE Std C62.82.1<sup>TM</sup>-2010 e IEC – 60071) englobam e tratam do tema da coordenação de isolamento, incluindo os fatores e análises necessários a uma correta concepção de projeto, apresentando os princípios, as definições de premissas, normas, guias de aplicação e de modelagem computacional (IEEE, 2011b; IEC, 2004, 2011, 2018).

As consequências envolvidas na ocorrência de surtos, sejam eles de manobra na rede ou de origem atmosférica, tais como as tensões aplicadas e as margens de segurança em relação aos níveis de isolação dos equipamentos, fazem parte das avaliações presentes nas análises da coordenação de isolamento, que visam garantir a confiabilidade e proteção do sistema elétrico como um todo e principalmente dos equipamentos que apresentem maior valor agregado, como os transformadores de potência presentes nas subestações coletoras/elevadoras.

### 3 METODOLOGIA

A metodologia definida para este trabalho é apresentada a seguir, onde foram organizadas e delimitadas as etapas necessárias para a realização das simulações e análises de maneira otimizada, com a posterior obtenção dos resultados alinhados com a proposta de verificar o efeito das descargas atmosféricas na margem de proteção dos equipamentos, para as diferentes configurações de rede de média tensão propostas na saída dos circuitos alimentadores da subestação coletora de um parque eólico.

A simulação computacional foi o método utilizado no trabalho uma vez que não é viável economicamente a realização de modelos reduzidos ou a tentativa empírica em campo.

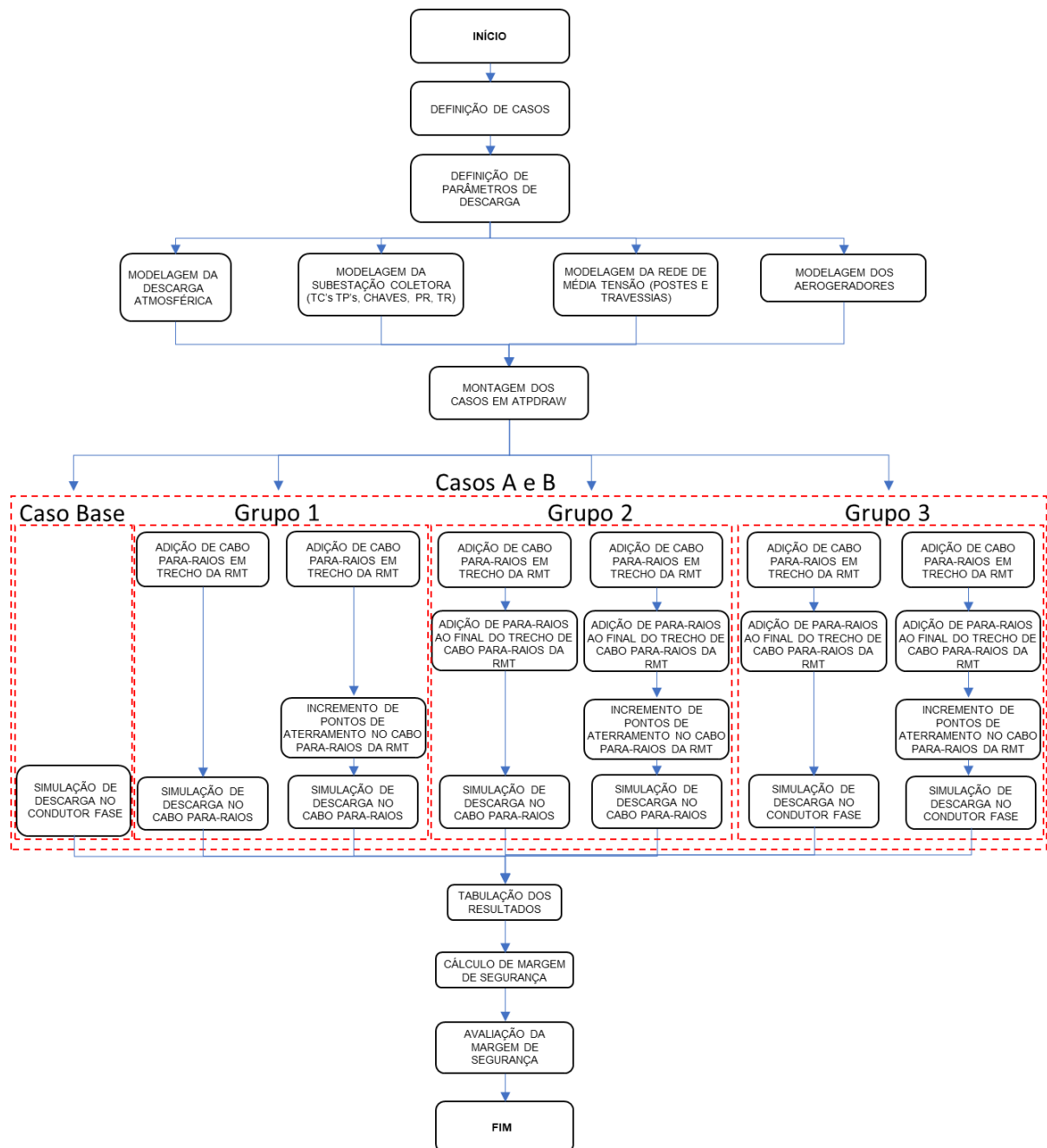
O fluxograma proposto na Figura 4 apresenta as etapas descritas para as avaliações realizadas neste trabalho.

De acordo com os itens descritos, foi aplicada durante o desenvolvimento do trabalho a metodologia definida, para que as simulações sejam pertinentes ao tema, ao contexto e aos objetivos propostos.

A definição dos casos, passando pela escolha de parâmetros conhecidos e consolidados em literatura para as simulações, e a condução da modelagem computacional de maneira a obter um sistema equivalente o mais próximo possível de uma instalação real, teve por objetivo permitir a obtenção de resultados que serviram como base e referência para a evolução do trabalho.

A partir de um caso base válido e seus respectivos resultados, foram aplicadas alterações no sistema instalado e reconduzidas as avaliações, de maneira a comparar os resultados obtidos anteriormente no caso base, com os obtidos após as proposições indicadas de melhoria para a proteção do sistema.

Figura 4 – Fluxograma de análise proposta pelo trabalho



Fonte: Elaboração do autor.

### 3.1 DEFINIÇÃO DE CASOS

Previamente à modelagem na ferramenta computacional, foi realizada a definição dos casos a serem analisados com a criação de “casos base”, que representaram as condições de partida que serviram de parâmetro para a avaliação da efetividade das medidas mitigatórias propostas neste trabalho, em seu objetivo de

buscar o aumento da margem de segurança e por consequência da confiabilidade dos equipamentos presentes na subestação coletora diante da ocorrência de descargas de origem atmosférica, aliando uma alternativa factível em termos técnicos e econômicos.

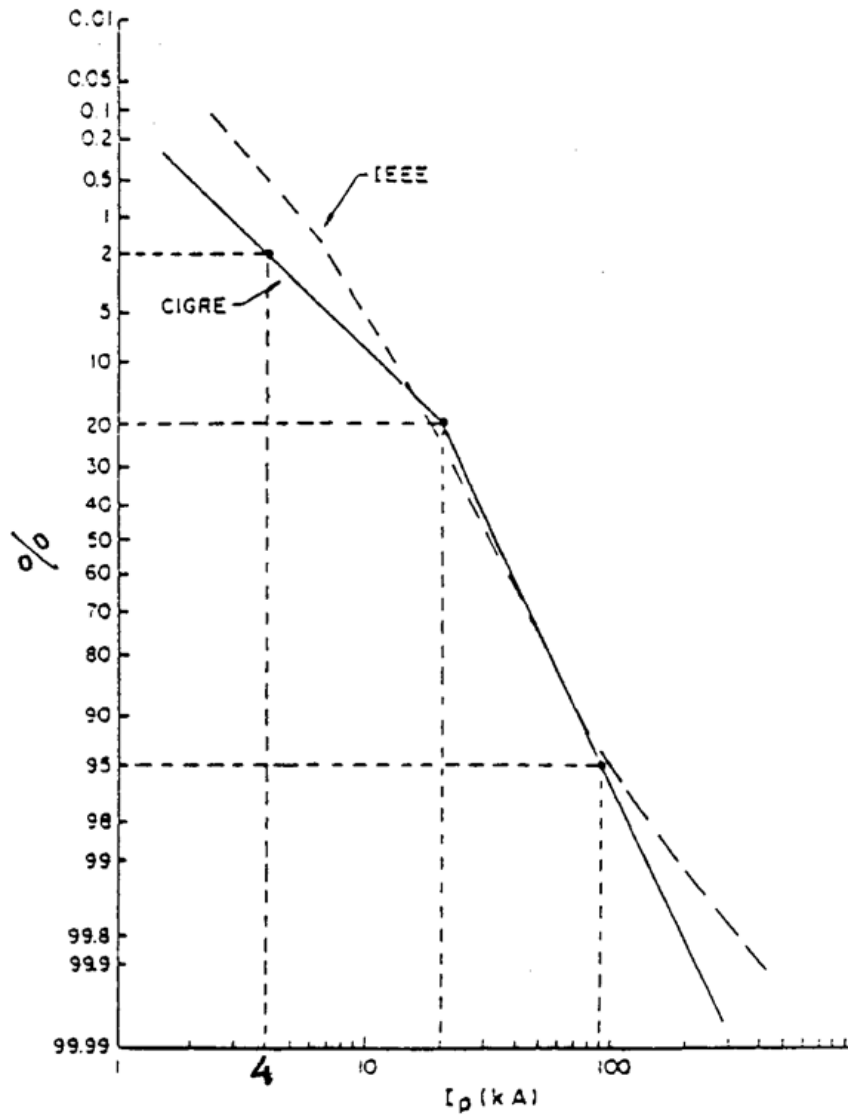
### 3.2 PARÂMETROS DE DESCARGA DE ORIGEM ATMOSFÉRICA

Para as análises, levando em conta o tipo de sistema proposto e de maneira a otimizar as análises, o valor de crista de corrente a ser considerado nas simulações, suas constantes de tempo de frente e de cauda, terão valores fixos para todos os casos de simulação, com base em grupos de trabalho, normas e publicações consolidadas sobre o tema (ANDERSON, 1982; IEEE, 2011a; CIGRÉ, 2013).

De acordo com a compilação de artigos e contribuições acerca do tema, o grupo de trabalho do CIGRÉ, é visto que a corrente de 100 kA é excedida por uma pequena porcentagem para primeiras descargas negativas e por volta de 20% para as positivas. As descargas negativas são mais frequentes e praticamente a maioria destas descargas excedem a corrente de 14 kA, enquanto 50% esperam-se que exceda o valor de 30 kA e 5% o valor de 80 kA (CIGRÉ, 2013).

As distribuições de frequência acumulada de amplitudes das primeiras correntes de descargas atmosféricas com polaridade negativa utilizadas pelas normas referentes a proteção contra descargas atmosféricas seguem as proposições apresentadas por Anderson (1982) e IEEE Std 1410™–2010 (IEEE, 2011a) e IEEE Std 1243–1997 (IEEE, 1997) e CIGRÉ (ANDERSON; ERIKSSON, 1980), obtidas após a coleta de dados em diferentes localidades. A Figura 5 apresenta as distribuições estatísticas correspondentes às medições.

Figura 5 – Distribuição estatística cumulativa da corrente de pico para primeiras descargas negativas adotadas por IEEE e CIGRÉ



Fonte: CIGRÉ (1991).

Ambas as distribuições estatísticas apresentam satisfatória aderência considerando os dados experimentais, principalmente para os valores de corrente compreendidos entre 10 kA e 100 kA. Para a distribuição proposta pelo IEEE, por exemplo, a probabilidade de exceder determinado valor de corrente é dado pela equação:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

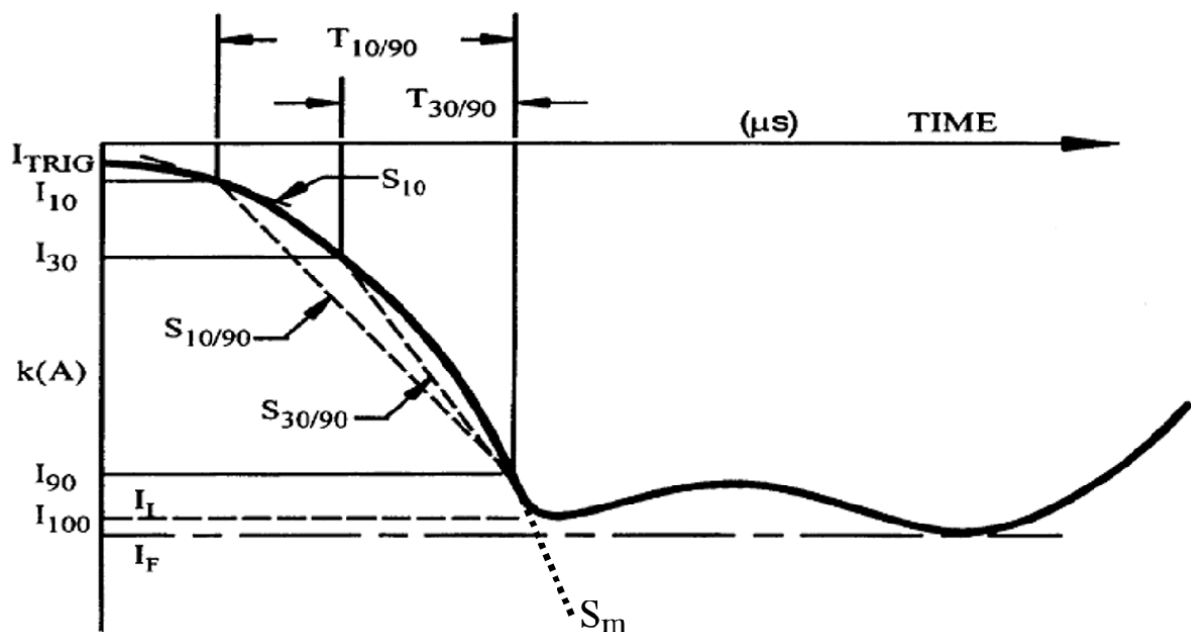
onde:

$I$ : valor da corrente, em kA;

$P(I)$ : probabilidade do valor da corrente de descarga  $I$  ser excedida.

O grupo de trabalho do CIGRÉ (1991) descreveu uma forma de onda côncava que representa com maior fidelidade as correntes das descargas atmosféricas diretas. A Figura 6 apresenta a forma de onda proposta e seus parâmetros, onde podemos citar entre eles as correntes de 10%, 30%, 90% e 100% ( $I_{10}$ ,  $I_{30}$ ,  $I_{90}$  e  $I_{100}$ , respectivamente) do valor do primeiro pico, os tempos compreendidos entre estes valores de corrente,  $T_{10/90}$ ,  $T_{30/90}$  e as respectivas inclinações,  $S_{10/90}$ ,  $S_{30/90}$ . Os demais valores referem-se às aproximações realizadas de maneira a permitir a representação da forma de onda côncava por retas.

Figura 6 – Forma de onda côncava para descarga atmosférica

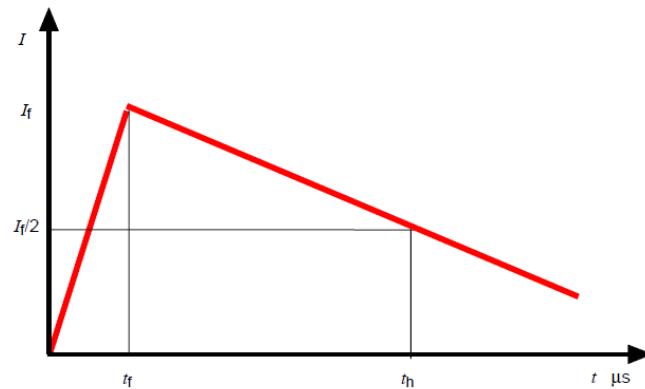


Fonte: CIGRÉ (1991).

Com o auxílio destes parâmetros, foi possível a simplificação desta forma de onda, levando à representação de dupla rampa, amplamente utilizada para simulações e avaliação da suportabilidade de isolamento de equipamentos. A Figura 7 mostra a forma de onda de dupla rampa e a Figura 8 apresenta um resumo da Tabela 1 da norma IEC 60071-1 (IEC 2011).



Figura 7 – Forma de onda dupla rampa



Fonte: IEC (2011).

Figura 8 – Formas de onda e parâmetros para testes de suportabilidade de tensão

Classe	Transitório
	<b>Frente rápida</b>
Forma de onda de tensão ou sobretensão	
Limites para forma de onda de tensão ou sobretensão	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$
Forma de onda padrão de tensão	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$
Teste padrão de suportabilidade de tensão	Teste de impulso de descarga

Fonte: Adaptado de IEC (2004).

O guia do IEEE – IEEE Std 1410™-2010 (IEEE, 2011a) realiza a consideração de que raios incidentes a condutores não protegidos causam sobretensões que possuem a mesma forma de onda da corrente de descarga.

Neste trabalho foram considerados valores determinísticos de corrente que excedam a mediana das distribuições estatísticas apresentadas, com os parâmetros de constante de tempo de frente e tempo de cauda recomendados pelo grupo de trabalho do CIGRÉ e pelo guia da IEEE Std 1410™-2010 (CIGRÉ, 1991; IEEE, 2011a), para as simulações do caso A e um caso extremo proposto pelo caso B. A Tabela 1 apresenta as características consideradas nas simulações.

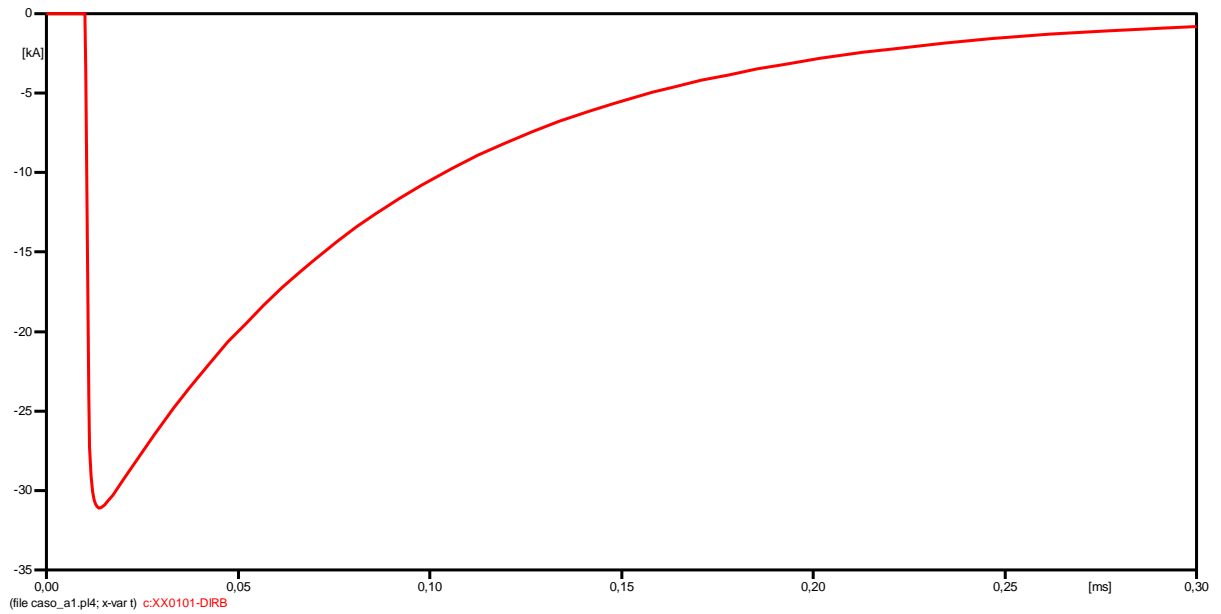
Tabela 1 – Parâmetros de descarga atmosférica

<b>Parâmetro</b>	<b>Caso A</b>	<b>Caso B</b>
Tempo de frente ( $\mu\text{s}$ )	3,83	18,0
Tempo de cauda ( $\mu\text{s}$ )	77,50	200,0
Magnitude da corrente de pico (kA)	31,10	100

Fonte: Elaboração do autor.

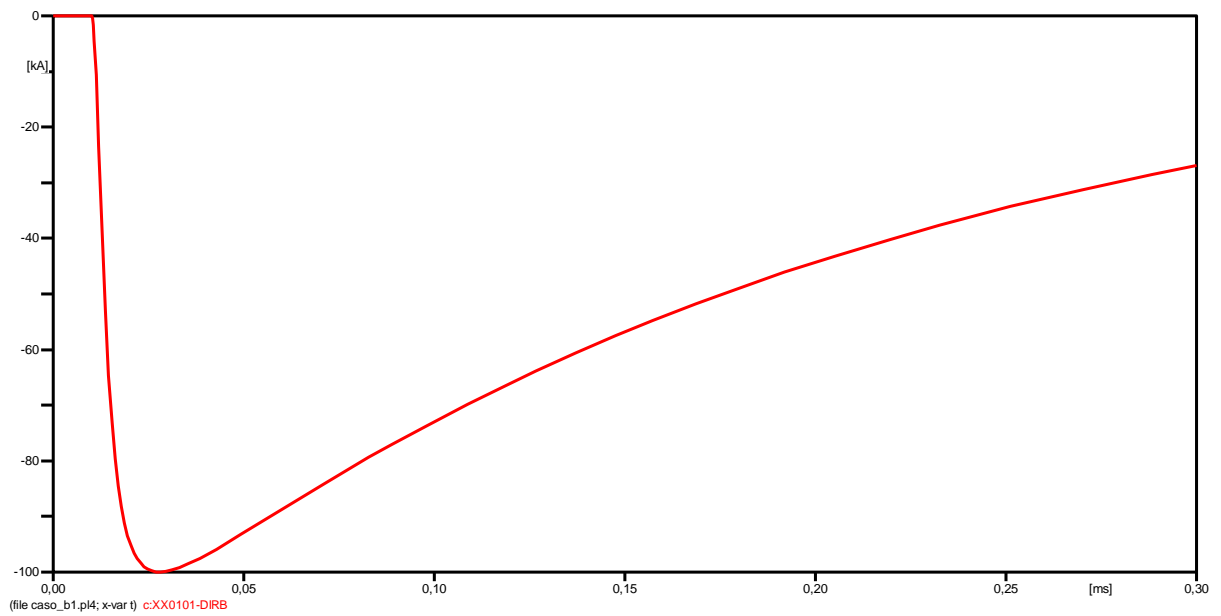
O caso A teve amplitude de corrente de 31,1 kA, que representa a mediana do valor de pico das descargas atmosféricas negativas, com os tempos de frente de 3,83  $\mu\text{s}$  e de 77,5  $\mu\text{s}$  para a cauda e o caso B, que representa o caso crítico, considera os valores arbitrários de amplitude de corrente de 100 kA e tempo de frente de 18  $\mu\text{s}$  e de 200  $\mu\text{s}$  para a cauda. Para ambas as descargas, foi escolhida a polaridade negativa, como pode ser visto na Figura 9 e na Figura 10.

Figura 9 – Forma de onda da corrente de descarga para o caso A



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 10 – Forma de onda da corrente de descarga para o caso B



Fonte: Elaboração do autor.

### 3.3 MODELAGEM COMPUTACIONAL

As análises propostas para este trabalho foram realizadas com o auxílio do *software Alternative Transient Program – ATP*.

Esse *software* permite a modelagem de redes, sistemas e equipamentos elétricos bem como a simulação de fenômenos de transitórios eletromagnéticos, sendo a sua utilização indicada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2020). A ferramenta gráfica de interface do *software*, *ATPDraw*, foi utilizada para a modelagem, simulação e apresentação dos resultados do sistema elétrico sob estudo com a inserção dos diferentes componentes elétricos pertencentes ao complexo eólico (aerogeradores, travessias aéreo-subterrâneas, redes coletoras aéreas de média tensão, postes, condutores e demais equipamentos associados tais como para-raios, isoladores e chaves) e à subestação coletora, no âmbito das avaliações para a verificação da margem de segurança da coordenação de isolamento.

De acordo com a metodologia proposta na parte 4 da norma IEC TR 60071-4 (IEC, 2004), que é o guia para modelagem computacional de redes elétricas para avaliações de coordenação de isolamento, por se tratar de um fenômeno que envolve altas frequências, os equipamentos elétricos, tais como transformadores de potência, transformadores de corrente e transformadores de potencial devem ser representados por suas capacitâncias equivalentes para terra. Para este trabalho, por se tratar de uma instalação existente, foram considerados os dados de capacitâncias de ensaio dos equipamentos, quando disponíveis. Nos demais casos, foram considerados os valores referenciais previstos nas normas IEC TR 60071-4 (IEC, 2004), IEEE C37.011-2019 (IEEE, 2019) e demais referências consolidadas no tema, para os principais equipamentos elétricos da subestação.

A descarga atmosférica foi modelada por meio de fonte de corrente, mais especificamente pela função de Heidler, que representa a forma de onda de uma corrente de descarga atmosférica subsequente, de maneira que exista um valor de pico da corrente ( $I_0$ ), uma constante de tempo de frente ( $\tau_1$ ) e de tempo de cauda da onda ( $\tau_2$ ) (HEIDLER, 1985):

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

Na equação,  $I_0$  é a corrente de pico,  $\tau_1$  é a constante tempo de frente de onda, e a constante de tempo de cauda  $\tau_2$ .

Uma vez que serão avaliadas as descargas incidindo diretamente no circuito da rede de média tensão, seja sobre o cabo para-raios, seja sobre a fase, o *backflashover*, ou seja, a ocorrência da interrupção na cadeia de isoladores foi modelada através de uma rotina existente dentro do ATP chamada de rotina *flash*, onde ao ter o valor máximo de tensão suportável pelo isolador excedido, envia um sinal de fechamento para uma chave.

Serão considerados isoladores presentes em instalação existente em complexo eólico, com valores de NBI informados e garantidos pelo fabricante.

### 3.3.1 Modelos de para-raios

Os para-raios são os dispositivos utilizados em sistemas elétricos responsáveis pela proteção contra sobretensões, sejam elas de manobra ou de origem atmosférica, que possam vir a causar danos aos demais equipamentos desse sistema. Usualmente têm em sua composição semicondutores como o carboneto de silício (SiC) ou o óxido metálico, e podem ter diferentes arranjos estruturais como o com centelhador e sem centelhador (HINRICHSEN, 2012).

Esse tipo de para-raios é constituído de pastilhas semicondutoras, que na tensão nominal do sistema ou em situações de sobretensões temporárias dentro do valor de tensão de operação contínua do sistema, devem apresentar uma baixíssima corrente de condução para terra, funcionando como uma chave aberta. Ao atingir determinado valor de tensão, como por exemplo a causada em uma solicitação por manobra ou descarga de origem atmosférica, ocorre a condução de corrente pelos semicondutores, que pela conexão de cabos dos para-raios deve ser direcionada a um caminho de baixa impedância – sistema de aterramento – com o objetivo de ser dissipada pelo solo (HINRICHSEN, 2012).

Ao longo do tempo foram utilizados os para-raios com carboneto de silício, porém atualmente a grande maioria dos para-raios utilizados e presentes nas instalações são os de óxido metálico devido à sua capacidade de apresentar uma característica não linear para correntes de intensidades mais baixas otimizada em relação ao carboneto de silício (HINRICHSEN, 2012).

A norma IEC BS 60099-4 também indica a classificação para alguns dos parâmetros que fazem parte da especificação dos para-raios, como por exemplo a corrente nominal de descarga ( $I_s$ ) de acordo com a tensão nominal (IEC, 2014).

Outros parâmetros apresentados na norma e utilizados para a correta especificação são a tensão máxima ( $U_s$ ) e a tensão nominal ( $U_r$ ) do sistema, a tensão máxima de operação contínua ( $U_{ct}$ , comumente chamada de MCOV) e a capacidade de absorção de energia dada em kJ/kV. Os fabricantes de equipamentos buscam sempre a otimização destes parâmetros, superando-os se possível, dentro das necessidades de mercado de determinada região.

A proteção adequada em relação às sobretensões provocadas por ondas de frente rápida que irão se propagar pelo trecho do circuito elétrico afetado proporcionada pelos para-raios depende de fatores como as características do para-raios, distância entre ele e os equipamentos protegidos incluindo os condutores de conexão, suas capacitâncias e impedâncias, a amplitude e forma da sobretensão e respectiva corrente passante pelo para-raios, número de linhas e impedâncias de surto associadas.

A metodologia para aferição e confirmação da resposta da característica não linear de um para-raios de óxido metálico sem centelhador para um impulso de corrente com forma de onda padronizada é descrita pela norma IEC BS EN 60099-4 (IEC, 2014). O ensaio é realizado fazendo uso de uma onda de corrente com determinada amplitude e tempo de frente entre 7  $\mu$ s e 9  $\mu$ s e tempo de cauda entre 18  $\mu$ s e 22  $\mu$ s, sendo comumente chamada de corrente de impulso 8/20  $\mu$ s.

Diferentes métodos de modelagem para os para-raios foram estudados e apresentados, como os propostos por Tominaga et al. (1979), Philipp e Levinson (1976), Matsuura e Yamaoki (1976), Kim et al. (1996), Haddad e Naylor (1999), sendo os modelos IEEE (1992), Pincetti e Giannettoni (1999) e Fernandez e Diaz (2001) os mais difundidos.

O modelo apresentado pelo IEEE Working Group 3.4.11 propôs a modelagem de referência, que leva em consideração as características do campo magnético que a corrente causa ao percorrer o para-raios e a utilização de filtros e resistências não lineares (IEEE, 1992).

A modelagem dos para-raios proposta por Pincetti e Giannettoni (1999), parte do modelo proposto pelo IEEE, propondo entre outros, a simplificação de alguns

componentes do modelo, não requerendo desta forma os dados físicos do para-raios e sim as suas características de ensaio.

Também tendo como ponto de partida o modelo IEEE, Fernandez e Diaz (2001) apresentaram uma proposta de modelagem que assim como o modelo de Pincetti e Giannettoni (1999) altera o arranjo, necessitando entre outras definições, realizar o cálculo do aumento percentual da tensão residual.

O *software* ATP possui em sua biblioteca de modelos um componente que permite a representação de para-raios de óxido de zinco (ZnO) com sua respectiva característica não linear (LEC, 1987). O modelo é denominado de “*exponential ZnO surge arrester R(i) type-92*” e tem característica dada pela equação:

$$i = p \left( \frac{v}{V_{ref}} \right)^q$$

onde:

i: corrente do para-raio

p: constante do equipamento

v: tensão do para-raio

$V_{ref}$ : constante do equipamento

q: constante do equipamento

O tipo de tecnologia utilizada na modelagem para a avaliação do desempenho do sistema em estudo, nos diferentes casos propostos, foi o de óxido de zinco sem centelhador, pois apresenta maior representatividade nos sistemas em instalação atualmente. O modelo escolhido é do fabricante ABB, modelo PEXLIM Q036-YV036 que tem as principais características apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros elétricos garantidos do para-raios PEXLIM Q036-YV036

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Tensão máxima ( $U_s$ )	36 (kV)
Tensão nominal ( $U_r$ )	36 (kV)
Tensão máxima de operação contínua (MCOV)	28,8 (kV)
Classe de descarga	3
Capacidade de absorção de energia	8 (kJ/kV)

Fonte: Adaptado de ABB (2016).

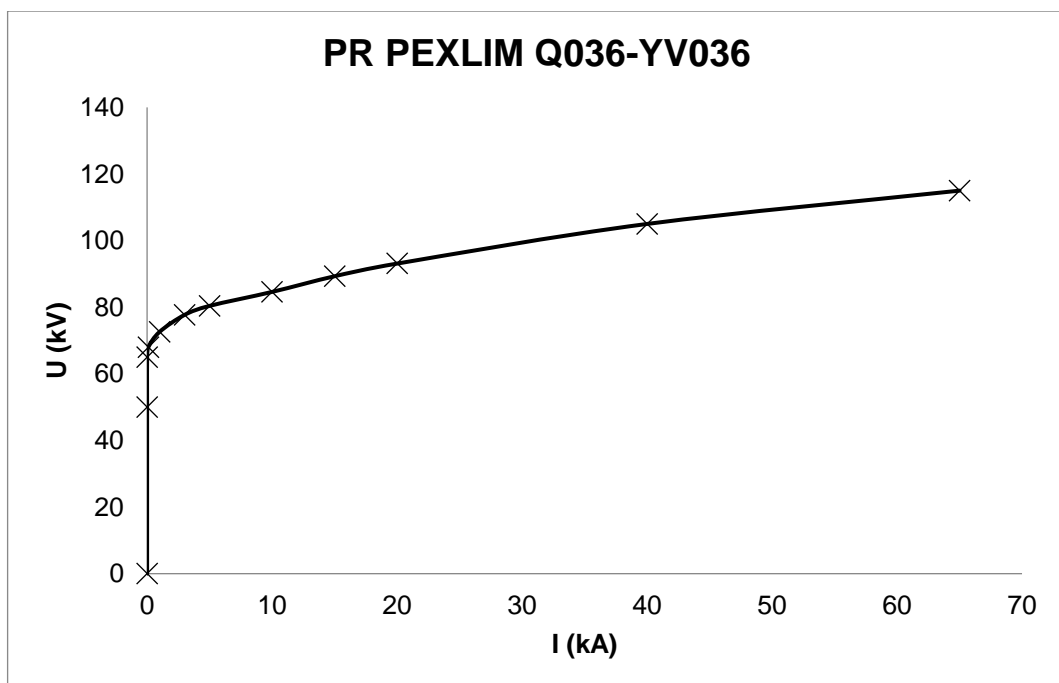
A Tabela 3 mostra a relação entre os valores de corrente e tensão e a Figura 11 apresenta a curva  $V_{xl}$  que através dos valores citados anteriormente representa o modelo de para raios considerado nas simulações.

Tabela 3 – Relação de valores de tensão versus corrente do para-raios considerado

I (kA)	U (kV pico)
0,1	68
1	72,6
3	77,7
5	80,4
10	84,6
15	89,3
20	93,1
40	105
65	115

Fonte: Adaptado de ABB (2016).

Figura 11 - Curva tensão versus corrente do para-raios considerado



Fonte: Elaboração do autor.



### 3.3.2 Parâmetros de equipamentos elétricos

Um dos principais desafios encontrados na modelagem computacional para análise de fenômenos que podem acometer as instalações elétricas é a obtenção de parâmetros e dados confiáveis que remetam à constituição física real dos equipamentos e de sua instalação em campo. Muitas vezes os parâmetros reais de ensaio dos equipamentos de uma determinada instalação não estão disponíveis ou mesmo não foram obtidos pelos ensaios. Nestes casos, as normas e artigos que estudam os equipamentos elétricos são necessários para um correto balizamento dos valores a serem utilizados na modelagem computacional para as análises.

Como visto no item 3.3, a parte 4 da norma IEC TR 60071-4 (IEC, 2004) apresenta referências que indicam a relação entre as tensões e os valores de capacitância equivalente dos equipamentos elétricos presentes em uma subestação, quando estes valores não estão disponíveis a partir de ensaios realizados nos equipamentos. Uma das referências apresentadas pela norma é o artigo apresentado por Imece et al. (1996), que tornou-se referência para a de modelagem computacional de componentes para transitórios eletromagnéticos, compreendendo as frequências entre 10 kHz a 1MHz. Este artigo apresenta as capacitâncias e indutâncias de referência para a modelagem de barramentos, condutores de descida e equipamentos de pátio de subestações, porém, as tensões de referência indicadas para os equipamentos são 115 kV, 400 kV e 765 kV, ou seja, a menor tensão apresentada pelo artigo é aproximadamente três vezes do que o nível de tensão previsto para os equipamentos objetos deste trabalho, 34,5 kV.

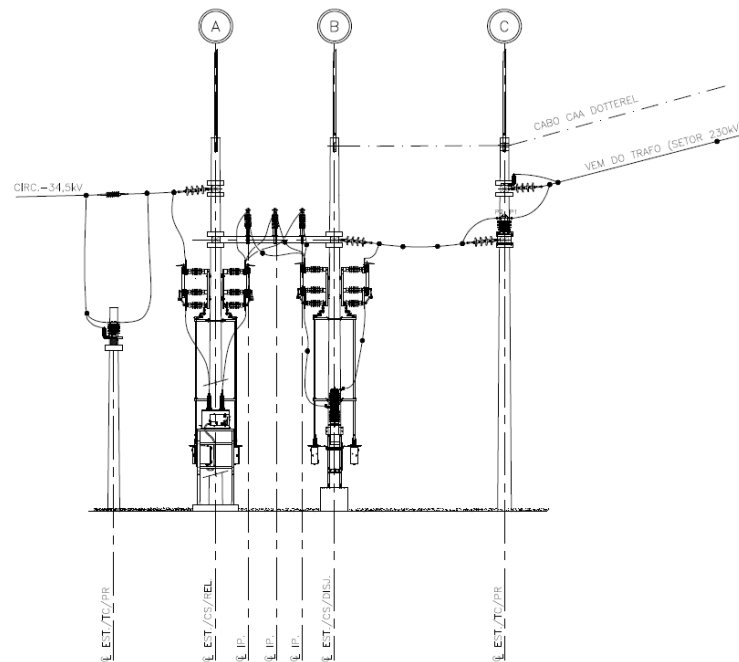
Como alternativa, o Anexo B da norma IEEE C37.011-2019 (IEEE, 2019). apresenta valores de capacitâncias de equipamentos de pátio de subestações para tensões a partir de 15 kV. A partir dos valores descritos, é possível realizar uma interpolação linear entre as tensões dos equipamentos e os valores de referência, de maneira a se obter a capacitância estimada e a modelagem fidedigna para a tensão 34,5 kV, objeto da análise. As subseções a seguir apresentam os valores considerados nas simulações.

#### 3.3.2.1 Barramentos, cabos e condutores de descida

Os barramentos, cabos e condutores de descida presentes na subestação tem por função realizar a conexão entre os equipamentos presentes na subestação. Os



Figura 13 – Esquema de ligação dos cabos condutores com os equipamentos



Fonte: Elaboração do autor.

A metodologia proposta por Imece et al. (1996), sugere a modelagem de seções de barramento superiores a três metros utilizando a rotina *line constants* existente no software de simulação e configuração de condutores não transposta, obtendo-se assim a impedância de surto por parâmetros distribuídos. Para os demais casos, que englobam barramentos menores que três metros e condutores de conexão e descida, uma indutância de parâmetro concentrado de  $1 \mu\text{H}$  por metro é indicada.

Os cabos têm como sugestão de modelagem seções de linha com parâmetros distribuídos, com impedâncias de surto típicas entre  $30 \Omega$  e  $60 \Omega$  e velocidade de propagação igual a  $1/3$  a  $1/2$  da velocidade da luz.

Os parâmetros para os cabos e condutores da subestação consideraram na modelagem a frequência inicial de  $500 \text{ kHz}$ .

### 3.3.2.2 Transformador de potência

Os transformadores de potência têm como função realizar a conversão de tensão, a elevando ou diminuindo para o patamar desejado para a geração, transmissão ou distribuição. O presente trabalho considerou um transformador de

tensão 34,5 kV para 230 kV com enrolamentos primário e secundário com fechamento do tipo estrela solidamente aterrado e potência máxima de 120 MVA.

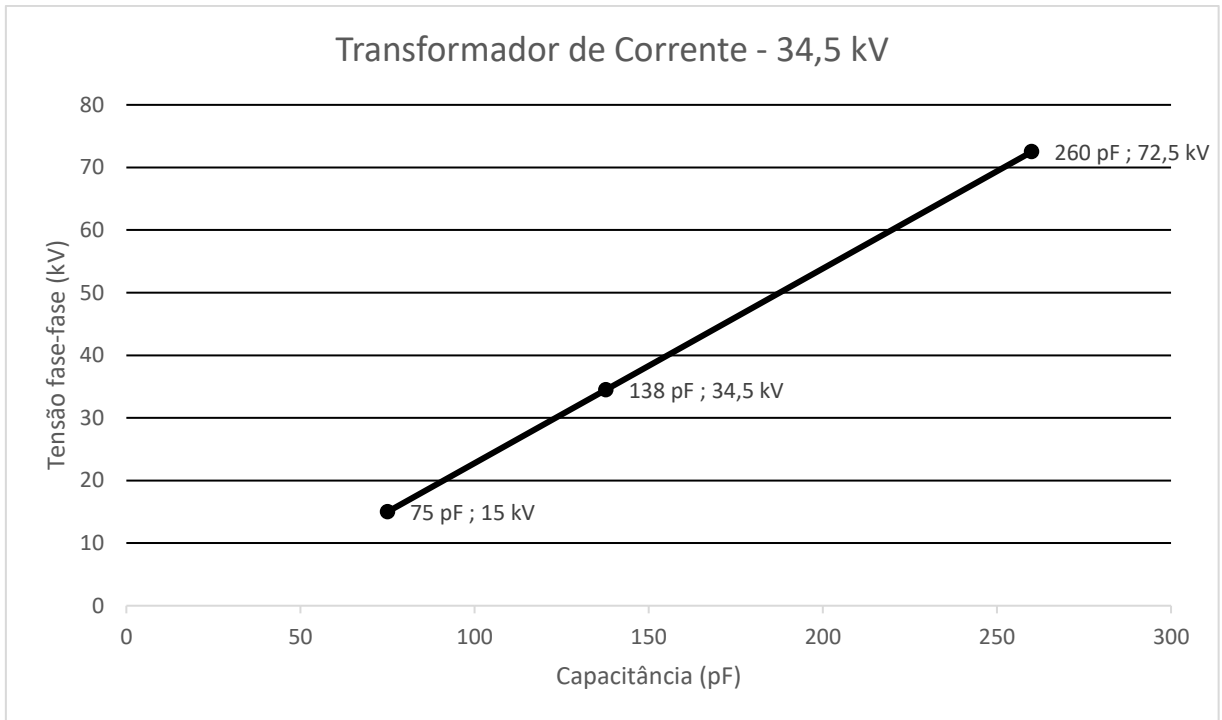
O transformador de potência presente neste trabalho foi representado na modelagem computacional por sua respectiva capacitância do enrolamento em análise – baixa tensão – para terra obtida no ensaio em fábrica, 12838 pF.

### 3.3.2.3 Transformadores para instrumentos

Os equipamentos transformadores de grandezas elétricas como os transformadores de corrente e de potencial indutivo – para a tensão do sistema em estudo, 34,5 kV – também chamados de transformadores para instrumentos, têm importante papel na conversão respectivamente das correntes e das tensões de determinado sistema elétrico para um patamar menor, que permita a utilização das grandezas e dos valores medidos para fins de medição ou de proteção.

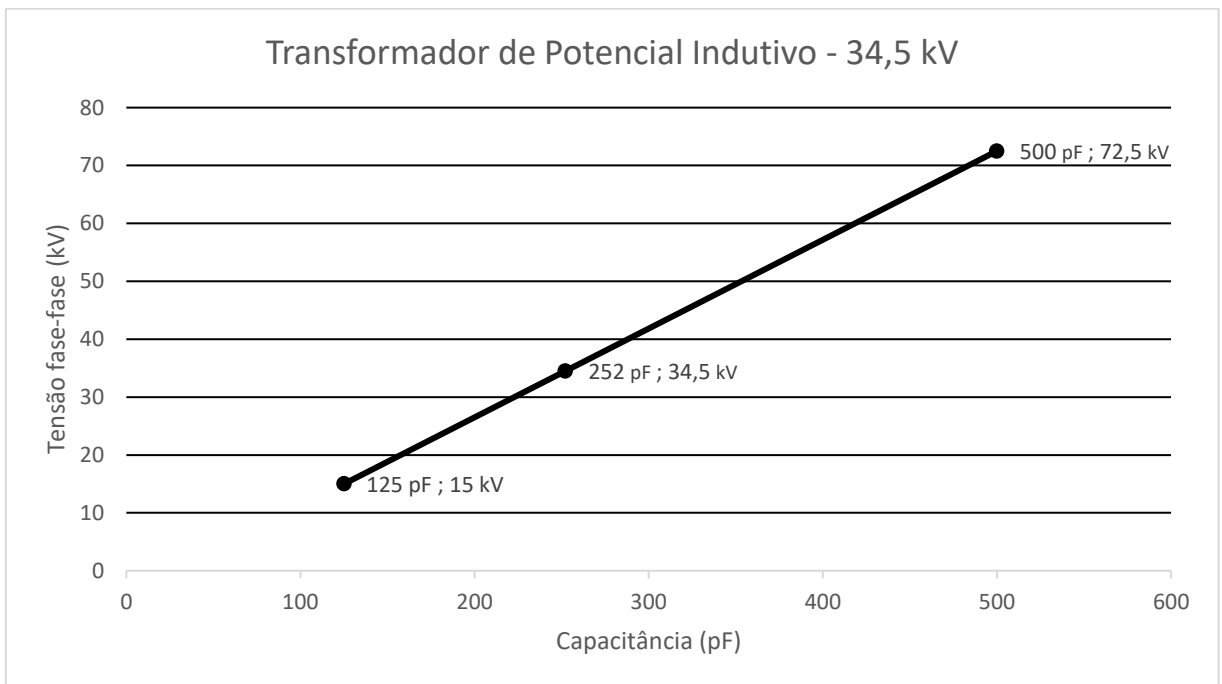
Para a modelagem, foi realizada a interpolação linear proposta no item 3.3.2 entre os valores referenciais de norma e a tensão da instalação sob análise. A Figura 14 e a Figura 15 apresentam os gráficos das interpolações para os transformadores de corrente e de potencial indutivo.

Figura 14 - Regressão linear para capacitância do transformador de corrente



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 15 - Regressão linear para capacitância do transformador de potencial indutivo



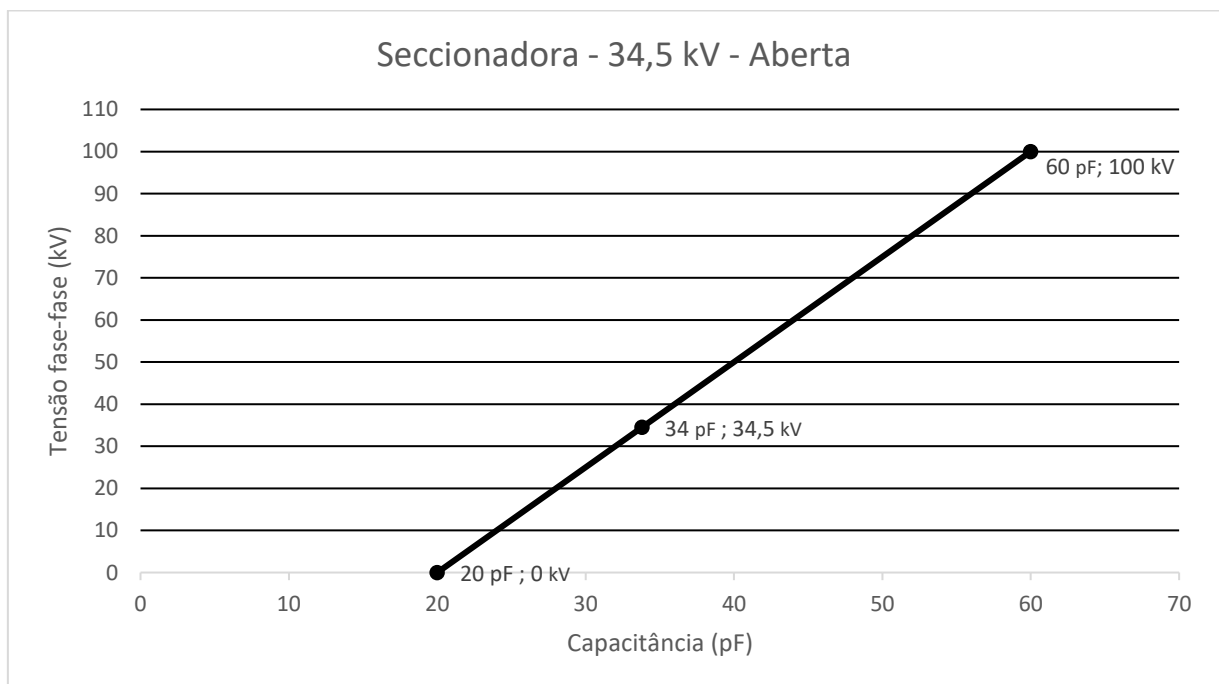
Fonte: Elaboração do autor.

### 3.3.2.4 Chaves seccionadoras

As chaves seccionadoras são os equipamentos responsáveis por realizar o seccionamento, isolamento ou conexão de determinado trecho do circuito, para determinado modo de operação ou segurança operacional em caso de manutenção. São operadas unicamente por ação de um operador, preferencialmente sem carga, podendo também ser operada sob carga caso especificadas para tal (LOPES; KASTRUP FILHO, 2013).

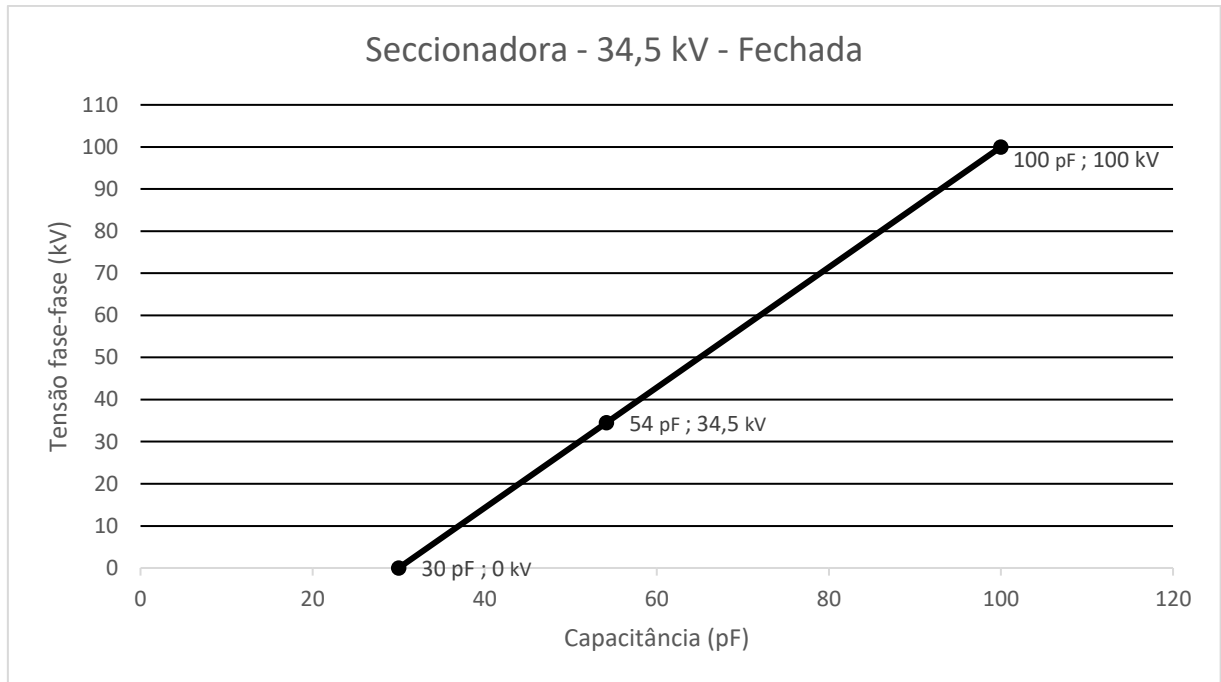
Nas simulações, de maneira a representar as condições operativas da subestação coletora, onde algumas seccionadoras podem ficar abertas e outras fechadas, foi realizada a regressão linear para obtenção dos valores de capacitância para as seccionadoras na condição aberta e fechada, com respectivos gráficos apresentados a seguir na Figura 16 e na Figura 17.

Figura 16 - Regressão linear para capacitância da seccionadora aberta



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 17 - Regressão linear para capacitância da seccionadora fechada



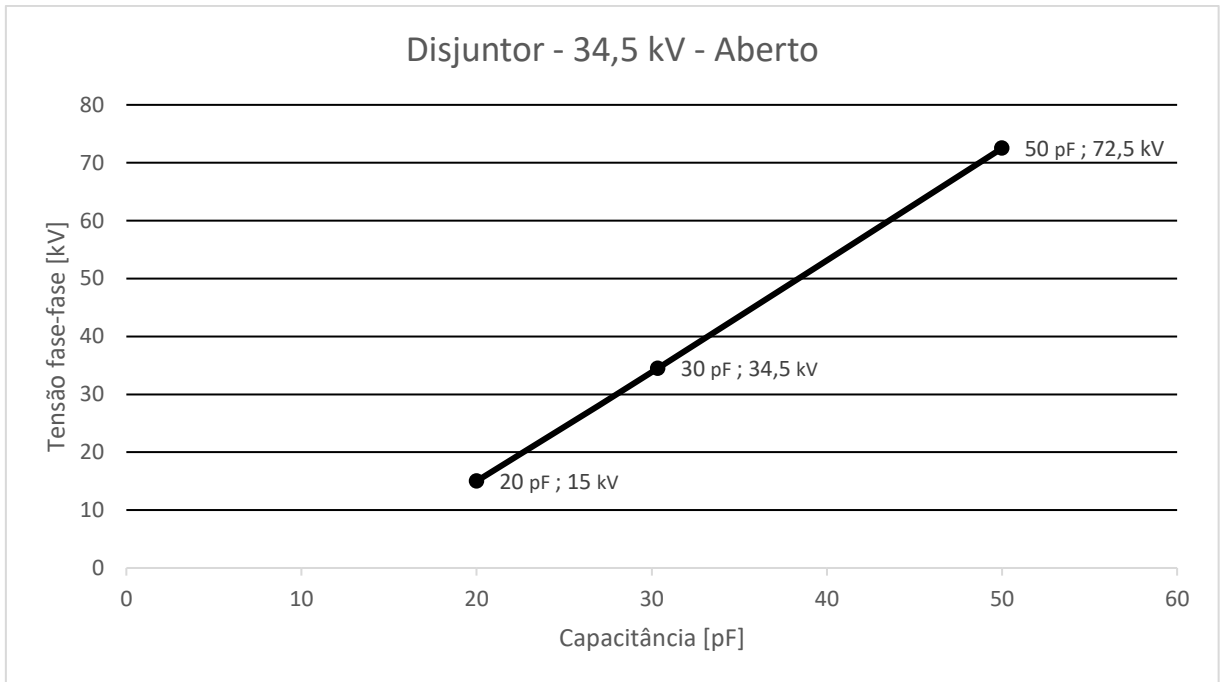
Fonte: Elaboração do autor.

### 3.3.2.5 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos que permitem o seccionamento de trechos do circuito elétrico, seja pela ação de operador ou de maneira automática para proteção dos sistemas e equipamentos em caso de falhas, como as causadas por curto-circuito, por exemplo (SCHWARZ; MORAIS, 2013).

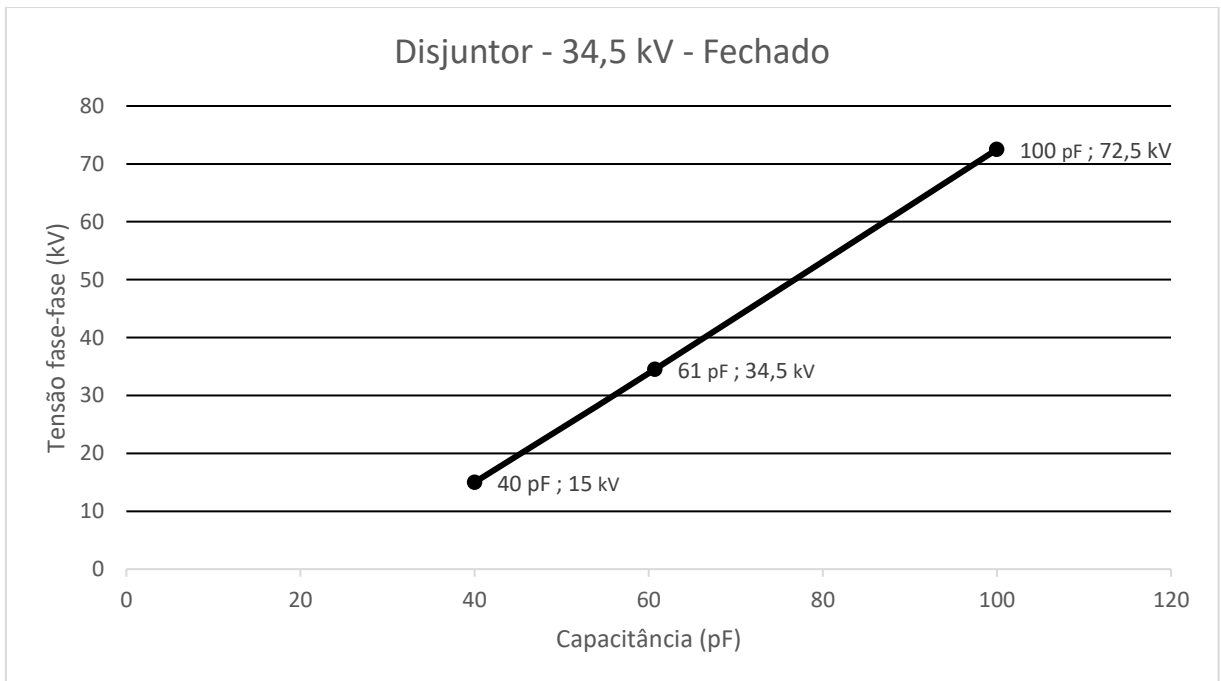
A Figura 18 e a Figura 19 apresentam a regressão linear realizada para os disjuntores considerando a condição operativa fechada e aberta.

Figura 18 - Regressão linear para capacitância do disjuntor aberto



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 19 – Regressão linear para capacitância do disjuntor fechado



Fonte: Elaboração do autor.



A Tabela 4 apresenta em resumo os valores de capacitância atribuídos a cada equipamento para as simulações propostas nesta dissertação.

Tabela 4 – Parâmetros de equipamentos da subestação

<b>Equipamento</b>	<b>Parâmetro considerado para simulação</b>
Barramentos	Parâmetros distribuídos rotina <i>line constants</i>
Condutores de descida	1 ( $\mu\text{H/m}$ )
Transformador de potência	12838 (pF)
Transformador de corrente	138 (pF)
Transformador de potencial indutivo	252 (pF)
Chaves seccionadoras abertas	34 (pF)
Chaves seccionadoras fechadas	54 (pF)
Disjuntores abertos	30 (pF)
Disjuntores fechados	61 (pF)

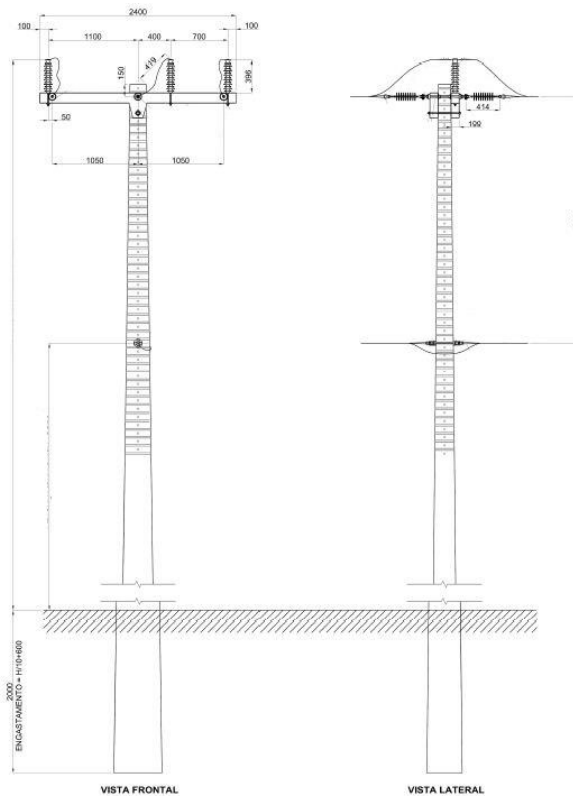
Fonte: Elaboração do autor.

### 3.3.2.6 Rede coletora de média tensão

A rede de média tensão é composta pelos circuitos responsáveis por fazerem a conexão e a condução de potência entre os aerogeradores e a subestação coletora. A rede em análise tem tensão de 34,5 kV e possui diferentes tipos de estrutura para cada configuração de instalação – com um ou dois circuitos, estruturas de transição aéreo-subterrânea, desvios e mudança de direção – comumente conhecidas como N1, N2, N3 e N4. Os isoladores associados a ela são de porcelana, do tipo pilar e classe de tensão de 36 kV.

Os postes considerados para a instalação das redes de média tensão foram de construção típica em concreto e com 14 m de altura espaçamento entre postes em média de 70 m. O *software ATPDraw* permite em uma de suas rotinas (*Line constants*) a modelagem detalhada, com a inserção das distâncias e alturas dos cabos condutores, e dos cabos para-raios – quando existentes – para a obtenção dos parâmetros necessários às análises de transitórios eletromagnéticos. A Figura 20 apresenta o tipo de poste padrão que foi considerado na modelagem.

Figura 20 – Modelo de poste padrão considerado na modelagem

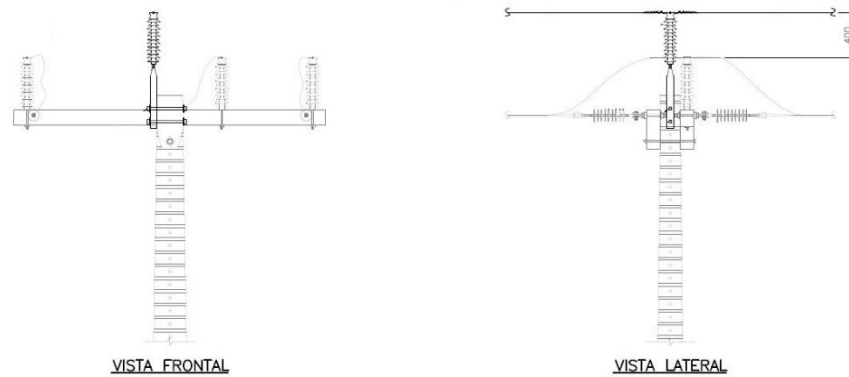


Fonte: Elaboração do autor.

As redes de média tensão de parques eólico podem ter comprimentos de elevada extensão, da ordem de 70 km a 100 km, uma vez que são responsáveis por interligar todos os aerogeradores dispostos no *layout* de instalação de um complexo eólico à subestação coletora. A rede considerada para estudo neste trabalho é a que tem menor distância entre a posição do último aerogerador e a subestação coletora, de maneira a se obter o cenário mais conservativo para as reflexões de tensão e corrente que ocorrerão no sistema nas simulações de aplicação das descargas atmosféricas. Logo, o circuito sob análise tem aproximadamente 5 km e seu esquema unifilar é apresentado na Figura 21.



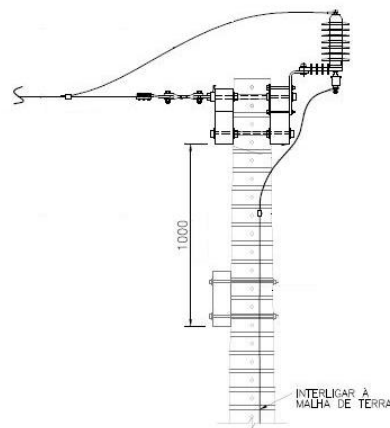
Figura 22 – Modelo de poste para a proposta da instalação de cabo para-raios



Fonte: Elaboração do autor.

Nos casos de simulação onde é proposta a instalação não apenas do cabo para-raios, mas também do para-raios de sacrifício ao final deste trecho de condutor de proteção também é necessária a instalação de uma estrutura que possa viabilizar a instalação deste equipamento de proteção. Este modelo de poste é apresentado a seguir na Figura 23.

Figura 23 – Detalhe da conexão dos para-raios de sacrifício ao final dos 500 m de cabo para-raios proposto



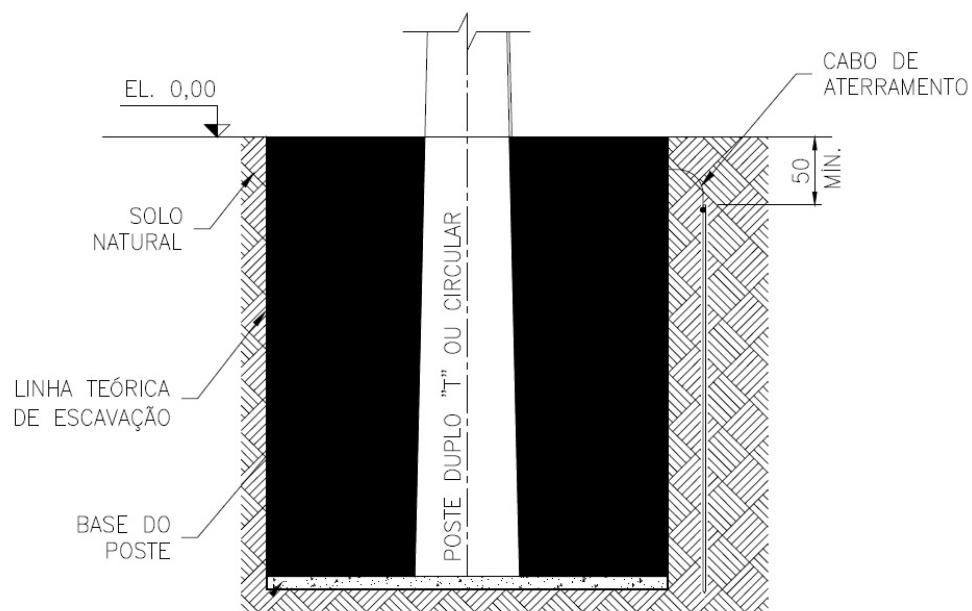
Fonte: Elaboração do autor.

O cabo para-raios proposto é de aço reforçado com diâmetro de 3/8 polegadas do tipo EHS. O vão médio entre postes considerado nestes 500 m onde considerou-

se a instalação do cabo para-raios foi de 70 m e cada estrutura foi modelada de maneira separada.

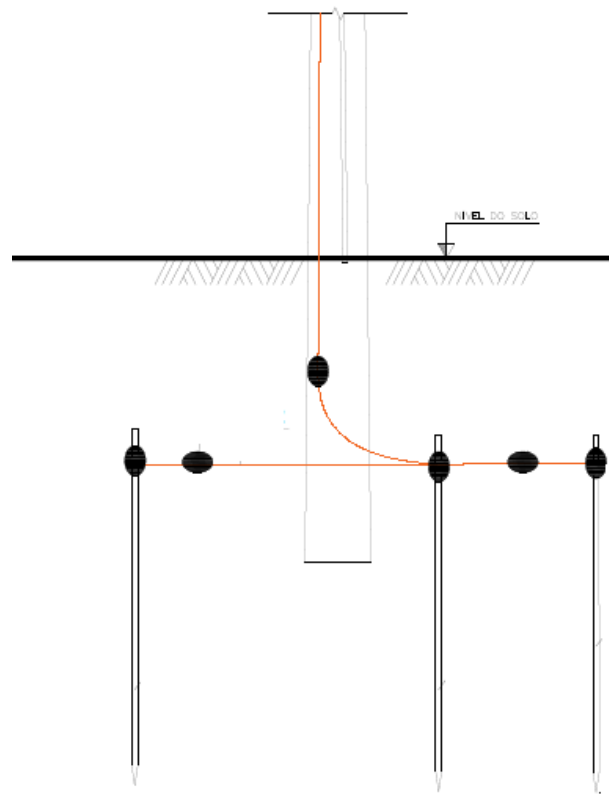
A tensão resultante na estrutura da rede de média tensão depende de sua geometria, vista pelo sistema como a impedância de surto e da resistência de pé de torre, obtida de acordo com tipo de solo e o tipo de aterramento utilizado. O aterramento de postes de rede de média tensão pode ser único, ou seja, em apenas um ponto escolhido da rede de média tensão, seja ele na saída do alimentador da subestação coletora ou na saída do aerogerador, alternado entre as estruturas ou em todos os postes e seguir diferentes configurações, tais como: o aterramento pontual, considerando apenas uma haste enterrada (Figura 24), o aterramento em triodo, onde três hastes são interligadas por um condutor enterrado comum formando um triângulo, como apresentado na Figura 25 e o aterramento em anel ao redor do poste com a utilização de hastes Figura 26.

Figura 24 – Detalhe do aterramento de poste do tipo pontual



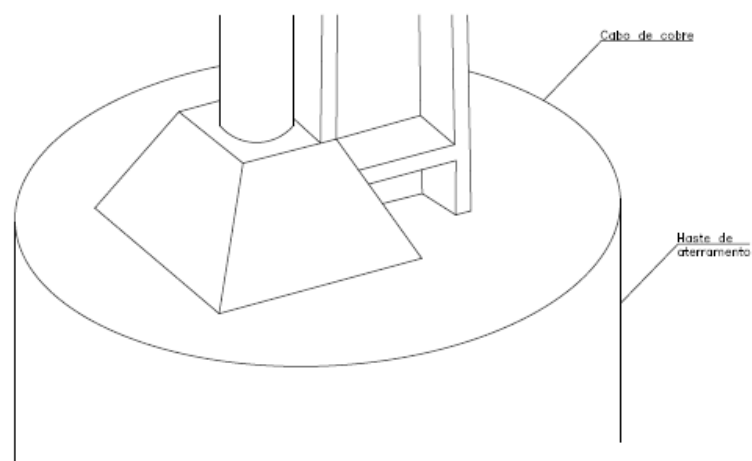
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 25 – Detalhe do aterramento de poste em triodo



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 26 – Detalhe do aterramento de poste em anel



Fonte: Elaboração do autor.

As análises propostas neste trabalho consideram o aterramento do cabo para-raios como efetivamente instalado em campo – na subestação e ao final do 500 m

propostos – e alternadamente entre as estruturas. O item 3.5 detalha a metodologia empregada para a proposição do aterramento dos cabos para-raios.

Para a obtenção da impedância de surto do poste, foi considerada a equação proposta por Wagner e Hileman (1960) que realiza a aproximação do poste como sendo um cone, com propagação sem perdas e com parâmetros constantes (WAGNER; HILEMAN, 1960):

$$Z_{\text{poste}} = 60 \times \ln \frac{H\sqrt{2}}{r_{\text{poste}}}$$

onde:

H: altura do cone equivalente à torre

$r_{\text{poste}}$ : raio da base do poste

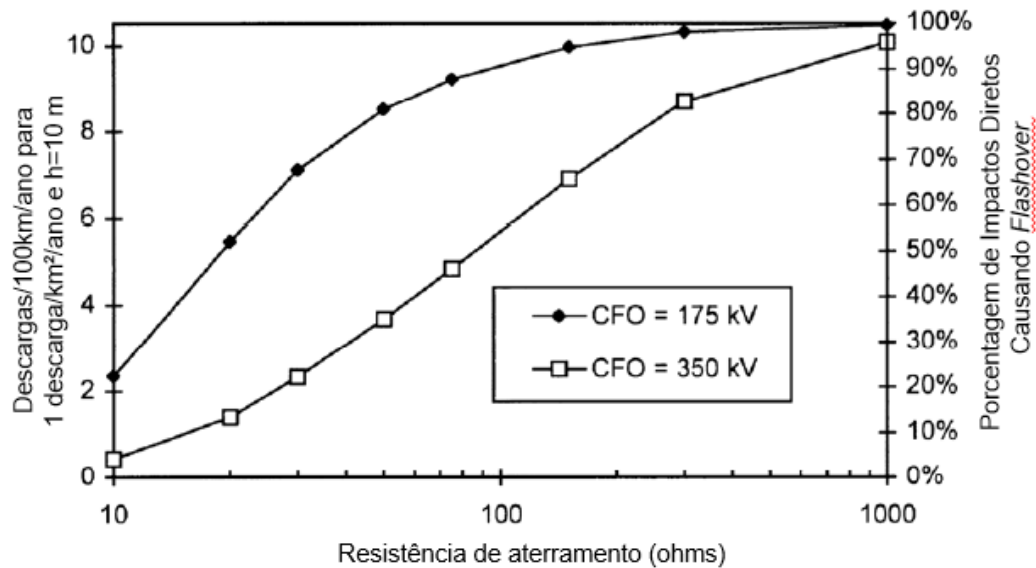
Considerando o poste com altura de 14 m e raio de 35 cm, temos:

$$Z_{\text{poste}} = 60 \times \ln \frac{14\sqrt{2}}{0,035} = 380 \Omega$$

chegando assim ao valor de impedância do poste de 380  $\Omega$  a ser considerado nas simulações.

A resistência de aterramento tem relação direta com o CFO e a efetividade da proteção da rede coletora de média tensão quando ela utiliza o cabo para-raios. A Figura 27 mostra a relação entre a resistência de terra e a performance de uma rede de distribuição com a utilização do cabo para-raios para postes com altura de 10 m de acordo com o IEEE Std 1410™-2010 (IEEE, 2011a).

Figura 27 – Efeito da resistência de aterramento na performance de rede de média tensão com cabo para-raios



Fonte: Adaptado de IEEE (2011a).

Para este trabalho, a resistência de pé do poste teve três valores fixos e arbitrários considerados para cada um dos grupos de simulações: 10  $\Omega$ , 500  $\Omega$  e 1000  $\Omega$ , de modo a tentar reproduzir diferentes possibilidades de resistência presentes no local de instalação da rede aérea de média tensão.

### 3.3.2.7 Geradores eólicos

Os aerogeradores foram representados por fontes de tensão alternada conectados aos respectivos transformadores de potência, responsáveis por elevar a tensão de 690 V para transmissão pela rede coletora de média tensão em 34,5 kV.

## 3.4 SUPORTABILIDADE DE EQUIPAMENTOS

Assim como os tipos de sobretensão podem ocorrer através de impulsos de manobra ou atmosféricos, as tensões suportáveis pelos equipamentos também seguem estas denominações, sendo apresentadas como suportabilidade a impulso de manobra *Basic Switching Level* (BSL) e *Basic Impulse Level* (BIL) (HILEMAN, 1999).

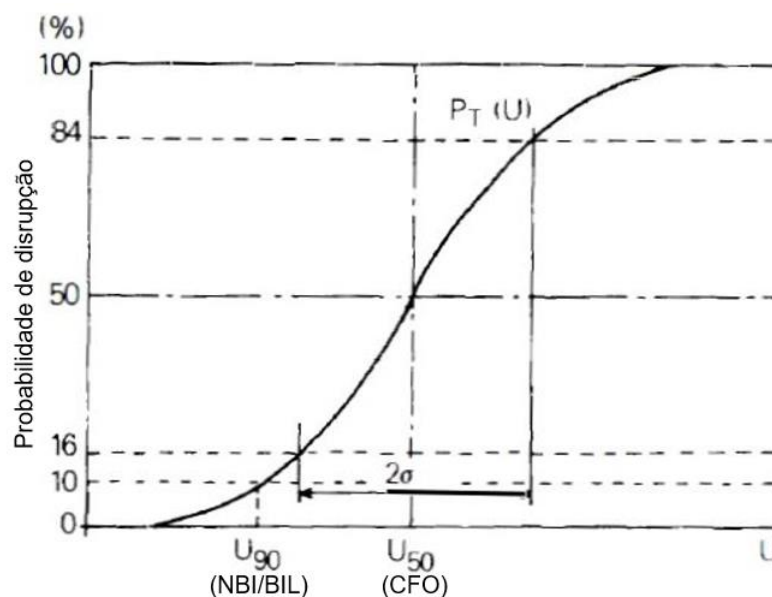
A margem de proteção dos equipamentos contra as sobretensões de origem atmosférica leva em consideração os conceitos de isolamento autorecuperante e não



autorecuperante. Os ensaios realizados nos equipamentos em ambientes controlados de teste para as isolações autorecuperantes são de característica estatística e partem da obtenção da tensão crítica de descarga – *Critical Flashover Overvoltage* (CFO) (HILEMAN, 1999), que por padrão corresponde a uma probabilidade de falha na isolação com ocorrência de disrupção em 50% dos casos para a tensão causada por uma onda impulsiva padrão de tensão com tempo de frente de  $1,2 \mu\text{s}$  e tempo de cauda de  $50 \mu\text{s}$ , e que por consequência permite obter o nível básico de isolamento NBI, também encontrado na literatura como BIL para os equipamentos, considerando um valor determinado de desvio padrão que corresponda às suas respectivas probabilidades de disrupção e suportabilidade.

A Figura 28 apresenta a curva de probabilidade de ocorrência de descarga na isolação considerando o nível básico de isolamento com probabilidade de ocorrência de disrupção de 10%, considerando-se o desvio padrão de 3%.

Figura 28 – Curva de probabilidade de disrupção do isolamento



Fonte: Adaptado de D'Ajuz et al. (1987).

A norma de aplicação de coordenação de isolamento preconiza que a probabilidade de suportabilidade de isolações não autorecuperantes para valores acima de seu NBI é zero (IEEE, 2019). O transformador de potência da subestação coletora é um exemplo de equipamento que possui isolação não autorecuperante e que em caso de falha ou avaria, irá causar a indisponibilidade da geração do complexo

eólico como um todo, sendo assim a margem de proteção em relação ao seu valor de NBI considerada como foco nas análises de coordenação de isolamento.

Além do transformador de potência ser o equipamento que possui maior valor financeiro em uma instalação e sua troca e reparo demandem altos custos, outros fatores têm importante influência quando nos referimos aos demais equipamentos das instalações em complexos eólicos. Muitos dos complexos de geração eólica se encontram instalados em locais de difícil acesso logístico, localizados em regiões afastadas dos grandes centros e acessos viários o que por consequência afetará o tempo de indisponibilidade em caso de falha e influenciará em seu custo de reparo ou reposição.

Também levando em conta que o local de instalação de complexos eólicos se dá em regiões com baixa densidade demográfica, as redes coletoras de média tensão, com sua elevada extensão, apresentam uma maior suscetibilidade à ocorrência de descargas atmosféricas quando comparadas às redes urbanas, por não possuir elementos que possam contribuir como blindagem natural ou adicional, como por exemplo árvores e edifícios.

Nesse contexto de que o transformador de potência é o equipamento com isolamento não autorecuperante da instalação, apesar de o CFO – valor com probabilidade de interrupção da instalação em 50% dos casos – ser comumente utilizado para as avaliações de suportabilidade de redes de distribuição de média tensão, a margem de proteção para os equipamentos foi avaliada e calculada neste trabalho em função da relação entre o valor máximo suportável pela instalação dos equipamentos da subestação coletora, i.e. seus valores de NBI – valor com probabilidade de interrupção da instalação em 10% dos casos – obtidos em ensaios, e os valores de tensão encontrados nas simulações em seus terminais. Esta razão da margem de proteção é dada pela equação:

$$MP = \frac{V_{NBI}}{V_S}$$

onde:

$V_{NBI}$ : nível básico de isolamento do equipamento, obtida em ensaio.

$V_S$ : sobretensão encontrada na simulação.

Logo, a margem de proteção em porcentagem pode ser descrita pela equação:

$$MP\% = 100 \times (MP - 1)\%$$

A consideração do NBI para as avaliações representa um cenário em linha com os valores de suportabilidade fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos e com uma abordagem conservadora, uma vez que margens abaixo de um valor desejado para uma probabilidade de ocorrência de disrupção de 10% já será indicada como risco para a instalação.

Visando a segurança operacional e integridade dos equipamentos, é considerado neste trabalho como valor admissível 15% de margem entre o valor do NBI dos equipamentos e a máxima sobretensão encontrada nas simulações.

A Tabela 5 apresenta os valores de ensaio de NBI de cada um dos equipamentos presentes na subestação coletora e nas redes de média tensão presentes na instalação.

Tabela 5 – Nível básico de isolamento dos equipamentos da subestação

<b>Equipamento</b>	<b>NBI (kV)</b>
Transformador de potência (secundário 34,5 kV)	200
Transformador de corrente	200
Transformador de potencial indutivo	200
Chaves seccionadoras	200
Disjuntores	195
Isoladores rede de média tensão	200

Fonte: Elaboração do autor.

### 3.5 SIMULAÇÃO

Após a definição dos casos a serem analisados e sua posterior modelagem, teve início a etapa de simulação. O trabalho propôs a elaboração de um caso base, que representará o sistema padrão instalado em complexos de geração eólica e fornecerá os valores base de comparação para as demais análises e medidas mitigatórias propostas para aumento da proteção dos equipamentos presentes na subestação coletora, considerando a descarga atmosférica ocorrendo após 500 m na saída do circuito da rede coletora de média tensão da subestação coletora.

Os demais casos foram separados em 3 grupos, de acordo com a medida de proteção e ponto de aplicação da descarga atmosférica:

a) grupo 1:

- instalação de cabo para-raios percorrendo aproximadamente 500 m após a saída do circuito da rede coletora de média tensão da subestação coletora;
- descarga atmosférica aplicada no cabo para-raios ao final dos 500 m;

Nesta abordagem inicial, o grupo 1 tem por objetivo apresentar o ganho de margem de proteção para os equipamentos, com a inserção de uma medida de proteção simples e com a prerrogativa de que a descarga atmosférica no trecho onde a instalação adicional foi inserida e se este ganho de certa maneira é suficiente para uma operação segura, dentro do custo-benefício desta solução.

b) grupo 2:

- instalação de cabo para-raios percorrendo aproximadamente 500 m após a saída do circuito da rede coletora de média tensão da subestação coletora;
- instalação de para-raios de sacrifício ao final do trecho de cabo para-raios;
- descarga atmosférica aplicada no cabo para-raios ao final dos 500 m.

O grupo 2, de maneira evolutiva à solução proposta ao grupo 1, prevê uma solução mais robusta, com a instalação dos para-raios de sacrifício em conjunto com o cabo para-raios. Neste grupo, ainda foi considerada a descarga atmosférica ocorrendo no trecho da rede de média tensão protegido pelo cabo para-raios.

c) grupo 3:

- instalação de cabo para-raios percorrendo aproximadamente 500 m após a saída do circuito da rede coletora de média tensão da subestação coletora;
- instalação de para-raios de sacrifício ao final do trecho de cabo para-raios;
- descarga atmosférica aplicada no cabo condutor fase ao final dos 500 m.

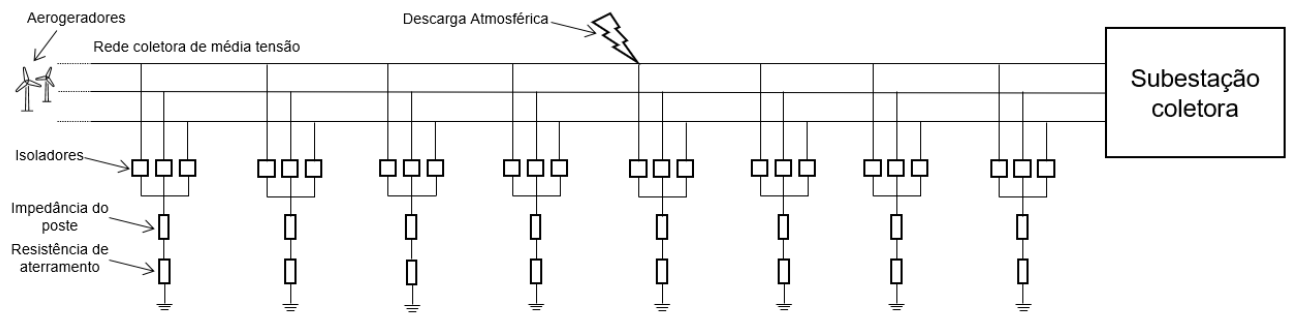
Em busca da confirmação de que a solução proposta no grupo 2 vem a ser a solução com melhor desempenho, o grupo 3 prevê também a instalação dos para-raios de sacrifício em conjunto com o cabo para-raios, porém considerando a descarga atmosférica ocorrendo diretamente no condutor fase da rede de média tensão após o trecho protegido pelo cabo para-raios.

Para os casos dos grupos 1, 2 e 3, foram gerados casos adicionais com o incremento de pontos de aterramento e alteração da resistência de aterramento no trecho de cabo para-raios instalado na rede coletora de média tensão. Os valores das resistências foram definidos de maneira arbitrária, com o intuito de representar desde um cenário com resistência baixa (10  $\Omega$ ) até um cenário com resistência mais alta (1000  $\Omega$ )

Para todos os casos, foram considerados os valores de amplitude de corrente de retorno dos casos A e B apresentados na Tabela 1.

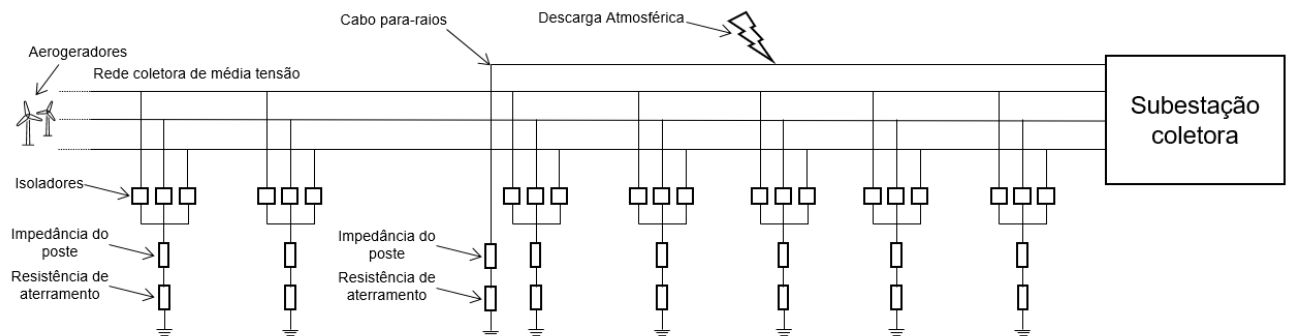
A Figura 29 à Figura 32 a seguir apresentam a representação gráfica dos casos descritos e propostos para este trabalho.

Figura 29 – Representação gráfica do caso base



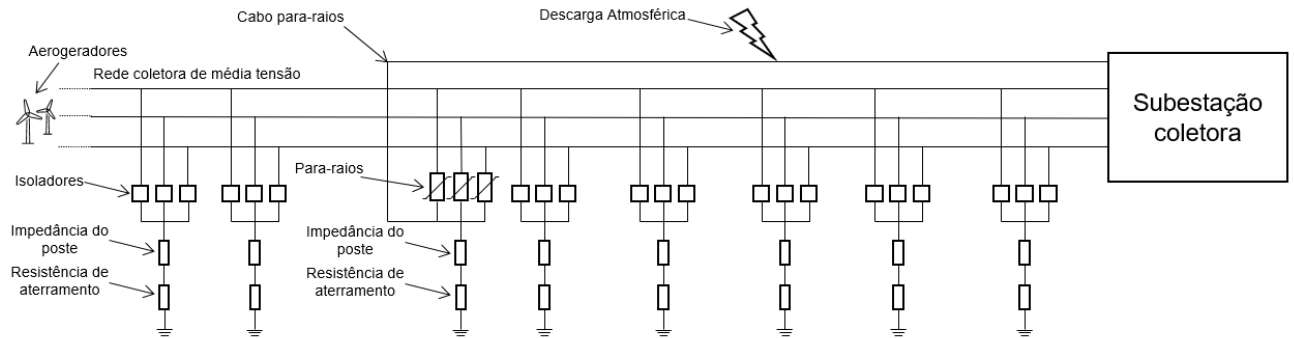
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 30 – Representação gráfica do Grupo 1



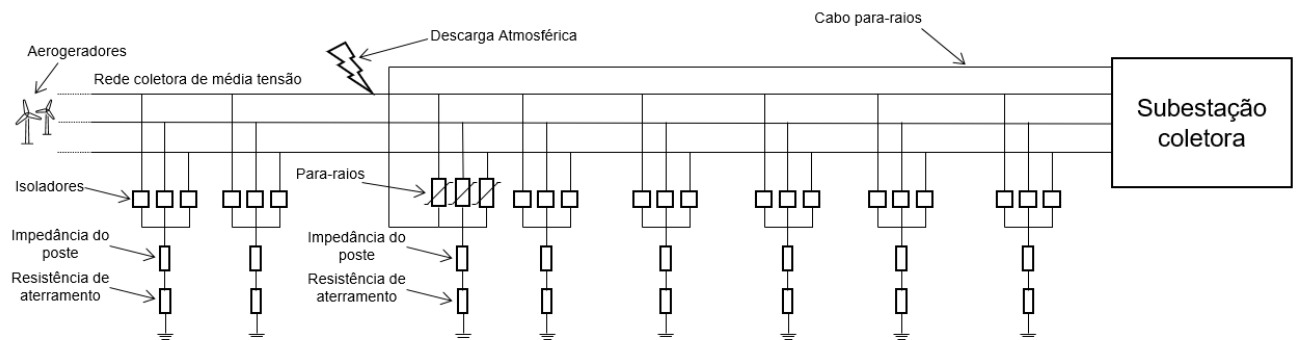
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 31 – Representação gráfica do Grupo 2



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 32 – Representação gráfica do Grupo 3



Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 6 apresenta os casos propostos e o número atribuído a cada caso, que se repetem para os grupos de casos A e B. A representação gráfica simplificada do circuito elétrico elaborado para esta dissertação no formato do *software ATPDraw* se encontra no APÊNDICE E – DIAGRAMA *ATPDRAW*.

Tabela 6 – Casos de simulação

<b>Caso</b>	<b>Proteção</b>	<b>Descarga</b>	<b>Aterramento CG</b>	<b>Resistência de Aterramento</b>
1	-	Descarga direta na fase	Sem cabo para-raios / sem PR (descarga direta na fase)	Sem aterramento
2				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
3			Cabo para-raios aterrado nas 2 pontas	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
4	Cabo para-raios	Descarga no cabo para-raios		Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$
5				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
6			Cabo para-raios aterrado alternadamente	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
7				Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$
8				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
9			Cabo para-raios aterrado nas 2 pontas	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
10	Para-raios de sacrifício	Descarga no cabo para-raios		Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$
11				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
12			Cabo para-raios aterrado alternadamente	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
13				Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$
14				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
15			Cabo para-raios aterrado nas 2 pontas	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
16	Para-raios de sacrifício	Descarga direta na fase		Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$
17				Resistência de aterramento - 10 $\Omega$
18			Cabo para-raios aterrado alternadamente	Resistência de aterramento - 500 $\Omega$
19				Resistência de aterramento - 1000 $\Omega$

Fonte: Elaboração do autor.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após a simulação dos casos, a etapa seguinte consistiu na tabulação dos resultados obtidos e tratamento de possíveis desvios e problemas de simulação. Os dados obtidos foram analisados e discutidos de forma sistemática, no âmbito da solução mais econômica e eficaz para o sistema de média tensão especificado.

As seções a seguir apresentam a síntese dos resultados encontrados nas simulações para os casos considerando as amplitudes de corrente de 31,1 kA (Caso A) e 100 kA (Caso B). O foco da discussão dos resultados é a margem de proteção obtida para o transformador de potência e a energia dissipada nos para-raios.

Na Figura 33 à Figura 44 são apresentadas as tensões no transformador para os principais casos do grupo A e B, em comparativos entre o caso base (caso 1, representado na cor vermelha) e os casos considerando a resistência de aterramento de  $10 \Omega$  (casos 2, 5, 8, 11, 14 e 17). O APÊNDICE C – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO A e o APÊNDICE D – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO B apresentam a comparação indicada acima, para todos os casos simulados.

### 4.1 CASOS “A” – 31,1 kA

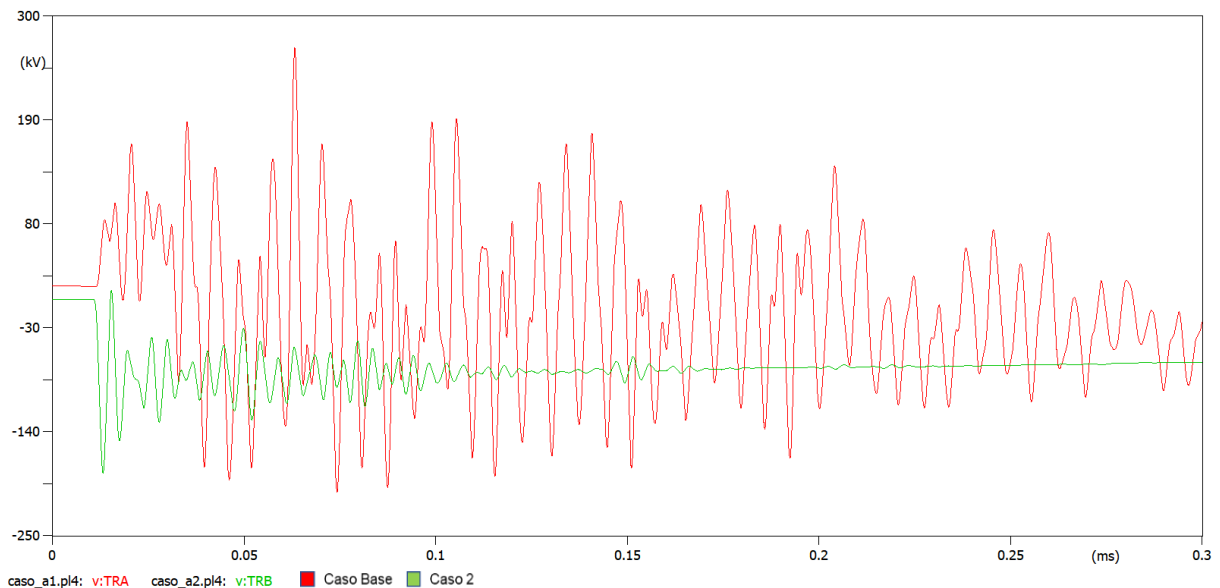
A partir do caso base foi possível verificar que a descarga atmosférica de amplitude 31,1 kA ocorrendo de maneira direta sobre o condutor fase em um sistema sem aterramento dos postes e sem a utilização de métodos adicionais de proteção acarreta uma tensão de 266,1 kV nos enrolamentos do transformador de potência, valor acima de seu NBI (200 kV), ou seja, um valor de tensão destrutivo ao equipamento. Ou seja, para esta descarga atmosférica simulada, a distância escolhida para a instalação do para-raios do transformador não atende uma correta especificação de projeto.

O grupo 1, que propôs a instalação de cabo para-raios em trecho inicial de aproximadamente 500 m do início da rede de média tensão a partir da saída do alimentador da subestação coletora com a descarga atmosférica ocorrendo no cabo citado, mostrou que esta alteração visando o aumento da proteção e considerando o aterramento no primeiro e último poste se mostrou efetiva na diminuição da tensão experimentada pelos equipamentos da subestação, para os casos onde a resistência



de aterramento é  $10 \Omega$  e  $500 \Omega$  (casos 2 e 3, 184 kV e 194 kV respectivamente). A Figura 33 apresenta, de maneira comparativa, a tensão entre o caso base e o caso 2, em que é possível verificar a diferença não apenas a atenuação na magnitude da tensão como também o amortecimento até final do tempo de análise no caso 2. No caso 4, onde a resistência de aterramento é de  $1000 \Omega$ , não houve diminuição no valor de tensão em relação ao caso base, chegando a tensão no transformador ao valor de 197 kV. Para o caso 2, a margem de segurança do transformador ficou em 8,6%, no caso 3 a margem caiu para 3,1% e no caso 4 o transformador de potência foi acometido por tensão acima de seu nível básico de isolamento.

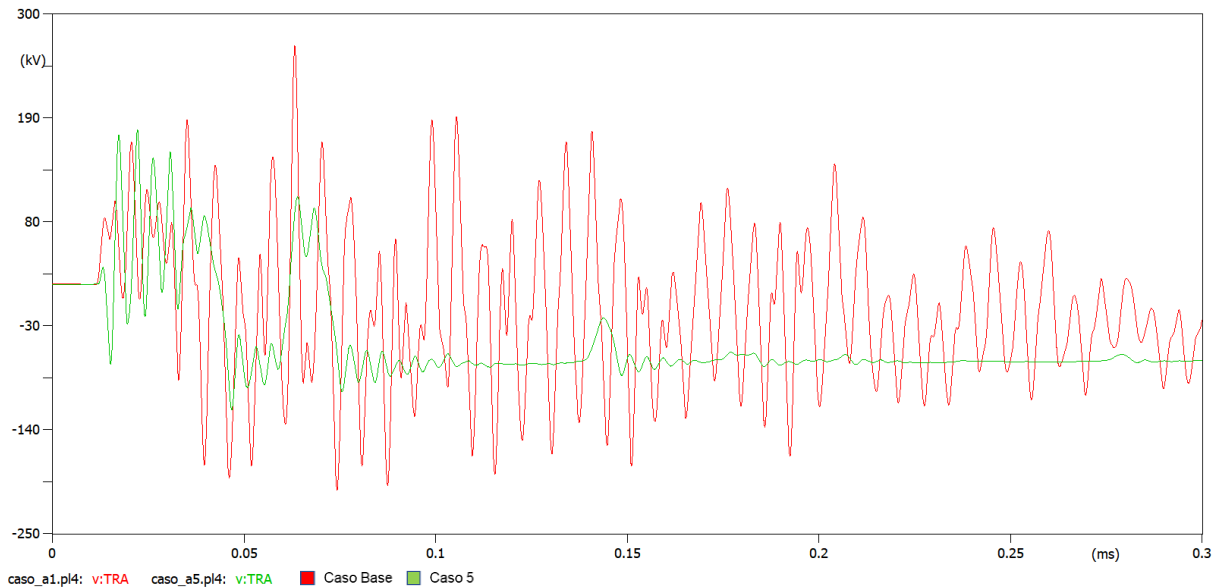
Figura 33 – Tensão no transformador – caso base x caso 2



Fonte: Elaboração do autor.

Os casos 5, 6 e 7, que consideraram os mesmos cenários dos casos 2, 3 e 4, porém com os postes alternadamente aterrados, apresentaram para o caso 5 uma tensão máxima de 177 kV sobre o transformador, mostrada na Figura 34 em comparação com o caso base e que representa uma margem de segurança de 12,7% para sua suportabilidade. Para o caso 6, onde a resistência de aterramento do poste sobe para  $500 \Omega$ , a margem caiu para 1,2% e no caso 7 onde a resistência é de  $1000 \Omega$ , a suportabilidade do transformador foi excedida pelo valor de tensão monitorado em seus terminais (208 kV).

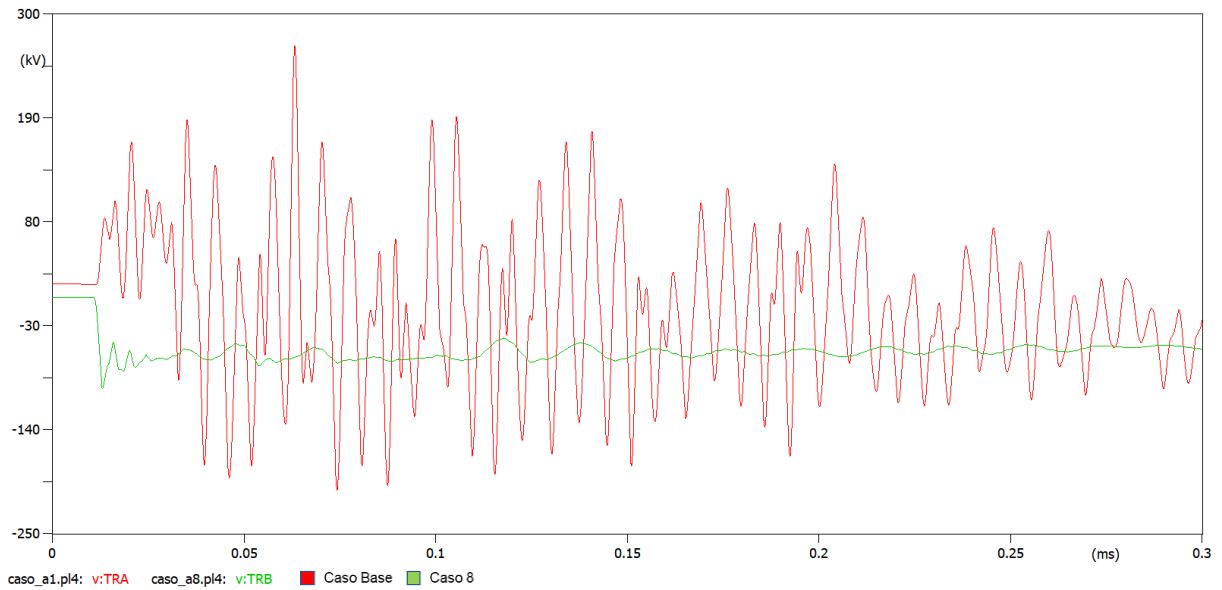
Figura 34 – Tensão no transformador – caso base x caso 5



Fonte: Elaboração do autor.

O grupo 2, que propõe a instalação de cabo para-raios em trecho inicial de aproximadamente 500 m do início da rede de média tensão a partir da saída do alimentador da subestação coletora com a descarga atmosférica ocorrendo no cabo citado e a instalação de para-raios de sacrifício nas fases ao final do trecho de instalação do cabo para-raios, mostrou que esta ação de proteção teve efetividade ainda maior se comparada com os casos do grupo 1. Nos casos 8, 9 e 10 o para-raios de sacrifício cumpriram sua função de proteção no momento que o surto foi direcionado para as fases e com isto a tensão experimentada pelo transformador nestes três casos foi menor que a sua suportabilidade (97 kV, 104 kV e 103 kV respectivamente), provendo margem de segurança acima de 100% para o caso 8 e acima de 90% para os casos 9 e 10. A Figura 35 mostra na comparação entre o caso 8 e o caso base que, além da melhora nos parâmetros de proteção conforme descrito anteriormente, a oscilação da tensão no início da descarga é diminuída sensivelmente.

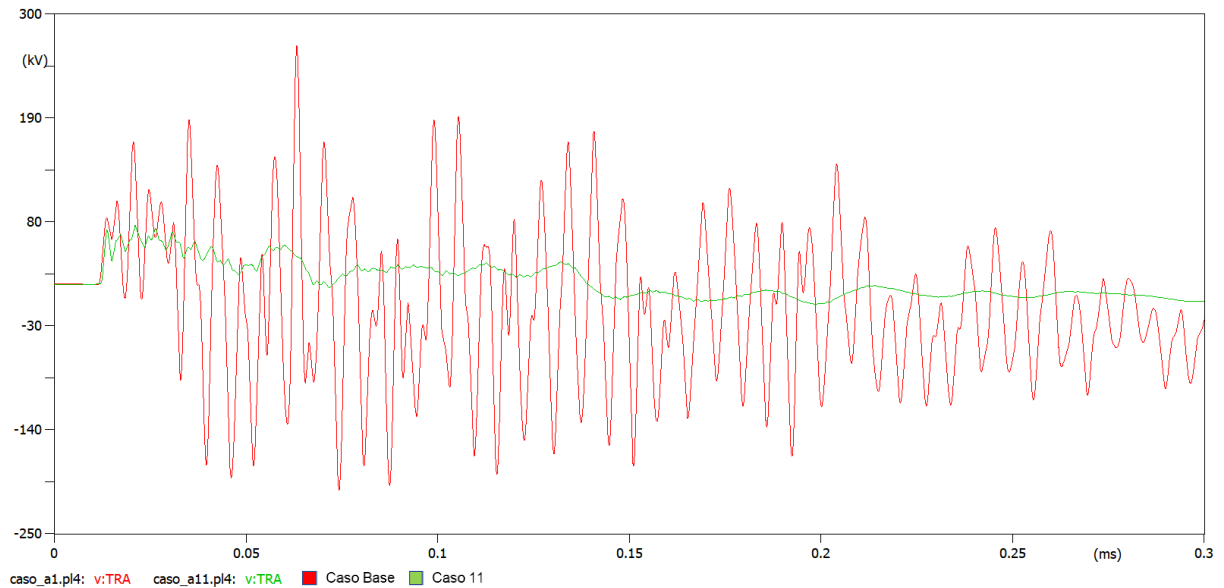
Figura 35 – Tensão no transformador – caso base x caso 8



Fonte: Elaboração do autor.

A efetividade do para-raios de sacrifício também pôde ser verificada para os casos 11, 12 e 13, que têm as mesmas premissas dos casos 8 a 10, com a diferença dos postes aterrados alternadamente. Para estes três casos, a margem de proteção do transformador ficou próxima de 160%, com tensões abaixo dos 80 kV, como pode ser visto na Figura 36, que mostra a tensão no transformador no caso 11 em comparação com caso base.

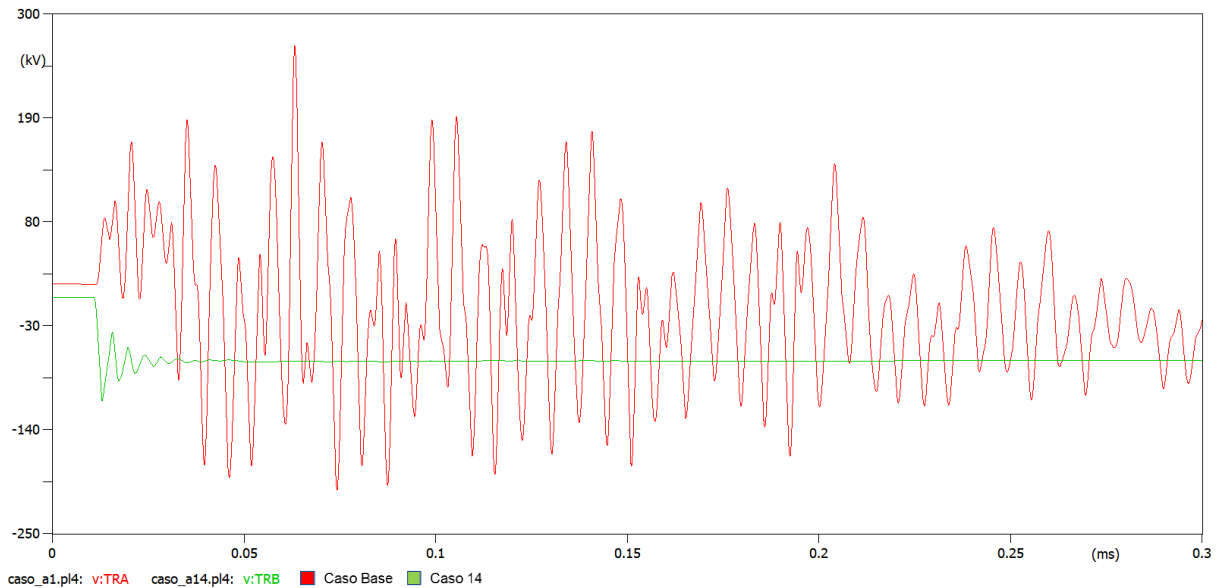
Figura 36 – Tensão no transformador – caso base x caso 11



Fonte: Elaboração do autor.

O grupo 3, que propõe as mesmas técnicas de aumento da proteção do circuito do grupo 2, ou seja, a instalação de cabos para-raios e para-raios de sacrifício, porém considerando a descarga atmosférica ocorrendo diretamente no condutor fase do circuito, também apresentou resultados satisfatórios para a proteção do transformador. Nos casos 14, 15 e 16 a tensão no transformador ficou em 105 kV e 106 kV o que representou as margens de proteção entre 83% e 89%. A Figura 37 mostra a tensão no transformador obtida para o caso 14 em comparação com o caso base.

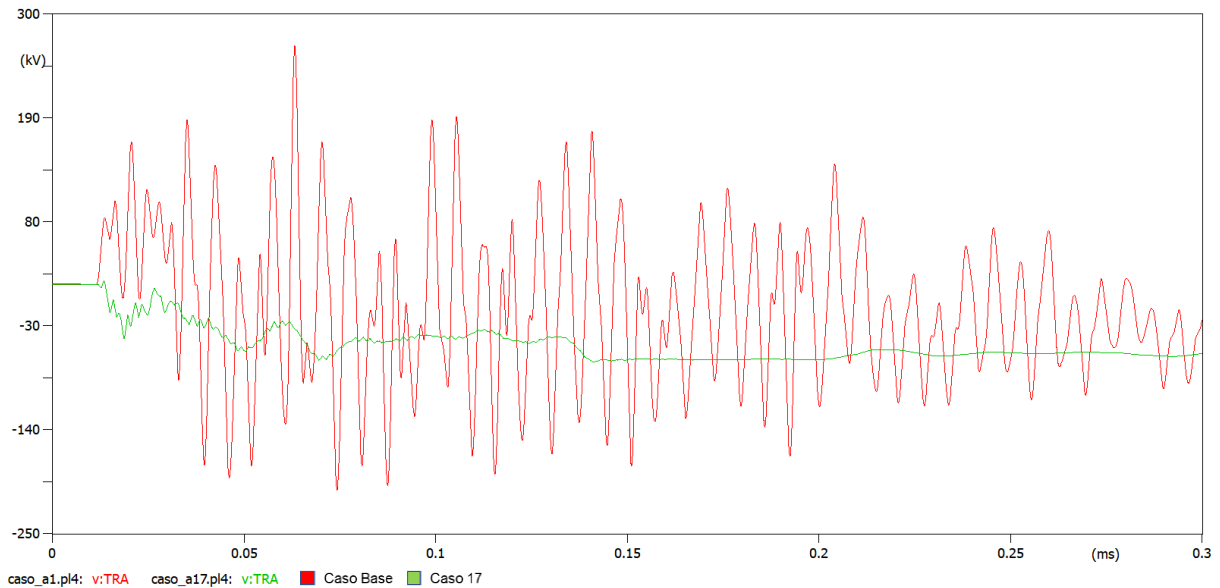
Figura 37 – Tensão no transformador – caso base x caso 14



Fonte: Elaboração do autor.

Os casos 17, 18 e 19, que têm como base os casos 14 a 16, com a adição do aterramento alternado dos postes da rede de média tensão durante o trecho protegido pelo cabo para-raios confirmou-se como a solução que apresentou os menores valores de tensão nos terminais do transformador entre todos os casos simulados, ou seja, a maior margem de proteção para o transformador entre os casos propostos e simulados, com tensões abaixo de 70 kV, como pode ser visto na comparação entre o caso 17 e o caso base mostrada na Figura 38, e que resultou em aproximadamente 200% de margem nestes três casos para o valor máximo admissível para o transformador.

Figura 38 – Tensão no transformador – caso base x caso 17



Fonte: Elaboração do autor.

Para todos os casos dos grupos 2 e 3, não foi verificada diferença sensível nos níveis de tensão que chegaram ao transformador com a alteração dos valores de resistência de aterramento.

No que tange à energia dissipada pelos para-raios, nos casos de 1 a 7, onde não foram considerados os para-raios de sacrifício, houve baixa energia dissipada pelos para-raios da entrada do circuito alimentador e do transformador e assim, não foi proporcionada proteção ao transformador (caso 1 e caso 7) ou foi proporcionada margem de segurança baixa (caso 2 ao caso 6) para o limite de tensão admissível pelo transformador, o que demandaria um processo iterativo de alteração da localização do para-raios na subestação ou até mesmo a alteração do tipo e classe dos para-raios instalados.

Do caso 8 ao caso 19, onde existem os para-raios de sacrifício no circuito, pode-se verificar que estes realizaram sua função de proteção ao transformador, dissipando a maior parte da energia, inclusive sem exceder seu limite (288 kJ) e deixando os para-raios do alimentador e do transformador responsáveis por realizar uma dissipação de energia residual e ínfima quando comparada à dos para-raios de sacrifício, localizados ao final dos 500 m do cabo para-raios.

A Tabela 7 apresenta os casos com as respectivas tensões verificadas no transformador, sua respectiva margem de segurança em relação ao NBI e a energia dissipada nos para-raios de sacrifício, de entrada do alimentador e do transformador. O APÊNDICE A – CASO A mostra as tensões verificadas em todos os equipamentos do circuito para o caso A.

Tabela 7 – Resultados de simulação: caso A – Transformador

<b>Caso</b>	<b>Tensão no transformador (kV)</b>	<b>Margem de segurança (%)</b>	<b>Energia PR sacrifício (kJ)</b>	<b>Energia PR alimentador (kJ)</b>	<b>Energia PR transformador (kJ)</b>
1	266,1	0,0	-	98,1	77,7
2	184,1	8,6	-	65,1	58,9
3	194,0	3,1	-	78,0	71,3
4	197,1	1,5	-	82,5	75,5
5	177,5	12,7	-	6,7	7,2
6	197,7	1,2	-	10,3	10,2
7	207,6	0,0	-	11,8	11,7
8	97,0	106,2	209,3	0,2	0,2
9	104,4	91,6	213,4	0,5	0,5
10	103,6	93,0	214,5	0,6	0,6
11	75,7	164,3	196,6	0,1	0,0
12	76,2	162,4	200,9	0,1	0,0
13	77,0	159,7	202,6	0,1	0,0
14	105,5	83,3	215,7	1,1	1,2
15	106,5	87,9	216,1	1,1	1,0
16	105,5	89,5	216,2	1,0	1,0
17	68,5	191,8	219,4	0,0	0,0
18	67,9	194,7	219,2	0,0	0,0
19	67,6	195,7	219,2	0,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

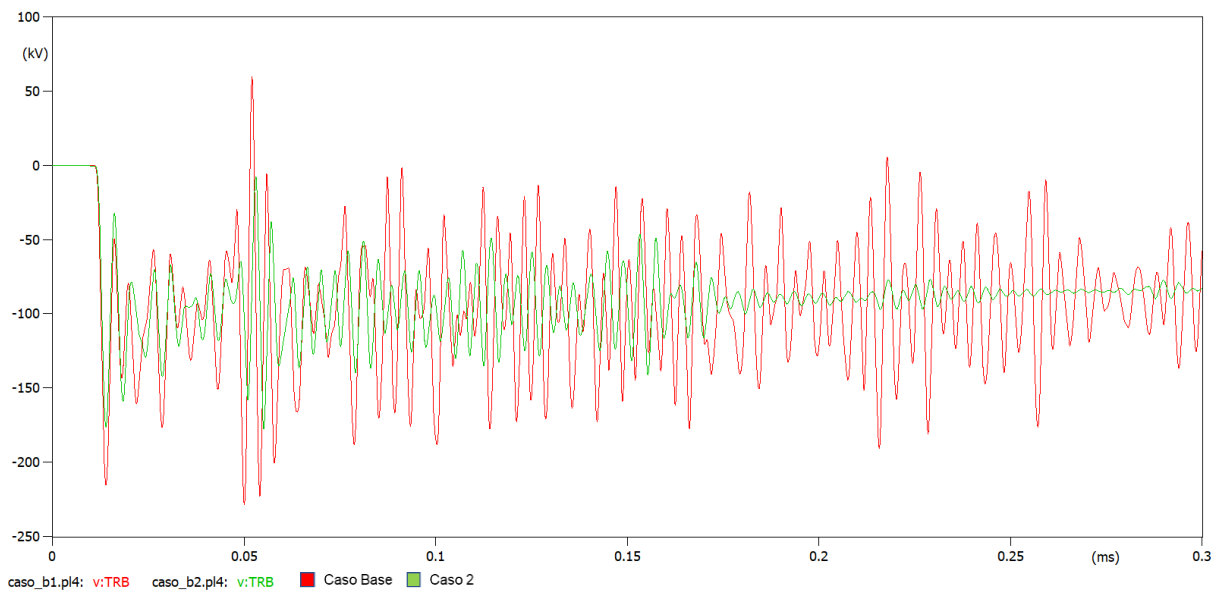
#### 4.2 CASOS “B” – 100 kA

O grupo de casos B considerou a amplitude de corrente de 100 kA para todas as simulações, de maneira a representar um caso extremo de ocorrência de descarga atmosférica.

No caso base verificou-se a severidade e os efeitos da descarga atmosférica de 100 kA, que resultou em uma tensão de 228,5 kV sobre o transformador de potência, valor que excede o NBI do equipamento (200 kV).

O grupo 1, que propôs a instalação de cabo para-raios em trecho inicial de aproximadamente 500 m do início da rede de média tensão a partir da saída do alimentador da subestação coletora com a descarga atmosférica ocorrendo no cabo citado, assim como no grupo de casos A, mostrou que esta ação de proteção considerando o aterramento no primeiro e último poste se mostrou benéfica para a diminuição da tensão experimentada pelos equipamentos da subestação, com margens de segurança abaixo de 15% para o NBI do transformador (12,7%, 8,4% e 4,7%), para os casos com resistência de aterramento de 10  $\Omega$ , 500  $\Omega$  e 1000  $\Omega$  (casos 2, 3 e 4), que resultaram nos valores de tensão de 177 kV, 184 kV e 191 kV, respectivamente. A Figura 39 mostra que as formas de onda para o caso base e o caso 2 são similares, apesar da diminuição no valor máximo de tensão e da atenuação no segundo caso.

Figura 39 – Tensão no transformador – caso base x caso 2

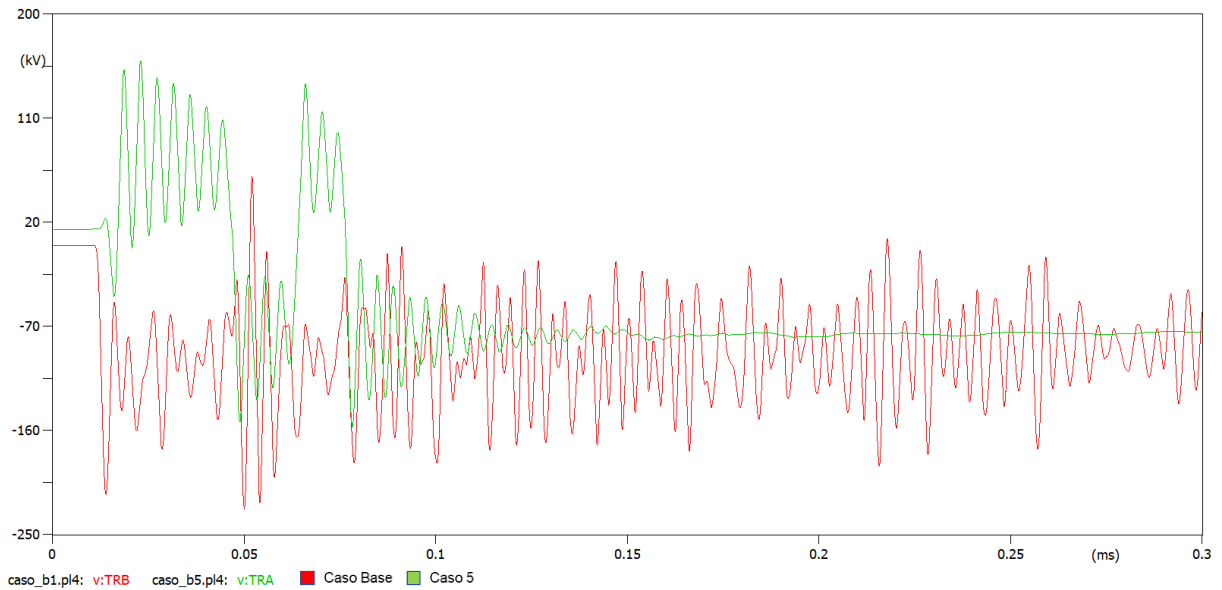


Fonte: Elaboração do autor.

Para os casos que consideraram o cabo para-raios aterrado alternadamente, como no caso 5 – apresentado na Figura 40 em comparação com o caso base – 6 e 7, as tensões encontradas pelas simulações foram 159 kV, 174 kV e 178 kV respectivamente, ou seja, o aterramento alternado dos postes aumentou ainda mais a margem de segurança verificada para os casos anteriores (25,8%, 14,9% e 12,1%).



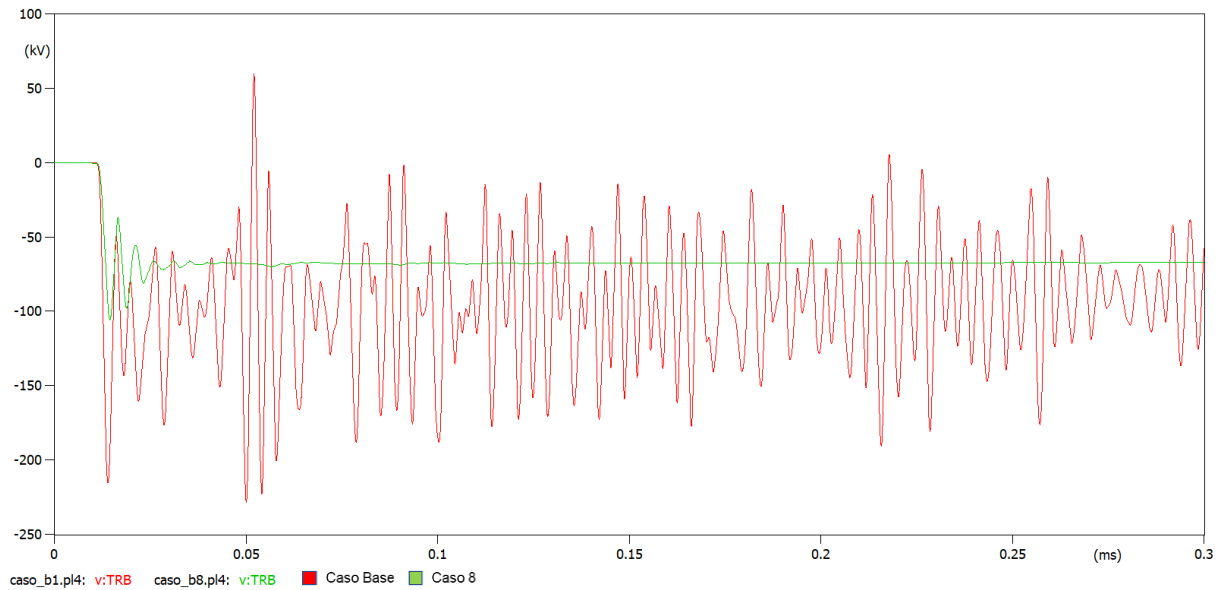
Figura 40 – Tensão no transformador – caso base x caso 5



Fonte: Elaboração do autor.

O grupo 2, que propôs a instalação de cabo para-raios em trecho inicial de aproximadamente 500 m do início da rede de média tensão a partir da saída do alimentador da subestação coletora com a descarga atmosférica ocorrendo no cabo citado e a instalação de para-raios de sacrifício nas fases ao final do trecho de instalação do cabo para-raios, mostrou que esta ação de proteção tem grande efetividade, quando comparada com os casos do grupo 1. Nos casos 8, 9 e 10 os para-raios de sacrifício cumpriram sua função de proteção no momento que o surto foi direcionado para as fases e com isto a tensão experimentada pelo transformador nestes três casos foi menor que a sua suportabilidade (105 kV, 107 kV e 108 kV respectivamente), provendo boa margem de segurança, acima de 80% para os três casos. No caso 8, além da diminuição da tensão, houve grande amortecimento das oscilações, como pode ser visto em comparação com o caso base na Figura 41.

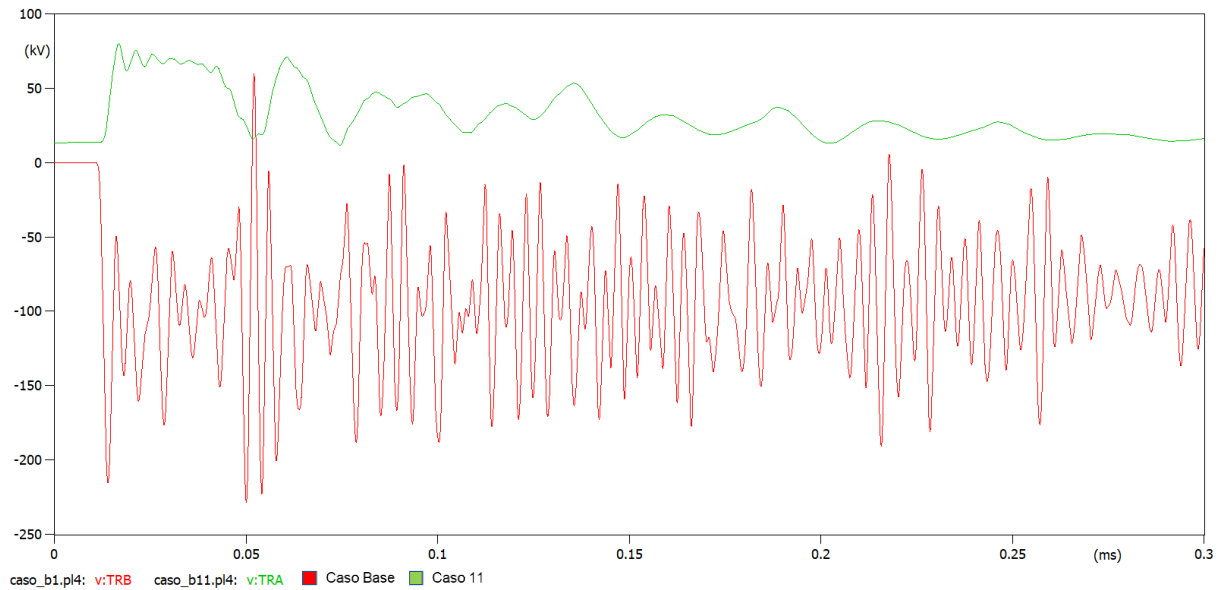
Figura 41 – Tensão no transformador – caso base x caso 8



Fonte: Elaboração do autor.

A efetividade do para-raios de sacrifício também pôde ser verificada, com margem de segurança acima dos casos anteriores, para os casos 11, 12 e 13, que têm as mesmas premissas dos casos 8 a 10, com a diferença dos postes aterrados alternadamente. Para estes três casos, a margem de proteção do transformador ficou na casa dos 150%, com tensões na em torno dos 80 kV. A Figura 42 mostra a comparação do caso 11 com o caso base.

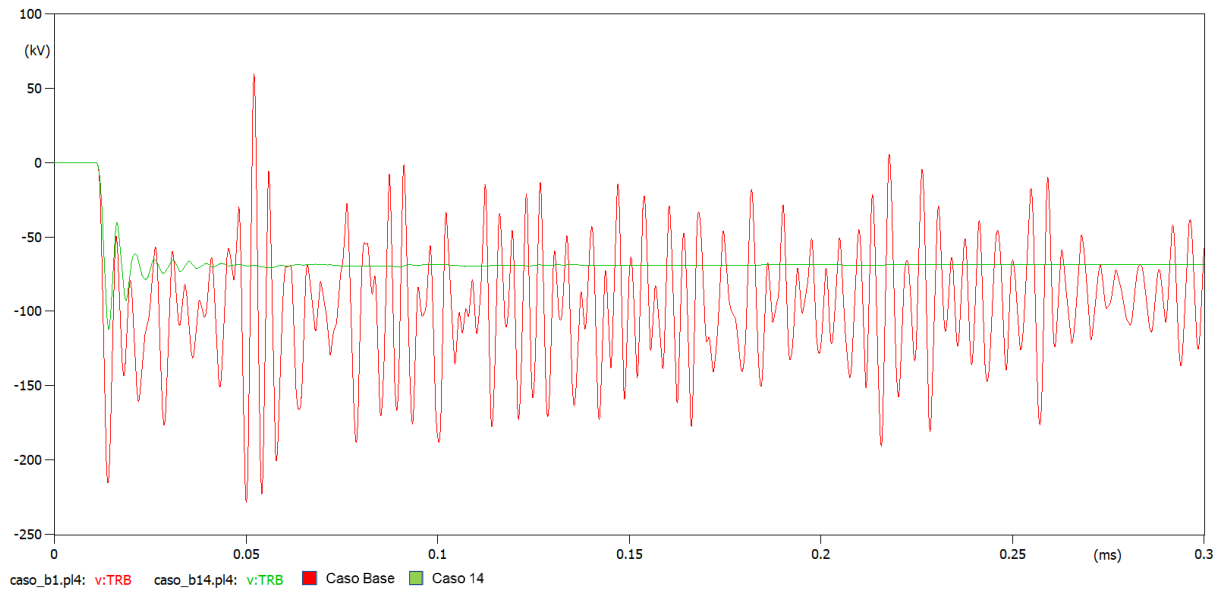
Figura 42 – Tensão no transformador – caso base x caso 11



Fonte: Elaboração do autor.

O grupo 3, que propõe as mesmas técnicas de aumento da proteção do circuito do grupo 2, ou seja, a instalação de cabos para-raios e para-raios de sacrifício, porém considerando a descarga atmosférica ocorrendo diretamente no condutor fase do circuito, apresentou resultados satisfatórios para a proteção do transformador, mesmo considerando o caso extremo de descarga atmosférica de amplitude de 100 kA. Nos casos 14, 15 e 16 as tensões no transformador ficaram na casa dos 111 kV – conforme ilustrado na Figura 43 – o que representou uma margem de proteção entre 78% e 79%.

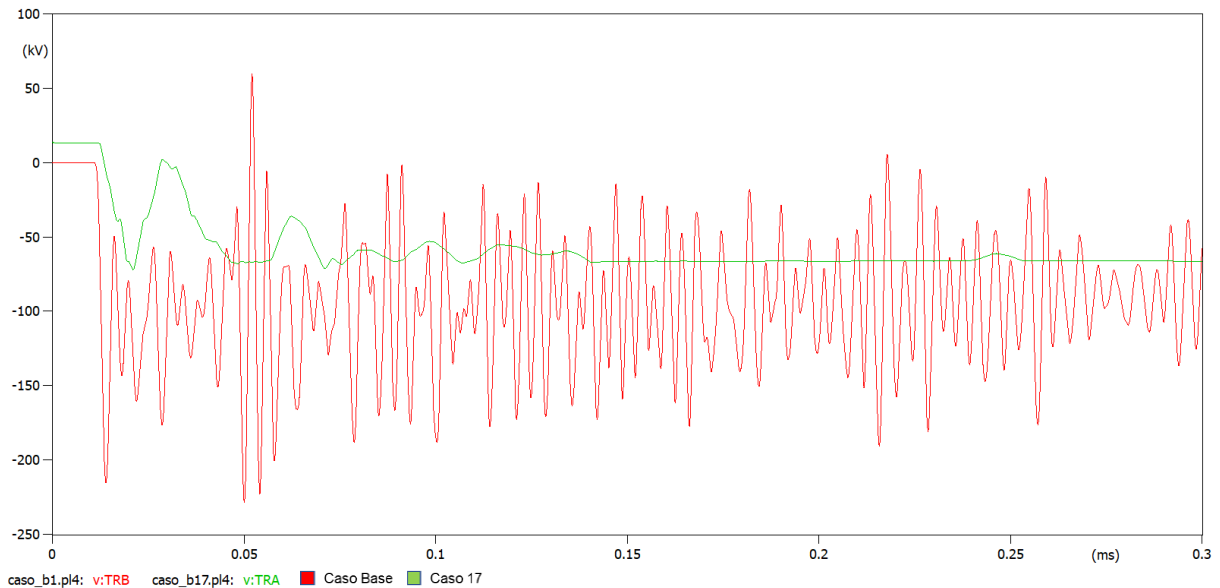
Figura 43 – Tensão no transformador – caso base x caso 14



Fonte: Elaboração do autor.

Os casos 17, 18 e 19, que têm como base os casos 14 a 16, com a adição do aterramento alternado dos postes da rede de média tensão durante o trecho protegido pelo cabo para-raios confirmou-se como a solução que apresentou a maior margem de proteção para o transformador entre todos os casos propostos e simulados deste grupo, com tensões por volta de 72 kV para todos os casos, como pode ser visto por exemplo na Figura 44, e margens de segurança de 177%, 176% e 177% em relação ao valor de tensão máxima admissível para o transformador.

Figura 44 – Tensão no transformador – caso base x caso 17



Fonte: Elaboração do autor.

Assim como para o grupo de casos A, não foi verificada diferença sensível nos níveis de tensão que chegaram ao transformador com a alteração dos valores de resistência de aterramento.

No que tange à energia dissipada pelos para-raios, nos casos de 1 a 7, onde não foram considerados os para-raios de sacrifício no grupo de casos B, considerando a amplitude de corrente de descarga de 100 kA a energia dissipada pelos para-raios da entrada do circuito alimentador e do transformador excedeu a capacidade do equipamento nos casos 1, 2, 3 e 4, o que em uma situação real, possivelmente resultaria em explosão do equipamento. Já nos casos em que foram inseridos os para-raios de sacrifício, estes realizaram sua função de proteção ao transformador, dissipando a maior parte da energia, porém excedendo em no mínimo mais de seis vezes seu limite (288 kJ) para todos os casos (8 a 19) e deixando os para-raios do alimentador e do transformador responsáveis por realizar uma dissipação de energia residual e ínfima quando comparada à dos para-raios de sacrifício, localizados ao final dos 500 m do cabo para-raios.

A Tabela 8 apresenta os casos com as respectivas tensões verificadas no transformador, sua respectiva margem de segurança em relação ao NBI e a energia dissipada nos para-raios de sacrifício, de entrada do alimentador e do transformador.

O APÊNDICE B – CASO B mostra as tensões verificadas em todos os equipamentos do circuito para o caso B.

Tabela 8 – Resultados de simulação: caso B – Transformador

<b>Caso</b>	<b>Tensão no transformador (kV)</b>	<b>Margem de segurança (%)</b>	<b>Energia PR sacrifício (kJ)</b>	<b>Energia PR alimentador (kJ)</b>	<b>Energia PR transformador (kJ)</b>
1	228,5	0,0	-	795,4	684,3
2	177,5	12,7	-	568,1	502,9
3	184,4	8,4	-	678,8	592,8
4	191,0	4,7	-	717,4	623,6
5	159,0	25,8	-	63,5	57,4
6	174,0	14,9	-	91,0	78,5
7	178,5	12,1	-	102,8	86,8
8	105,7	89,2	1894,4	1,8	2,0
9	107,8	85,6	1900,8	2,6	2,9
10	108,7	84,0	1902,7	2,9	3,1
11	80,0	150,2	1870,9	0,2	0,3
12	80,0	150,1	1881,0	0,2	0,3
13	80,0	150,0	1884,0	0,2	0,3
14	111,8	78,9	1904,1	3,8	4,0
15	111,3	79,6	1905,1	3,5	3,8
16	111,2	79,8	1905,4	3,5	3,7
17	72,1	177,4	1918,7	0,1	0,1
18	72,4	176,1	1918,7	0,1	0,1
19	72,0	177,7	1918,8	0,1	0,1

Fonte: Elaboração do autor.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a análise dos resultados dos grupos de casos simulados, foi possível avaliar a efetividade das diferentes medidas mitigatórias propostas neste trabalho, tais como a inserção de cabo para-raios e para-raios de sacrifício com o objetivo de buscar o aumento da margem de segurança dos equipamentos presentes na subestação coletora, principalmente do transformador de potência.

Para todos os casos simulados dentro do grupo A, que tiveram amplitude de corrente de 31,1 kA, foi possível concluir dentro de cada grupo, que quanto mais pontos de aterramento com a menor resistência de aterramento, no caso 10  $\Omega$ , menores serão as tensões experimentadas no transformador em comparação com os casos em que o aterramento foi considerado apenas no primeiro e último poste.

A medida mitigatória proposta de adição de trecho de cabo para-raios promoveu uma melhora na margem de segurança em relação ao caso base, salvo no caso em que foi considerada a maior resistência de aterramento alternada dos postes.

Com a consideração dos para-raios de sacrifício em adição ao trecho de cabo para-raios, foi notório o aumento das margens de segurança, independente do aumento da resistência de aterramento, mostrando que esta medida mitigatória proposta no trabalho se mostrou bastante efetiva não apenas para casos em que a descarga foi considerada no cabo para-raios como também nos casos considerando a descarga atmosférica ocorrendo diretamente no condutor fase do circuito.

Em relação à capacidade de absorção de energia dos para-raios, nos casos em que foi proposta a inclusão dos condutores para-raios com a descarga ocorrendo neste condutor, a energia dissipada pelos para-raios do transformador e do circuito alimentador estão dentro dos limites, não gerando riscos ao próprio equipamento. Nos casos em que ocorre a instalação dos para-raios de sacrifício, a energia dissipada neste para-raios, como esperado, é muito maior em relação aos para-raios do transformador e do circuito alimentador, que praticamente não tiveram solicitação de dissipação de energia.

Já para os casos simulados dentro do grupo B, que tiveram amplitude de corrente de 100 kA, foi possível concluir dentro de cada grupo, que quanto mais pontos de aterramento com a menor resistência de aterramento, no caso 10  $\Omega$ , menores serão as tensões experimentadas no transformador em comparação com os casos em que o aterramento foi considerado apenas no primeiro e último poste.

A medida mitigatória proposta de adição de trecho de cabo para-raios promoveu uma melhora na margem de segurança em relação ao caso base para todos os casos.

Com a consideração dos para-raios de sacrifício em adição ao trecho de cabo para-raios, foi notório o aumento das margens de segurança, independente do aumento da resistência de aterramento, mostrando que esta medida mitigatória proposta no trabalho se mostrou bastante efetiva não apenas para casos em que a descarga foi considerada no cabo para-raios, como também nos casos considerando a descarga atmosférica ocorrendo diretamente no condutor fase do circuito.

Em relação à capacidade de absorção de energia dos para-raios, nos casos em que foi proposta a inclusão dos condutores para-raios com a descarga ocorrendo neste condutor, a energia dissipada pelos para-raios do transformador e do circuito alimentador ultrapassa os limites do equipamento, salvo nos casos em que foi realizado o aterramento alternado dos postes. Nos casos em que ocorre a instalação dos para-raios de sacrifício, a energia dissipada neste para-raios, como esperado, é destrutiva ao equipamento e muito maior em relação aos para-raios do transformador e do circuito alimentador, que praticamente não tiveram solicitação de dissipação de energia.

A utilização de um modelo de resistência concentrada para o aterramento dos postes e a não conexão com o sistema de aterramento da subestação coletora é uma hipótese plausível para os casos em que os valores de sobretensão não se alteram com a alteração da resistência de aterramento, visto que a propagação de onda neste tipo de modelagem pode ocorrer de maneira diferente em relação a modelos de aterramento onde a impedância do sistema completo se altera com a frequência.

Uma vez que nos complexos de geração eólica existentes com circuitos de rede de média tensão aérea não são adotadas técnicas de proteção contra descargas atmosféricas mais avançadas e face aos resultados das análises e simulações, tem-se que a instalação do cabo para-raios e dos para-raios de sacrifício são necessárias de maneira a prover uma margem de segurança confortável para os equipamentos. A consideração dos para-raios de sacrifício do tipo desconectável, permite que em caso de ocorrência de descarga atmosférica no circuito, o retorno do equipamento e do circuito para a condição de funcionamento seja possível de maneira mais rápida e assertiva.



Sugestões para contribuições futuras a esta linha de pesquisa, podem incluir: cálculo da altura do cabo para-raios prevendo uma abordagem alinhada à execução em campo para as redes de média tensão dos parques eólicos; avaliação da influência da modelagem trifásica ou monofásica no *software ATPDraw*; avaliação da influência dos diferentes tipos de aterramento de postes na eficácia, no comportamento das sobretensões e dissipação das descargas atmosféricas nos equipamentos do sistema elétrico; verificação dos diferentes componentes existentes no *software ATP* para modelagem de resistências não lineares e seus resultados nas simulações.

## REFERÊNCIAS

ABB **Surge arresters guaranteed technical data**. Acesso em: 12 mai. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Plano de dados abertos 2016-2017**. 2017. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656835/15191504/DD\\_IG\\_1\\_1.pdf/9151ee40-af8e-029a-cc15-61387f44ad04](https://www.aneel.gov.br/documents/656835/15191504/DD_IG_1_1.pdf/9151ee40-af8e-029a-cc15-61387f44ad04). Acesso em: 7 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de informações de geração da ANEEL - SIGA**. Brasília, DF: ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 7 jun. 2020.

AMARANTE, O. A. C. do; BROWER, M.; ZACK, J. SÁ, A. L. de. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: [s.n.], 2001. 45 p.

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de J. L. da; ANDRADE, P. E. P. de. **Atlas eólico: Minas Gerais**. Belo Horizonte: Cemig, 2010. 84 p.

ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J., Lightning Parameters for Engineering Application, **Electra**, [S.l.], n. 69, p. 65-102, 1980.

ANDERSON, J. G. Lightning Performance of Transmission Line. *In*: LaForest, J. J. (ed.). **Transmission line reference book 345 kV and above**. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 1982. 2 ed, cap. 12, p. 545-598.

ASUDA, O. FUNABASHI, T. Transient analysis on wind farm suffered from lightning. *In*: 39th INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, (UPEC 2004, 2004, Bristol. **Proceedings** [...]. Bristol: [s.n.], 2004. p. 202-206. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1491992>. Acesso em: 12 jul. 2020.

BADRZADEH, B.; HOGDAHL, M.; ISABEGOVIĆ, E. Transients in wind power plants - part I: Modeling methodology and validation. **IEEE Transactions on industry applications**, [S.l.], v. 48, n. 2, p. 794-807, mar/apr, 2012. DOI: 10.1109/TIA.2011.2181291.

BADRZADEH, B.; HOGDAHL ZAMASTIL, M.; SINGH, N. K.; BREDER, H.; SRIVASTAVA, K.; REZA, M.. Transients in wind power plants part II: Case studies. **IEEE Transactions on industry applications**, [S.l.], v. 48, n. 5, p. 1628-1638, mar/apr, 2012. DOI: 10.1109/TIA.2012.2209193.

BARING-GOULD, I. **Offshore wind plant electrical systems BOEM offshore renewable energy**. Workshop. [S.l.: s.n.], 2014. Disponível em: <https://www.boem.gov/sites/default/files/about-boem/BOEM-Regions/Pacific-Region/Renewable-Energy/6-Ian-Baring-Gould---BOEM-Offshore-Wind-Plant-Electrical-Systems-CA.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2020.

BRADT, M.; BATES, M.; BEHNKE, M. R.; BLOETHE, W. G.; BROOKS, C.; CAMM, E. H.; DILLING, W.; GOLTZ, B.; HERMANSON, J.; LI, J. LOY, P.; MCLEAN, K.;

NIEMIRA, J.; NUCKLES, K.; PATIFLO, J.; REZA, M.; RICHARDSON, B.; SAMAN, N.; SCHOENE, J.; SMITH, T.; SNYDER, I.; STARKE, M.; TESTCH, M.; WALLING, R.; ZAHALKA, G. Design and application of cables and overhead lines in wind power plants. *In: 2010 IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: SMART SOLUTIONS FOR A CHANGING WORLD 2010, Proceedings [...].* [S.l.: s.n.]. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484317.

CAMM, E. H.; BEHNKE, M. R.; BOLADO, O.; BOLLEN, M.; BRADT, M.; BROOKS, C.; DILLING, W.; EDDS, M.; HEJDAK, W. J.; HOUSEMAN, D.; KLEIN, S.; LI, F.; LI, F.; MAIBACH, P.; NICOLAI, T.; PATINO, J.; PASUPULATI, S. V.; SAMAN, N.; SAYLORS, S.; SIEBERT, T.; SMITH, T.; STARKE, M.; WALLING, R. Wind power plant collector system design considerations. *In: 2009 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, PES '09, 2009, Canadá. Proceedings [...].* Canadá: IEEE, 2009a. DOI: 10.1109/PES.2009.5275322.

CAMM, E. H.; BEHNKE, M. R.; BOLADO, O.; BOLLEN, M.; BRADT, M.; BROOKS, C.; DILLING, W.; EDDS, M.; HEJDAK, W. J.; HOUSEMAN, D.; KLEIN, S.; LI, F.; LI, J.; MAIBACH, P.; NICOLAI, T.; PATINO, J.; PASUPULATI, S. V.; SAMAN, N.; SAYLORS, S.; SIEBERT, T.; SMITH, T.; STARKE, M.; WALLING, R. Wind power plant substation and collector system redundancy, reliability, and economics. *In: 2009 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, PES '09, 2009, Canadá. Proceedings [...].* Canadá: IEEE, 2009b. DOI: 10.1109/PES.2009.5275333.

CAMM, E. H.; BEHNKE, M. R.; BOLADO, O.; BOLLEN, M.; BRADT, M.; BROOKS, C.; DILLING, W.; EDDS, M.; HEJDAK, W. J.; HOUSEMAN, D.; KLEIN, S.; LI, F.; LI, J.; MAIBACH, P.; NICOLAI, T.; PATINO, J.; PASUPULATI, S. V. SAMAN, N.; SAYLORS, S.; SIEBERT, T.; SMITH, T.; STARKE, M.; WALLING, R. Wind power plant grounding, overvoltage protection, and insulation coordination. *In: 2009 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, PES '09, 2009, Canadá. Proceedings [...].* Canadá: IEEE, 2009c. DOI: 10.1109/PES.2009.5275327.

CASA DOS VENTOS. **Casa dos ventos - energia eólica. 2020.** Disponível em: <https://casadosventos.com.br/pt/energia-dos-ventos/energia-eolica>. Acesso em: 21 jun. 2020.

CIGRÉ Working Group 33.01, **Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines**, CIGRÉ Technical Brochure, n. 63, 1991.

CIGRE TB 549, **Lightning parameters for engineering applications, WG C4.407.** V.A. RAKOV, CONVENOR (US), A. BORGHETTI, SECRETARY (IT), C. BOUQUEGNEAU (BE), W.A. CHISHOLM (CA), V. COORAY (SE), K. CUMMINS (US), G. DIENDORFER (AT), F. HEIDLER (DE), A. HUSSEIN (CA), M. ISHII (JP), C.A. NUCCI (IT), A. PIANTINI (BR), O. PINTO, JR. (BR), X. QIE (CN), F. RACHIDI (CH), M.M.F. SABA (BR), T. SHINDO (JP), W. SCHULZ (AT), R. THOTTAPPILLIL (SE), S. VISACRO (BR), W. ZISCHANK (DE), 2013. 118 p.

D'AJUZ, A.; FONSECA, C. dos S.; CARVALHO, F. M. S.; AMON FILHO, J.; DIAS, L. E. N.; PEREIRA, M. P.; ESMERALDO, P. C. V.; VAISMAN, R.; FRONTIN, S. de O. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - aplicação em sistemas de**

**potência de alta tensão.** Niterói, Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987. 425 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia.** 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN - Séries históricas completas - anexo i - capacidade instalada.** 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório síntese: BEN 2020 - Ano Base 2019.** 2020b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional: Ano base 2019.** 2020c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN - Séries históricas completas - Capítulo 2 (oferta e demanda de energia por fonte) 1970-2020.** 2020d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 12 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz energética nacional 2020 - Ano Base 2019.** 2020e. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 12 out. 2020.

FERNANDEZ F., DIAZ R. Metal-oxide surge arrester model for fast transient simulations. *In: IPST - INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS*, 2001, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Rio de Janeiro: [s.n.], 2001. p. 981-987.

FREIRE, P. **A importância do ato de ler:** em três artigos que se completam. 23. ed. São Paulo: Cortez Editora/Autores Associados, 1989. p.39.

HADDAD, A.; NAYLOR, P. Dynamic impulse conduction in ZnO arresters. *In: 1999 ELEVENTH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON HIGH VOLTAGE ENGINEERING*, 1999, London. **Proceedings** [...]. London: IEEE, 1999. p. 254-257, v.2, DOI: 10.1049/cp:19990642.

HATZIARGYRIOU, N. D.; LORENTZOU, M. I.; COTTON, I.; JENKINS, N. Transferred over voltages by windfarm grounding systems. *In: 8<sup>th</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, ICHQP*, 1998, Athens. **Proceedings** [...]. Athens: IEEE., 1998. p. 342-347. DOI: 10.1109/ICHQP.1998.759910.

HEIDLER, F. Analytische Blitzstromfunktion zur LEMP-Berechnung. *In: 18<sup>th</sup> ICLP-INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION*, 1985, Munich. **Proceedings** [...]. Munich: [s.n.], 1985. p. 63-66.

HEIDLER, F.; CVETIĆ, J. M.; STANIĆ, B. V. Calculation of lightning current parameters. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.l.], v. 14, n. 2, p. 399-404, 1999. DOI: 10.1109/61.754080.

HILEMAN, A. R. **Insulation coordination for power systems**. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, 1999. 767 p.

HINRICHSSEN, V. **Metal-oxide surge arresters in high-voltage power systems fundamentals**. Germany: Siemens AG Energy Sector, 2012. 128 p.

IEA. **Global Energy Review 2019: The latest trends in energy and emissions in 2019**, Paris: IEA Publications, 2020.

IEA. **History of wind power**. 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php#:~:text=People%20used%20wind%20energy%20to,eventually%20spread%20around%20the%20world>. Acesso em: 20 jan. 2022.

IEC. **IEC TR 60071-4 Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks**. Genebra, 2004.

IEC. **IEC 60071-1 Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules**. Genebra, 2011.

IEC. **BS EN 60099-4:2014 - Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems**, 2014. 172 p.

IEC. **IEC 60071-2 Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines**, Genebra, 2018.

IEEE. Modeling of metal oxide surge arresters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 7, n. 1, p. 302-309, jan/ 1992. DOI: 10.1109/61.108922.

IEEE. **IEEE Std 1243-1997. IEEE Guide for improving the lightning performance of transmission lines**. 1997.

IEEE. **IEEE Std 1313.2<sup>TM</sup>-1999 - IEEE Guide for the application of insulation coordination**. p. 1-68, nov/1999.

IEEE. **IEEE Std 1410<sup>TM</sup>-2010 - IEEE Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines**. p. 1-73, jan/ 2011a.

IEEE. **IEEE Std C62.82.1<sup>TM</sup>-2010. IEEE Standard for insulation coordination - definitions, principles, and rules**. 2011b.

IEEE. **IEEE-Std C37.011-2019 - Guide for the application of transient recovery voltage for AC high-voltage circuit breakers with rated maximum voltage above 1000 V**, p.1-127, may/2019.

IMECE, A. F.; DURBAK, D. W.; ELAHI, H.; KOLLURI, S.; LUX, A.; MADER, D.; MCDEMOTT, T. E.; MORCHED, A.; MOUSA, A. M.; NATARAJAN, R.; RUGELES, L.; TARASIEWICZ, E. Modeling guidelines for fast front transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 11, n. 1, p. 493-501, 1996. DOI: 10.1109/61.484134.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global energy review 2019: the latest trends in energy and emissions in 2019**. Paris: IEA, 46 p, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2019>. Acesso em: 12 out. 2020.

KIM, I.; FUNABASHI, T.; SASAKI H.; HAGIWARA, T.; KOBAYASHI, M. Study of ZnO arrester model for steep front wave. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 11, n. 2, p. 834-841, apr/1996. DOI: 10.1109/61.489341.

KÜSTER, K. K.; SANTOS, S. L. F.; RAVAGLIO, M. A.; TOLEDO, L. F. R. B.; PIANTINI, A.; LAZZARETTI, A. E.; MELLO, L. G.; PINTO, C. L. S. An improved methodology for evaluation of lightning effects on distribution networks. *In*: 2017 INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, XIV SIPDA, 2017, Natal. **Anais [...]**. Natal: IEEE, 2017. p. 261-267. DOI: 10.1109/SIPDA.2017.8116934.

LEC - LEUVEN EMTP Center. Exponential ZnO surge arrester R(i). *In*: **Alternative transients program rule book**. [S.l.]: EMTP, 1987. cap. V.E.

LOPES, C. F.; KASTRUP FILHO, O. Seccionadores. *In*: FRONTIN, S. O. (org.) **Equipamentos de alta tensão - prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Brasília: Teixeira, 2013. 1 ed, cap. 11, p.478-481. ISBN:978-85-88041-09-7.

MALCOLM, N.; AGGARWAL, R. Investigating the energy handling capability of low voltage surge arresters in a wind farm under direct lightning strikes on wind turbine blades. *In*: 2014 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2014, National Harbor. **Proceedings [...]**. National Harbor: IEEE, 2014. p. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6938781.

MALCOLM, N.; AGGARWAL, R. The significance of median natural lightning current strokes on the energy handling capabilities of surge arresters employed in wind farms. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 85, p. 319-326, 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2015.06.055.

MATSUURA, M.; YAMAOKI, H. Dielectric Dispersion and Equivalent Circuit in Nonohmic ZnO Ceramics. **Japanese Journal of Applied Physics**, v. 16, n. 7, p. 1261-1262, 1977.

MIYAZAKI, T.; OKABE, S.; SEKIOKA, S. An experimental validation of lightning performance in distribution lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 23, n. 4, p. 2182-2190, 2008. DOI: 10.1109/TPWRD.2008.919252.

NEIVA, A. C. de B.; DUTRA, R. M.; MELO, S. R. F. C. de; GUEDES, V. G.; CABRERA, A. A. M.; ALMEIDA, W. G. de; BRAZ, R. de O. **Atlas do potencial eólico brasileiro: simulações 2013**. 1. ed., Rio de Janeiro: CEPEL, 2017. 50 p.

ONS. **Procedimentos de Rede - Módulo 2 - Critérios e Requisitos**. Rio de Janeiro - RJ. Disponível em: [http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Su bmódulo 2.3-CR\\_2020.12.pdf](http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Su bmódulo 2.3-CR_2020.12.pdf). Acesso em: 12 out. 2020.

PAOLONE, M.; NUCCI, C. A.; PETRACHE, E. I; RACHIDI, F. Mitigation of lightning-induced overvoltages in medium voltage distribution lines by means of periodical grounding of shielding wires and of surge arresters: Modeling and experimental validation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. I.], v. 19, n. 1, p. 423-431, 2004. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.820196.

PIANTINI, A. Lightning protection of overhead power distribution lines. *In: 29<sup>th</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION*, 2008, Uppsala. **Proceedings** [...]. Uppsala: [S.I.], 2008. p. 1-29.

PIANTINI, A.; DUARTE, D. M.; ROMERO, F. Lightning overvoltages on rural distribution lines. *In: 2008 INTERNATIONAL CONFERENCE ON HIGH VOLTAGE ENGINEERING AND APPLICATION (ICHVE)*, 2008, Chongqing. **Proceedings** [...]. Chongqing: IEEE, 2008. p. 63-66. DOI: 10.1109/ICHVE.2008.4773874.

PIANTINI, A. Lightning-Induced voltages on distribution lines with shield wires. *In: 2016 33rd INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP)*, 2016, Estoril. **Proceedings** [...]. Estoril: IEEE, 2016a. p. 1-5. DOI: 10.1109/ICLP.2016.7791391.

PIANTINI, A. Lightning-induced overvoltages on overhead medium-voltage lines. *In: 2016 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HIGH VOLTAGE ENGINEERING AND APPLICATION (ICHVE)*, 2016, Chengdu. **Proceedings** [...]. Chengdu: IEEE, 2016b. p. 1-7. DOI: 10.1109/ICHVE.2016.7800825.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. The effectiveness of shield wires in reducing induced voltages from lightning electromagnetic fields. *In: 2011 7<sup>th</sup> ASIA-PACIFIC INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING (APL) 2011*, Chengdu. **Proceedings** [...]. Chengdu: IEEE, 2011. p. 666-672. DOI: 10.1109/APL.2011.6110210.

PINCETI, P.; GIANNETTONI, M. A simplified model for zinc oxide surge arresters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. I.], v. 14, n. 2, p. 393-398, apr/1999. DOI: 10.1109/61.754079.

PHILIPP, H. R.; LEVINSON, L. M. Low-temperature electrical studies on metal-oxide varistors - A clue to conduction mechanisms. **Journal of Applied Physics**, [S. I.], v. 48, n. 4, p. 1621–1627, 1977. DOI:10.1063/1.323843.

RAKOV, V. A.; UMAN, M. A. **Lightning: physics and effects**. [S.I.]: Cambridge University Press, 2003.

ROKKAM, V.; MUNJI, K. K. Lightning study of windfarm collector system. *In: 16<sup>th</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER (ICHQP)*, 2014, Bucharest, **Proceedings** [...]. Bucharest: IEEE, 2014. p. 852-856. DOI: 10.1109/ICHQP.2014.6842758.

SAVIC, M. S. Medium voltage distribution systems lightning performance estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 18, n. 3, p. 910-914, jul/2003. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.813860.

SCHWARZ, M. B.; MORAIS, S. de .A. Disjuntores. *In: FRONTIN, S. O. (org.) Equipamentos de alta tensão - prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Teixeira, 2013. 1 ed, cap. 12, p.532-534. ISBN:978-85-88041-09-7.

SEKIOKA, S.; FUNABASHI, T. A study on insulation coordination of a wind turbine generator system and a distribution line (II). *In: X INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION*, 2009, Curitiba. **Anais** [...]. Curitiba: [s.n.], 2009. p. 279-284.

SEKIOKA, S.; OTOGURO, H.; FUNABASHI, T. A study on overvoltages in windfarm caused by direct lightning stroke. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 34, n. 2, p. 671-679, apr/2019. DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2883910.

SEKIOKA, S.; TAKAMI, J.; OKABE, S. Insulation coordination of a wind turbine and a power distribution line. *In: 2011 INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION (XI SIPDA)*, 2011, Nepal. **Proceedings** [...]. Nepal: [s.n.], 2011. p. 235-240. DOI: 10.1109/SIPDA.2011.6088430.

SHEPHERD, D. G. Historical development of the windmill. *In: SPERA, D. A. (ed.). Wind turbine technology: fundamental concepts in wind turbine engineering*. Second Edition. Washington, Estados Unidos: ASME Press, 2009. p. 1-46. *E-book*. DOI: 10.1115/1.802601.ch1. ISBN: 9780791802601. Disponível em: <https://asmedigitalcollection.asme.org/ebooks/book/98/chapter-abstract/22294/Historical-Development-of-the-Windmill?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 23 mai. 2020.

TOMINAGA, S.; AZUMI, K.; SHIBUYA, Y.; IMATAKI, M.; FUJIWARA, Y.; NISHIDA, S. Protective Performance of Metal Oxide Surge Arrester Based on the Dynamic V-I Characteristics. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. PAS-98, n. 6, p. 1860-1871, nov/1979. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319359.

UMAN, M. A. **The art and science of lightning protection**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2008. 240 p. ISBN:9780511585890.

VIOLIN, A.; D`AJUZ, A.; LACORTE, M. Subestações de alta tensão. *In: FRONTIN, S. O. (org.) Equipamentos de alta tensão - prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Teixeira, 2013. 1 ed, cap. 2, p.80-93. ISBN:978-85-88041-09-7.



WAGNER, C. F.; HILEMAN A. R. A new approach for the calculation of the lightning performance of transmission lines IIIa, simplified method: stroke to tower. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, [S.l.], v. 79, n. 9, p. 589-603, 1960. DOI: 10.1109/AIEEPAS.1960.4500810.

## APÊNDICE A – CASO A

### Caso 1

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	197,5	110	0,0	98,1
TC Alimentador	211,9	200	0,0	0,0
Seccionadora Alimentador	193,1	200	3,6	0,0
Disjuntor Alimentador	192,6	195	1,3	0,0
Seccionadora Alimentador	190,6	200	5,0	0,0
TP de Barra	212,7	200	0,0	0,0
Seccionadora Transformador	182,4	200	9,7	0,0
Disjuntor Transformador	180,5	195	8,0	0,0
Seccionadora Transformador	176,3	200	13,4	0,0
TC Transformador	166,6	200	20,0	0,0
PR Transformador	164,8	110	0,0	77,7
Transformador	266,1	200	0,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 2

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	174,8	110	0,0	65,1
TC Alimentador	142,7	200	40,2	0,0
Seccionadora Alimentador	131,1	200	52,5	0,0
Disjuntor Alimentador	127,6	195	52,8	0,0
Seccionadora Alimentador	125,1	200	59,9	0,0
TP de Barra	150,3	200	33,0	0,0
Seccionadora Transformador	122,3	200	63,5	0,0
Disjuntor Transformador	121,8	195	60,2	0,0
Seccionadora Transformador	121,5	200	64,5	0,0
TC Transformador	120,3	200	66,2	0,0
PR Transformador	131,6	110	0,0	58,9
Transformador	184,1	200	8,6	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 3**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	174,4	110	0,0	78,0
TC Alimentador	162,2	200	23,3	0,0
Seccionadora Alimentador	149,5	200	33,8	0,0
Disjuntor Alimentador	145,2	195	34,3	0,0
Seccionadora Alimentador	141,1	200	41,7	0,0
TP de Barra	162,1	200	23,3	0,0
Seccionadora Transformador	134,6	200	48,6	0,0
Disjuntor Transformador	133,5	195	46,0	0,0
Seccionadora Transformador	131,5	200	52,1	0,0
TC Transformador	128,9	200	55,1	0,0
PR Transformador	137,1	110	0,0	71,3
Transformador	194,0	200	3,1	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 4**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	174,8	110	0,0	82,5
TC Alimentador	169,2	200	18,2	0,0
Seccionadora Alimentador	157,0	200	27,4	0,0
Disjuntor Alimentador	152,1	195	28,2	0,0
Seccionadora Alimentador	147,5	200	35,6	0,0
TP de Barra	165,8	200	20,6	0,0
Seccionadora Transformador	139,2	200	43,7	0,0
Disjuntor Transformador	138,9	195	40,4	0,0
Seccionadora Transformador	136,2	200	46,8	0,0
TC Transformador	136,7	200	46,3	0,0
PR Transformador	144,4	110	0,0	75,5
Transformador	197,1	200	1,5	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 5**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	172,5	110	0,0	6,7
TC Alimentador	108,8	200	83,8	0,0
Seccionadora Alimentador	108,9	200	83,7	0,0
Disjuntor Alimentador	107,9	195	80,6	0,0
Seccionadora Alimentador	107,3	200	86,3	0,0
TP de Barra	132,0	200	51,5	0,0
Seccionadora Transformador	104,8	200	90,8	0,0
Disjuntor Transformador	105,2	195	85,3	0,0
Seccionadora Transformador	103,9	200	92,5	0,0
TC Transformador	112,8	200	77,3	0,0
PR Transformador	118,3	110	0,0	7,2
Transformador	177,5	200	12,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 6**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	173,3	110	0,0	10,3
TC Alimentador	119,9	200	66,8	0,0
Seccionadora Alimentador	122,1	200	63,8	0,0
Disjuntor Alimentador	120,6	195	61,7	0,0
Seccionadora Alimentador	118,8	200	68,4	0,0
TP de Barra	147,8	200	35,3	0,0
Seccionadora Transformador	117,7	200	69,9	0,0
Disjuntor Transformador	115,7	195	68,6	0,0
Seccionadora Transformador	115,1	200	73,7	0,0
TC Transformador	119,7	200	67,1	0,0
PR Transformador	123,5	110	0,0	10,2
Transformador	197,7	200	1,2	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 7**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	175,1	110	0,0	11,8
TC Alimentador	121,1	200	65,2	0,0
Seccionadora Alimentador	120,2	200	66,4	0,0
Disjuntor Alimentador	119,2	195	63,6	0,0
Seccionadora Alimentador	120,5	200	65,9	0,0
TP de Barra	153,4	200	30,4	0,0
Seccionadora Transformador	126,0	200	58,7	0,0
Disjuntor Transformador	126,8	195	53,8	0,0
Seccionadora Transformador	125,0	200	59,9	0,0
TC Transformador	125,5	200	59,4	0,0
PR Transformador	131,2	110	0,0	11,7
Transformador	207,6	200	0,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 8**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	706,8	110	0,0	209,3
PR Alimentador	89,5	110	22,9	0,2
TC Alimentador	91,9	200	117,7	0,0
Seccionadora Alimentador	93,8	200	113,3	0,0
Disjuntor Alimentador	94,4	195	106,6	0,0
Seccionadora Alimentador	94,8	200	111,0	0,0
TP de Barra	121,7	200	64,3	0,0
Seccionadora Transformador	93,5	200	114,0	0,0
Disjuntor Transformador	91,8	195	112,4	0,0
Seccionadora Transformador	89,5	200	123,4	0,0
TC Transformador	83,1	200	140,7	0,0
PR Transformador	81,9	110	34,2	0,2
Transformador	97,0	200	106,2	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 9**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	743,7	110	0,0	213,4
PR Alimentador	95,7	110	15,0	0,5
TC Alimentador	98,8	200	102,4	0,0
Seccionadora Alimentador	100,6	200	98,7	0,0
Disjuntor Alimentador	101,2	195	92,7	0,0
Seccionadora Alimentador	101,6	200	96,9	0,0
TP de Barra	122,9	200	62,7	0,0
Seccionadora Transformador	99,8	200	100,4	0,0
Disjuntor Transformador	97,8	195	99,4	0,0
Seccionadora Transformador	95,0	200	110,6	0,0
TC Transformador	87,1	200	129,7	0,0
PR Transformador	85,6	110	28,4	0,5
Transformador	104,4	200	91,6	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 10**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	754,8	110	0,0	214,5
PR Alimentador	94,3	110	16,7	0,6
TC Alimentador	97,2	200	105,8	0,0
Seccionadora Alimentador	99,0	200	102,0	0,0
Disjuntor Alimentador	99,6	195	95,8	0,0
Seccionadora Alimentador	100,0	200	100,1	0,0
TP de Barra	127,2	200	57,2	0,0
Seccionadora Transformador	98,2	200	103,7	0,0
Disjuntor Transformador	96,2	195	102,7	0,0
Seccionadora Transformador	93,5	200	114,0	0,0
TC Transformador	85,8	200	133,1	0,0
PR Transformador	84,4	110	30,3	0,6
Transformador	103,6	200	93,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 11**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	671,2	110	0,0	196,6
PR Alimentador	87,9	110	25,1	0,1
TC Alimentador	90,4	200	121,2	0,0
Seccionadora Alimentador	89,2	200	124,1	0,0
Disjuntor Alimentador	90,8	195	114,7	0,0
Seccionadora Alimentador	92,7	200	115,7	0,0
TP de Barra	113,8	200	75,7	0,0
Seccionadora Transformador	92,5	200	116,2	0,0
Disjuntor Transformador	90,7	195	115,0	0,0
Seccionadora Transformador	88,0	200	127,3	0,0
TC Transformador	80,2	200	149,5	0,0
PR Transformador	78,6	110	40,0	0,0
Transformador	75,7	200	164,3	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 12**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	717,3	110	0,0	200,9
PR Alimentador	81,7	110	34,7	0,1
TC Alimentador	83,1	200	140,7	0,0
Seccionadora Alimentador	85,4	200	134,1	0,0
Disjuntor Alimentador	86,2	195	126,3	0,0
Seccionadora Alimentador	87,1	200	129,7	0,0
TP de Barra	103,6	200	93,1	0,0
Seccionadora Transformador	86,8	200	130,4	0,0
Disjuntor Transformador	85,5	195	128,2	0,0
Seccionadora Transformador	83,4	200	139,9	0,0
TC Transformador	76,8	200	160,4	0,0
PR Transformador	75,7	110	45,3	0,0
Transformador	76,2	200	162,4	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 13**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	732,3	110	0,0	202,6
PR Alimentador	83,2	110	32,3	0,1
TC Alimentador	84,8	200	135,9	0,0
Seccionadora Alimentador	84,2	200	137,6	0,0
Disjuntor Alimentador	84,3	195	131,4	0,0
Seccionadora Alimentador	85,9	200	132,9	0,0
TP de Barra	106,7	200	87,4	0,0
Seccionadora Transformador	86,3	200	131,7	0,0
Disjuntor Transformador	84,8	195	129,8	0,0
Seccionadora Transformador	82,8	200	141,4	0,0
TC Transformador	77,7	200	157,3	0,0
PR Transformador	77,0	110	42,9	0,0
Transformador	77,0	200	159,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 14**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	820,1	110	0,0	215,7
PR Alimentador	94,0	110	17,0	1,1
TC Alimentador	96,9	200	106,5	0,0
Seccionadora Alimentador	98,7	200	102,6	0,0
Disjuntor Alimentador	99,3	195	96,4	0,0
Seccionadora Alimentador	99,6	200	100,8	0,0
TP de Barra	120,3	200	66,2	0,0
Seccionadora Transformador	98,1	200	104,0	0,0
Disjuntor Transformador	96,3	195	102,5	0,0
Seccionadora Transformador	93,8	200	113,1	0,0
TC Transformador	87,0	200	129,9	0,0
PR Transformador	85,8	110	28,3	1,2
Transformador	109,1	200	83,3	0,0

Fonte: Elaboração do autor.



**Caso 15**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	823,1	110	0,0	216,1
PR Alimentador	163,1	110	0,0	1,1
TC Alimentador	105,8	200	89,1	0,0
Seccionadora Alimentador	106,3	200	88,2	0,0
Disjuntor Alimentador	106,4	195	83,3	0,0
Seccionadora Alimentador	106,4	200	88,0	0,0
TP de Barra	134,2	200	49,1	0,0
Seccionadora Transformador	103,9	200	92,5	0,0
Disjuntor Transformador	101,6	195	92,0	0,0
Seccionadora Transformador	98,2	200	103,7	0,0
TC Transformador	88,5	200	126,1	0,0
PR Transformador	86,6	110	27,0	1,0
Transformador	106,5	200	87,9	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 16**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	824,3	110	0,0	216,2
PR Alimentador	166,8	110	0,0	1,0
TC Alimentador	101,3	200	97,5	0,0
Seccionadora Alimentador	101,3	200	97,5	0,0
Disjuntor Alimentador	101,2	195	92,7	0,0
Seccionadora Alimentador	101,0	200	98,0	0,0
TP de Barra	131,9	200	51,6	0,0
Seccionadora Transformador	98,6	200	102,8	0,0
Disjuntor Transformador	96,6	195	101,9	0,0
Seccionadora Transformador	93,7	200	113,5	0,0
TC Transformador	85,3	200	134,3	0,0
PR Transformador	83,8	110	31,3	1,0
Transformador	105,5	200	89,5	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 17**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	790,5	110	0,0	219,4
PR Alimentador	78,8	110	39,6	0,0
TC Alimentador	80,2	200	149,5	0,0
Seccionadora Alimentador	83,3	200	140,1	0,0
Disjuntor Alimentador	84,7	195	130,2	0,0
Seccionadora Alimentador	86,3	200	131,8	0,0
TP de Barra	75,1	200	166,3	0,0
Seccionadora Transformador	86,5	200	131,1	0,0
Disjuntor Transformador	84,5	195	130,8	0,0
Seccionadora Transformador	81,4	200	145,7	0,0
TC Transformador	71,7	200	178,8	0,0
PR Transformador	69,7	110	57,7	0,0
Transformador	68,5	200	191,8	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 18**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	791,1	110	0,0	219,2
PR Alimentador	74,4	110	47,8	0,0
TC Alimentador	75,3	200	165,7	0,0
Seccionadora Alimentador	80,3	200	149,0	0,0
Disjuntor Alimentador	82,9	195	135,3	0,0
Seccionadora Alimentador	85,1	200	135,1	0,0
TP de Barra	76,1	200	163,0	0,0
Seccionadora Transformador	85,3	200	134,6	0,0
Disjuntor Transformador	82,9	195	135,2	0,0
Seccionadora Transformador	79,4	200	151,8	0,0
TC Transformador	68,6	200	191,3	0,0
PR Transformador	67,9	110	62,1	0,0
Transformador	67,9	200	194,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 19**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	791,9	110	0,0	219,2
PR Alimentador	72,6	110	51,5	0,0
TC Alimentador	73,3	200	172,9	0,0
Seccionadora Alimentador	78,7	200	154,3	0,0
Disjuntor Alimentador	81,4	195	139,6	0,0
Seccionadora Alimentador	83,6	200	139,2	0,0
TP de Barra	75,5	200	165,0	0,0
Seccionadora Transformador	83,8	200	138,8	0,0
Disjuntor Transformador	81,4	195	139,6	0,0
Seccionadora Transformador	77,8	200	157,0	0,0
TC Transformador	67,9	200	194,6	0,0
PR Transformador	67,8	110	62,2	0,0
Transformador	67,6	200	195,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

## APÊNDICE B – CASO B

### Caso 1

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	243,9	110	0,0	795,4
TC Alimentador	263,1	200	0,0	0,0
Seccionadora Alimentador	237,3	200	0,0	0,0
Disjuntor Alimentador	228,1	195	0,0	0,0
Seccionadora Alimentador	220,8	200	0,0	0,0
TP de Barra	244,4	200	0,0	0,0
Seccionadora Transformador	207,5	200	0,0	0,0
Disjuntor Transformador	201,5	195	0,0	0,0
Seccionadora Transformador	192,5	200	3,9	0,0
TC Transformador	176,8	200	13,1	0,0
PR Transformador	176,2	110	0,0	684,3
Transformador	228,5	200	0,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 2

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	172,8	110	0,0	568,1
TC Alimentador	170,9	200	17,0	0,0
Seccionadora Alimentador	159,2	200	25,6	0,0
Disjuntor Alimentador	155,3	195	25,5	0,0
Seccionadora Alimentador	152,3	200	31,3	0,0
TP de Barra	168,6	200	18,6	0,0
Seccionadora Transformador	148,2	200	34,9	0,0
Disjuntor Transformador	146,7	195	32,9	0,0
Seccionadora Transformador	141,8	200	41,1	0,0
TC Transformador	148,3	200	34,9	0,0
PR Transformador	160,4	110	0,0	502,9
Transformador	177,5	200	12,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 3**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	183,8	110	0,0	678,8
TC Alimentador	196,2	200	2,0	0,0
Seccionadora Alimentador	178,9	200	11,8	0,0
Disjuntor Alimentador	173,0	195	12,7	0,0
Seccionadora Alimentador	168,8	200	18,5	0,0
TP de Barra	174,3	200	14,8	0,0
Seccionadora Transformador	161,2	200	24,0	0,0
Disjuntor Transformador	159,0	195	22,6	0,0
Seccionadora Transformador	153,0	200	30,7	0,0
TC Transformador	142,5	200	40,3	0,0
PR Transformador	143,0	110	0,0	592,8
Transformador	184,4	200	8,4	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 4**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	192,9	110	0,0	717,4
TC Alimentador	206,3	200	0,0	0,0
Seccionadora Alimentador	187,3	200	6,8	0,0
Disjuntor Alimentador	180,9	195	7,8	0,0
Seccionadora Alimentador	176,0	200	13,6	0,0
TP de Barra	174,8	200	14,4	0,0
Seccionadora Transformador	167,8	200	19,2	0,0
Disjuntor Transformador	164,1	195	18,9	0,0
Seccionadora Transformador	158,7	200	26,0	0,0
TC Transformador	143,5	200	39,4	0,0
PR Transformador	143,0	110	0,0	623,6
Transformador	191,0	200	4,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 5**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	173,7	110	0,0	63,5
TC Alimentador	114,1	200	75,3	0,0
Seccionadora Alimentador	113,1	200	76,8	0,0
Disjuntor Alimentador	112,1	195	74,0	0,0
Seccionadora Alimentador	111,7	200	79,0	0,0
TP de Barra	131,9	200	51,6	0,0
Seccionadora Transformador	112,8	200	77,3	0,0
Disjuntor Transformador	112,6	195	73,2	0,0
Seccionadora Transformador	112,2	200	78,3	0,0
TC Transformador	112,9	200	77,1	0,0
PR Transformador	114,9	110	0,0	57,4
Transformador	159,0	200	25,8	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 6**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	173,6	110	0,0	91,0
TC Alimentador	131,0	200	52,7	0,0
Seccionadora Alimentador	124,4	200	60,8	0,0
Disjuntor Alimentador	121,6	195	60,4	0,0
Seccionadora Alimentador	121,3	200	64,8	0,0
TP de Barra	143,3	200	39,6	0,0
Seccionadora Transformador	123,4	200	62,0	0,0
Disjuntor Transformador	124,4	195	56,8	0,0
Seccionadora Transformador	123,0	200	62,7	0,0
TC Transformador	127,8	200	56,5	0,0
PR Transformador	131,1	110	0,0	78,5
Transformador	174,0	200	14,9	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 7**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Alimentador	169,0	110	0,0	102,8
TC Alimentador	130,7	200	53,0	0,0
Seccionadora Alimentador	128,0	200	56,2	0,0
Disjuntor Alimentador	127,1	195	53,4	0,0
Seccionadora Alimentador	127,0	200	57,5	0,0
TP de Barra	148,1	200	35,0	0,0
Seccionadora Transformador	123,6	200	61,8	0,0
Disjuntor Transformador	124,6	195	56,5	0,0
Seccionadora Transformador	126,6	200	57,9	0,0
TC Transformador	123,6	200	61,7	0,0
PR Transformador	124,1	110	0,0	86,8
Transformador	178,5	200	12,1	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 8**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	369,8	110	0,0	1894,4
PR Alimentador	79,5	110	38,4	1,8
TC Alimentador	80,5	200	148,5	0,0
Seccionadora Alimentador	81,6	200	145,2	0,0
Disjuntor Alimentador	82,0	195	137,9	0,0
Seccionadora Alimentador	82,3	200	143,1	0,0
TP de Barra	96,9	200	106,3	0,0
Seccionadora Transformador	82,6	200	142,3	0,0
Disjuntor Transformador	82,5	195	136,4	0,0
Seccionadora Transformador	82,4	200	142,7	0,0
TC Transformador	85,0	200	135,3	0,0
PR Transformador	87,4	110	25,9	2,0
Transformador	105,7	200	89,2	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 9**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	367,4	110	0,0	1900,8
PR Alimentador	79,7	110	38,0	2,6
TC Alimentador	80,7	200	147,7	0,0
Seccionadora Alimentador	87,4	200	128,9	0,0
Disjuntor Alimentador	86,6	195	125,2	0,0
Seccionadora Alimentador	83,1	200	140,8	0,0
TP de Barra	96,5	200	107,3	0,0
Seccionadora Transformador	83,4	200	139,8	0,0
Disjuntor Transformador	84,1	195	131,8	0,0
Seccionadora Transformador	83,5	200	139,5	0,0
TC Transformador	90,4	200	121,3	0,0
PR Transformador	94,3	110	16,6	2,9
Transformador	107,8	200	85,6	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 10**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	366,7	110	0,0	1902,7
PR Alimentador	79,9	110	37,6	2,9
TC Alimentador	81,0	200	147,0	0,0
Seccionadora Alimentador	82,5	200	142,4	0,0
Disjuntor Alimentador	83,0	195	134,9	0,0
Seccionadora Alimentador	83,4	200	139,8	0,0
TP de Barra	96,1	200	108,0	0,0
Seccionadora Transformador	83,8	200	138,7	0,0
Disjuntor Transformador	83,7	195	133,0	0,0
Seccionadora Transformador	84,1	200	137,9	0,0
TC Transformador	88,6	200	125,8	0,0
PR Transformador	87,1	110	26,3	3,1
Transformador	108,7	200	84,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.



**Caso 11**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	361,2	110	0,0	1870,9
PR Alimentador	72,5	110	51,7	0,2
TC Alimentador	72,9	200	174,4	0,0
Seccionadora Alimentador	73,8	200	171,1	0,0
Disjuntor Alimentador	74,1	195	163,2	0,0
Seccionadora Alimentador	74,3	200	169,3	0,0
TP de Barra	73,5	200	172,2	0,0
Seccionadora Transformador	74,5	200	168,6	0,0
Disjuntor Transformador	74,4	195	162,0	0,0
Seccionadora Transformador	74,3	200	169,0	0,0
TC Transformador	74,1	200	170,0	0,0
PR Transformador	74,0	110	48,7	0,3
Transformador	80,0	200	150,2	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 12**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	370,9	110	0,0	1881,0
PR Alimentador	72,3	110	52,1	0,2
TC Alimentador	72,6	200	175,3	0,0
Seccionadora Alimentador	73,5	200	172,1	0,0
Disjuntor Alimentador	73,8	195	164,2	0,0
Seccionadora Alimentador	74,0	200	170,3	0,0
TP de Barra	72,6	200	175,4	0,0
Seccionadora Transformador	74,1	200	169,7	0,0
Disjuntor Transformador	74,1	195	163,1	0,0
Seccionadora Transformador	74,1	200	170,1	0,0
TC Transformador	73,8	200	170,9	0,0
PR Transformador	73,8	110	49,1	0,3
Transformador	80,0	200	150,1	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 13**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	374,5	110	0,0	1884,0
PR Alimentador	72,2	110	52,3	0,2
TC Alimentador	72,5	200	175,7	0,0
Seccionadora Alimentador	73,4	200	172,4	0,0
Disjuntor Alimentador	73,7	195	164,6	0,0
Seccionadora Alimentador	73,9	200	170,7	0,0
TP de Barra	73,1	200	173,5	0,0
Seccionadora Transformador	74,0	200	170,1	0,0
Disjuntor Transformador	74,0	195	163,4	0,0
Seccionadora Transformador	74,0	200	170,4	0,0
TC Transformador	73,7	200	171,2	0,0
PR Transformador	73,7	110	49,3	0,3
Transformador	80,0	200	150,0	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 14**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	361,7	110	0,0	1904,1
PR Alimentador	80,7	110	36,4	3,8
TC Alimentador	81,8	200	144,4	0,0
Seccionadora Alimentador	83,0	200	140,9	0,0
Disjuntor Alimentador	83,5	195	133,6	0,0
Seccionadora Alimentador	83,8	200	138,5	0,0
TP de Barra	92,9	200	115,3	0,0
Seccionadora Transformador	84,3	200	137,3	0,0
Disjuntor Transformador	84,3	195	131,3	0,0
Seccionadora Transformador	84,9	200	135,6	0,0
TC Transformador	85,9	200	132,9	0,0
PR Transformador	87,5	110	25,7	4,0
Transformador	111,8	200	78,9	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 15**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	364,6	110	0,0	1905,1
PR Alimentador	80,4	110	36,8	3,5
TC Alimentador	81,5	200	145,3	0,0
Seccionadora Alimentador	89,7	200	123,1	0,0
Disjuntor Alimentador	87,4	195	123,1	0,0
Seccionadora Alimentador	83,7	200	139,0	0,0
TP de Barra	93,4	200	114,2	0,0
Seccionadora Transformador	84,1	200	137,8	0,0
Disjuntor Transformador	85,5	195	128,0	0,0
Seccionadora Transformador	84,6	200	136,5	0,0
TC Transformador	94,1	200	112,5	0,0
PR Transformador	91,0	110	20,9	3,8
Transformador	111,3	200	79,6	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 16**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	365,5	110	0,0	1905,4
PR Alimentador	80,3	110	37,0	3,5
TC Alimentador	81,4	200	145,7	0,0
Seccionadora Alimentador	88,5	200	126,1	0,0
Disjuntor Alimentador	86,8	195	124,6	0,0
Seccionadora Alimentador	83,6	200	139,2	0,0
TP de Barra	93,5	200	113,9	0,0
Seccionadora Transformador	84,0	200	138,0	0,0
Disjuntor Transformador	86,1	195	126,4	0,0
Seccionadora Transformador	85,3	200	134,4	0,0
TC Transformador	92,8	200	115,5	0,0
PR Transformador	90,9	110	21,0	3,7
Transformador	111,2	200	79,8	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 17**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	382,5	110	0,0	1918,7
PR Alimentador	69,3	110	58,6	0,1
TC Alimentador	69,6	200	187,2	0,0
Seccionadora Alimentador	71,5	200	179,6	0,0
Disjuntor Alimentador	72,2	195	170,1	0,0
Seccionadora Alimentador	72,6	200	175,3	0,0
TP de Barra	76,4	200	161,8	0,0
Seccionadora Transformador	72,7	200	175,1	0,0
Disjuntor Transformador	72,3	195	169,8	0,0
Seccionadora Transformador	71,6	200	179,2	0,0
TC Transformador	69,7	200	186,7	0,0
PR Transformador	69,4	110	58,6	0,1
Transformador	72,1	200	177,4	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

**Caso 18**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	382,6	110	0,0	1918,7
PR Alimentador	68,8	110	59,9	0,1
TC Alimentador	69,0	200	189,8	0,0
Seccionadora Alimentador	70,8	200	182,4	0,0
Disjuntor Alimentador	71,4	195	173,0	0,0
Seccionadora Alimentador	71,9	200	178,3	0,0
TP de Barra	75,2	200	166,0	0,0
Seccionadora Transformador	71,9	200	178,1	0,0
Disjuntor Transformador	71,5	195	172,6	0,0
Seccionadora Transformador	70,9	200	181,9	0,0
TC Transformador	69,2	200	189,1	0,0
PR Transformador	68,8	110	59,8	0,1
Transformador	72,4	200	176,1	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

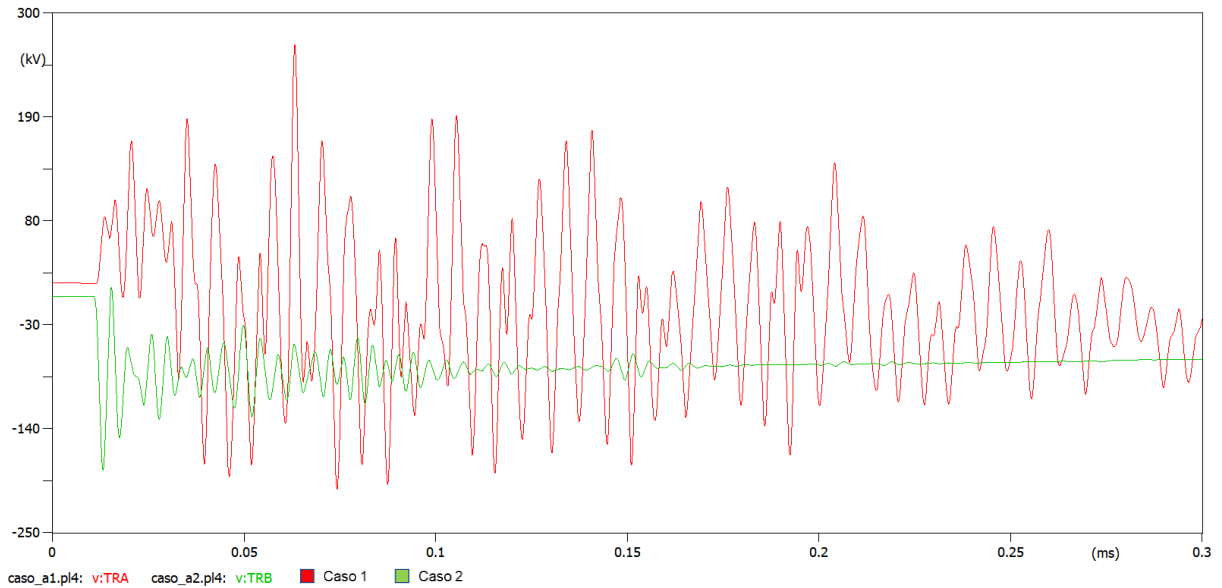
**Caso 19**

<b>Equipamento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>NBI (kV)</b>	<b>Margem de Segurança (%)</b>	<b>Energia no para-raio (kJ)</b>
PR Sacrifício	382,7	110	0,0	1918,8
PR Alimentador	68,6	110	60,3	0,1
TC Alimentador	68,8	200	190,6	0,0
Seccionadora Alimentador	70,7	200	182,9	0,0
Disjuntor Alimentador	71,3	195	173,3	0,0
Seccionadora Alimentador	71,8	200	178,6	0,0
TP de Barra	75,0	200	166,6	0,0
Seccionadora Transformador	71,9	200	178,3	0,0
Disjuntor Transformador	71,5	195	172,7	0,0
Seccionadora Transformador	70,9	200	182,0	0,0
TC Transformador	69,2	200	189,1	0,0
PR Transformador	68,8	110	59,8	0,1
Transformador	72,0	200	177,7	0,0

Fonte: Elaboração do autor.

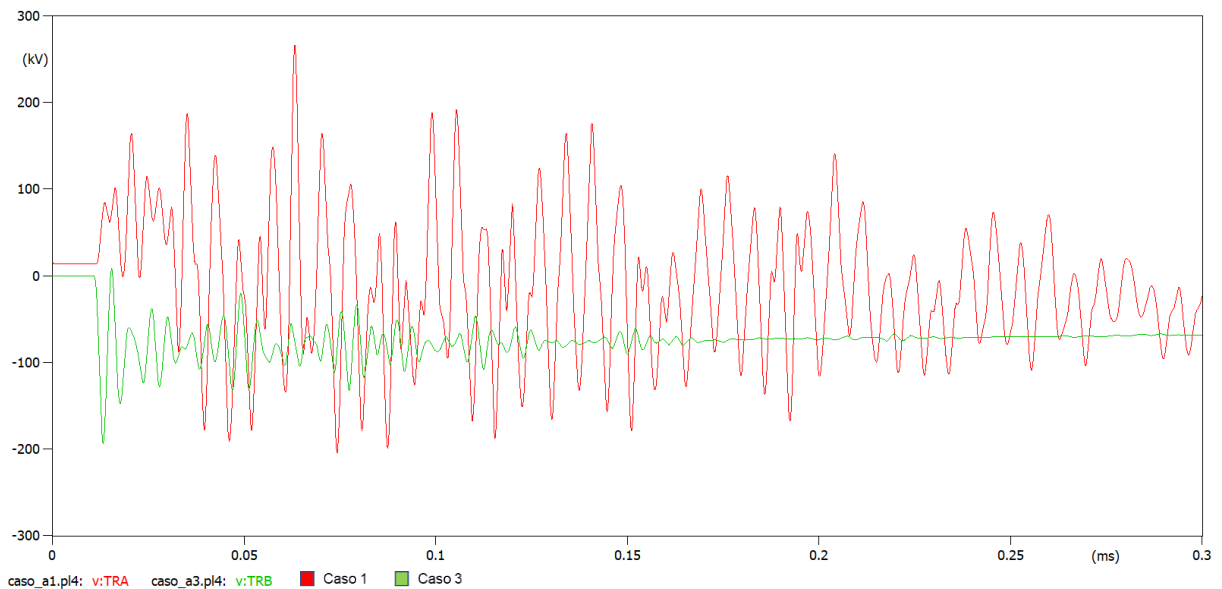
## APÊNDICE C – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO A

### Caso 1 x caso 2



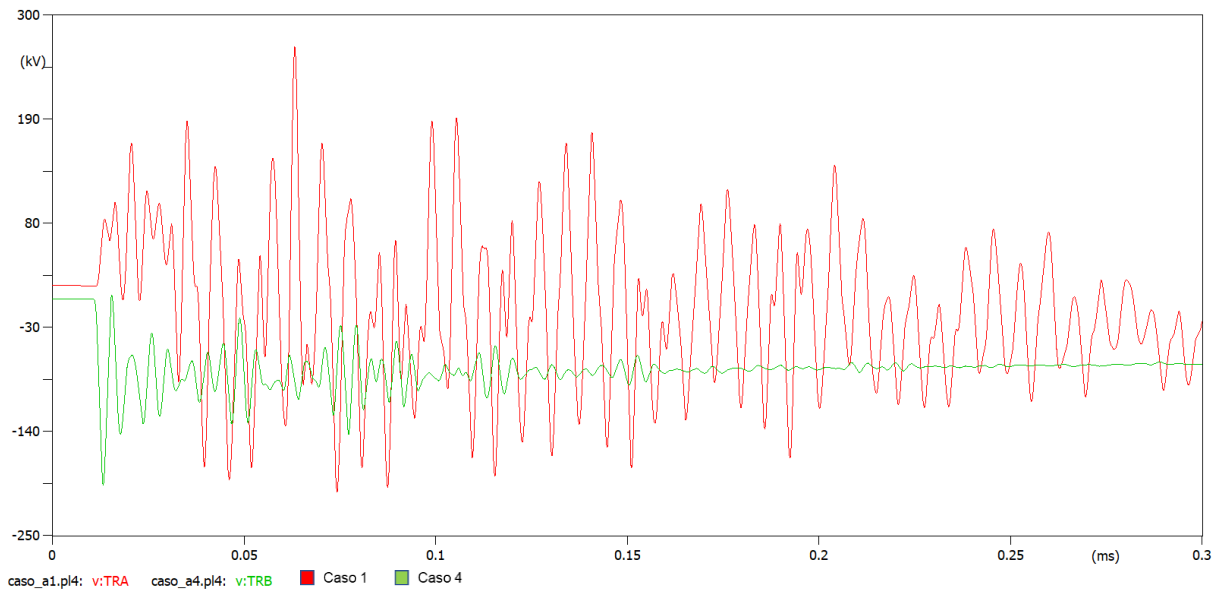
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 3



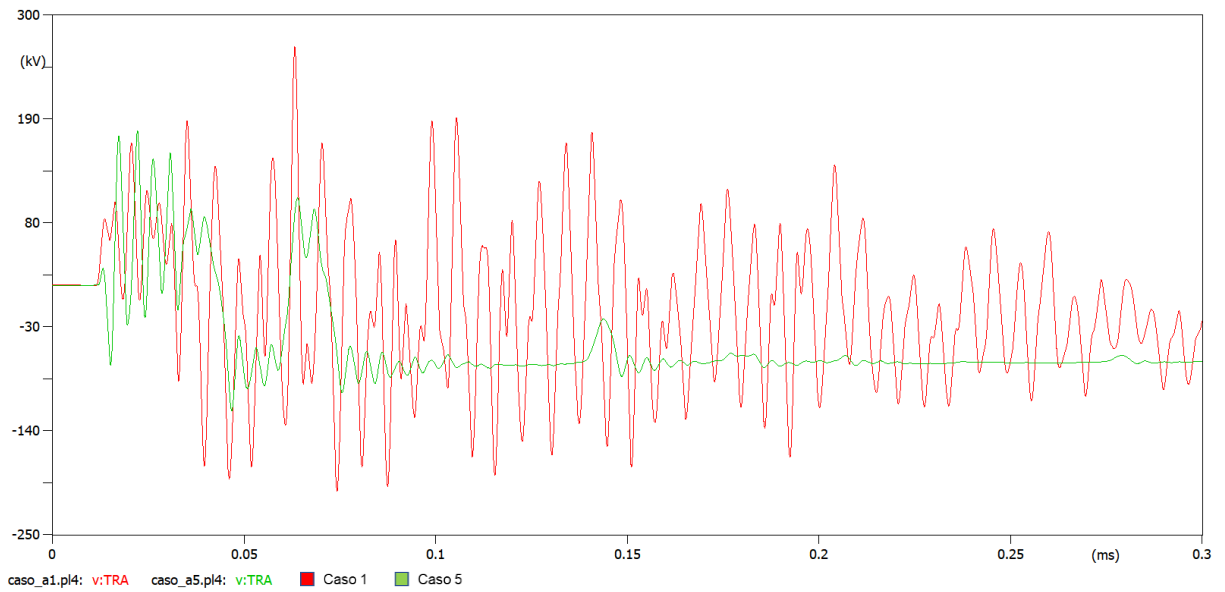
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 4



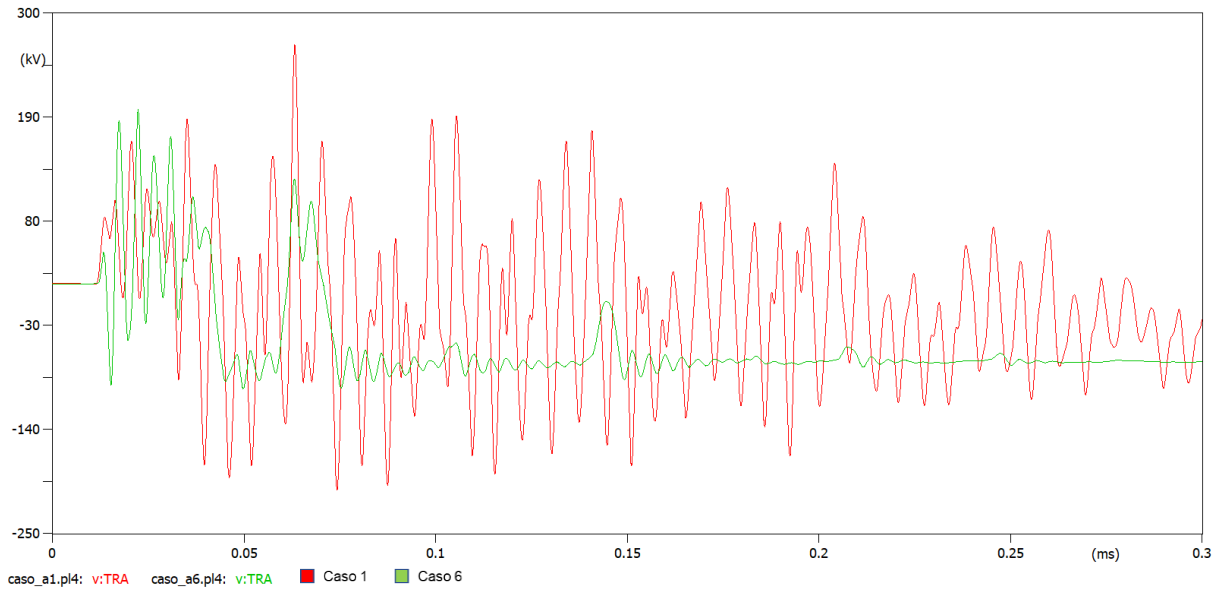
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 5



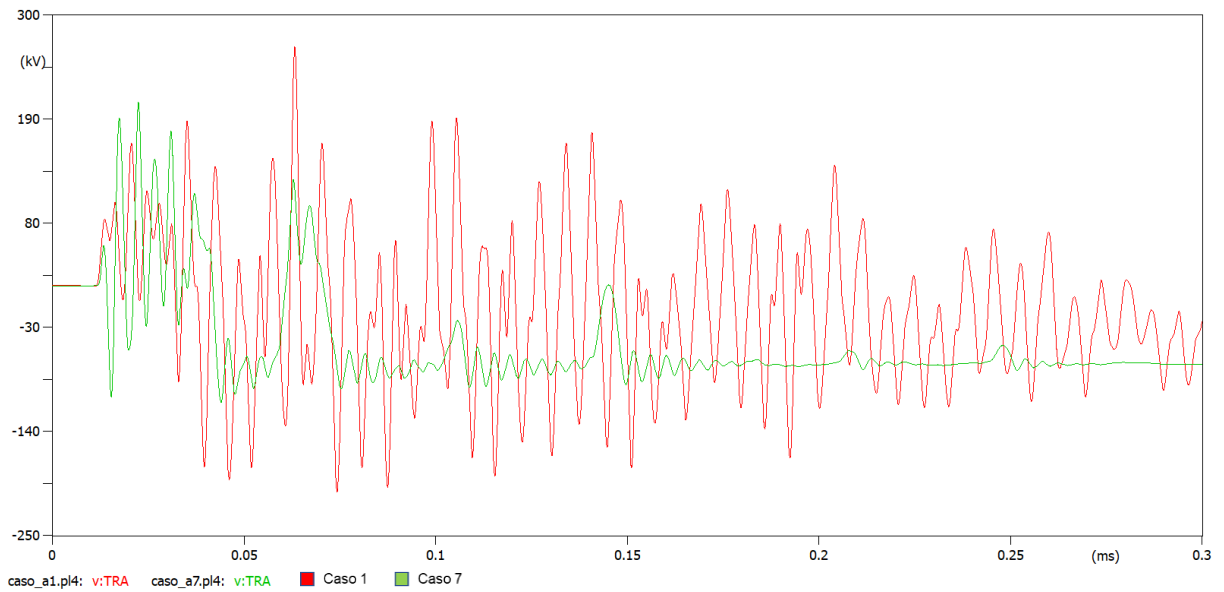
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 6



Fonte: Elaboração do autor.

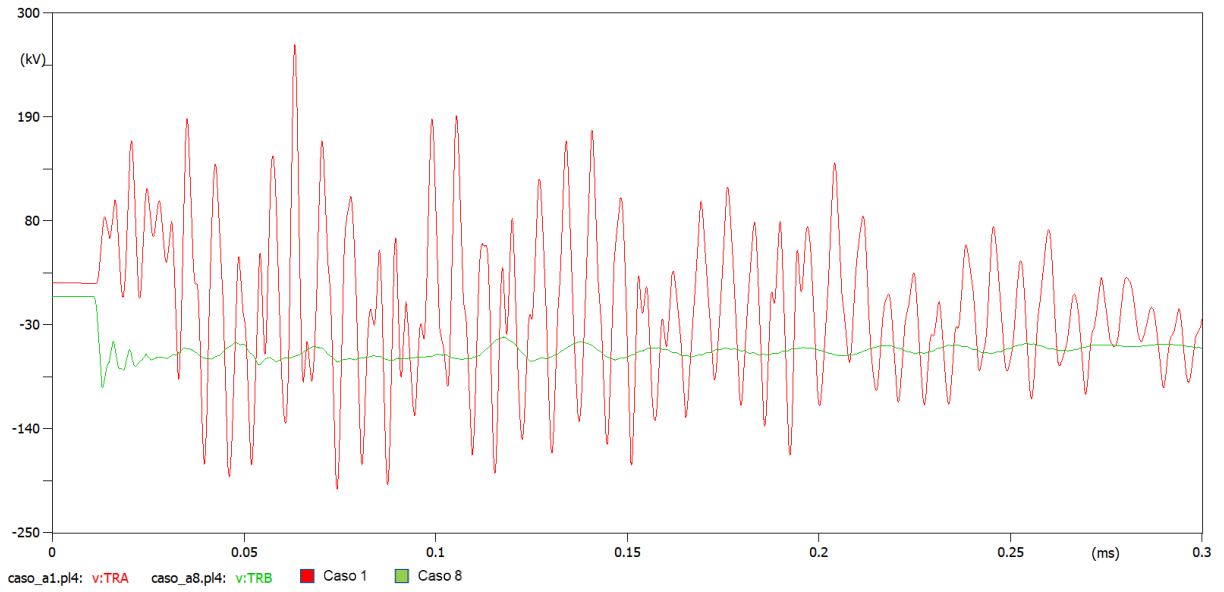
### Caso 1 x caso 7



Fonte: Elaboração do autor.

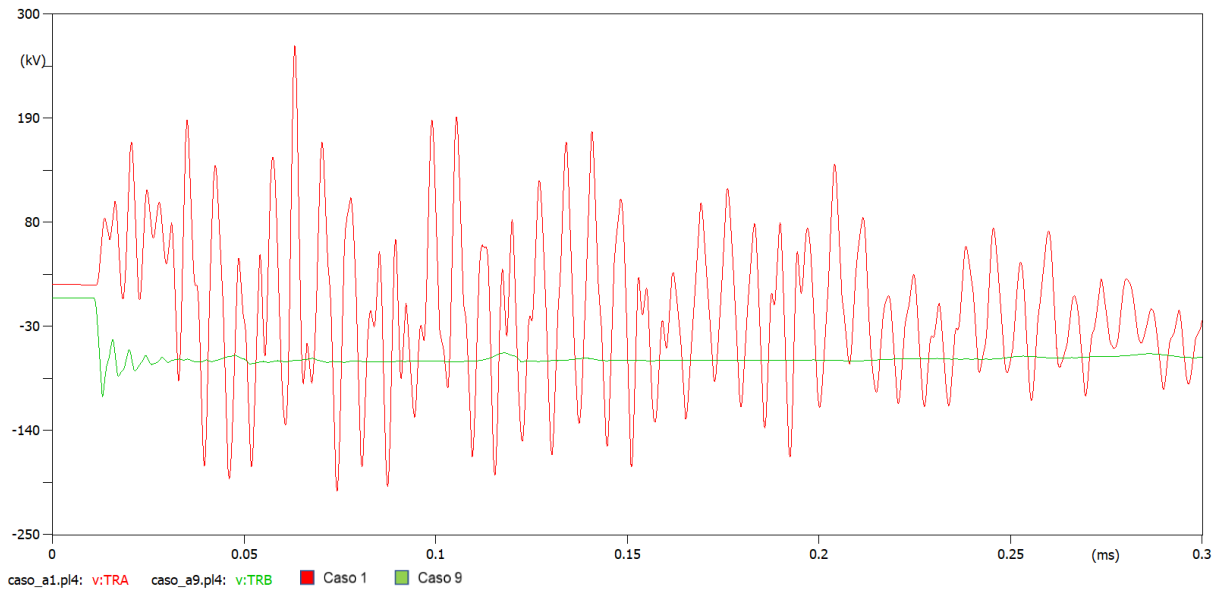


### Caso 1 x caso 8



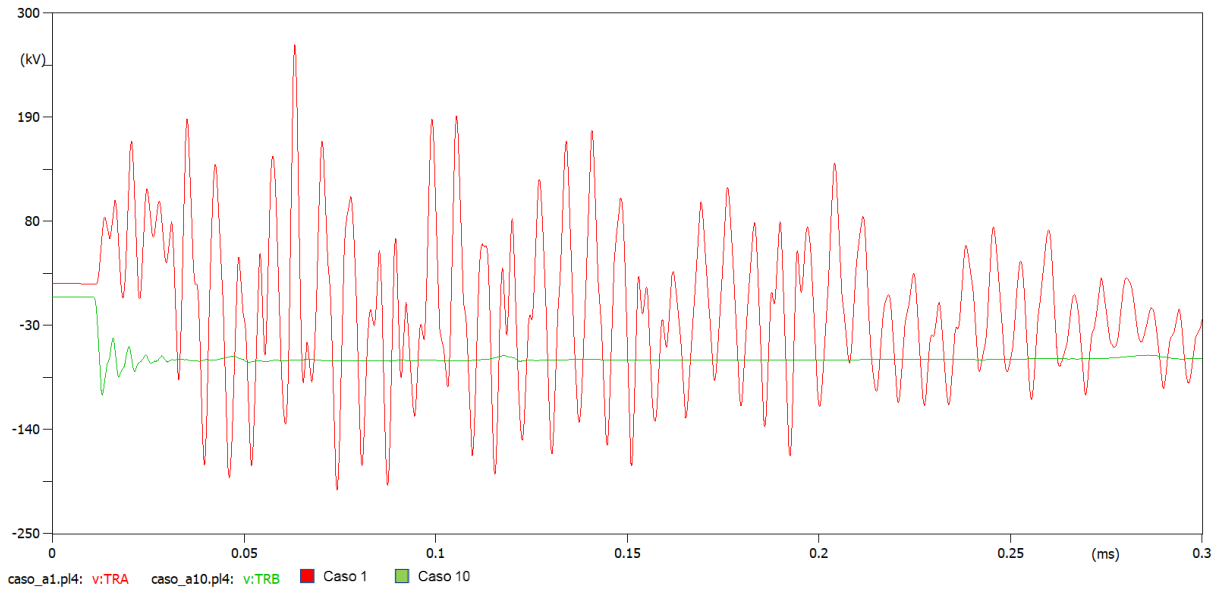
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 9



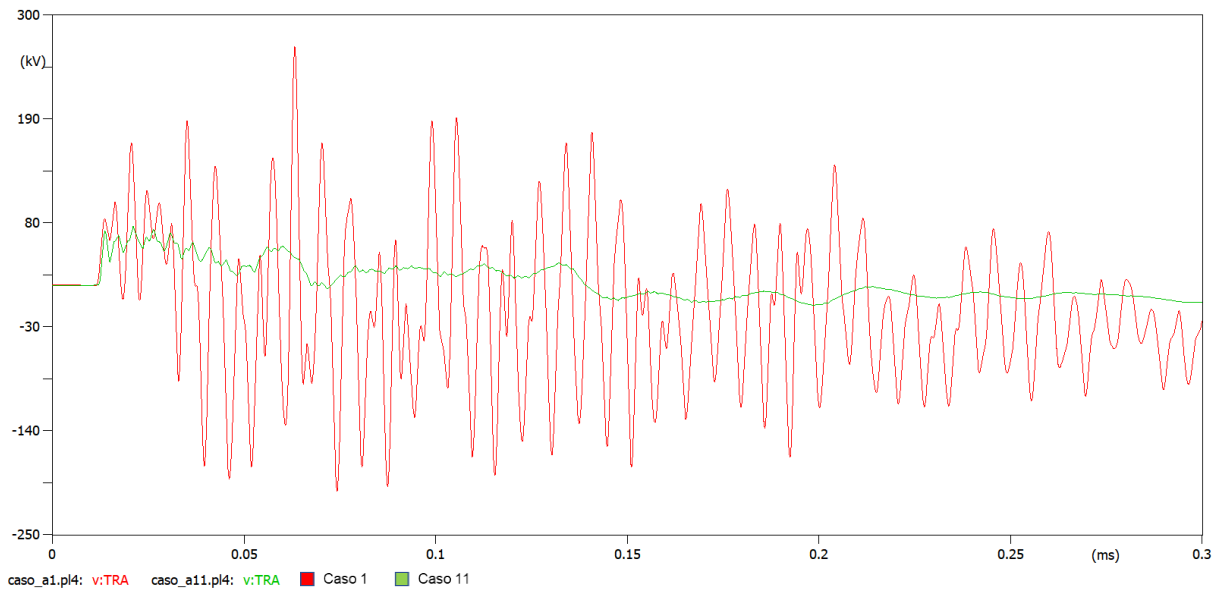
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 10



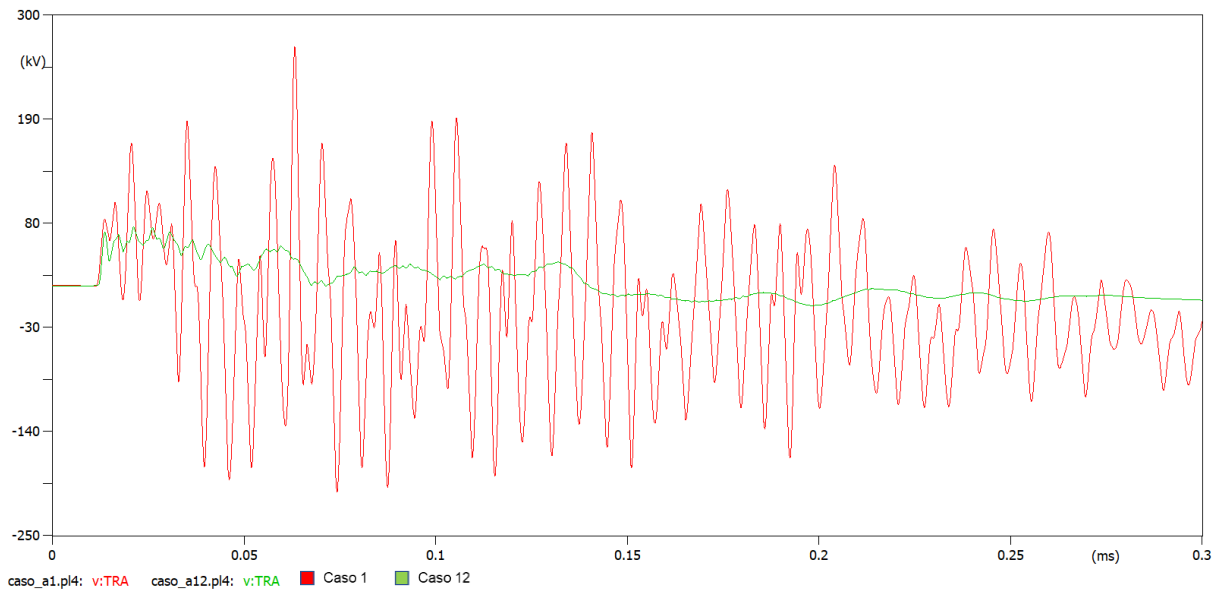
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 11



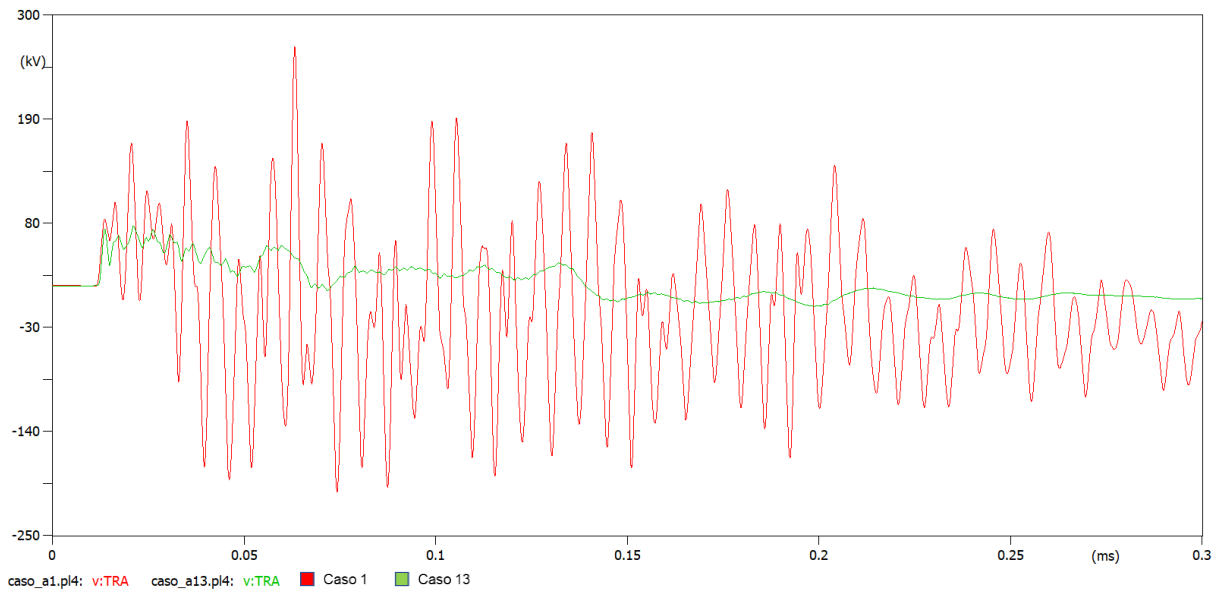
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 12



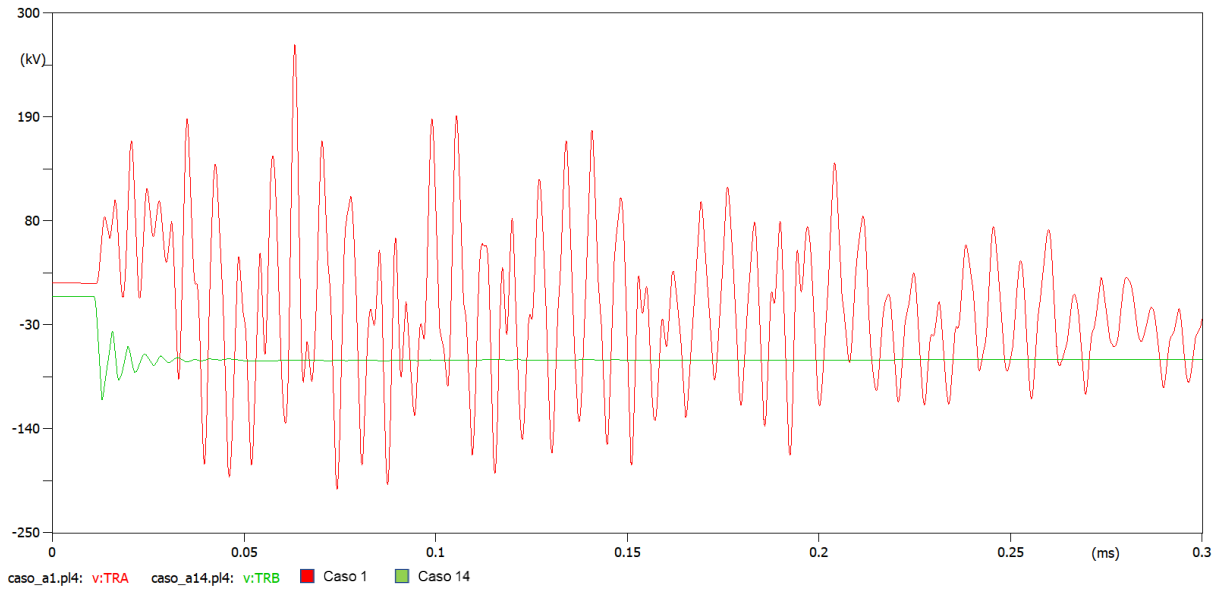
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 13



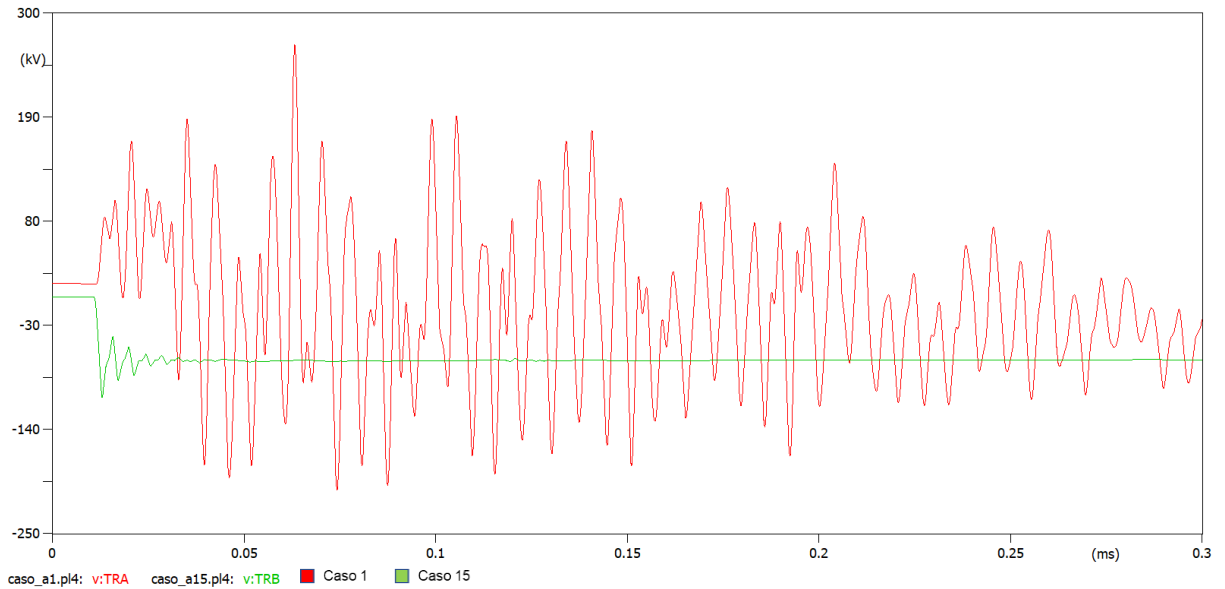
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 14



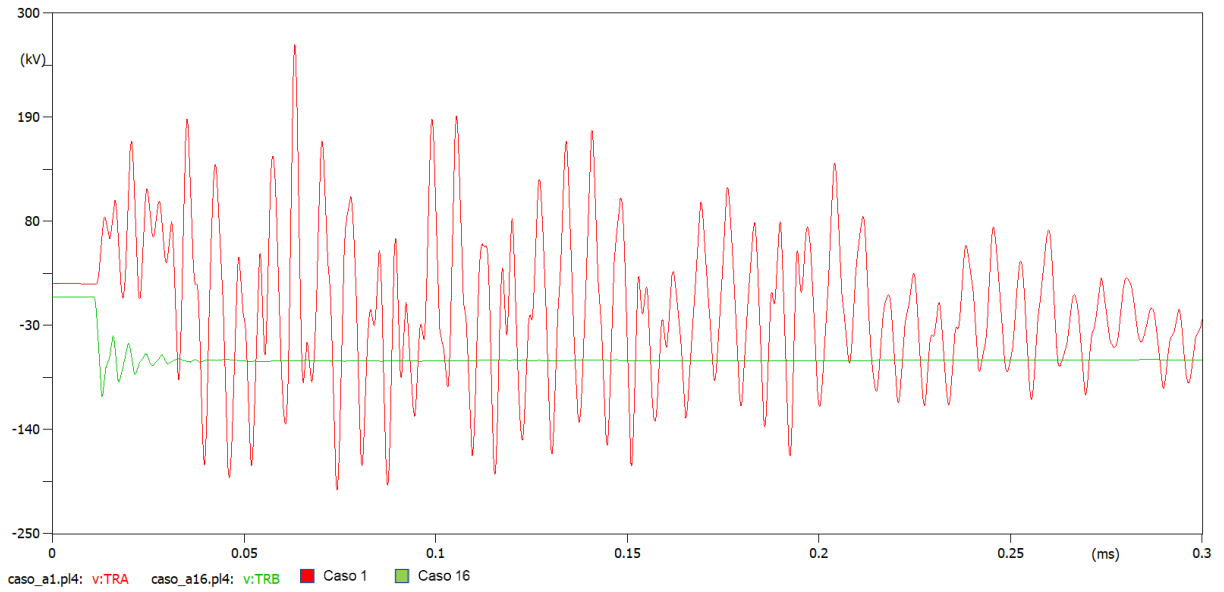
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 15



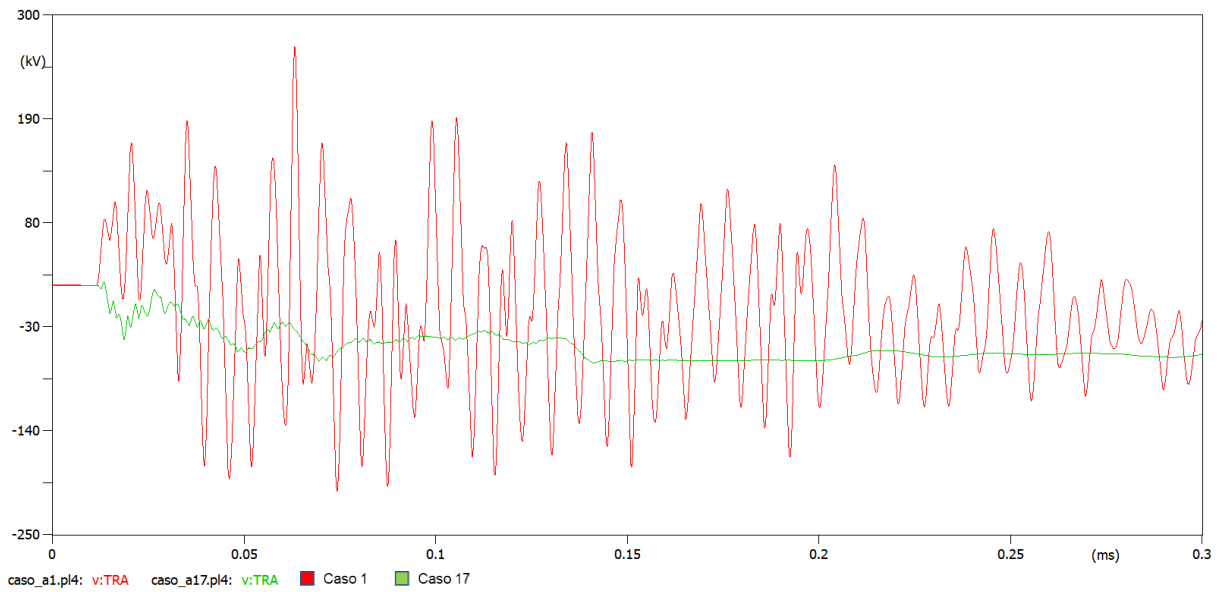
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 16



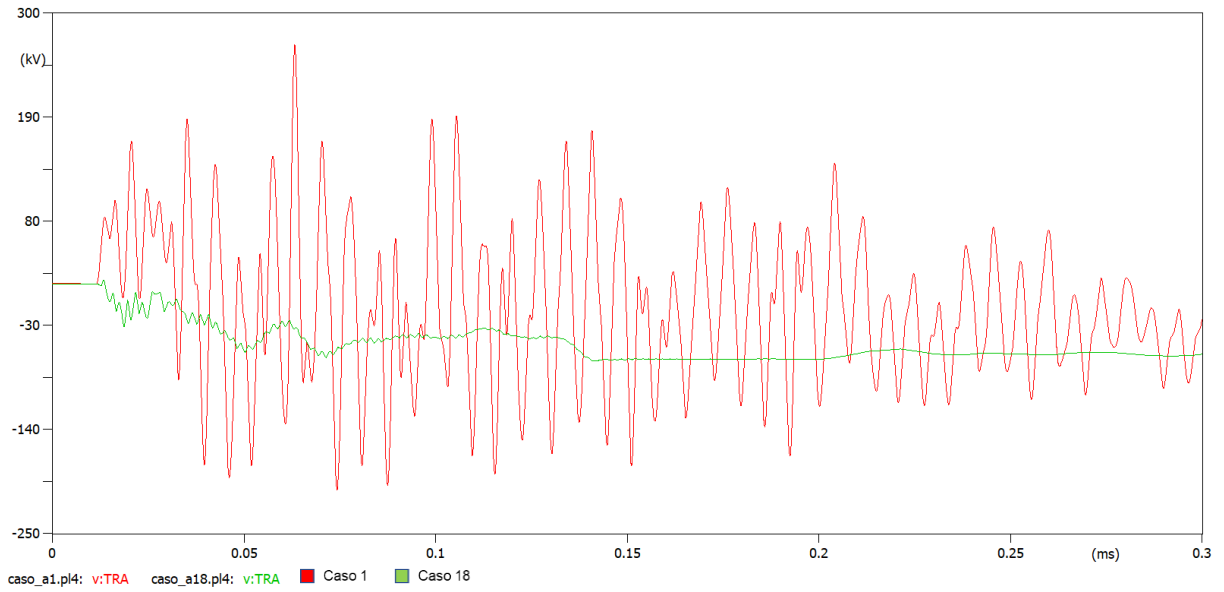
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 17



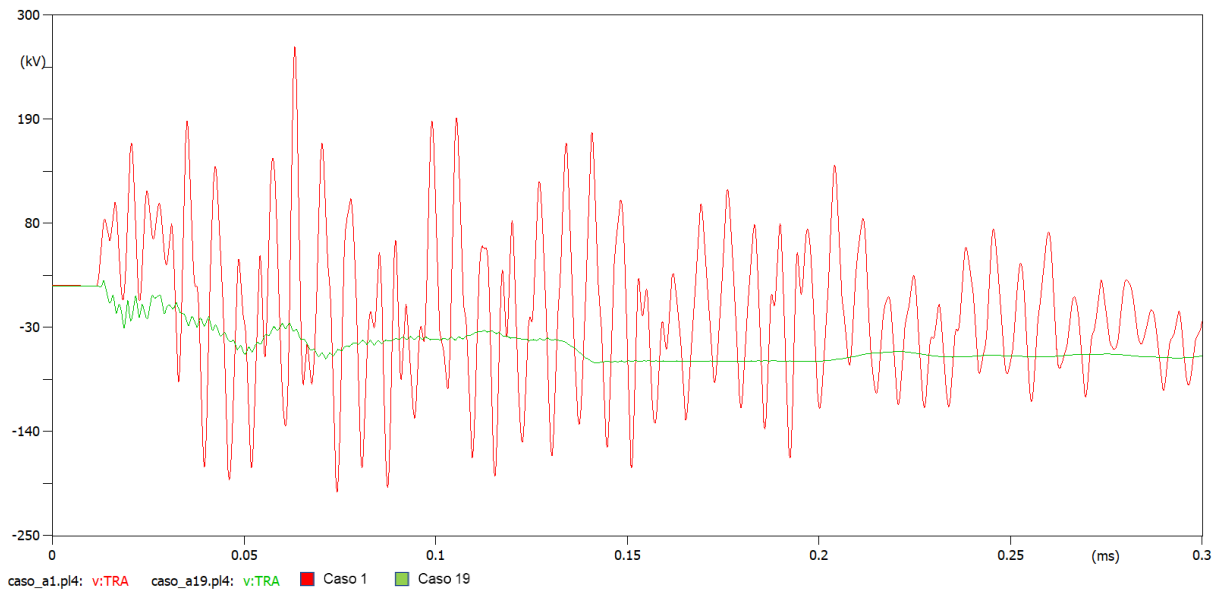
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 18



Fonte: Elaboração do autor.

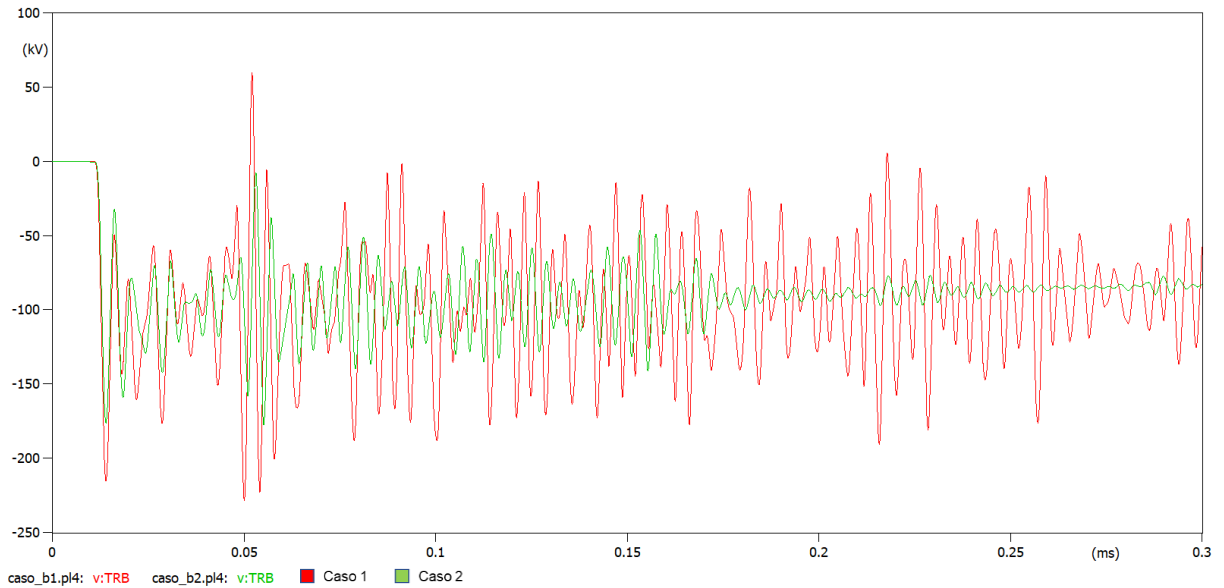
### Caso 1 x caso 19



Fonte: Elaboração do autor.

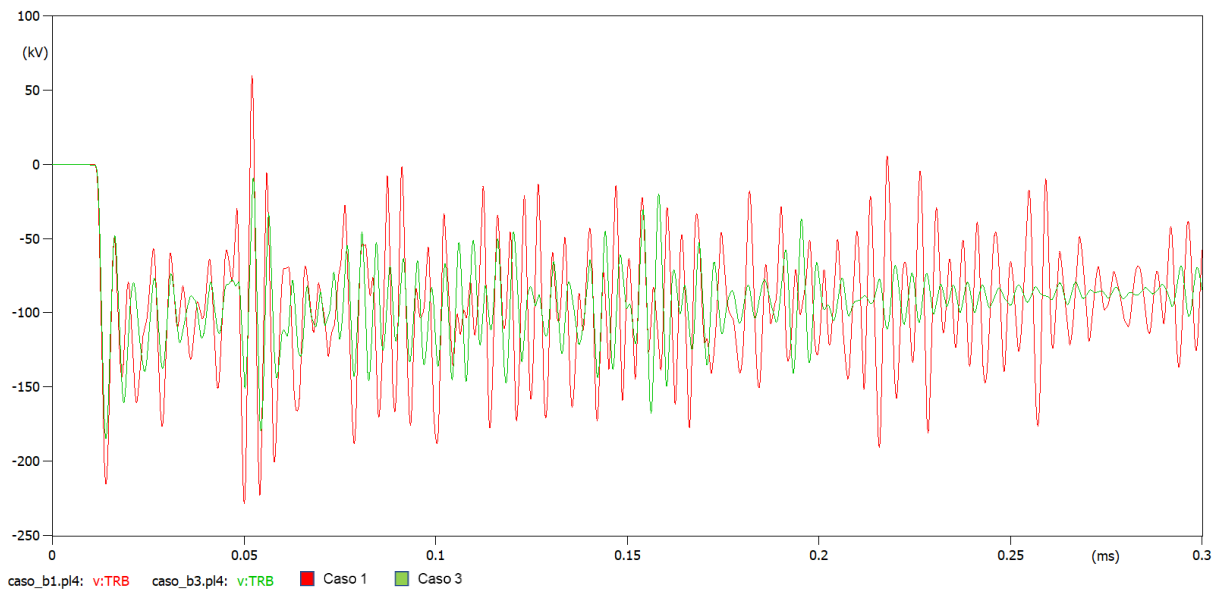
## APÊNDICE D – TENSÕES NO TRANSFORMADOR – CASO B

### Caso 1 x caso 2



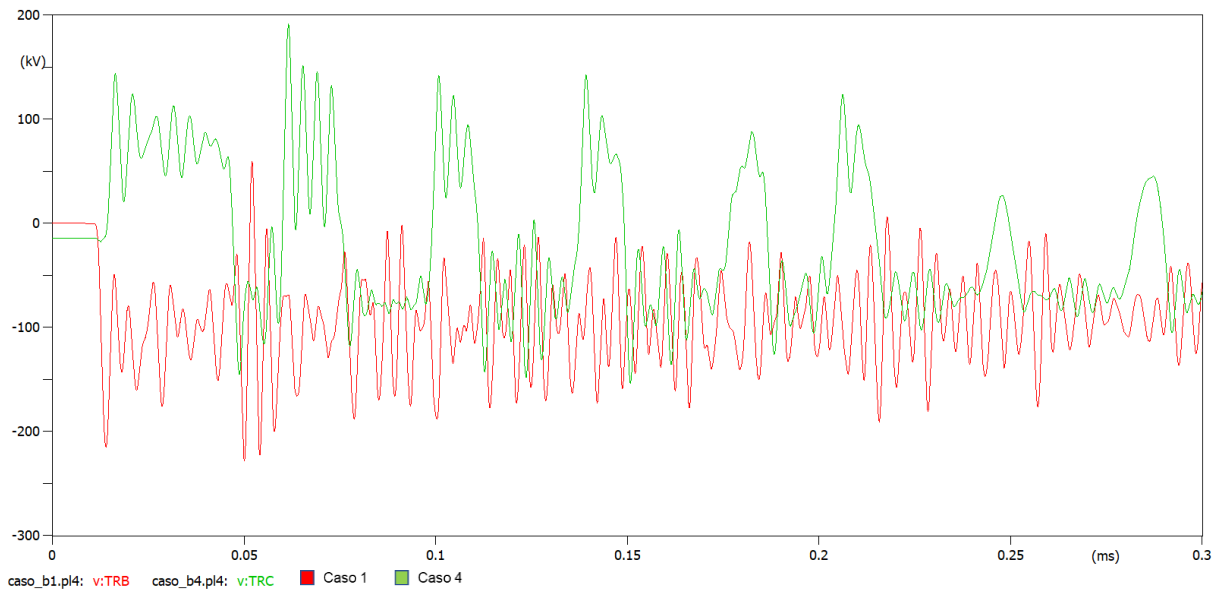
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 3



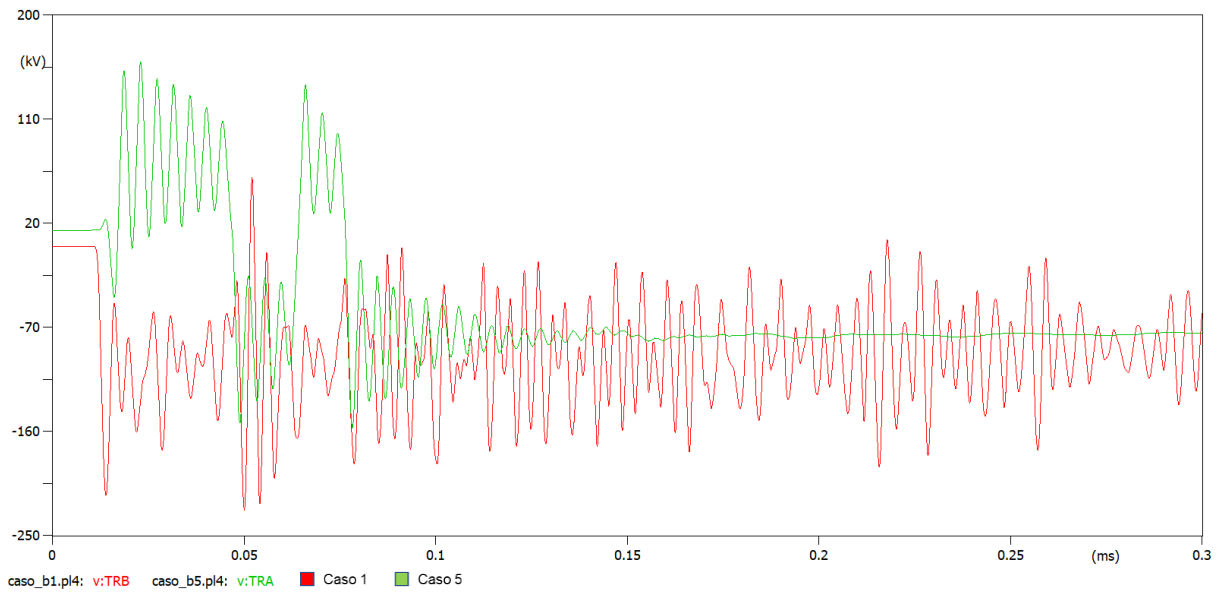
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 4



Fonte: Elaboração do autor.

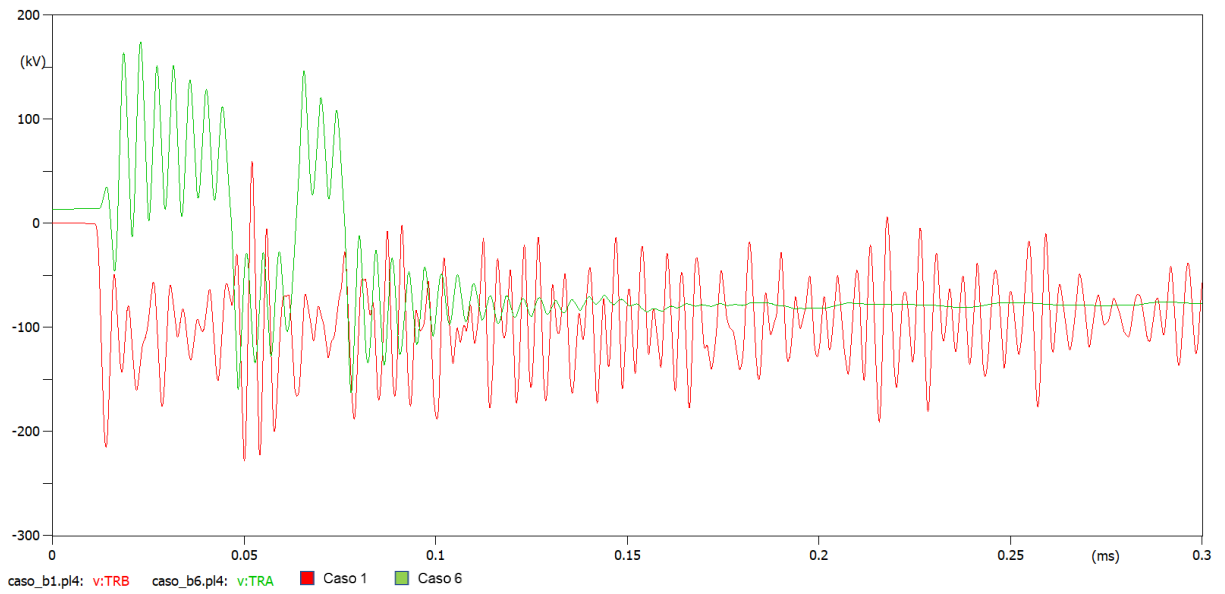
### Caso 1 x caso 5



Fonte: Elaboração do autor.

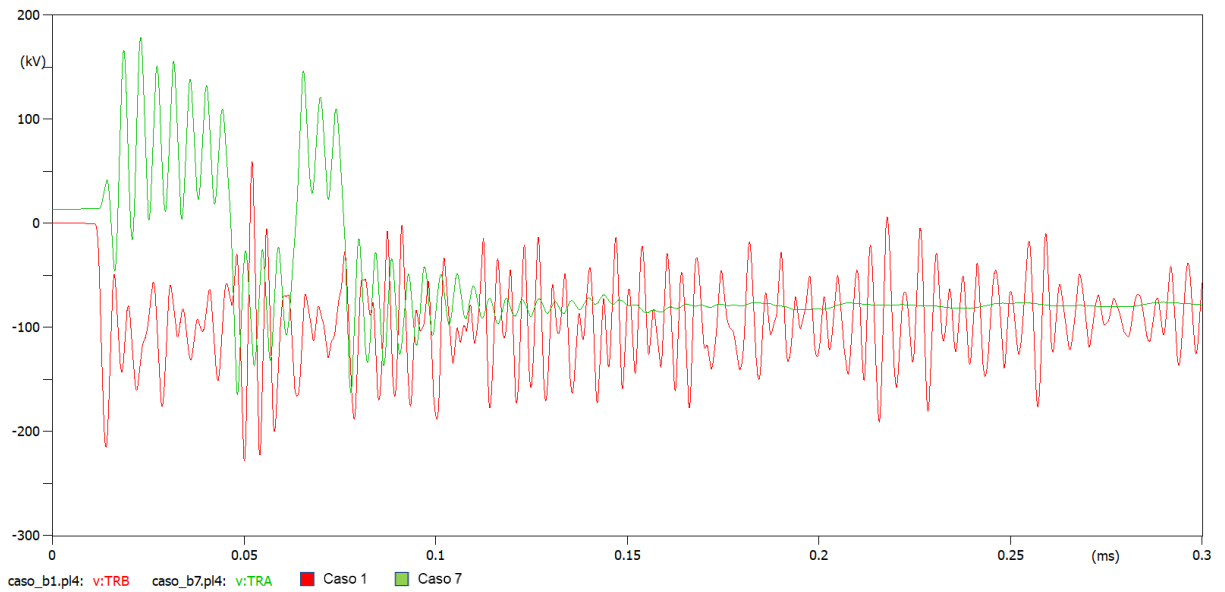


### Caso 1 x caso 6



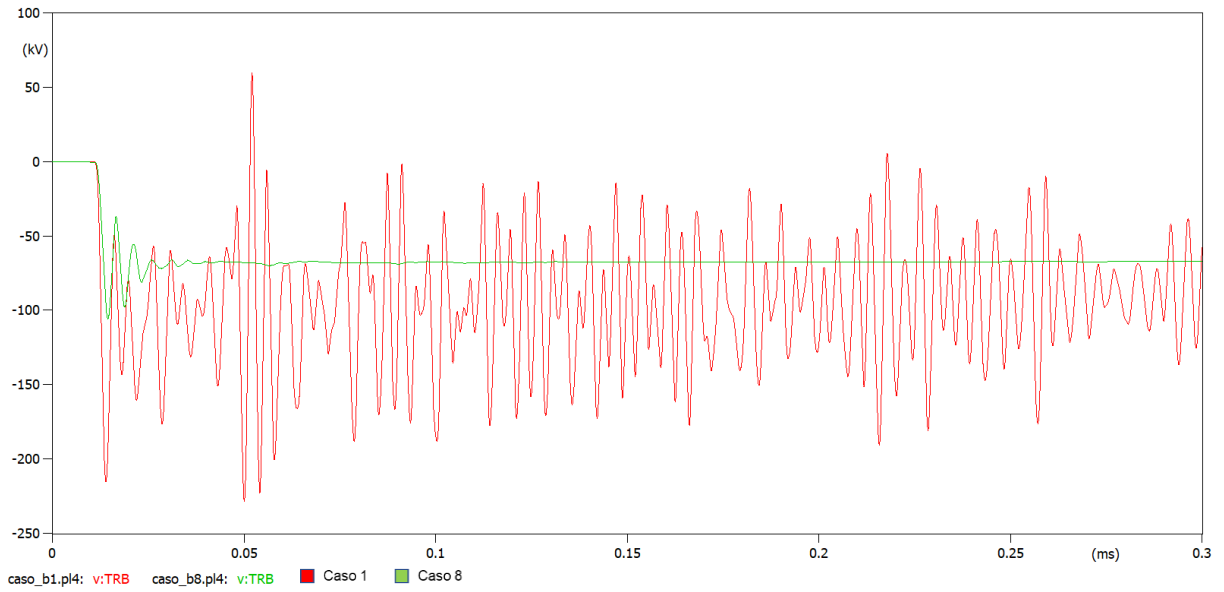
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 7



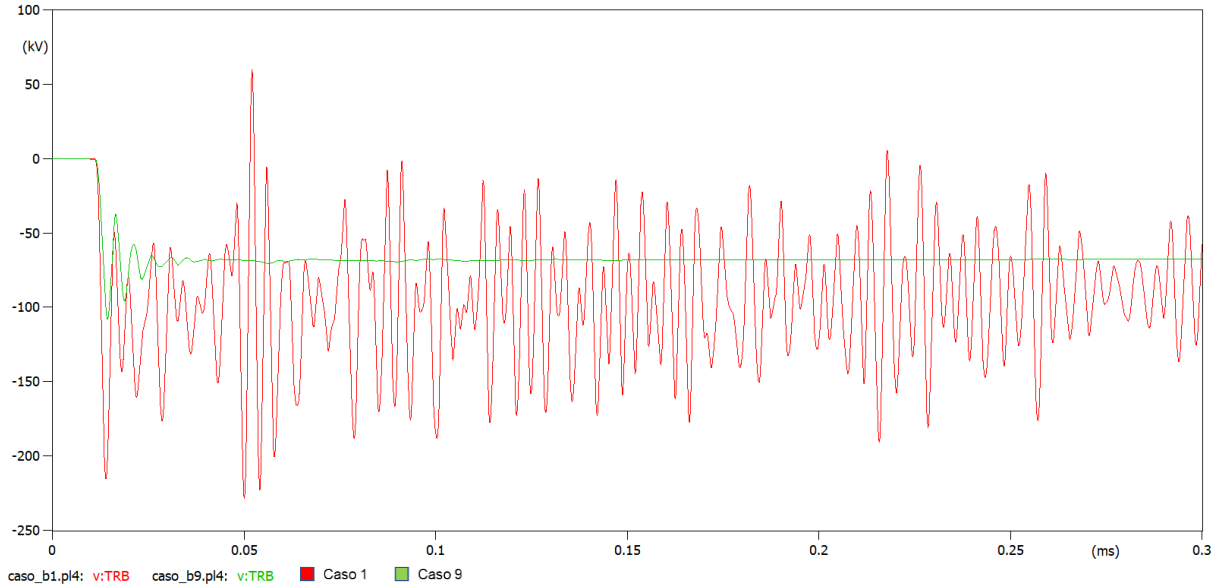
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 8



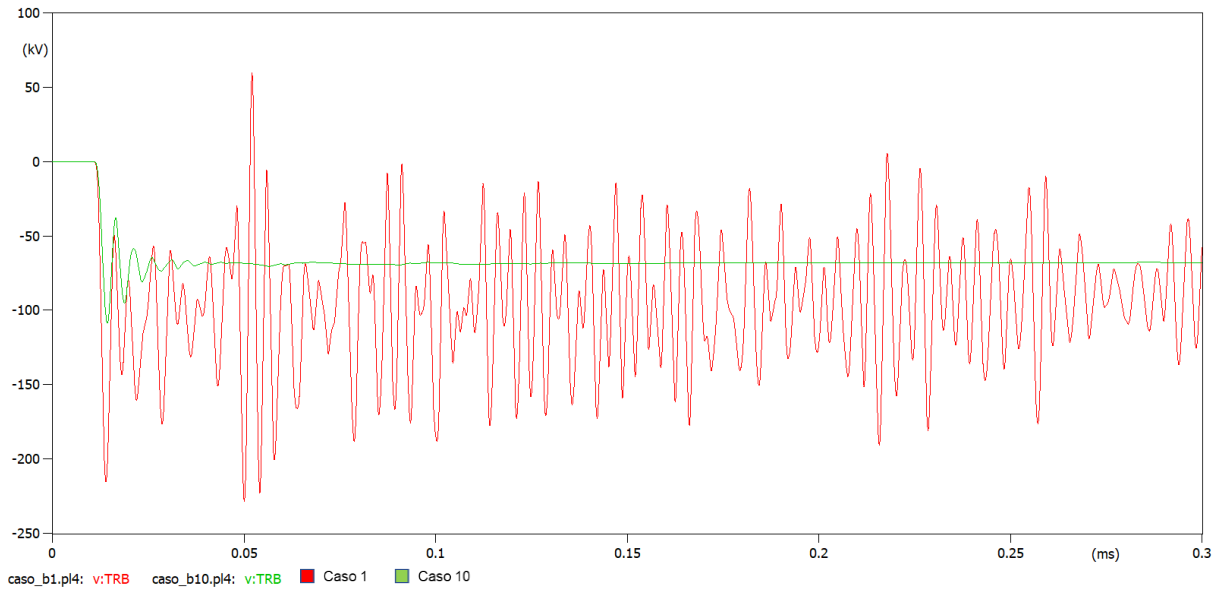
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 9



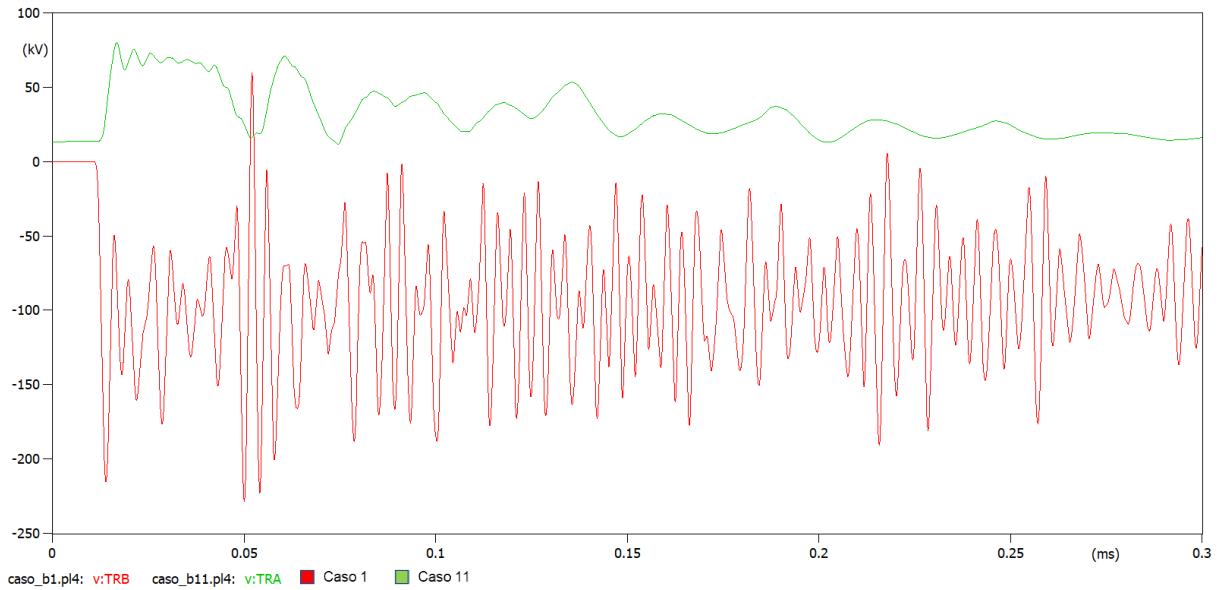
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 10



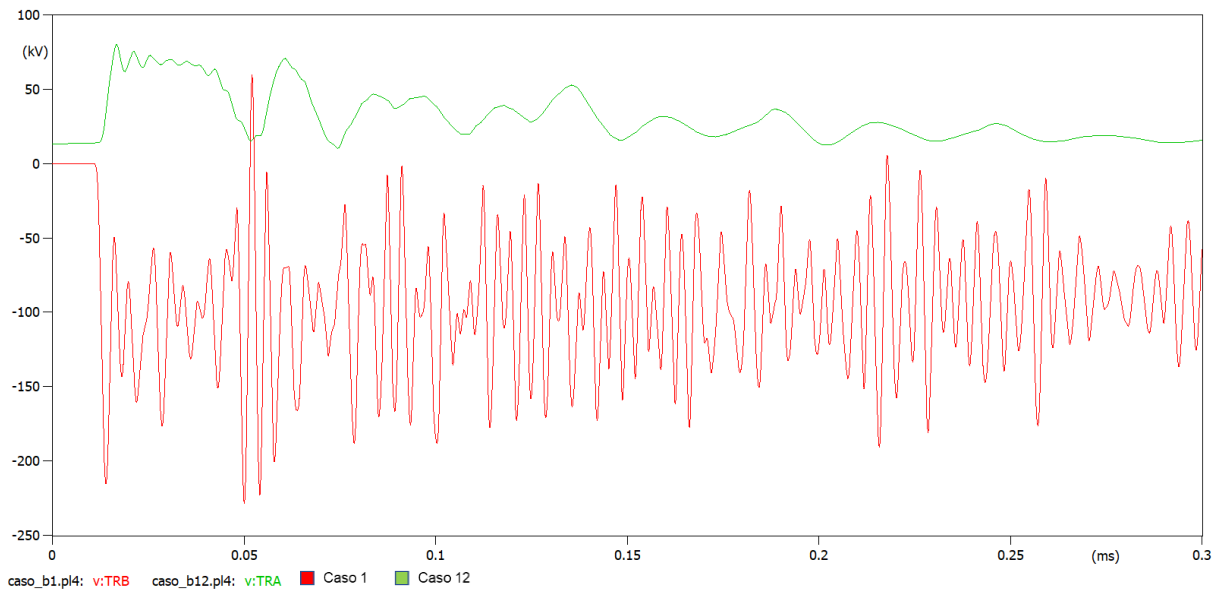
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 11



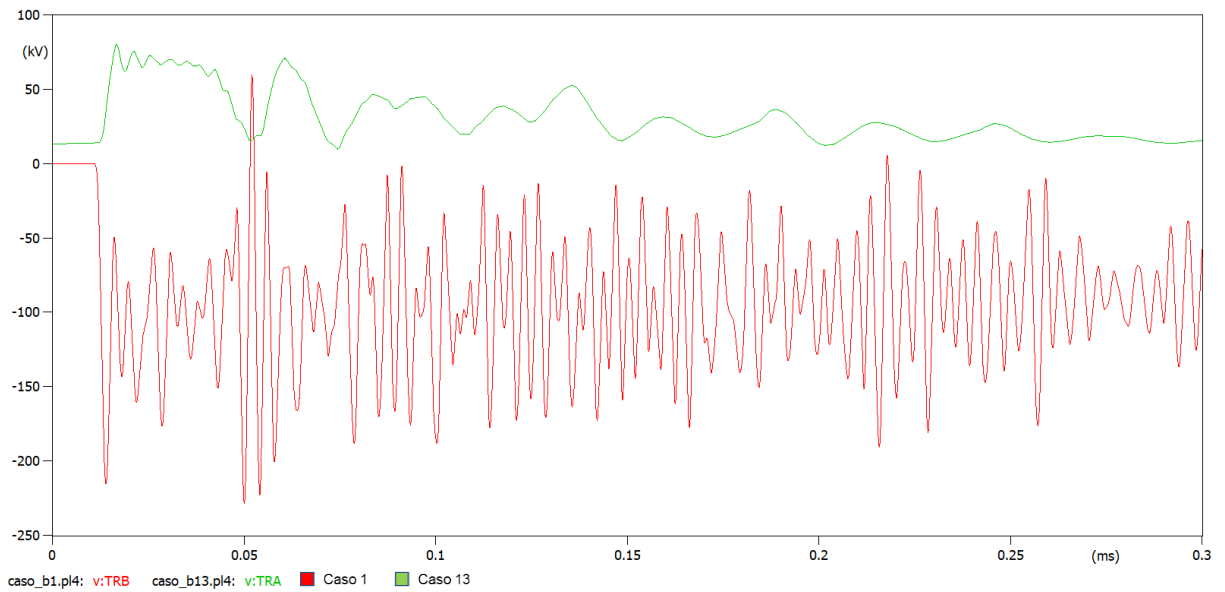
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 12



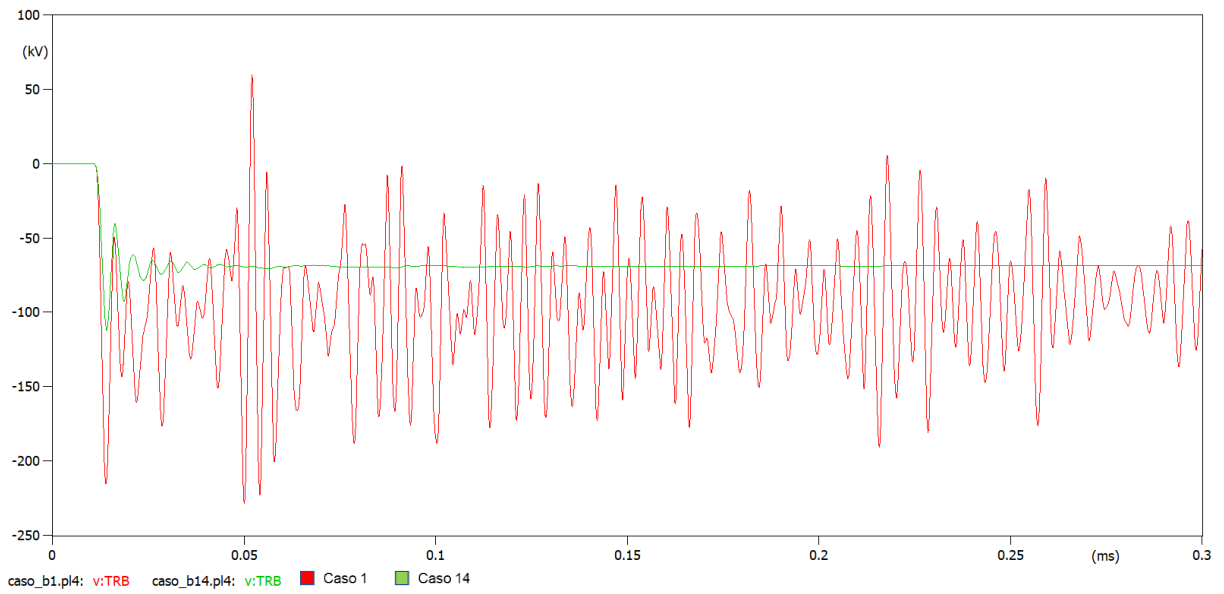
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 13



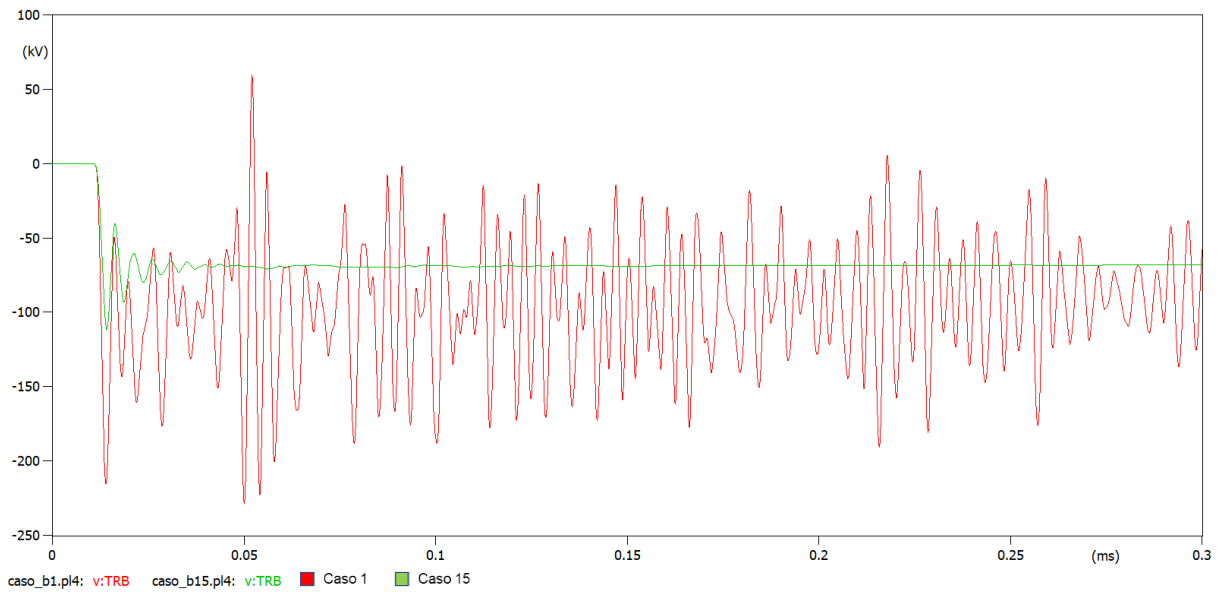
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 14



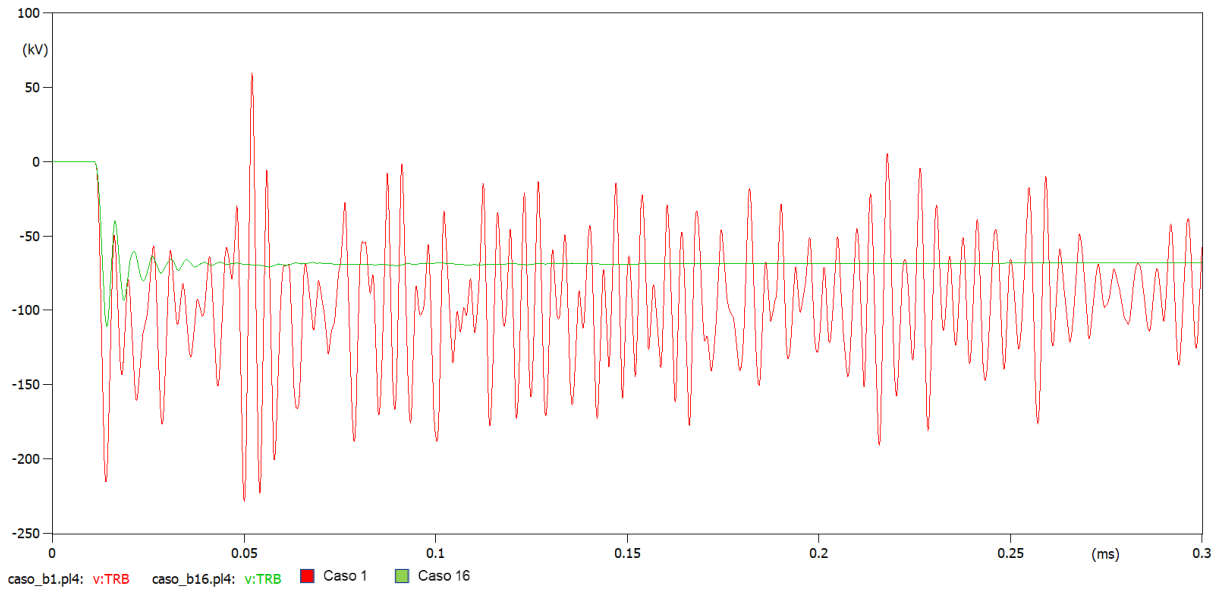
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 15



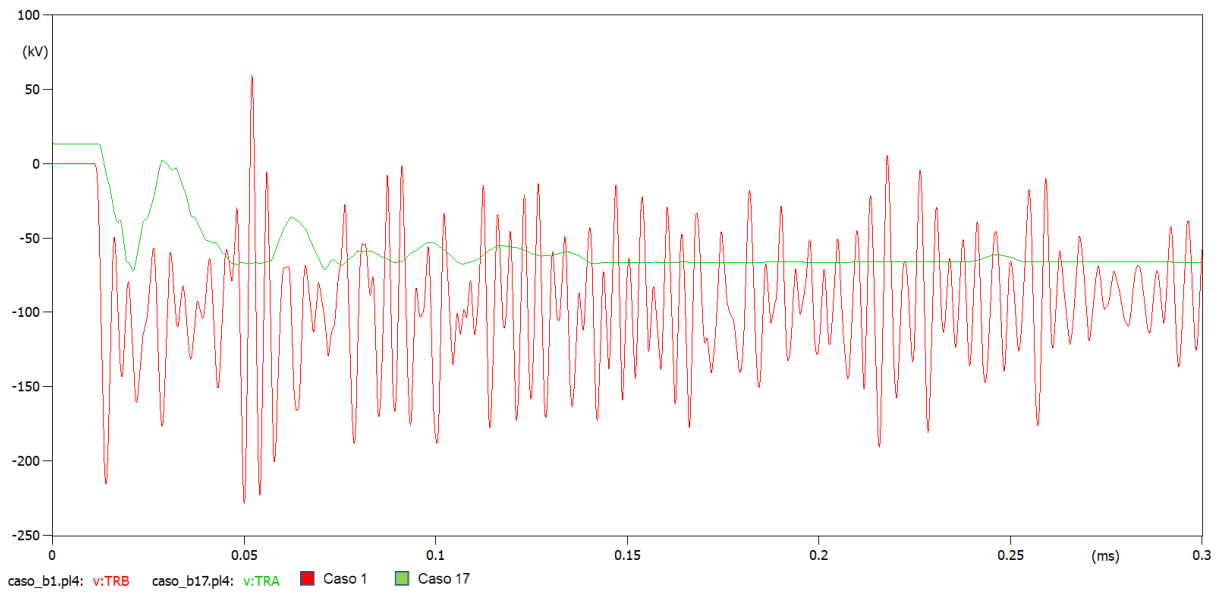
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 16



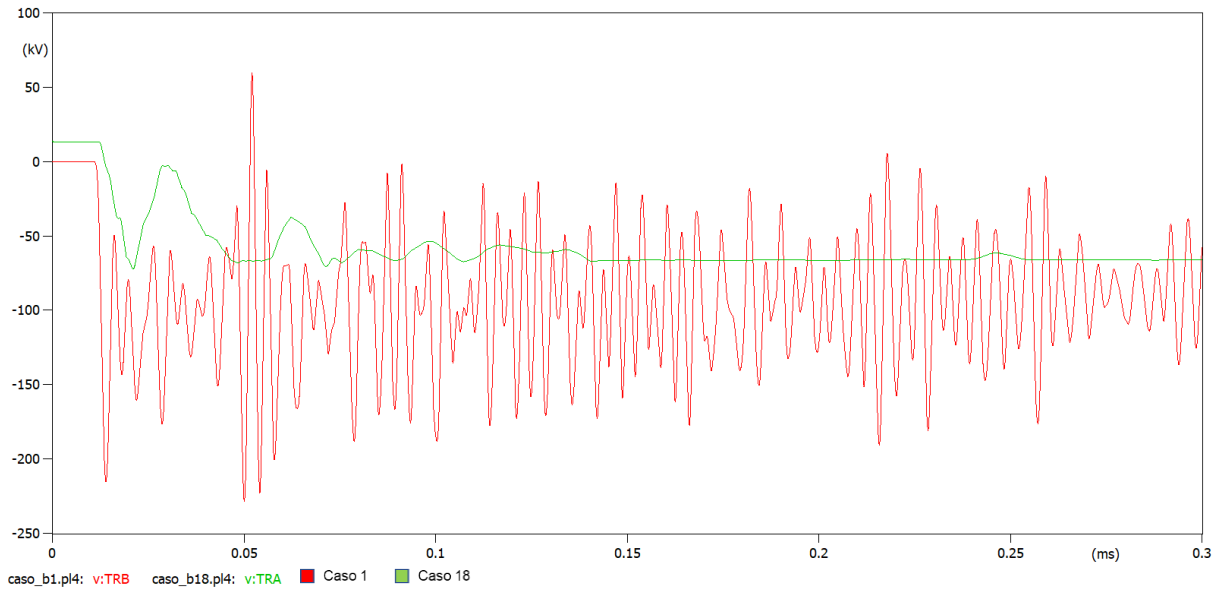
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 17



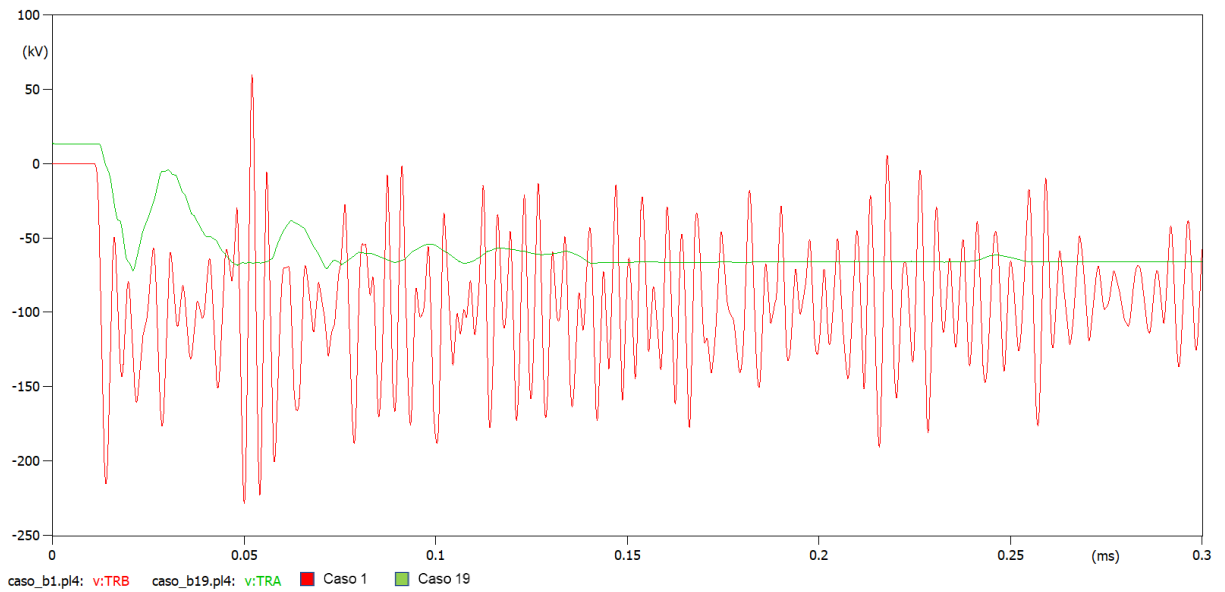
Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 18



Fonte: Elaboração do autor.

### Caso 1 x caso 19



Fonte: Elaboração do autor.

