

**AVALIAÇÃO DE RELÉS MICROPROCESSADOS REAIS  
APLICADOS NA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO  
DE INTERCONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS**

**JÔNATAS SIQUEIRA COSTA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DE RELÉS MICROPROCESSADOS REAIS  
APLICADOS NA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO  
DE INTERCONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS**

**JÔNATAS SIQUEIRA COSTA**

**ORIENTADOR: FELIPE VIGOLVINO LOPES**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM - 778/21**

**BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2021**

Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DE RELÉS MICROPROCESSADOS REAIS  
APLICADOS NA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO  
DE INTERCONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS**

**JÔNATAS SIQUEIRA COSTA**

Dissertação de Mestrado Submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**APROVADA POR:**

---

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, DSc. (UFPB)  
(Orientador)

---

Prof. Fernando Cardoso Melo, DSc. (UnB)  
(Examinador Interno)

---

Prof. Oureste Elias Batista, DSc. (UFES)  
(Examinador Externo)

Brasília/DF, 13 de dezembro de 2021.

## FICHA CATALOGRÁFICA

COSTA, JÔNATAS SIQUEIRA

Avaliação de Relés Microprocessados Reais Aplicados na Proteção de Linhas de Transmissão de Interconexão de Parques Eólicos. [Distrito Federal] 2021.

x, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre em Engenharia Elétrica, 2021).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- |                      |                                 |
|----------------------|---------------------------------|
| 1. Geração Eólica    | 2. Linhas de Transmissão        |
| 3. Proteção Fasorial | 4. Proteção no Domínio do Tempo |
| 5. Relés de Proteção |                                 |
| I. ENE/FT/UnB        | II. Título (série)              |

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

COSTA, J. S. (2021). Avaliação de Relés Microprocessados Reais Aplicados na Proteção de Linhas de Transmissão de Interconexão de Parques Eólicos, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM-778/21, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Jônatas Siqueira Costa

TÍTULO: Avaliação de Relés Microprocessados Reais Aplicados na Proteção de Linhas de Transmissão de Interconexão de Parques Eólicos.

GRAU: Mestre ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Jônatas Siqueira Costa

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

*Aos meus pais Pedro e Rosirene, e à minha tia Dalzira, DEDICO.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, a razão do meu respirar, sem o qual eu nada sou e não teria chegado aqui. Agradeço por todo o sustento e cuidado provido por Ele.

À minha família, especialmente aos meus pais, Pedro e Rosirene, e à minha tia Dalzira, que sempre me apoiaram incondicionalmente e incentivaram nos estudos. Agradeço por todo amor, confiança e carinho. Agradeço também aos meus irmãos Pedro Henrique e Ana Letícia por toda parceria e incentivo.

À minha noiva, Monize, pelo seu apoio, compreensão e companheirismo nos momentos mais difíceis e de muitas atividades. Agradeço por tamanha paciência e sabedoria dedicadas a mim, em cada conselho e orientação.

Ao meu orientador, Professor Felipe, pela orientação, parceria e por todo conhecimento e experiências compartilhadas. Agradeço por tamanha paciência, compreensão e motivação. O senhor tem a minha mais profunda admiração e gratidão. Agradeço também ao Professor Kleber por todo o conhecimento transmitido.

À minha tia Angelina, tia Nyna, tio Robson e primos, pelo suporte e hospedagem em suas cidades, o que permitiu cumprir com os créditos e apresentações de publicações.

Aos meus amigos de longa data, Paulo, Carol, Jean, Henrique, Gabriela, José Renatho, Adonay, Guilherme e tantos outros amigos que sempre me encorajaram nesse sonho.

Aos meus amigos e companheiros do LAPSE, em especial Tiago, Tenório, João, Serpa, Pedro, Eduardo, Letícia, Marayanne, Gustavo e Fernanda pela vivência e aprendizado diário. Obrigado pelas conversas, risadas, momentos de café e de açaí. Por caminharem comigo.

À Conprove Engenharia por todo suporte e parceria, os quais foram fundamentais para concretização deste trabalho. Agradeço também ao Moisés e Gabriel, que muito me ensinaram na temática do estudo desenvolvido.

Aos amigos da Enel, em especial Ricardo, Emerson e Luciana pela motivação a prosseguir.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma colaboraram para conclusão dessa etapa.

## RESUMO

Neste trabalho é avaliado o desempenho de funções de proteção de linhas de transmissão no domínio do tempo, TD21 e TW87, e fasorial, PH21 e PH87, disponíveis em relés reais aplicados em um sistema com inserção de geração eólica do tipo *full-converter*. Avalia-se o desempenho destas funções de proteção sob diversos cenários de falta e operação, variando-se parâmetros como resistência de falta, ângulo de incidência da falta, tipo de falta e localização do ponto de falta na linha de transmissão. Para a realização dos estudos propostos, são aplicadas faltas em uma linha de transmissão de 500 kV/60 Hz que conecta parques eólicos com unidades de geração do tipo *full-converter* a uma rede alimentada por fontes de geração convencionais. Inicialmente, um sistema teste com topologia de acordo com um sistema real brasileiro é modelado e simulado por meio do *software Power System Simulator* (PS Simul). Em seguida, são realizados testes em massa através de procedimentos de *loop* fechado e de *playback* utilizando relés de proteção de linhas de transmissão no domínio do tempo e da frequência. Dessa forma, o desempenho dos elementos de proteção de distância e de proteção diferencial, considerando ambas tecnologias, são avaliados nos cenários de falta estudados. A partir dos resultados obtidos, as diferenças entre as contribuições de curto-circuito do parque eólico e da rede convencional de energia são discutidas. Em seguida, é apresentada uma comparação entre os elementos de proteção baseados em fasores e no domínio do tempo em cada terminal de linha. Por fim, o esquema de teleproteção de disparo permissivo por sobrealcance associado a lógicas de *weak infeed* é avaliado. Os resultados revelam que a presença de parques eólicos pode de fato afetar o desempenho dos relés, influenciando não apenas na confiabilidade da proteção, mas também em seus tempos de operação.

**Palavras-chave:** Geração eólica, linhas de transmissão, proteção fasorial, proteção no domínio do tempo, relés de proteção.

## ABSTRACT

In this work, the performance of time domain transmission line protection functions, TD21 and TW87, and phasor-based functions, PH21 and PH87, available in real relays applied in a system with *full-converter* wind generation is evaluated. The performance of these protection functions is assessed under different fault and operation scenarios, varying parameters such as fault resistance, fault inception angle, fault type and fault location in the transmission line. In order to carry out the proposed studies, faults are applied to a 500 kV / 60 Hz transmission line that interconnects full-converter wind farms to a network powered by conventional generation sources. Initially, a test system with topology according to a Brazilian real system is modeled and simulated using the Power System Simulator (PS Simul) software. Then, massive tests are carried out using closed loop and playback procedures using transmission line protection relays in the time and frequency domain. Thus, the performance of distance and differential protection elements, considering both technologies, are evaluated by means of the studied fault scenarios. From the obtained results, the differences between the short-circuit contributions of the wind farm and the conventional power network are discussed. Then, a comparison between the phasor-based and time-domain protection elements at each line terminal is presented. Finally, the permissive overreaching transfer trip pilot scheme associated with weak infeed logics is evaluated. The results reveal that the presence of wind farms can indeed affect the relays' performance, influencing not only the protection reliability, but also their operating times.

**Keywords:** Wind generation, transmission lines, phasor-based protection, time-domain protection, protection relays.



# SUMÁRIO

<b>Sumário</b>	i
<b>Lista de Figuras</b>	iv
<b>Lista de Tabelas</b>	vii
<b>Lista de Símbolos</b>	viii
<b>Glossário</b>	ix
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Contextualização do Tema . . . . .	1
1.2 Motivação . . . . .	2
1.3 Objetivos do Trabalho . . . . .	3
1.4 Contribuições da Dissertação . . . . .	3
1.5 Publicações . . . . .	4
1.5.1 Conferências Internacionais . . . . .	4
1.5.2 Conferências Nacionais . . . . .	5
1.5.3 Periódico . . . . .	5
1.6 Organização do Texto . . . . .	5
<b>Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica</b>	7
2.1 Contribuições de Curto-circuito . . . . .	7
2.2 Influência da Geração Eólica em Sistemas de Proteção . . . . .	10
2.3 Síntese do Capítulo . . . . .	16
<b>Capítulo 3 – Sistema de Geração Eólico</b>	18
3.1 Topologia Física de Parques Eólicos . . . . .	18
3.2 Unidade de Geração Eólica . . . . .	19
3.3 Sistemas de Geração com Velocidade Fixa . . . . .	21
3.4 Sistemas de Geração com Velocidade Variável . . . . .	23

3.5	Conversores de Conexão . . . . .	27
<b>Capítulo 4 – Fundamentos das Funções de Proteção Avaliadas</b>		<b>30</b>
4.1	Proteção de Distância Fasorial - PH21 . . . . .	30
4.1.1	Loops de Falta . . . . .	31
4.1.2	O Diagrama R-X . . . . .	32
4.1.3	Zonas de Proteção . . . . .	33
4.2	Proteção Diferencial Fasorial - PH87 . . . . .	35
4.3	Proteção de Distância no Domínio do Tempo - TD21 . . . . .	38
4.4	Proteção Diferencial no Domínio do Tempo - TW87 . . . . .	42
4.5	Esquema de Teleproteção . . . . .	44
4.5.1	Esquema POTT . . . . .	45
<b>Capítulo 5 – Implementações e Testes</b>		<b>48</b>
5.1	Modelagem . . . . .	48
5.1.1	Unidade de Geração . . . . .	49
5.1.2	Linhas de Transmissão . . . . .	49
5.1.3	Transformadores . . . . .	51
5.1.4	Circuito Equivalente de Thévenin . . . . .	51
5.2	Sistema Teste . . . . .	53
5.3	Metodologia de Testes . . . . .	54
5.3.1	Metodologia 1 . . . . .	54
5.3.2	Metodologia 2 . . . . .	55
5.3.3	Relés microprocessados . . . . .	56
<b>Capítulo 6 – Análise de Resultados</b>		<b>58</b>
6.1	Comparação de sinais em ambos terminais da LT durante curtos-circuitos . . . . .	59
6.2	Efeitos da Modelagem das Capacitâncias de Barramento . . . . .	61
6.2.1	Efeito em Sinais Durante Transitórios de Falta . . . . .	62
6.2.2	Avaliação do Efeito no Percentual de Operação das Funções . . . . .	64
6.2.3	Avaliação do Efeito no Tempo de Operação das Funções . . . . .	65
6.3	Análise do Desempenho dos Relés para as Funções de Proteção 21 e 87 . . . . .	68
6.3.1	Avaliação do Percentual de Operações por Função . . . . .	69
6.3.2	Avaliação do Percentual de Operações Variando a Localização de Falta . . . . .	70
6.3.3	Análise dos Tempos de Atuação . . . . .	72
6.4	Análise sob o ponto de vista do Canal de Comunicação . . . . .	73
6.4.1	Avaliação do Percentual de Operações por Função . . . . .	73

---

6.4.2	Avaliação do Percentual de Atuações do Conjunto de Funções . . . . .	75
6.4.3	Avaliação do Percentual de Operações Variando a Localização de Falta .	76
<b>Capítulo 7 – Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros</b>		<b>79</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>82</b>
<b>Apêndice A – Parâmetros do Sistema Modelado</b>		<b>87</b>
A.1	Unidade de Geração . . . . .	87
A.2	Transformador Elevador 34,5/0,575 kV . . . . .	99
A.3	Rede Coletora em 34,5 kV . . . . .	100
A.4	Transformador Elevador 138/34,5 kV . . . . .	100
A.5	Linha de Transmissão em 138 kV . . . . .	100
A.6	Transformador Elevador 138/500 kV . . . . .	101
A.7	Linha de Transmissão em 500 kV . . . . .	101
A.8	Circuito Equivalente de Thévenin . . . . .	102

## LISTA DE FIGURAS

2.1	Parâmetros que afetam a proteção de LTs com integração de geração eólica. . . .	16
3.1	Topologia Física Típica de Parque Eólico. . . . .	19
3.2	Principais componentes de uma unidade de geração eólica. . . . .	20
3.3	Topologia de Geração do Tipo 1. . . . .	22
3.4	Topologia de Geração do Tipo 2. . . . .	23
3.5	Topologia de Geração do Tipo 3. . . . .	24
3.6	Topologia de Geração do Tipo 4. . . . .	26
3.7	Conversor do Tipo A. . . . .	28
3.8	Conversor do Tipo B. . . . .	29
4.1	Representação de uma impedância no diagrama R-X. . . . .	32
4.2	Trajetória da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral. . . . .	33
4.3	Representação das zonas de proteção de distância. . . . .	34
4.4	Esquema de proteção diferencial sendo a zona de proteção limitada pelos TCs. .	36
4.5	Característica da proteção diferencial percentual. . . . .	37
4.6	Princípio de operação da TD21 para faltas: (a) internas e (b) externas à zona de proteção. . . . .	40
4.7	Tensão de restrição da TD21: (a) diagrama de blocos para o cálculo de $V_{21RST}$ ; (b) tensão obtida. . . . .	41
4.8	Lógica de operação simplificada da TD21 para o <i>loop</i> de falta AT. . . . .	41

4.9	Princípios de Operação da TW87. . . . .	42
4.10	Interseção das zonas de atuação dos relés nos terminais de uma LT. . . . .	45
4.11	Princípios de operação do esquema POTT de teleproteção: (a) Zonas de sobre-alcance; (b) Lógica de operação. . . . .	46
5.1	Modelagem da Unidade Eólica no PS Simul. . . . .	50
5.2	Bloco para modelagem de Linhas de transmissão no PS Simul. . . . .	50
5.3	Bloco para modelagem de Transformadores no PS Simul. . . . .	51
5.4	Modelagem de circuito equivalente de Thévenin no PS Simul. . . . .	52
5.5	Sistema Teste. . . . .	53
5.6	Metodologia de teste utilizando a mala de teste. . . . .	55
5.7	Metodologia de teste utilizando a funcionalidade de <i>playback</i> do relé. . . . .	56
6.1	Gráfico de dispersão das: (a) Correntes; (b) Tensões. . . . .	60
6.2	Sinais de Tensão sem e com $C_{barra}$ : (a) Barra Local; (b) Barra Remota. . . . .	63
6.3	Sinais de Corrente sem e com $C_{barra}$ : (a) Barra Local; (b) Barra Remota. . . . .	63
6.4	Tempos de Operação dos Elementos de Proteção Diferencial sem e com $C_{barra}$ : (a) Relés Barra Local; (b) Relés Barra Remota. . . . .	66
6.5	Tempos de Operação dos Elementos de Proteção de Distância sem e com $C_{barra}$ : (a) Relés Barra Local; (b) Relés Barra Remota. . . . .	67
6.6	Percentual de operações (a) proteção de distância; (b) proteção diferencial. . . . .	69
6.7	Percentual de operações das funções PH21 e TD21 variando-se a localização da falta (a) Barra L; (b) Barra R. . . . .	71
6.8	Percentual de operações das funções PH87 e TW87 variando-se a localização da falta (a) Barra L; (b) Barra R. . . . .	71
6.9	Tempos de Atuação dos relés (a) na Barra L; (b) na Barra R. . . . .	72
6.10	Percentual de operações por função de proteção. . . . .	74

---

6.11	Percentual de atuações em cenários com: (a) Canal de Comunicação Indisponível; (b) Canal de Comunicação Disponível. . . . .	76
6.12	Percentual de Operações em função da localização de falta considerando: (a) Canal de Comunicação Indisponível; (b) Canal de Comunicação Disponível. . . . .	78
A.1	Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Continua). . . . .	87
A.2	Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Continua). . . . .	88
A.3	Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Final). . . . .	89
A.4	Medidas Controle (Continua). . . . .	90
A.5	Medidas Controle (Continua). . . . .	91
A.6	Medidas Controle (Continua). . . . .	92
A.7	Medidas Controle (Continua). . . . .	93
A.8	Medidas Controle (Final). . . . .	94
A.9	Parte Mecânica. . . . .	95
A.10	Regulador de Velocidade, <i>Pitch</i> e Pulsos <i>Boost</i> (Continua). . . . .	96
A.11	Regulador de Velocidade, <i>Pitch</i> e Pulsos <i>Boost</i> (Finals). . . . .	97
A.12	Regulador de Excitação e Sistema de Controle - Geração de Pulsos. . . . .	98
A.13	Sistema de Controle - Geração de Pulsos. . . . .	98
A.14	Sistema de Controle - Geração de Pulsos. . . . .	99

## LISTA DE TABELAS

4.1	Grandezas de entrada utilizadas nos cálculos das unidades de impedância do relé de distância. . . . .	32
6.1	Cenários de falta aplicados. . . . .	58
6.2	Percentual de Operações dos elementos diferencial sem e com $C_{barra}$ modeladas. . . . .	64
6.3	Percentual de Operações dos elementos de distância sem e com $C_{barra}$ modeladas. . . . .	65
A.1	Parâmetros dos transformadores de 34,5/0,575 kV. . . . .	99
A.2	Impedâncias dos alimentadores em 34,5 kV. . . . .	100
A.3	Parâmetros dos transformadores de 138/34,5 kV. . . . .	100
A.4	Parâmetros da LT em 138 kV. . . . .	101
A.5	Parâmetros do transformador de 138/500 kV. . . . .	101
A.6	Parâmetros da LT em 500 kV. . . . .	102
A.7	Parâmetros da impedância equivalente de Thévenin. . . . .	102
A.8	Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thévenin conectada à Barra Remota. . . . .	102

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C_{barra}$	Capacitância de barramento.
$I_{op}$	Corrente de operação.
$I_{res}$	Corrente de restrição.
$I_{pickup}$	Corrente de <i>pick-up</i> .
$\hat{I}_L$	Corrente no terminal local.
$\hat{I}_R$	Corrente no terminal remoto.
$K_0$	Fator de compensação de sequência zero.
$Z_{L1}$	Impedância de sequência positiva da linha.
$Z_{L0}$	Impedância de sequência zero da linha.
$i_{OVL}$	Onda viajante de corrente terminal local.
$i_{OVR}$	Onda viajante de corrente terminal remoto.
$v_{m_1}$	Tensão no ponto de alcance $m_1$ da LT.
$v_{21res}$	Tensão de restrição do elemento TD21.
$v_{21op}$	Tensão de operação do elemento TD21.



## GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CE	Complexo Eólico
CEP	Conversor Eletrônico de Potência
COMTRADE	<i>Common Format for Transient Data Exchange</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FGE	Fontes de Geração Eólica
FGEIC	Fontes de Geração Eólica Interfaceadas por Conversores
GIRB	Gerador de Indução com Rotor Bobinado
GIRGE	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo
GS	Gerador Síncrono
IED	<i>Intelligent Electronic Devic</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OV	Onda Viajante
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PH21	<i>Phasor-Based Distance Element</i>

---

PH87	<i>Phasor-Based Differential Element</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
POTT	<i>Permissive Overreach Transfer Trip</i>
PS Simul	<i>Power System Simulator</i>
p.u.	Por Unidade
PWM	<i>Pulse Width Modulate</i>
RTC	Relação de Transformação do Transformador de Corrente
RTP	Relação de Transformação do Transformador de Potencial
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SLP	<i>Slope</i>
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TD21	<i>Time-Domain Distance Element</i>
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TW87	<i>Traveling Wave Differential Element</i>
UnB	Universidade de Brasília
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A expansão da demanda por recursos de energia renovável, os avanços tecnológicos e consequente redução de custos tem impulsionado o crescimento da geração de energia eólica. No que concerne à situação do Brasil, de igual forma, esse crescimento é notadamente expressivo. Tal fato pode ser comprovado pela evolução da participação desse tipo de geração na matriz elétrica, a qual representava 0,8% da matriz em 2010, alcançando um valor aproximado de 9,5% em 2020, ainda com previsão de contribuir com 11,3% de sua composição até 2024 (ONS, 2020). Além disso, vale mencionar que a geração eólica traz inúmeros benefícios, tais como: diminuição dos impactos ambientais provenientes de outras fontes de geração, diversificação da matriz elétrica, desenvolvimento econômico para região, dentre outros (TERCIOTE, 2002).

Apesar dos numerosos benefícios, a ampliação da participação dessa fonte de energia na matriz elétrica traz grandes desafios para o sistema elétrico de potência, uma vez que a geração eólica possui características técnicas e operacionais diferentes daquelas relativas às fontes tradicionalmente empregadas, como a hidráulica (ILAK *et al.*, 2015). Dentre essas características, destacam-se a intermitência de operação e o uso de conversores eletrônicos de potência (CEP) para interface com o sistema (ALBADI; EL-SAADANY, 2010; PAI; STANKOVIC, 2013). A combinação de tais aspectos implica em condições de variabilidade de produção de energia, mesmo considerando o efeito portfólio<sup>1</sup> entre parques eólicos, baixa ou nenhuma inércia e potência de curto-circuito reduzida, dentre outras problemáticas (EPE, 2021).

De forma a mitigar os efeitos sistêmicos da variabilidade de geração, são necessários investimentos para expansão de potência complementar e, principalmente, ampliação e modernização do sistema elétrico de transmissão (EPE, 2021). De fato, os sistemas de transmissão possibi-

---

<sup>1</sup>Geração simultânea de parques espalhados em determinada região, a qual contribui para uma menor variabilidade do que quando considerada a geração de um único parque eólico.

litam a interconexão entre diferentes fontes de geração de energia, unidades consumidoras e a níveis maiores, entre subsistemas, permitindo a transferência de grandes blocos de energia entre diferentes regiões geográficas (ONS, 2021). Além disso, uma ampliação desse sistema explora a diversidade entre regimes sazonais e complementares dos diferentes tipos e localizações das fontes geradoras de energia, promovendo uma maior diversidade de cenários de disponibilidade de geração e, conseqüentemente, maior segurança e continuidade no suprimento de energia elétrica (EPE, 2021). Portanto, espera-se uma ampliação no fator de utilização do sistema de transmissão bem como aumento de sua complexidade operacional.

No que se refere às demais problemáticas, destacam-se as diferentes características entre as correntes de curto-circuito das fontes de geração eólica (FGE) e aquelas provenientes de fontes convencionais (FARANTATOS *et al.*, 2013). A baixa inércia dessas FGE, por exemplo, resulta em contribuições de curto-circuito pouco prolongadas com níveis reduzidos desde os primeiros instantes quando da incidência de uma falta. Tal fato, prejudica o suporte à estabilidade da rede geralmente presente quando o sistema é predominantemente constituído por grandes máquinas rotativas de geração (NGUYEN *et al.*, 2017). Além disso, cabe mencionar a influência do sistema de controle associado aos conversores eletrônicos de potência das FGE (ACKERMANN *et al.*, 2005). Tais controles são projetados com diversos objetivos como, por exemplo, limitar as correntes de curto-circuito para minimizar os danos térmicos aos componentes dos CEP, reduzir a corrente de sequência negativa para minimizar a sobretensão nos capacitores do barramento CC e efetuar o controle de frequência de geração (CHOWDHURY; FISCHER, 2021). Por conseqüência, as grandezas elétricas do sistema se comportam durante curtos-circuitos como funções dos algoritmos de controle adotados, não seguindo necessariamente as premissas físicas e elétricas classicamente adotadas em estudos de curto-circuito.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Diante do contexto supracitado onde as linhas de transmissão constituem um elemento de fundamental importância para o sistema de transmissão e o crescimento da inserção de FGEs é expressivo, há uma preocupação com a correta operação de funções de proteção nos sistemas de interconexão da geração eólica em situações de curto-circuito.

Estudos de aplicação detalhados usando modelos de dispositivos precisos são frequentemente necessários para determinar o comportamento durante condições de curto-circuito e para desenvolver esquemas de proteção que detectarão adequadamente as condições de falta (RIBEIRO, 2019). A integração de fontes de geração eólica interfaceada por conversores (FGEIC) aos sistemas de transmissão apresenta desafios aos esquemas de proteção existentes que, quando concebidos, não consideravam a interconexão de tais fontes (HOROWITZ; PHADKE, 2014). Dessa forma, observa-se nos dias de hoje um maior interesse de empresas do setor em avaliar os impactos da interconexão de FGEIC sobre funções de proteção, especialmente as de linhas de transmissão. Além disso, verifica-se também que a literatura ainda carece de estudos abordando aspectos práticos e de maneira quantitativa as diferentes técnicas disponíveis em dispositivos reais de proteção.

### 1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho de mestrado tem como principal objetivo avaliar funções de proteção disponíveis em relés microprocessados reais quando aplicados no monitoramento de uma linha de transmissão (LT) de interconexão de parques eólicos composto por FGEIC. Para tanto, como objetivos específicos da pesquisa, destacam-se:

- Compreender e apresentar as diferentes topologias de sistemas de geração eólica;
- Expor fundamentos teóricos de funções aplicadas nos domínios fasorial e do tempo para linhas de transmissão;
- Realizar um conjunto de simulações de falta no sistema analisado através do *software* PS Simul (*Power System Simulator*);
- Avaliar o desempenho de funções de proteção disponíveis em relés microprocessados reais por meio de análises quantitativas.

### 1.4 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Dentre as contribuições desta dissertação, as principais são:

- Avaliar o desempenho de funções de proteção presentes em relés de proteção reais quando

aplicados a linhas de transmissão que interconectam parques de geração eólica a sistemas com fontes de geração convencionais.

- Analisar o impacto de fontes de geração eólica do tipo *full-converter* em funções de proteção do domínio fasorial e do tempo disponíveis em relés reais. Com isso, espera-se contribuir desenvolvendo um estudo para uma melhor compreensão da operação de diferentes tecnologias de proteção do mercado no cenário de geração eólica.

## 1.5 PUBLICAÇÕES

Durante a presente pesquisa de mestrado, foram desenvolvidos e publicados os trabalhos listados a seguir:

### 1.5.1 Conferências Internacionais

1. COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; HONORATO, T. R.; LOPES, F.V.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Phasor-Based and Time-Domain Transmission Line Protection Considering Wind Power Integration. *The IET 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP)*. Liverpool, Reino Unido, Março, 2020.
2. COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; SANTOS, G. B.; LOPES, F.V.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Investigation on Full-Converter-Based Wind Power Plant Behavior During Short-Circuits. *4th Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. Brasília, Brasil, Outubro, 2019.
3. COSTA, J. S.; GAMA, L. A.; TOLEDO, R. T.; SANTOS, G. B.; LOPES, F.V.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Análise de Transitórios de Falta em Linha de Transmissão Considerando Conexão de Parque Eólico Interfaceado por Conversores. *12th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*. Natal, Brasil, Outubro, 2019.

### 1.5.2 Conferências Nacionais

1. LOPES, F.V.; SILVA, K.M.; COSTA, J. S.; HONORATO, T. R.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Avaliação de relés Microprocessados Reais Aplicados na Proteção de Linhas de Transmissão de Interconexão de Parques Eólicos. *Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC)*, 2021.
2. LOPES, F.V.; COSTA, J. S.; HONORATO, T. R.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Transmission Line Protection Performance in the Presence of Wind Power Plants: Study on the Busbar Capacitance Modeling During Relay Testing Procedures. *Oitavo Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VIII SBSE)*. Santo André, Brasil, Agosto, 2020.<sup>2</sup>

### 1.5.3 Periódico

1. LOPES, F.V.; COSTA, J. S.; HONORATO, T. R.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; PEREIRA JR, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. B.B. Busbar Capacitance Modeling Effects During Relay Testing Procedures for Transmission Lines Interconnecting Wind Power Plants. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems (JCAES)*, 2021.

## 1.6 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A organização deste trabalho é realizada de acordo com a seguinte estrutura:

- No capítulo 2, faz-se uma revisão bibliográfica de publicações no âmbito do estudo a ser desenvolvido;
- No capítulo 3, apresentam-se conceitos básicos da geração eólica, tais como características de uma unidade de geração, estrutura física de parques eólicos, bem como aspectos de diferentes topologias de aerogeradores;
- No capítulo 4, abordam-se os conceitos básicos das funções de proteção de LT avaliadas;
- No capítulo 5, descrevem-se os elementos de modelagem no *software* PS Simul e, con-

---

<sup>2</sup>Artigo premiado como melhor da sessão técnica.

sequentemente, o sistema teste utilizado para avaliar as funções de proteção diante de diversos cenários de falta. Adicionalmente, são apresentadas as metodologias de testes empregadas;

- No capítulo 6, são apresentados os resultados e análises dos testes, nos quais foram empregados quatro tipos diferentes de relés em variados cenários de falta, possibilitando a avaliação do impacto de inserção eólica em funções de proteção de LT; e
- Por fim, no capítulo 7, apresentam-se as conclusões sobre os resultados obtidos e propostas para trabalhos futuros.



# REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A fim de contextualizar esta dissertação acerca dos trabalhos que discorrem sobre a proteção de linhas de transmissão que interconectam parques eólicos, expõe-se neste capítulo uma breve revisão bibliográfica do referido tema, juntamente com uma apresentação concisa das ideias mais relevantes das referências que trouxeram conhecimento sobre o assunto e fundamentação do mesmo, viabilizando o delineamento das conclusões apresentadas neste trabalho. Nesses termos, primeiramente, apresentam-se as pesquisas referentes às contribuições de curto-circuito provenientes de fontes eólicas e, posteriormente, expõem-se estudos relacionados à influência de geração eólica em sistemas de proteção.

## 2.1 CONTRIBUIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO

Muljadi *et al.* (2010) investigam as contribuições de curto-circuito provenientes de diferentes topologias de aerogeradores frente à influência de diversos tipos de falta, diferentes localizações de falta e algoritmos de controle dos conversores de potência. Para tal estudo, são empregados modelos genéricos de aerogeradores. Os autores mostram que as respostas de curto-circuito variam conforme topologia de aerogerador. De fato, em topologias dos tipos 1 e 2, os quais configuram-se como sistemas de geração com velocidade fixa, a corrente de curto-circuito é definida por características físicas das máquinas geradoras. Por outro lado, para os tipos 3 e 4, os quais configuram-se como sistemas de geração com velocidade variável, a contribuição é definida especialmente pelos controles associados aos conversores de interface. Dos resultados obtidos, os autores afirmam que as topologias 1 e 2 possuem a característica de contribuição de falta muito semelhante. Já para o tipo 3, o controle ativo do conversor é comprometido principalmente para faltas próximas à geração, visto que nesse caso o esquema *crowbar* geralmente entra em operação. Por fim, a limitação de corrente e suportabilidade térmica dos componentes dos conversores na topologia tipo 4 implicam em limitação da corrente na contribuição de

curto-circuito, diferindo sobremaneira do comportamento proveniente dos tipos tradicionais de geração baseados em grandes máquinas síncronas.

Walling *et al.* (2012) descrevem o comportamento de contribuições de curto-circuito de geradores eólicos de velocidade variável dos Tipos 3 e 4. Os autores apontam que o comportamento de falta do tipo de geração estudada são definidas principalmente por características de controle, as quais podem variar substancialmente entre os diferentes projetos de cada fabricante. Logo, a representação desse comportamento não pode ser realizada adotando metodologias de modelagem tradicionalmente empregadas para fontes convencionais e nem por meio de modelos genéricos. Os autores afirmam que há semelhanças significativas entre as contribuições de falta dos aerogeradores Tipo 3 e Tipo 4, já que ambos operam como fontes de corrente controladas. No entanto, existem divergências quando em cenários de falta onde a proteção *crowbar* do tipo 3 atua, ou seja, cenários com uma certa severidade de falta. O trabalho também fornece recomendações para a representação desses geradores na análise de curto-circuito, onde a necessidade do estudo indicará se deve ser realizada uma modelagem de forma detalhada – onde os controles e componentes dos aerogeradores são representados e simulados no domínio do tempo usando um programa de simulação de transitórios eletromagnéticos – ou apenas uma aproximação é suficiente – onde as fontes de geração são representadas por meio de impedâncias e fontes com um ajuste limite de corrente. Por fim, uma abordagem fatorial modificada é proposta, a qual permite uma análise iterativa das contribuições de corrente de curto-circuito em situações que exigem uma modelagem mais precisa.

Nelson (2012) descreve a resposta de aerogeradores do tipo *Full-converter* a curtos-circuitos, explicando que esta difere daquela dada por máquinas convencionais conectadas diretamente à rede. De fato, os aerogeradores *Full-converter* não se comportam exatamente como uma fonte de tensão atrás de uma impedância, que é a representação tradicional de máquinas síncronas convencionais. O trabalho cita algumas particularidades da fonte eólica estudada, como: as correntes de falta demasiadamente baixas após um transitório inicial quando comparadas às correntes de um gerador síncrono de capacidade semelhante, as quais são limitadas devido às características construtivas do próprio conversor; e o fato dos conversores integrantes de aerogeradores não terem uma representação de sequência negativa e zero, por gerarem apenas componentes de sequência positiva, exceto como impedâncias equivalentes muito grandes. Diante

disso, a problemática de uma correta modelagem do comportamento das turbinas eólicas em condições de falta em programas de curto-circuito é evidenciada. Apesar disso, o autor mostra que as correntes de curto-circuito podem ser calculadas e simuladas utilizando a representação tradicionalmente empregada em programas existentes, porém com algumas modificações. Para isso, são utilizadas regras do código de rede<sup>1</sup> Alemão como premissas e adotados limites apropriados de corrente.

Erlich *et al.* (2013) avaliam o controle da componente de sequência negativa da corrente de curto-circuito da geração eólica. Tal avaliação é motivada pela problemática da supressão de tal componente de sequência pelos controles dos conversores empregados em algumas topologias de geração. De fato, uma supressão total da sequência negativa limitaria a corrente de curto-circuito, durante faltas bifásicas, por exemplo, a níveis da corrente de carga ou ainda próximos a zero. Em consequência, a correta atuação de funções de proteção convencionais é afetada. Sendo assim, os autores propõem a injeção de corrente de curto-circuito de sequência negativa em níveis proporcionais à tensão de sequência negativa pelos controles. Os resultados obtidos em simulações demonstram que a contribuição de curto-circuito é elevada e a simetria das tensões de fase melhorada. Por outro lado, a estratégia de controle proposta limita a capacidade de controle de sequência positiva do aerogerador.

Farantatos *et al.* (2013) buscaram compreender as características das contribuições de curto-circuito de fontes eólicas interfaceadas via conversores. Para cumprir esse objetivo, como parte do trabalho, modelos no domínio do tempo para fontes do tipo 3 e tipo 4 são desenvolvidos e aplicados nas simulações realizadas. Dando sequência, os autores testam cenários de falta variando a localização da falta e também o tipo de geração inserida no sistema, a saber, geração eólica do tipo 3, tipo 4 e usina hidroelétrica convencional. Os resultados obtidos indicam que a resposta de curto-circuito dos aerogeradores depende diretamente de seu esquema de controle associado. Farantatos *et al.* (2013) ainda apresentam um potencial impacto no desempenho de relés e em suas técnicas de parametrização, principalmente em sistemas com alta inserção de fontes interfaceadas por conversores. De fato, correntes de contribuição limitadas e com valores praticamente constantes para faltas em toda a linha podem ocasionar uma operação incorreta de dispositivos de proteção. Além disso, indica-se um possível impacto na coordenação

---

<sup>1</sup>O código de rede define os parâmetros que uma instalação conectada a uma rede elétrica deve atender para garantir o funcionamento adequado, seguro e econômico do sistema elétrico.

da proteção de equipamentos, visto que a localização da falta não afeta consideravelmente a resposta de curto-circuito para fontes do tipo 4.

No trabalho apresentado por Goharrizi *et al.* (2016), descrevem-se modelos detalhados (usando dispositivos semicondutores reais) e aproximados (usando fontes médias equivalentes) de conversores para a topologia *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG) de aerogerador. Os autores afirmam que os modelos possuem dinâmicas de resposta similares tanto em regime permanente quanto em regime transitório. Dessa forma, visando redução de esforço computacional e de tempo de simulação, o trabalho sugere a aplicação do modelo simplificado para estudos de contribuição de curto-circuito. Dos resultados obtidos, verifica-se que as contribuições de falta podem se tornar complexas à medida que a severidade da falta é alterada. Quando a falta aplicada é próxima ao parque eólico (PE), o sistema *crowbar* é ativado e, conseqüentemente, o aerogerador apresenta uma dinâmica muito semelhante à de um gerador de indução. Por outro lado, as contribuições de falta do aerogerador DFIG demonstram complexidade e não correspondem à operação tradicionalmente esperada quando da incidência de faltas distantes do PE.

## 2.2 INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Rijcke *et al.* (2010) investigam o comportamento de aerogeradores DFIG durante curto-circuitos trifásicos e monofásicos. Além disso, analisam o impacto de um parque eólico com aerogeradores do tipo DFIG em um relé de distância. Diante disso, simulações de faltas em um sistema com a topologia mencionada são realizadas no *PowerFactory DIgSILENT*. Os dados extraídos são convertidos em sinais analógicos, sendo injetados em um relé de distância, cujas saídas são analisadas. É válido mencionar que os cenários avaliados incluem a variação do tipo de falta, da resistência *crowbar*, da carga e da quantidade de aerogeradores em operação. Para curto-circuitos trifásicos, sua detecção é interrompida devido à baixa contribuição de corrente em decorrência da característica de operação da geração. Já em casos monofásicos há uma correta eliminação da falta a menos que a resistência *crowbar* e a carga sejam reduzidas. Ainda, nota-se que uma maior quantidade de aerogeradores contribui para a detecção de faltas. Além disso, observa-se que uma baixa resistência *crowbar* ocasiona em um comportamento imprevisível e, conseqüentemente, uma eliminação incorreta do defeito. Dos resultados obtidos,

conclui-se também que o relé de distância é problemático quando aplicado na proteção de *backup*, sendo esse indício fator motivador de diversas pesquisas nos últimos anos.

Khoddam & Karegar (2011) avaliam o efeito de usinas eólicas na proteção de distância de uma linha de transmissão (230 kV) de interconexão da geração ao sistema elétrico. Assim, um complexo eólico composto por aerogeradores do tipo DFIG é simulado em diferentes condições, considerando a variação do nível de carregamento do complexo, nível de tensão e impedância da fonte. Além disso, os casos testados consideram falta monofásica e variam parâmetros, tais como: resistência de falta, localização da falta e velocidade do vento. Dentre as conclusões, verifica-se que a mudança das condições de operação do complexo eólico afetam os ajustes da proteção de distância. Em outras palavras, um ajuste fixo como convencionalmente utilizado pode ser inadequado quando a linha está conectada a parques eólicos. Por fim, os autores sugerem, como objeto de trabalhos futuros e solução para o problema apresentado, um estudo de configuração de ajustes adaptativos.

Em Yang *et al.* (2012), analisa-se a influência da geração eólica na proteção diferencial de linhas de transmissão e propõem-se medidas para mitigação dos problemas encontrados. Para isso, um sistema teste é modelado, incluindo topologias de geração eólica DFIG e *Full-converter*. Após as simulações, problemas com a partida do elemento diferencial e da lógica de seleção de fase para o sistema estudado são verificados. Sendo assim, propõe-se uma lógica adaptativa para um esquema baseado em seleção de fase, a qual tem como objetivo prover confiabilidade aos sistemas de proteção que dependem da seleção de fases. Tal proposta, emprega o uso de componentes auxiliares de baixa tensão na partida da proteção diferencial de linha no lado da geração eólica e, em consequência, traz benefícios para uma correta seleção de fase.

Hooshyar *et al.* (2014) mostram alguns dos principais problemas que tornam insegura a proteção de distância de linhas conectadas a parques eólicos com aerogeradores, especialmente baseados em máquinas de indução durante faltas balanceadas. Os autores verificam que os relés de distância medem as impedâncias incorretas durante curtos-circuitos no sistema estudado e, por conseguinte, tais dispositivos têm um desempenho não confiável. Além disso, ressaltam que as faltas detectadas erroneamente podem facilmente resultar em desligamentos desnecessários dos parques eólicos, comprometendo assim os objetivos almejados pelos códigos de rede, os quais exigem que os PEs permaneçam conectados à rede durante as perturbações. Em vista disso, o

trabalho propõe uma solução utilizando um novo esquema de teleproteção do tipo *Permissive Overreach Transfer Trip* (POTT) juntamente com uma técnica de classificação de corrente de falta. Nessa solução, o relé no terminal remoto usa uma zona de sobrealcance baseada em impedância, enquanto o relé no terminal do PE detecta a direção da falta de acordo com os atributos da forma de onda da corrente de falta. Para validação do método proposto, as simulações são realizadas com a variação de vários parâmetros que afetam a forma de onda da corrente de falta, como: velocidade do vento, resistência *crowbar*, resistência de falta, ângulo de incidência da falta e local da falta. Segundo os resultados obtidos, o esquema proposto opera corretamente e fornece proteção rápida e sem temporização para toda a linha.

Tripathy *et al.* (2014) propõem um esquema de proteção diferencial baseado em Transformada *Wavelet* e Transformada discreta de *Fourier* para proteção de linha de transmissão com um TAP de derivação, incluindo um controlador unificado de fluxo de potência (UPFC) e um PE. Nesse esquema, é realizada uma recuperação e pré-processamento usando a Transformada *Wavelet* do sinal de corrente de falta nos respectivos terminais das linhas com curto-circuito, visando gerar coeficientes de aproximação. Além disso, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é utilizada para calcular o valor RMS do sinal a partir dos sinais reconstruídos expressos em termos de coeficientes *Wavelet* de aproximação. Sendo o valor RMS do sinal estimado, os sinais de operação e de restrição são calculados para detecção e classificação de faltas aplicadas no cenário estudado. O desempenho do esquema de proteção diferencial proposto é avaliado durante variação de parâmetros, tais como: localização da falta, resistência de falta, ângulo de incidência da falta e impedância de fonte. Os testes indicam uma boa capacidade de discriminação de faltas, alta velocidade de atuação, confiabilidade e segurança para o método desenvolvido pelos autores. Ademais, demonstra-se uma função de proteção diferencial capaz de realizar uma proteção eficiente quando comparada com um esquema de proteção de distância.

Wu *et al.* (2016) propõem um esquema de proteção de distância adaptativo para cabos submarinos de uma linha de transmissão que conecta um parque eólico *offshore* ao sistema elétrico de potência. Dessa forma, os autores elaboram a configuração de ajustes de *trip* para uma característica de operação poligonal usando estudos *offline*. Primeiramente, uma configuração dos limites de cada zona de operação é definida para vários cenários. Na sequência, estudos de caso são apresentados usando um pacote de simulação para avaliar a viabilidade do ajuste

do relé de distância desenvolvido pelos autores. Os cenários investigados incluem o efeito de fatores como a variação da velocidade do vento, influência da rajada de vento, variação da resistência de falta e incidência de curto-circuito. Os resultados obtidos indicam um desempenho satisfatório do método proposto, onde a função de distância avaliada opera corretamente dentro de suas zonas de proteção durante a incidência de curtos-circuitos, mantendo-se estável quando variadas características de operação intrínsecas da geração eólica. Por fim, o esquema desenvolvido fornece um método para proteção de cabos de transmissão subaquáticos considerando características de operação adaptativas.

No trabalho proposto por Ghorbani *et al.* (2017), demonstra-se que a impedância calculada pelo relé de distância de uma linha de transmissão que interconecta parques eólicos ao sistema é dependente da velocidade do vento ou da potência de saída dos aerogeradores. Essa dependência de parâmetros variáveis implica em necessidade de variações contínuas dos ajustes de proteção, o que na prática é desafiador. Diante dessa problemática, os autores propõem um método tendo como referência uma combinação de princípios das proteções diferencial e de distância. Primeiramente, a condição de falta é identificada usando o princípio da proteção diferencial e, em seguida, o método utiliza o cálculo de potência ativa em ambas as extremidades da linha de transmissão para calcular a resistência de falta, sendo seus efeitos deduzidos diretamente da impedância calculada pelo relé. Dessa forma, os limites adaptativos para zonas de trip, geralmente utilizados para eliminar o efeito de subalcançe da proteção, não são mais necessários. Um sistema com parque eólico em topologia DFIG é modelado e utilizado para teste do método proposto. Os resultados obtidos indicam uma correta atuação e detecção das faltas em todos os casos testados. Por fim, a técnica proposta apresenta como vantagens a independência dos parâmetros da linha de transmissão e a dispensabilidade de ajustes adaptativos para zonas de trip. Entretanto, assim como outras soluções reportadas até então, o esquema é dependente do canal de comunicação, podendo apresentar em casos nos quais o canal fica fora de operação.

Chen *et al.* (2018) discorrem sobre a problemática da incidência de faltas em locais muito próximos a PEs com topologia DFIG e o impacto no desempenho da proteção de distância tradicional. Os autores indicam uma função de distância no domínio do tempo baseada no algoritmo de equação diferencial R-L, reportado na literatura, como uma solução parcial para tal problemática. De fato, um dos grandes desafios para a solução citada são as faltas onde

a tensão vista pelo relé é muito próxima de zero, condição essa inerente ao cenário avaliado. Sendo assim, faz-se necessária a utilização de um elemento direcional associado a uma função de distância, que é comumente polarizada por memória. Tendo em vista as possíveis oscilações de frequência em sistemas com topologia DFIG, o elemento direcional tradicional pode falhar na discriminação da direcionalidade da falta. A fim de resolver tal problema, Chen *et al.* (2018) apresentam um relé de distância aprimorado no domínio do tempo, no qual é proposto um novo método para o elemento direcional. Para validação do algoritmo, simulações são realizadas variando o tipo de falta, o local, a impedância do sistema e o escorregamento das máquinas. Os resultados obtidos mostram que o método possui alta sensibilidade para condições de falta próximas ao terminal de medição em cenários de tensão nula (ou muito baixa), além de possibilitar a correta atuação com uma janela de dados curta. Por fim, é verificada a não variabilidade dos resultados quando alterados os valores de escorregamento das unidades geradoras e impedâncias do sistema, o que demonstra a aplicabilidade e vantagem do método em sistemas com a presença de PEs.

Diante da incerteza de desempenho de funções de proteção empregadas em sistemas com alta penetração de fontes de geração renovável, Chavez *et al.* (2019) avaliam o desempenho de relés de proteção reais aplicados em cenários existentes e futuros com alta penetração de geração eólica integrada via conversores eletrônicos. Um sistema desenvolvido em um ambiente RTDS/RSCAD é utilizado nos testes, no qual é possível simular cenários incluindo geração via máquinas síncronas convencionais e/ou aerogeradores do tipo 3. Dessa forma, as funções de proteção diferencial, de distância e direcional para dois relés comerciais de fabricantes diferentes são testadas aplicando testes de malha fechada em tempo real. Os resultados obtidos indicam que a proteção diferencial de linhas atua corretamente para todos os cenários testados e, portanto, conclui-se que a sensibilidade não é uma restrição nesta função. Quando testada a função de sobrecorrente direcional de neutro, observa-se um correto comportamento quando considerado diversos valores de resistência de falta e até mesmo durante faltas trifásicas próximas ao terminal. Por fim, verifica-se um desempenho pouco satisfatório para a função de distância, a qual apresenta um número maior de atrasos ou não atuações nos cenários simulados.

Yang *et al.* (2020) propõem um novo esquema de teleproteção baseado na identificação de formas de onda no domínio do tempo para linhas de transmissão com integração de aerogera-



dores DFIG. Esse esquema se baseia na semelhança da forma de onda entre as correntes de pré-falta e pós-falta, calculadas separadamente em ambos os terminais da linha de transmissão protegida. Segundo o método proposto, quando ocorrem faltas internas, a semelhança da forma de onda calculada no lado do PE é menor do que aquela calculada no lado do sistema tradicional, já para quando ocorrem faltas externas, verifica-se a semelhança da forma de onda calculada em ambos os lados. Para validação do esquema de proteção, diversas simulações são realizadas considerando a mudança do tipo de falta, localização da falta, escorregamento da máquina, variação da resistência *crowbar*, resistência de falta, comprimento da janela temporal para análise da semelhança dos sinais e presença de ruído. Segundo os resultados obtidos, a proteção proposta opera corretamente na identificação de faltas internas e externas. Além disso, o esquema apresenta a capacidade de suportar os efeitos da variação da resistência de falta, os quais geralmente correspondem à variação na amplitude da corrente de falta. Por fim, é verificada a capacidade de resistir a efeitos provenientes de ruídos nos sinais monitorados e atrasos do canal de comunicação.

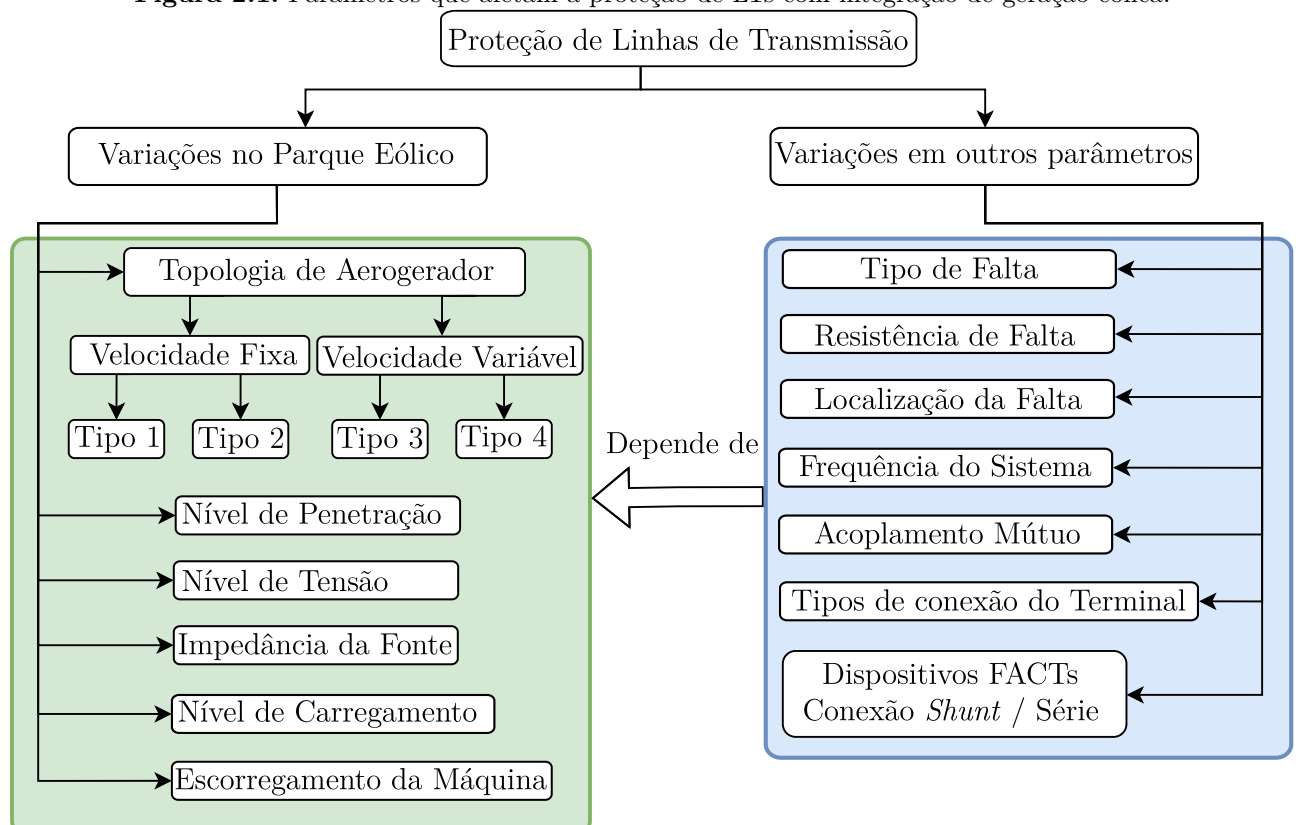
Chowdhury & Fischer (2021) propõem um estudo para identificar os desafios provenientes da inserção de fontes baseadas em inversores para esquemas convencionais de proteção de linha. Para tanto, a resposta de dois fabricantes de relés norte-americanos é avaliada diante de cenários de falta em um sistema contendo fontes interfaceadas por conversores de quatro fabricantes distintos, a saber: uma combinação de fontes eólicas do tipo 3, eólica do tipo 4 e solar fotovoltaica. O estudo desenvolvido avalia os elementos de proteção de linhas de distância (21), direcional (32), diferencial (87) e a identificação e seleção do tipo de falta. Os resultados obtidos indicam que o elemento diferencial consiste em uma excelente alternativa para proteção, porém com ressalvas devendo ser verificada quanto à viabilidade de aplicação e econômica. Os esquemas de controle geralmente desempenham a proteção dos elementos de eletrônica de potência que integram as fontes interfaceadas por conversores. Por outro lado, tais esquemas implicam em contribuições de corrente com baixas magnitudes e tensões com comportamento sintético durante condições de falta. Diante desse grande desafio e a partir da identificação desse padrão de comportamento, os autores elencam algumas soluções preliminares para aumento da confiabilidade da proteção empregada. As soluções listadas sugerem melhorias por meio de modificações nas configurações de ajustes dos relés que estejam inseridos em um sistema com fontes interfaceadas por conversores.

Por fim, é importante ressaltar que, apesar da revisão bibliográfica realizada neste capítulo tenha sido apresentada de modo a descrever em aspectos gerais as problemáticas e soluções já propostas na literatura para proteção de linhas de interconexão de PEs, o tema em questão segue sendo de grande interesse para a indústria e pesquisadores de diferentes países. Assim, deve-se reconhecer que as tecnologias associadas para proteção desse tipo de sistema ainda se encontram em fase de maturação científica, o que tem culminado em uma rápida e constante atualização da literatura correlata. Sendo assim, é possível que contribuições recentes não estejam inclusas na presente revisão bibliográfica, muito embora se considere que o contexto apresentado é suficiente para viabilizar uma percepção nítida da relevância do tópico investigado nesta dissertação de mestrado.

## 2.3 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado um levantamento de trabalhos referentes às características das contribuições de curto-circuito de diferentes topologias de geração eólica, além de levanta-

**Figura 2.1.** Parâmetros que afetam a proteção de LTs com integração de geração eólica.



**Fonte:** Adaptada de Telukunta *et al.* (2017).

tar referências que avaliam a influência de geração eólica em funções de proteção comumente implementadas para linhas de transmissão que interconectam PEs. A Figura 2.1 ilustra parâmetros avaliados em trabalhos da revisão bibliográfica que afetam de alguma forma as funções de proteção de linhas em sistemas com geração eólica.

Diante dos resultados dos trabalhos analisados, nota-se que as funções de proteção de linhas de transmissão são afetadas pela inserção de geração eólica no sistema. Além disso, percebe-se que a topologia de aerogerador DFIG tem sido foco de pesquisas em razão da sua ampla aplicação comercial. No entanto, com o desenvolvimento tecnológico dos dispositivos semicondutores dos conversores de potência e estratégias de controle, conforme discorrido por Reis *et al.* (2015), a aplicação da topologia *Full-converter* é promissora e já vem crescendo expressivamente, sendo inclusive a escolhida por diversas concessionárias para aplicações no futuro próximo. Outro fato observado é que diversos trabalhos têm abordado qualitativamente os impactos de geração eólica sobre funções de proteção de linhas de transmissão de interconexão de PEs. Entretanto, estudos contemplando demonstrações práticas e quantitativas desse impacto sobre o desempenho de dispositivos reais são ainda escassos. Assim, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o impacto da inserção de geração eólica do tipo *Full-converter* sobre o desempenho de funções de proteção diferencial, de distância e teleproteção de linhas de transmissão, utilizando quatro relés reais de diferentes fabricantes e tipos no que se refere aos princípios operativos, a saber, baseados em algoritmos aplicados no domínio fasorial e do tempo.

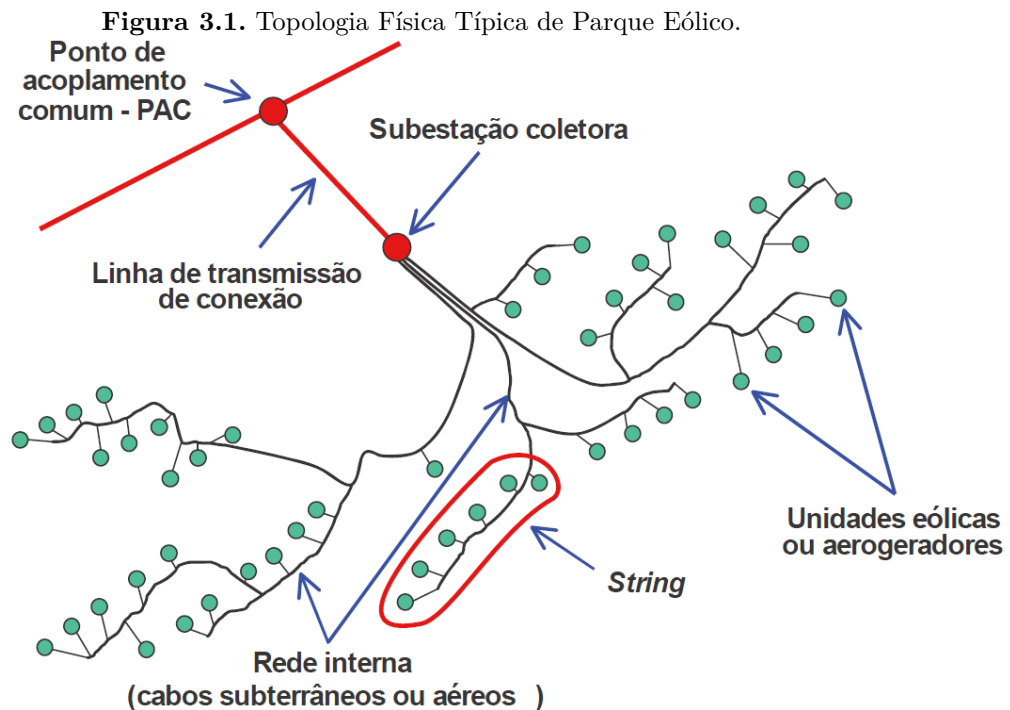
# SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características e conceitos associados aos diferentes tipos de geração eólica. Para isso, realiza-se uma breve descrição da estrutura física aplicada a parques eólicos e partes comuns às diferentes configurações de turbinas eólicas. Posteriormente, apresentam-se quatro principais topologias de geração eólica, detalhando suas características associadas. As topologias são abordadas por meio da classificação de sistemas de velocidade fixa, que possuem geração a velocidade constante e, sistemas de velocidade variável, cujo funcionamento é possível em uma faixa variada de velocidades.

### 3.1 TOPOLOGIA FÍSICA DE PARQUES EÓLICOS

Os parques eólicos são constituídos por vários aerogeradores, os quais podem estar concentrados em uma região de espaço marítimo (*offshore*) ou terrestre. Os parques em áreas terrestres permaneceram em destaque por muito tempo, em razão de aspectos como o baixo valor de manutenção, proximidade ao sistema de transmissão e, menor valor de investimento para sua construção. Apesar disso, alguns fatores têm contribuído para o crescimento de parques *offshore*, tais como: o baixo impacto ambiental, a maior disponibilidade de ventos (sendo estes mais abundantes e estáveis quando comparados àqueles em áreas terrestres), o aumento da capacidade de geração por aerogerador e a redução de custos de manutenção em consequência do avanço tecnológico (WU *et al.*, 2011; MOURA *et al.*, 2019).

Os aerogeradores operam em níveis de baixa tensão em seus terminais, geralmente em 480 V ou 690 V, de forma que, é instalado um transformador na base da torre ou em uma subestação com o objetivo de se elevar a tensão a níveis de distribuição. Dessa forma, os aerogeradores são agrupados em *strings*, as quais são interligadas por uma rede de cabos subterrâneos e/ou aéreos até uma subestação coletora, onde um transformador com grupo de conexão delta-



**Fonte:** Adaptada de Muljadi & Ellis (2008).

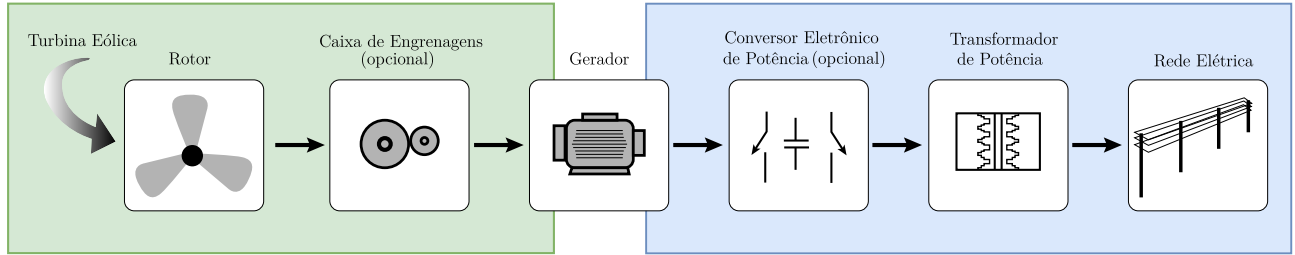
estrela é usualmente empregado para obter níveis de tensão de subtransmissão/ transmissão. Para conectar o parque eólico ao sistema, uma linha de transmissão o interliga ao ponto de acoplamento comum (PAC). Vale ressaltar que, geralmente a tensão é elevada a níveis de transmissão no PAC por um transformador com grupo de conexão tipicamente em estrela-estrela aterrada em ambos os lados (MULJADI; ELLIS, 2008; MULJADI *et al.*, 2010). Na Figura 3.1, ilustra-se uma topologia física típica de um PE, como descrito nessa seção.

### 3.2 UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA

A unidade de geração eólica é constituída por várias partes, tais como: pás, rotor, caixa de engrenagens, gerador elétrico, conversores eletrônicos de potência e transformador de potência. Na Figura 3.2, ilustram-se os principais componentes de uma unidade eólica.

Na turbina eólica, as pás montadas no eixo do rotor têm como função converter a energia cinética do vento, que passa por sua área de cobertura, em energia mecânica. Diante disso, a potência mecânica absorvida pela turbina é expressa na Equação (3.1) (REIS *et al.*, 2015):

**Figura 3.2.** Principais componentes de uma unidade de geração eólica.  
Energia Mecânica



**Fonte:** Adaptada de Chen *et al.* (2009).

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v_{vento}^3, \quad (3.1)$$

onde  $C_p$  é o coeficiente de potência,  $\rho$  é a densidade do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $A$  é a área coberta pelas turbinas ( $\text{m}^2$ ), e  $v_{vento}$  é a velocidade do vento ( $\text{m}/\text{s}$ ).

Ressalta-se que, apenas parte da potência disponível no vento é efetivamente absorvida e convertida em potência mecânica para a unidade geradora. Dessa forma, o coeficiente de potência  $C_p$  (ver Equação 3.1) tem como função expressar essa relação de aproveitamento efetivo de potência mecânica extraída pela turbina eólica, sendo função da razão de velocidade na ponta da pá,  $\lambda$ , e o ângulo de passo das pás,  $\beta$ , conseqüentemente dependente das características da turbina. A lei de Betz estabelece um máximo valor teórico para esse coeficiente de  $C_p = 0,593$ , o que significa que apenas 59,3% da potência total disponível pode ser convertida em potência mecânica pelas turbinas. Ainda assim, na prática o valor de  $C_p$  é de aproximadamente 40%-45% (WU *et al.*, 2011; CHEN *et al.*, 2009; HAU, 2013).

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_{vento}}. \quad (3.2)$$

onde  $\omega$  é a frequência de rotação do rotor,  $R$  é o raio do rotor aerodinâmico e  $v_{vento}$  é a velocidade do vento, conforme explicado anteriormente.

Um ponto de importância para as unidades eólicas consiste na limitação e controle da potência mecânica do aerogerador para valores acima da velocidade nominal do vento, que pode ser realizado ao variar-se o ângulo de passo das pás (*pitch control*) ou por características aerodinâmicas específicas das pás do rotor, sendo dimensionadas para entrar em perda quando atingido um determinado limiar de velocidade (*stall control*) (CHEN *et al.*, 2009).

A caixa de engrenagens é instalada entre o eixo da turbina e o eixo do gerador. Ela tem

como função ajustar a baixa velocidade de rotação do rotor da turbina para valores de velocidade mais adequados e requeridos no eixo de acionamento do gerador elétrico para seu correto funcionamento. No entanto, a depender do tipo de máquina elétrica, a caixa de engrenagens não é necessária, sendo possível acoplar o rotor da turbina eólica diretamente ao eixo de entrada da máquina (CHEN *et al.*, 2009).

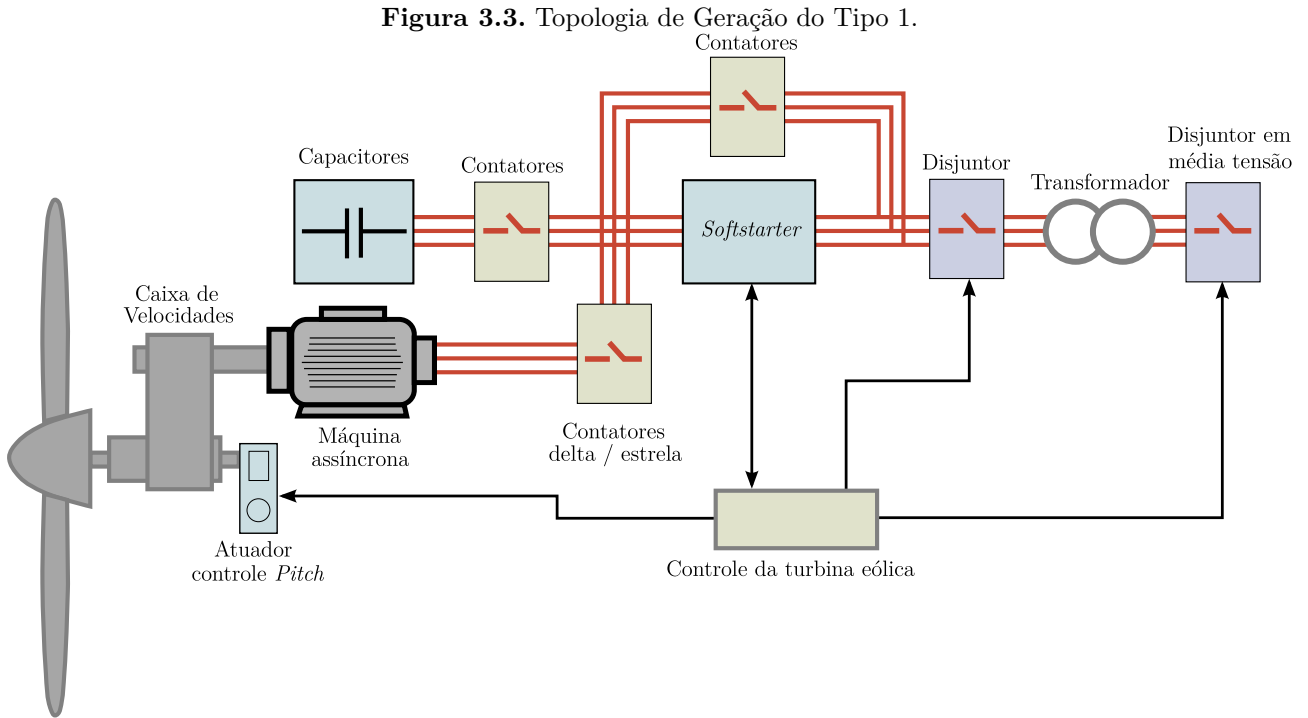
O gerador é o responsável por converter energia mecânica proveniente das turbinas eólicas em energia elétrica. Diferentes tipos de geradores são utilizados conforme a topologia de aerogerador, como, por exemplo, gerador de indução (assíncrono) com rotor em gaiola de esquilo (GIRGE), gerador de indução (assíncrono) com rotor bobinado (GIRB) e gerador síncrono (GS) com rotor bobinado ou a imã permanente (WU *et al.*, 2011).

### 3.3 SISTEMAS DE GERAÇÃO COM VELOCIDADE FIXA

Os sistemas de geração eólica com velocidade fixa podem ser divididos em dois grupos: topologia do tipo 1 e 2. Eles são projetados com o intuito de atingir sua máxima eficiência em uma determinada velocidade do vento, uma vez que têm como característica a operação em uma faixa relativamente estreita de velocidades. Por consequência, a velocidade do rotor da turbina é fixa, sendo determinada pela frequência da rede elétrica, a relação de transmissão e características do gerador (ACKERMANN *et al.*, 2005).

Esse tipo de sistema é simples, robusto e o custo da parte elétrica razoavelmente baixo. No entanto, em razão da operação em velocidade fixa, as variações na velocidade do vento implicam em flutuações de tensão e potência na rede elétrica na qual se encontra conectada. Por conseguinte, o sistema opera sob estresse mecânico e apresenta um controle de qualidade de energia e de consumo de potência reativa limitado (ACKERMANN *et al.*, 2005).

A topologia de aerogerador do tipo 1 utiliza gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (GIRGE), do inglês "*Squirrel Cage Induction Generator*" (SCIG), sendo este conectado diretamente à rede elétrica. Na Figura 3.3, ilustra-se uma topologia de geração eólica do tipo 1. Durante a partida, são empregados dispositivos, tais como *soft starter*, para suavizar os transitórios de correntes *inrush* oriundas da partida da máquina e os picos de torque associados. É válido mencionar que, esses dispositivos têm capacidade térmica limitada e, por isso, uma

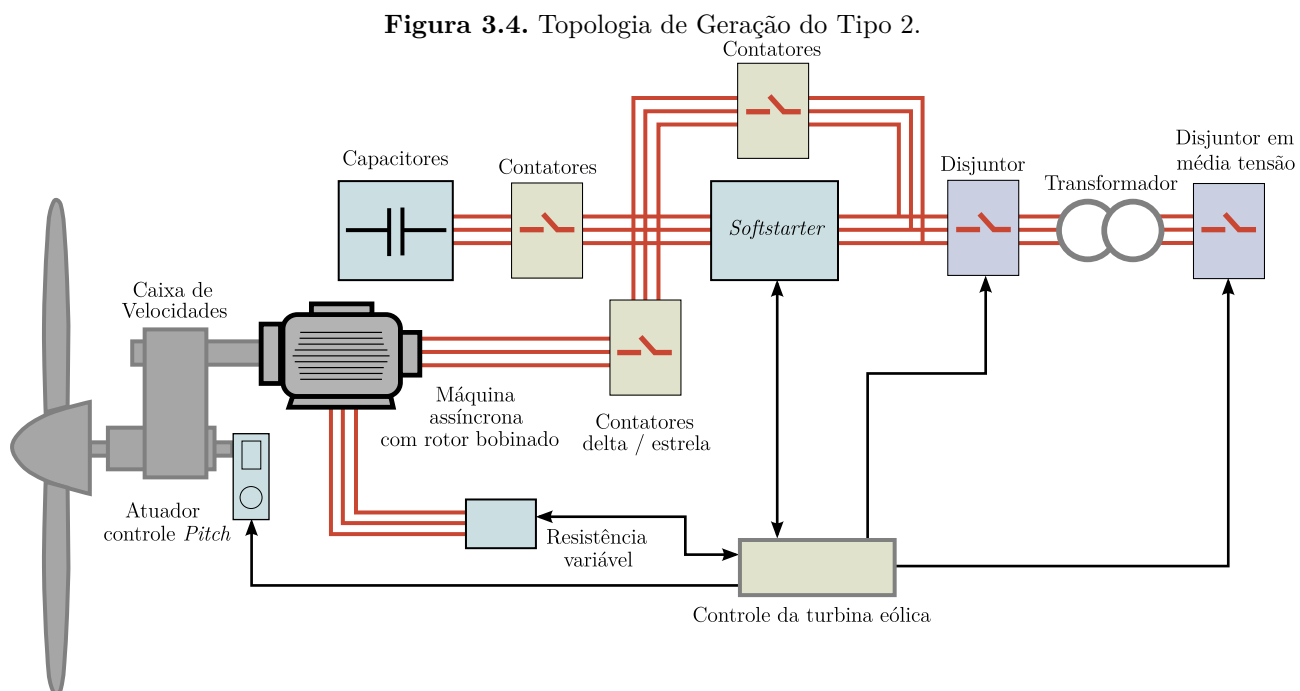


**Fonte:** Adaptada de Moura *et al.* (2018).

vez realizada a conexão entre gerador e rede, eles são curto-circuitados (WU *et al.*, 2011). Adicionalmente, embora não seja realizado nenhum controle específico para regulação dinâmica de tensão no ponto de acoplamento ao sistema elétrico, esse arranjo inclui a conexão em paralelo ao gerador de um banco de capacitores para compensação de energia reativa consumida pelo GIRGE (REIS *et al.*, 2015).

Por meio da Figura 3.4, ilustra-se o aerogerador do tipo 2. Essa topologia emprega em seu arranjo o gerador de indução com rotor bobinado (GIRB), do inglês "*Wound Rotor Induction Generator*" (WRIG), e assim como o tipo 1, também é conectado diretamente à rede elétrica. Tal topologia inclui um banco de capacitores para a compensação do consumo de reativo pela máquina e utiliza o *soft starter* em sua partida. A principal diferença dessa topologia é que a resistência dos enrolamentos do rotor pode ter seu valor variado por determinados dispositivos, ou seja, a resistência total do rotor é controlável. Dessa forma, o sistema do tipo 2 possui uma maior flexibilidade para operar em um intervalo com diferentes velocidades, já que torna-se possível controlar o conjugado a partir de seu carregamento mecânico. Assim sendo, a faixa de controle de velocidade depende do tamanho da resistência variável do rotor. Por isso, esse aerogerador é também denominado sistema com velocidade variável limitada, ou velocidade semi-variável (ACKERMANN *et al.*, 2005; MOURA *et al.*, 2018).





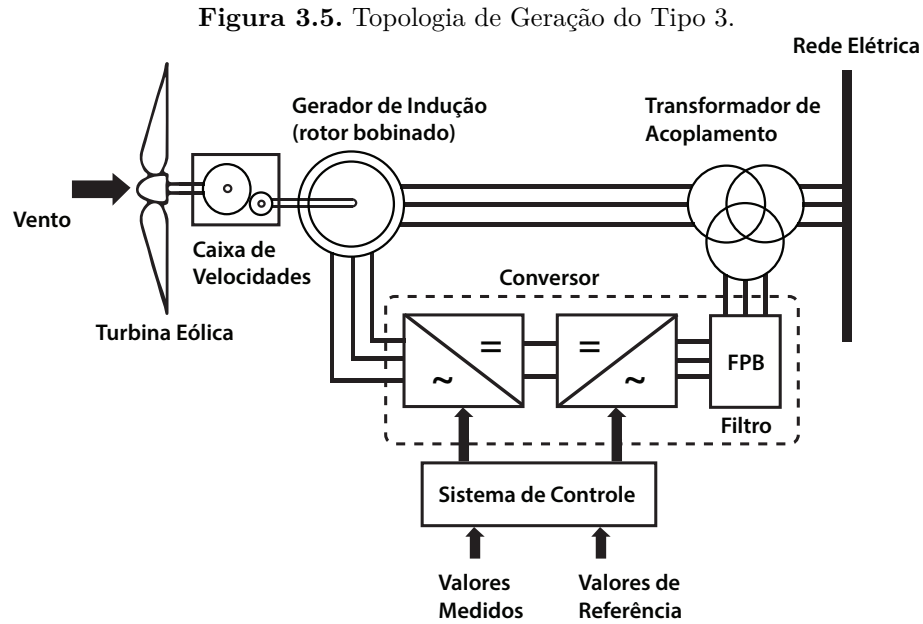
**Fonte:** Adaptada de Moura *et al.* (2018).

### 3.4 SISTEMAS DE GERAÇÃO COM VELOCIDADE VARIÁVEL

Os sistemas de geração eólica com velocidade variável podem ser divididos em dois grupos denominados: tipos 3 e 4. Essa concepção de geração opera em uma ampla gama de variabilidade de velocidades que dependem do vento.

O sistema de geração tipo 3 é conhecido como gerador de indução duplamente alimentado ("*Doubly Fed Induction Generator*", em inglês) e possui em seu arranjo um gerador de indução com rotor bobinado e um conversor de potência. Nessa configuração, o estator é alimentado diretamente pela rede elétrica enquanto que o rotor da máquina é alimentado por um conversor de frequência com processamento parcial de potência de 20% a 30% da potência nominal do gerador (MOURA *et al.*, 2019). Na Figura 3.5, ilustram-se as conexões citadas dessa topologia.

O conversor *back-to-back*, responsável pela alimentação do rotor, permite a variação de velocidade do aerogerador pois desacopla a frequência da rede elétrica da frequência do rotor. O conversor CA-CC do lado do rotor da máquina, por exemplo, possibilita a conversão de variações de potência gerada em energia cinética do rotor. Outro ponto é que, ele controla separadamente os fluxos de potências ativa e reativa por meio da injeção de corrente. Já o conversor CC-CA, tem como objetivo manter a tensão no barramento CC constante. Para isso, tal conversor opera na frequência da rede fornecendo ou absorvendo potência reativa



(SGANZERLA; VEIGA, 2016). Dessa forma, o gerador pode absorver ou fornecer reativos para rede, e até extrair potência ativa pelo rotor (ACKERMANN *et al.*, 2005; MOURA *et al.*, 2019).

Para tal topologia, quando em funcionamento subsíncrono, ou seja, o gerador operando abaixo da velocidade nominal, o rotor absorve energia da rede e o estator fornece energia para a rede. Desse modo, extrai-se potência do barramento e tende a diminuir a tensão da conexão CC. Por outro lado, quando funcionando com velocidade acima do valor nominal, situação esta denominada funcionamento supersíncrono, tanto rotor quanto estator fornecem energia para a rede e, conseqüentemente, a potência é transmitida para o capacitor da conexão CC, cuja tensão tende a aumentar (LIMA, 2009). Ademais, esse tipo de geração traz como principais vantagens: possibilidade de controle da potência ativa e reativa, melhoria da qualidade de energia produzida e aumento da eficiência (ACKERMANN *et al.*, 2005; MOURA *et al.*, 2019).

Vale mencionar que, durante uma queda de tensão é estimulada a redução do torque, resultando em uma aceleração do rotor. Logo, a redução da tensão no lado da rede ocasiona elevados transitórios de corrente no estator e, conseqüentemente, no rotor. As elevadas correntes oriundas de tal cenário podem danificar os conversores, motivo pelo qual, medidas de proteção são necessárias (CHEN *et al.*, 2009). Segundo Reis *et al.* (2015), existem medidas que não exigem alterações de *hardware* da unidade eólica, as quais se baseiam na utilização de algoritmos de controle visando a garantia operacional da unidade sob condições de afun-

damento de tensão. Por outro lado, uma solução usualmente empregada para a topologia do tipo 3 é a implementação do circuito *crowbar*, o qual é conectado entre o rotor da máquina e o conversor do lado do rotor. Esse mecanismo tem como função bloquear o conversor do lado do rotor e curto-circuitar o enrolamento do rotor quando a corrente do rotor ou níveis de tensão no barramento CC ultrapassam os limites admissíveis.

A implementação do circuito *crowbar* pode ser realizada de maneiras diferentes. Dentre essas formas, o circuito pode ser implementado com uma ponte de diodos que retifica as correntes de fase do rotor e um tiristor em série com um resistor. Nessa topologia, o tiristor é ligado quando a tensão do barramento CC ou a corrente do rotor atingem seu valor limite. De forma simultânea, o rotor do aerogerador é desconectado do conversor eletrônico de potência CA-CC e conectado ao circuito *crowbar*, permanecendo desse modo até que o estator seja desconectado da rede. Após eliminação da falta e normalização da rede, o conversor é reinicializado e, após a sincronização, o estator do aerogerador é conectado novamente. Esse esquema é denominado proteção *crowbar* passiva (CHEN *et al.*, 2009).

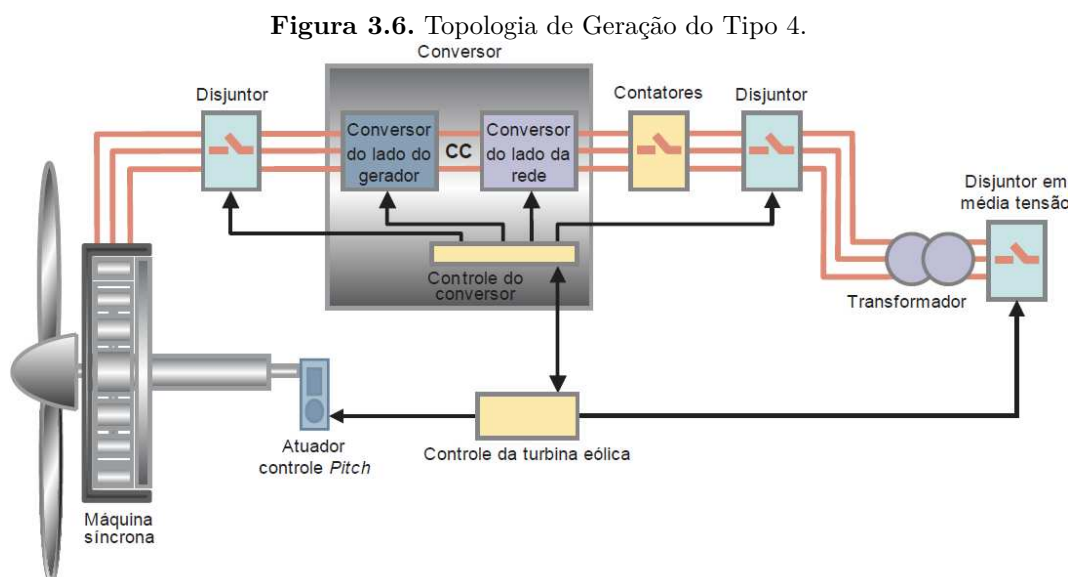
Uma outra configuração possível é a substituição do tiristor por outro dispositivo, como, por exemplo, um *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT). Esse arranjo é denominado circuito *crowbar* ativo e pode bloquear a corrente de curto-circuito do rotor a qualquer momento. De forma semelhante ao circuito passivo, o *crowbar* ativo é ligado e o conversor CA-CC do lado do rotor é bloqueado caso os níveis de tensão no barramento CC e as correntes no rotor violem os limites admissíveis. Durante a operação desse circuito, as tensões no barramento CC e resistência *crowbar* são supervisionadas, de modo que, quando reduzidas a valores suficientemente baixos, a proteção *crowbar* pode ser desconectada. Com a redução das correntes do rotor, logo após uma temporização, torna-se possível restabelecer o funcionamento do conversor visando a produção de energia reativa como *grid-supporting* (CHEN *et al.*, 2009). Cabe ressaltar que, apesar da proteção proporcionada pelo circuito *crowbar*, durante o período em que este fica ativo, não é possível realizar o controle de potências ativa e reativa do estator (LIMA, 2009).

Os sistemas de geração eólica à velocidade variável com topologia do tipo 4 são constituídos por conversores plenos (*full-converter*), os quais realizam o processamento de toda a energia produzida pelo gerador. Em outras palavras, pode-se dizer que toda energia gerada escoar para a rede por meio dos conversores eletrônicos de potência (REIS *et al.*, 2015). Além disso, os

conversores permitem a implementação de técnicas de controle operativo que possibilitam uma maior eficiência de conversão da energia produzida e a compensação de energia reativa para o auxílio na regulação de tensão no ponto de acoplamento do PE, dentre outros benefícios (WU *et al.*, 2011). Na Figura 3.6, ilustra-se a topologia de geração eólica do tipo 4.

Para o desenvolvimento desse trabalho, considerou-se a topologia *full-converter* contemplando um gerador síncrono (GS), o qual é responsável por converter energia mecânica proveniente das turbinas eólicas em energia elétrica. É importante ressaltar que, essa topologia permite a aplicação da máquina síncrona de rotor bobinado ou de ímã permanente ou, menos comumente, do gerador de indução em gaiola de esquilo. Como mencionado, a interface do GS com a rede elétrica é feita por um conversor eletrônico de potência, ou seja, o gerador é totalmente desacoplado da rede. Dessa forma, o conversor permite a operação do gerador em uma faixa variável de velocidades e, conseqüentemente, produz potência a partir de tensão e frequência variáveis. Diante disso, observa-se que, se uma máquina síncrona com um grande número de polos for utilizada, esse sistema pode operar eliminando a caixa de engrenagens mecânica. Tal eliminação torna possível acoplar o rotor da turbina eólica diretamente ao eixo de entrada do gerador síncrono, melhorando a eficiência e confiabilidade do sistema, bem como reduzindo os custos iniciais e de manutenção (WU *et al.*, 2011).

No que se refere à topologia do tipo 4, existem diferentes soluções com conversores plenos. Apesar disso, de forma geral, essa topologia apresenta em sua configuração ao mínimo uma



**Fonte:** Moura *et al.* (2018).

unidade conversora retificadora, do lado do gerador, e uma unidade inversora, ao lado da rede, as quais constituem o conversor de conexão entre máquina geradora e sistema elétrico (CHEN *et al.*, 2009).

A unidade retificadora tem como função converter tensões variáveis em uma grandeza de valor contínuo. Além disso, por meio do algoritmo de controle associado a essa unidade, busca-se extrair a máxima potência possível do GS, dadas as condições de energia fornecidas pela turbina eólica, consistindo no chamado rastreamento do ponto de máxima potência (CHEN *et al.*, 2009; COSTA *et al.*, 2019). Ainda sobre a operação da unidade retificadora, cabe ressaltar que durante afundamentos de tensão no lado da rede elétrica ou sobretensões no elo de corrente contínua (CC), o controle dessa unidade reduz o valor de energia extraída, conforme reportado em (REIS *et al.*, 2015). Essa estratégia visa limitar a contribuição de uma unidade eólica durante um curto-circuito, reduzindo também sobretensões do elo CC (COSTA *et al.*, 2019).

Na unidade inversora, a tensão CC disponibilizada a partir da unidade retificadora é convertida em uma tensão CA com amplitude e frequência de interesse. Para essa unidade, aplica-se tipicamente um inversor do tipo fonte de tensão, o qual regula o elo de tensão contínua e controla a injeção de potência ativa e reativa na rede. Diversas estratégias de controle podem ser implementadas visando atender os requisitos de operação. Ademais, na saída do inversor, associam-se filtros LCL para prover um comportamento indutivo e ainda atenuar componentes de alta frequência oriundas de chaveamentos do inversor segundo *Pulse Width Modulation* (PWM) (REIS *et al.*, 2015; COSTA *et al.*, 2019).

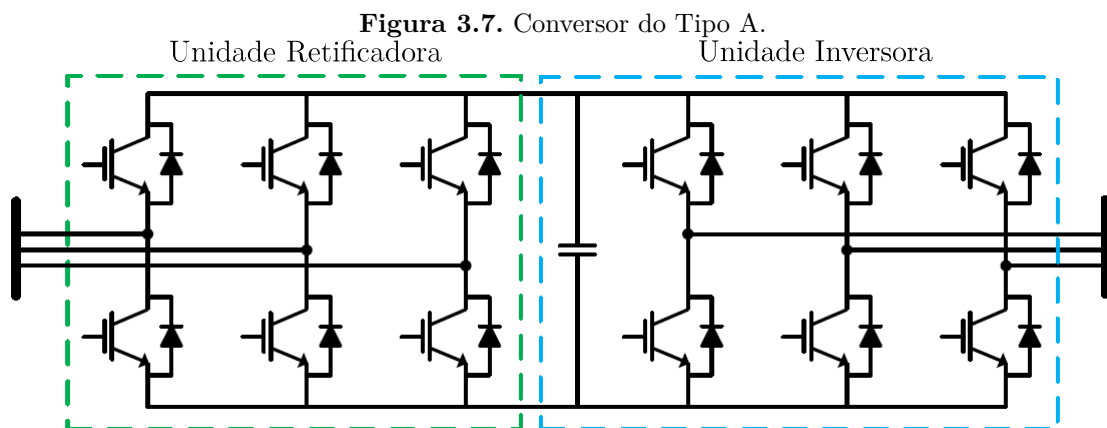
### 3.5 CONVERSORES DE CONEXÃO

Como visto anteriormente, os sistemas de geração eólica podem ser implementados a partir de diferentes topologias. De igual maneira, os conversores de conexão são classificados em diferentes topologias e devem ser especificados para atender a potência de saída, já que configuram o único caminho do fluxo de energia do aerogerador. A seguir, serão apresentadas brevemente duas das principais topologias de conversores de conexão.

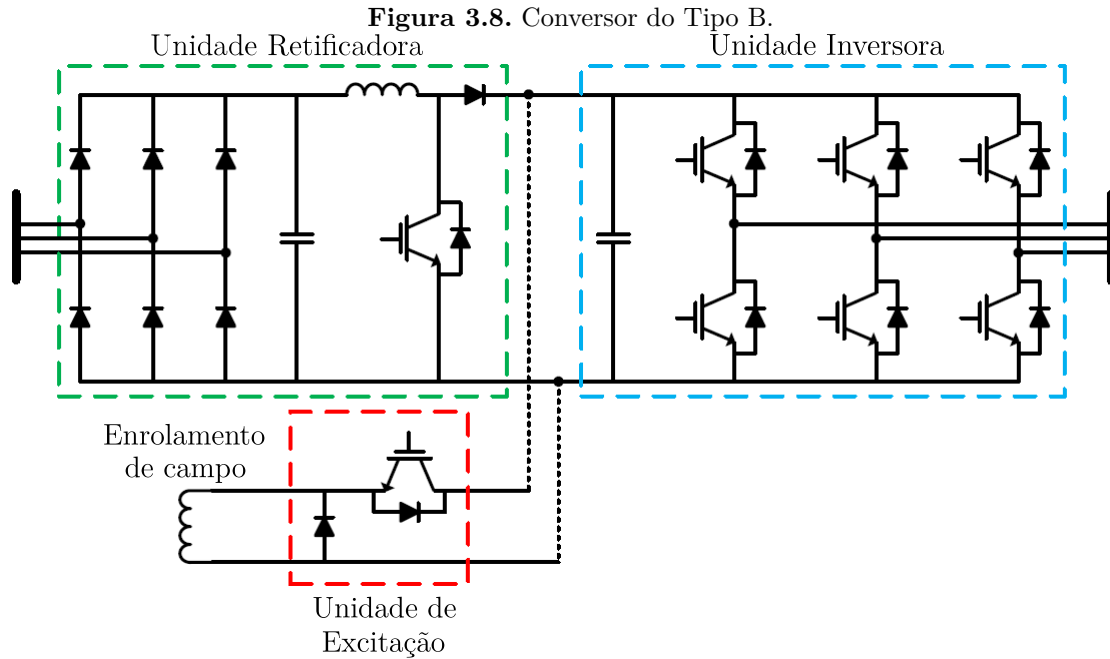
Na Figura 3.7, ilustra-se o conversor *back-to-back*, também denominado do tipo A (MOURA *et al.*, 2018), onde tanto na unidade retificadora quanto na unidade inversora são empregados

os dispositivos semicondutores IGBT. Na topologia *full-converter*, o conversor PWM *Voltage Source Inverter* (VSI) da unidade retificadora faz interface com o estator da máquina geradora e emprega um algoritmo de controle para rastreamento do ponto de máxima potência, bem como para controle da tensão no elo de corrente contínua. Além disso, geralmente um capacitor de barramento CC é utilizado para suavizar a tensão no barramento. Adicionalmente, a unidade inversora transfere energia para a rede e controla os níveis de potência ativa e reativa injetados na rede (HANSEN *et al.*, 2001; CHAKRABORTY *et al.*, 2013). Esse conversor possui fluxo de potência ativa bidirecional, sendo, portanto, indispensável em aerogeradores do tipo 3, os quais necessitam de tal característica operacional (MOURA *et al.*, 2018).

O conversor denominado tipo B é ilustrado na Figura 3.8. Nessa configuração a unidade retificadora é composta por uma ponte trifásica de diodos não controlada. Um conversor CC-CC *boost* ou *buck-boost* é usado para fazer a interface entre a tensão do elo de corrente contínua e unidade retificadora, sendo a tensão definida pelo conversor do lado da rede elétrica. Dessa forma, o conversor CC-CC desempenha um papel fundamental para o controle da extração de potência do aerogerador, já que o conversor retificador do lado da máquina não executa tal função. Nota-se que, dependendo da potência do aerogerador, surge a necessidade de empregar conversores *boost* em paralelo. Quando a topologia de aerogerador é composta por GS de rotor bobinado, o conversor *buck* supre a corrente de excitação do gerador. A escolha desse conversor se estabelece na necessidade de reduzir os níveis de tensão existentes no elo de corrente contínua do sistema, viabilizando o suprimento do enrolamento de campo do gerador. No que diz respeito à unidade inversora do conversor do tipo B, pode-se dizer que é a mesma aplicada ao conversor



**Fonte:** Moura *et al.* (2018).



**Fonte:** Moura *et al.* (2018).

do tipo A (MOURA *et al.*, 2018; CHAKRABORTY *et al.*, 2013).

Por fim, ressalta-se que os dois conversores descritos são largamente aplicados comercialmente em razão do menor custo, bem como da simplicidade dos mesmos quando comparados às outras configurações. No entanto, inúmeras tecnologias de conversores alternativas vêm se destacando na busca de substituir os conversores tradicionalmente empregados. Dentre essas configurações alternativas, destacam-se duas tecnologias. Primeiramente, citam-se os conversores multinível, os quais oferecem a perspectiva de eliminar o transformador de saída de interface com a rede de distribuição e também uma qualidade de energia superior com menor conteúdo de harmônicos nas tensões de entrada e saída, reduzindo assim a necessidade de filtragem. Ademais, com segunda tecnologia alternativa, destacam-se os conversores em matriz, os quais permitem a eliminação do capacitor do barramento CC, já que não empregam uma conversão CC intermediária entre: a frequência variável e a tensão CA terminal do gerador; a frequência fixa e a tensão CA fixa no lado da rede. Apesar das vantagens mencionadas, ambas as tecnologias ainda apresentam alguns desafios em sua implementação prática, que em sua maioria, se traduzem em maior complexidade e custo (CHAKRABORTY *et al.*, 2013). Em razão do espaço e objetivo deste trabalho, não é apresentado um maior detalhamento sobre esses conversores, podendo informações adicionais serem encontradas em Chakraborty *et al.* (2013) e Teodorescu *et al.* (2011).

## CAPÍTULO 4

# FUNDAMENTOS DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO AVALIADAS

Neste Capítulo, apresentam-se os conceitos fundamentais das funções de proteção de linhas de transmissão avaliadas, os quais são necessários para o entendimento do tema estudado nesta dissertação.

Com a origem dos relés microprocessados, diversas funções de proteção foram incorporadas aos dispositivos, permitindo a aplicação de esquemas multifuncionais que garantem a proteção adequada de linhas de transmissão. Atualmente, a maioria dos relés existentes opera com base em técnicas com princípios fasoriais. No entanto, os relés no domínio do tempo vêm ganhando importância no mercado. Portanto, os princípios básicos de ambas as tecnologias no que se refere às funções de distância e diferencial são descritos a seguir. Ainda, ressalta-se que, para fins de simplificação, os elementos de proteção de distância baseados em fasores e no domínio do tempo serão referidos como elementos PH21 e TD21, respectivamente. Já os elementos de proteção diferencial fasoriais e no domínio do tempo serão denominados por PH87 e TW87, respectivamente.

### 4.1 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA FASORIAL - PH21

Em sistemas de transmissão, de modo geral, a proteção de distância é amplamente empregada. É possível notar também o seu emprego para proteção de sistemas de geração e distribuição em alguns casos. A proteção de distância tem a função de agir em eventos de falta que ocorrem dentro de um alcance escolhido, isto é, eventos em que a distância entre a falta e o ponto de medição possui valor inferior ao ajustado na proteção. Portanto, o controle e ajuste do alcance é um atributo primordial para a aplicabilidade da proteção de distância em linha de transmissão. Segundo Schweitzer & Kaszteny (2018), nível de corrente, tipo de



falta, carregamento, ângulo de incidência da falta ou resistência da falta são aspectos que não deveriam, idealmente, afetar o elemento de proteção de distância. Contudo, tais elementos afetam o desempenho da referida proteção, muito embora de modo menos crítico do que, por exemplo, a proteção de sobrecorrente.

A proteção de distância aplicada em linhas de alta tensão é uma das funções de proteção mais empregadas devido ao fato de apresentar vantagens como a possibilidade de ser utilizada sem o uso de um canal de comunicação para troca de informações entre os terminais da linha. Ainda, tal função torna viável a coordenação no tempo de diversos relés de distância sem maiores dificuldades, facilitando a concepção do esquema de proteção (SILVA, 2009).

A proteção de distância no domínio da frequência recorre ao uso de tensões e correntes fasoriais para medir a impedância vista pelo relé e assim decidir se há uma falta presente dentro de uma zona protegida. Com isso, torna-se preciso que o relé execute o processo de estimação fasorial dos sinais de tensão e corrente medidos no sistema monitorado (SCHWEITZER; HOU, 1993). Como forma de melhor entender a proteção de distância aplicada no domínio fasorial, serão explicados alguns elementos necessários para o funcionamento apropriado desta função.

#### 4.1.1 *Loops* de Falta

Em sistemas elétricos trifásicos são encontradas faltas dos tipos: monofásicas (AT, BT e CT), bifásicas (AB, BC e CA), bifásicas para terra (ABT, BCT e CAT) e trifásicas (ABC ou ABCT). Para avaliação da impedância pelo relé, a dinâmica entre tensões e correntes são determinadas conforme o tipo de falta, sendo empregadas seis unidades de medição de impedância, a saber: três do tipo fase-terra e três do tipo fase-fase (ZIEGLER, 2006). Na Tabela 4.1, apresenta-se um resumo dos *loops* de falta bem como grandezas de tensão e corrente utilizadas para o cálculo das unidades de impedância, sendo  $K_0$  denominado de fator de compensação de sequência zero, o qual pode ser obtido por meio da Equação (4.1):

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}}, \quad (4.1)$$

onde  $Z_{L1}$  é a impedância de sequência positiva da linha e  $Z_{L0}$  a impedância de sequência zero da linha.

**Tabela 4.1.** Grandezas de entrada utilizadas nos cálculos das unidades de impedância do relé de distância.

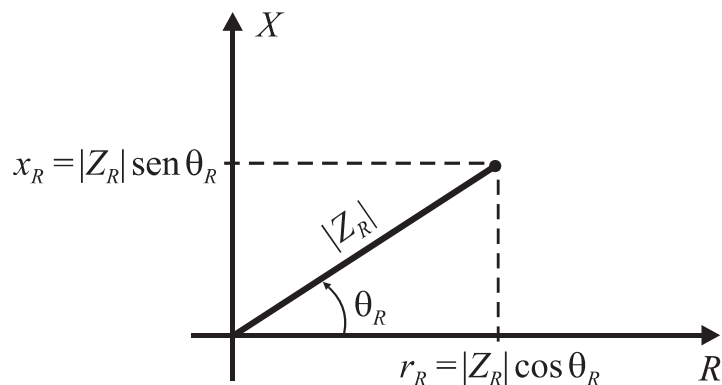
<i>Loops</i>	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
<i>AT</i>	$\hat{V}_a$	$\hat{I}_a + K_0 \hat{I}_0$
<i>BT</i>	$\hat{V}_b$	$\hat{I}_b + K_0 \hat{I}_0$
<i>CT</i>	$\hat{V}_c$	$\hat{I}_c + K_0 \hat{I}_0$
<i>AB</i>	$\hat{V}_a - \hat{V}_b$	$\hat{I}_a - \hat{I}_b$
<i>BC</i>	$\hat{V}_b - \hat{V}_c$	$\hat{I}_b - \hat{I}_c$
<i>CA</i>	$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$

**Fonte:** (CUSTÓDIO, 2019).

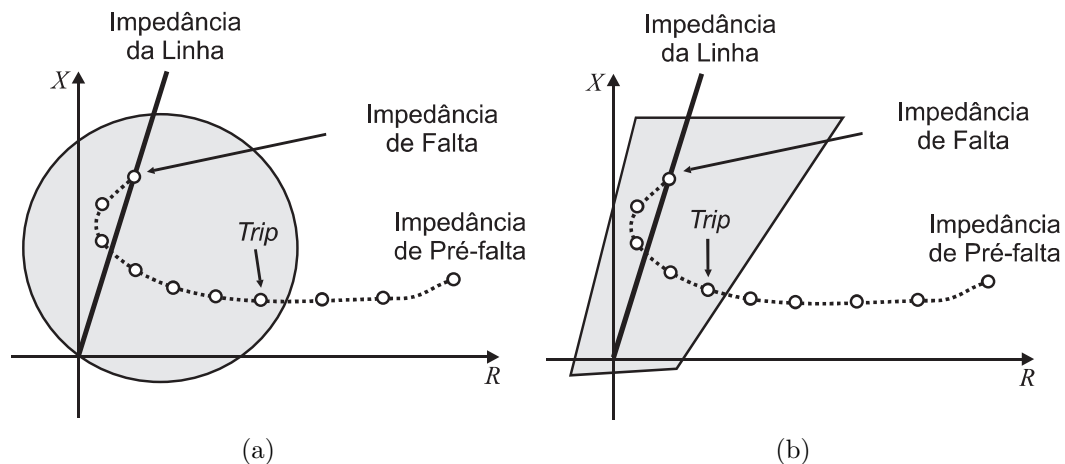
#### 4.1.2 O Diagrama R-X

Com base nas grandezas fasoriais do *loop* de falta, os elementos da função de distância PH21 estimam a impedância aparente do ponto de medição até o curto-circuito, que por sua vez, é avaliada em um diagrama R-X. Assim, a posição da impedância no plano cartesiano R-X é comparada com uma característica de operação, tornando possível distinguir entre faltas que ocorrem dentro de uma dada zona protegida e eventos fora da zona de proteção. A partir da razão entre os fasores de tensão e corrente de *loop* medidos, obtém-se a impedância aparente  $Z_R$  vista pelo relé, cujas coordenadas no diagrama R-X são  $r_R = |Z_R| \cos \theta_R$  e  $x_R = |Z_R| \sin \theta_R$ , conforme ilustrado na Figura 4.1. Dessa forma, o eixo das abscissas representa a resistência R e o eixo das ordenadas a reatância X. O relé deve agir caso  $Z_R$  esteja dentro de sua característica de operação, a qual pode consistir em uma diversa gama de figuras geométricas criadas sobre o plano R-X (SILVA, 2009; CUSTÓDIO, 2019).

**Figura 4.1.** Representação de uma impedância no diagrama R-X.



**Fonte:** Extraída de Silva (2009).

**Figura 4.2.** Trajetória da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral.

**Fonte:** Extraída de Silva (2009).

A escolha da figura empregada para representação da característica de operação depende das funcionalidades disponíveis nos relés e de um estudo do comportamento do sistema a ser protegido. Na Figura 4.2, ilustram-se características típicas de operação, conhecidas como características Mho e Quadrilateral, dando destaque para a trajetória da impedância aparente medida quando esta sai do regime permanente de pré-falta até o período da falta.

### 4.1.3 Zonas de Proteção

Os ajustes de zonas de proteção para os relés de distância implicam em coordenação e seletividade para o sistema no qual são empregados. Tais ajustes consistem em diferentes alcances para os elementos de distância, associados a diferentes tempos de atraso intencional para atuação da proteção. Usualmente, são implementadas três zonas protegidas para operação da proteção de distância, podendo-se considerar mais zonas a depender da solução necessária (ZIEGLER, 2006; SILVA, 2009).

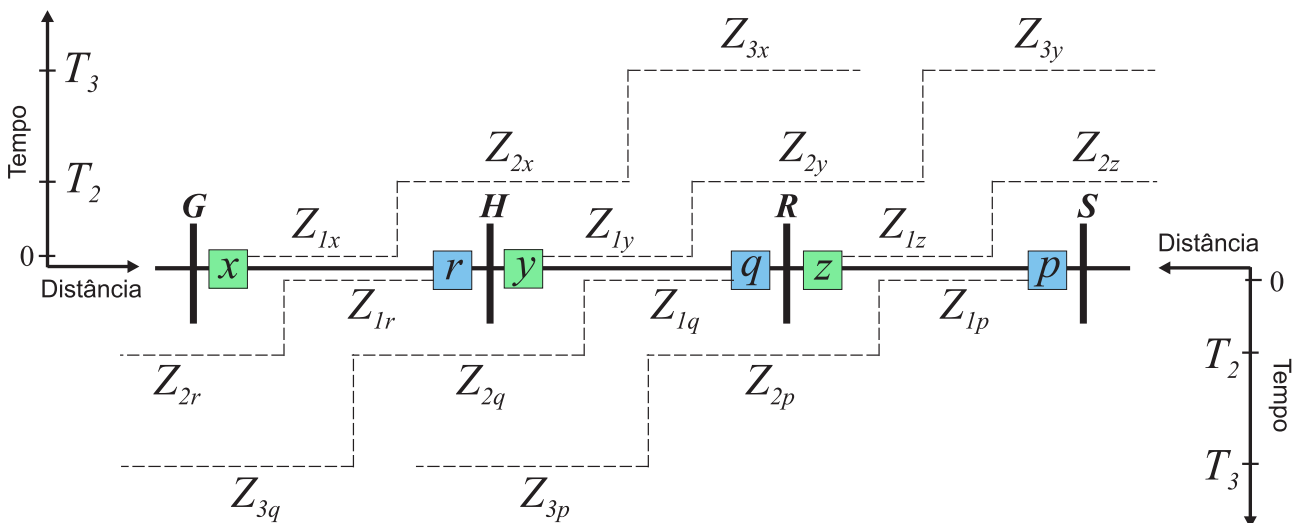
O ajuste de impedância de alcance da primeira zona de proteção fasorial é geralmente realizado para um valor entre 80 a 85% da impedância total da linha. Tal valor se justifica pela necessidade de uma margem de segurança diante de imprecisões, as quais podem levar o relé ao sobrealcance em casos de faltas externas a jusante do terminal remoto em linhas adjacentes. Sendo assim, tipicamente, considera-se a margem de 20 a 15%. Vale ressaltar que, a primeira zona não possui nenhuma temporização para operação, atuando, portanto, sem

atraso intencional (SILVA, 2009). No que se refere à segunda zona de proteção, ela deve ter um alcance de 100% sobre a linha protegida pela primeira zona, adicionando-se cerca de 50% da menor linha adjacente a jusante do seu terminal remoto. Esta zona possui um atraso típico de tempo  $T_2$  da ordem de 200 a 500 ms (SILVA, 2009). A terceira zona possui seu alcance ajustado para proteger 100% da menor linha adjacente a seu terminal remoto do relé de referência, mais 20% da menor linha a jusante. Sua operação é retardada de um tempo  $T_3$  da ordem de 800 ms (SILVA, 2009). A depender da aplicação para o sistema, esta zona é configurada como zona reversa.

A Figura 4.3 ilustra as zonas de proteção para um sistema monitorado pela função de distância. Os alcances e retardos de tempo associados são indicados para cada zona descrita. Além disso, cada zona de proteção é indicada de acordo com o posicionamento de seus disjuntores associados. Na figura é possível notar que as temporizações crescem ao passo que as zonas de proteção ficam mais sobrealcançadas, conduta esta necessária para garantia da coordenação e seletividade das proteções. Com isso, torna-se possível prover proteções de retaguarda remotas, que garantem a proteção do sistema quando da ocorrência de falhas em relés de proteção ou disjuntores.

Geralmente, comparadores de magnitude ou de ângulo de fase são utilizados para avaliação da posição das impedâncias medidas pelos elementos de proteção PH21 no diagrama R-X. Dessa

**Figura 4.3.** Representação das zonas de proteção de distância.



**Fonte:** Adaptada de Anderson (1999).

forma, os comparadores são usados para identificar o momento em que as impedâncias aparentes estimadas se inserem na região de operação configurada no relé, permitindo a tomada de decisão quanto à emissão de *trip* (ANDERSON, 1999). Em resumo, da teoria dos comparadores, dois sinais são comparados e a partir da sua defasagem ou da relação entre suas magnitudes, é possível verificar se os sinais analisados dizem respeito a uma situação normal de operação ou uma condição de falta. Além disso, diferentes estratégias são comumente usadas para melhorar a segurança e a confiabilidade da proteção de distância, tal como a memória de tensão e diversas estratégias de polarização. Vários algoritmos têm sido utilizados para esse fim, de maneira que não são abordados neste trabalho. Entretanto, informações adicionais podem ser encontrados em referências como (COOK, 1985; ANDERSON, 1999; PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

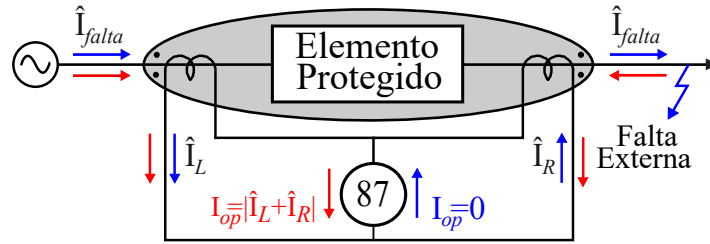
## 4.2 PROTEÇÃO DIFERENCIAL FASORIAL - PH87

O elemento diferencial implementa um tipo de proteção unitária que tem sido cada vez mais aplicado em redes de transmissão. A proteção diferencial tem sua operação baseada na Lei de *Kirchhoff* das Correntes (LKC), segundo a qual, a soma das correntes que entram em um nó é igual à soma das correntes que saem do nó. Sendo assim, sua operação é baseada na diferença das correntes que entram e saem da zona de proteção. Neste caso, o nó corresponde ao elemento protegido, podendo este ser um transformador de potência, um barramento ou uma linha de transmissão (ANDERSON, 1999; ALMEIDA, 2016).

Conforme mostrado na Figura 4.4, o elemento diferencial fasorial, denominado aqui de PH87, compara as correntes medidas de ambos terminais da linha e calcula grandezas de operação e restrição com o objetivo de compará-las para fins de distinção entre faltas internas e faltas externas (ANDERSON, 1999). A zona de proteção diferencial é limitada pelos transformadores de corrente (TCs) conforme ilustrado na Figura 4.4.

As grandezas de operação e de restrição em linhas de transmissão são calculadas a partir de correntes locais e remotas. Aqui, de forma a apresentar o princípio de operação da função PH87, a corrente de operação ( $I_{op}$ ) é calculada como o valor absoluto da soma das correntes locais e remotas medidas, sendo dada tipicamente por:

$$I_{op} = |\hat{I}_L + \hat{I}_R|, \quad (4.2)$$

**Figura 4.4.** Esquema de proteção diferencial sendo a zona de proteção limitada pelos TCs.**Fonte:** Autoria Própria.

onde  $\hat{I}_L$  é a corrente do secundário do TC na entrada do elemento protegido e  $\hat{I}_R$  a corrente do secundário do TC na saída do elemento.

Com base em (4.2), verifica-se que, em condições normais de operação, ou ainda em situações de faltas externas,  $I_{op}$  é idealmente nula e, conseqüentemente, a proteção diferencial não atua. Isso demonstra que a proteção PH87 é apenas sensibilizada para faltas internas, não culminando em operações, por exemplo, para situações de sobrecarga do sistema. Por outro lado, durante a ocorrência de uma falta interna à zona de proteção,  $I_{op}$  assume um valor maior que zero e a depender dos ajustes mínimos empregados (por exemplo, corrente de *pickup*), o relé atua para a falta.

Os relés numéricos microprocessados calculam a corrente diferencial matematicamente, não sendo necessário o uso de TCs dedicados (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Em razão de algumas particularidades causadoras de falsas correntes diferenciais, a proteção diferencial é geralmente utilizada na sua forma percentual (TAVARES, 2013). Sendo assim, um elemento diferencial percentual compara uma corrente de operação ( $I_{op}$ ) com uma corrente de restrição ( $I_{res}$ ).

De acordo com (FERRER; SCHWEITZER, 2010), as expressões mais comuns para o cálculo da corrente de restrição  $I_{res}$ , são:

$$I_{res} = k \cdot |\hat{I}_L - \hat{I}_R| \quad (4.3)$$

$$I_{res} = k \cdot (|\hat{I}_L| + |\hat{I}_R|) , \quad (4.4)$$

$$I_{res} = \max(|\hat{I}_L|, |\hat{I}_R|) , \quad (4.5)$$

onde  $k$  é um fator de compensação, geralmente igual a 1 ou 0,5 (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Dessa maneira, o elemento diferencial de proteção atua se a corrente de operação  $I_{op}$  for maior do que a corrente de *pickup* ( $I_{pickup}$ ), que condiz com o valor a partir do qual o relé começa a ser sensibilizado. Concomitantemente, também é checado se  $I_{op}$  excede um percentual da corrente de restrição  $I_{res}$ . Essas condições são descritas por meio de (4.6).

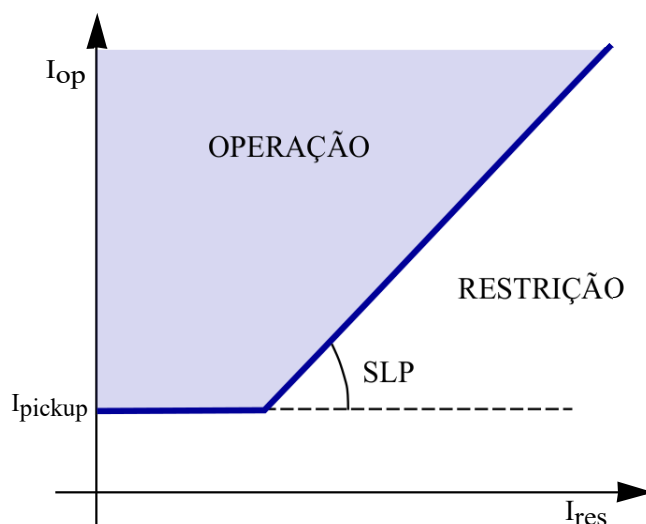
$$I_{op} > I_{pickup} \quad e \quad I_{op} > SLP \cdot I_{res} , \quad (4.6)$$

onde  $SLP$  (do inglês, *slope*) é a inclinação da reta que compõe a característica do elemento diferencial percentual.

O funcionamento do elemento diferencial percentual é ilustrado graficamente na Figura 4.5, considerando um plano conhecido como plano operacional. Tal gráfico representa a corrente de operação *versus* a corrente de restrição e, conseqüentemente, as regiões de operação e restrição de atuação do relé.

É válido ressaltar que, alguns fatores influenciam na atuação da proteção diferencial de linhas de transmissão como, por exemplo: erro entre as relações de transformação dos TCs, saturação dos TCs, atrasos de comunicação entre os terminais, efeito de corrente capacitiva, dentre outros. Sendo assim, devido a essas características, podem ser considerados ajustes e correções nas características de operação, bem como na filosofia de ajustes, sempre visando

**Figura 4.5.** Característica da proteção diferencial percentual.



**Fonte:** Autoria Própria.

evitar atuações indesejadas da proteção diferencial.

Por fim, cabe ressaltar que, apesar dos princípios operativos da função PH87 serem semelhantes a todos os relés avaliados neste trabalho, particularidades em dispositivos de diferentes fabricantes são verificadas. Essas características visam o aprimoramento da proteção PH87, respeitando os princípios diferenciais já explicados. Entretanto, em virtude da diversa gama de soluções existentes, tais detalhes não são apresentados neste trabalho, sendo o entendimento dos princípios diferenciais suficiente para a compreensão dos resultados analisados nos próximos capítulos.

### 4.3 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO - TD21

A função de proteção de distância no domínio do tempo baseada em grandezas incrementais (TD21) dispensa a estimação de fasores, caracterizando-se como um elemento de proteção instantâneo, que atua avaliando o perfil de tensão da linha protegida. Assim, a TD21 atua para um alcance definido da linha a partir da análise de medições de apenas um terminal, sendo, portanto, possível desconsiderar o uso de canal de comunicação e atuar como um esquema *stand-alone* (SEL, 2021; SCHWEITZER *et al.*, 2016).

A partir dos valores de corrente e tensão medidos pelo relé e considerando alguns parâmetros da linha, a função de distância no domínio do tempo verifica a variação da tensão em seu ponto de alcance  $m_1$ . Sabe-se que o maior valor possível para essa variação ocorre quando da incidência de curtos-circuitos francos, ou seja, com resistência de falta nula. Em tal situação, o valor de tensão vai a zero e, conseqüentemente, sua variação poderá chegar até ao valor da tensão de pré-falta ( $v_{PRE}$ ) (SEL, 2021; RIBEIRO, 2019). A Equação (4.7) demonstra o cálculo realizado pela TD21 da tensão no ponto de alcance  $m_1$  predeterminado da linha:

$$v_{m_1}(t) = v(t) - m_1 \cdot |Z_{1LT}| \cdot i_z(t) , \quad (4.7)$$

onde  $Z_{LT}$  é a impedância de sequência positiva da linha,  $i_z$  é a corrente réplica no relé, e  $v$  é a tensão no relé.

A variação da tensão em  $m_1$ , citada anteriormente, assumirá apenas valores menores ou iguais à tensão de pré-falta. Logo, o elemento TD21 calcula uma tensão de restrição ( $v_{21res}$ ) como sendo o valor de tensão de pré-falta no ponto de alcance estabelecido (SEL, 2021). Por



consequente, a tensão de restrição é dada pela Equação (4.8):

$$v_{21res}(t) = v_{m_1}(t - T) . \quad (4.8)$$

O elemento de operação da TD21, aqui denominado pela variável ( $v_{21op}$ ), é obtido mediante circuito puro de falta e representa a variação de potencial no alcance  $m_1$  durante uma falta neste ponto (RIBEIRO, 2019). Desse modo,  $v_{21op}$  é definido pela seguinte equação:

$$v_{21op}(t) = v_{m_1}(t) - v_{m_1}(t - T) = \Delta v(t) - m_1 \cdot |Z_{1LT}| \cdot \Delta i_z(t) . \quad (4.9)$$

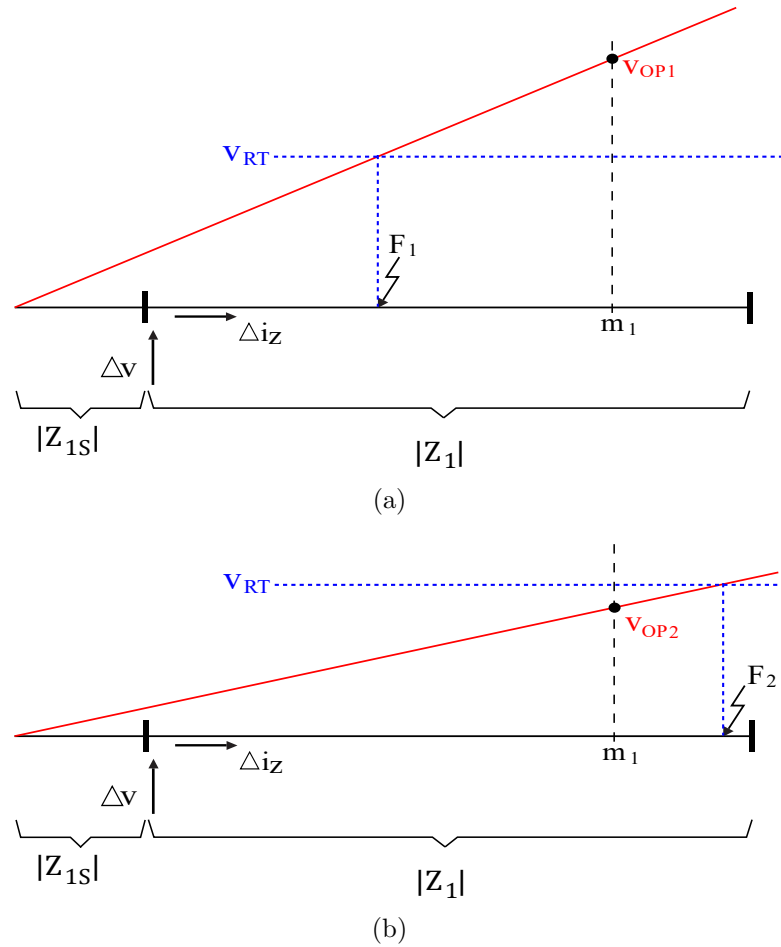
Em face do exposto, o elemento TD21 calcula uma tensão de restrição  $v_{21res}$ , como sendo a tensão pré-falta no ponto de alcance, e também estima uma tensão de operação  $v_{21op}$ , que é tomada como a versão incremental da tensão no ponto de alcance. Como resultado, como a tensão no ponto de falta se aproxima de zero em casos de curtos-circuitos sólidos, as grandezas incrementais tendem a ser o negativo da tensão de pré-falta no local do defeito, diminuindo seu valor em módulo conforme o ponto de medição se afasta do curto-circuito ou em casos de resistências de falta com valores não nulos (SCHWEITZER *et al.*, 2016; RIBEIRO, 2019).

Na Figura 4.6, ilustra-se o princípio de operação da TD21, onde são representados os perfis de restrição e operação, onde  $v_{21res}$  é assumido como o mesmo em toda a linha, sendo  $v_{21op1}$  e  $v_{21op2}$  as tensões de operação obtidas para a falta F1 e F2, respectivamente.

Conforme ilustrado na Figura 4.6(a), se a condição  $|v_{21op1}| \geq |v_{21res}|$  é verificada, uma falta dentro da zona protegida é detectada. De fato, com a incidência de uma falta antes do alcance  $m_1$ , obtém-se uma projeção de variação de tensão maior do que a tensão  $v_{21res}$ . Por outro lado, para uma falta F2 além do ponto  $m_1$ , conforme ilustrado na Figura 4.6(b), ou seja, além da zona protegida, tem-se  $|v_{21op2}| < |v_{21res}|$ , sendo nesse caso a projeção de variação de tensão menor do que a tensão de restrição (SCHWEITZER *et al.*, 2016; SEL, 2021).

Os sinais de restrição e operação possuem um caráter variável, de forma que, existem regiões dos sinais ao longo do tempo em que a grandeza de operação pode se tornar maior do que a de restrição, ainda que a falta esteja fora da zona protegida, ocasionado em um *trip* indevido. Sendo assim, a utilização de uma variável de restrição baseada em valores instantâneos dos sinais medidos pode comprometer a segurança.

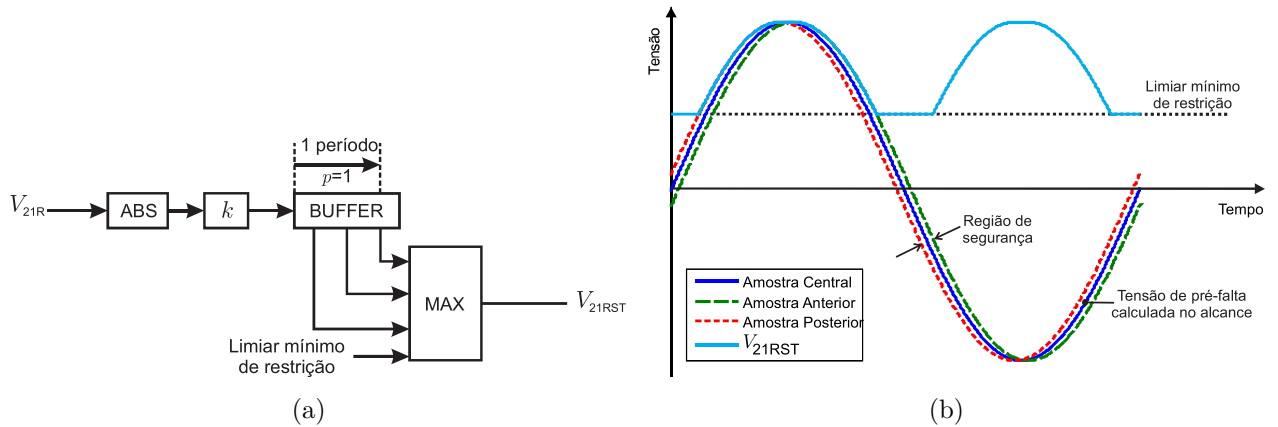
Primeiramente, como medida adotada para contornar a problemática supracitada, considera-se a definição de uma nova variável de restrição ( $V_{21RST}$ ), a qual consiste em um elemento de

**Figura 4.6.** Princípio de operação da TD21 para faltas: (a) internas e (b) externas à zona de proteção.

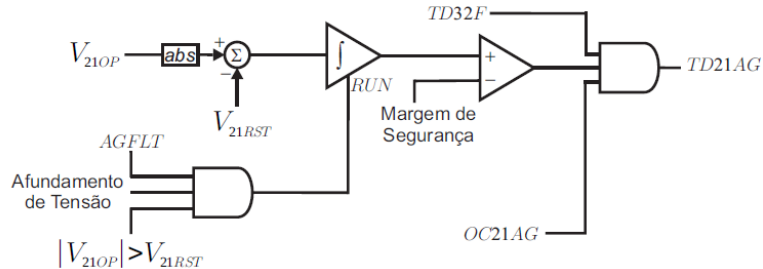
**Fonte:** Adaptada de SEL (2021).

restrição seguro para diversas condições de falta e instantes de tempo, sem comprometer a segurança da função TD21. Sendo assim, aplica-se inicialmente um fator de segurança  $k$  ao módulo da tensão de pré-falta calculada no ponto de alcance ( $V_{21R}$ ), sendo este geralmente pouco maior que uma unidade (SCHWEITZER *et al.*, 2016; RIBEIRO, 2019). Na sequência, obtém-se o que seria denominada amostra central, cujos os valores consistem em amostras do valor de  $V_{21R}$  atrasados um ciclo da fundamental (Figura 4.7(a)). A partir desses valores de amostra central, obtêm-se amostras adiantadas e atrasadas. A nova curva de restrição  $V_{21RST}$  é ilustrada na Figura 4.7(b), sendo esta gerada por meio do valor máximo resultante da comparação entre o conjunto de amostras obtidas e um valor mínimo de restrição.

Com as variáveis de operação e restrição, é possível executar a lógica de operação para a função TD21. Da Figura 4.8, observa-se a lógica de operação aplicada para um *loop* de falta AT. Um valor de tensão integrado é gerado pela integração da diferença entre o valor absoluto de  $V_{21OP}$  e  $V_{21RST}$ . Tal cálculo é possível, desde que algumas condições para ativação do integrador

**Figura 4.7.** Tensão de restrição da TD21: (a) diagrama de blocos para o cálculo de  $V_{21RST}$ ; (b) tensão obtida.

**Fonte:** Extraída de Ribeiro (2019).

**Figura 4.8.** Lógica de operação simplificada da TD21 para o *loop* de falta AT.

**Fonte:** Extraída de Ribeiro (2019).

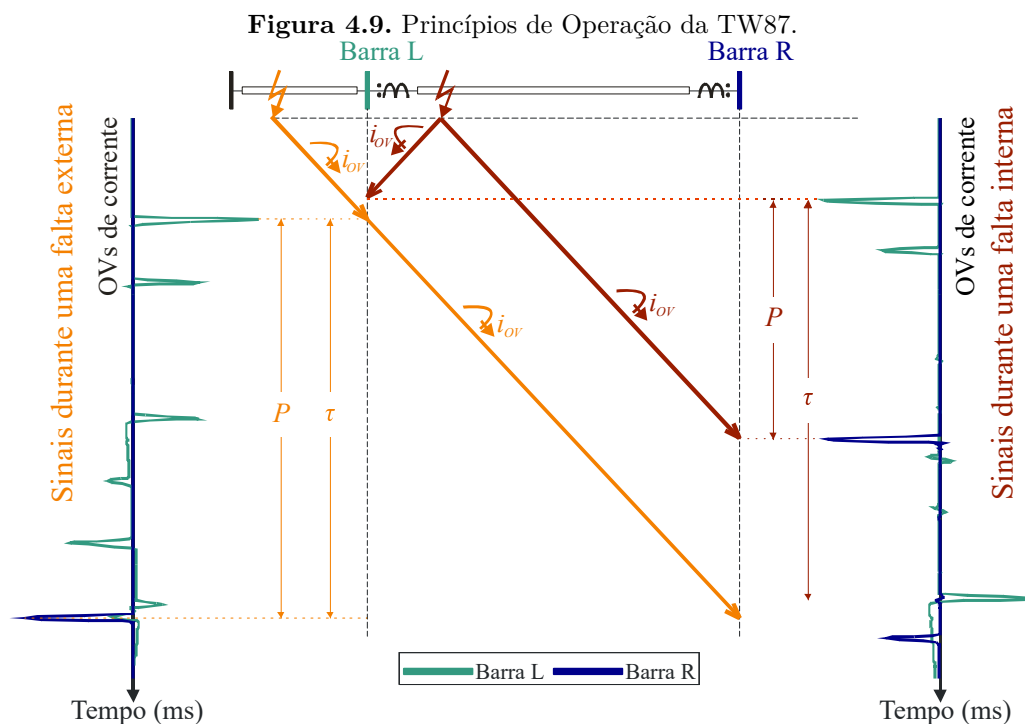
sejam satisfeitas, sendo elas: a tensão de operação em termos absolutos deve ser maior que a de restrição; afundamento de tensão no alcance da proteção; e o *loop* de falta deve satisfazer a uma *Starting Logic*. Em sequência, o valor de tensão integrado superando uma margem de segurança, a TD32 detectando uma falta direta e verificado sobrecorrente no *loop* de falta, a *word-bit* TD21AG é habilitada, a qual é responsável por indicar a atuação da proteção (SEL, 2021; RIBEIRO, 2019).

Do exposto, observa-se que camadas de segurança adicionais são usadas na lógica de *trip* do elemento TD21, como supervisão de sobrecorrente, procedimentos de seleção de fase e também supervisão de elemento direcional. Como resultado, as faltas dentro da zona podem ser detectadas pelo elemento TD21, mas o comando de *trip* é emitido apenas se os elementos direcionais no domínio do tempo virem uma falta direta. Tal característica é importante para o entendimento dos resultados apresentados nos próximos capítulos, especialmente aqueles em que  $V_{OP}$  e  $V_{RST}$  atenderam à condição de falta dentro da zona, mas o TD21 restringiu devido à supervisão de seu elemento direcional de segurança (SCHWEITZER *et al.*, 2016).

#### 4.4 PROTEÇÃO DIFERENCIAL NO DOMÍNIO DO TEMPO - TW87

O elemento de proteção diferencial no domínio do tempo, aqui denominado TW87, determina se uma falta é interna ou externa à linha por meio da análise de ondas viajantes de corrente (OVs) lançadas a partir do ponto de falta. Para isso, comparam-se polaridades, tempos de propagação e amplitudes de ondas induzidas por faltas, que são detectadas nos terminais da linha e cujas informações características são intercambiadas entre os terminais local e remoto por meio de um canal de comunicação dedicado (RIBEIRO, 2019). Além disso, essa função calcula grandezas de operação e restrição que são avaliadas juntamente com algumas camadas de segurança.

É válido mencionar que o elemento TW87 possui seu princípio de operação semelhante ao da função diferencial tradicional, sendo também baseada na Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC). Dessa forma, considerando as polaridades dos TCs e assumindo que correntes que entram nos terminais da linha possuem polaridade relativa positivas, conforme Figura 4.9, as OVs de corrente ( $i_{OV}$ ) captadas nas Barras L e R apresentam polaridades opostas (RIBEIRO, 2019). De igual maneira, a mesma análise pode ser realizada durante curtos-circuitos externos ou em situações de chaveamento do sistema que induzem ondas não decorrentes de faltas. A



**Fonte:** Autoria Própria.

partir disso, verifica-se a seguinte relação:

$$i_{OVL} + i_{OVR} = 0 , \quad (4.10)$$

onde  $i_{OVL}$  e  $i_{OVR}$  representam as OVs de corrente que incidem nos terminais local (Barra L) e remoto (Barra R) da linha, respectivamente.

Além disso, da Figura 4.9, é possível notar que para uma falta externa as primeiras  $i_{OV}$  incidentes em ambas as barras são espaçadas no tempo por um período  $P$  igual ao tempo de propagação da linha  $\tau$ . Por outro lado, quando observados os sinais durante uma falta interna, nota-se que as OVs de corrente incidentes nos terminais local e remoto apresentam a mesma polaridade e são espaçadas no tempo por um período  $P$  menor que o tempo de propagação  $\tau$  da linha (RIBEIRO, 2019). Sendo assim, tem-se a seguinte relação:

$$i_{OVL} + i_{OVR} \neq 0 . \quad (4.11)$$

Dessa forma, as grandezas de operação e restrição baseadas em OVs são calculadas, conforme as Equações a seguir:

$$i_{OP}(t) = |i_{OVL}(t - P) + i_{OVR}(t)|, \quad (4.12)$$

$$i_{Res}(t) = \max [i_{ResL}(t), i_{ResR}(t)], \quad (4.13)$$

sendo:  $i_{OP}$  a grandeza de operação e  $i_{Res}$  a grandeza de restrição. Onde:

$$i_{ResL}(t) = |i_{OVL}(t - \tau) + i_{OVR}(t)|, \quad (4.14)$$

$$i_{ResR}(t) = |i_{OVR}(t - \tau) + i_{OVL}(t)|. \quad (4.15)$$

É possível notar que a grandeza de operação ( $i_{op}$ ) é obtida por meio da soma das primeiras OVs de corrente incidentes nos terminais da linha. Por conseguinte, chega-se a uma grandeza que tem seu valor aumentado em situações de faltas internas, sendo este decrescido se o caso for de falta externa. Desse modo, assumido-se uma linha de transmissão sem perdas, por simplificação, verifica-se que a grandeza de operação tende a zero para faltas externas. Por outro lado, a grandeza de restrição calculada atinge um valor próximo ao dobro do valor de pico associado à OV incidente. Em se tratando da incidência de uma falta interna, obtém-se o oposto, ou seja, uma grandeza de operação maior do que a de restrição (RIBEIRO, 2019).

## 4.5 ESQUEMA DE TELEPROTEÇÃO

A proteção de distância consiste em uma função gradativa, onde cerca de 80% da linha de transmissão é protegida por primeira zona, enquanto que, os 20% restantes são protegidos pela segunda zona, a qual possui um atraso intencional da atuação, conforme descrito anteriormente na Subseção 4.1.3. Dessa forma, da Figura 4.10, nota-se que apenas cerca de 60% da linha é protegida de forma instantânea pelos relés em ambos os terminais. Os outros 40% tem a proteção temporizada, ou seja, a atuação do relé e extinção da falta tem um atraso intencional referente à atuação em segunda zona. Tal atraso pode não ser tão adequado em determinadas condições de curto-circuito (SILVA, 2009). Sendo assim, busca-se obter esquemas de proteção mais ágeis em 100% da linha a partir do uso de elementos gradativos. Para isso, são implementados princípios da teleproteção, os quais consistem em esquemas de proteção de distância, sobrecorrente direcional ou simplesmente elementos direcionais combinados com lógicas que fazem uso de comunicação lógica entre os terminais monitorados (SILVA, 2009; HOROWITZ; PHADKE, 2014). Por questões didáticas, neste trabalho, a teleproteção é estudada a partir da aplicação de elementos de distância de sobrealcance, tais como zonas 2 ou 3, ou mesmo zonas dedicadas para aplicação de esquemas de teleproteção.

Os esquemas de teleproteção empregam a troca de informações de estados lógicos entre os relés de ambos os terminais da linha e podem ser classificados, de forma geral, como de transferência de disparo, bloqueio ou desbloqueio. Vale mencionar que, os esquemas de proteção diferencial exigem o compartilhamento de informações de corrente e outras grandezas de medição dos relés, o que geralmente implica na necessidade por canais de comunicação com maiores larguras de banda, culminando em maior custo do sistema de comunicação. Em vista disso, os esquemas de proteção de distância com comunicação lógica apresentam vantagens de aplicação quando comparados ao esquema de proteção diferencial, especialmente por realizarem apenas a troca de informações binárias entre os terminais da linha, minimizando os requisitos de comunicação tipicamente verificados para aplicação de proteção diferencial (ZIEGLER, 2006; SILVA, 2009).

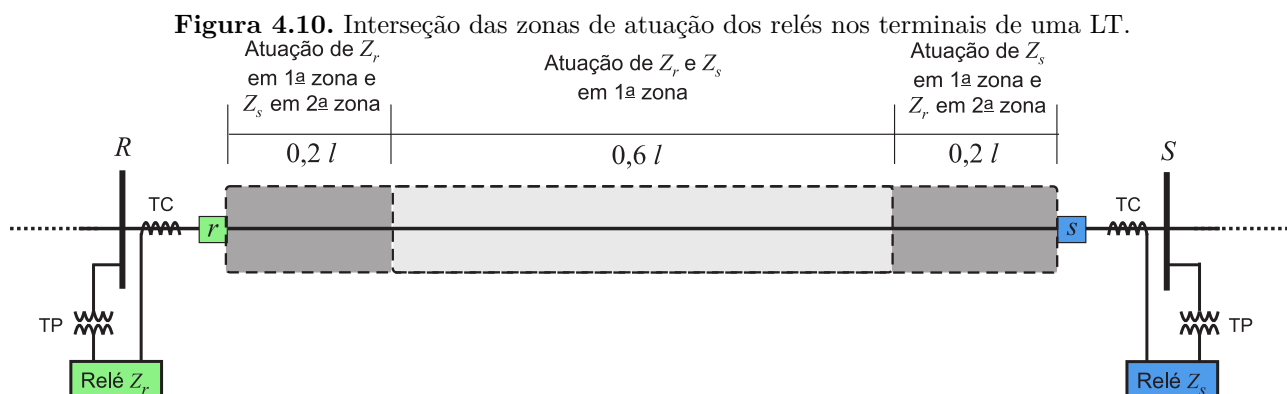
Para o estudo aqui realizado, será empregado o esquema de disparo permissivo por sobrealcance, o qual é largamente utilizado em sistemas de proteção de linhas de transmissão equipadas com canais de comunicação. Para tanto, nesta seção são abordadas as lógicas empregadas para

esse esquema de proteção. Maiores detalhes de outros esquemas existentes bem como técnicas de comunicação empregadas para implementação dos mesmos podem ser encontradas em referências como (ANDERSON, 1999; HOROWITZ; PHADKE, 2014).

#### 4.5.1 Esquema POTT

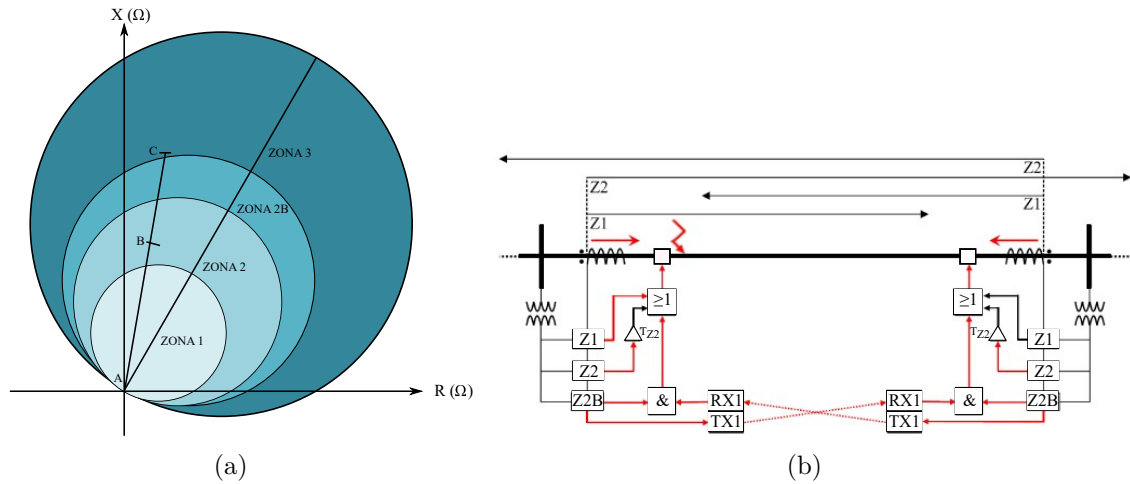
O esquema de disparo permissivo por sobrealcance, do inglês *permissive overreaching transfer trip* (POTT) é implementado a partir da sobreposição de zonas de sobrealcance de elementos direcionais e gradativos. A Figura 4.11(a) ilustra zonas definidas para atuação da proteção. Na implementação do esquema POTT podem ser usadas zonas de sobrealcance provenientes, por exemplo, de elementos de distância (zonas 2, 3, etc) ou mesmo zonas de sobrealcance exclusivamente criadas para implementação do esquema de teleproteção, tal como a zona 2B indicada na Figura 4.11(a). Portanto, o esquema POTT utiliza um elemento temporizado de segunda zona para enviar um disparo permissivo para o relé no terminal remoto da linha, o qual, por sua vez, tendo detectado falta em segunda zona e recebido sinal permissivo, envia um comando de *trip* para abertura de seu disjuntor associado.

Para um melhor entendimento do esquema POTT, a Figura 4.11(b) apresenta um esquema com a sua respectiva lógica de operação. Dessa maneira, considerando-se a incidência de uma falta interna fora da primeira zona de proteção, mas dentro da zona 2B dos relés de ambos os terminais, sinais permissivos são trocados entre os relés por meio do canal de comunicação (SILVA, 2009; ANDERSON, 1999). Assim, no terminal remoto, que se encontra ao lado direito do sistema ilustrado, apesar de não ocorrer detecção de falta em primeira zona, a zona 2B estará



Fonte: Adaptada de Silva (2009).

**Figura 4.11.** Princípios de operação do esquema POTT de teleproteção: (a) Zonas de sobrealcance; (b) Lógica de operação.



**Fonte:** Autoria Própria.

ativa, de forma que, a recepção do permissivo proveniente do terminal local possibilitará que a abertura do disjuntor remoto ocorra com um atraso de tempo menor do que o definido para detecção temporizada em segunda zona ( $T_{Z2}$ ). Quando da incidência de uma falta externa, mesmo que o defeito seja interno à zona 2B monitorada em um dos terminais da linha, no lado oposto, será identificada uma falta reversa e, conseqüentemente, não será enviado sinal de *trip* erroneamente, evitando o desligamento indevido do sistema.

Ocasionalmente, uma situação onde um terminal da linha pode não contribuir suficientemente para a corrente de curto-circuito pode acarretar em complicações para o esquema de teleproteção implementado. Tal problemática, é comum em sistemas com presença de fontes interfaceadas por conversores, como é o caso da topologia de sistema teste em estudo neste trabalho. De fato, quando verificadas baixas contribuições de curto-circuito das fontes de geração eólica, os elementos de sobrealcance podem não ser sensibilizados e, por conseguinte, o esquema de teleproteção pode não atuar como esperado. Diante de tal cenário, existem lógicas que auxiliam na correta operação como, por exemplo, lógicas de *weak-infeed*.

Para melhor ilustrar o emprego da lógica de *weak-infeed*, quando a falta acontece próximo ao terminal fraco, a zona 1 do terminal forte não será ativada e a falha não será eliminada até que a zona 2 opere. Apesar disso, embora o terminal fraco não contribua com uma grande corrente de curto-circuito, as tensões neste se mostram reduzidas em razão da falta. Desse modo, um *trip* rápido de ambos os terminais de uma linha com um terminal de alimentação



fraco pode ser viabilizado pela aplicação da lógica de *weak-infeed*. Para isso, o terminal forte tem a permissão para enviar o *trip* por um sinal permissivo que é ecoado de volta do terminal fraco a partir da checagem de diferentes condições do evento em análise. Portanto, após tal análise, se todas as condições forem satisfeitas, o terminal fraco é aberto ao converter o sinal permissivo ecoado em um sinal de *trip* (ANDERSON, 1999).

As condições para a lógica de *weak-infeed* podem variar entre os diferentes fabricantes do mercado. Apesar disso, em linhas gerais, citam-se algumas das condições comumente adotadas, sendo elas: nenhuma atuação de elemento de proteção de aspecto reverso, atuação de pelo menos algum elemento de subtensão fase-fase ou sobretensão residual, o disjuntor do terminal esteja fechado e o sinal de permissivo de *trip* recebido fique ativo por um tempo determinado (ANDERSON, 1999). Dessa maneira, ao aplicar a lógica em um cenário com um terminal fraco, ainda que não seja detectada a zona 2B mencionada anteriormente, será possível identificar que não se trata de uma condição de falta reversa e nem mesmo de disjuntor aberto para o lado de fonte fraca. Sendo assim, a lógica permitirá o envio de *trip* e de um sinal permissivo para o terminal oposto, viabilizando uma correta operação e isolamento da falta (ANDERSON, 1999).

# IMPLEMENTAÇÕES E TESTES

Neste capítulo, apresenta-se a descrição da implementação e modelagem do sistema elétrico teste no *software* PS-Simul, além das metodologias de testes empregadas para viabilizar a obtenção e análise de resultados. Inicialmente, realiza-se uma breve contextualização de aspectos considerações de modelagem e simulações no *software* utilizado, passando em seguida para a apresentação do sistema teste e, por fim, a descrição de metodologias necessárias para realização dos ensaios com os diferentes tipos de relés explorados.

## 5.1 MODELAGEM

Neste trabalho, o sistema utilizado para avaliação das funções de proteção de linhas de transmissão que interconectam PEs foi modelado e simulado no PS Simul, que é um *software* Brasileiro do tipo EMTP que permite uma representação precisa dos mais variados componentes dos sistemas de potência e/ou controle e a simulação de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos (PEREIRA *et al.*, 2019). O ambiente de trabalho do *software* é dividido uma seção chamada *Draft* e outra parte denominada *Runtime*. O ambiente *Draft* permite a implementação da modelagem do sistema e o direcionamento de sinais de interesse para o ambiente *Runtime* de avaliação. Cabe ressaltar, que o sistema modelado no *Draft* pode ser composto tanto por elementos de potência quanto componentes de controle. No que se refere ao *Runtime*, ele possibilita configurar várias maneiras para apresentação e análise dos resultados monitorados no sistema implementado no ambiente *Draft* (PEREIRA *et al.*, 2019).

Cabe destacar que o PS-Simul possui vários componentes disponíveis em sua biblioteca que facilitam a modelagem de sistemas baseados em conversores e ferramentas que otimizam o processo de simulação, como a ferramenta *Snapshot* que foi usada para acelerar a inicialização da simulação do sistema teste deste trabalho. O recurso *Snapshot* permite que o usuário

"congele"o estado do sistema em determinados momentos de uma simulação, com o objetivo de iniciar o próximo teste a partir do ponto onde o congelamento foi realizado. Assim, como o modelo de parque eólico avaliado apresenta convergência lenta (estabilização após  $t=10$  s), um *Snapshot* foi obtido poucos ciclos após sua estabilização em uma primeira simulação, de forma que, as demais simulações foram inicializadas a partir desse ponto com o sistema já estável. Por consequência, tal ferramenta reduziu o esforço computacional e o tempo de simulação, tornando viável a simulação de cenários de faltas em um sistema com unidades eólicas modeladas em detalhe, considerando casos em massa.

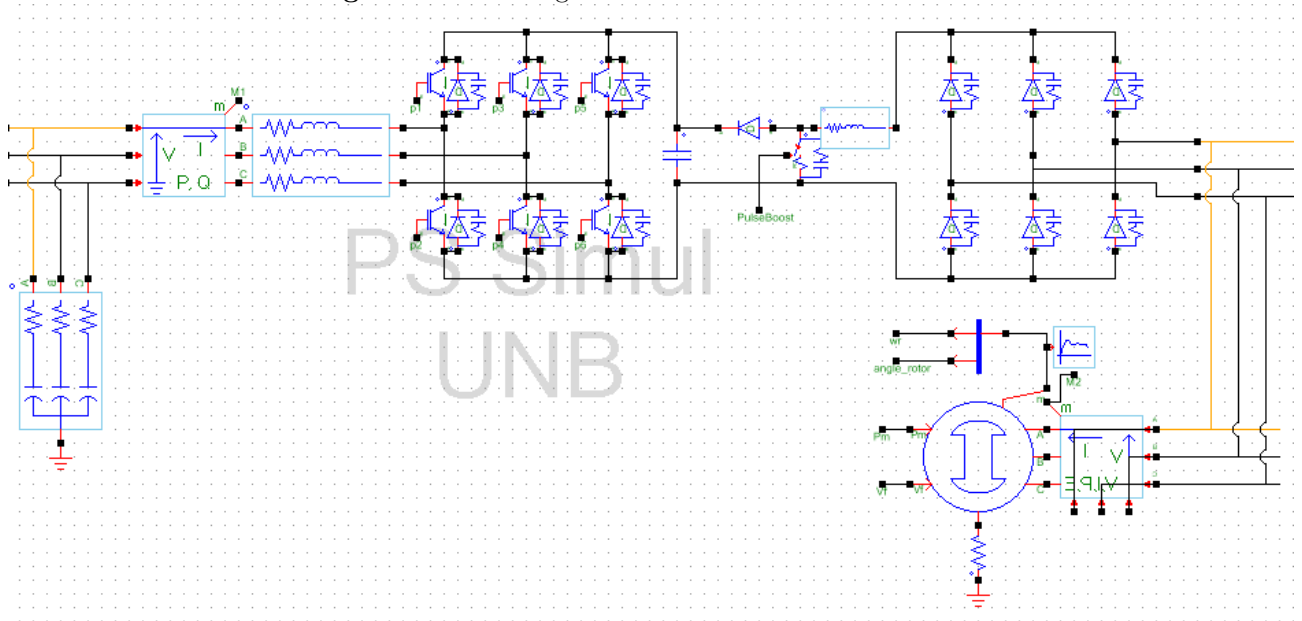
O sistema elétrico empregado para o estudo proposto foi modelado em detalhes e, para esse desenvolvimento, considerou-se a estrutura de topologia típica de PEs estudada no Capítulo 3. Assim sendo, as subseções seguintes juntamente com o Apêndice A apresentam os elementos de modelagem e a implementação do sistema no PS-Simul.

### 5.1.1 Unidade de Geração

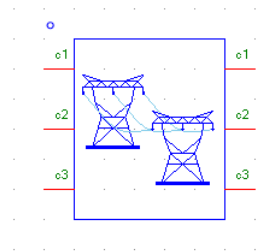
Os aerogeradores implementados no PS-Simul foram do tipo *full-converter*, sendo constituídos de máquinas síncronas e conversores eletrônicos de potência. Na modelagem, consideraram-se os elementos não lineares e seus controles associados, permitindo também a representação dos impactos da eletrônica de potência nas funções de proteção estudadas. Na Figura 5.1, ilustra-se a unidade eólica modelada no *software*. O conversor de conexão possui uma ponte retificadora trifásica não controlada, a qual compreende a unidade de retificação; um conversor CC-CC do tipo *boost* e uma unidade inversora do tipo fonte de tensão (VSI) associada a filtros de saída do tipo LCL. A Seção A.1 do apêndice apresenta os parâmetros utilizados na modelagem dessa unidade.

### 5.1.2 Linhas de Transmissão

Na Figura 5.2, apresenta-se o bloco de modelagem para linhas de transmissão no PS-Simul. O sistema modelado possui linhas em três níveis de tensão distintos. Primeiramente, uma linha de distribuição em 34,5 kV é modelada com o objetivo de interligar as unidades eólicas até uma

**Figura 5.1.** Modelagem da Unidade Eólica no PS Simul.

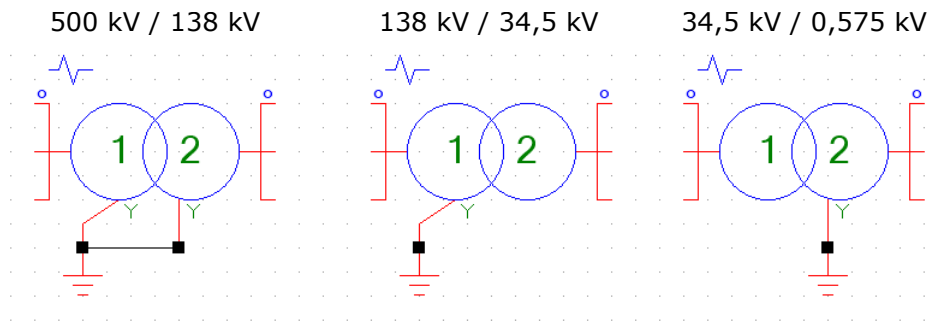
**Fonte:** Autoria Própria.

**Figura 5.2.** Bloco para modelagem de Linhas de transmissão no PS Simul.

**Fonte:** Autoria Própria.

subestação coletora. De forma a simplificar a modelagem, consideraram-se iguais as distâncias entre todos os aerogeradores e a subestação coletora. Uma outra linha de transmissão em nível de subtransmissão de 138 kV é responsável por interligar os parques eólicos ao PAC. Por fim, uma linha de 500 kV é modelada após o PAC. Tal linha caracteriza-se como o elemento central de estudo desse trabalho, já que serão aplicadas faltas em diferentes pontos, sob diversas condições e avaliados o desempenho de atuação de funções de proteção.

Os parâmetros de modelagem das linhas de transmissão podem ser observados, do menor para o maior nível de tensão, respectivamente, nas Seções A.3, A.5 e A.7 do Apêndice A. Vale mencionar que, as linhas de transmissão foram modeladas usando o modelo de *Bergeron* como perfeitamente transpostas.

**Figura 5.3.** Bloco para modelagem de Transformadores no PS Simul.

Fonte: Autoria Própria.

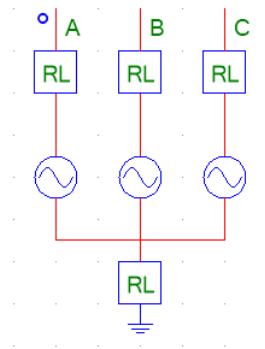
### 5.1.3 Transformadores

Os transformadores de potência são implementados por meio do bloco de modelagem de transformador trifásico real onde, internamente, o PS-Simul realiza a representação pela ligação de três transformadores monofásicos reais para cada enrolamento. O bloco utilizado permite que os dados de entrada sejam definidos pelos parâmetros do circuito equivalente ou pelos dados dos ensaios em curto-circuito e a vazio. A conexão dos enrolamentos pode ser feita em delta ou em estrela e o ângulo do defasamento angular é representado pelo grupo vetor das conexões. Na Figura 5.3, ilustram-se os blocos de transformador utilizados na modelagem.

Na topologia do sistema estudado foram empregados três transformadores elevadores. Primeiramente, implementaram-se as unidades de geração eólica equipadas com transformadores elevadores 0,575 kV / 34,5 kV com conexão Dyn1. Para conectar os PEs à rede de subtransmissão, aplicou-se um transformador elevador 34,5 kV / 138 kV com conexão YNd1. Em seguida, para elevar a tensão aos níveis de transmissão, um outro transformador é empregado, o qual possui relação de transformação 138 kV / 500 kV com conexão estrela aterrado-estrela aterrado (YNyn). Todos os parâmetros de entrada dos blocos estão descritos nas Seções A.2, A.4 e A.6 do Apêndice A.

### 5.1.4 Circuito Equivalente de Thévenin

Visando representar o sistema adjacente à linha de transmissão de 500 kV, é modelado um circuito equivalente de Thévenin, cujos dados foram obtidos a partir de estudos de curto-circuito em um sistema brasileiro real no SIN. Os dados de entrada do bloco de modelagem são

**Figura 5.4.** Modelagem de circuito equivalente de Thévenin no PS Simul.**Fonte:** Autoria Própria.

apresentados na Seção A.8.

O circuito equivalente é implementado por meio do bloco de fonte trifásica com impedância interna, o qual é representado na Figura 5.4. Esse componente reproduz o comportamento de uma fonte trifásica senoidal/cossenoidal de tensão ou corrente. Os parâmetros de módulo, ângulo e frequência podem ser definidos internamente ou externamente pelo usuário. Além disso, é possível definir impedâncias internas de sequência positiva e zero, sendo estas definidas pelos valores RL, impedância, dados de curto circuito, matrizes RL (acoplamentos) ou valores de sequência (CONPROVE, 2019).

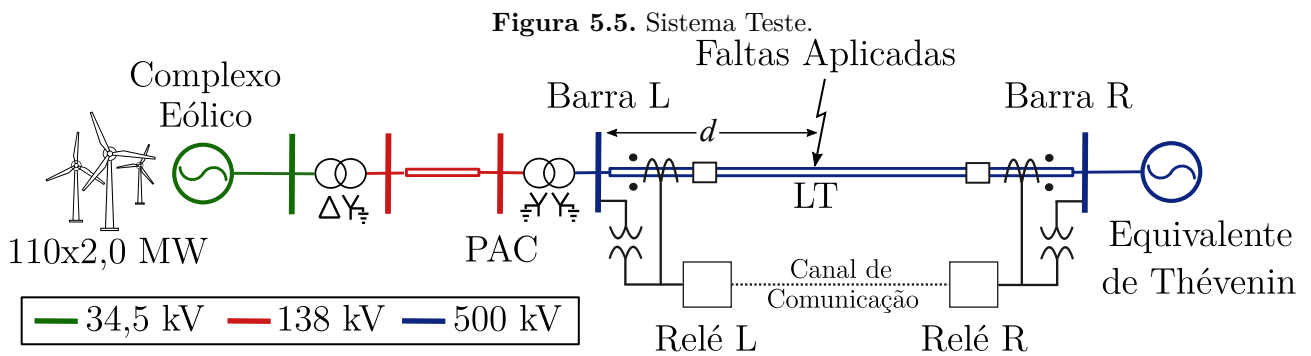
Com a entrada dada por valores RL, o usuário deve selecionar a configuração da impedância de sequência positiva (R, L, R//L, R-L ou R-R//L) e zero (R//L ou R-L), se habilitada. Com isso, basta escolher os valores RL para cada impedância. Quando escolhido pela entrada por dados de curto-circuito, o usuário deverá cadastrar apenas a potência de curto e a relação X/R. Com isso, será inserida na fonte uma impedância RL série com valores calculados. Já com a entrada por impedância, o usuário deve selecionar as configurações de sequência positiva e zero (se habilitada) e, posteriormente, parametrizar os valores de impedância, que irão resultar em valores RL calculados internamente. Por fim, se optado pela entrada por matrizes RL (acoplamentos), o usuário deve cadastrar as matrizes de R e L e, em seguida, com as entradas por valores de sequência, o usuário cadastra diretamente os valores de resistências e indutâncias de sequência positiva e zero (CONPROVE, 2019). Maiores detalhes dos procedimentos de cálculos e configuração do bloco podem ser verificados no manual de utilização do *software* CONPROVE (2019).

## 5.2 SISTEMA TESTE

Na Figura 5.5, ilustra-se o diagrama unifilar do sistema teste utilizado para realizar a avaliação das funções de proteção diferencial, de distância e esquema de teleproteção. O sistema consiste em um complexo eólico formado por três PEs com aerogeradores de 2,0 MW cada. Conforme descrito anteriormente, os aerogeradores são interligados por meio de uma rede coletora em 34,5 kV até uma subestação elevadora, a qual é conectada ao PAC por meio de uma LT de 138 kV. Em seguida, após uma transformação de 138 kV para 500 kV, o sistema apresenta uma linha de 500 kV/60 Hz com 239 km de comprimento, a qual foi modelada a parâmetros distribuídos e constantes na frequência como perfeitamente transposta. Essa LT constitui o elemento protegido desse trabalho e é responsável por conectar os três PEs da Barra local ao circuito equivalente de Thévenin, situado na Barra remota, que por sua vez, representa o sistema interligado brasileiro.

No que se refere à operação dos PEs, considerou-se uma velocidade média do vento igual a 15  $m/s$  e nenhum distúrbio do vento foi simulado, sendo a potência ativa fornecida pelo complexo eólico controlada em 220 MW. Desse modo, os cenários avaliados se diferenciam no que se refere apenas às variações das características das faltas aplicadas. Além disso, os transformadores de potencial capacitivos e transformadores de corrente para obtenção dos sinais avaliados foram modelados conforme apresentado em Pajuelo *et al.* (2010) e IEEE PSRC (2004), respectivamente.

Ainda sobre o modelo implementado, foram consideradas na modelagem das barras Local e Remota capacitâncias de barramento com valor de 0,1  $\mu F$ , conforme apresentado em Zhang *et al.* (2018). De acordo com Zhang *et al.* (2018), a influência de capacitâncias de barramento



**Fonte:** Autoria Própria.

deve ser levada em consideração se houver apenas um elemento conectado ao barramento, especialmente quando se tem como objetivo realizar a análise de ondas viajantes. Portanto, essa modelagem se mostra importante, uma vez que uma função de proteção baseada em ondas viajantes é avaliada neste trabalho. Assim, uma vez que na terminação do PE apenas um transformador se encontra conectado, as considerações apresentadas por Zhang *et al.* (2018) foram consideradas. Adicionalmente, com o intuito de verificar o impacto da modelagem de capacitâncias de barramento, é apresentado no Capítulo seguinte um estudo demonstrativo sobre tal impacto, tanto em funções de proteção baseadas no domínio fasorial quanto em funções no domínio do tempo.

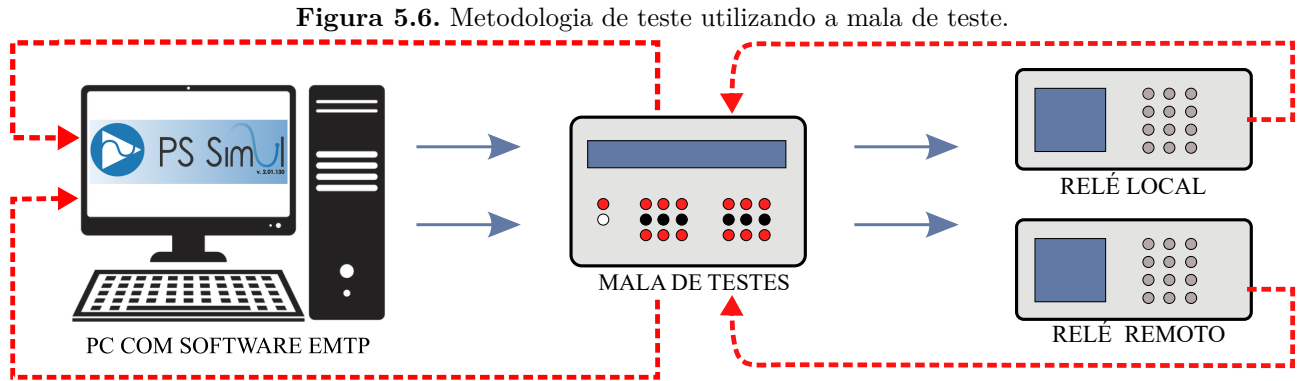
### 5.3 METODOLOGIA DE TESTES

Neste trabalho, adotaram-se duas metodologias de testes distintas, as quais variaram a depender do domínio das grandezas utilizadas pelas funções de proteção embarcadas nos relés microprocessados avaliados, a saber: fasorial ou domínio do tempo. Para os relés que possuem apenas funções no domínio fasorial, os testes foram realizados em malha fechada com a reprodução dos sinais de tensão e corrente nas entradas analógicas dos dispositivos por meio de mala de teste, sendo esse procedimento aqui denominado Metodologia 1. Por outro lado, para as funções de proteção no domínio do tempo empregou-se o procedimento de *playback* do relé estudado (SEL, 2021), o qual permite carregar diretamente na memória do dispositivo os registros COMTRADE gerados, sendo este denominado Metodologia 2. Mais detalhes são apresentados a seguir.

#### 5.3.1 Metodologia 1

Na Metodologia 1, as funções de proteção baseadas em fasores foram testadas em malha fechada como ilustrado na Figura 5.6. Inicialmente, os registros dos cenários de faltas são obtidos de simulação no PS Simul. Na sequência, os registros são direcionados e carregados na memória da mala de teste empregada (CE-7012), a qual realiza a reprodução, em níveis secundários, respeitando as relações de transformação parametrizadas nos relés para sinais de tensão e corrente. Esses sinais são disponibilizados diretamente nas entradas analógicas





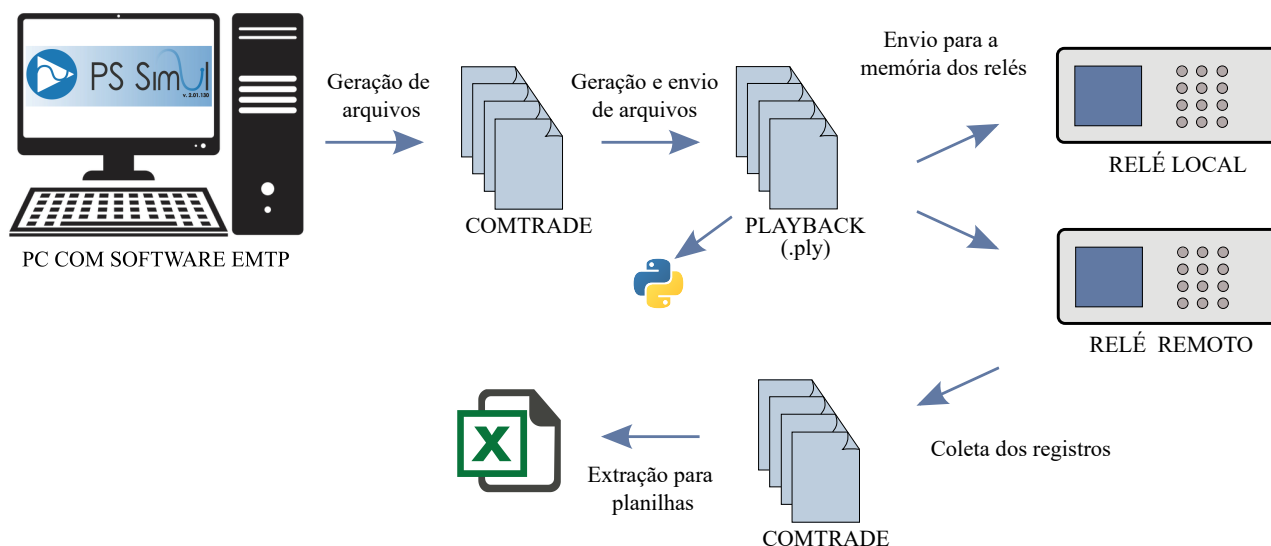
**Fonte:** Autoria Própria.

dos relés, sendo um para cada terminal da linha protegida. Ademais, um cordão de fibra óptica é utilizado na comunicação entre ambos os dispositivos de proteção, cujo atraso de comunicação é desprezível em razão do comprimento de poucos metros do cordão empregado em laboratório. Por fim, cada relé retorna para o *software* PS-Simul sinais binários de resposta ao cenário de falta aplicado. Tais sinais binários são, então, disponibilizados por saídas digitais dos relés, as quais têm sua alteração de status realizada conforme configuração de interesse das lógicas empregadas. Conforme mencionado anteriormente, visando uma análise quantitativa, foram configuradas saídas digitais para retornar a atuação de diferentes funções de proteção de linhas de transmissão bem como sinal de *trip* supostamente enviados aos disjuntores associados. Destaca-se ainda que, as simulações foram realizadas com passo de integração de  $10 \mu\text{s}$  quando avaliadas as funções de proteções fasoriais, sendo esse passo de cálculo suficiente para uma representação adequada do sinal em regime transitório para os dispositivos fasoriais em estudo.

### 5.3.2 Metodologia 2

A Metodologia 2 é executada utilizando-se a funcionalidade *playback* do relé com funções no domínio do tempo. No entanto, devido à limitação da funcionalidade do relé, onde é permitido o carregamento de apenas cinco casos por vez e a existência de um tempo mínimo entre o instante do agendamento do teste até execução de fato, encontraram-se dificuldades para a avaliação de cenários em massa de forma automática (RIBEIRO, 2019). Diante disso, aplicou-se a ferramenta de teste laboratorial desenvolvida no Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos (LAPSE) para viabilizar simulações em grande escala, sendo esta descrita por Honorato (2020).

**Figura 5.7.** Metodologia de teste utilizando a funcionalidade de *playback* do relé.



**Fonte:** Autoria Própria.

Na Figura 5.7, ilustra-se a metodologia de teste utilizada para as funções de proteção no domínio do tempo. Inicialmente, os cenários de falta são simulados no *software* PS-Simul considerando um passo de integração igual  $1 \mu\text{s}$ , sendo gerados arquivos no formato COMTRADE após a execução da simulação dos transitórios eletromagnéticos. Dando sequência e aplicando a ferramenta descrita em Honorato (2020), os arquivos COMTRADE gerados são convertidos para o formato *playback* (.ply), os quais são carregados diretamente na memória do relé, marcando-se o agendamento para inicialização dos testes. Ainda por meio da ferramenta empregada, os arquivos .ply são carregados de maneira concomitante nos relés de ambos os terminais da linha de transmissão avaliada. Por fim, os resultados de atuação das funções de proteção e sinais de *trip* emitidos pelos relés são exportados para planilhas em *excel* após a extração automática dos arquivos COMTRADE via linguagem de programação *python* pela ferramenta utilizada (RIBEIRO, 2019).

### 5.3.3 Relés microprocessados

Neste trabalho, o estudo desenvolvido avaliou quatro relés microprocessados, dos quais três possuem funções de proteção de linhas de transmissão baseadas em fasores e um em aplicações com funcionamento no domínio do tempo. Os dispositivos aqui avaliados serão denominados Relé 1, Relé 2, Relé 3 e Relé 4, sendo, portanto, os modelos e fabricantes omitidos por motivos

de confidencialidade. Cabe destacar que, o dispositivo denominado Relé 1 não engloba funções dependentes de canais de comunicação como, por exemplo, a função de proteção diferencial e esquemas de teleproteção. Sendo assim, esse dispositivo será avaliado apenas para a função de distância. Ainda, salienta-se que o Relé 4 caracteriza-se por ter apenas funcionalidades aplicadas no domínio do tempo. Por fim, é importante mencionar que os testes aqui apresentados foram realizados considerando *firmware* de 2019, quando da realização dos testes. Assim, uma vez reconhecida a constante evolução dos dispositivos e plataformas computacionais associadas, deve-se atentar para o fato de que avanços tecnológicos já podem ter ocorrido, o que entretanto não descaracteriza a relevância das problemáticas abordadas.

Com o objetivo de avaliar exclusivamente o efeito de PEs com aerogeradores do tipo 4 no desempenho de atuação dos relés microprocessados, os ajustes dos relés foram definidos conforme instruções fornecidas pelos seus respectivos fabricantes, sem considerar incertezas em parâmetros da linha de transmissão, as quais possivelmente podem surgir em aplicações reais. Tal decisão buscou simplificar a avaliação dos resultados ao excluir quaisquer outras fontes de erro não determinantes para o estudo aqui proposto.

Como mencionado anteriormente, para os dispositivos com *hardware* com suporte para funções que necessitam de canais de comunicação, utilizou-se um cordão de fibra óptica de curto comprimento para viabilizar a comunicação. Em consequência, a latência do canal de comunicação é ínfima, assumindo-se, então, o canal de comunicação como ideal e os relés em ambos os terminais como sincronizados. Diante disso, este trabalho propõe uma análise quantitativa com foco nos percentuais de operação dos relés com operação instantânea, visando mensurar a influência dos PEs interfaceados por conversores em tal desempenho da proteção.

## ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, apresenta-se a análise dos resultados para diversos cenários de falta simulados e testados, os quais visam trazer uma concepção geral a respeito do desempenho de relés de proteção reais baseados em fasores e no domínio do tempo, considerando uma linha de transmissão que interconecta um sistema de potência convencional (com usinas de geração tradicionais) a três parques eólicos (PEs) com aerogeradores interfaceados por conversores. Sendo assim, busca-se indicar situações nas quais a proteção do elemento protegido estaria susceptível a zonas cegas, bem como, identificar possíveis melhorias.

Um total de 120 cenários de falta interna foram avaliados, nos quais o tipo de falta (TF), o ângulo de incidência da falha ( $\theta$ ) (usando uma referência senoidal), a localização da falta (LF) em porcentagem do comprimento da linha e a resistência da falta ( $R_f$ ) foram variados, conforme descrito na Tabela 6.1. Vale mencionar que, a depender do objetivo de avaliação, selecionou-se apenas parte dos casos simulados, sendo informado quando de estudos específicos para um grupo restrito de cenários.

Inicialmente, visando uma melhor compreensão dos resultados obtidos, apresenta-se uma breve comparação do comportamento de contribuição de curto-circuito de ambos os terminais da linha protegida. Em seguida, para verificar a recomendação reportada por Zhang *et al.* (2018) quanto à inclusão das capacitâncias de barramento em simulações EMTP, demonstra-se o impacto da modelagem das capacitâncias de barramento durante procedimentos de teste

**Tabela 6.1.** Cenários de falta aplicados.

Parâmetro	Valor
TF	AT, AB, ABT, ABC
$\theta$	$0^\circ$ , $90^\circ$
LF	10%, 30%, 50%, 70%, 90%
$R_f$	$\approx 0\Omega$ , $5\Omega$ , $50\Omega$

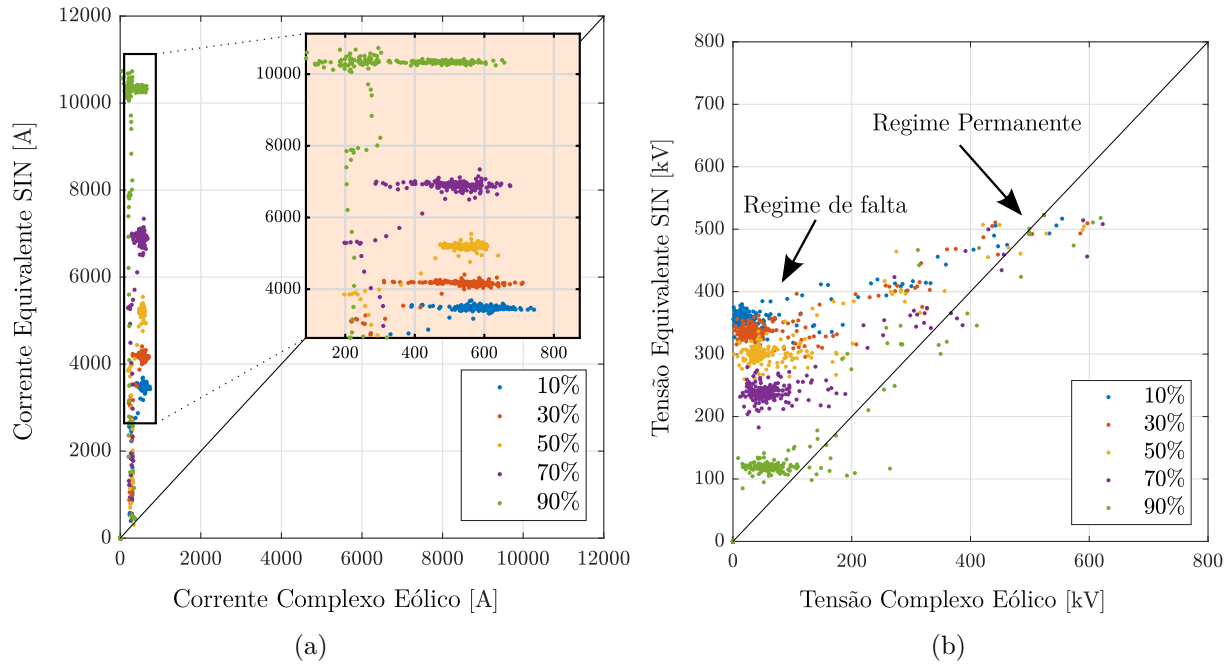
**Fonte:** Autoria Própria.

com relés equipados com funções de proteção baseadas em OV's. Após tais estudos, finalmente, avalia-se o desempenho de funções de proteção de distância, diferencial e um esquema de teleproteção do tipo *Permissive Overreach Transfer Trip* (POTT) associado a uma lógica de *weak-infeed* embarcadas em relés microprocessados reais. Ressalta-se que as análises apresentadas têm como objetivo a avaliação da confiabilidade para situações de faltas internas em uma linha de interconexão de PEs. Portanto, problemas de atuações indevidas das funções de proteção em cenários de falta externa não são abordados neste trabalho, sendo esta uma proposta para estudos futuros.

## 6.1 COMPARAÇÃO DE SINAIS EM AMBOS TERMINAIS DA LT DURANTE CURTOS-CIRCUITOS

Como apresentado no Capítulo 3, diversos fatores característicos da geração eólica podem alterar o perfil tradicional de operação do sistema de potência, influenciando no comportamento de tensões e correntes durante curtos-circuitos. Com o objetivo de demonstrar os diferentes comportamentos das tensões e correntes nas barras local e remota, nas quais os PEs e o sistema tradicional estão conectados, respectivamente, a Figura 6.1 apresenta gráficos de dispersão, que demonstram a correlação entre os sinais em ambas as extremidades da linha. Desse modo, os gráficos de dispersão foram obtidos considerando o valor absoluto das componentes fundamentais de tensão e corrente em ambos os terminais monitorados, considerando a aplicação de faltas nos locais indicados anteriormente na Tabela 6.1 (tomando a Barra L como referência).

Primeiramente, ao observar as Figuras 6.1(a) e 6.1(b), verificam-se variações significativas de tensão e corrente no terminal de conexão do sistema tradicional (Equivalente SIN), cujos valores variam em função da localização da falta. Por outro lado, do lado dos PEs, nota-se que tensões e correntes convergem para valores muito semelhantes, independentemente da distância da falta, o que difere em relação ao comportamento esperado para as fontes de geração tradicionais. Este comportamento se deve aos esquemas de controle limitadores associados aos conversores eletrônicos de potência em aerogeradores. De fato, observa-se em ambos os gráficos que as áreas com maior densidade de amostras de dispersão estão alinhadas formando uma linha vertical, comprovando que as grandezas elétricas dos PEs não variam significativamente quando comparadas às variações observadas no sistema convencional.

**Figura 6.1.** Gráfico de dispersão das: (a) Correntes; (b) Tensões.**Fonte:** Autoria Própria.

Quando observadas apenas as contribuições de corrente na Figura 6.1(a), nota-se que todas as amostras dos sinais localizam-se acima da linha central. Esse fato demonstra que as contribuições de corrente de falta são muito baixas no lado das unidades eólicas em regime de falta. Um comportamento semelhante é verificado na Figura 6.1(b) para os sinais de tensão, atestando que os afundamentos de tensão na Barra local foram significativamente maiores do que os observados no lado da rede tradicional Equivalente SIN, considerada forte.

Dos resultados obtidos, levantam-se questões sobre o comportamento atípico de fontes de geração interfaceadas por conversores durante condições de curto-circuito. De fato, variações significativas de tensão e baixas contribuições de correntes de falta podem comprometer a correta e confiável operação do sistema de proteção, evidenciando a necessidade do desenvolvimento de esquemas adequados para tais características atípicas. Nas seções posteriores, analisar-se-á a atuação de relés de proteção na presença de PEs modelados sob diferentes cenários de falta.

## 6.2 EFEITOS DA MODELAGEM DAS CAPACITÂNCIAS DE BARRAMENTO

Conforme mencionado na subseção anterior, a inserção de fontes de geração eólica influenciam no comportamento do sistema durante a incidência de faltas. Por isso, a correta modelagem de tais sistemas é de fundamental importância no desenvolvimento de estudos de proteção. Diante disso, aspectos frequentemente desconsiderados em procedimentos de testes clássicos podem ser decisivos em uma correta avaliação do desempenho de relés de proteção quando aplicados na monitoração de linhas de interconexão de PEs.

Tendo em vista que na topologia física de PEs a linha tem terminação composta por meio de transformadores de potência, torna-se prudente avaliar o efeito das capacitâncias de barramento  $C_{barra}$ , uma vez que, tal configuração constitui uma terminação de alta impedância predominantemente indutiva (GREENWOOD, 1991). Consequentemente, o terminal de conexão do CE pode ser visto em altas frequências como um circuito aberto se desconsiderada a modelagem das  $C_{barra}$ , ocasionando, por exemplo, atenuações de transitórios de correntes que poderiam não ocorrer em sistemas reais.

Apesar da recomendação de modelagem das  $C_{barra}$  reportada por Zhang *et al.* (2018), a influência de tais elementos em funções de proteção fasoriais tradicionalmente empregadas é considerada desprezível, visto que nas baixas frequências os efeitos de tais capacitâncias espúrias é pouco relevante. Por outro lado, estudos sobre tal influência durante testes de reprodução de funções de proteção baseadas em transitórios de alta frequência são pouco abordados na literatura, especialmente, em se tratando de testes com dispositivos reais.

Com o intuito de avaliar a influência da modelagem das  $C_{barra}$  nas respostas dos relés de proteção durante os testes realizados, os cenários de falta são aplicados e simulados no considerando e não considerando a modelagem das capacitâncias de barramento nos terminais da linha. Desse modo, busca-se mensurar a importância da modelagem das  $C_{barra}$ , principalmente quando aplicados elementos de proteção baseados em componentes de alta frequência, tais como os baseados em OVs.

Segundo He (2016) e Zhang *et al.* (2018), as capacitâncias de barramento possuem valores na faixa de 2000 pF a 0,1  $\mu$ F. Portanto, como previamente informado, consideraram-se capacitâncias  $C_{barra}$  com valor de 0,1  $\mu$ F, as quais foram modeladas via conexões capacitivas fase-terra

nas barras L e R do sistema teste (HE, 2016). A seguir, realiza-se uma breve explanação sobre o efeito das capacitâncias em transitórios de faltas e, posteriormente, os resultados dos testes são apresentados.

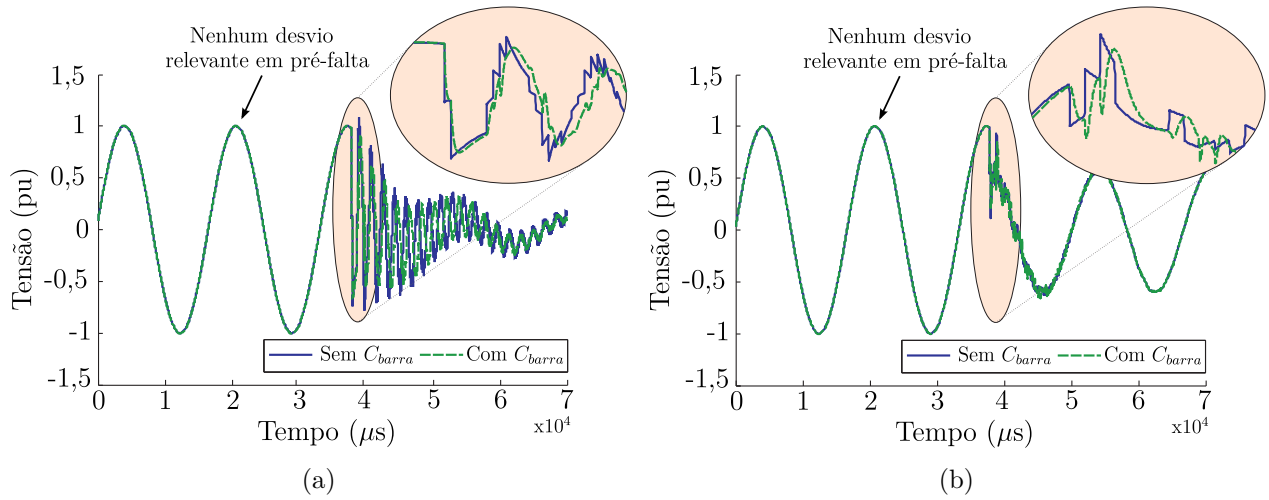
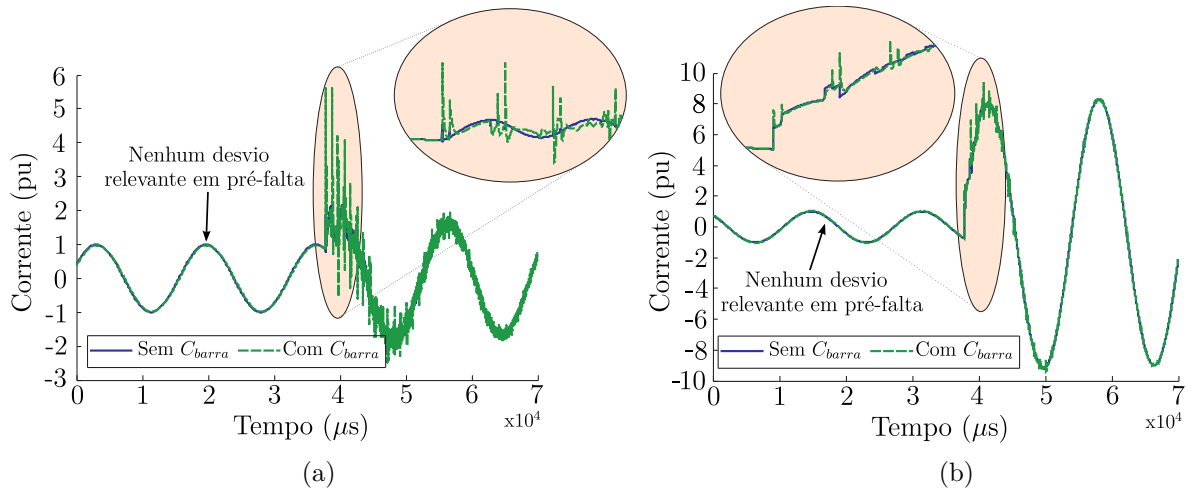
### 6.2.1 Efeito em Sinais Durante Transitórios de Falta

Da literatura, sabe-se que amplitude e polaridade de OV's lançadas do ponto de falta e que são medidas nas extremidades de um linha de transmissão dependem das características de ambas as terminações (GREENWOOD, 1991). Na configuração onde um único transformador forma a terminação da linha monitorada, como no sistema teste aqui empregado, o caminho para propagação das OV's de corrente induzidas por falta é limitado, se não levada em conta a capacitância  $C_{barra}$  (ZHANG *et al.*, 2018). O mesmo serve para capacitâncias espúrias que surgem nos transformadores, mas neste estudo, esta capacitância não é considerada, visto que a de barramento já contempla os efeitos investigados. Por outro lado, em uma topologia de barramento onde se tem mais de um vão de conexão, a influência de outros equipamentos de alta impedância é minimizado, predominando as terminações impostas pelos elementos de baixa impedância. Por conseguinte, as OV's de corrente têm suas informações preservadas, já que a terminação de linha passa a ter uma característica mais reflexiva (LOPES *et al.*, 2021).

Para ilustrar o efeito da modelagem das capacitâncias de barramento durante transitórios de falta, simula-se uma falta monofásica à terra (AT) sólida em 50% da linha, iniciada no pico de tensão, com e sem a representação de  $C_{barra}$ . A partir disso, obtêm-se os sinais de tensão e corrente mostrados nas Figuras 6.2 e 6.3, respectivamente, medidos em ambos os terminais da linha.

Analisando as Figuras 6.2 e 6.3, verifica-se que a modelagem de  $C_{barra}$  não implica em desvios significativos quando em regime de pré-falta. Por outro lado, ao observar o regime transitório de falta, notam-se diferenças relevantes entre os sinais quando analisados ambos os cenários simulados, sendo os transitórios de corrente mais atenuados quando não representadas as capacitâncias  $C_{barra}$ . Porém, ao considerar  $C_{barra}$ , as OV's que atingem os terminais da linha de transmissão enxergam uma terminação que se comporta inicialmente como um curto-circuito e, posteriormente, evolui ligeiramente para um circuito quase aberto. Isto confirma



**Figura 6.2.** Sinais de Tensão sem e com  $C_{barra}$ : (a) Barra Local; (b) Barra Remota.**Fonte:** Autoria Própria.**Figura 6.3.** Sinais de Corrente sem e com  $C_{barra}$ : (a) Barra Local; (b) Barra Remota.**Fonte:** Autoria Própria.

que os transitórios de corrente são beneficiados durante regime transitório, enquanto que os transitórios de tensão são atenuados.

Diante do exposto, espera-se que as funções de proteção baseadas na análise de sinais transitórios de corrente tenham alterações em seu funcionamento, apesar de variações de desempenho não sejam esperadas para funcionalidades fasoriais típicas. De fato, no que se refere às funções baseadas no cálculo de fasores fundamentais, a maior preocupação para a topologia de sistema estudado é relacionado ao conteúdo harmônico e inter-harmônico provenientes de FGEIC, o qual pode distorcer os fasores estimados, resultando em problemas na proteção (SABER, 2020).

### 6.2.2 Avaliação do Efeito no Percentual de Operação das Funções

Esta subseção tem como objetivo avaliar apenas o impacto da modelagem de  $C_{barra}$  em testes de funções de proteção de linhas de transmissão realizados com dispositivos reais. Desse modo, o estudo aqui apresentado se limita à verificação da confiabilidade dos dispositivos de proteção quando a modelagem das capacitâncias é ou não levada em consideração.

A Tabela 6.2 apresenta os percentuais de operação dos elementos de proteção diferencial dos relés avaliados. A partir dos resultados encontrados, é possível ver que os Relés 2 e 3 em ambas as Barras (Local e Remota) atuam em 100% dos casos para ambos os cenários simulados. Logo, constata-se que os elementos de proteção diferencial baseados em fasores dos relés avaliados não têm a atuação afetada pela modelagem de  $C_{barra}$ . Por outro lado, verifica-se que o Relé 4 não atua para o cenário no qual é desconsiderada a modelagem das capacitâncias de barramento, o que é esperado, visto que trata-se de uma função de proteção baseada em OV's de corrente. De fato, como visto na subseção anterior, na configuração física de conexão em estudo, as OV's enxergam um circuito quase aberto na terminação do lado do PE e, conseqüentemente, os transitórios de corrente sofrem atenuações significativas que implicam na dessensibilização da função testada.

Analisando-se agora o cenário em que a modelagem de  $C_{barra}$  é contemplada, para testes da função diferencial do Relé 4, é possível verificar que o dispositivo atua em 70% e 68% dos casos nas Barras L e R, respectivamente. Com isso, nota-se que a modelagem das capacitâncias beneficiam os transitórios de corrente e, por conseguinte, o Relé 4 é sensibilizado.

Por meio da análise dos percentuais de operação do relés da Barra L pela função de proteção de distância, apresentados na Tabela 6.3, é possível ver que não há diferenças significativas quando avaliados os cenários sob a perspectiva de inclusão ou não de capacitâncias de barra-

**Tabela 6.2.** Percentual de Operações dos elementos diferencial sem e com  $C_{barra}$  modeladas.

Dispositivo	Barra L		Barra R	
	Sem $C_{barra}$	Com $C_{barra}$	Sem $C_{barra}$	Com $C_{barra}$
Relé 2	100%	100%	100%	100%
Relé 3	100%	100%	100%	100%
Relé 4	0%	70%	0%	68%

**Fonte:** Autoria Própria.

**Tabela 6.3.** Percentual de Operações dos elementos de distância sem e com  $C_{barra}$  modeladas.

Dispositivo	Barra L		Barra R	
	Sem $C_{barra}$	Com $C_{barra}$	Sem $C_{barra}$	Com $C_{barra}$
Relé 1	10%	8,3%	58%	59%
Relé 2	17%	18%	53%	53%
Relé 3	4%	3%	57%	56%
Relé 4	0%	0%	58%	58%

**Fonte:** Autoria Própria.

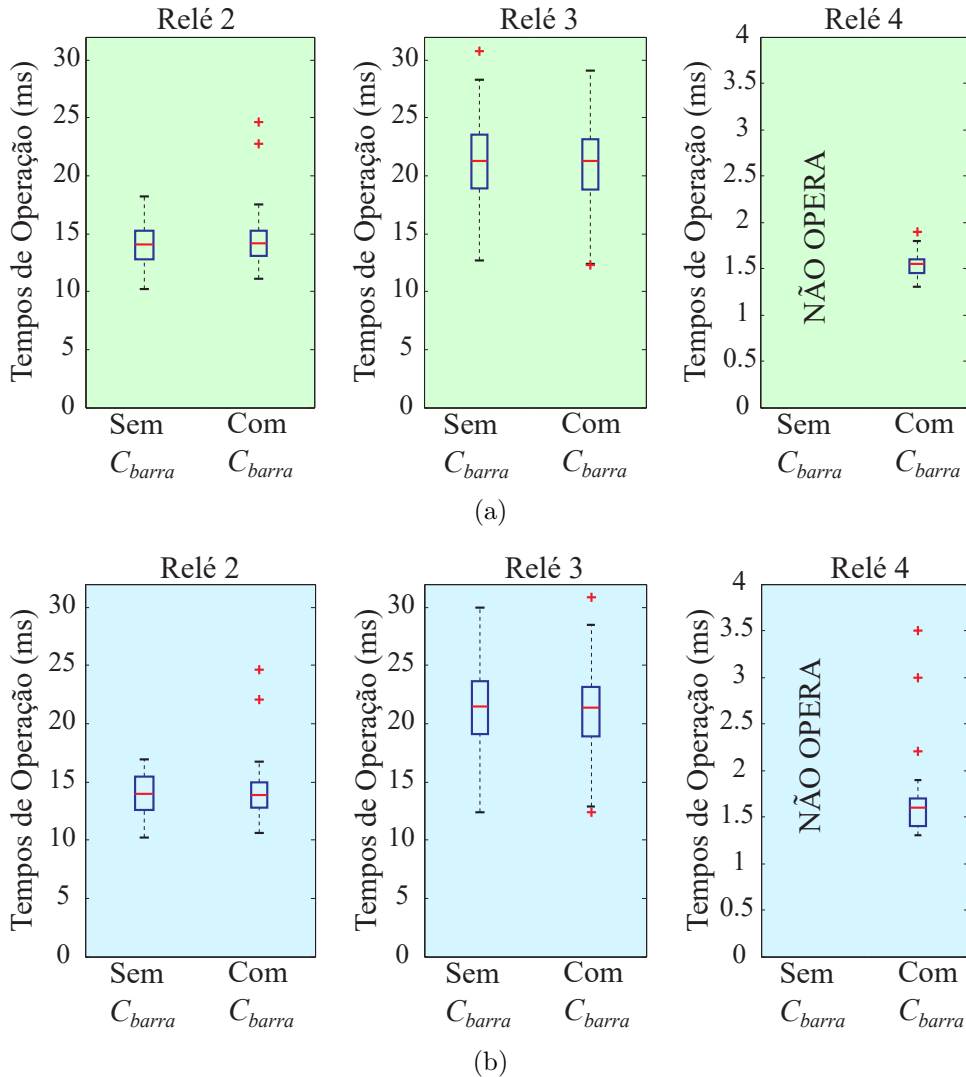
mento na modelagem do sistema teste. Igualmente, ao avaliar os percentuais para os dispositivos da barra remota, nota-se que quando as variações entre os cenários existem, estas são mínimas. Sendo assim, percebe-se que a modelagem de  $C_{barra}$  não representa criticidade para as funções de proteção de distância dos dispositivos reais avaliados, sejam essas funções baseadas em fasores ou em soluções aplicadas no domínio do tempo.

Por fim, conclui-se que a modelagem das capacitâncias de barramento não é ponto crítico na avaliação quantitativa de operações de elementos de proteção diferencial baseados em fasores e, também, não produz variações expressivas quando avaliados elementos proteção de distância. Isto posto, para tais funções de proteção, entende-se como possível uma modelagem simplificada para testes com relés reais fasoriais que desconsidere  $C_{barra}$ . Contudo, recomenda-se a inclusão de tais capacitâncias como elementos cruciais da modelagem do sistema quando visada a realização de testes de elementos de proteção diferencial baseados em OV's.

### 6.2.3 Avaliação do Efeito no Tempo de Operação das Funções

Ampliando para uma avaliação mais detalhada dos resultados obtidos, apresentam-se os tempos de operação dos relés para os cenários com e sem modelagem das capacitâncias de barramento. Para tanto, tais resultados são apresentados em forma de *boxplots*. Este tipo de gráfico representa a distribuição de um conjunto de dados por meio de cinco índices, a saber: os valores máximo e mínimo, representados pelas caudas superior e inferior, respectivamente; o quartil superior, representado pelo limite superior da caixa; a mediana, representada pela linha intermediária da caixa; o quartil inferior, representado pelo limite inferior da caixa; e os *outliers*, que representam, nessa análise, os casos em que foram encontrados tempos de operação com diferenças relevantes em relação aos demais cenários. O quartil superior, a mediana e o

**Figura 6.4.** Tempos de Operação dos Elementos de Proteção Diferencial sem e com  $C_{barra}$ : (a) Relés Barra Local; (b) Relés Barra Remota.



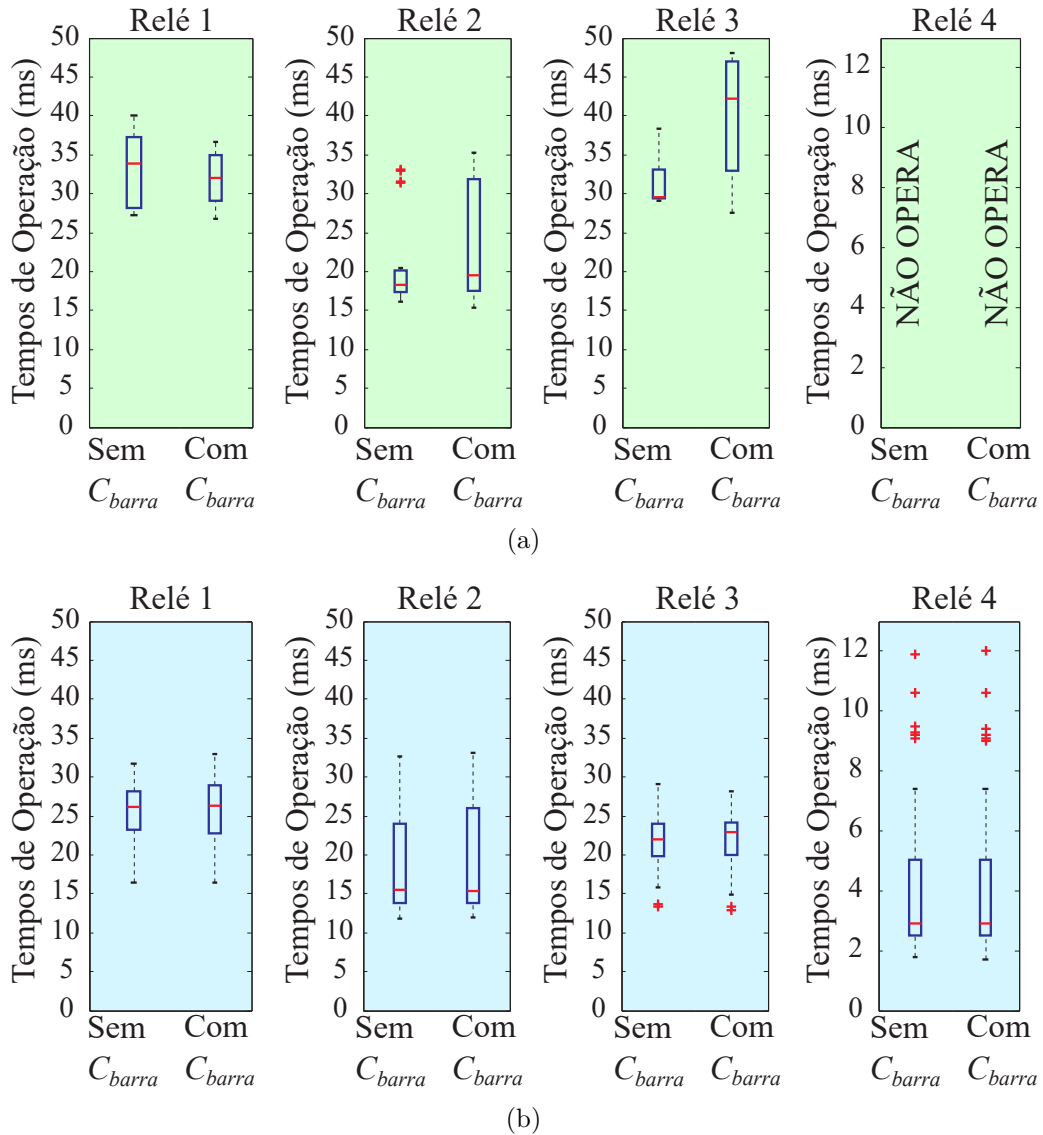
**Fonte:** Autoria Própria.

quartil inferior representam, respectivamente, os tempos máximos verificados em 75%, 50% e 25% dos casos analisados.

Nas Figuras 6.4 e 6.5, ilustram-se os *boxplots* para os tempos de operação das funções diferencial e de distância, respectivamente. Sendo que, para cada relé, apresentam-se dois *boxplots*, cada um relacionado aos resultados obtidos nos dois cenários avaliados (com e sem  $C_{barra}$ ).

Por meio da análise das Figuras 6.4(a) e 6.4(b), percebe-se que a modelagem das  $C_{barra}$  não é crítica para estudos de proteção em relação aos tempos de operação das funções diferenciais baseadas em fasores. De fato, verifica-se que as variações de tempo não são significativas, sendo a inclusão dos elementos  $C_{barra}$  responsáveis por apenas alguns *outliers* para os Relés 2 e 3.

**Figura 6.5.** Tempos de Operação dos Elementos de Proteção de Distância sem e com  $C_{barra}$ : (a) Relés Barra Local; (b) Relés Barra Remota.



Fonte: Autoria Própria.

No que se refere aos tempos de operação da proteção de distância fasorial, apresentados na Figura 6.5, nota-se que ao considerar a modelagem dos elementos de capacitância, os relés da Barra L apresentam respostas mais lentas de atuação, ou seja, os tempos de operação dos relés passam a ser um pouco maiores no lado de conexão dos PEs. Apesar disso, entende-se que tais diferenças não influenciariam de forma negativa na confiabilidade de atuação do sistema de proteção. Já os Relés 1, 2 e 3 da Barra R exibem para ambos os cenários de análise um conjunto de tempos muito semelhantes. Portanto, igualmente aos elementos diferenciais fasoriais, conclui-se que para a função de distância fasorial a modelagem de  $C_{barra}$  não se configura como um ponto de criticidade para a confiabilidade de testes com dispositivos reais.

Por fim, da Figura 6.4, nota-se que elemento diferencial do Relé 4, isto é, no domínio do tempo, apresenta tempos de operação apenas após a modelagem das  $C_{barra}$ . Já o elemento de distância no domínio do tempo não foi afetado pela modelagem proposta. Como pode ser visto na Figura 6.5, tal elemento não apresenta tempos de operação no Relé 4 do lado de conexão dos PEs para ambos os cenários, e para o mesmo relé da barra remota, verificam-se tempos de operação muito similares. Assim, sob a perspectiva de análise da modelagem de  $C_{barra}$ , o elemento de distância no domínio do tempo do Relé 4 também não tem alterações significativas para os tempos de operação.

Diante do exposto, conclui-se que a modelagem das capacitâncias de barramento podem influenciar na resposta das funções de proteção diferencial e de distância. No entanto, notou-se um impacto dessa modelagem de forma mais crítica e expressiva em funções baseadas em OV, como o elemento diferencial no domínio do tempo disponível no Relé 4. Desse modo, a exclusão de tais elementos de modelagem para testes de simulação com dispositivos reais pode acarretar em resultados errôneos. Isto posto, visando a obtenção de resultados confiáveis, daqui em diante, os testes realizados consideram a modelagem das capacitâncias de barramento no sistema teste estudado.

### **6.3 ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS RELÉS PARA AS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO 21 E 87**

Esta seção tem como objetivo analisar do ponto de vista quantitativo o desempenho dos relés de proteção avaliados, considerando-se as funções de proteção de distância (21) e diferencial (87). Os cenários de falta considerados para essa análise estão descritos na Tabela 6.1, conforme explicado anteriormente. Daqui em diante, as funções de distância e diferencial baseadas em fasores serão denominadas PH21 e PH87, respectivamente. Por outro lado, as funções de distância e diferencial no domínio do tempo serão mencionadas, respectivamente, como TD21 e TW87.

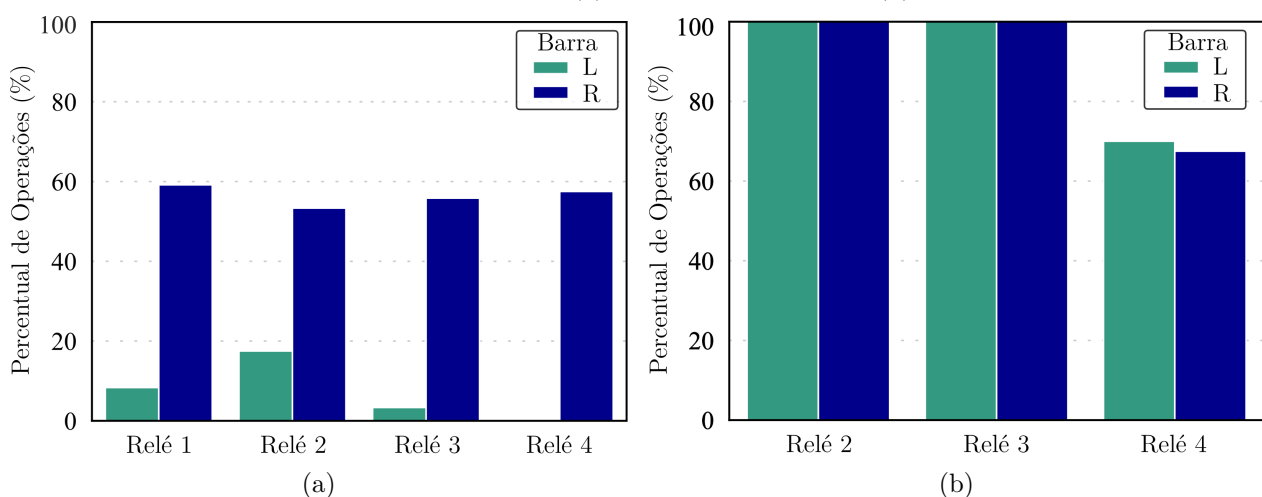
### 6.3.1 Avaliação do Percentual de Operações por Função

Primeiramente, analisam-se os percentuais de operação das funções de proteção de distância e diferencial disponíveis nos relés avaliados. A Figura 6.6 apresenta o percentual de operações das funções verificadas para as Barras L e R, sendo a Barra L o terminal local de conexão do PE e a Barra R o terminal remoto de conexão do sistema tradicional. Por meio da análise dos percentuais de operação das funções de distância, apresentados na Figura 6.6, nota-se que número de operações dos relés na Barra L são bem menores do que os relés da Barra R, demonstrando a influência da conexão do PE. Percebe-se ainda que, os relés da Barra R apresentam apenas um pequeno desvio entre si no que concerne ao percentual de operações para a função 21. Por outro lado, para os relés da Barra L tal desvio é maior.

Analisando-se os elementos de proteção diferencial, apresentados na Figura 6.6, nota-se que não há diferenças relevantes entre o percentual de operação nas barras L e R. Vale mencionar que, o elemento TW87 do relé 4 é o mais afetado em ambas as Barras. Tal comportamento é esperado pelo fato da TW87 não atuar em cenários onde os transitórios de corrente são amortecidos como, por exemplo, em casos de ângulos de incidência de falta iguais a  $0^\circ$  (cruzamento da tensão por zero) ou a falta possui elevado valor de resistência.

Por meio dos resultados obtidos, verifica-se que o número de operações para os relés de distância nas barras L e R são muito diferentes, ficando evidente o impacto das unidades de geração interfaceadas por conversores nesse tipo de função de proteção. Além disso, é

**Figura 6.6.** Percentual de operações (a) proteção de distância; (b) proteção diferencial.



Fonte: Autoria Própria.

notório que os elementos de distância foram mais afetados quando comparados aos elementos de proteção diferencial, evidenciando a importância de canais de comunicação quando da proteção de linhas de interconexão de PEs.

### 6.3.2 Avaliação do Percentual de Operações Variando a Localização de Falta

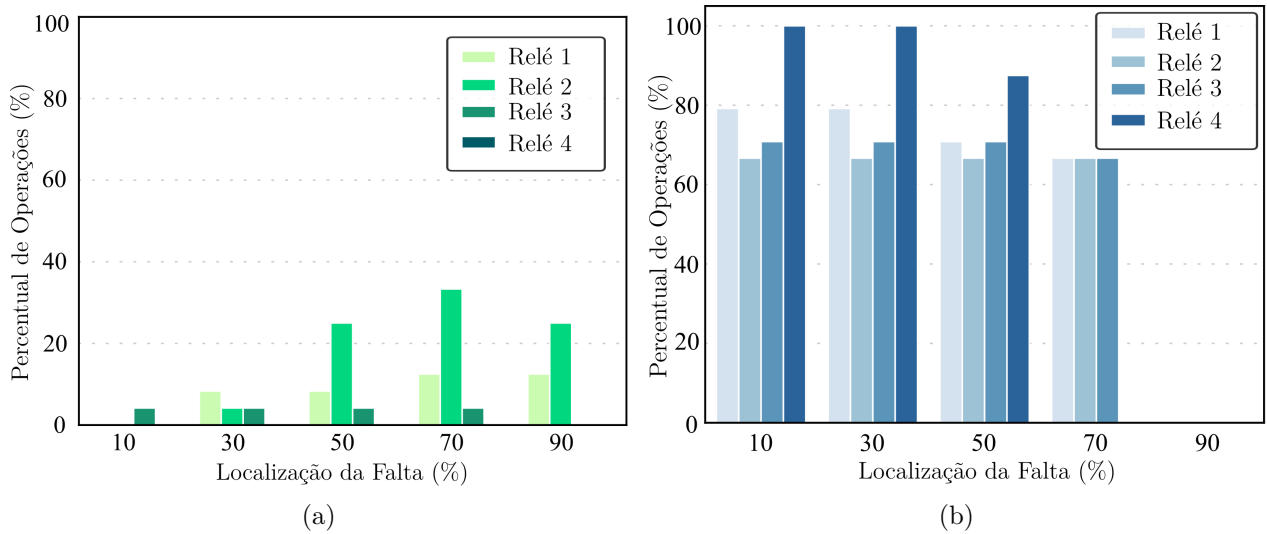
As Figuras 6.7 e 6.8 apresentam o percentual de operações das funções de proteção avaliadas em função da localização da falta aplicada. Por meio da análise das Figuras 6.7(a) e 6.7(b), nota-se que a proteção de distância é expressivamente afetada quando observado o percentual de operações na Barra L, o qual é muito baixo. Por outro lado, os relés alocados na Barra R apresentam um comportamento satisfatório, atuando para a maioria dos casos simulados, ou seja, excluindo-se casos de faltas fora da zona protegida ou com valores elevados de resistência de falta. Sendo assim, os relés de distância da Barra R não atuam para distâncias de falta acima de 70% da linha, o que em parte é esperado, visto que foi considerado nos estudos um ponto de alcance de zona 1 de 80%.

Analisando-se a função TD21, percebe-se que não é contabilizada nenhuma operação para o relé 4 na Barra L. Apesar disso, o elemento TD21 detecta as faltas dentro da zona protegida. Entretanto, sua atuação é restringida pela supervisão do elemento direcional em todos os casos do terminal local. Vale ressaltar que para a Barra R, o relé 4 que embarca a TD21 tem um desempenho satisfatório com, aproximadamente, 85% de casos com operação dentro da zona protegida para faltas aplicadas em até 50% da linha em estudo. Eventualmente, na presença de um canal de comunicação, poderia ser empregada uma transferência direta de disparo, garantindo-se a isolamento do defeito na linha.

Para os elementos de proteção diferencial, os resultados são apresentados na Figura 6.8. Nota-se que a função PH87 é menos afetada, comparando-se com a função PH21. De fato, a função PH87 dos relés 2 e 3 atua em 100% dos casos simulados para ambas as barras, tanto local quanto remota. Apesar disso, o elemento TW87 do relé 4 é um pouco mais afetado, tendo um percentual máximo de operação de, aproximadamente, 75% para casos onde a incidência de falta acontece em até 50% e 30% do comprimento da linha, considerando resultados nas barras L e R, respectivamente. De fato, a função TW87 atua mediante a análise de OV's de corrente,

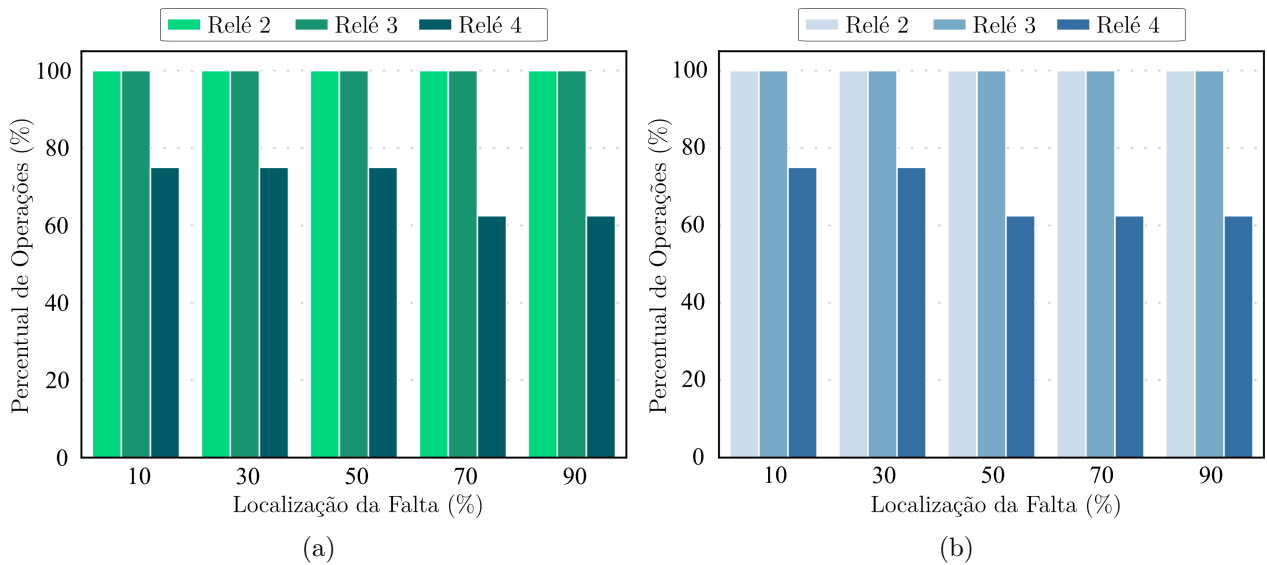


**Figura 6.7.** Percentual de operações das funções PH21 e TD21 variando-se a localização da falta (a) Barra L; (b) Barra R.



Fonte: Autoria Própria.

**Figura 6.8.** Percentual de operações das funções PH87 e TW87 variando-se a localização da falta (a) Barra L; (b) Barra R.



Fonte: Autoria Própria.

conforme explicado anteriormente, e estas são amortecidas em virtude da alta impedância do terminal fraco, apesar da modelagem da capacitância de barramento. Assim, considerando também os cenários de ângulo de incidência nulo e resistência de falta elevada, justifica-se o menor percentual de operação desse elemento, uma vez que, as camadas de segurança não são totalmente satisfeitas, restringindo a atuação da proteção por segurança.

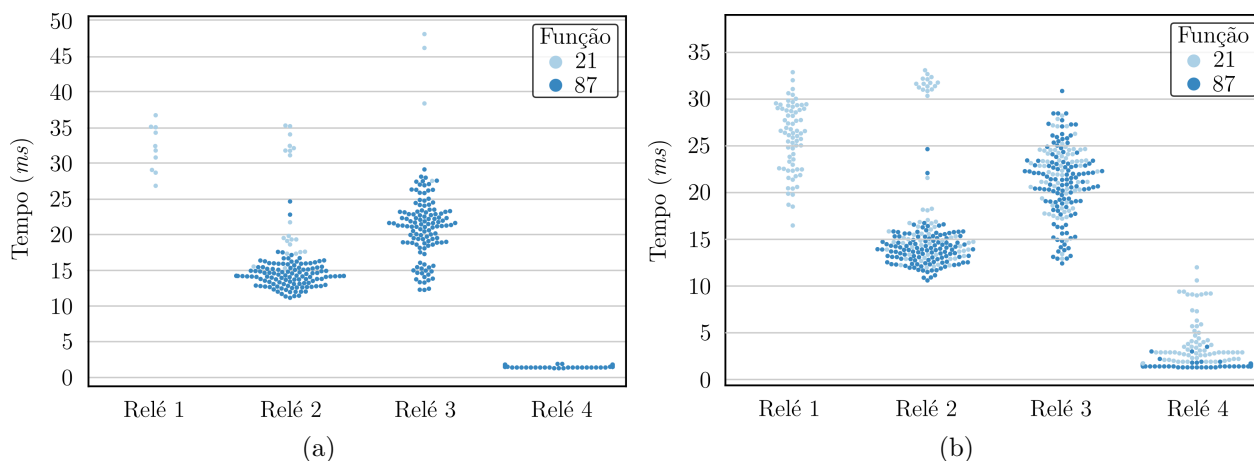
### 6.3.3 Análise dos Tempos de Atuação

Com o intuito de analisar os tempos de operação das funções de proteção avaliadas nessa seção, são gerados dois gráficos "Swarm", os quais são ilustrados nas Figuras 6.9(a) e 6.9(b), onde no eixo-x horizontal são discriminados os quatro relés enquanto que o eixo-y vertical representa uma escala para os tempos de atuação das funções de distância e diferencial. Dessa forma, cada ponto ilustrado no gráfico representa um caso de simulação em que houve a atuação do elemento de proteção associado ao relé e tempo de atuação.

Das Figuras 6.9(a) e 6.9(b), verifica-se que o Relé 4 apresentou os menores tempos de atuação, sendo o maior tempo de cerca de 12 *ms*. Com isso, o relé 4 foi o mais rápido dentre todos os relés avaliados, o que é esperado em se tratando de um dispositivo baseado em elementos dependentes de análises apenas no domínio do tempo. Vale lembrar que, conforme verificado, o relé 4 da Barra L não tem atuações pela TD21, logo observa-se que não há representação de pontos de atuação para essa função de proteção na Figura 6.9(a). Outro fato a se mencionar é que o Relé 1 apresenta a disponibilidade apenas da função PH21, logo, em seus tempos de atuação é possível observar a emissão de *trip* apenas para a função de distância.

No que se refere aos relés com funções baseadas em fasores, percebe-se que os tempos de atuação para os relés na barra local apresentam um pequeno atraso quando comparados aos resultados obtidos na barra remota. Por fim, de forma geral, nota-se que os elementos de proteção diferencial, além de terem um maior percentual de operação, apresentam um desempenho

**Figura 6.9.** Tempos de Atuação dos relés (a) na Barra L; (b) na Barra R.



**Fonte:** Autoria Própria.

com tempos de atuação mais rápidos quando comparados com os elementos de proteção de distância.

## 6.4 ANÁLISE SOB O PONTO DE VISTA DO CANAL DE COMUNICAÇÃO

Dos resultados obtidos, percebe-se um melhor desempenho dos elementos de proteção diferencial quando comparados aos elementos de distância em um cenário onde há a presença de geração eólica interfaceada por conversores. É válido mencionar que para a atuação da função 87 é necessária uma comunicação relé-a-relé entre os dispositivos nas extremidades da linha protegida. Em vista disso, com o intuito de quantificar a importância do canal de comunicação no esquema de proteção de linhas de interconexão de PEs, essa seção apresenta resultados de testes para os quatro relés avaliados, agora incluindo na análise um esquema de teleproteção do tipo *Permissive Overreach Transfer Trip* (POTT) associado a uma lógica de *weak-infeed* além das funcionalidades diferenciais e de proteção de distância.

No que se refere aos cenários de falta, para a análise realizada nessa seção, excluem-se os casos da Tabela 6.1 com  $R_f = 50 \Omega$  para faltas do tipo AB e ABC. Cabe ressaltar que, a avaliação aqui realizada não tem por objetivo definir conclusões acerca de viabilidade para implementação de funções de proteção, mas sim, visa apresentar um estudo que suporte especialistas na avaliação da criticidade dos esquemas de proteção quando há a presença de fontes de geração eólica interfaceadas por conversores e o canal de comunicação encontra-se fora de serviço.

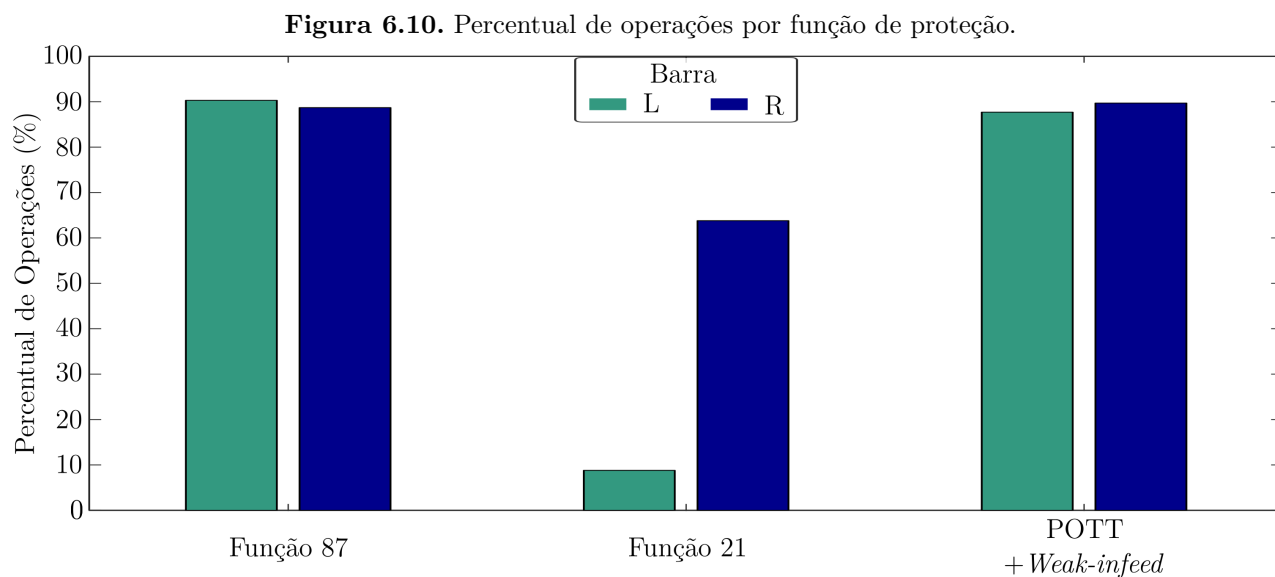
### 6.4.1 Avaliação do Percentual de Operações por Função

Esta subseção apresenta o percentual de operações das funções de proteção 21, 87 e esquema POTT, considerando os relés de 2 a 4 na análise das três funções e o relé 1 apenas para avaliação de atuação da função 21, já que este não apresenta suporte (*Hardware* e *Firmware*) para a implementação da função 87 e do esquema POTT. Ressalta-se ainda que esquema POTT foi incluído, mas esse não dispõe na versão de *firmware* considerada uma lógica de *weak-infeed* disponível. Mesmo assim, os resultados do POTT foram incluídos. Por fim, destaca-se que os resultados são apresentados segregando a contabilização de operações da função para a barra

L e para a barra R.

Da Figura 6.10, verifica-se um bom desempenho para a função de proteção 87, a qual atua em cerca de aproximadamente 90% dos casos de falta testados. De fato, como visto anteriormente, a PH87 opera em 100% dos casos para os Relés 2 e 3, ao passo que, o elemento TW87 do Relé 4 é moderadamente afetado para cenários nos quais os transitórios de corrente são atenuados.

Por outro lado, nota-se que a função 21 é expressivamente afetada, principalmente os dispositivos na barra L de conexão dos PEs, os quais operam em apenas cerca de 9% de todos os casos testados. Já os elementos de distância da Barra R identificam as faltas simuladas em aproximadamente 64% dos casos, o que é satisfatório em virtude do caráter de subalcance da zona 1 avaliada. Entretanto, é notória a influência das características dos sistemas conectados em ambas as extremidades da linha sobre o desempenho das proteções associadas. De fato, na barra L, uma terminação fraca com corrente limitada constituída por unidades desacopladas do sistema por meio de conversores e na outra extremidade (Barra R) um sistema formado por unidades de geração convencionais com comportamentos já mapeados em funções de proteções tradicionalmente empregadas. Desse modo, conclui-se que a função de proteção de distância tem sua sensibilidade prejudicada quando o elemento protegido possui interface com sistemas de geração eólica *full-converter*, o que corrobora com os resultados apresentados em seções anteriores.



**Fonte:** Autoria Própria.

Ao avaliar o esquema de teleproteção POTT com lógica de *weak-infeed* (POTT+WI), verificam-se percentuais de operação muito semelhantes àqueles associados aos elementos de proteção 87 dos relés avaliados. Para os relés na barra local, o esquema POTT+WI opera em aproximadamente 88% dos casos, enquanto que, na barra R o relés operam em cerca de 89%. Tal desempenho é considerado satisfatório, demonstrando que a teleproteção é também uma solução cabível para linhas de interconexão de PEs.

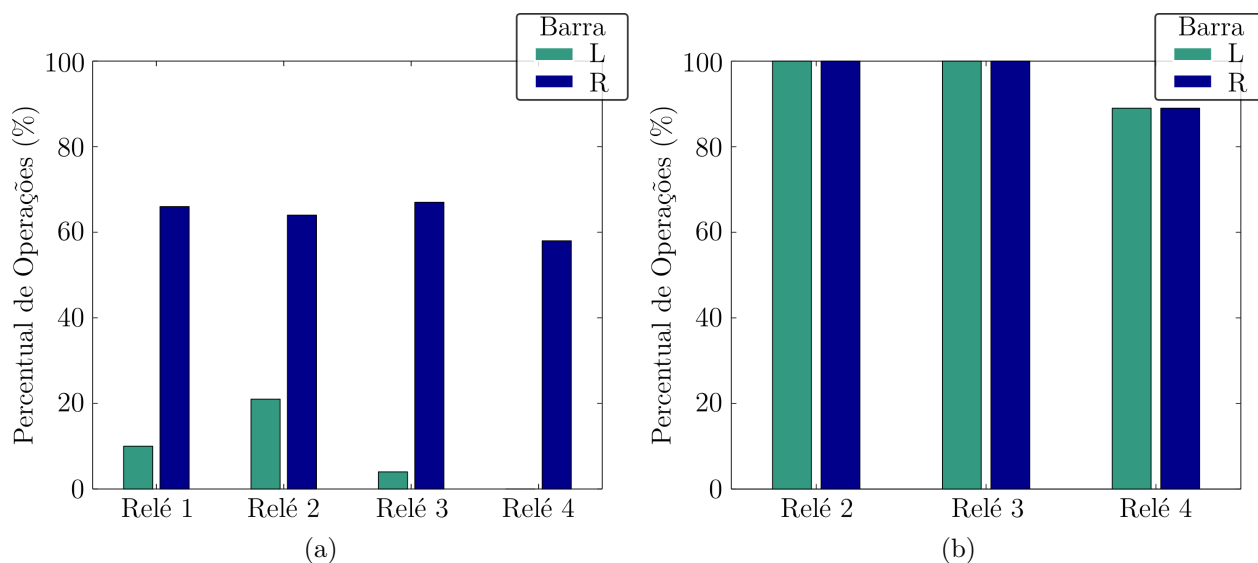
Diante dos resultados obtidos, em uma primeira análise, nota-se as funções de proteção 87 e POTT+WI são as mais promissoras para o sistema em estudo. De fato, demonstrou-se que tais funções apresentam um desempenho satisfatório mesmo quando os dispositivos estão alocados próximos a um CE, tal como simulado na barra local do modelo em estudo.

#### 6.4.2 Avaliação do Percentual de Atuações do Conjunto de Funções

Conforme analisado previamente na subseção anterior, as funções com uso de canal de comunicação demonstraram um desempenho melhor quando comparadas às que não empregam tal meio de transmissão e recepção de dados. Assim, realiza-se nessa subseção uma averiguação do desempenho dos relés em um cenário onde, por algum motivo, o canal de comunicação não se encontra disponível. Desse modo, busca-se mensurar quantitativamente a dependência de funções de proteção no que se refere aos canais de comunicação, que são tipicamente empregados em linhas de transmissão, mas que podem eventualmente estar fora de serviço.

Na Figura 6.11, apresentam-se os percentuais de atuações nos cenários avaliados quando consideradas as operações do conjunto de funções disponíveis em cada um dos relés analisados. Por meio da análise do conjunto de funções que não fazem o uso de canal de comunicação, conforme ilustrado na Figura 6.11(a), é possível verificar que os relés da barra L no lado de conexão dos PEs têm um baixo desempenho em termos de operações instantâneas. De fato, observa-se que o Relé 2 tem o melhor desempenho dentre os dispositivos da barra local, apresentando um percentual de operação instantânea de apenas 21%. Analisando-se o mesmo conjunto de funções dos relés na barra R (Equivalente SIN), é possível observar uma melhora significativa de atuação dos dispositivos de proteção, os quais atingem um percentual médio de operação em 64% dos casos testados.

**Figura 6.11.** Percentual de atuações em cenários com: (a) Canal de Comunicação Indisponível; (b) Canal de Comunicação Disponível.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 6.11(b), ilustram-se os percentuais de atuações do conjunto de funções com canal de comunicação disponíveis nos relés avaliados (elemento 87 e POTT+WI). Dos resultados obtidos, nota-se um aumento expressivo no percentual de operações instantâneas das funções com a disponibilidade de canal de comunicação, chegando os Relés 2 e 3 a operarem em 100% dos casos avaliados para ambos os terminais da linha de transmissão monitorada. Já o Relé 4 atua em cerca de aproximadamente 90% dos casos para ambas as Barras, o que representa um bom desempenho quando comparado às respostas de atuação dos elementos de distância (onde não é utilizado o canal de comunicação).

Dessa forma, constata-se uma grande dependência e relevância do emprego de canais de comunicação em sistemas de proteção para linhas de interconexão de PEs. De fato, verificou-se que quando há indisponibilidade de canais de comunicação, apenas funções gradativas de proteção ficam ativas, as quais são significativamente afetadas pela resposta atípica a curtos-circuitos das unidades de geração eólica.

### 6.4.3 Avaliação do Percentual de Operações Variando a Localização de Falta

Nesta avaliação, é investigado o desempenho dos relés mediante disponibilidade ou não do canal de comunicação sob uma perspectiva da variação da localização de aplicação da falta na

linha monitorada. Na Figura 6.12, ilustram-se os percentuais de operação para tal análise.

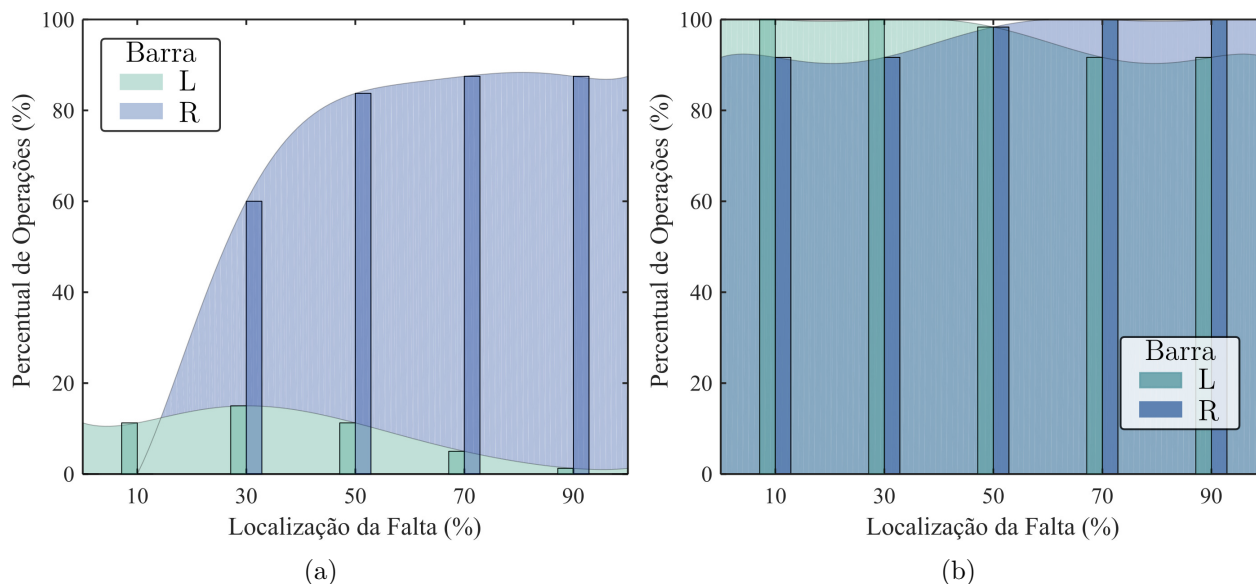
Vale mencionar que os índices de atuações foram obtidos para as localizações de falta simuladas. No entanto, como pode ser observado na Figura 6.12, hachuraram-se as regiões obtidas da interpolação dos dados provenientes das simulações. Essa ação tem por objetivo visualizar uma projeção da área de cobertura da linha pelas funções dos relés avaliados também para faltas em locais não contemplados nas simulações. Além disso, as regiões de sobreposição das partes hachuradas visam indicar a cobertura quando empregadas as funções em cada terminal de forma associada.

Da Figura 6.12(a), percebe-se que a cobertura provida pelas funções sem canal de comunicação é sobremaneira reduzida, principalmente para os relés na barra L. De fato, os esquemas de proteção do lado de conexão dos PEs tiveram a melhor marca de operação de 15% quando da incidência de faltas em 30% do comprimento da linha (tomando como referência a barra L). Para as incidências de faltas em 10% e 50%, os relés de proteção na barra L operam em 11,25% dos casos, enquanto que para as localizações de 70% e 90%, as atuações correspondem a 5% e 1,25%, respectivamente, dos casos testados. Por outro lado, os relés da barra remota, quando da indisponibilidade do canal de comunicação, identificam os defeitos situados em 90% e 70% da linha para 87,5% dos casos testados, enquanto que para os pontos de local do defeito em 50% e 30% o percentual de operações é de 83,75% e 60%, respectivamente.

Por meio da análise da Figura 6.12(b), verifica-se que as funções que aplicam canal de comunicação trazem uma cobertura em praticamente 100% de toda a extensão da linha em estudo. Dessa forma, evidencia-se o benefício do uso de filosofias de proteção unitária, mesmo que dependam de canal de comunicação, tais como os esquemas 87 e POTT+WI avaliados.

No contexto supracitado, cabe destacar o benefício da lógica de *weak-infeed* associada ao esquema POTT. Como exemplo, dos resultados obtidos sem a implementação do esquema de teleproteção para o Relé 2, verificou-se que para as faltas de 10% a 70% com resistências de até  $5 \Omega$ , havia atuação, por zona 1, apenas da função de distância do relé na barra remota. Para os demais casos, não houve atuação, seja pelo relé local ou remoto. Em se tratando do relé na Barra local, observou-se que foram raras as atuações da função de distância, o que ocorreu devido às características não convencionais de tensões e correntes provenientes dos PEs. Sendo assim, a implementação do sistema de teleproteção foi essencial para operações coordenadas de

**Figura 6.12.** Percentual de Operações em função da localização de falta considerando: (a) Canal de Comunicação Indisponível; (b) Canal de Comunicação Disponível.



**Fonte:** Autoria Própria.

ambos os terminais, verificando-se que a função *weak-infeed* desempenhou um papel importante nas atuações. De fato, para os casos de falta de 10% a 70% com resistências de até  $5 \Omega$ , houve atuação por zona 1 no relé da Barra R e, com o sistema de teleproteção, a abertura de ambos os terminais da linha monitorada. As faltas a 90% sensibilizaram o *pickup* do relé remoto (zona 2) e, conseqüentemente, o envio de *trip* permissivo ao terminal local. Com a atuação da função *weak-infeed* na barra local, houve *trip* de ambos os terminais da linha.

Por fim, conclui-se que a ausência de sobreposição de zonas de cobertura em pontos próximos ao terminal de conexão do PE quando da indisponibilidade de canais de comunicação indica uma grande susceptibilidade de ocorrência de zonas cegas para atuações instantâneas quando da incidência de defeitos internos na linha. Portanto, constata-se que funções unitárias que utilizam canal de comunicação, como as funções de proteção 87 e esquemas de teleproteção aqui avaliados, são fundamentais para uma maior confiabilidade, sensibilidade, velocidade e segurança dos sistemas de proteção aplicados em linhas de transmissão que interconectam PEs ao sistema de transmissão e geração convencional. Diante do exposto, vislumbra-se como possibilidade para desenvolvimentos futuros o aprimoramento de funções gradativas, tornando-as capazes de identificar e cobrir uma maior variedade de defeitos em linhas de interconexão de PEs. Tal implementação seria de grande avanço e contribuição, uma vez que, essas funcionalidades não dependem de canal de comunicação para sua implementação e operação.



# CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, avaliou-se quantitativamente o desempenho de relés microprocessados reais de quatro fabricantes quando aplicados na proteção de linhas de transmissão que interconectam parques eólicos do tipo *full-converter*. Dentre os relés, três se baseiam em funções fasoriais e um possui funções aplicadas no domínio do tempo. Para as análises, um sistema teste com topologia semelhante a parques reais em operação no Sistema Interligado Nacional Brasileiro, modelado no *software* PS-Simul, é utilizado como estudo de caso para simulações de diversos cenários de faltas na linha de interconexão. Assim, os casos gerados são testados por meio de uma metodologia em malha fechada para os relés com funções fasoriais, ao passo que o relé com funções no domínio do tempo é avaliado por meio de uma metodologia de teste *playback* diretamente na memória do dispositivo.

O expressivo crescimento da inserção de fontes de geração não convencionais, como do tipo eólica, e a influência na atuação de dispositivos reais de proteção motivaram o desenvolvimento do presente trabalho. De fato, a integração de fontes de geração eólica interfaceada por conversores aos sistemas de transmissão apresenta desafios aos esquemas de proteção existentes que não consideravam quando de sua concepção a interconexão de tais fontes. Além disso, por se tratar de um crescimento intensificado nos últimos anos, estudos abordando os aspectos quantitativos de desempenho e as diferentes técnicas disponíveis em dispositivos reais de proteção frente a tais sistemas ainda são escassos na literatura. Portanto, ainda não há um entendimento tão abrangente e sólido sobre a atuação dos elementos de proteção comercialmente aplicados.

Sendo assim, a avaliação dos relés de proteção foi realizada para as funções de proteção diferencial, de distância e um esquema de teleproteção aplicados na linha monitorada. Das funções avaliadas, destacam-se as diferentes técnicas empregadas, a saber nos domínios fasorial e do tempo, o que permitiu a realização de uma ampla avaliação dos conceitos de interesse.

Vale mencionar que, os efeitos da modelagem de capacitâncias de barramento foram investigados com o intuito de proceder com os testes de reprodução de sinais da forma mais adequada e, conseqüentemente, obter conclusões confiáveis para a avaliação de desempenho das funções de proteção estudadas. Dessa maneira, demonstrou-se que a modelagem de capacitâncias de barramento é crítica quando as funções de proteção baseadas em transitórios estão sob investigação, principalmente no lado da conexão dos parques eólicos. Por outro lado, verificou-se que tal modelagem não é ponto crítico na avaliação de desempenho quantitativo de funções de proteção baseadas em fasores, sendo aceitável uma modelagem simplificada para testes desses elementos.

Por meio da análise dos percentuais de operação e tempos de atuação, demonstrou-se um bom desempenho das funções de proteção diferencial e dos esquemas de teleproteção disponíveis nos relés avaliados. De fato, verificou-se percentual de operação de aproximadamente 90% e 89% para a função diferencial e esquema de teleproteção, respectivamente. Por outro lado, as funções de distância, tanto no domínio do tempo quanto fasoriais se mostraram comprometidas, resultando em percentuais baixos de operação instantânea, especialmente na barra local de conexão dos parques eólicos com cerca de apenas 9% e, 64% na barra remota. De fato, para tais funções, verificou-se a possibilidade de criação de zonas cegas na linha monitorada.

Sendo assim, os estudos deste trabalho contribuem para um entendimento do desempenho do ponto de vista quantitativo de funções de proteção disponíveis em relés reais quando aplicados na proteção de linhas de interconexão de parques eólicos interfaceados por conversores. Como resultado, há benefício tanto na área de estudo e desenvolvimentos, visto que as problemáticas são delineadas de forma clara, permitindo a verificação de aplicabilidade de relés para um sistema com inserção de geração eólica.

Do exposto, concluiu-se que as funções diferenciais e teleproteção são na tecnologia atual mandatórias, muito embora dependam de canais de comunicação. Neste caso, havendo a perda do canal, destaca-se a grande susceptibilidade de criação de zonas cegas, evidenciando a necessidade de desenvolvimentos futuros voltados para funções gradativas que não apresentem perda de sensibilidade no lado do parque eólico.

Como continuação dos estudos realizados nesta dissertação, são sugeridas as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Avaliar outras funções de proteção também empregadas em sistemas onde há a inserção de geração eólica;
- Analisar o impacto de outras topologias e controles de unidades de geração eólicas, verificando as particularidades e influências de cada uma;
- Aprimorar a sensibilidade de funções gradativas de proteção no contexto de geração eólica, com objetivo de superar a dependência do uso do canal de comunicação existente para as funções unitárias;
- Avaliar cenários com a incidência de faltas externas e variações de outros parâmetros do sistema, tais como: potência e ângulo de carga;
- Realizar uma análise comparativa de atuação de funções de proteção quando aplicadas em um sistema com geração baseadas em conversores *versus* um sistema com geração convencional a grandes máquinas;
- Avaliar outros esquemas de teleproteção quando aplicados em sistemas com fontes de geração baseadas em conversores.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T. *et al.* *Wind power in power systems*. [S.l.]: Wiley Online Library, 2005. v. 140. Citado 4 vezes nas páginas 2, 21, 22, and 24.
- ALBADI, M.; EL-SAADANY, E. Overview of wind power intermittency impacts on power systems. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 80, n. 6, p. 627–632, 2010. Citado na página 1.
- ALMEIDA, M. L. S. d. Proteção diferencial de linhas de transmissão baseada no plano alfa de potências complexas. 2016. Citado na página 35.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999. Citado 4 vezes nas páginas 34, 35, 45, and 47.
- CHAKRABORTY, S.; SIMÕES, M. G.; KRAMER, W. E. Power electronics for renewable and distributed energy systems. *A Sourcebook of Topologies, Control and Integration*, Springer, v. 99, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 28 and 29.
- CHAVEZ, J. J.; POPOV, M.; NOVIKOV, A.; AZIZI, S.; TERZIJA, V. Protection function assessment of present relays for wind generator applications'. In: *International Conf. on Power Systems Transients (IPST2019), Perpignan, France*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 14.
- CHEN, Y.; WEN, M.; YIN, X.; CAI, Y.; ZHENG, J. Distance protection for transmission lines of dfig-based wind power integration system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 100, p. 438–448, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 14.
- CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009. Citado 5 vezes nas páginas 20, 21, 24, 25, and 27.
- CHOWDHURY, R.; FISCHER, N. Transmission line protection for systems with inverter-based resources-part i: Problems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 4, p. 2416–2425, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 15.
- CONPROVE INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. *Manual de Utilização do software PS SIMUL*. Uberlândia, 2019. Citado na página 52.
- COOK, V. *Analysis of distance protection: Research studies press ltd*. 1985. Citado na página 35.
- COSTA, J. S.; GAMA, L. A.; TOLEDO, R. T.; SANTOS, G. B.; LOPES, F. V.; JR, P. S. P.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. Análise de transitórios de falta em linha de transmissão considerando conexão de parque eólico interfaceado por conversores. In: *12th SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL. Natal-RN*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 27.

- CUSTÓDIO, E. d. A. Análise do impacto de transitórios de transformadores de potencial capacitivos sobre o desempenho das proteções de distância td21 e ph21. 2019. Citado na página 32.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERÉTICA. *Plano Decenal de Energia - 2030*. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 10 de março de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 1 and 2.
- ERLICH, I.; NEUMANN, T.; SHEWAREGA, F.; SCHEGNER, P.; MEYER, J. Wind turbine negative sequence current control and its effect on power system protection. In: *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. Citado na página 9.
- FARANTATOS, E.; KARAAGAC, U.; SAAD, H.; MAHSEREDJIAN, J. Short-circuit current contribution of converter interfaced wind turbines and the impact on system protection. In: *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–9. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 9.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 36 and 37.
- GHORBANI, A.; MEHRJERDI, H.; AL-EMADI, N. A. Distance-differential protection of transmission lines connected to wind farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 89, p. 11–18, 2017. Citado na página 13.
- GOHARRIZI, A. Y.; MUTHUMUNI, D.; PIPELZADEH, Y. Modeling of type-3 wind farm and investigation of fault contribution in power system. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. Citado na página 10.
- GREENWOOD, A. *Electrical transients in power systems*. New York, NY (USA); John Wiley and Sons Inc., 1991. Citado 2 vezes nas páginas 61 and 62.
- HANSEN, L. H.; HELLE, L.; BLAABJERG, F.; RITCHIE, E.; MUNK-NIELSEN, S.; BINDNER, H.; SOERENSEN, P.; BAK-JENSEN, B. Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines. 2001. Citado na página 28.
- HAU, E. *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2013. Citado na página 20.
- HE, Z. *Wavelet analysis and transient signal processing applications for power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 61 and 62.
- HONORATO, T. d. R. Sistema para automação de testes no relé sel-t400l. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 55 and 56.
- HOOSHYAR, A.; AZZOUZ, M. A.; EL-SAADANY, E. F. Distance protection of lines connected to induction generator-based wind farms during balanced faults. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 5, n. 4, p. 1193–1203, 2014. Citado na página 11.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 3, 44, and 45.

IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. Emtip reference models for transmission line relay testing. 2004. Disponível em: <<https://www.pes-psrc.org/>>. Citado na página 53.

ILAK, P.; RAJŠL, I.; KRAJCAR, S.; DELIMAR, M. The impact of a wind variable generation on the hydro generation water shadow price. *Applied energy*, Elsevier, v. 154, p. 197–208, 2015. Citado na página 1.

KHODDAM, M.; KAREGAR, H. K. Effect of wind turbines equipped with doubly-fed induction generators on distance protection. In: *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 2, p. 1349–1353. Citado na página 11.

LIMA, F. K. de A. *Aerogerador baseado em máquina de indução duplamente alimentada-suportabilidade para afundamento de tensao*. Tese (Doutorado) — PhD thesis, COPPE/UFRJ, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 24 and 25.

LOPES, F.; COSTA, J.; HONORATO, T.; TOLEDO, R.; GAMA, L.; PEREIRA, P.; SALGE, G.; DAVI, M. Busbar capacitance modeling effects during relay testing procedures for transmission lines interconnecting wind power plants. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, p. 1–9, 2021. Citado na página 62.

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. *Geração Hidroelétrica e Eolielétrica*. [S.l.]: Edições UFC, 2019. v. 1. Citado 3 vezes nas páginas 18, 23, and 24.

MOURA, L.; LIMA, M.; OLIVEIRA, J.; TRONCHA, G.; REIS, A. Estrutura física de parques eólicos e os princípios de funcionamento das topologias de geração. *GÁS*, v. 14, p. 53, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 22, 23, 26, 27, 28, and 29.

MULJADI, E.; ELLIS, A. Wecc wind power plant power flow modeling guide. 2008. Citado na página 19.

MULJADI, E.; SAMAAN, N.; GEVORGIAN, V.; LI, J.; PASUPULATI, S. Short circuit current contribution for different wind turbine generator types. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 7 and 19.

NELSON, R. J. Short-circuit contributions of full converter wind turbines. In: *PES T D 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5. Citado na página 8.

NGUYEN, H. T.; YANG, G.; NIELSEN, A. H. *et al.* Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power. In: *IEEE. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2017. p. 1–5. Citado na página 2.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO. *ONS lanca infografico mostrando evolucao da geracao eolica*. [S.l.], 2020. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20201006\\_ONS-lan~A\protect\T1\textsectiona-infografico-mostrando-evolucao-da-geracao-eolica.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20201006_ONS-lan~A\protect\T1\textsectiona-infografico-mostrando-evolucao-da-geracao-eolica.aspx)>. Citado na página 1.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO. *O Sistema Interligado Nacional*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Citado na página 2.

- PAI, M.; STANKOVIC, A. M. Power electronics and power systems. Springer, 2013. Citado na página 1.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. *Fundamentals of power system protection*. [S.l.]: Prentice-Hall., 2007. Citado na página 35.
- PAJUELO, E.; RAMAKRISHNA, G.; SACHDEV, M. S. Strengths and limitations of a new phasor estimation technique to reduce ccvt impact in distance protection. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 80, n. 4, p. 417–425, 2010. Citado na página 53.
- PEREIRA, P. J.; SALGE, G.; DAVI, M.; INDÚSTRIA, C.; BRASIL, B. B.; MARTINS, C.; PEREIRA, P.; LOURENÇO, G.; ENGENHARIA, C. Estudos operacionais de usinas de geração eólica e solar através de uma plataforma computacional inovadora. 2019. Citado na página 48.
- REIS, A. *et al.* Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, 2015. Citado 6 vezes nas páginas 17, 19, 22, 24, 25, and 27.
- RIBEIRO, J. P. G. Estudo e avaliação das funções de proteção de linhas de transmissão aplicadas no domínio do tempo disponíveis no relé sel-t400l. 2019. Citado 9 vezes nas páginas 3, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 55, and 56.
- RIJCKE, S. D.; PÉREZ, P. S.; DRIESEN, J. Impact of wind turbines equipped with doubly-fed induction generators on distance relaying. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6. Citado na página 10.
- SABER, A. Adaptive fast protection technique for uncompensated/compensated double-circuit transmission lines connected to large-scale wind farms. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 14, n. 13, p. 2315–2322, 2020. Citado na página 63.
- SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. Filtering for protective relays. In: IEEE. *IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment-Conference Proceedings*. [S.l.], 1993. p. 15–23. Citado na página 31.
- SCHWEITZER, E. O.; KASZTENNY, B. Distance protection: Why have we started with a circle, does it matter, and what else is out there? In: IEEE. *2018 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.], 2018. p. 1–19. Citado na página 30.
- SCHWEITZER, E. O.; KASZTENNY, B.; MYNAM, M. V. Performance of time-domain line protection elements on real-world faults. In: IEEE. *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.], 2016. p. 1–17. Citado 4 vezes nas páginas 38, 39, 40, and 41.
- SEL. Sel-t400l ultra-high-speed transmission line relay traveling-wave fault locator high-resolution event recorder. 2021. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/T400L/docs/>>. Citado 5 vezes nas páginas 38, 39, 40, 41, and 54.
- SGANZERLA, L. M. B.; VEIGA, W. d. *A influência, sob o aspecto de curto-circuito, de geradores eólicos no sistema elétrico de potência*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Citado na página 24.

- SILVA, K. M. e. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. 203 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, Brasil, abr. 2009. Citado 6 vezes nas páginas 31, 32, 33, 34, 44, and 45.
- TAVARES, K. A. Modelagem e simulação da proteção diferencial de transformadores de potência no atp. 2013. Citado na página 36.
- TELUKUNTA, V.; PRADHAN, J.; AGRAWAL, A.; SINGH, M.; SRIVANI, S. G. Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review. *CSEE journal of power and energy systems*, CSEE, v. 3, n. 4, p. 365–379, 2017. Citado na página 16.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 29. Citado na página 29.
- TERCIOTE, R. A energia eólica e o meio ambiente. *Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural*, SciELO Brasil, 2002. Citado na página 1.
- TRIPATHY, L.; JENA, M. K.; SAMANTARAY, S. Differential relaying scheme for tapped transmission line connecting upfc and wind farm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 60, p. 245–257, 2014. Citado na página 12.
- WALLING, R. A.; GURSOY, E.; ENGLISH, B. Current contributions from type 3 and type 4 wind turbine generators during faults. In: *PES T D 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado na página 8.
- WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. *Power conversion and control of wind energy systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 76. Citado 5 vezes nas páginas 18, 20, 21, 22, and 26.
- WU, Y.-K.; LIN, Z.-T.; LEE, T.-C.; HSIEH, T.-Y.; LIN, W.-M. Adaptive setting and simulation of distance protection relay in a long transmission system connected to an offshore wind farm. *J. Clean Energy Technol*, v. 4, p. 401–407, 2016. Citado na página 12.
- YANG, G.; DONG, M.; ZHOU, Z.; ZHOU, C.; DU, D.; ZHAN, Z.; YANG, D. The influences and countermeasures of wind farm access to transmission line differential protection. In: *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4. Citado na página 11.
- YANG, Q.; MA, H.; LIU, Y.; DUAN, D. Novel pilot protection based on time-domain for transmission line with doubly fed induction generator. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 30, n. 10, p. e12533, 2020. Citado na página 14.
- ZHANG, G.; SHU, H.; LOPES, F.; LIAO, Y. Single-ended travelling wave-based protection scheme for double-circuit transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 97, p. 93–105, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 53, 54, 58, 61, and 62.
- ZIEGLER, G. *Numerical distance protection: principles and applications*. [S.l.]: Siemens, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 31, 33, and 44.



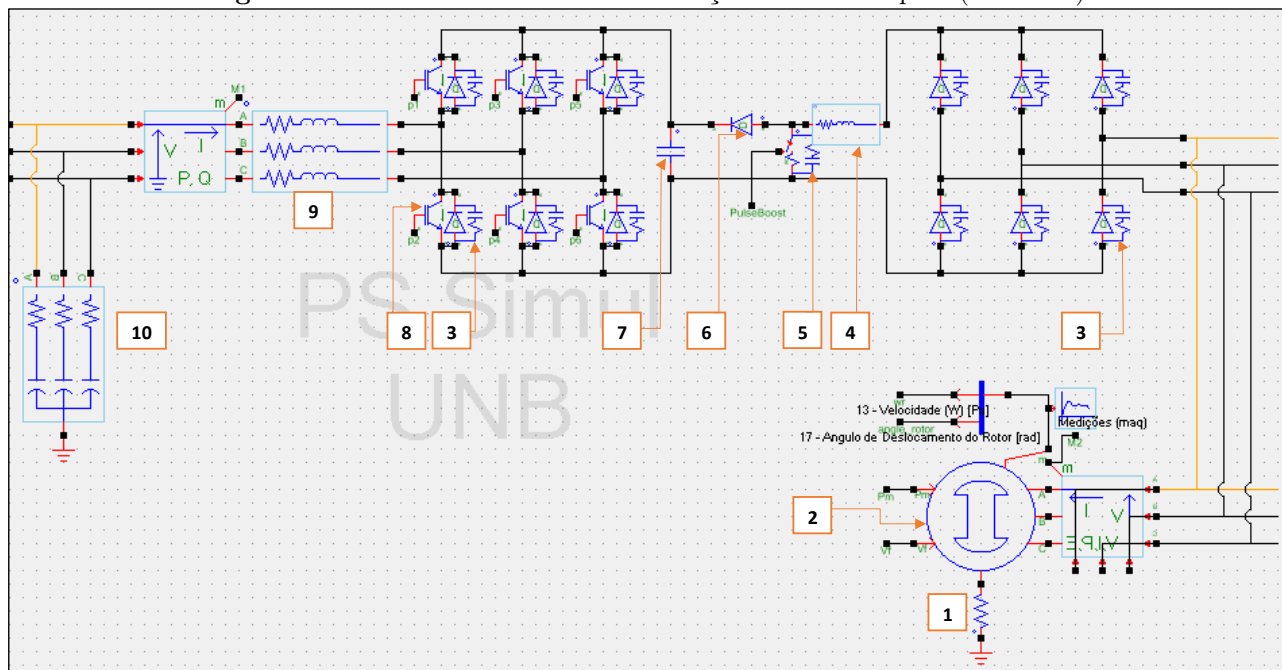
# APÊNDICE A

## PARÂMETROS DO SISTEMA MODELADO

A seguir, apresentam-se Figuras e Tabelas contendo os parâmetros do sistema implementado no *software* PS Simul, conforme mencionado no Capítulo 5.

### A.1 UNIDADE DE GERAÇÃO

Figura A.1. Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Continua).



1	Tipo Resistência	Resistor 100,0 MΩ
2	Descrição	Máquina
	Tipo do Rotor	Polos Salientes
	Conexão	Y Aterrado
	Entrada Mecânica	Potência (Pm)
	Definição de Inércia	H[s]
	Parâmetros em pu	Sim
	Entrada Vcampo em pu	Sim
	Entrada Mecânica em pu	Sim
	Imã Permanente	Não
	Tolerância	0,00100

Fonte: Autoria Própria.

Figura A.2. Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Continua).

<b>2</b>	<b>&gt;Valores Gerais</b>	
	Nº de Polos	2
	Sn	244,44 MW
	VFF	730 V
	Frequência	60 Hz
	Constante de Inércia [H]	0,620 s
	Fator de Fricção [K]	10,00 mN.m.s
	<b>&gt;Dados Gerador</b>	
	Rs	0,00600 pu
	XI	0,180
	Xd	1,31 pu
	Xd'	0,296 pu
	Xd''	0,252 pu
	Xq	0,474 pu
	Xq''	0,243 pu
	Def. Td	Circuito aberto
	Td'	4,49 s
Td''	68,10 ms	
Def. Tq	Curto-circuito	
Tq''	51,30 ms	
R0	0 pu	
X0	0 pu	
<b>&gt;Condições Iniciais</b>		
Variação de velocidade inicial (dw)	0%	
Dados da máquina em Reg. Perm. fornecidos	Serão trifásicos equilibrados	
<b>&gt;Fase A</b>		
<b>&gt;VA</b>		
Módulo VA	1,00 pu	
Ângulo VA	0°	
<b>&gt;IA</b>		
Módulo IA	0 pu	
Ângulo IA	0°	
<b>3</b>	<b>Tipo</b>	<b>Diodo</b>
	Chave real	Sim
	Tensão mínima para fechar	0 V
	Corrente máxima para abrir	0 A
	Forçar abertura	Não
	Estado inicial	Aberta
	Ron	9,09 nΩ
	Lon	0 H
	Roff	0 Ω
	RSnubber	82,19 mΩ
	CSnubber	1,22 mF
<b>4</b>	<b>Tipo</b>	<b>RL Série</b>
	Resistência	45,45 μΩ
	Indutância	10,91 μH

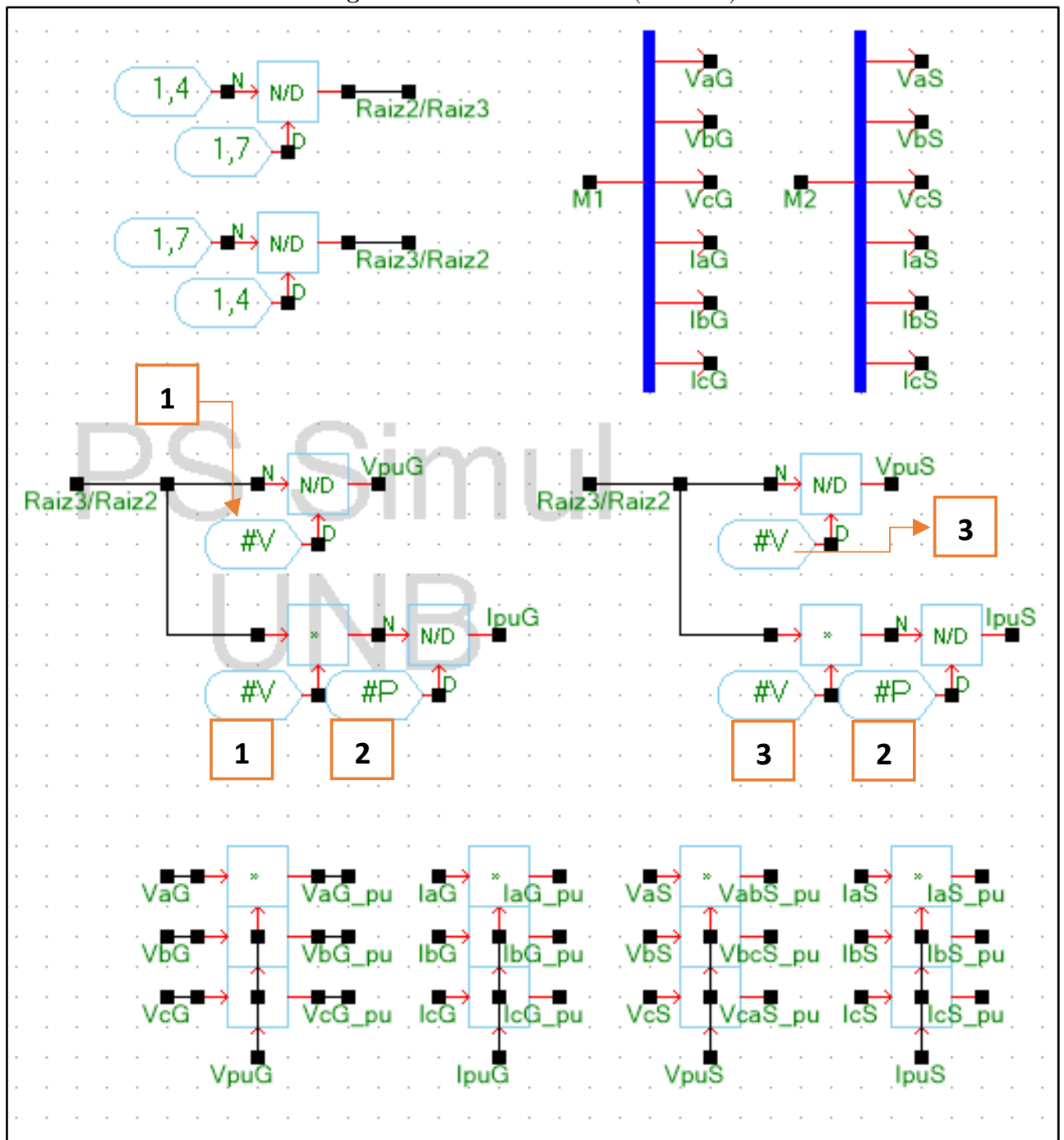
Fonte: Autoria Própria.

**Figura A.3.** Parâmetros Unidade de Geração Eólica do Tipo 4 (Final).

<b>5</b>	<b>Tipo</b>	<b>Chave real controlada por tempo</b>
	Controle de fechamento	Sinal Externo
	Chave Real	Sim
	Corrente máxima para abrir	0 A
	Forçar abertura	Sim
	Ron	9,09 n $\Omega$
	Lon	0 H
	Roff	0 $\Omega$
	RSnubber	909 $\Omega$
	CSnubber	0 F
Estado Inicial	Aberta	
Habilitar ângulo para fechar	Não	
<b>6</b>	<b>Tipo</b>	<b>Diodo</b>
	Chave real	Sim
	Tensão mínima para fechar	0 V
	Corrente máxima para abrir	0 A
	Forçar abertura	Não
	Estado inicial	Aberta
	Ron	9,09 n $\Omega$
	Lon	0 H
Roff	0 $\Omega$	
<b>7</b>	<b>Tipo</b>	<b>Capacitor</b>
	Capacitância	9,90 F
	Habilita inicialização	Sim
	Tensão Inicial	1,10 kV
<b>8</b>	<b>Tipo</b>	<b>IGBT</b>
	Chave real	Sim
	Tensão mínima para fechar	0 V
	Corrente máxima para abrir	0 A
	Forçar abertura	Não
	Estado inicial	Aberta
	Ron	9,09 n $\Omega$
	Lon	0 H
Roff	0 $\Omega$	
<b>9</b>	<b>Tipo</b>	<b>RL Série</b>
	Nº Fases	3
	Resistência	4,06 $\mu\Omega$
	Indutância	0,538 $\mu\text{H}$
<b>10</b>	<b>Tipo</b>	<b>Potência</b>
	Nº Fases	3
	Conexão	Série
	Conexão Trifásica	Estrela
	Tensão FF	0,575 kV
	Frequência	60 Hz
	Pot. Ativa	330,0 kW
	Pot. Reativa Indutiva	0 Var
Pot. Reativa Capacitiva	16,50 MVar	

**Fonte:** Autoria Própria.

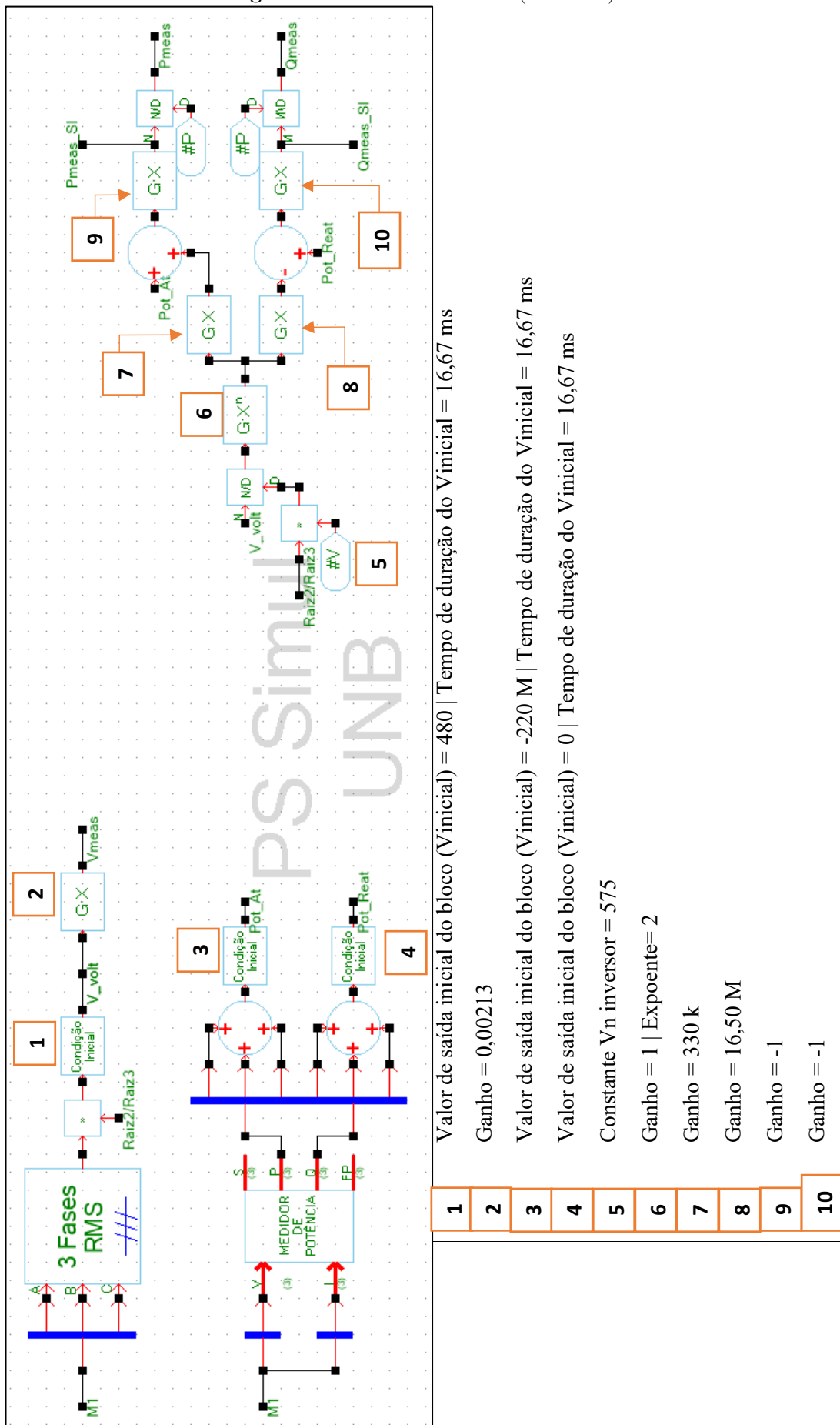
Figura A.4. Medidas Controle (Continua).



- |          |                                   |
|----------|-----------------------------------|
| <b>1</b> | Constante $V_n$ inversor = 575    |
| <b>2</b> | Constante $P_{nom}$ = 244,44 M    |
| <b>3</b> | Constante $V_n$ aerogerador = 730 |

Fonte: Autoria Própria.

Figura A.5. Medidas Controle (Continua).



Valor de saída inicial do bloco (V\_inicial) = 480 | Tempo de duração do V\_inicial = 16,67 ms

Ganho = 0,00213

Valor de saída inicial do bloco (V\_inicial) = -220 M | Tempo de duração do V\_inicial = 16,67 ms

Valor de saída inicial do bloco (V\_inicial) = 0 | Tempo de duração do V\_inicial = 16,67 ms

Constante Vn inversor = 575

Ganho = 1 | Expoente=2

Ganho = 330 k

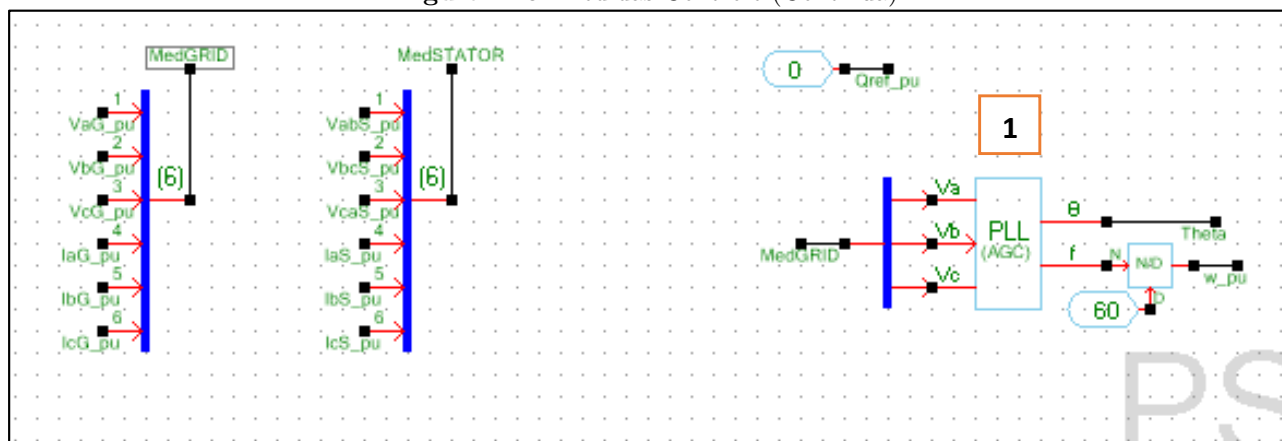
Ganho = 16,50 M

Ganho = -1

Ganho = -1

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10

Figura A.6. Medidas Controle (Continua).



PLL (Phase Locked Loop)

Ajustes:

Frequência inicial = 60 Hz

Fase inicial =  $315^\circ$

Taxa máxima de crescimento para a resposta de frequência do PLL = 10,00pu/s

1

Taxa máxima de decrescimento para a resposta de frequência do PLL = 10,00pu/s

Ganho proporcional do PID interno ao PLL ( $K_p$ ) = 180,0 pu

Ganho integral do PID interno ao PLL ( $K_i$ ) = 3,20 k pu

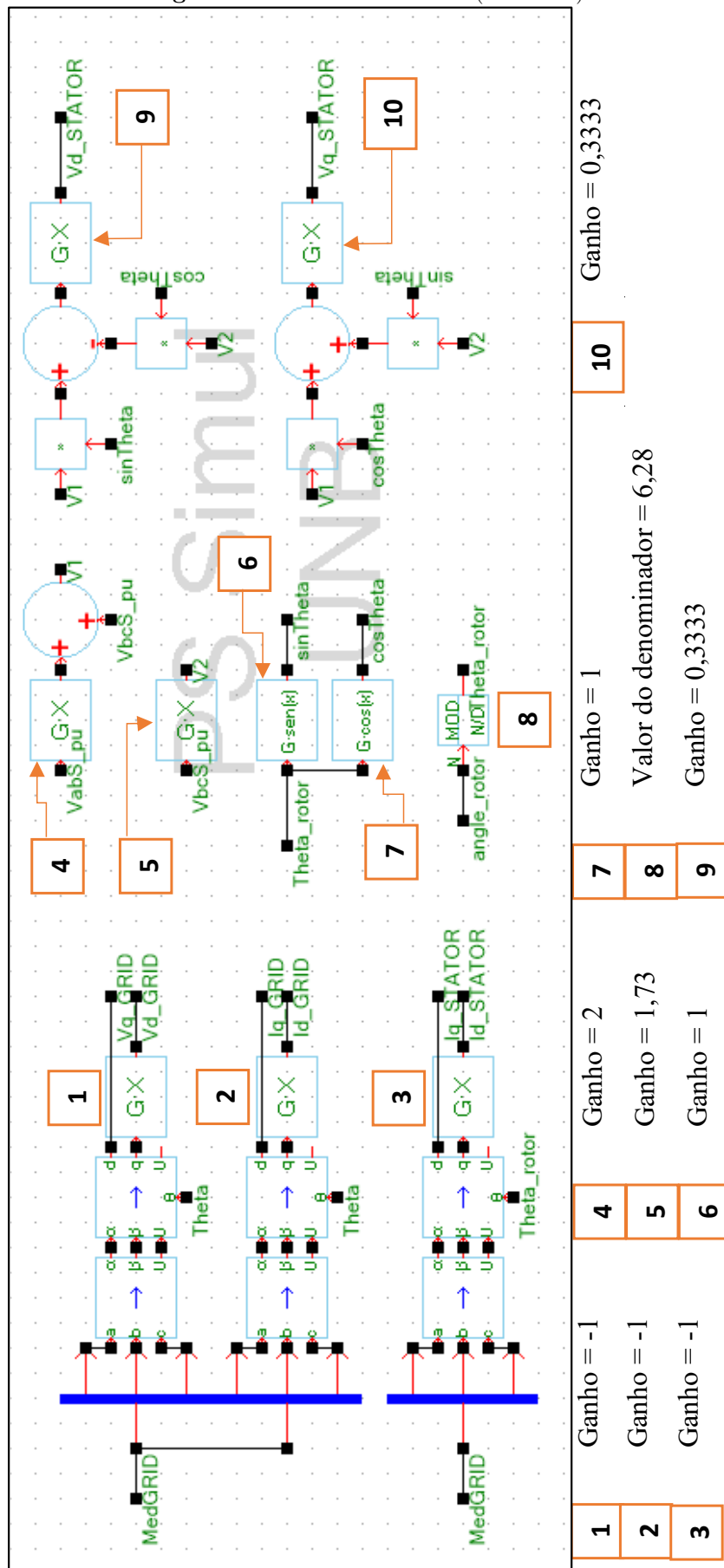
Ganho derivativo do PID interno ao PLL ( $K_d$ ) = 0 pu

Limite máximo para saída do regulador PID interno ao PLL ( $V_{max}$ ) = 384,5 pu

Limite mínimo para saída do regulador PID interno ao PLL ( $V_{min}$ ) = 369,5 pu

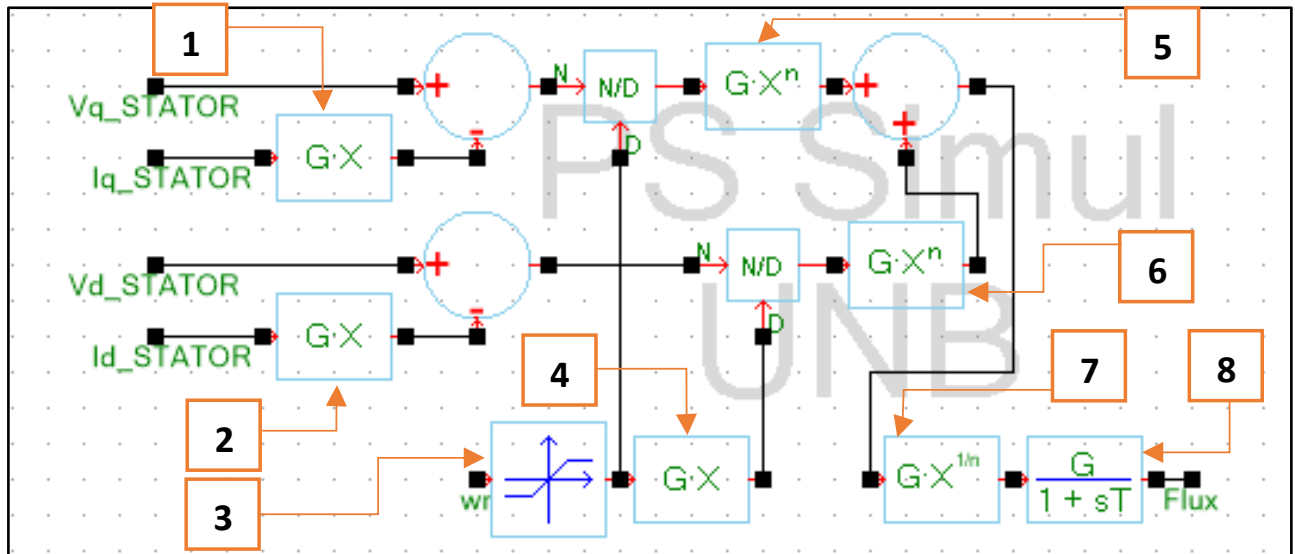
Fonte: Autoria Própria.

Figura A.7. Medidas Controle (Continua).



Fonte: Autoria Própria.

Figura A.8. Medidas Controle (Final).



1	Ganho = 0,006
2	Ganho = 0,006
3	Limite mínimo = 1,00 $\mu$   Limite máximo = 1,00G
4	Ganho = -1
5	Ganho = 1   Expoente= 2
6	Ganho = 1   Expoente= 2
7	Ganho = 1   Expoente= 2
8	Ganho = 1   Constante de tempo = 16,67 ms   Valor inicial = 0,999

Fonte: Autoria Própria.



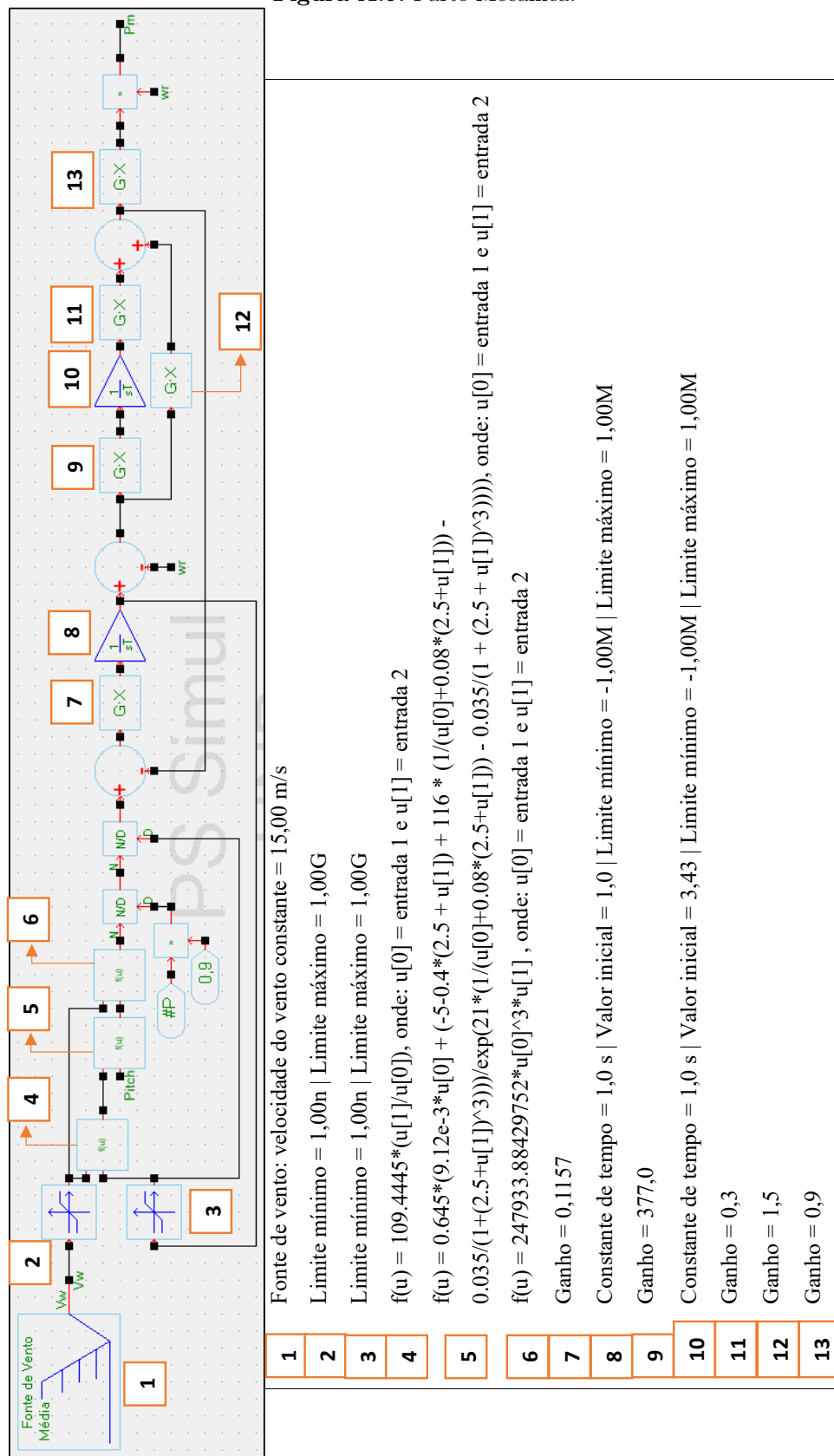
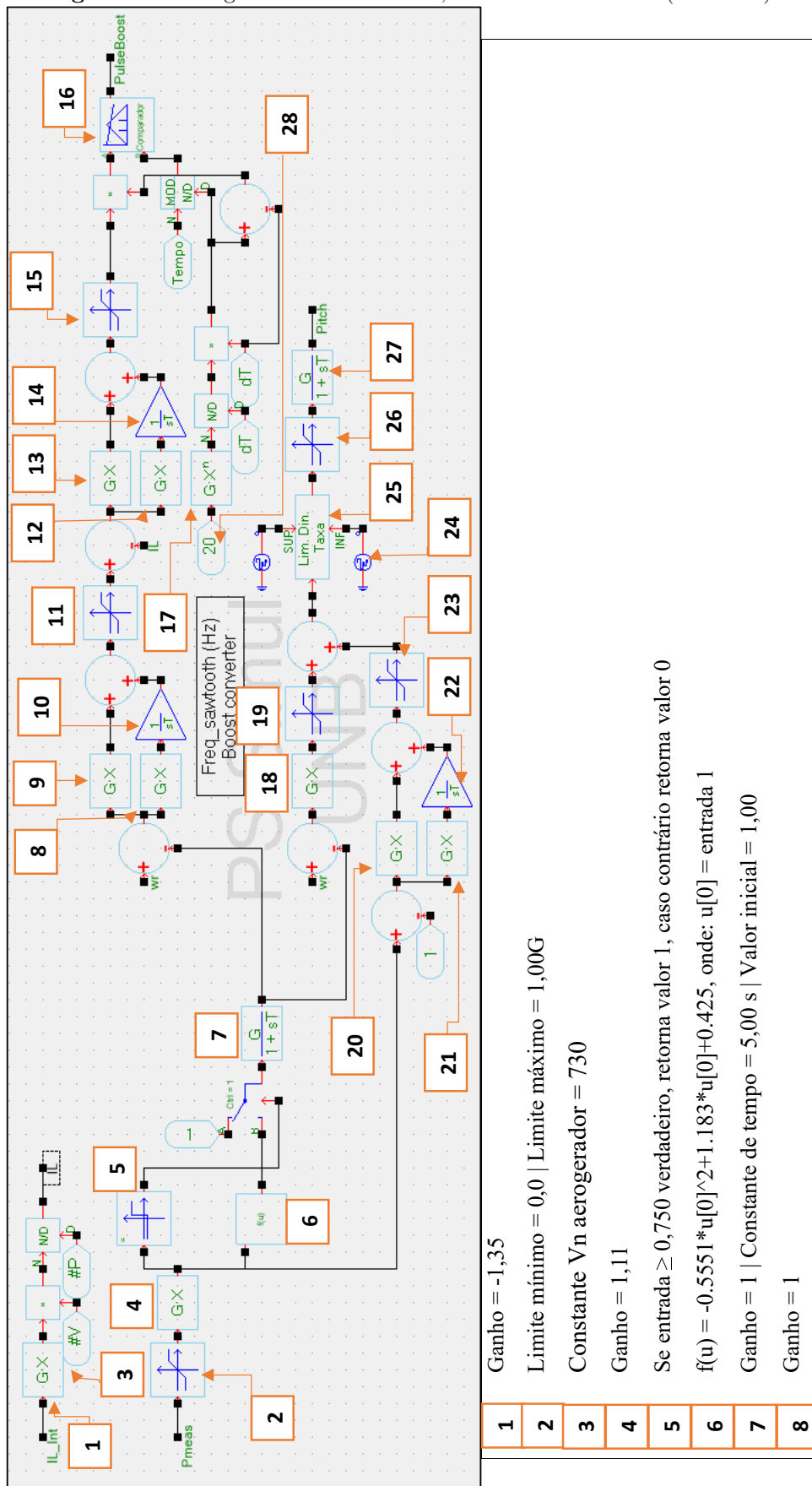


Figura A.9. Parte Mecânica.

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Fonte de vento: velocidade do vento constante = 15,00 m/s  |
| 2  | Limite mínimo = 1,00n   Limite máximo = 1,00G  |
| 3  | Limite mínimo = 1,00n   Limite máximo = 1,00G  |
| 4  | $f(u) = 109.4445*(u[1]/u[0])$ , onde: $u[0]$ = entrada 1 e $u[1]$ = entrada 2  |
| 5  | $f(u) = 0.645*(9.12e-3*u[0] + (-5-0.4*(2.5 + u[1]) + 116 * (1/(u[0]+0.08*(2.5+u[1])) - 0.035/(1+(2.5+u[1])^3)))/\exp(2.1*(1/(u[0]+0.08*(2.5+u[1])) - 0.035/(1 + (2.5 + u[1]^3))))$ , onde: $u[0]$ = entrada 1 e $u[1]$ = entrada 2 |
| 6  | $f(u) = 247933.88429752*u[0]^3*u[1]$ , onde: $u[0]$ = entrada 1 e $u[1]$ = entrada 2   |
| 7  | Ganho = 0,1157   |
| 8  | Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 1,0   Limite mínimo = -1,00M   Limite máximo = 1,00M  |
| 9  | Ganho = 377,0  |
| 10 | Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 3,43   Limite mínimo = -1,00M   Limite máximo = 1,00M   |
| 11 | Ganho = 0,3  |
| 12 | Ganho = 1,5  |
| 13 | Ganho = 0,9  |

Fonte: Autoria Própria.

Figura A.10. Regulador de Velocidade, Pitch e Pulsos Boost (Continua).



- |   |   |
|---|---|
| 1 | Ganho = -1,35   |
| 2 | Limite mínimo = 0,0   Limite máximo = 1,00G   |
| 3 | Constante Vn aerogerador = 730  |
| 4 | Ganho = 1,11  |
| 5 | Se entrada $\geq 0,750$ verdadeiro, retorna valor 1, caso contrário retorna valor 0 |
| 6 | $f(u) = -0.5551 * u[0]^2 + 1.183 * u[0] + 0.425$ , onde: $u[0] =$ entrada 1         |
| 7 | Ganho = 1   Constante de tempo = 5,00 s   Valor inicial = 1,00                      |
| 8 | Ganho = 1   |

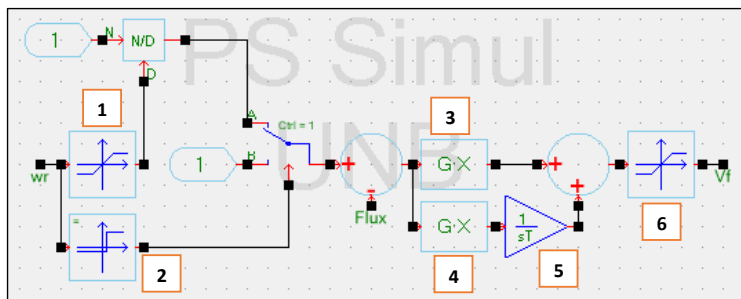
Fonte: Autoria Própria.

**Figura A.11.** Regulador de Velocidade, *Pitch* e Pulsos *Boost* (Finals).

9	Ganho = 5
10	Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 0,995   Limite mínimo = 0   Limite máximo = 1,10
11	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 1,10
12	Ganho = 100
13	Ganho = 0,025
14	Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 0,1844   Limite mínimo = 0   Limite máximo = 1,00
15	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 1,00
16	Se Sinal A > Sinal B, retorna nível 1, caso contrário retorna nível 0
17	Ganho = 1   Expoente = -1
18	Ganho = 15
19	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 27,00
20	Ganho = 1,5
21	Ganho = 6
22	Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 8,94   Limite mínimo = 0   Limite máximo = 27,00
23	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 27,00
24	Fonte step de tensão: Aterrada   No tempo = 0 s, aplica-se 1,00 MV   No tempo = 100 $\mu$ s, aplica-se 10,00 V
25	Limitador Dinâmico por Taxa: bloco gera um sinal de entrada igual ao sinal de saída enquanto a taxa taxa de variação (d/dt) não exceder os limites especificados
26	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 27,00
27	Constante de tempo = 10 ms   Valor inicial = 8,94   Ganho = 1
28	Constante = 2000

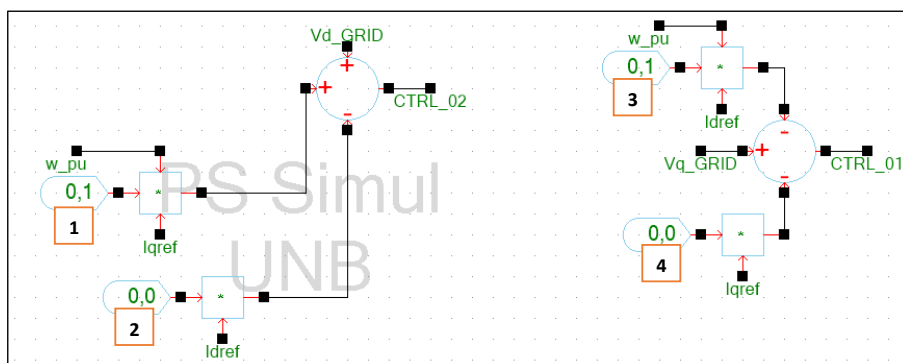
**Fonte:** Autoria Própria.

**Figura A.12.** Regulador de Excitação e Sistema de Controle - Geração de Pulsos.



- 1 Limite mínimo =  $1\mu$  | Limite máximo = 1G
- 2 Se entrada  $\geq 1,00$  verdadeiro, retorna valor 1, caso contrário retorna valor 0
- 3 Ganho = 10
- 4 Ganho = 20
- 5 Constante de tempo = 1,0 s | Valor inicial = 1,65  
Limite mínimo = 0 | Limite máximo = 10,0
- 6 Limite mínimo = 0 | Limite máximo = 10,0

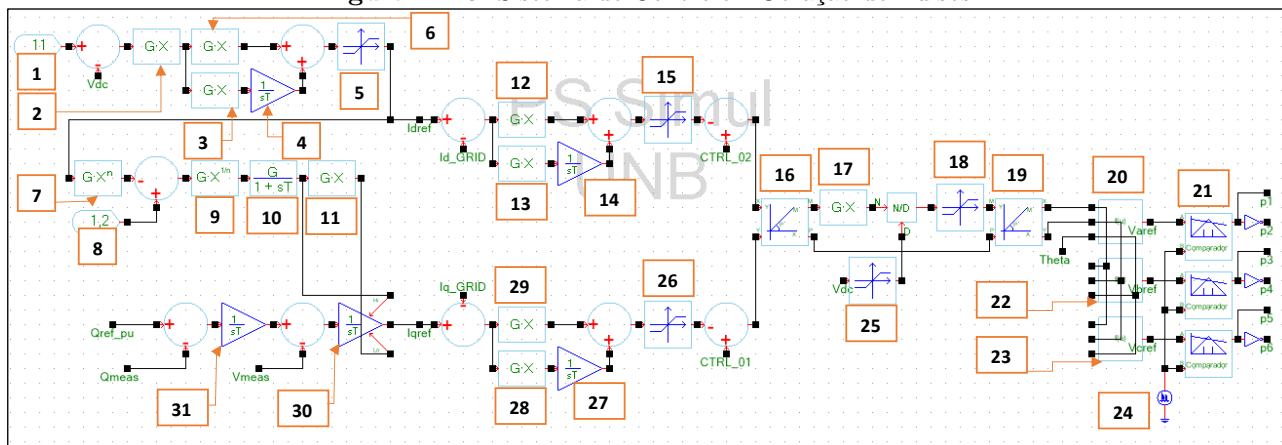
**Sistema de Controle – Geração de Pulsos**



- 1 Constante = 0,15
- 2 Constante = 0,003
- 3 Constante = 0,15
- 4 Constante = 0,003

Fonte: Autoria Própria.

**Figura A.13.** Sistema de Controle - Geração de Pulsos.



- 1 Constante = 1100
- 2 Ganho = 0,909 m
- 3 Ganho = 27,50
- 4 Constante de tempo = 1,0 s | Valor inicial = 0,884 | Limite mínimo = -1,10 | Limite máximo = 1,10
- 5 Limite mínimo = -1,10 | Limite máximo = 1,10
- 6 Ganho = 1,10
- 7 Ganho = 1 | Expoente = 2
- 8 Constante = 1,21
- 9 Ganho = 1 | Expoente = 2
- 10 Constante de tempo = 16,67 ms | Ganho = 1 | Valor inicial = 1,10

Fonte: Autoria Própria.

**Figura A.14.** Sistema de Controle - Geração de Pulsos.

11	Ganho = -1
12	Ganho = 1
13	Ganho = 50
14	Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 0   Limite mínimo = -1,10   Limite máximo = 1,10
15	Limite mínimo = -1,10   Limite máximo = 1,10
16	Bloco de conversão Retangular / Polar
17	Ganho = 939
18	Limite mínimo = 0   Limite máximo = 1,10
19	Bloco de conversão Polar / Retangular
20	$f(u) = u[0]*\sin(u[2]) + u[1]*\cos(u[2])$ , onde: $u[0]$ = entrada 1, $u[1]$ = entrada 2 e $u[2]$ = entrada 3
21	Comparadores: Se Sinal A $\geq$ Sinal B, retorna nível 1, caso contrário retorna nível 0
22	$f(u) = u[0]*\sin(u[2]-(2*\pi/3)) + u[1]*\cos(u[2]-(2*\pi/3))$ , onde: $u[0]$ = entrada 1, $u[1]$ = entrada 2 e $u[2]$ = entrada 3
23	$f(u) = u[0]*\sin(u[2]+(2*\pi/3)) + u[1]*\cos(u[2]+(2*\pi/3))$ , onde: $u[0]$ = entrada 1, $u[1]$ = entrada 2 e $u[2]$ = entrada 3
24	Fonte Triangular de tensão: frequência = 3 kHz   ângulo = 90°   ciclo de trabalho = 50%   Valor mínimo = -1,00 V   Offset = 0V   Valor máximo = 1,00 V
25	Limite mínimo = 1 $\mu$   Limite máximo = 1G
26	Limite mínimo = -1,10   Limite máximo = 1,10
27	Constante de tempo = 1,0 s   Valor inicial = 0   Limite mínimo = -1,10   Limite máximo = 1,10
28	Ganho = 50
29	Ganho = 1
30	Constante de tempo = 0,5 s   Valor inicial = -0,06623   com limites definidos por entradas externas
31	Constante de tempo = 20,00 s   Valor inicial = 1,02   Limite mínimo = 0,9   Limite máximo = 1,10

**Fonte:** Autoria Própria.

## A.2 TRANSFORMADOR ELEVADOR 34,5/0,575 kV

Na Tabela A.1 são apresentados os dados dos transformadores 34,5/0,575 kV modelados.

**Tabela A.1.** Parâmetros dos transformadores de 34,5/0,575 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$V_{prim}$	34,5	kV
$R_{prim}$	0,000833	pu
$L_{prim}$	0,0250	pu
$V_{sec}$	0,575	kV
$R_{sec}$	0,000833	pu
$L_{sec}$	0,0250	pu
$R_m$	500,0	pu
$L_m$	0,0	pu

### A.3 REDE COLETORA EM 34,5 kV

Na Tabela A.2 são apresentados os dados dos alimentadores em 34,5 kV modelados.

**Tabela A.2.** Impedâncias dos alimentadores em 34,5 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$R_1$	0,115	$\Omega$
$R_0$	0,413	$\Omega$
$L_1$	1,05	mH
$L_0$	3,32	mH
$C_1$	11,33	nF
$C_0$	5,01	nF
Condutância	0,0000	$\mathcal{U}$
Comprimento	1,36	km

### A.4 TRANSFORMADOR ELEVADOR 138/34,5 kV

Na Tabela A.3 são apresentados os dados dos transformadores elevadores 138/34,5 kV modelados.

**Tabela A.3.** Parâmetros dos transformadores de 138/34,5 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$V_{prim}$	138,0	kV
$R_{prim}$	0,00267	pu
$L_{prim}$	0,08	pu
$V_{sec}$	34,5	kV
$R_{sec}$	0,00267	pu
$L_{sec}$	0,08	pu
$R_m$	500,0	pu
$L_m$	500,0	pu

### A.5 LINHA DE TRANSMISSÃO EM 138 kV

Na Tabela A.4 são apresentados os dados da linha de transmissão em 138 kV modelada.

**Tabela A.4.** Parâmetros da LT em 138 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$R_1$	0,0755	$\Omega$
$L_1$	1,1925	mH
$C_1$	0,005554	$\mu\text{F}$
$R_0$	0,4231	$\Omega$
$L_0$	3,7765	mH
$C_0$	0,009883	$\mu\text{F}$
Condutância	0,0000	$\mathcal{U}$
Comprimento	9,0	km

## A.6 TRANSFORMADOR ELEVADOR 138/500 KV

Na Tabela A.5 são apresentados os dados do transformador 138/500 kV modelado.

**Tabela A.5.** Parâmetros do transformador de 138/500 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$V_{prim}$	138000	V
$R_{prim}$	0,14	$\Omega$
$L_{prim}$	18,24	mH
$C_{prim}$	0	$\mu\text{F}$
$V_{sec}$	500000	V
$R_{sec}$	1,81	$\Omega$
$L_{sec}$	239,46	mH
$C_{sec}$	0	$\mu\text{F}$
$R_m$	1000000	$\Omega$
$F_0$	0	Wb/volta
$I_0$	0	A
$C_{pri,sec}$	0	$\mu\text{F}$
Defasagem	0	Graus

## A.7 LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV

Na Tabela A.6 são apresentados os dados da linha de transmissão em 500 kV modelada.

**Tabela A.6.** Parâmetros da LT em 500 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
$R_1$	0,0191	$\Omega$
$L_1$	0,8183	mH
$C_1$	0,0142	$\mu\text{F}$
$R_0$	0,2044	$\Omega$
$L_0$	2,1655	mH
$C_0$	0,009	$\mu\text{F}$
Condutância	0,0000	$\mathcal{U}$
Comprimento	239,0	km

## A.8 CIRCUITO EQUIVALENTE DE THÉVENIN

A Tabela A.7 apresenta os dados utilizados para modelar as impedâncias do equivalente de Thévenin.

**Tabela A.7.** Parâmetros da impedância equivalente de Thévenin.

Parâmetro	Valor	Unidade
$Z_1$	22,93	$\Omega$
$Ang_{.1}$	84,30	Graus
$Z_0$	68,78	$\Omega$
$Ang_{.0}$	84,28	Graus

A Tabela A.8 apresenta os dados utilizados para modelar a fonte de tensão do equivalente de Thévenin.

**Tabela A.8.** Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thévenin conectada à Barra Remota.

Parâmetro	Valor	Unidade
Módulo RMS	288,7	kV
Frequência	60	Hz
Ângulo da Fase A	0	Graus