



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO
DE DISTÂNCIA NA INTERLIGAÇÃO DE
PARQUES SOLARES COM O SISTEMA ELÉTRICO**

Gabriel Germano Nunes de Oliveira

Brasília, Dezembro de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
**UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO
DE DISTÂNCIA NA INTERLIGAÇÃO DE
PARQUES SOLARES COM O SISTEMA ELÉTRICO**

Gabriel Germano Nunes de Oliveira

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Kleber Melo e Silva, Ph.D, FT/UnB

Orientador

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, Ph.D,

FT/UnB

Examinador Interno

Juan Ramón Camarillo Peñaranda, Ph.D, FT/UnB

Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

OLIVEIRA, GABRIEL GERMANO NUNES DE OLIVEIRA
UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA NA INTERLIGAÇÃO DE PARQUES SOLARES COM O SISTEMA ELÉTRICO [Distrito Federal] 2023.
xvi, 101 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2023).
Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Elétrica

1. Proteção de distância (21)	2. Parques solares
3. Linhas de transmissão	4. EMTP
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

Referências Bibliográficas

OLIVEIRA, G. G. N. (2023). *UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA NA INTERLIGAÇÃO DE PARQUES SOLARES COM O SISTEMA ELÉTRICO*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 101 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gabriel Germano Nunes de Oliveira

TÍTULO: UTILIZAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA NA INTERLIGAÇÃO DE PARQUES SOLARES COM O SISTEMA ELÉTRICO .

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2023

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

Gabriel Germano Nunes de Oliveira
Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

À minha mãe Kelly, ao meu pai Ney, à minha irmã Ana Beatriz, à minha namorada Giovana ,DEDICO

Gabriel Germano Nunes de Oliveira

Agradecimentos

Primeiramente a meus pais, Kelly e Ney, por terem me guiado e prestado todo o apoio durante toda a vida, sendo participantes em minhas conquistas.

À minha irmã, Ana Beatriz, por todo o apoio e incentivo. Sua confiança inabalável em mim foi de suma importância para o meu caminho acadêmico.

À minha namorada, Giovana, por todo o apoio, amor, paciência e compreensão dedicados a mim ao longo desta jornada acadêmica. Sua paciência, carinho e palavras de incentivo foram suportes inestimáveis nesta jornada.

Ao professor Kleber Melo e Silva, pela oportunidade de orientação e, também, pelos conselhos e ensinamentos dados durante a graduação e desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros da banca avaliadora Professor Francis Arody Moreno Vásquez e Juan Ramon Camarillo Peñaranda, agradeço pela disponibilidade para participação na banca e todo o suporte dado durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de curso Giovane Nunes, João Rafael, João Pedro e Tomás Gaudino, pela amizade e cumplicidade desenvolvidas ao longo do curso. A experiência acadêmica foi muito mais valorosa e divertida com suas presenças.

À UnB, por todas as oportunidades de aprendizagem, de desenvolvimento profissional e experiências que só foram possíveis devido a fazer parte dessa Universidade.

Gabriel Germano Nunes de Oliveira

RESUMO

O trabalho apresenta um estudo da proteção de distância de linhas de transmissão com interligação de geração fotovoltaica concentrada. Primeiramente, apresenta-se parte da teoria que rege o funcionamento da função de proteção e parte da teoria sobre geração fotovoltaica, a última com foco na geração concentrada. De posse desse conhecimento, um sistema genérico já modelado no *software EMTP* é utilizado e simulam-se faltas para determinar o comportamento da função de proteção de distância no ponto de interconexão (POI) da linha de transmissão com a geração concentrada. Os resultados das simulações indicaram que a função de proteção de distância atuou de forma confiável e segura para os casos de autopolarização, enquanto que a polarização por memória de tensão de sequência positiva não se mostrou efetiva. Além disso, a análise não mostrou grande diferenças entre os comparadores analisados. Esses resultados fornecem uma base sólida para a implementação prática da proteção de distância em sistemas de transmissão com geração concentrada fotovoltaica, contribuindo para a segurança e confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

ABSTRACT

The work presents a study of the distance protection of transmission lines with concentrated photovoltaic generation interconnection. Firstly, part of the theory that governs the operation of the protection function and part of the theory on photovoltaic generation is presented, the latter focusing on concentrated generation. With this knowledge, a generic system already modeled in EMTP software is used and faults are simulated to determine the behavior of the distance protection function at the point of interconnection (POI) of the transmission line with concentrated generation. The simulation results indicated that the distance protection function acted reliably and safely for the cases of self-polarization, while the positive sequence voltage memory polarization was not effective. Furthermore, the analysis did not show major differences between the analyzed comparators. These results provide a solid basis for the practical implementation of distance protection in transmission systems with concentrated photovoltaic generation, contributing to the safety and reliability of the electrical system as a whole.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2	OBJETIVOS	2
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2	PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA	4
2.1	PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	4
2.2	PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA	6
2.3	DIAGRAMA R-X	6
2.4	IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO SISTEMA	7
2.4.1	RELAÇÃO DE SINAIS MEDIDOS PELO RELÉ E TIPOS DE Falta	8
2.5	TRAJETÓRIA DA IMPEDÂNCIA APARENTE NO DIAGRAMA R-X	15
2.6	ZONAS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA	15
2.7	RELÉ DE DISTÂNCIA POR COMPARADOR	18
2.7.1	CARACTERÍSTICA MHO AUTOPOLARIZADA	18
2.7.1.1	COMPARADOR DE FASE	19
2.7.2	CARACTERÍSTICA MHO POLARIZADA	20
2.7.2.1	COMPARADOR MHO PROPOSTO POR <i>Schweitzer; Roberts & Guzman, 1993</i>	22
3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	24
3.1	EFEITO FOTOVOLTAICO:	24
3.2	MODELO DE PAINEL FOTOVOLTAICO	24
3.3	INVERSOR TRIFÁSICO	25
3.3.1	<i>Phase Locked Loop</i>	26
3.3.2	<i>Fault Ride Through</i>	27
4	METODOLOGIA	28
4.1	OBTENÇÃO DO FASOR	28
4.1.1	FILTRO <i>Full Cycle Discrete Fourier Transform</i>	28
4.1.2	FILTRO COSSENO MODIFICADO	29
4.1.3	FILTRO UTILIZADO	31
4.2	EMTP	32
4.2.1	SISTEMA ANALISADO	32
4.2.1.1	PARÂMETROS DO SISTEMA ANALISADO	34
4.3	OBTENÇÃO DE RESULTADOS	35

5	ANÁLISES E RESULTADOS	38
5.1	FALTA MONOFÁSICA AT	39
5.1.1	10% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	39
5.1.1.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	42
5.1.1.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	42
5.1.2	50% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	44
5.1.2.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	46
5.1.2.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	48
5.1.3	90% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	48
5.1.3.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	51
5.1.3.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	53
5.2	FALTA BIFÁSICA BC	53
5.2.1	10% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	53
5.2.1.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	58
5.2.1.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	58
5.2.2	50% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	60
5.2.2.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	61
5.2.2.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	63
5.2.3	90% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	63
5.2.3.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	67
5.2.3.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	68
5.3	FALTA BIFÁSICA TERRA BCT	68
5.3.1	10% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	68
5.3.1.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	71
5.3.1.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	72
5.3.2	50% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	74
5.3.2.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	75
5.3.2.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	75
5.3.3	90% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	78
5.3.3.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	80
5.3.3.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	81
5.4	FALTA TRIFÁSICA ABC	83
5.4.1	10% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	83
5.4.1.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	84
5.4.1.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	86
5.4.2	50% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	87
5.4.2.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	89
5.4.2.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	90
5.4.3	90% DA LINHA DE TRANSMISSÃO	92
5.4.3.1	RELÉ AUTOPOLARIZADO	94
5.4.3.2	RELÉ POLARIZADO POR MEMÓRIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA	95

5.5	ANÁLISE FINAL.....	95
6	CONCLUSÃO E PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS.....	98
6.1	PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS.....	99
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100

LISTA DE FIGURAS

2.1 Diagrama R-X. (SILVA, 2009).....	6
2.2 Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Quadrilateral; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistência. (SILVA, 2009).....	7
2.3 Impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão no diagrama R-X. (SILVA, 2009).....	8
2.4 Diagrama unifilar de um SEP com um falta aplicada em $h\%$ da linha de transmissão. (SILVA, 2009).....	9
2.5 Circuitos de sequência para falta monofásica na fase A. (SILVA, 2009)	9
2.6 Circuitos de sequência para falta bifásica nas fases B e C. (SILVA, 2009).....	11
2.7 Circuitos de sequência para falta bifásica entre as fases B e C para a terra . (SILVA, 2009).....	13
2.8 Circuitos de sequência para falta bifásica entre as fases A,B e C . (SILVA, 2009) ...	13
2.9 Trajetória da impedância aparente vista pelo relé Z_R para a característica: (a) Mho, (b) quadrilateral (SILVA, 2009).	15
2.10 Representação das zonas de proteção de distância (ANDERSON, 1999)	17
2.11 Representação das zonas de proteção de distância no diagrama R-X (SILVA, 2009)	17
2.12 Representação da Característica Mho no plano R-X e efeitos de τ sobre tal característica.(SILVA, 2009).....	19
2.13 Relação entre as fases de Z_{pol} e Z_{op} para os casos de Z_R : (a) dentro da característica Mho, (b) sobre à característica Mho e (a) fora da característica Mho(SILVA, 2009).....	21
3.1 Modelo de circuito equivalente para uma célula fotovoltaica.(KARAAGAC et al., 2021)	25
3.2 Modelo de circuito para um inversor (TOLEDO, 2022).	26
4.1 Resposta em frequência do filtro FCDFT para a magnitude do fasor.	30
4.2 Resposta em frequência do filtro cosseno modificado para a magnitude do fasor. ...	31
4.3 Sistema utilizado para as simulações realizadas.	33
4.4 Linha de transmissão responsável pela interligação entre o parque e o sistema elétrico.	33
4.5 Parâmetros do sistema analisado para cada componente: (a) parque solar, (b) controle do inversor, (c) controle do parque solar e (d) linhas de transmissão	36
5.1 Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	39

5.2	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	40
5.3	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	40
5.4	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	41
5.5	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	42
5.6	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	43
5.7	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	43
5.8	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.....	44
5.9	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	45
5.10	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	45
5.11	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	46
5.12	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	47
5.13	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	47
5.14	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	48
5.15	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	49
5.16	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.....	49
5.17	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	50

5.18	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	50
5.19	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	51
5.20	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	52
5.21	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	52
5.22	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	53
5.23	Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	54
5.24	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	54
5.25	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	55
5.26	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	55
5.27	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	56
5.28	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	57
5.29	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	58
5.30	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	58
5.31	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	59
5.32	Fases dos sinais de polarização e operação utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	60
5.33	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	60

5.34	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	61
5.35	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	61
5.36	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	62
5.37	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	62
5.38	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	63
5.39	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	64
5.40	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.....	64
5.41	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	65
5.42	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.	65
5.43	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	65
5.44	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	66
5.45	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	67
5.46	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	67
5.47	Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.	68
5.48	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.....	69
5.49	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	69

5.50	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	70
5.51	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	70
5.52	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	71
5.53	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	72
5.54	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	72
5.55	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa....	73
5.56	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BCT 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	73
5.57	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	74
5.58	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	74
5.59	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	75
5.60	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	76
5.61	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	76
5.62	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	77
5.63	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa....	77
5.64	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BCT 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	78
5.65	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	78

5.66	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	79
5.67	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	79
5.68	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	80
5.69	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	81
5.70	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.....	81
5.71	Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa....	82
5.72	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	82
5.73	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	83
5.74	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	83
5.75	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	84
5.76	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	85
5.77	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	85
5.78	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL....	86
5.79	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.....	86
5.80	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto ABC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	87
5.81	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	87

5.82	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	88
5.83	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	88
5.84	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	89
5.85	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	90
5.86	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL....	90
5.87	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.....	91
5.88	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto ABC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	91
5.89	Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.	92
5.90	Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.....	92
5.91	Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.	93
5.92	Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.....	93
5.93	Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.	94
5.94	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL....	94
5.95	Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.....	95
5.96	Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.	96

LISTA DE TABELAS

2.1	Unidades de impedância do relé que devem atuar para cada tipo de falta	8
2.2	Sinais de entrada para todas as unidades de impedância do relé de proteção de distância.....	14
2.3	Tabela sobre sinais de tensão e corrente para o comparador de fases.....	20
4.1	Parâmetros do sistema analisado.....	35
5.1	Relação de casos de estudo ao tipo de falta, localização da falta na LT e polarização do relé.....	38

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis

\hat{V}_a	Fasor tensão na fase A.	[V]
\hat{V}_b	Fasor tensão na fase B.	[V]
\hat{V}_c	Fasor tensão na fase C.	[V]
\hat{V}_{ab}	Fasor tensão entre as fases A e B.	[V]
\hat{V}_{bc}	Fasor tensão entre as fases B e C.	[V]
\hat{V}_{ca}	Fasor tensão entre as fases C e A.	[V]
\hat{V}_R	Fasor tensão vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{R1}	Fasor tensão de sequência positiva vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{R2}	Fasor tensão de sequência negativa vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{R0}	Fasor tensão de sequência zero vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{Ra}	Fasor tensão na fase A vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{Rb}	Fasor tensão na fase B vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_{Rc}	Fasor tensão na fase C vista pelo relé.	[V]
\hat{V}_F	Fasor tensão no ponto F no qual ocorre a falta.	[V]
\hat{V}_{F1}	Fasor tensão de sequência positiva no ponto F no qual ocorre a falta.	[V]
\hat{V}_{F2}	Fasor tensão de sequência negativa no ponto F no qual ocorre a falta.	[V]
\hat{V}_{F0}	Fasor tensão de sequência zero no ponto F no qual ocorre a falta.	[V]
\hat{V}_{op}	Fasor tensão de operação dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.	[V]
\hat{V}_{1m}	Fasor tensão de sequência positiva memorizado.	[V]
$\hat{V}_{1m}(z)$	Fasor tensão de sequência positiva memorizado na Transformada Z .	[V]
$\hat{V}_{1m}(k)$	Fasor tensão de sequência positiva memorizado no instante k .	[V]
\hat{V}_{1m}^*	Conjugado do fasor tensão de sequência positiva memorizado.	[V]
\hat{V}_{pol}	Fasor tensão de polarização dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.	[V]
\hat{V}_{pol}^*	Conjugado do fasor tensão de polarização dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.	[V]
\hat{E}_S	Fasor tensão do equivalente de Thévenin S .	[V]
\hat{E}_U	Fasor tensão do equivalente de Thévenin U .	[V]
\hat{V}_d	Fasor tensão no eixo direto.	[V]

\hat{V}_q	Fasor tensão no eixo em quadratura .	[V]
\hat{V}_0	Fasor tensão de sequência zero obtida através da Transformada de Park.	[V]
$\hat{V}_1(z)$	Fasor tensão de sequência positiva obtida através da Transformada Z .	[V]
V_{pv}	Tensão gerada pelo painel solar.	[V]
V_{diodo}	Tensão sob o diodo.	[V]
V_{th}	Tensão equivalente de temperatura.	[V]
V_{CC}	Tensão no barramento de corrente contínua.	[V]
\hat{I}_a	Fasor corrente na fase A.	[A]
\hat{I}_b	Fasor corrente na fase B.	[A]
\hat{I}_c	Fasor corrente na fase C.	[A]
\hat{I}_R	Fasor corrente vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{R1}	Fasor corrente de sequência positiva vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{R2}	Fasor corrente de sequência negativa vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{R0}	Fasor corrente de sequência zero vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{Ra}	Fasor corrente na fase A vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{Rb}	Fasor corrente na fase B vista pelo relé.	[A]
\hat{I}_{Rc}	Fasor corrente na fase C vista pelo relé.	[A]
\hat{I}'_{Ra}	Fasor corrente compensada na fase A vista pelo relé.	[A]
\hat{I}'_{Rb}	Fasor corrente compensada na fase B vista pelo relé.	[A]
\hat{I}'_{Rc}	Fasor corrente compensada na fase C vista pelo relé.	[A]
I_{ph}	Corrente fotogerada.	[A]
I_{pv}	Corrente gerada pelo painel solar.	[A]
I_{diodo}	Corrente que flui pelo diodo.	[A]
I_0	Corrente de saturação reversa.	[A]
I_{Rc}	Fasor corrente compensada na fase C vista pelo relé.	[A]
Z_R	Impedância aparente vista pelo relé .	[Ω]
r_R	Parte real da impedância aparente vista pelo relé .	[Ω]
x_R	Parte imaginária da impedância aparente vista pelo relé .	[Ω]
Z_F	Impedância aparente de falta vista pelo relé .	[Ω]
Z_{L1}	Impedância de sequência positiva da linha de transmissão.	[Ω]
r_{L1}	Parte real da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.	[Ω]
x_{L1}	Parte imaginária da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.	[Ω]
Z_S	Impedância do equivalente de Thévenin S.	[Ω]
Z_{S1}	Impedância de sequência positiva do equivalente de Thévenin S.	[Ω]
Z_{S2}	Impedância de sequência negativa do equivalente de Thévenin S.	[Ω]

Z_{S0}	Impedância de sequência zero do equivalente de Thévenin S.	[Ω]
Z_U	Impedância do equivalente de Thévenin U.	[Ω]
Z_{U1}	Impedância de sequência positiva do equivalente de Thévenin U.	[Ω]
Z_{U2}	Impedância de sequência negativa do equivalente de Thévenin U.	[Ω]
Z_{U0}	Impedância de sequência zero do equivalente de Thévenin U.	[Ω]
z_L	Impedância por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω]
z_{L0}	Impedância de sequência zero por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
z_{L1}	Impedância de sequência positiva por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
z_{L2}	Impedância de sequência negativa por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
Z_{AT}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação da fase A.	[Ω]
Z_{BT}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação da fase B.	[Ω]
Z_{CT}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação da fase C.	[Ω]
Z_{AB}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação das fases A e B.	[Ω]
Z_{BC}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação das fases B e C.	[Ω]
Z_{CA}	Unidade de impedância do relé para faltas com participação das fases C e A.	[Ω]
Z_{op}	Impedância de operação dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.	[Ω]
Z_{pol}	Impedância de polarização dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.	[Ω]
Z_A	Impedância de alcance da zona de proteção da função de distância.	[Ω]
z_{L0}	Impedância de sequência zero por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
z_{L1}	Impedância de sequência positiva por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
z_{L2}	Impedância de sequência negativa por unidade de comprimento da linha de transmissão.	[Ω/km]
R_f	Resistência do filtro passa-baixa RL.	[Ω]
L_f	Indutância do filtro passa-baixa RL.	[Ω]

R_s	Resistência em série.	[Ω]
R_p	Resistência em paralelo.	[Ω]
θ_R	Ângulo da impedância vista pelo relé.	[rad]
θ_{L1}	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.	[rad]
K_0	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.	[]
h	Porcentagem do comprimento de linha de transmissão no qual ocorreu a falta.	[]
a	Operador matemático complexo usado na transformação em componentes simétricas.	[]
T_2	Tempo de atraso da atuação da segunda zona de proteção do relé.	[s]
T_3	Tempo de atraso da atuação da terceira zona de proteção do relé.	[s]
ϕ	Diferença entre as fases dos fasores \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} no comparador de fases.	[rad]
$H(s)$	Função de transferência do filtro passa-baixas no domínio de Laplace.	[]
s	Variável complexa no domínio de Laplace.	[]
z^{-1}	Operador matemático da Transformada Z .	[]
τ	Ângulo de torque máximo do relé.	[rad]
κ	Constante de decaimento da resposta transitória.	[]
Δt	Intervalo de amostragem.	[s]
N	Número de amostras por ciclo.	[]
f	Frequência fundamental do sinal.	[Hz]
M	Constante de decaimento em número de ciclos.	[]
p	Pólo da função de transferência $H(z)$.	[]
m	Distância da impedância de linha medida.	[pu]
j	Unidade imaginária.	[]
k	Instante de amostragem de um sinal.	[]
α	Fator de esquecimento.	[]
$E_{electron}$	Energia cinética do elétron liberado no efeito fotoelétrico.	[eV]
E_{foton}	Fator de esquecimento.	[eV]
h	Constante de Planck.	[Js]
f_{foton}	Frequência da foton incidente sobre o metal.	[Hz]
W	Função trabalho do metal.	[eV]
N_s	Número de células em série que compõem o módulo solar.	[]
n	Fator de idealidade.	[]
\hat{X}	Fasor do sinal X .	[]
X_{real}	Parte real do fasor \hat{X} .	[]

X_{imag}	Parte imaginária do fasor \hat{X} .	[]
x_i	i-ésima amostra do sinal x.	[]
h_{real}	Filtro da parte real do fasor \hat{X} .	[]
h_{imag}	Filtro da parte imaginária do fasor \hat{X} .	[]
A	Amplitude do fasor \hat{X} .	[]
φ	Fase do fasor \hat{X} .	[rad]

Siglas

21	Código ANSI para a proteção de distância
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
IBR	Recursos Baseados em Inversores
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ODS	Objetivos de Desenvolvimento sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
pu	Por Unidade
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct Current</i>
POI	Ponto de interconexão
RMS	<i>Root Mean Square</i>
ABB	<i>ASEA Brown Boveri</i>
FCDFT	<i>Full Cycle Discrete Fourier Transform</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
UVRT	<i>Under-Voltage Ride Through</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
OVRT	<i>Over-Voltage Ride Through</i>
HVRT	<i>High Voltage Ride Through</i>

GVS	<i>Grid Voltage Support</i>
QUM	Injeção de corrente reativa
ZUM	Injeção de corrente de sequência zero
AT	Falta envolvendo a fase A e terra.
BT	Falta envolvendo a fase B e terra.
CT	Falta envolvendo a fase C e terra.
AB	Falta envolvendo a fase A e a fase B.
BC	Falta envolvendo a fase B e a fase C.
CA	Falta envolvendo a fase C e a fase A.
ABT	Falta envolvendo a fase A, a fase B e terra.
BCT	Falta envolvendo a fase B, a fase C e terra.
CAT	Falta envolvendo a fase C, a fase A e terra.
ABC	Falta envolvendo a fase A, a fase B e a fase C.
LT	Linha de Transmissão.
<i>TLM_01a</i>	Primeira seção da linha de transmissão que conecta a barra 0 à barra 1.
<i>TLM_01b</i>	Segunda seção da linha de transmissão que conecta a barra 0 à barra 1.
BUS0	Barra, adicionada ao sistema, que conecta o parque solar à linha de transmissão.
BUS1	Barra que conecta à linha de transmissão que emana do parque solar com o resto do sistema.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Devido à onipresença das máquinas elétricas e eletrônicas na vida moderna, a energia elétrica é indiscutivelmente um recurso essencial para a população. É inimaginável pensar em qualquer área da vida moderna sem que haja a utilização de energia elétrica em qualquer parte do processo. Nesse sentido, uma das possíveis variáveis utilizadas para classificação ou caracterização de países em relação ao grau de desenvolvimento é facilidade ao acesso a energia, sendo fator determinante para o desenvolvimento econômico e social, visto que fornece apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas (ANEEL, 2008).

Além disso, vale ressaltar que os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), determinados pela Organização das Nações Unidas (ONU), demonstram a necessidade de ações climáticas positivas. Em relação a energia elétrica, o ODS 7, Energia limpa e acessível, possui entre seus objetivos aumentar substancialmente a participação das fontes renováveis na matriz energética mundial e garantir o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia. (ONU, 2015).

Como o Brasil é país integrante da ONU e signatário do Tratado de Paris, o desenvolvimento socioeconômico do Brasil será sob as metas impostas por tais objetivos e demandará um aumento de consumo e demanda por energia elétrica. Nesse contexto, a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição desse bem essencial é uma necessidade. Tal afirmação é embasada pelo aumento da capacidade de geração instalada em 2023 de 210,662 GW para a prevista em 2027 de 211,681 GW e a extensão da rede básica de transmissão em 2023 de 179.311 km para 216.759 Km em 2027 (ONS, 2023b).

Para isso, destaca-se o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, permitindo a transformação de energias em outras formas, como energia potencial gravitacional ou energia química, em energia elétrica e a transmissão de potência para todas as regiões do Brasil, Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Logo a integração de fontes renováveis, em particular fotovoltaica e eólica, já possui uma participação considerável dentro do SIN, 5% e 12,8% respectivamente. Portanto, essas tecnologias possuem a tendência de ganharem ainda mais expressão no cenário global, nacional e regional.

Contudo, a inserção dos recursos baseados em inversores (IBR) apresentam desafios para o sistema de transmissão. Tais desafios estão relacionados a características intrínsecas a essas tecnologias, como o fato de terem baixa inércia mecânica e aumentarem a fragilidade do sistema, pois são interfaceadas por inversores e pelo fato de muitos dos módulos solares e aerogeradores

utilizados são vendidos como caixa preta, logo, sem grandes informações sobre quais são os componentes e quais os processos de controle que ocorrem dentro deles. Esses desafios já causaram problemas e interrupções no fornecimento de energia à população a exemplo do apagão ocorrido no dia 15 de agosto de 2023, no qual ficou comprovado que os modelos utilizados como base para a simulação pelo ONS eram diferentes dos implementados na realidade e isso dificultou a rápida normalização do sistema e a constatação de riscos relacionados ao cenário operativo pré-distúrbio, além do evento zero ter sido a atuação indevida de uma função de proteção de linhas de transmissão devido a ajustes errados, resultando na propagação da perturbação para o sistema, retirando cerca de 23.368 MW de cargas do sistema (ONS, 2023a).

Recortando para problemas nas linhas de transmissão em que ocorre o acoplamento dos parques solares e eólicos ao SIN, os IBR possuem contribuições de curto circuito baixas e dificultam a correta atuação das funções de proteção implementadas no relé da linha de transmissão. Portanto, deve-se projetar corretamente o sistema de proteção das linhas de interligação parques - sistema de transmissão, a fim de evitar situações como as relatadas. Pode-se dizer que nenhum sistema de potência pode ser projetado de tal forma a nunca falhar, de tal maneira que é preciso conviver com as falhas presentes. Os defeitos devem ser minimizados isolando rapidamente o elemento defeituoso do resto do sistema, limitando as consequências do distúrbio a uma pequena região (PAITHANKAR; BHADE, 2003)

No contexto de proteção de linhas de transmissão, uma das funções mais utilizadas é a função de proteção de distância devido a sua versatilidade e baixo custo, além de ser uma função inerentemente gradativa. Porém, um dos problemas da função de proteção de distância é a sua sensibilidade quando comparada a funções como a função diferencial de linha, além de ser afetada por inversão de fluxo, mudanças de cargas, entre outros.

Portanto, é imperativo investir em pesquisas e inovações no campo da engenharia elétrica, visando o desenvolvimento de soluções mais eficazes e seguras para a integração de fontes renováveis no sistema elétrico nacional. Nesse contexto, este trabalho de conclusão do curso segue a necessidade de pesquisas e possui o intuito de avaliar estratégias atualmente utilizadas para promoção da proteção de linhas de transmissão em situações de alta inserção de energia renováveis, no caso, energia solar. Porém, o tema comporta um leque maior de problemáticas a serem estudadas, não se limitando ao intuito deste trabalho, permitindo o desenvolvimento de outras pesquisas e soluções. Logo, somente com pesquisas na área, será possível garantir um fornecimento de energia confiável e sustentável, contribuindo para o progresso socioeconômico do Brasil e para o alcance das metas estabelecidas pelos ODS.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo principal avaliar o desempenho da função de proteção de distância em linhas de transmissão que fazem a interligação entre geração

fotovoltaica e sistema de transmissão. Será avaliada a função de distância em diferentes configurações, tipo de polarização e tipo de comparador, sendo que a eliminação da falta em menor tempo apresentará o melhor resultado. Para isso, estabelecem-se os seguintes objetivos específicos:

- Expor fundamentos teóricos para a proteção de distância de linhas de transmissão;
- Expor fundamentos teóricos sobre a geração fotovoltaica;
- Implementar os algoritmo de proteção;
- Realizar um conjunto de simulações de faltas no sistema analisado através do *software Electromagnetic Transient Program (EMTP)*;
- Analisar o comportamento da proteção de distância no cenário descrito;
- Avaliar o desempenho da função estudada perante análises de transitório eletromagnético e análises de sensibilidade paramétrica;

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A organização deste trabalho seguirá a seguinte estrutura:

- No capítulo 2, é apresentada a teoria de proteção, em especial a função de proteção de distância;
- No capítulo 3, é apresentada a teoria de geração fotovoltaica, em especial parques solares;
- No capítulo 4, são apresentados as ferramentas computacionais, EMTP e algoritmos implementados, e os principais blocos do sistema estudado;
- No capítulo 5, são apresentados os resultados e análises obtidas das simulações;
- No capítulo 6, são apresentadas as conclusões e propostas para futuros trabalhos envolvendo o tema;

PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

2.1 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Durante o funcionamento de um sistema elétrico de potência, diversas condições de operação podem ocorrer. Contudo, algumas dessas condições podem ser danosas ao próprio sistema e seus usuários e, são normalmente, causadas por faltas. Para lidar com essa problemática, o sistema elétrico possui um sistema composto por todos os transformadores para instrumentos, disjuntores, circuitos de comunicação, relés, que atuam de forma conjunta para proteger os elementos ou partes do sistema elétrico contra faltas, conhecido como sistema de proteção. Para que ocorra a proteção de maneira eficaz, o sistema de proteção deve atuar de maneira a detectar faltas e, de forma rápida e seletiva, retirar as partes afetadas para garantir a segurança e integridade dos equipamentos e usuários. Portanto, um sistema de proteção tem como requisitos básicos (ANDERSON, 1999):

- **Sensibilidade** : Identificar faltas segundo especificação do projeto.
- **Confiabilidade**: Atuar corretamente quando for necessário.
- **Segurança**: Evitar operações desnecessárias.
- **Seletividade**: Realizar o mínimo de desligamentos para isolar a falta e garantir a máxima disponibilidade do sistema elétrico
- **Coordenação**: Determinar os ajustes necessários para garantir a seletividade do sistema.
- **Velocidade**: Extinguir a falta no menor tempo possível para minimizar danos.
- **Simplicidade**: Menor número possível de equipamentos para garantir a proteção do sistema elétrico.
- **Mantenabilidade**: Possuir manutenção rápida, precisa e barata com o intuito de garantir máxima disponibilidade do sistema elétrico.
- **Economia**: Deve maximizar a relação custo versus benefício, de forma a garantir a máxima proteção de forma barata.

No contexto do sistema de proteção, o principal equipamento que o compõe é o relé. Esses equipamentos podem ser de três tipos: eletromecânicos, estáticos ou digitais. Os relés eletromecânicos são baseados na interação eletromagnética entre os campos e correntes para gerar forças

capazes de movimentar partes móveis. Tais relés tem como exemplo de desvantagem necessitam de manutenção permanente, ausência de memória para registro de ocorrências, de comunicação via rede, a inércia de suas partes móveis, limitação de ajustes e particularização da função de proteção por relé.

Já os relés estáticos analógicos possuem seu funcionamento baseado em sinais lógicos por meio de associações de portas lógicas, memória e dispositivos de sincronização para implementar as funções de proteção. Esses relés possuem como vantagem possuir maior flexibilidade de funções, maior sensibilidade de operação com níveis de tensão e corrente reduzidos, ajustes mais precisos, maior velocidade. Contudo, os relés analógicos não possuem comunicação via rede, são altamente sensíveis à interferências eletromagnéticas externas, o que pode causar atuações indevidas, são sensíveis à temperatura e umidade, sendo necessária a tropicalização dos componentes, mudanças nas características das peças para suportar o clima brasileiro.

Por fim, o relé numérico microprocessado, relé digital ou do inglês *Intelligent Electronic Device*, IED, é um dispositivo microprocessado, que possui a função de proteção e é capaz de controlar os demais elementos que compõe o sistema de proteção. Os IED, por serem microprocessados, possuem características vantajosas: definição de mais de uma função por relé, podem monitorar, controlar ou medir o sistema dependendo do seus parâmetros, são capazes de se comunicar via rede com outros relés e dispositivos, permitindo a elaboração de esquemas mais complexos de proteção e acesso remoto a seus parâmetros, memória de oscilografia, rotinas de auto-averiguação da integridade de seus componentes físicos e de software, rotinas de detecção, classificação e localização de faltas. Tais IED recebem sinais de tensão e corrente provenientes do sistema aos quais supervisionam para tomar decisões acerca da atuação ou não da proteção acerca da condição do sistema. Essas condições são previamente estabelecidas pela função e pelos parâmetros escolhidos para o ajuste dessa. Outrossim, a possibilidade de comunicação remota com o relé se relaciona com o conceito de subestação digital, implementado pela norma IEC 61850.

Além das características técnicas dos relés, é importante considerar as implicações práticas de sua escolha em um sistema elétrico. Por exemplo, ao optar por relés digitais, a capacidade de comunicação via rede e a possibilidade de elaborar esquemas mais complexos de proteção podem ser cruciais em sistemas de grande escala. Por outro lado, em ambientes sujeitos a interferências eletromagnéticas, como instalações industriais densamente equipadas, a sensibilidade dos relés analógicos pode se tornar um fator determinante para evitar atuações indevidas. Portanto, a compreensão das necessidades específicas do sistema e do ambiente de operação é essencial para uma escolha de relé que otimize a eficácia e a segurança do sistema de proteção.

Neste Capítulo, os conceitos fundamentais de proteção de distância de linhas de transmissão são discutidos para melhor entendimento do tema deste trabalho.

2.2 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A Função de Proteção de Distância recebe esse nome pela relação entre a impedância da linha de transmissão e da distância do relé até o ponto de falta. Logo, a função de distância não mede distância e, sim, a impedância aparente vista pelo relé.

Apesar da função de distância ser inerentemente gradativa, pois consegue detectar e eliminar falhas que ocorram no componente protegido e a fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes, essa função é comumente utilizada em esquemas de teleproteção como proteção unitária da linha (ONS, 2020).

No caso da função estudada, que possui código ANSI 21, o IED utiliza os sinais recebidos, sinais de tensão e corrente como dito anteriormente, para calcular a impedância aparente entre o dispositivo e o ponto de falta. Realizando uma comparação entre a impedância medida e a impedância previamente estabelecida, correspondente a uma porcentagem da impedância da linha de transmissão, o dispositivo é capaz de estimar o local da falta e, a depender da zona deste local de falta, decidir se deve atuar e como deve atuar a proteção.

2.3 DIAGRAMA R-X

Pode-se representar as características da função de distância em um diagrama R-X, sendo o eixo das abscissas a resistência R e o eixo das ordenadas a reatância X. A partir da tensão e corrente medidas pelo relé, os fasores \hat{V} e \hat{I} , o relé obtém a impedância aparente Z_R , que possui as coordenadas $Z_R = r_R + jx_R$, sendo $r_R = |Z_R| \cos \theta_R$ e $x_R = |Z_R| \sin \theta_R$.

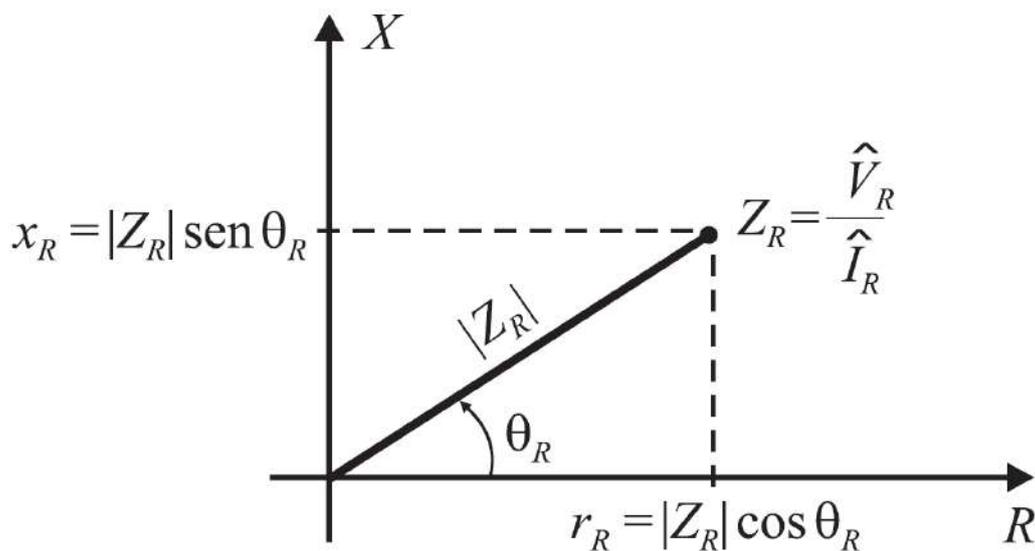


Figura 2.1: Diagrama R-X. (SILVA, 2009)

A atuação da função deve ocorrer quando Z_R estiver dentro da característica de operação da função, determinada por figura geométrica (retas ou círculos) ou região determinada pela asso-

ciação de figuras geométricas (polígonos, quadriláteros, intersecção de círculos), mostrado na Figura 2.2. Como a atuação ocorre apenas quando a impedância aparente Z_R esteja dentro da característica de operação da função, a impedância que representa a operação normal do sistema deve ser definida de modo que o ponto no diagrama R-X não pertença ao interior da característica de operação da função. Portanto, a característica de operação da função deve ser definida após estudo anterior do sistema a ser protegido e das características disponibilizadas pelo relé.

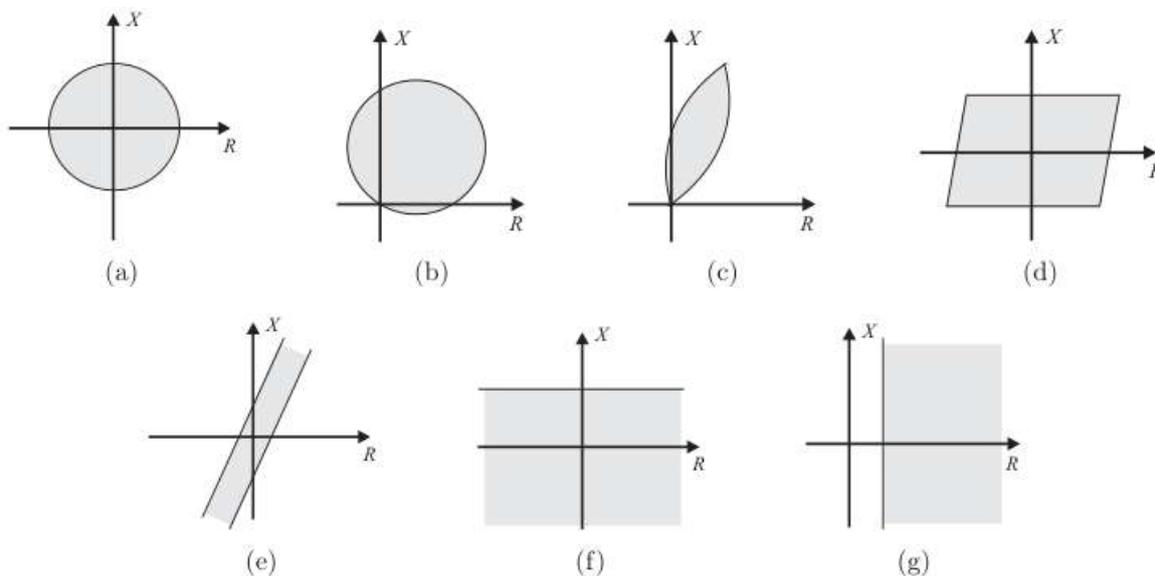


Figura 2.2: Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Quadrilateral; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistência. (SILVA, 2009)

2.4 IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO SISTEMA

Como a função de proteção de distância é utilizada para a proteção de linhas de transmissão, deve-se escolher uma impedância do sistema observado para servir como base de comparação para os outros pontos medidos pelo sistema. Para isso, escolhe-se a impedância de sequência positiva da linha, pois ela depende de parâmetros construtivos da linha, como características dos condutores e topologia, e está presente em todos os tipos de curto circuito e não depende da resistividade do solo, diferentemente das impedâncias das sequências restantes.

Na Figura 2.3, θ_{L1} é a fase do fasor impedância de sequência positiva da linha de transmissão, e é relevante quando a função de proteção é ajustada para atuar na característica Mho. Isso ocorre, pois o alcance da Zona 1 de proteção está relacionada a essa fase, como será discutido posteriormente.

Os relés possuem seis unidades de impedância para captar os dez tipos de faltas que podem ocorrer em um sistema. Os tipos de falta são três monofásicas, três bifásicas, três bifásicas terra e trifásica. Com isso, cada unidade de impedância terá uma equação diferente que rege a sua atua-

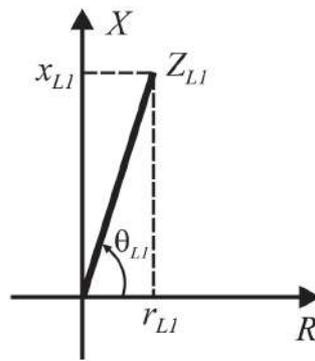


Figura 2.3: Impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão no diagrama R-X. (SILVA, 2009)

ção, sendo obtidas pelo análise de curto circuito do sistema para cada falta anteriormente citada. Já as seis unidades são divididas em 3 unidades de impedância fase-terra e três fase-fase, sendo que pelo menos uma dessas unidades deve atuar para cada tipo de curto, medindo a impedância entre o relé e o ponto de falta na linha de transmissão.

Tabela 2.1: Unidades de impedância do relé que devem atuar para cada tipo de falta

Falta	Fases envolvidas	Sigla	Unidades do Relé					
			Z_{AT}	Z_{BT}	Z_{CT}	Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}
Monofásica	A	AT	X	-	-	-	-	-
	B	BT	-	X	-	-	-	-
	C	CT	-	-	X	-	-	-
Bifásica	A e B	AB	-	-	-	X	-	-
	B e C	BC	-	-	-	-	X	-
	A e C	AC	-	-	-	-	-	X
Bifásica para Terra	A e B	ABT	X	X	-	X	-	-
	B e C	BCT	-	X	X	-	X	-
	A e C	ACT	X	-	X	-	-	X
Trifásica	A, B e C	ABC	X	X	X	X	X	X

A Tabela 2.1 mostra quais unidades devem atuar para cada tipo de curto. Contudo, há diversos fatores que podem influenciar a operação dessas unidades, podendo causar erros na atuação das unidades. Alguns desses fatores são correntes de *infeed* e *outfeed*, compensação série, resistência de falta, força das fontes. Portanto, é necessário que o estudo prévio leve em conta esses fatores para realizar os ajustes dos parâmetros da função.

2.4.1 Relação de Sinais Medidos pelo Relé e Tipos de Falta

Para que haja o entendimento de quais sinais utilizar em cada unidade do relé, deve-se analisar as faltas. Para isso, considera-se o seguinte sistema elétrico:

Primeiramente, têm-se o circuito de falta monofásica. Apenas uma das fases é afetada nesse tipo de falta. Portanto, todas as sequências estão envolvidas, já que se trata de uma falta que envolve a terra e é desbalanceada.

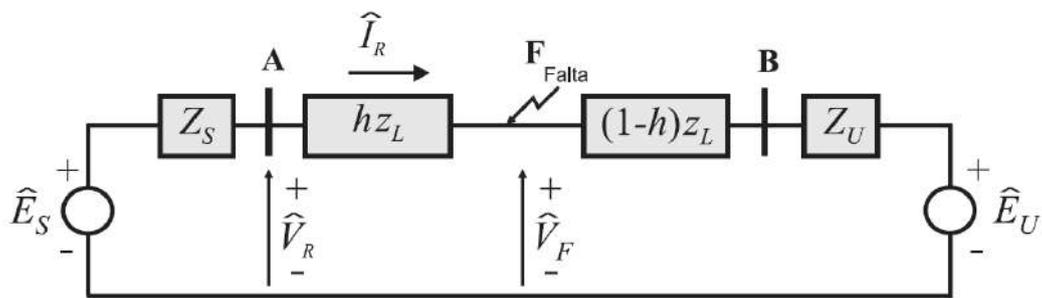


Figura 2.4: Diagrama unifilar de um SEP com uma falta aplicada em $h\%$ da linha de transmissão. (SILVA, 2009)

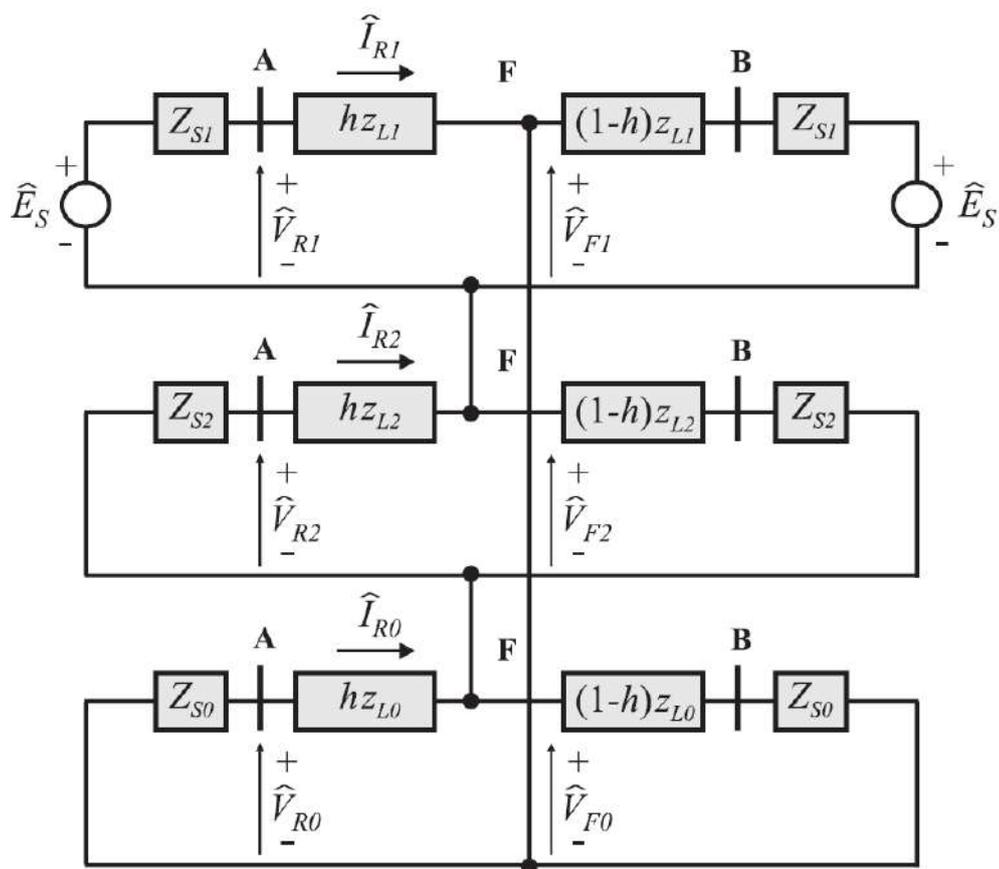


Figura 2.5: Circuitos de seqüência para falta monofásica na fase A. (SILVA, 2009)

Logo, têm-se as seguinte conclusões:

$$\hat{V}_{F0} = \hat{V}_{R0} - hZ_{L0}\hat{I}_{R0} \quad (2.1a)$$

$$\hat{V}_{F1} = \hat{V}_{R1} - hZ_{L1}\hat{I}_{R1} \quad (2.1b)$$

$$\hat{V}_{F2} = \hat{V}_{R2} - hZ_{L2}\hat{I}_{R2} \quad (2.1c)$$

Além disso, a tensão no ponto da falta na fase A \hat{V}_{Fa} para um curto circuito monofásico franco é zero:

$$\begin{aligned} \hat{V}_{Fa} &= \hat{V}_{F0} + \hat{V}_{F1} + \hat{V}_{F2} = 0 \\ \hat{V}_{Fa} &= \left(\hat{V}_{R0} + \hat{V}_{R1} + \hat{V}_{R2} \right) - hZ_{L0}\hat{I}_{R0} - hZ_{L1} \left(\hat{I}_{R1} + \hat{I}_{R2} \right) = 0 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Devido as características das linhas de transmissão, pode-se entender que a impedância de sequência positiva e negativa da linha são iguais. Portanto, pode-se realizar a substituição na Eq. 2.2 e obter o terceiro termo.

Da mesma maneira, pode-se entender que a tensão medida na fase A pelo relé é $\hat{V}_{Ra} = \hat{V}_{R0} + \hat{V}_{R1} + \hat{V}_{R2}$ e as correntes na fase A são $\hat{I}_{Ra} = \hat{I}_{R0} + \hat{I}_{R1} + \hat{I}_{R2}$. Portanto, obtém-se:

$$\hat{V}_{Fa} = \hat{V}_{Ra} - (Z_{L0} - Z_{L1})\hat{I}_{R0} - hZ_{L1}\hat{I}_{Ra} = 0 \quad (2.3)$$

Para manter o padrão para as equações, pode-se calcular a corrente compensada por sequência zero:

$$\hat{I}'_{Ra} = \hat{I}_{Ra} + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}}\hat{I}_{R0} = \hat{I}_{Ra} + K_0\hat{I}_{R0} \quad (2.4)$$

Logo, K_0 é conhecido como fator de compensação de sequência zero, sendo ele responsável por compensar o acoplamento mútuo entre a fase defeituosa e as fases sãs. Para a maioria das linhas de transmissão, este fator é um número real entre 1,5 e 2,5, sendo uma boa aproximação considerá-lo como 2,0, o que corresponde a situação na qual a impedância de sequência zero da linha é três vezes sua impedância de sequência positiva (ZOCHOLL, 1995)

Desse modo, aplicando a Eq. 2.4 na Eq. 2.3:

$$hZ_{L1} = \frac{\hat{V}_{Ra}}{\hat{I}'_{Ra}} = \frac{\hat{V}_{Ra}}{\hat{I}_{Ra} + K_0\hat{I}_{R0}} \quad (2.5)$$

Essa equação mostra que ao se alimentar o relé de distância com a tensão da fase A e a corrente compensada na fase A, ele será capaz de medir a distância do trecho de linha entre o relé e o ponto de falta, ao comparar o resultado com a impedância de sequência positiva da linha. De maneira análoga, obtém-se os mesmos resultados para as fases B e C em suas respectivas faltas

monofásicas. Logo, definiu-se a operação das três unidades fase-terra, Z_{AT} , Z_{BT} e Z_{CT} .

Aplicando a mesma análise para curtos bifásicos, obtém-se o seguinte circuito de seqüências:

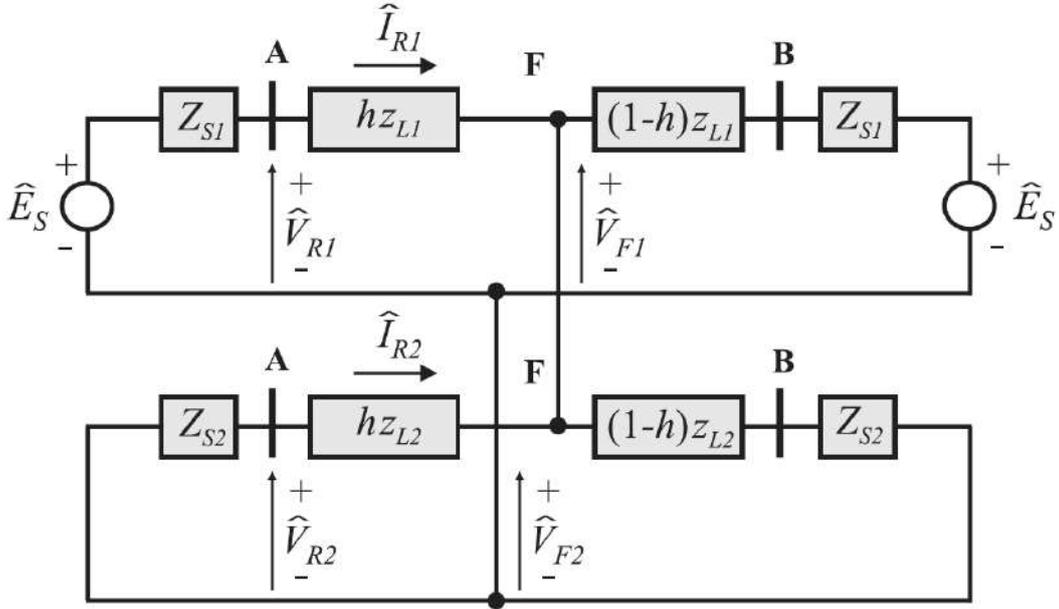


Figura 2.6: Circuitos de seqüência para falha bifásica nas fases B e C. (SILVA, 2009)

Portanto, a Figura 2.6 evidencia uma característica desse tipo de curto. Tal característica é que as tensões da seqüência positiva e negativa no ponto de falta, \hat{V}_{F1} e \hat{V}_{F2} , respectivamente, são iguais. Portanto, a seguinte relação é obtida:

$$\hat{V}_{F1} = \hat{V}_{F2} = \hat{V}_{R1} - hZ_{L1}\hat{I}_{R1} = \hat{V}_{R2} - hZ_{L2}\hat{I}_{R2} \quad (2.6)$$

Na qual \hat{V}_{R1} , \hat{V}_{R2} , \hat{I}_{R1} , \hat{I}_{R2} são os fasores das tensões medidas pelo relé para a seqüência positiva e negativa e os fasores das correntes medidas pelo relé para as seqüências positiva e negativa respectivamente. Além disso, Z_{L1} e Z_{L2} são as impedâncias da linha de transmissão para as seqüências positiva e negativa por unidade de comprimento. Por fim, vale lembrar que em linhas de transmissão as impedâncias para a seqüência positiva e negativa da linha podem ser consideradas iguais.

Portanto, pode-se descobrir a distância entre o relé e o ponto de falta ao se manipular a Equação 2.6:

$$hZ_{L1} = \frac{\hat{V}_{R1} - \hat{V}_{R2}}{\hat{I}_{R1} - \hat{I}_{R2}} \quad (2.7)$$

Aplicando a transformação em componentes simétricas, obtém-se:

$$\hat{V}_{Rb} = \hat{V}_{R0} + a^2\hat{V}_{R1} + a\hat{V}_{R2} \quad (2.8a)$$

$$\hat{V}_{Rc} = \hat{V}_{R0} + a\hat{V}_{R1} + a^2\hat{V}_{R2} \quad (2.8b)$$

$$\hat{I}_{Rb} = \hat{I}_{R0} + a^2\hat{I}_{R1} + a\hat{I}_{R2} \quad (2.8c)$$

$$\hat{I}_{Rb} = \hat{I}_{R0} + a\hat{I}_{R1} + a^2\hat{I}_{R2} \quad (2.8d)$$

Onde $a = 1\angle 120^\circ$, o operador complexo da transformação em componentes simétricos. Substituindo a Equação 2.8 na Equação 2.6, tem-se:

$$\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc} = (a^2 - a) (\hat{V}_{R2} - \hat{V}_{R1}) \quad (2.9a)$$

$$\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc} = (a^2 - a) (\hat{I}_{R2} - \hat{I}_{R1}) \quad (2.9b)$$

Por fim, obtém-se a seguinte igualdade, substituindo a Equação 2.9 na Equação 2.7:

$$hZ_{L1} = \frac{\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc}}{\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc}} \quad (2.10)$$

Essa igualdade mostra que as entradas de tensão das fases B e C, principalmente a diferença entre elas, é essencial para o cálculo da impedância de sequência positiva do segmento de linha entre o relé e o ponto de falta para o caso de uma falta bifásica entre B e C. De maneira semelhante, é possível obter as igualdades para as faltas bifásicas restantes, AB e CA, sendo a razão das diferenças de tensões e de corrente das fases envolvidas na falta. Portanto, definiu-se a operação das três unidades fase-fase, Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} .

De maneira semelhante, analisa-se o curto bifásico-terra, obtendo-se o seguinte circuito de seqüências:

A Figura 2.7, de maneira semelhante a Figura 2.6, mostra que a Equação 2.6 também é válida para circuito, portanto, as mesmas unidades de impedância definidas pela Equação 2.10 são capazes de calcular o ponto de falta a partir da impedância de sequência positiva da linha. E, assim como nos outros casos, essa observação pode ser estendida para os outros curtos bifásicos-terra.

Por fim, analisa-se o curto trifásico: Como o curto trifásico é balanceado e não há fuga para a terra, as seqüências negativas e zero não se fazem presentes na representação do curto no circuito de seqüências, restando apenas a seqüência positiva, como visto na Figura 2.8. Pela figura, obtém-se;

$$\hat{V}_{R1} = \hat{V}_{Ra} = hZ_{L1}\hat{I}_{R1} = hZ_{L1}\hat{I}_{Ra} \quad (2.11a)$$

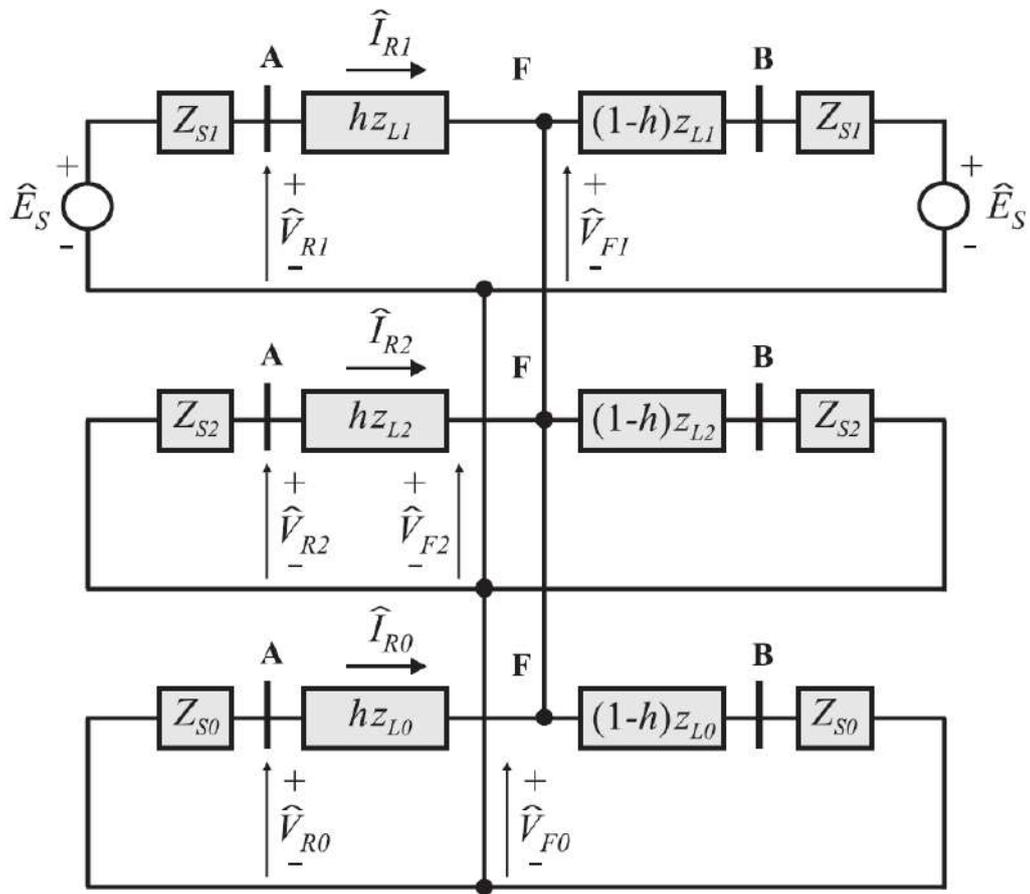


Figura 2.7: Circuitos de seqüência para falta bifásica entre as fases B e C para a terra . (SILVA, 2009)

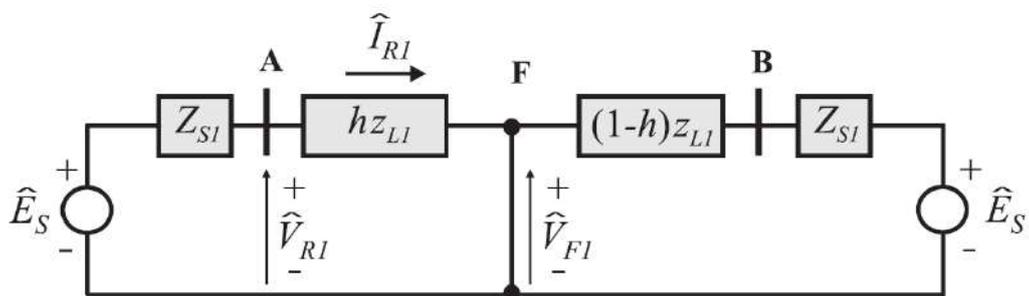


Figura 2.8: Circuitos de seqüência para falta bifásica entre as fases A,B e C . (SILVA, 2009)

Tabela 2.2: Sinais de entrada para todas as unidades de impedância do relé de proteção de distância.

Unidades de Impedância	Sinais de Entrada	
	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
Z_{AT}	\hat{V}_a	$\hat{I}_a + K_0 \hat{I}_0$
Z_{BT}	\hat{V}_b	$\hat{I}_b + K_0 \hat{I}_0$
Z_{CT}	\hat{V}_c	$\hat{I}_c + K_0 \hat{I}_0$
Z_{AB}	$\hat{V}_a - \hat{V}_b$	$\hat{I}_a - \hat{I}_b$
Z_{BC}	$\hat{V}_b - \hat{V}_c$	$\hat{I}_b - \hat{I}_c$
Z_{CA}	$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$

$$\hat{V}_{R2} = \hat{V}_{R0} = 0 \quad (2.11b)$$

$$\hat{I}_{R2} = \hat{I}_{R0} = 0 \quad (2.11c)$$

Aplicando a transformação em componentes simétricas, obtém-se:

$$\hat{V}_{Ra} = \hat{V}_{R1} \quad \hat{I}_{Ra} = \hat{I}_{R1} \quad (2.12a)$$

$$\hat{V}_{Rb} = a^2 \hat{V}_{R1} \quad \hat{I}_{Rb} = a^2 \hat{I}_{R1} \quad (2.12b)$$

$$\hat{V}_{Rc} = a \hat{V}_{R1} \quad \hat{I}_{Rc} = a \hat{I}_{R1} \quad (2.12c)$$

Portanto, para uma falta trifásica, obtém-se:

$$hZ_{L1} = \frac{\hat{V}_{Ra} - \hat{V}_{Rb}}{\hat{I}_{Ra} - \hat{I}_{Rb}} = \frac{\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc}}{\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc}} = \frac{\hat{V}_{Rc} - \hat{V}_{Ra}}{\hat{I}_{Rc} - \hat{I}_{Ra}} \quad (2.13a)$$

$$hZ_{L1} = \frac{\hat{V}_{Ra}}{\hat{I}_{Ra}} = \frac{\hat{V}_{Rb}}{\hat{I}_{Rb}} = \frac{\hat{V}_{Rc}}{\hat{I}_{Rc}} \quad (2.13b)$$

As Equações 2.13a e 2.13b, são idênticas as Equações 2.10 e 2.5 respectivamente. Portanto, no caso de uma falta trifásica, todas as unidades de impedância de sequência positiva medem a distância entre o relé e o ponto de falta, tanto as três unidades de fase-terra, quanto as três de fase-fase.

Portanto, todos os curtos foram analisados e são resumidos na Tabela 2.1. Além disso, apresenta-se uma tabela resumo para os sinais de entrada, tensão e corrente, para cada unidade(ZIEGLER, 2011):

2.5 TRAJETÓRIA DA IMPEDÂNCIA APARENTE NO DIAGRAMA R-X

Como visto anteriormente, deve-se calcular parâmetros de ajuste de modo que a impedância aparente vista pelo relé, em condições normais de operação do sistema elétrico em regime permanente ou denominadas condições pré-falta, fique fora das características de operação do relé. Além disso, o valor dessa impedância depende dos sinais de tensão e corrente de entrada no relé.

No caso de uma falta na linha de transmissão protegida, a impedância aparente vista pelo relé desloca-se do seu valor de pré-falta para dentro da característica de operação do relé. A partir deste momento, o relé pode enviar um sinal de comando ou *trip* para abrir os disjuntores da linha. Além disso, o tempo decorrido da condição pré-falta até o momento descrito, é conhecido como tempo de detecção de falta e depende do algoritmo de estimação de fasores utilizado, podendo ser mais veloz ou mais lento. Por fim, a trajetória descrita por Z_R consiste na sequência de valores calculados desde a condição inicial, pré-falta, até o valor de regime permanente de falta.

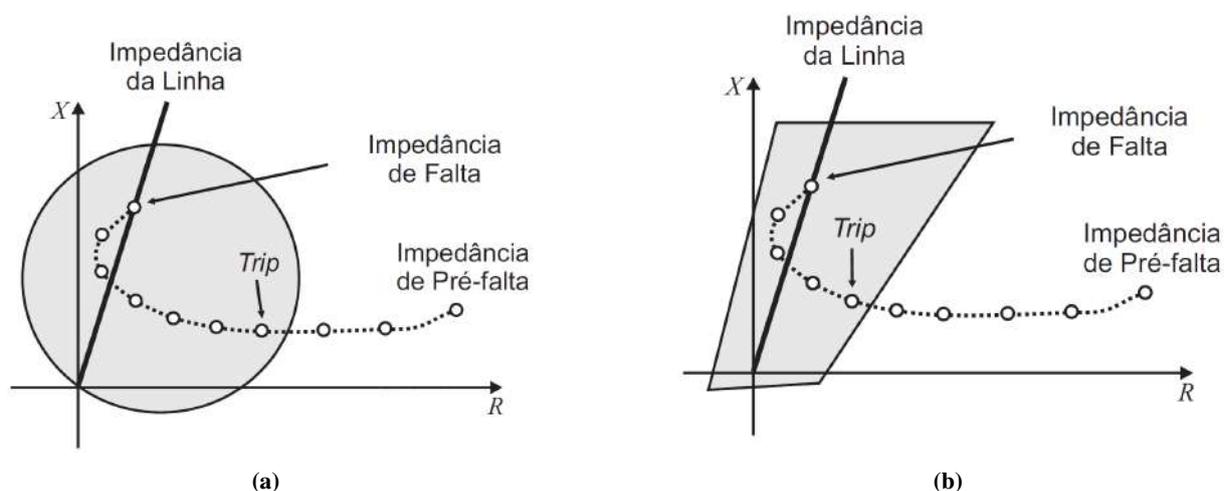


Figura 2.9: Trajetória da impedância aparente vista pelo relé Z_R para a característica: (a) Mho, (b) quadrilateral (SILVA, 2009).

2.6 ZONAS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

Pelo seu caráter gradativo, a função de proteção de distância consegue detectar faltas em elementos do sistema diferentes daqueles que foram projetados, por exemplo, consegue detectar curtos em linhas adjacentes àquela a qual foi parametrizada. Portanto, para garantir as características de seletividade e coordenação do sistema de proteção, projeta-se zonas adicionais de proteção, com diferentes alcances e diferentes tempos de atraso, sendo que o alcance de cada zona é a porcentagem da linha a ser protegida e tempo de atraso são tempos intencionalmente adicionados após a detecção da falta para que haja atuação da função de proteção.

Um padrão de ajuste de parâmetros da função de distância é determinar o alcance da primeira zona de proteção como 80 a 85% da impedância da linha a ser protegida. Essa margem de

20 a 15% é uma margem de segurança para evitar atuações incorretas da função, tornando o relé sobrealcançado ou subalcançado (COOK, 1985). Essas classificações de relés de distância está relacionada à impedância medida na falta, que indica a localização obtida pelo relé, e a sua localização real. O relé está sobrealcançado quando a impedância medida por ele, na falta, é menor que o seu valor real, indicando que o curto está mais próximo do que a localidade real. Diferentemente do relé subalcançado, que é o caso no quando a impedância medida é maior que o seu valor real, indicando que a localidade da falta é mais distante do que a localidade real. Exemplos de fontes de erro que podem tornar os relés sobrealcançados ou subalcançados são:

- Corrente de *infeed*;
- Corrente de *outfeed*;
- Transformadores de instrumentos saturados;
- Presença de reatores;

Além disso, a primeira zona de proteção não possui tempo de atraso intencional, ou seja, atua instantaneamente quando detectada a falta.

Já a segunda zona de proteção, é ajustada para que haja uma cobertura de 100% da linha protegida pela primeira zona e 50% da menor linha a jusante do terminal remoto da linha protegida pela primeira zona, possuindo um tempo de atraso T_2 de 200 a 500 ms, sendo assim, uma zona temporizada. Entretanto, esse tempo é maior que 100 ms, tempo máximo total de eliminação de faltas e não está de acordo com os requisitos do ONS (ONS, 2020). Portanto a segunda zona é normalmente associada a esquemas de teleproteção, diminuindo este tempo. Logo, a atuação da proteção dessa zona, normalmente, está relacionada a proteção de retaguarda da linha protegida pela primeira zona, pois ela só atuará caso a primeira zona e/ou o esquema de teleproteção não atue.

Por fim, usualmente, usam-se 3 zonas de proteção, porém o número de zonas depende da topologia e características do sistema a ser protegido (ZIEGLER, 2011). A terceira zona de proteção, tem a característica de ser parametrizada para proteger 100% da menor linha a jusante do terminal remoto da linha protegida pela primeira zona, mais 20% da menor linha após essa. Para garantir a coordenação das funções, o tempo da terceira zona de proteção está na ordem de 800 ms. Essas características fazem da terceira zona, uma zona de proteção de retaguarda para linhas adjacentes à linha protegida pela primeira zona.

Representando as zonas de proteção graficamente e no diagrama R-X:

As zonas representadas nas Figuras 2.10 e 2.11 são as zonas de proteção de distância, primeira, segunda e terceira, para os relés de distância instalados na linha HR

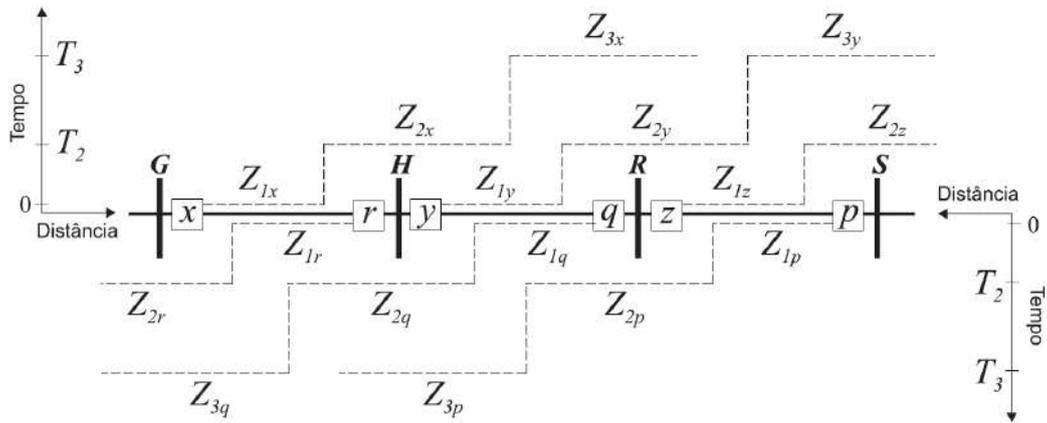


Figura 2.10: Representação das zonas de proteção de distância (ANDERSON, 1999)

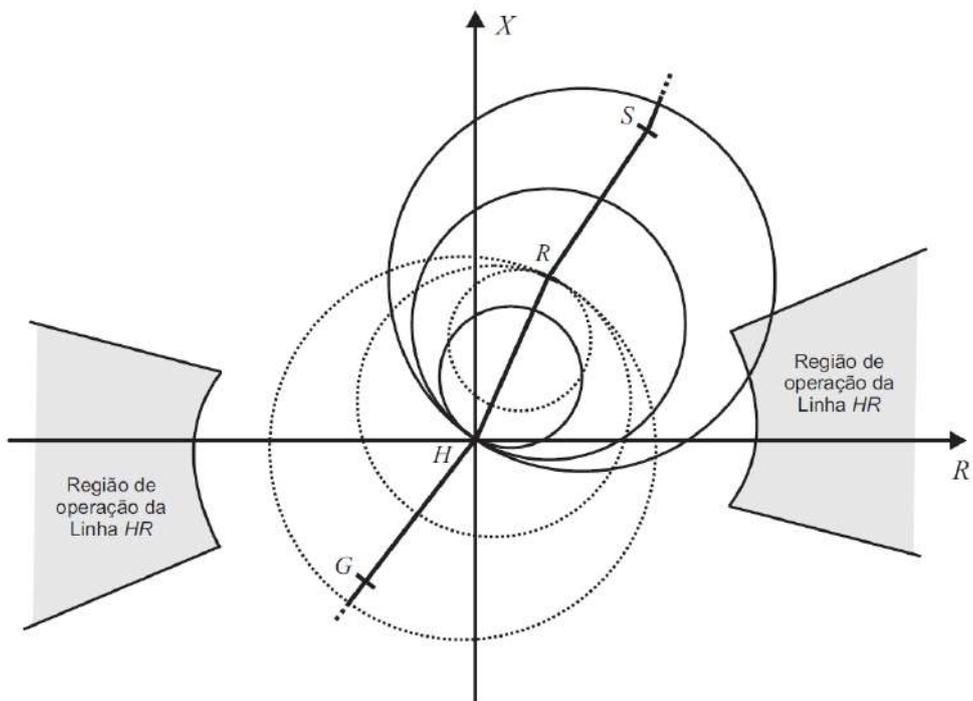


Figura 2.11: Representação das zonas de proteção de distância no diagrama R-X (SILVA, 2009)

2.7 RELÉ DE DISTÂNCIA POR COMPARADOR

O comparador é o responsável por definir se haverá ou não *trip* da função 21. De forma simples, dois sinais são comparados, sinal de polarização e sinal de operação, e o resultado é capaz de diferenciar situações de operação e de falta. São os comparadores que dão as características de operação do relé apresentadas na Figura 2.2. Dentre as apresentadas, a característica *mho* é a utilizada por ter direcionalidade, alcance definido, menor sensibilidade a oscilações de potência, boa acomodação de resistência de falta (ZIEGLER, 2011). Além disso, a polarização do relé é importante, pois é o sinal de polarização que será usado como referência para análise do sinal de medição na comparação.

Portanto, neste trabalho, será utilizada a característica *Mho* para a implementação do algoritmo do relé de proteção e serão usados dois tipos de comparadores, comparador de fases e comparador SEL, e dois tipos de polarização, autopolarização e a polarização por memória de sequência positiva.

A polarização de relés desempenha um papel crucial no funcionamento eficiente dos sistemas de proteção elétrica. Trata-se do processo pelo qual um sinal de referência é estabelecido, sendo essencial para a análise e comparação de sinais de medição. Este sinal de polarização serve como ponto de partida para a detecção de anomalias e distúrbios no sistema elétrico, fornecendo uma base para a tomada de decisões em tempo real. Nesse sentido, o sinal de polarização é aquele que proporciona a linha de base contra a qual os sinais de medição são comparados, permitindo a identificação rápida e precisa de eventos anômalos. Portanto, a seleção e configuração cuidadosa da polarização do relé são passos fundamentais na garantia da confiabilidade e eficácia do sistema de proteção elétrica.

Além disso, é importante ressaltar que a polarização do relé deve ser adaptada às características específicas do sistema e às condições de operação. Fatores como a magnitude e frequência dos sinais elétricos envolvidos devem ser levados em consideração para assegurar uma polarização precisa e adequada. Dessa forma, os engenheiros elétricos desempenham um papel crucial ao determinar a polarização do relé, contribuindo para a operação segura e confiável do sistema elétrico em sua totalidade.

2.7.1 Característica *Mho* Autopolarizada

Essa característica recebe esse nome, pois o sinal de polarização é um sinal de entrada do relé. Essa característica, devido ao seu uso extenso em relés eletromecânicos, possui suas vantagens e limitações bastante exploradas quando comparada às demais características, logo, muitos relés digitais comerciais ainda implementam-a (ZIEGLER, 2011). Por fim, essa característica é amplamente utilizada com o comparador de fases.

2.7.1.1 Comparador de Fase

O comparador de fase se baseia na fase do sinal de medição e do sinal de polarização para detectar a falta. Caso $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$, sendo ϕ a diferença de fases dos sinais de polarização e de medição, o relé detectará a falta em sua zona de atuação. Os cálculos feitos pelo comparador de fase podem ser definidos como (PAITHANKAR; BHIDE, 2003):

$$\hat{V}_{op} = -\hat{V}_R + Z_A \hat{I}_R \quad (2.14a)$$

$$\hat{V}_{pol} = \hat{V}_R \quad (2.14b)$$

$$Z_A = \frac{hZ_{L1}}{\cos(\theta_{L1} - \tau)} \quad (2.14c)$$

Nos quais, \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} são os fasores das tensões de operação e de polarização, \hat{V}_R e \hat{I}_R são os fasores de entrada de tensão e de corrente medidos pelo relé, Z_A é a impedância de alcance do relé, como demonstrado pela Figura 2.12 e pela Equação 2.14c, h é a porcentagem do comprimento da linha de transmissão a ser protegida, Z_{L1} e θ_{L1} são, respectivamente, o módulo e o ângulo do fasor impedância de sequência positiva da linha de transmissão $\hat{Z}_{L1} = Z_{L1} \angle \theta_{L1}$ e τ é o ângulo de projeto da característica Mho, ou ângulo de torque máximo do relé. Além disso, caso $\tau = \theta_{L1}$ a circunferência descrita pela característica Mho terá centro sobre o segmento de reta Z_{L1} e terá $2r = hZ_{L1}$, portanto a impedância de alcance será uma porcentagem da linha. Entretanto, para melhorar a cobertura de resistência de falta, realiza-se o ajuste de $\tau < \theta_{L1}$, nesse caso o centro da circunferência citada não terá centro sobre o segmento de reta Z_{L1} , como descrito na Figura 2.12. Dividindo a Equação 2.14 por \hat{I}_R , obtém-se como resultado a operação do comparador de

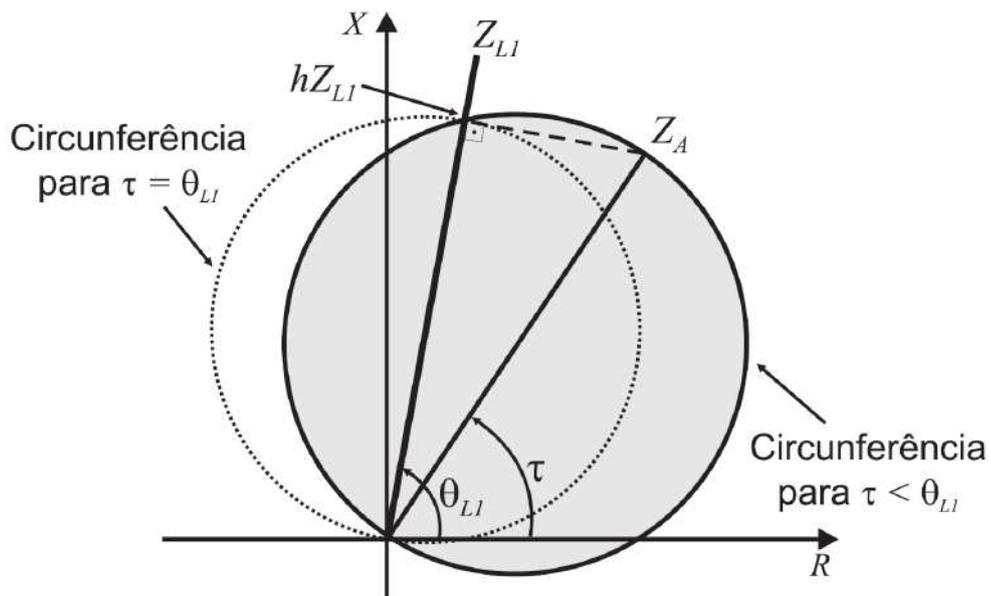


Figura 2.12: Representação da Característica Mho no plano R-X e efeitos de τ sobre tal característica. (SILVA, 2009)

fase para impedâncias, na qual $\hat{Z}_R = \hat{V}_R / \hat{I}_R$:

$$\hat{Z}_{op} = -\hat{Z}_R + Z_A \quad (2.15a)$$

$$\hat{Z}_{pol} = \hat{Z}_R \quad (2.15b)$$

Unidade de impedância	Sinal de Tensão	Sinal de Corrente
Z_{AT}	\hat{V}_A	\hat{I}'_A
Z_{BT}	\hat{V}_B	\hat{I}'_B
Z_{CT}	\hat{V}_C	\hat{I}'_C
Z_{AC}	$\hat{V}_A - \hat{V}_B$	$\hat{I}_A - \hat{I}_B$
Z_{BC}	$\hat{V}_B - \hat{V}_C$	$\hat{I}_B - \hat{I}_C$
Z_{CA}	$\hat{V}_C - \hat{V}_A$	$\hat{I}_C - \hat{I}_A$

Tabela 2.3: Tabela sobre sinais de tensão e corrente para o comparador de fases.

Portanto, Pode-se entender a operação da função 21 da seguinte maneira: para que haja o *trip*, ou seja, o relé detecte a falta dentro de sua característica de operação, $Z_R = Z_{pol}$ deve estar localizado dentro ou sobre a característica Mho. Caso contrário, fora da característica, a diferença entre os sinais de polarização e de operação não estará no intervalo $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.

Por fim, para o caso de polarização por memória de tensão de sequência positiva, o comparador de fases se comporta de maneira muito semelhante. Porém, possui a diferença de possuir o sinal de polarização memorizado, que ainda será explicado. Logo, a Equação 2.14b se torna:

$$\hat{V}_{pol} = \hat{V}_{1m} \quad (2.16)$$

$$\begin{cases} \hat{V}_{Am} = \hat{V}_{1m} \\ \hat{V}_{Bm} = a^2 \hat{V}_{1m} \\ \hat{V}_{Cm} = a \hat{V}_{1m} \end{cases} \quad (2.17)$$

Ao se substituir os sinais de tensão da Tabela 2.3 pelo sinais da Equação 2.17 obtém-se a polarização por memória de tensão de sequência positiva para

2.7.2 Característica Mho Polarizada

Essa característica recebe esse nome, pois a tensão de polarização \hat{V}_{pol} é calculada sendo a tensão \hat{V}_R mais uma parcela de suplementação, que depende do tipo de polarização utilizada no relé (ZIEGLER, 2011). Esse tipo de polarização contorna problemas da autopolarização como o caso de faltas com localização próximas do relé e faltas com baixo valor de resistência de falta, pois esses casos fazem com que a tensão medida pelo relé tenha módulo próximo de zero, o que pode ocasionar erros na operação. Para essa característica será implementada a polarização por

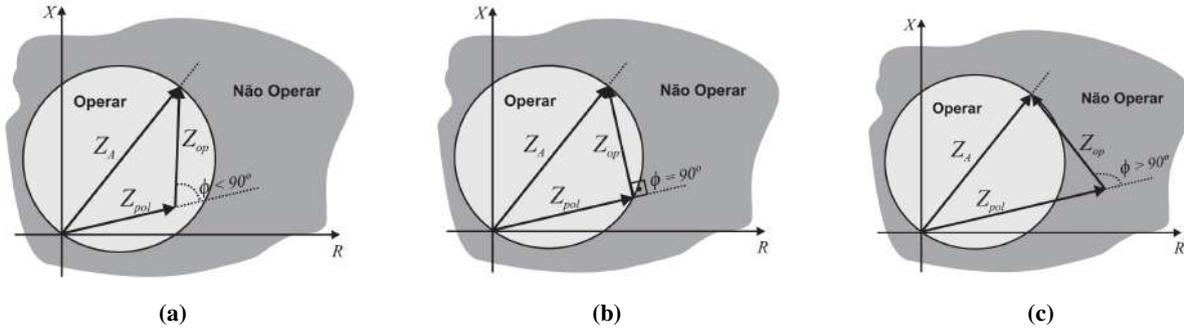


Figura 2.13: Relação entre as fases de Z_{pol} e Z_{op} para os casos de Z_R : (a) dentro da característica Mho, (b) sobre à característica Mho e (a) fora da característica Mho(SILVA, 2009).

filtro memória de tensão de sequência positiva.

A polarização por filtro memória de tensão de sequência positiva consiste em suplementar a tensão na fase afetada por meio de tensões pré-faltas. Esse tipo de polarização, polarização por memória, pode ser problemática em faltas nas quais a frequência de operação possa variar durante a falta, porém pode ser utilizada em qualquer tipo de falta(ZIEGLER, 2011).

Uma especificidade desse filtro é que permite uma estratégia adaptativa a depender do nível do curto experienciado pelo sistema. Essa estratégia adaptativa está presente na possibilidade de ajuste da constante de tempo de decaimento, de modo que para uma memória longa, opera-se com constante de tempo lenta. Isso faz com que a memória mantenha a referência de tensão por mais tempo, sendo relevante para casos de curtos em que há um afundamento de tensão abrupto para valores próximos de zero. De maneira oposta, caso o filtro opere com uma constante de decaimento rápida, a memória será curta. Isso implica em uma memória que não mantém a referência de tensão, ou seja, possibilita a atualização rápida da memória para uma nova condição de operação do sistema, sendo revelante em casos de religamento da linha, possibilitando que o relé obtenha uma referência para atuação. Nesse sentido, considere o filtro analógico passa-baixas de primeira ordem com função de transferência H descrita por (SILVA; ALMEIDA, 2016):

$$H(s) = \frac{\kappa^{-1}}{s + \kappa^{-1}} \quad (2.18)$$

No qual, κ é a constante de decaimento da resposta transitória. Aplicando a transformada Z na Equação 2.18, têm-se:

$$s = \frac{1 - z^{-1}}{\Delta t}, \quad \Delta t = \frac{1}{Nf} \quad (2.19)$$

Onde, Δt é o intervalo de amostragem, N o número de amostras por ciclo e f a frequência fundamental. Substituindo a Equação 2.19 em 2.18, obtém-se:

$$H(z) = \frac{1}{(MN + 1) - MNz^{-1}} \quad (2.20)$$

Sendo M a constante de decaimento em números de ciclos. Analisando a Equação 2.20, percebe-

se que função de transferência possui um único pólo p que permanece dentro do círculo unitário, já que M e N são positivos. Isso garante a estabilidade do filtro:

$$p = \frac{MN}{MN + 1} \quad (2.21)$$

A Equação 2.20, pode ser representada pela definição de função de transferência, a razão entre a função de entrada e de saída:

$$H(z) = \frac{1}{(MN + 1) - MNz^{-1}} = \frac{\hat{V}_{1m}(z)}{\hat{V}_1(z)} \quad (2.22)$$

Portanto, \hat{V}_{1m} é o fasor de tensão de sequência positiva memorizado e saída do filtro, enquanto que \hat{V}_1 é o fasor de tensão de sequência positiva e entrada do filtro. O fasor de entrada pode ser calculado através da transformação reversa em componentes simétricas, ou seja, a transformada reversa aplicada na Equação 2.8:

$$\hat{V}_1(k) = \frac{1}{3} \left[\hat{V}_1(k) + a^2 \hat{V}_1(k) + a \hat{V}_1(k) \right] \quad (2.23)$$

Já o fasor de saída, após o desenvolvimento da Equação 2.22:

$$\hat{V}_{1m}(k) = \frac{1}{MN + 1} \hat{V}_1(k) + \frac{MN}{MN + 1} \hat{V}_{1m}(k - 1) = \alpha \hat{V}_1(k) + (1 - \alpha) \hat{V}_{1m}(k - 1) \quad (2.24)$$

Tanto na Equação 2.23 quanto em 2.24, k se refere ao k -ésimo instante da amostragem, e α é o fator de esquecimento.

2.7.2.1 Comparador Mho Proposto por Schweitzer; Roberts & Guzman, 1993

O comparador mho foi proposto pela empresa *Schweitzer Engineering Laboratories*, conhecida como SEL, (SCHWEITZER; J.ROBERTS; GUZMAN, 1993) e se trata de um comparador cosseno modificado. O comparador mho será referido como comparador SEL neste trabalho. Partindo do comparador cosseno:

$$P = Re \left[\hat{V}_{op} \hat{V}_{pol}^* \right] = Re \left[\left(-\hat{V}_R + m Z_{L1} \hat{I}_R \right) \hat{V}_{pol}^* \right] \quad (2.25)$$

Sabendo que para um comparador mho, P é sempre igual a zero, independente da combinação de $\hat{V}_R, Z_{L1}, \hat{I}_R$. Portanto:

$$0 = Re \left[\left(-\hat{V}_R + m Z_{L1} \hat{I}_R \right) \hat{V}_{pol}^* \right] \quad (2.26)$$

Isolando m , obtém-se:

$$m = \frac{Re \left[\hat{V}_R \hat{V}_{pol}^* \right]}{Re \left[Z_{L1} \hat{I}_R \hat{V}_{pol}^* \right]} \quad (2.27)$$

O parâmetro m obtido na Equação 2.27 possui relação direta com o ponto de curto circuito. Esta relação pode ser explicitada em dois casos de comparação com a porcentagem da linha protegida h (SILVA, 2016):

- $|m| < h$: o relé dará *trip* e, a depender do sinal de m , é possível saber a direcionalidade do curto circuito. O curto circuito será reverso para m negativo, ao passo que o curto será direto para m positivo.
- $|m| \geq h$: o relé não dará *trip*.

Logo, para a polarização por memória de tensão de sequência positiva, obtém-se:

$$m = \frac{Re \left[\hat{V}_R \hat{V}_{1m}^* \right]}{Re \left[Z_{L1} \hat{I}_R \hat{V}_{1m}^* \right]} \quad (2.28)$$

Ademais, para o caso da função autopolarizada com comparador SEL, os sinais de medição do relé e de polarização são iguais. Logo, a Equação 2.27 se torna:

$$m = \frac{Re \left[\hat{V}_R \hat{V}_R^* \right]}{Re \left[Z_{L1} \hat{I}_R \hat{V}_R^* \right]} \quad (2.29)$$

Uma observação final, é que o comparador SEL executa uma operação matemática relativamente simples: compara a impedância medida da linha com a configuração do parâmetro m para determinar se a falha ocorreu dentro ou fora da zona de proteção. Em contraste, o comparador de fases, embora ainda envolva uma operação relativamente simples, compara a fase de dois sinais para determinar se houve uma falha na linha. Essa operação pode ser um pouco mais complexa do que a comparação direta de impedância e, por isso, pode exigir um pouco mais de poder computacional.

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração fotovoltaica é uma forma sustentável de produção de energia elétrica que utiliza a luz solar como fonte primária. Essa tecnologia é baseada no efeito fotovoltaico.

3.1 EFEITO FOTOVOLTAICO:

O efeito fotovoltaico, por sua vez, é um processo diferente, embora também relacionado à interação entre fótons e materiais semicondutores. Ele envolve a geração de uma diferença de potencial elétrico em um material semicondutor quando exposto à luz solar. Isso ocorre devido à absorção de fótons pela estrutura cristalina do semicondutor.

Nas células fotovoltaicas, que são os componentes essenciais dos painéis solares, camadas de materiais semicondutores, geralmente à base de silício, são organizadas de forma a criar uma interface entre duas regiões com cargas elétricas opostas. Quando a luz solar incide sobre a célula, ela excita os elétrons do semicondutor, gerando uma corrente elétrica que pode ser captada e usada como energia elétrica.

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839, mas só foi completamente compreendido e aplicado em larga escala na geração de energia a partir da metade do século XX. Desde então, a tecnologia fotovoltaica tem se tornado uma das principais fontes de energia renovável no mundo, desempenhando um papel crucial na transição para uma matriz energética mais sustentável e limpa.

3.2 MODELO DE PAINEL FOTOVOLTAICO

O modelo utilizado para um painel fotovoltaico é o modelo de diodo único. Observa-se, pela Figura 3.1, que o modelo se baseia em uma fonte de corrente controlada e um diodo. Portanto, o circuito possui a seguinte relação entre V_{pv} e I_{pv} :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{diodo} - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

Sendo que R_s e R_p são as resistências em série e em paralelo e representam, respectivamente, as perdas dos contatos metálicos entre as células que compõem o painel e às correntes parasitas que circulam entre as células. Já I_{pv} é a corrente gerada pelo painel solar, I_{ph} é a corrente fotogerada

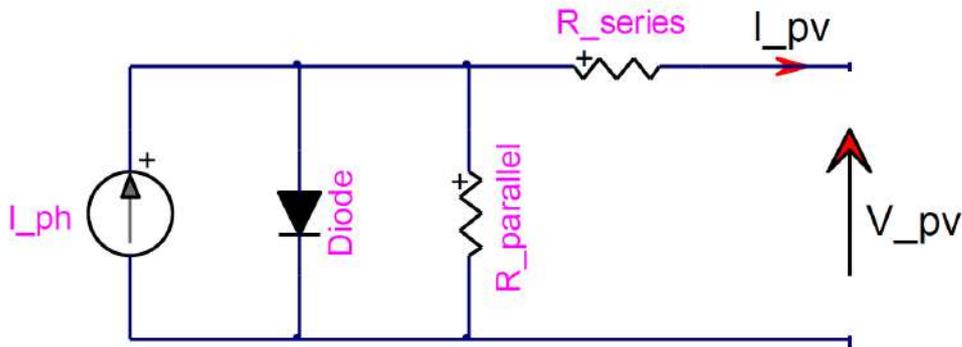


Figura 3.1: Modelo de circuito equivalente para uma célula fotovoltaica.(KARAAGAC et al., 2021)

e I_{diodo} é a corrente que flui pelo diodo. De modo similar, sabe-se que a corrente que flui pelo diodo é dada pela fórmula:

$$I_{diodo} = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{diodo}}{N_s n V_{th}} \right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

Sendo V_{diodo} a tensão no diodo, V_{th} a tensão equivalente de temperatura, N_s o número de células em série que compõem o módulo solar e n é uma constante conhecida como fator de idealidade. A Equação 3.2 é conhecida por ser a curva característica de um diodo ou equação de Shockley.

Além disso, a nível de projeto, é importante saber o ponto de operação máxima do painel, que pode ser encontrado ao se analisar a curva de corrente por tensão gerada, sendo que a tensão em vazio e a corrente de curto circuito são importantes para a análise do gráfico e obtenção desse ponto. Mais informações sobre como projetar um sistema fotovoltaico pode ser encontrado em (Grupo de Trabalho de Energia Solar-GTES, CEPTEL-CRESESB, 2014) ,(ABNT, 2014) e (ABNT, 2019).

3.3 INVERSOR TRIFÁSICO

O inversor trifásico é o dispositivo responsável por transformar a corrente contínua gerada pelos painéis solares em corrente alternada e tem como uma de suas possíveis funções o controle de tensão do barramento CC. Além disso, é o dispositivo responsável por manter o sincronismo da energia gerada via painéis solares com a energia da rede.

O circuito do inversor pode ser representado como:

O circuito da Figura 3.2 representa um inversor trifásico de topologia *Voltage Source Inverter* (VSI). Essa topologia se baseia na combinação de três inversores de meia ponte monofásicos responsáveis por fazer a conversão de CC para CA em cada fase. O acionamento das chaves se dá pela modulação *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM), tendo assim a mesma portadora, onda triangular, enquanto cada fase possui seu sinal de referência. A fim de evitar que o barra-

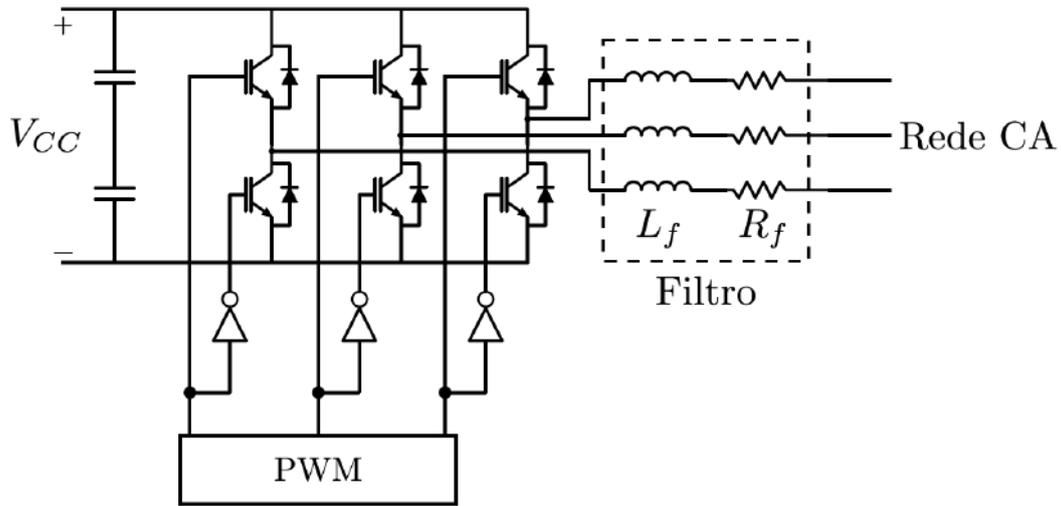


Figura 3.2: Modelo de circuito para um inversor (TOLEDO, 2022).

mento CC fique curto circuitado, aciona-se apenas uma chave em cada um dos ramos, gerando um sinal aplicado nas chaves superiores e esse mesmo sinal é invertido e aplicado na chave inferior a chave previamente aplicada. Por fim, devido a esse processo de chaveamento, o sinal CA obtido na saída possui uma interferência por harmônicos significativa, portanto um filtro passa-baixa RL é colocado, sendo que os esses parâmetros são escolhidos ainda em projeto levando em conta a faixa de operação aceitável do sinal, pela frequência de corte do filtro.

3.3.1 Phase Locked Loop

O *Phase Locked Loop* (PLL) é o responsável pelo controle de sincronismo do gerador fotovoltaico com a rede. Esse algoritmo de controle consiste na estimação do ângulo de fase θ da fase A da rede em que está conectado e sua igualdade, ou seja, o ângulo de estimado acompanha o ângulo da rede. Portanto, esse comportamento implica que a frequência da rede e do gerador também esteja em sincronismo, já que o ângulo do gerador acompanha o ângulo da rede.

Utiliza-se a transformada de Park, que consiste em transformar as tensões das fases A,B e C para tensões em referência rotacional, eixo direto e quadratura, conhecida como dq e que acompanha o movimento do fasor:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

A equação matricial mostrada na Equação 3.3, mostra que as tensões da rede passam a ser expressas por um referencial estático, relacionado a sequência zero (V_0), e dois eixos girante direto e quadratura, V_d e V_q respectivamente. Além disso, a posição angular com base no referencial dq é controlada por um controlador do tipo proporcional integral (PI) com realimentação que regula a tensão V_0 (TEODORESCU et al., 2011). O controlador PI é importante, pois é o responsável

por manter o erro em regime permanente nulo.

3.3.2 *Fault Ride Through*

Fault Ride Through (FRT) diz respeito a capacidade de um gerador permanecer conectado à rede durante distúrbios ou faltas. Diferentemente de geradores síncronos, no qual a sua estabilidade depende da do escorregamento, os IBR possuem malhas de controle de tensão com loops internos e externos que regem as operações do sistema. Portanto, estratégias devem ser adotadas para que faltas ou distúrbios não façam com que as malhas de controle percam a sua funcionalidade. Em especial, FRT são usados em duas ocasiões: afundamentos ou elevações de tensão. Para o caso de afundamentos utiliza-se estratégias de *Under-Voltage Ride Through* (UVRT) ou *Low Voltage Ride Through* (LVRT), enquanto que para casos de elevação utiliza-se estratégias de *Over-Voltage Ride Through* (OVRT) ou *High-Voltage Ride Through* (HVRT).

Historicamente, os primeiros IBR não possuíam FRT devido ao seu tamanho de geração e influência na rede de transmissão. Isso ocorria, pois o entendimento da época era que seria melhor retirar a planta de geração da rede e evitar possíveis danos devido aos distúrbios e faltas. Contudo com o aumento da penetração no sistema, estudos foram desenvolvidos e mostraram que essa estratégia passou a apresentar problemas de estabilidade, pois em um momento de fragilidade do sistema retira-se a geração, causando variações na frequência do sistema. Portanto, a partir desse momento, entendeu-se que há a necessidade dessas plantas de geração estarem conectadas ao sistema e retornarem a operação normal após a extinção da falta (CALDAS; OGIEWA, 2017).

Além disso, os primeiros critérios de FRT não padronizavam a atuação dos inversores para esses casos, obrigando apenas que a desconexão não ocorresse. Após estudos e debates, os critérios de FRT foram estabelecidos de maneira mais rígida gerando estratégias amplamente utilizadas no mercado: curvas de injeção de corrente de sequência zero, curvas de injeção/consumo de corrente reativa para evitar grandes afundamentos de tensão, e as curvas de LVRT e HVRT. A estratégia por injeção de corrente reativa é conhecida como QUM enquanto que a estratégia de injeção de corrente zero é conhecida como ZUM, sendo ambas estratégias de *Grid Voltage Support* (GVS).

Cada região ou país utiliza possui seus próprios requerimentos quanto FRT, nos quais estão em maiores detalhes nos *grid codes*. Para o caso do Brasil, o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede afirma os requerimentos necessários para que IBR sejam habilitadas a operar no SIN (ONS, 2023c).

METODOLOGIA

Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para o estudo sobre a utilização da proteção de distância em linhas de interligação com parques solares, de acordo com o conteúdo apresentado nos capítulos anteriores. Portanto, são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas, o sistema e sua topologia que será utilizado como base para a análise e os métodos para a análise dos resultados obtidos. Primeiramente, será apresentado o algoritmo para a obtenção dos fasores dos sinais, já que a função de proteção de distância utiliza fasores em sua implementação. Após isso, será apresentado o simulador utilizado para obtenção de dados e o sistema utilizado para análise. Por fim, aplica-se o algoritmo da função de distância sobre os dados obtidos e são tecidas análises sobre estes resultados.

4.1 OBTENÇÃO DO FASOR

A obtenção de fasores é um processo essencial na análise de sistemas elétricos, principalmente em fenômenos de análises de transitórios. Geralmente, essa obtenção se inicia com a amostragem do sinal, o qual passa por um filtro analógico e um amostrador. É importante destacar que o filtro exerce uma influência substancial na forma como o fasor é obtido, sendo o tipo de filtragem um elemento determinante nesse processo.

A escolha do filtro adequado é crucial para assegurar a precisão e confiabilidade na obtenção dos fasores. Diferentes tipos de filtragem podem ser empregados, cada um com suas características específicas e aplicabilidades. A seleção cuidadosa do filtro leva em consideração fatores como a frequência do sinal, a presença de harmônicas e a presença de possíveis interferências. Assim, a seleção da filtragem é importante e depende da natureza do fenômeno a ser estudado.

4.1.1 Filtro *Full Cycle Discrete Fourier Transform*

O filtro *Full Cycle Discrete Fourier Transform*, FCDFT, ou filtro cosseno é inspirado na transformada de Fourier (SCHWEITZER; HOU, 1993). Tal transformada possui a propriedade de poder representar qualquer sinal periódico como a soma de senos e cossenos, ou seja, pela série de Fourier do sinal. Contudo, o filtro é utilizado para obter o fasor do sinal filtrado utilizando a sua forma de onda, para que seja possível os cálculos utilizados nos relés. Ademais, como todos os cálculos serão digitais, é necessário utilizar a transformada discreta de Fourier. Logo, sabe-se que para sinais discretos no tempo, a série de Fourier discreta tem as seguintes equações (SILVA;

NASCIMENTO, 2018):

$$X_{real} = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_i \cos\left(\frac{2\pi}{N}i\right) \quad (4.1a)$$

$$X_{imag} = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_i \sin\left(\frac{2\pi}{N}i\right) \quad (4.1b)$$

$$\hat{X} = X_{real} + jX_{imag} = A\angle\varphi \quad (4.1c)$$

$$A = \sqrt{X_{real}^2 + X_{imag}^2} \quad (4.1d)$$

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{X_{imag}}{X_{real}}\right) \quad (4.1e)$$

Nos quais X_{real} e X_{imag} são as partes real e imaginária do fasor \hat{X} , N é o número de amostras por ciclo ou janelamento do sinal, x_i é a i -ésima amostra do sinal original e A é a amplitude e φ é a fase do fasor \hat{X} na frequência fundamental.

Estas equações, (4.1a) e (4.1b), representam o processo de amostragem digital do algoritmo de Fourier de um ciclo, que pode ser descrito como:

$$X_{real} = \sum_{i=0}^{N-1} x_i h_{real_i} \quad (4.2a)$$

$$X_{imag} = \sum_{i=0}^{N-1} x_i h_{imag_i} \quad (4.2b)$$

$$h_{real} = \frac{2}{N} \left[\cos(0) \quad \cos\left(\frac{2\pi}{N}1\right) \quad \dots \quad \cos\left(\frac{2\pi}{N}(N-1)\right) \right] \quad (4.2c)$$

$$h_{imag} = -\frac{2}{N} \left[\sin(0) \quad \sin\left(\frac{2\pi}{N}1\right) \quad \dots \quad \sin\left(\frac{2\pi}{N}(N-1)\right) \right] \quad (4.2d)$$

Percebe-se que uma característica deste algoritmo é que os filtros (4.2c) e (4.2d) são ortogonais na frequência fundamental. Outra característica é que permite que os filtros sejam calculados de maneira off-line, não exigindo grandes esforços computacionais. Em suma, o filtro FCDFT apresenta a resposta em frequência mostrada na Figura 4.1.

4.1.2 Filtro Cosseno Modificado

O filtro cosseno modificado foi patenteado pela empresa *ASEA Brown Boveri* (ABB)(HART et al., 2000), demonstraram que o fasor pode ser estimado a partir de duas saídas consecutivas do *Filtro FCDFT*, aplicando apenas um fator de correção, para obter a ortogonalidade necessária

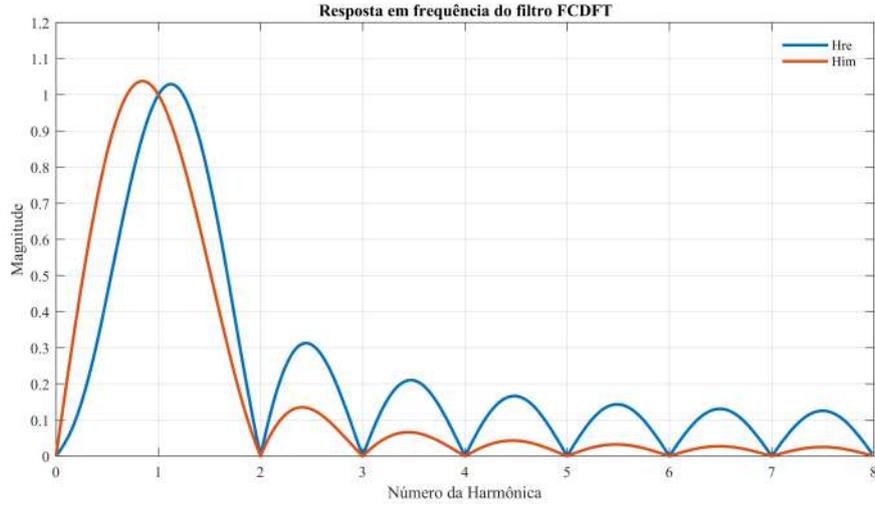


Figura 4.1: Resposta em frequência do filtro FCDFT para a magnitude do fasor.

entre as partes reais e imaginárias do fasor. Portanto, o filtro causa o atraso de uma amostra no fasor estimado, mas esse atraso só será prejudicial caso a taxa de amostragem do sinal seja relativamente baixa quando comparada ao tempo necessário para atuação da proteção. Além disso, por apenas utilizar o filtro FCDFT, o filtro cosseno modificado consegue eliminar de forma significativa a componente de decaimento exponencial DC . Por fim, as partes real e imaginária do fasor \hat{X} no instante k tem as seguintes equações:

$$X_{real}(i) = \frac{2}{N} \sum_{i=1}^N x(k - N + i) \cos\left(\frac{2\pi}{N}i\right) \quad (4.3a)$$

$$X_{imag}(i) = \frac{X_{real}(i-1) - X_{real}(i) \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right)}{\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)} \quad (4.3b)$$

Estas equações, (4.3a) e (4.3b) , representam o processo de amostragem digital do algoritmo de cosseno modificado. Apesar de estar deslocada no tempo discreto em relação a (4.1a), a equação (4.3a) obtém como resultado o mesmo valor para módulo do fasor, com uma diferença de fase de $2\pi/N$ adiantada. Contudo, por se tratar de um fasor, esse adiantamento de fase é irrelevante, já que, por definição, é um vetor que gira no tempo. Portanto, a filtragem pode ser descrita como:

$$X_{real} = \sum_{i=1}^N x_i h_{real_i} \quad (4.4a)$$

$$X_{imag} = \sum_{i=1}^N x_i h_{imag_i} \quad (4.4b)$$

$$h_{real} = \frac{2}{N} \left[0 \quad \cos\left(\frac{2\pi}{N}1\right) \quad \cos\left(\frac{2\pi}{N}2\right) \quad \dots \quad \cos\left(\frac{2\pi}{N}N\right) \right] \quad (4.4c)$$

$$h_{imag} = \frac{2}{N} \csc\left(\frac{2\pi}{N}\right) \begin{bmatrix} 0 & \cos\left(\frac{2\pi}{N}1\right) & \cos\left(\frac{2\pi}{N}2\right) & \dots & \cos\left(\frac{2\pi}{N}N\right) \end{bmatrix} \\ - \frac{2}{N} \cot\left(\frac{2\pi}{N}\right) \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{2\pi}{N}1\right) & \cos\left(\frac{2\pi}{N}2\right) & \dots & \cos\left(\frac{2\pi}{N}N\right) & 0 \end{bmatrix} \quad (4.4d)$$

Ao se analisar as Equações (4.4c) e (4.4d), percebe-se de maneira clara que o janelamento do filtro é uma amostra maior que o janelamento presente em (4.2c) e (4.2d). Sendo assim, o filtro cosseno modificado tem janelamento de 1 ciclo e 1 amostra. Finalmente, o filtro cosseno modificado apresenta a seguinte resposta em frequência:

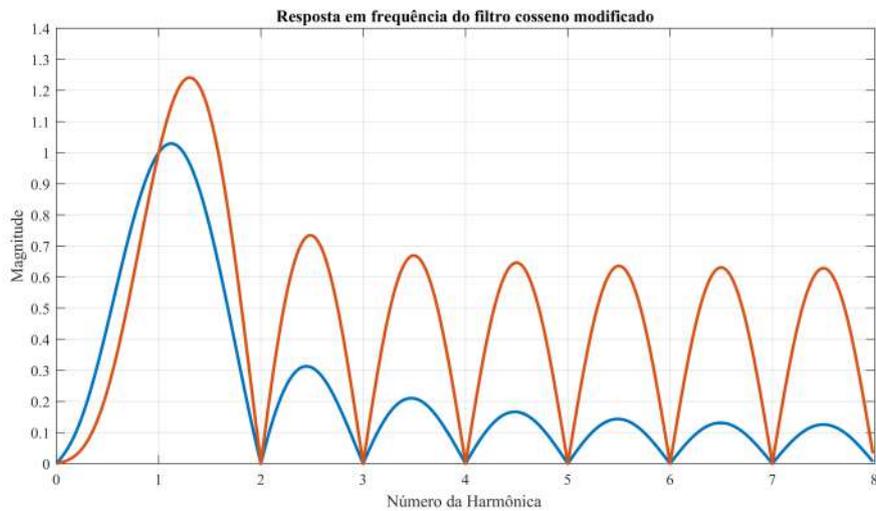


Figura 4.2: Resposta em frequência do filtro cosseno modificado para a magnitude do fasor.

4.1.3 Filtro utilizado

O filtro que será utilizado para obtenção dos fasores nas simulações será o filtro cosseno modificado com amostragem de 16 amostras por ciclo. Tanto o filtro FCDFT quanto o filtro cosseno modificado apresentarem respostas semelhantes em algumas características, como ganho unitário para as partes real e imaginária na frequência fundamental e ganho zero para as harmônicas superiores a frequência fundamental, ou seja, filtra completamente as harmônicas de maior grau. Não obstante, uma análise mais minuciosa das Figuras 4.1 e 4.2 mostra que o filtro cosseno modificado atenua menos as componentes interharmônicas, pois a magnitude para a parte real dos dois filtros é a mesma, já que são os mesmos cálculos realizados para essa parte, e a parte imaginária do filtro cosseno modificado possui uma magnitude maior para o filtro da parte imaginária que a parte imaginária do filtro FCDFT. Portanto, isso facilita a observação dessas componentes, porque suas contribuições serão maiores na estimação fasorial.

4.2 EMTP

O *Eletromagnetic Transient Program*, EMTP, é um *software* utilizado para estudo de transientes em sistemas de potência de larga escala e redes elétricas em geral, sendo um *software* de simulações. Originalmente, foi desenvolvido pelo *Development Coordination Group*, DCG, do EMTP, porém seus donos atuais são *Hydro-Québec* (HQ), *Électricité de France* (EDF) e *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE). Além disso, o EMTP, usa uma interface gráfica, que é o seu próprio ambiente de simulação, a *EMTPWorks* e utiliza como base a análise nodal modificada e esparsa para montar as equações de rede. O EMTP conta, também, com um solucionador não linear baseado no Jacobiano e elimina restrições topológicas, permitindo resolver sistemas não lineares de grande escala com número mínimo de iterações. Por fim, o EMTP conta com uma biblioteca com grande número de dispositivos e circuitos elétricos e eletrônicos, além de sistemas de controle usando diagrama de blocos (MAHSEREDJIAN; DEWHURST, 2023)

Sendo assim, a utilização do EMTP se dá pelo fato de ser um *software* atual e que possui ampla biblioteca para simulação de energia renováveis. Permitindo que modelos para parque solares, um dos elementos deste trabalho, sejam encontrados de forma fácil e possuam parâmetros e respostas simuladas semelhantes àquelas encontradas em situações de campo.

Sendo assim, a escolha do EMTP como ferramenta de simulação se justifica pela sua atualidade e pela extensa biblioteca dedicada à simulação de energia renovável. Essa plataforma oferece a vantagem de disponibilizar modelos para parques solares, um dos principais elementos abordados neste trabalho, de maneira acessível e com parâmetros e respostas simuladas que se assemelham às condições reais encontradas em campo. Tais respostas são obtidas, pelo nível de detalhamento nos sistemas de controle dos parques solares, além de permitir modificações nesses sistemas, permitindo que as respostas sejam cada vez mais próximas de respostas reais. Isso significa que os resultados obtidos por meio do EMTP fornecem uma representação precisa e confiável do comportamento dos sistemas de energia solar, facilitando a análise e a tomada de decisões no âmbito da engenharia elétrica.

4.2.1 Sistema Analisado

Sistema analisado é um exemplo fornecido pelo EMTP nomeado como *EPRI Aggregated Park PV V2* com pequenas modificações para melhor abarcar o tema deste trabalho, sendo elas feitas entre a barra BUS1 e o parque solar. Portanto, apresenta-se parte do sistema de estudo:

As modificações realizadas foram os acréscimos de:

- Uma barra ao sistema, nomeada como BUS0;
- Uma linha de transmissão com 20 km de extensão, que foi dividida em *TLM_01a* e *TLM_01b* para garantir a localização correta da falta;
- Medidores de corrente e de tensão para as três fases no terminal local, no terminal remoto e

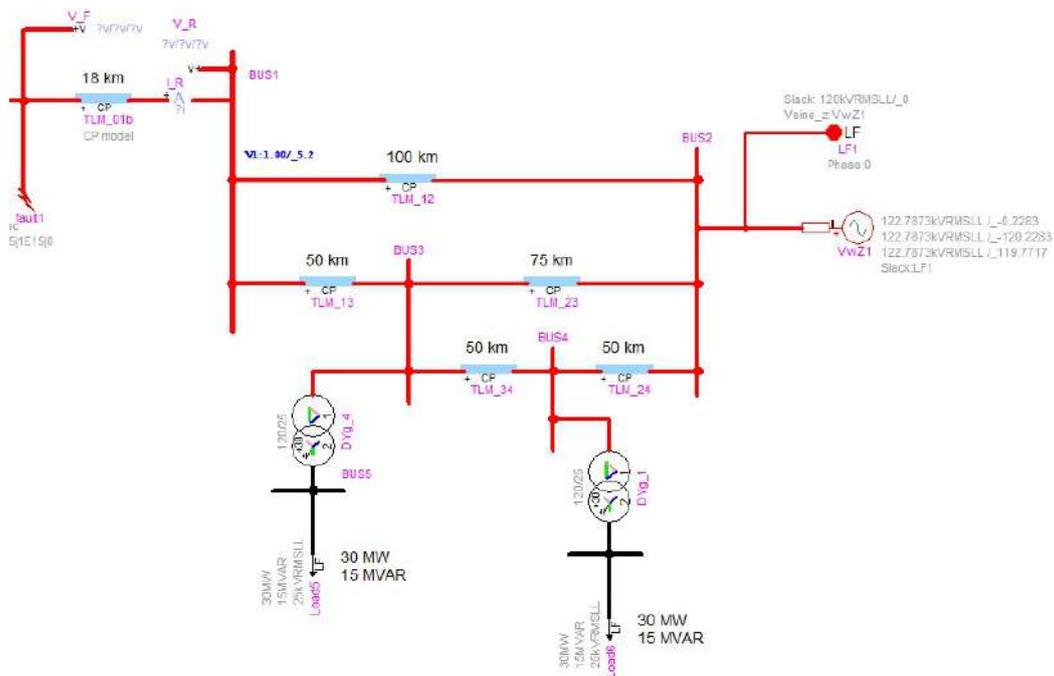


Figura 4.3: Sistema utilizado para as simulações realizadas.

no local da falta;

- Medidores de corrente e de tensão para sequência zero, positiva e negativa na saída do parque solar;
- Medidores de potência ativa e reativa na saída do parque;
- Bloco de falta, utilizado para simulação das faltas a serem estudadas.

Logo, como o ponto de interesse deste trabalho é o estudo do comportamento de faltas nas linhas de transmissão que fazem a interconexão, a parte que sofreu alteração e será analisada é mostrada na Figura 4.4.

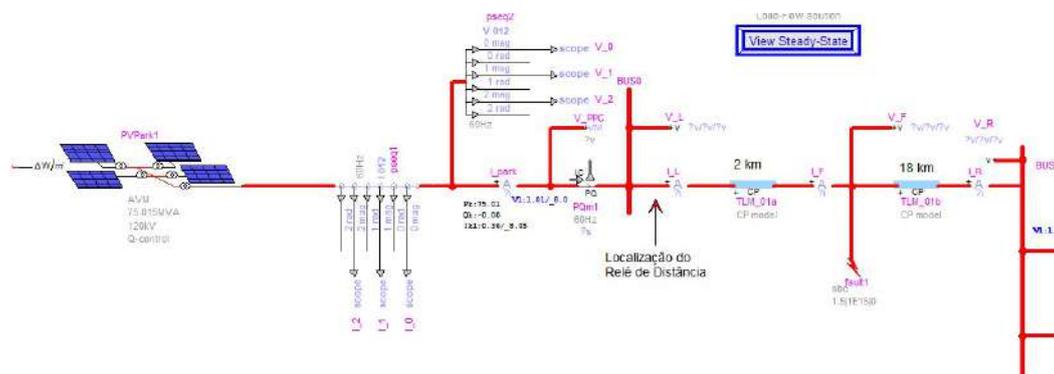


Figura 4.4: Linha de transmissão responsável pela interligação entre o parque e o sistema elétrico.

4.2.1.1 Parâmetros do Sistema Analisado

Primeiramente, o parque fotovoltaico tem fator de potência unitário, potência de 75.015 MVA, tensão de linha em RMS 120 KV, frequência de 60 Hz, no modo *Q-control*. Vale lembrar, para a análise de fasores é importante lembrar que os fasores de tensão e corrente devem estar em valores de pico e não em RMS. Todas as simulações foram feitas com um passo de simulação de 5 microssegundos e acabam em 2 segundos. Com os valores da tensão nominal e potência nominal, pode-se calcular I_{base} :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{3V_{base}} = \frac{75,015 \times 10^6}{3 \frac{120 \times 10^3}{\sqrt{3}}} = 360,9161 \text{ A} \quad (4.5)$$

Deve-se lembrar que os comparadores implementados utilizam os valores de pico em seu funcionamento, diferentemente de como o normalmente utilizado para análises de sistemas de potência. Além disso, a tensão de fase foi utilizada como base para análise do sistema em pu, pois as análises realizadas envolvem grandezas de cada fase e não, de linha, como os fasores \hat{V}_a , \hat{V}_b e \hat{V}_c . Já S_{base} foi escolhida como a potência trifásica, pois as análises que relacionam a potência são globais, como o quanto de potência ativa o parque injeta no sistema, ao contrário da potência em cada fase. Portanto, os valores de corrente, tensão e potências serão sempre dados em pu e em RMS, para maior familiaridade dos resultados.

Além disso, tem-se que o sistema de controle do parque está no modo acoplado, ou *coupled*. Esse modo é utilizado, pois é o modo que permite que o parque solar não injete potência reativa no sistema. Vale lembrar que o modelo de parque utilizado possui blocos de proteção interna, porém estes foram desativados para tendências nos resultados obtidos através da atuação dessas proteções internas.

Já o bloco de faltas, possui os seguintes parâmetros: tipo de falta (AT, BC, BCT ou ABC), impedância de falta, e tempo de fechamento e tempo de extinção. O tipo de falta e a sua localização mudará de acordo com o caso analisado. Para que uma falta se dê $h\%$ da linha, é necessário que se divida a linha em duas partes sendo a primeira parte com $h\%$ e a segunda com $(100 - h)\%$, da linha, justificando a divisão anteriormente citada. Todas as faltas simuladas terão início em 1,5 segundos, serão permanentes e serão curtos francos.

Outros parâmetros necessários são os das linhas de transmissão. Todas as linhas utilizadas no sistema são linhas de parâmetros constantes, no qual o modo de propagação um e dois se referem às sequências zero e positiva respectivamente, como a opção de linha continuamente transposta foi escolhida, os parâmetros referentes a sequência negativa das linhas é igual aos parâmetros de sequência positiva. Como o sistema é baseado em um exemplo, as linhas de transmissão *TLM_01a* e *TLM_01b*, que foram adicionadas, possuem os mesmos parâmetros das outras linhas que compõem o resto do sistema com o intuito de manter a uniformidade. Como as impedâncias das linhas dependem do tamanho, as impedâncias de cada linha diferem, já que o tamanho das linhas varia. No contexto de tamanho de linhas, escolheu-se arbitrariamente o valor de 20 km para a linha que interliga o parque ao sistema elétrico, sendo que *TLM_01a* possui $h\%$

Parâmetros do sistema	
Tensão de linha do sistema (RMS)	120 kV
Frequência	60 Hz
Tempo de simulação	2 s
Passo de tempo da simulação	5 μ s
Controle do parque solar	<i>Q-control</i>
Tipo de controle	Acoplado
Ínicio da falta	1,5 s
Tamanho da LT	20 km
Localização da falta	10%, 50% e 90% da LT
Tipos de falta	AT, BC, BCT e ABC (francos)
V_{base}	$\frac{120}{\sqrt{3}}$ kV
S_{base}	75,015 MVA
I_{base}	360,9161 A

Tabela 4.1: Parâmetros do sistema analisado.

e TLM_{01b} ($100 - h$)% do comprimento da LT, a depender de cada localização da falta estudada em cada caso. Esse valor foi escolhido de forma a pensar em um parque solar perto de uma subestação do Nordeste, como a linha que interliga o Complexo Eólico Itarema por meio de sua subestação coletora 34,5/230 kV até a subestação Acaraú II da CHESF a 28,5 km de distância. (Sá, 2014) .

Os medidores não possuem parâmetros, sendo eles responsáveis apenas por medir as grandezas necessárias para a análise. No software EMTP é possível, também, habilitar medidores internos para que se consiga enxergar mudanças de variáveis, entradas e saídas de blocos de controle. Por consequência, habilitou-se o medidor da frequência do PLL, para adquirir dados sensíveis para a análise.

Para finalizar, pela Figura 4.4, percebe-se que o relé se encontra na barra BUS0, sendo este o terminal local e aonde se dá o início da linha para referencial de localização das faltas. Apresenta-se uma tabela resumo na Tabela 4.1 e outros parâmetros do sistema que não foram explicitados no texto na Figura 4.5:

4.3 OBTENÇÃO DE RESULTADOS

Com a obtenção dos dados pela simulação do sistema analisado no EMTP, o algoritmo de proteção será aplicado em MATLAB. Todo o algoritmo de obtenção de fasores, polarização e comparadores foi desenvolvido nessa ferramenta. O MATLAB foi escolhido devido a sua facilidade de produzir imagens e realizar cálculos com um número extenso de dados.

Desse modo, a análise consistirá na comparação entre os tipos de polarização: autopolarização, polarização por memória de tensão de sequência positiva curta e longa, e os comparadores de fase e SEL. Como ambos os comparadores e ambas as polarizações utilizam fasores, o método

Photovoltaic park parameters

Number of PV arrays: 45

Frequency: 60 Hz

Collector grid nominal voltage: 34.5 kV RMSLL

Transmission grid nominal voltage: 120 kV RMSLL

Include zig-zag transformer on collector grid

R_0 : 0.1265 Ω

L_0 : 0.3831e-3 H

EV park: Rated power = 75.015MVA

Single photovoltaic array parameters

PV array rated power: 1.667 MVA

Inverter nominal voltage: 0.575 kV RMSLL

DC voltage: 1.264 kV

Filter reactive power: 75 kVAR

Choke filter resistance: 0.005 pu

Choke filter inductance: 0.15 pu

Equivalent collector grid parameters

Include equivalent collector grid

Equivalent resistance: 0.1265 Ω

Equivalent inductance: 0.3831e-3 H

Equivalent capacitance: 7e-6 F

Operating conditions

Number of PV arrays in service: 45

Q-control mode: Q-control

Reactive power reference: 0 pu

P-control mode: MPPT-control

PV park operating conditions: P = 75.015MW, Q = 0MVAR

Atmospheric conditions

Temperature: 25 $^{\circ}\text{C}$

Irradiance: 1000 W/m^2

Maximum capacity of the PV park panels: 75.015MW

(a)

Converter model: AVM, Average Value

Grid-side converter control

PWM frequency: 4500 Hz

Vdc-control T_i : 100 ms

PLL K_p : 0.1

PLL K_i : 100

External System Equivalent

R_{sys} : 10.54 Ω

X_{sys} : 41.088 Ω

Advanced

Sampling rate: 22500 Hz

Type of control: Coupled

q-axis control command: Reactive power

Measuring input filter type: Bessel

Measuring input filter order: 1

Cut-off frequency: 5 x Sampling rate

Rise time: 10 ms

Current limit: 1.1 pu

d-axis Current limit: 1 pu

q-axis Current limit: 1 pu

Fault Ride Through (FRT)

FRT pickup voltage deviation: 0.1 pu

FRT reset voltage: 0.075 pu

FRT reset delay: 0.25 s

FRT Current limit: 1.2 pu

FRT q-axis current limit: 1 pu

(b)

V-control K_v : 1.75

Q-control K_p : 1

Q-control K_i : 2

Maximum output Q command: 1 pu

Minimum output Q command: -1 pu

Output Q command revise time: 0.001 s

FRT pickup voltage: 0.175 pu

FRT reset voltage: 0.125 pu

Q(V) Control Curve

	V (pu)	Q (pu)
1	0.9	1
2	0.95	1
3	0.97	0
4	1	0
5	1.03	0
6	1.05	-1
7	1.1	-1

Preview characteristic plot

(c)

Constant Parameter (CP) line/cable model (multiphase)

Load data from file (option)

Number of phases: 3

Length: 10

Select model

Distortionless Continuously transposed

Select type of data

R, L, C R, Z₀, v (speed) R, Z₀, v (delay)

Select Units

R: Ω L: μH C: μS

Propagation mode data

Mode	R'	L'	C'
1	0.3125	1.8621	1.8168
2	0.1270	0.4784	3.4788

(d)

Figura 4.5: Parâmetros do sistema analisado para cada componente: (a) parque solar, (b) controle do inversor, (c) controle do parque solar e (d) linhas de transmissão .

para estimação fasorial escolhido foi o de filtro cosseno modificado como explicado na Seção 4.1.3 Filtro Utilizado.

ANÁLISES E RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados e análises sobre a utilização da função de distância em linhas de transmissão com interligação com parques solares. Para isso, simula-se o sistema descrito anteriormente no *software* EMTP e aplica-se os dados obtidos na simulação, no algoritmo de proteção de distância desenvolvido no MATLAB. Serão simuladas todos os tipos de faltas descritas no capítulo 2, para curtos circuitos francos e em diferentes localidades. Portanto, a função de distância terá seu desempenho avaliado quanto a localização da falta, tipo de falta e comportamento perante polarização. Desse modo, serão observados os fasores de tensão e corrente das três fases, fasores de tensão e corrente das três sequências, a trajetória descrita no diagrama R-X pela impedância de falta e outros sinais como fatores determinantes para determinação dos critérios de confiabilidade, seletividade e segurança da função de proteção.

Os casos podem ser representados como:

Tipo de Falta	Localização da Falta (% da LT)	Polarização do Relé
AT	10%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	50%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	90%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
BC	10%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	50%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	90%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
BCT	10%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	50%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	90%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
ABC	10%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	50%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva
	90%	Autopolarizado
		Polarização por Memória de Sequência Positiva

Tabela 5.1: Relação de casos de estudo ao tipo de falta, localização da falta na LT e polarização do relé.

Portanto, a Tabela 5.1 mostra todos os casos os 24 casos possíveis, lembrando que cada caso será analisado sob a ótica de dois comparadores, de fase e SEL, que serão polarizados de maneiras diferentes. Ressalta-se que todas as figuras que serão apresentadas mostram apenas 100 ms do regime de operação normal do sistema até tempo final de simulação de 2 s. Isso é feito para melhor entender as perturbações causadas pelas faltas. Todas as grandezas de tensão, corrente e potências estão em pu enquanto que os ângulos e fases estão em graus.

5.1 FALTA MONOFÁSICA AT

5.1.1 10% da Linha de Transmissão

Primeiramente, simula-se uma falta monofásica franca em 10% da LT. Obtêm-se as seguintes figuras:

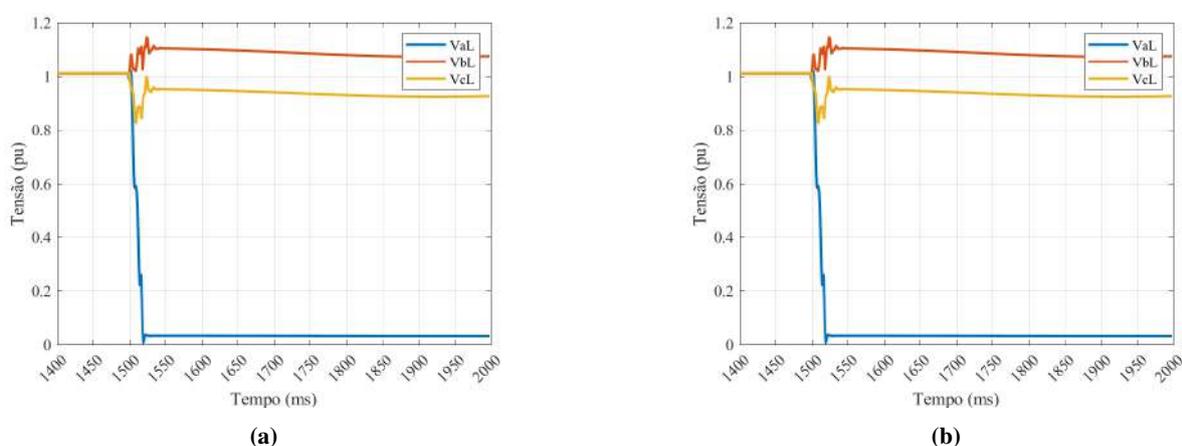
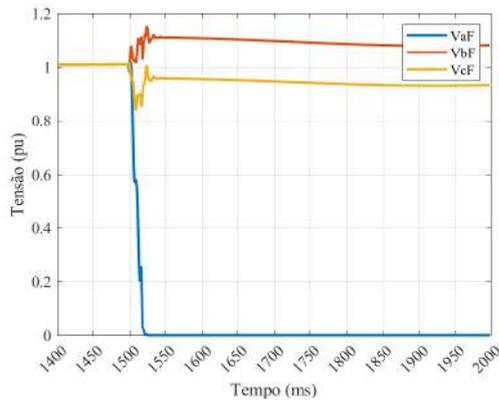


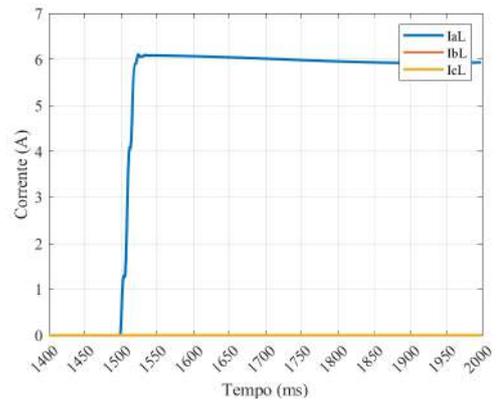
Figura 5.1: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

Observando a Figura 5.1, percebe-se um grande afundamento de tensão na fase A no qual a tensão sai de 1,01 pu para 0,0336 pu após a falta, já a fase B apresenta um aumento de tensão saindo de 1,01 e indo para 1,104 pu. Por fim, a fase C apresenta um leve afundamento de tensão, saindo de 1,01 para 0,953 pu. Analisando as correntes, percebe-se uma grande elevação do nível de corrente na fase A chegando a 2,643 pu, como era de se esperar, já que o se trata de um curto monofásico na fase A , contudo vale ressaltar que as correntes nas Fases B e C não aumentam de maneira igualitária, visto que a Fase B apresenta 2,385 pu e a fase C apresenta 0,756 pu. Percebe-se, claramente, que o sinais demoram cerca de 33 a 40 ms para que haja uma acomodação da sua resposta. Isso acontece, pois esse é o tempo de acomodação do sistema de controle do parque, portanto, esse tempo será algo que será visto em várias outras figuras.

Já para a Figura 5.2, diferentemente de um curto circuito AT franco tradicional, a tensão no ponto de falta não é zero e as tensões B e C não possuem o comportamento de sobretensão, visto que, novamente, a fase C apresenta uma leve subtensão. Esse comportamento é uma indicação



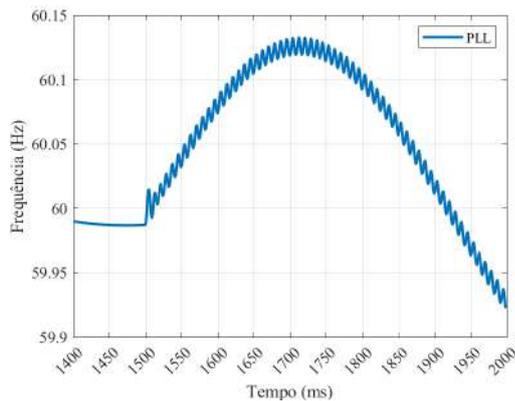
(a)



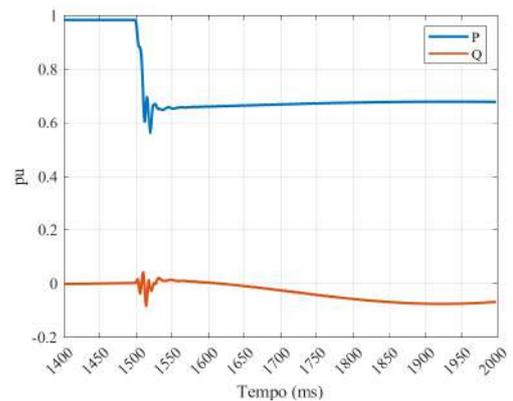
(b)

Figura 5.2: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

que o sistema de controle do parque interfere nas características tradicionais de um curto circuito, visto que no ponto de falta, para um gerador síncrono, as fases não afetadas deveriam apresentar o mesmo valor em pu. Além disso, percebe-se claramente que se trata de um falta AT e perto da geração devido a elevada corrente na fase A de 6,093 pu e nenhuma corrente nas fases B e C.



(a)



(b)

Figura 5.3: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Caracterizado o tipo de curto, analisa-se como este curto influencia a geração pelo parque solar. A Figura 5.3 mostra claramente que o curto altera o controle interno do parque. É notável que o PLL sofre com uma oscilação subsíncrona e uma harmônica, se considerarmos que em 50 ms de falta temos cerca de 6 ciclos na forma de onda do PLL a frequência da harmônica é de cerca de 120 Hz enquanto que a oscilação subsíncrona é de 1 Hz, já que apresenta meio comprimento de onda em 500 ms, sendo assim, filtrada pelo filtro cosseno modificado, e o PLL ainda consegue manter a referência em torno de 60 Hz. Analisando a potência do parque, percebe-se que o novo ponto de operação do parque faz com que o parque tenha $2/3$ da injeção de potência ativa do regime pré-falta e o fator de potência deixa de ser unitário, visto que agora o parque consome potência reativa já que Q tende a um valor negativo. Novamente, se faz presente o tempo de

acomodação de 30 a 40 ms para a resposta do sistema de controle.

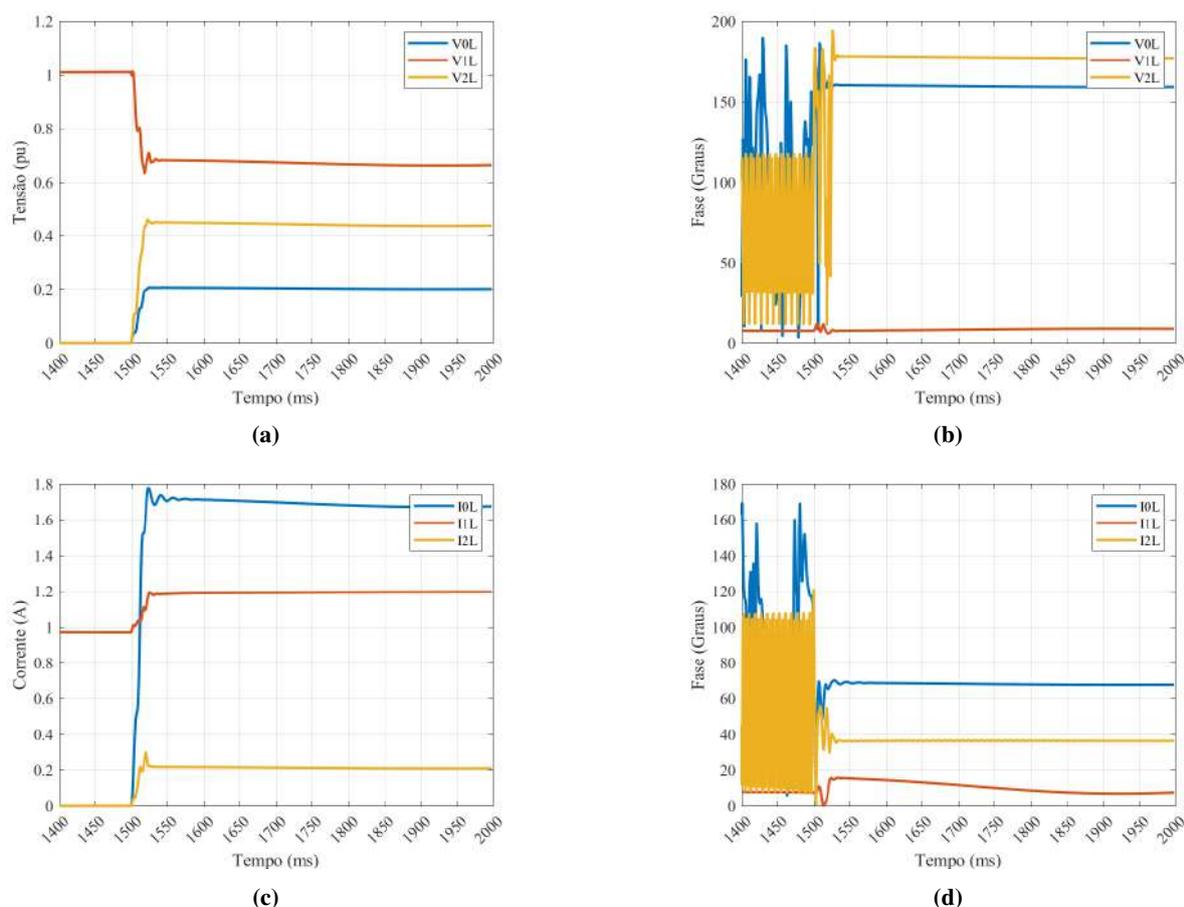


Figura 5.4: Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

Analisando o curto, percebe-se, pela Figura 5.4, que em regime pré-falta, as fases tanto das tensões quanto das correntes das sequências zero e negativa variam excessivamente. Contudo, ao associar essa informação ao módulo das grandezas mencionadas que isso se deve ao valor extremamente baixo, 0 pu, o que faz com que qualquer variação reflita de forma demasiada na fase desses sinais. Além disso, percebe-se que há uma queda de 0,33 pu na sequência positiva e sua fase permanece sem grandes alterações, mesmo após a oscilação inicial gerada pela falta. Essas informações serão importantes para análise do comparador de fases com polarização por memória de tensão de sequência positiva curta e longa. Para as correntes, é notável que o o curto se beneficia dos transformadores estrela aterrados presentes nas subestações, visto que a corrente de sequência zero é a que possui maior valor absoluto. Outro fato é de que a corrente de sequência negativa é 18,3% da corrente de sequência positiva. Isso demonstra que o controle do parque é ator importante para entendimento das faltas, pois as correntes das sequências positiva, negativa e zero deveriam ser iguais para o caso de um curto AT.

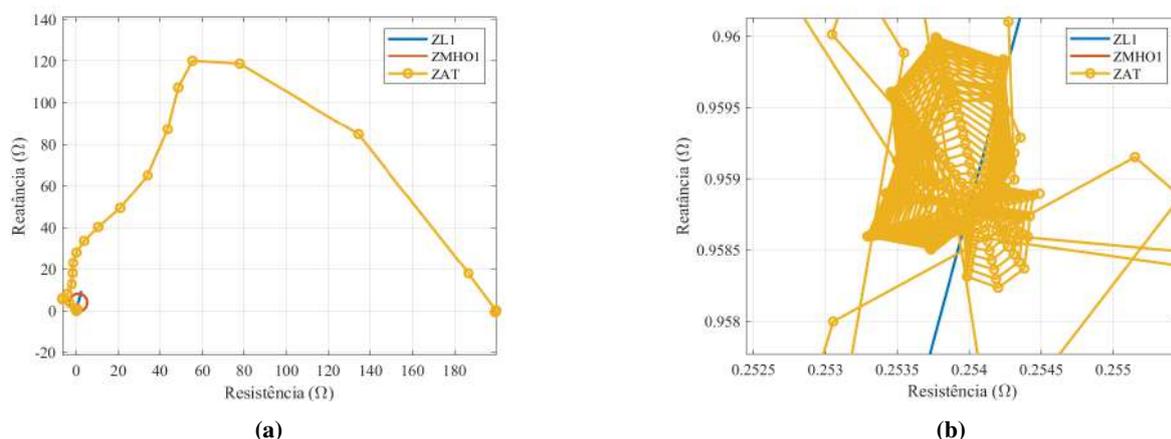


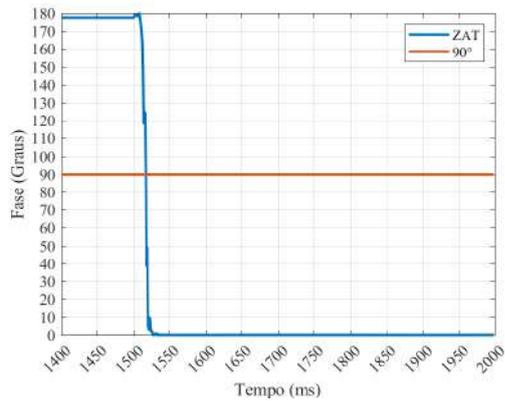
Figura 5.5: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

5.1.1.1 Relé Autopolarizado

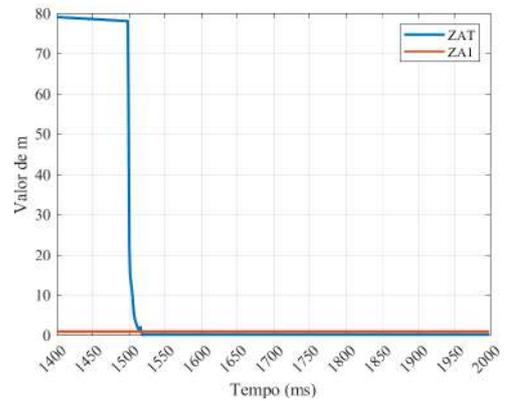
A Figura 5.5 mostra que o relé irá perceber o curto em sua primeira zona de atuação. É importante perceber a característica oscilatória em torno da impedância de falta no diagrama. Isso ocorre, pois a característica oscilatória do PLL e a necessidade de ajustes constantes por parte do sistema de controle não permitem que a impedância de falta fique em ponto, e, sim, numa região. A atuação do relé de forma correta é reforçada pela Figura 5.6. Em ambos os comparadores o a unidade de impedância Z_{AT} ultrapassou o limiar de atuação de aneixa que não deixa dúvidas sobre sua atuação, e a sua acomodação para uma resposta constante se deu em cerca de 30 ms. Contudo, percebe-se uma leve queda no comparador SEL no regime pré-falta, isso acontece devido ao sistema de controle do parque, o que faz com que IBR não possa ser tratado como fonte com impedância constante (XIE; LIU et al., 2022). Por isso, ao ajustar sua impedância interna de acordo com o sistema de controle, é possível que ele tenha diminuído a impedância aparente vista pelo relé no comparador SEL ao ajustar os níveis de tensão e de corrente injetada, como é o que ocorre nas Figuras 5.1. Além disso, esse comparador mostra uma tendência de subalcançe, apesar de leve neste caso, já que o m é igual a 0,116, significando que o relé entende que o curto ocorreu em 11,6% da LT. Como a linha é curta, essa diferença pequena pouco influencia a análise, mas caso a característica de subalcançe se confirme, essa característica pode ser danosa para o sistema de proteção para linhas maiores.

5.1.1.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

De maneira surpreendente, todos os relés com polarização por memória de tensão de sequência positiva, seja ela longa ou curta falharam na detecção do curto. Ressalta-se o comportamento do comparador de fases no qual ϕ varia pouco, mesmo após a falta o valor é próximo ao original. Esse comportamento está diretamente ligado a atuação do inversor e da tensão de sequência positiva com fase quase constante. Como os comparadores são memorizados, eles guardam as in-

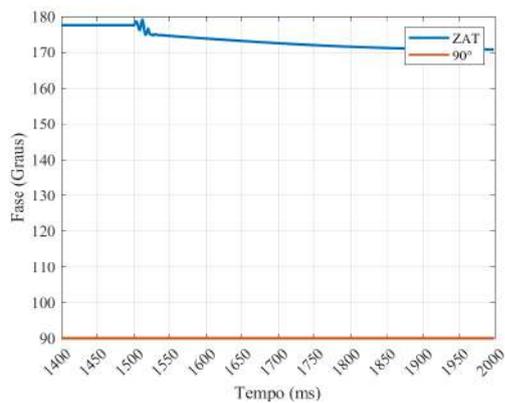


(a)

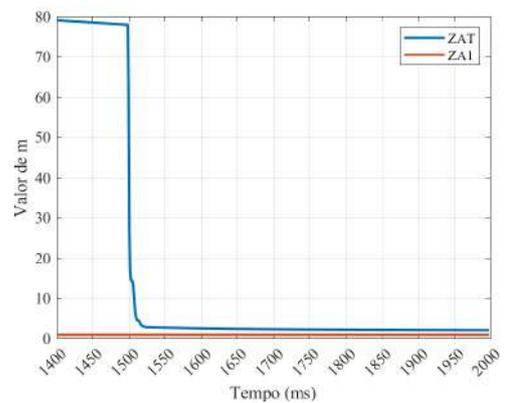


(b)

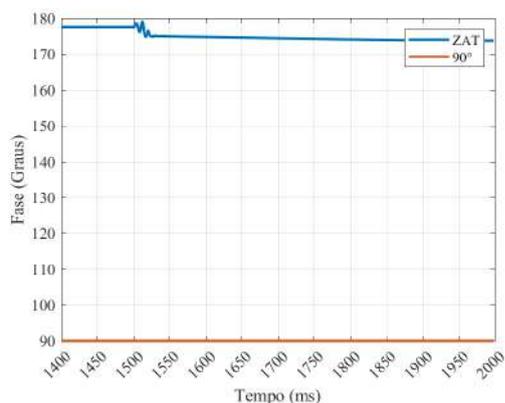
Figura 5.6: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.



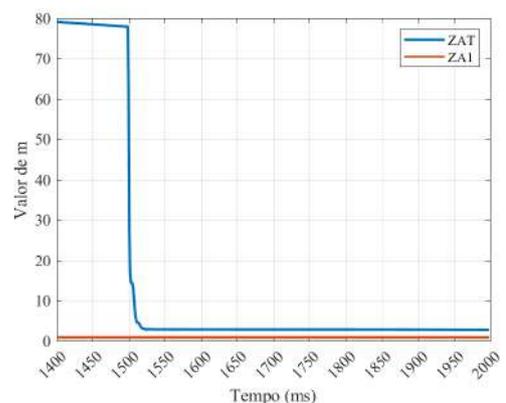
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.7: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

formações de módulo e fase, por mais tempo que os comparadores autopolarizados. Comparando as Figuras 5.4 e 5.8, percebe-se que os sinais possuem fases quase constantes, sendo influenciados pelas fases das tensões e correntes das sequências 0,1 e 2 injetadas pelo inversor. Como há corrente de sequência zero e o inversor gera uma tensão de sequência positiva que não possuem alterações grandes de fase, como é o caso de geradores síncronos sob falta, o comparador de fases não atua para o caso descrito. Outra coisa a se reparar é que essa tendência faz com que a corrente e tensão de sequência positiva estejam em fase (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023a). Já o comparador SEL, não conseguiu desempenhar de maneira satisfatória, reconhecendo o curto como direto, porém fora de seu alcance. Esse fato se relaciona com a implementação da memória, devido retenção da informação por mais tempo, o comparador tende a chegar no ponto de falta, mas não em tempo hábil para a proteção (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023b).

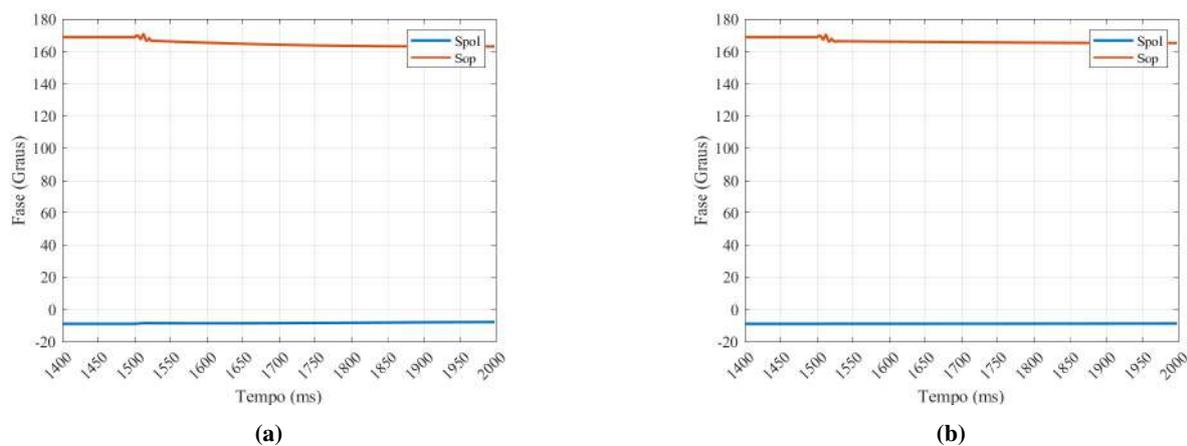
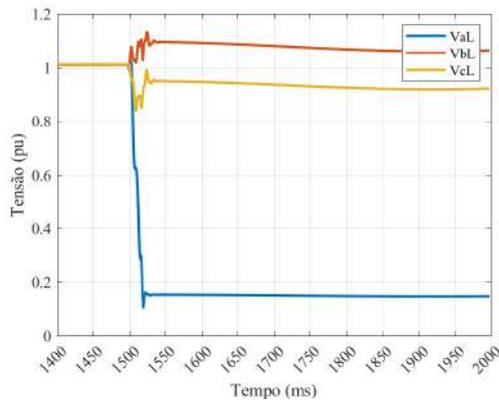


Figura 5.8: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

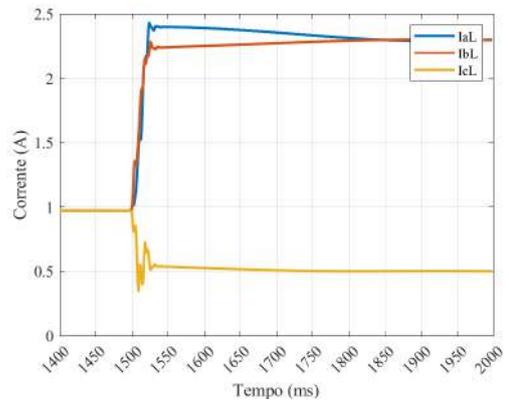
5.1.2 50% da Linha de Transmissão

Seguindo o mesmo modelo de análise, simula-se uma falta monofásica franca em 50% da LT, obtendo as seguintes figuras:

Observando a Figura 5.9, o afundamento de tensão na fase A para 0,15 pu após a falta não é tão severo quanto o afundamento causado no caso anterior. Isso ocorre devido a diferença de localização dos curtos circuitos, sendo assim, a queda de tensão maior será no curto mais próximo do terminal local. As mesmas observações sobre as fases B e C podem ser feitas adequando apenas os valores dessas grandezas a condição mais distante de curto. Portanto, ocorre um leve afundamento de tensão de 0,0503 pu na fase C e uma sobretensão de 0,0846 pu na fase B. De maneira semelhante a análise das tensões, a análise de corrente também mostra o mesmo comportamento do caso anterior, caso se adeque à localização mais longínqua. Logo, novamente, se observa uma sobrecorrente elevada na fase A de 2,405 pu, porém a fase B também apresenta sobrecorrente com valor de 2,243 pu, enquanto que a corrente na fase C cai para 0,538 pu. Novamente, percebe-se o tempo de acomodação dos sinais em razão do sistema de controle.

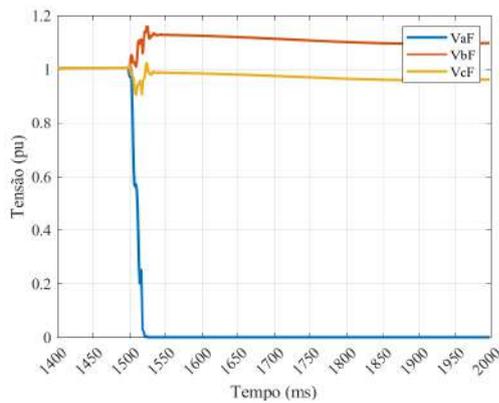


(a)

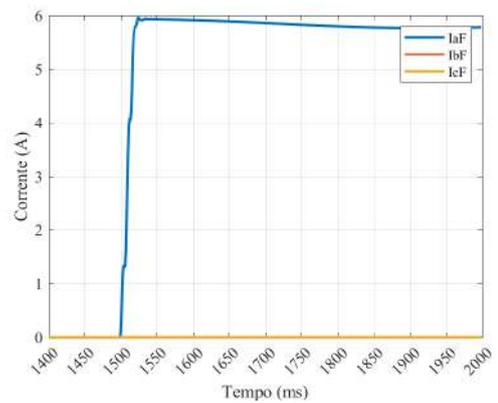


(b)

Figura 5.9: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.



(a)



(b)

Figura 5.10: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

A Figura 5.10 mostra claramente que se trata de um curto monofásico na fase A. As características principais como afundamento de tensão e elevação de corrente na fase afetada no ponto de falta estão presentes. Contudo, características importantes como elevação igualitária de elevação de tensão entre as fases não afetadas, novamente, não é vista. A corrente de falta na fase A apresenta valor menor que o caso anterior, sendo que o valor máximo, após acomodação, é de 5,934 pu. Isso comprova que a localização de falta é mais a jusante do que o caso anterior.

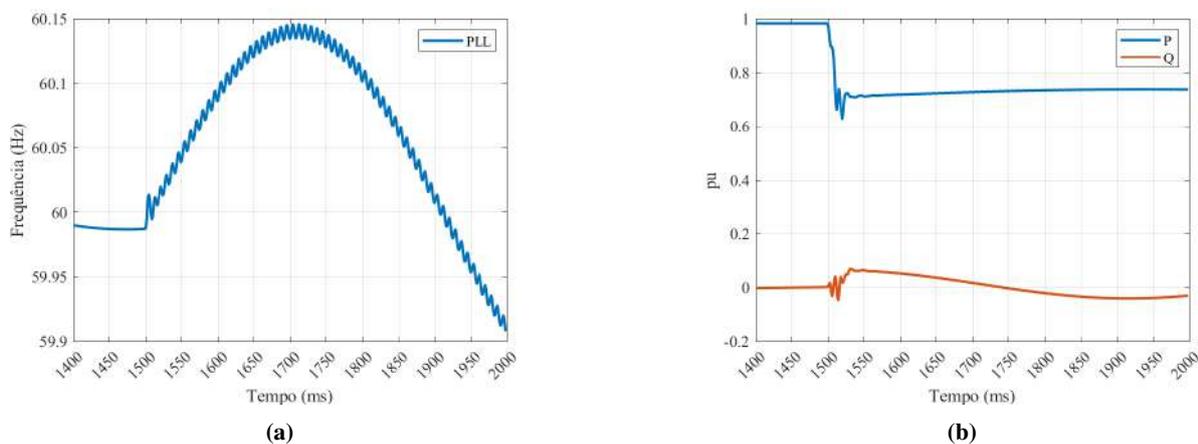


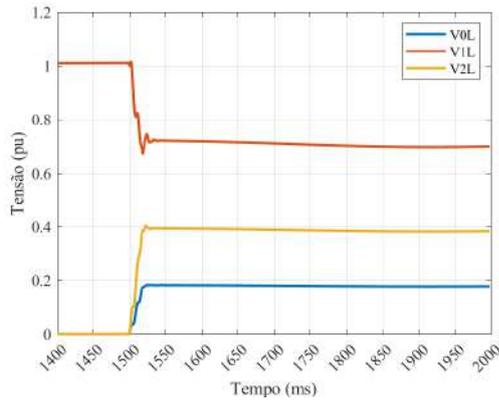
Figura 5.11: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Analisando, agora, a resposta do parque em relação ao curto, é notável que, como o curto é menos severo em relação ao curto anterior, o ponto de operação do parque permitirá uma maior injeção de potência ativa que o caso anterior. Isso é comprovado pela Figura 5.11, no qual a injeção de potência ativa é de 0,7 pu, ao invés do 0,65 anterior. Além disso, após a acomodação da resposta, o parque, inicialmente começa injetando potência reativa, o que não aconteceu no caso anterior, e após, 250 ms de falta, consome potência reativa. A presença da segunda harmônica e da oscilação subsíncrona, novamente, é representada no PLL.

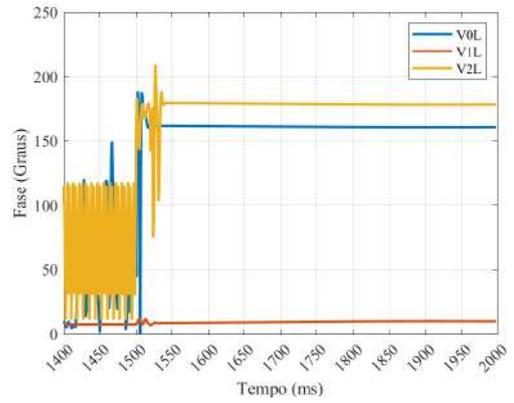
Observando a Figura 5.12, percebe-se, de forma repetida, o comportamento anterior. As fases das correntes e das tensões das sequências após a falta possuem fases que variam muito pouco e a corrente de sequência zero continua a ser beneficiada pelos transformadores estrela aterrado da subestação coletora. Observa-se, também, a limitação de corrente de sequência negativa, sendo cerca de 16,35 % da corrente de sequência positiva.

5.1.2.1 Relé Autopolarizado

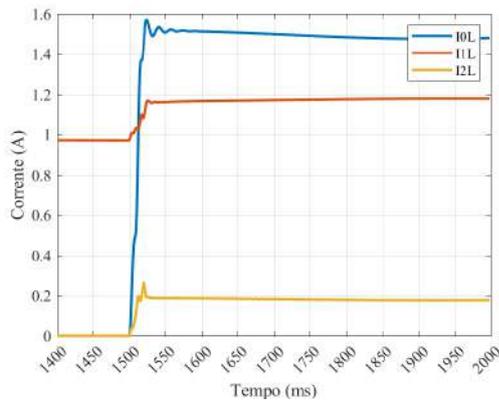
O diagrama R-X, apresentado na Figura 5.13, mostra a proteção de distância irá atuar para o caso da autopolarização. Novamente, destaca-se a característica oscilatória do curto em torno da impedância de falta. A Figura 5.14 mostra o desempenho dos comparadores analisados perante o curto analisado neste caso. Esta figura mostra que a autopolarização continua efetiva, já que todos os comparadores indicam que a proteção deverá atuar. Nota-se que o tempo de acomodação continua presente na resposta dos comparadores. O comparador SEL indica que o curto ocorreu



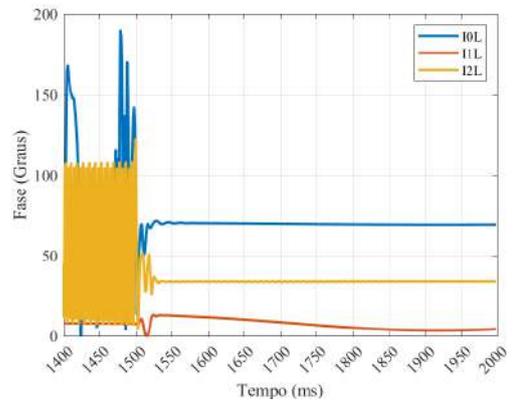
(a)



(b)

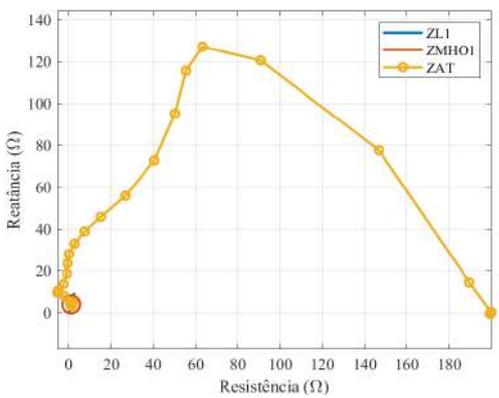


(c)

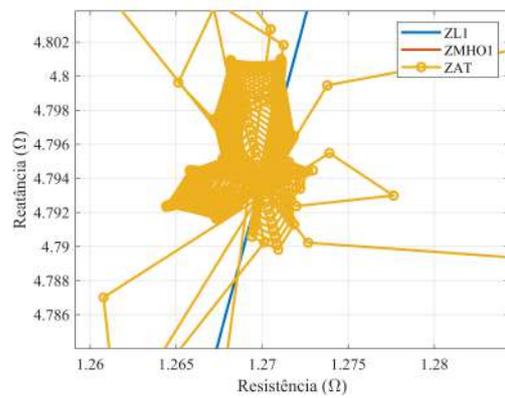


(d)

Figura 5.12: Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.



(a)



(b)

Figura 5.13: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

em 52% da LT, mostrando a característica de subbalcance dos relés.

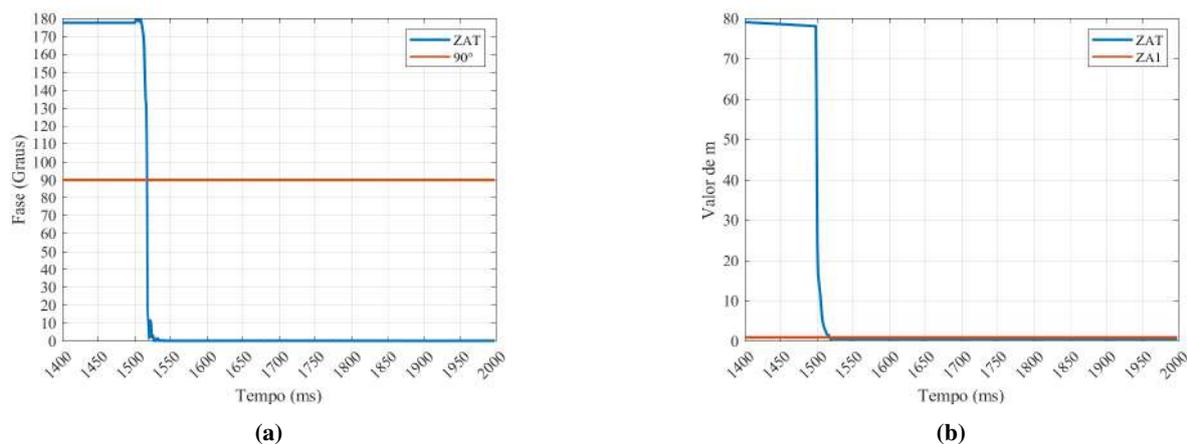


Figura 5.14: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.1.2.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

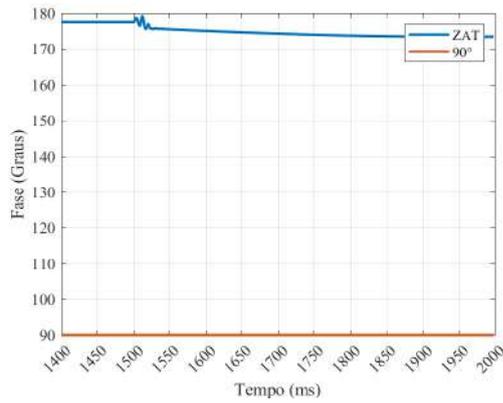
Como observado no caso anterior, a polarização por memória de tensão de sequência positiva faz com que os comparadores, e por consequência, os relés não atuem. A mesma explicação para os comparadores de fase presentes na Figura 5.15 pode ser dada ao se analisar as Figuras 5.12 e 5.16. Da mesma maneira, a explicação para o comportamento do comparador SEL é semelhante à dada no caso anterior.

5.1.3 90% da Linha de Transmissão

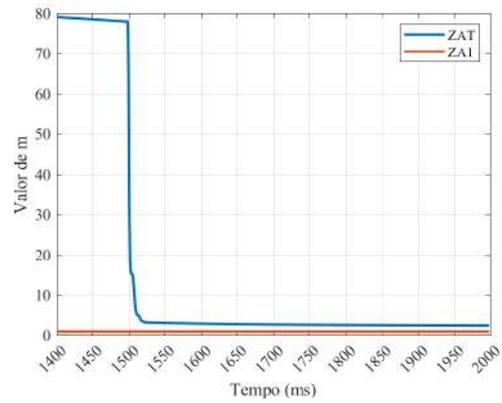
Para o último caso de falta AT, obtém-se a Figura 5.17:

Essa figura mostra que a medida que se aumenta a distância do parque solar, o curto vai perdendo características desta fonte, se assemelha cada vez mais com curtos tradicionais. Outro fator importante é a confirmação da tendência do de desbalanceio de tensão e de corrente nas Fases B e C, algo que é esperado para um curto com fontes tradicionais. Além disso, é importante ressaltar que por causa do tamanho da LT, as variações entre as localizações de falta são pequenas, contudo em casos com LT de maior extensão essas diferenças serão aumentadas. De fato, o sistema de controle influencia nos sistema, visto que em todas as faltas monofásicas ocorreu um tempo de acomodação dos sinais. Outra conclusão importante é a relação entre distância e módulo das grandezas de corrente e tensão, quanto maior a distância do curto ao local aonde o relé está inserido, no caso a barra local BUS0, menor serão correntes e menor será o afundamento de tensão na fase afetada.

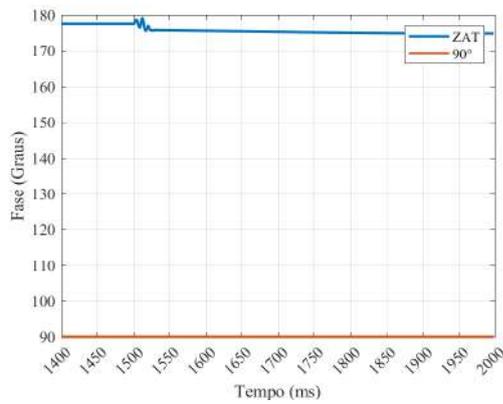
De posse de todos os dados, analisando a Figura 5.18, percebe-se o fato de que IBR são fontes fracas, ou seja, possuem alta impedância de fonte e baixa contribuição de curto circuito. Isso é



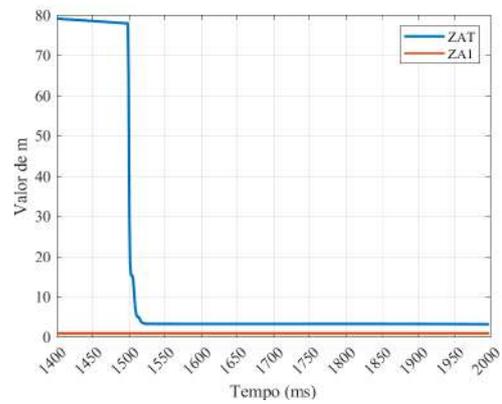
(a)



(b)

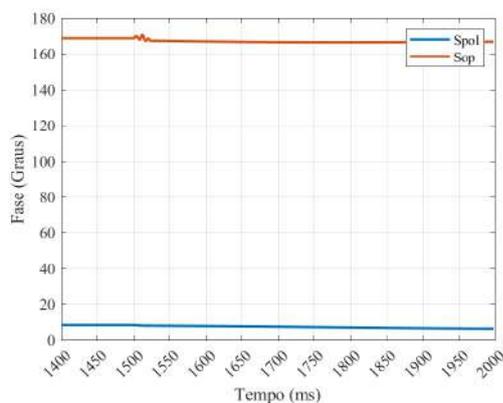


(c)

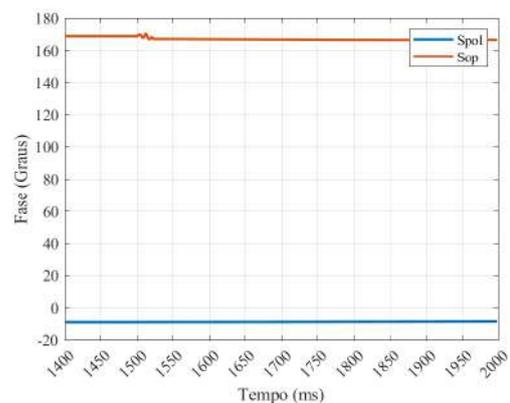


(d)

Figura 5.15: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

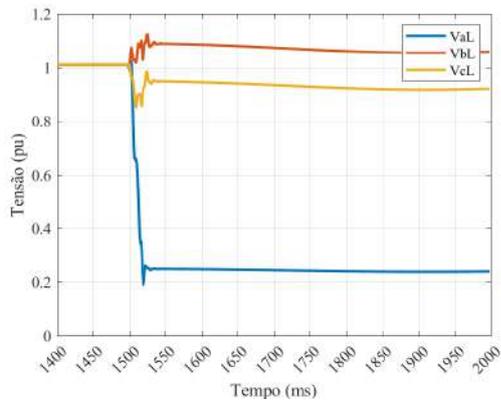


(a)

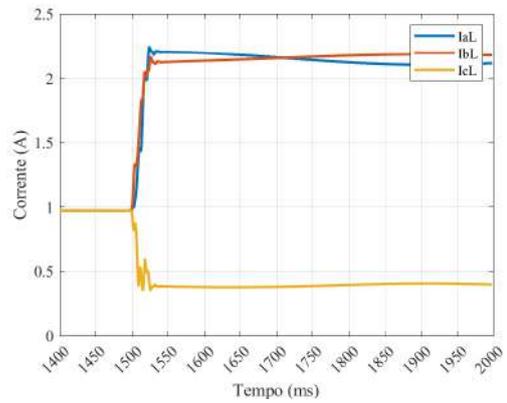


(b)

Figura 5.16: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

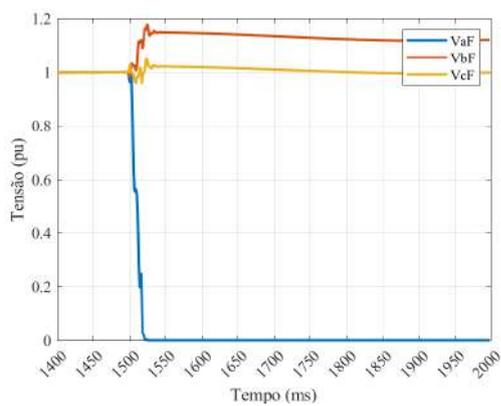


(a)

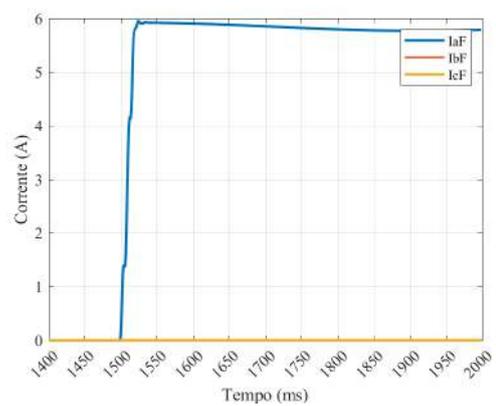


(b)

Figura 5.17: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto AT em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.



(a)



(b)

Figura 5.18: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto AT em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

visto ao se comparar Figuras 5.2, 5.10 e 5.18 com as Figuras 5.1, 5.9 e 5.17, nas quais as correntes de falta são 6,09 pu, 5,935 pu e 5,927 pu respectivamente, enquanto que a corrente na fase afetada da barra local são 2,643 pu, 2,4 pu e 2,212 pu. Portanto, a contribuição de curto circuito da outra fonte do sistema é de cerca de 3,447 pu, 3,535 pu e 3,715 pu para os casos de falta AT em 10%, 50% e 90% da LT. Logo a contribuição de curto circuito da fonte conectada a barra BUS2 é 1,304, 1,473 e 1,679 vezes maior, respectivamente, que a contribuição de curto circuito do IBR, sendo que a fonte da barra BUS2 está bem mais distante do curto que o IBR.

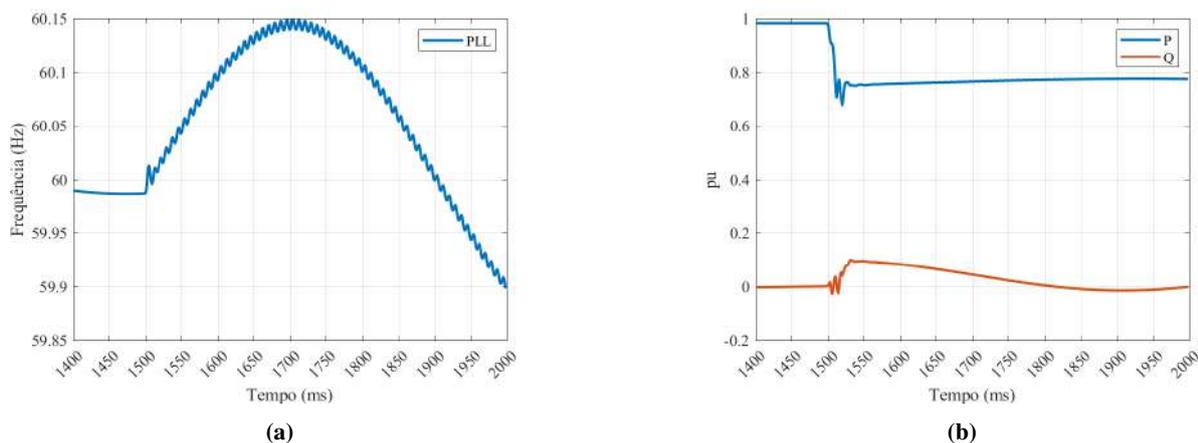


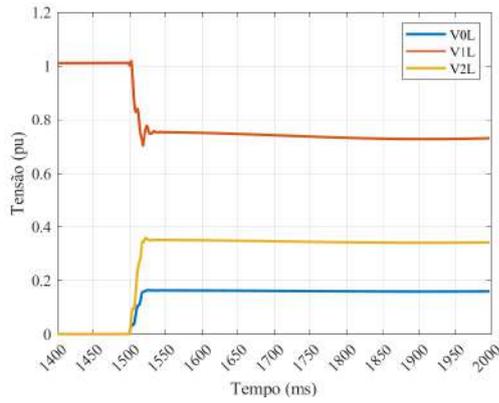
Figura 5.19: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto AT em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

A tendência de aumento de potência ativa injetada e potência reativa injetada antes que haja uma mudança de comportamento a medida que se distancia-se do curto. Para este caso, após estabilização da resposta, a potência ativa é de 0,75 pu, e a potência reativa só passa a ser consumida após 315 ms de falta. As influências do curto em relação ao PLL são claras desde o primeiro curto, há a presença da segunda harmônica e da oscilação subsíncrona, contudo o PLL ainda consegue manter a referência em torno de frequência nominal do sistema. Todas essas conclusões podem ser observadas na Figura 5.19.

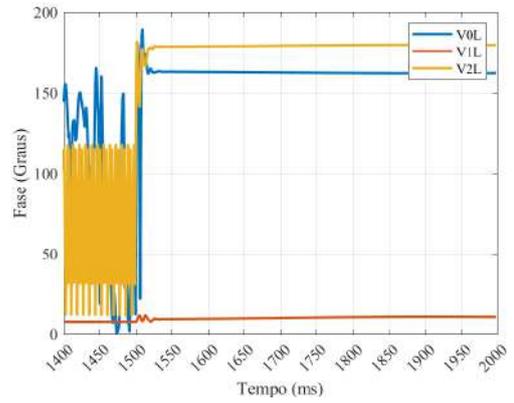
Por se tratar de um curto monofásico, espera-se que as seqüências zero, positiva e negativa estejam presentes, já que é um curto desbalanceado e tem fuga a terra. Portanto, assim como nas outras figuras, a Figura 5.20 mostra que a corrente de seqüência zero não é tão limitada, já que se beneficia das subestações coletoras com estrela aterrado. Além disso, a corrente de seqüência negativa é cerca de 14,55% da corrente na seqüência positiva, mostrando que o inversor limita a injeção de correntes desbalanceadas no sistema. Por fim, é notório que as seqüências possuem fases constantes após a falta e, novamente, isso irá impactar o funcionamento dos comparadores de fases polarizados por memória de tensão de seqüência positiva.

5.1.3.1 Relé Autopolarizado

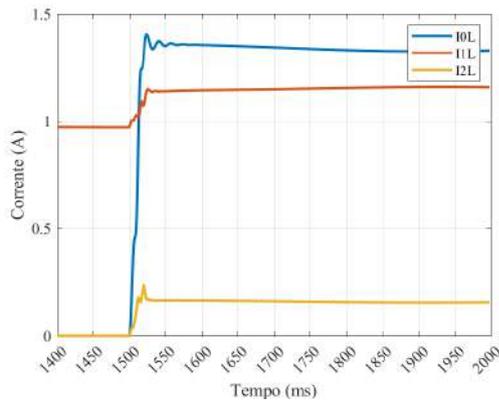
Este é o primeiro caso no qual não deve haver atuação. A Figura 5.21 mostra que a impedância de falta se encontra fora do alcance da característica mho autopolarizada, a trajetória do



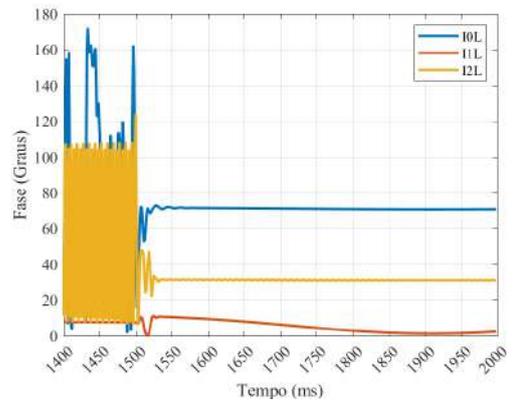
(a)



(b)

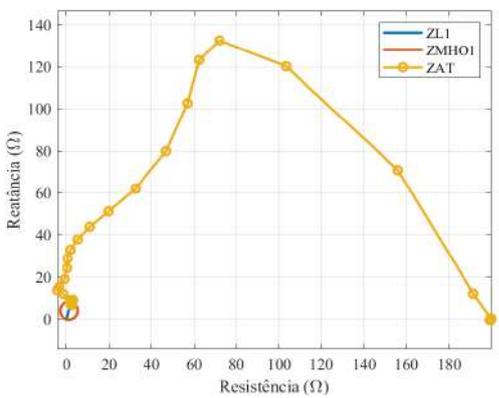


(c)

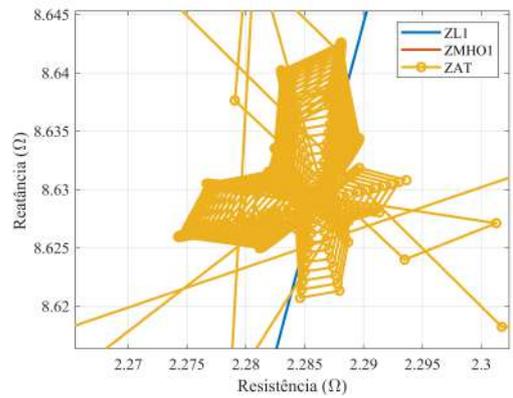


(d)

Figura 5.20: Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto AT em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.



(a)



(b)

Figura 5.21: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto AT em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

curto adentra essa característica, indicando que a situação de sobrealcance também é uma possibilidade. Isso ocorre pela característica oscilatória já descrita produzida pela IBR, e, portanto, pode levar a atuações incorretas do relé. Esse mesmo comportamento é visto nos comparadores autopolarizados na Figura 5.22 onde, após estabilização do sinal, comparadores indicam que não deve atuar, contudo, no transitório, o limiar de atuação é ultrapassado sendo ϕ menor que 90° e m igual a 0,728, portanto, atuações indevidas podem ocorrer. Para driblar esse e outros problemas devido a estabilização da resposta do sistema de controle, o IEEE recomenda atrasos intencionais para que o sistema possa mostrar a resposta esperada para os elementos de proteção (IEEE, 2022).

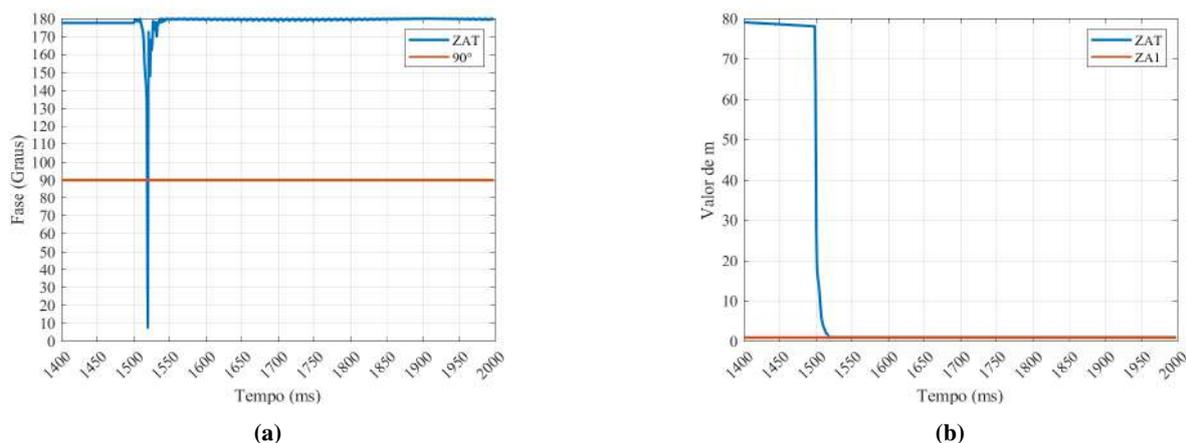


Figura 5.22: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} autopolarizados para curto AT em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.1.3.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

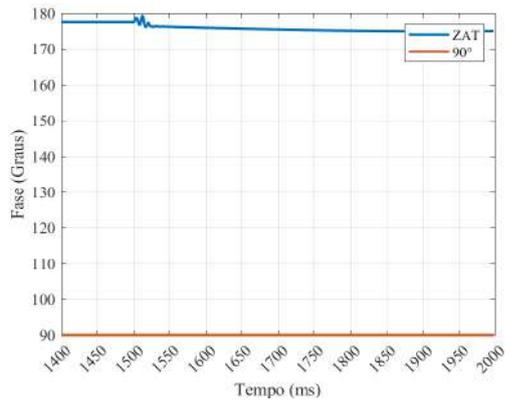
Esse é o único caso em que os comparadores polarizados atuam de maneira esperada. Contudo ao se fazer uma observação mais detalhista das Figuras 5.23 e 5.24 e os os casos anteriores, percebe-se a operação correta dos comparadores se deu por uma coincidência, já que a polarização por memória de tensão de sequência positiva não consegue detectar os curtos em sua zona de alcance e esse curto não deveria estar em sua zona de alcance.

5.2 FALTA BIFÁSICA BC

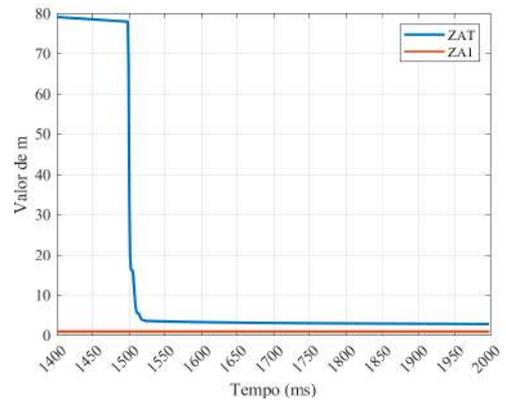
5.2.1 10% da Linha de Transmissão

Este é o primeiro caso do curto bifásico. Portanto, diferentemente do curto AT, não se espera que o curto envolva a sequência zero, restando apenas as sequências positiva e negativa. Vale ressaltar que para este curto, apenas a unidade Z_{BC} deve atuar. Obtêm-se a Figura 5.25 para este caso:

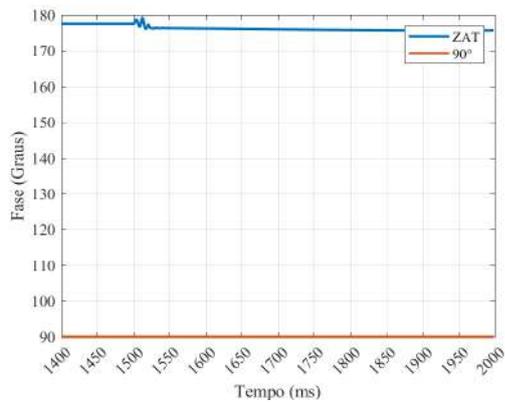
Observando a Figura 5.25, percebe-se que as fases B e C sofrem um afundamento de tensão



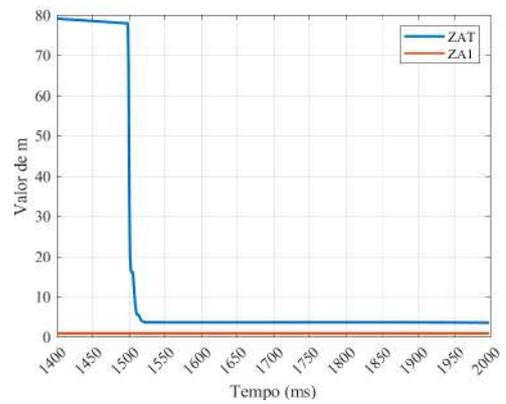
(a)



(b)

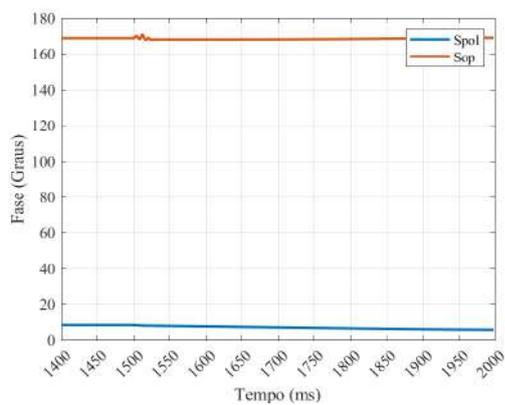


(c)

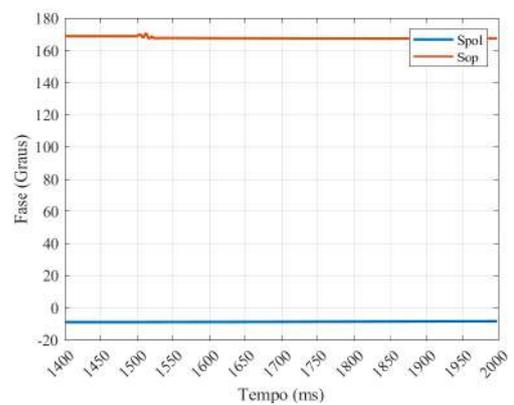


(d)

Figura 5.23: Comparadores utilizados na unidade Z_{AT} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

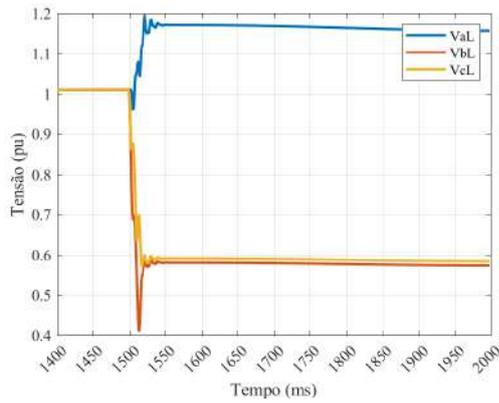


(a)

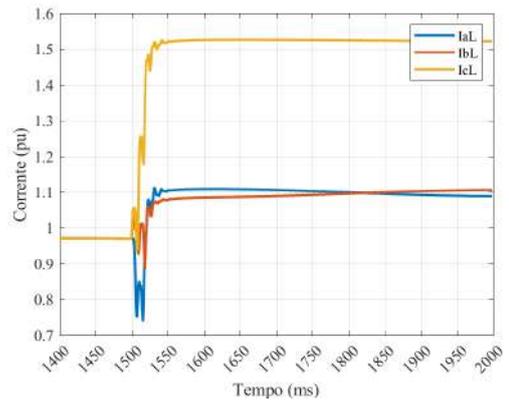


(b)

Figura 5.24: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT em 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.



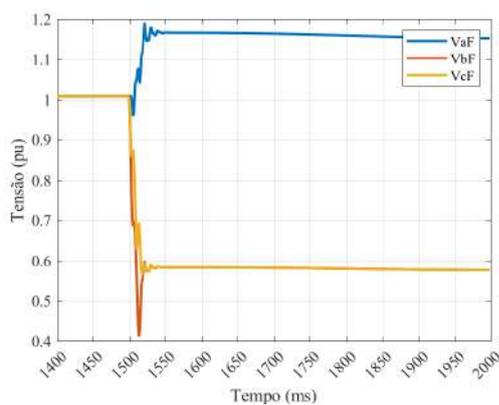
(a)



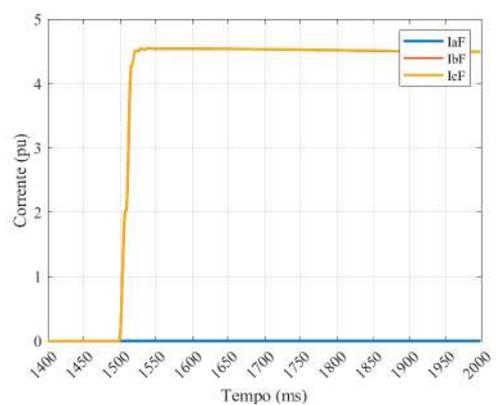
(b)

Figura 5.25: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

desigual apesar de próximos, tendo como tensão após a falta 0,592 pu e 0,581 pu respectivamente. Observa-se uma sobretensão na fase A, uma variação de 0,161 pu após a falta. Esse comportamento é semelhante ao de curtos bifásicos nos quais as fontes são geradores síncronos, apesar de nestes curtos as fases B e C sofrerem o mesmo afundamento normalmente. Já para a corrente, o comportamento é diferente do esperado. Em um curto BC, espera-se que haja um aumento das correntes nas fases B e C de mesma magnitude, além de que a corrente na fase A diminua. Como visto na Figura 5.25, as correntes em todas as fases aumentam, chegam em 1,524 pu, 1,11 pu e 1,08 pu para as fases A,B e C respectivamente. Algo peculiar é que, mesmo sendo um curto BC, o aumento da corrente na fase A é maior que o da fase C. Contudo, as magnitudes das sobrecorrentes experienciadas são pequenas, mesmo o curto sendo em 10% da LT. Isso sugere, novamente, que os parques solares são de baixa contribuição de curto circuito e que eles limitam as correntes injetadas no sistema. Outro fato importante, é que o sistema ainda apresenta o tempo de acomodação de resposta de 30 a 40 ms.



(a)



(b)

Figura 5.26: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

A Figura 5.26 mostra a tensão e corrente das fases no ponto de falta. Ao analisar-se essa figura,

percebe-se claramente que se trata de um curto BC, pois apresenta subtensão e sobrecorrente nas fases afetadas, enquanto que a fase A apresenta apenas sobretensão de 0,16 pu. Vale ressaltar que a corrente de falta experienciada é a menor corrente de curto circuito do sistema, com valor de 4,52 pu. Tal informação está de acordo com os conhecimentos tradicionais. Além disso, ao decompor as contribuições de curto circuito, percebe-se que a contribuição de curto circuito da outra fonte é quase o dobro da contribuição da fonte com inversor para a fase B, 1,97 vezes, e mais do que o triplo da contribuição na fase C, 3,22 vezes, mesmo o curto sendo a 2 km de distância do parque solar. Isso, novamente, confirma o comportamento de fonte com baixa contribuição para curtos circuitos.

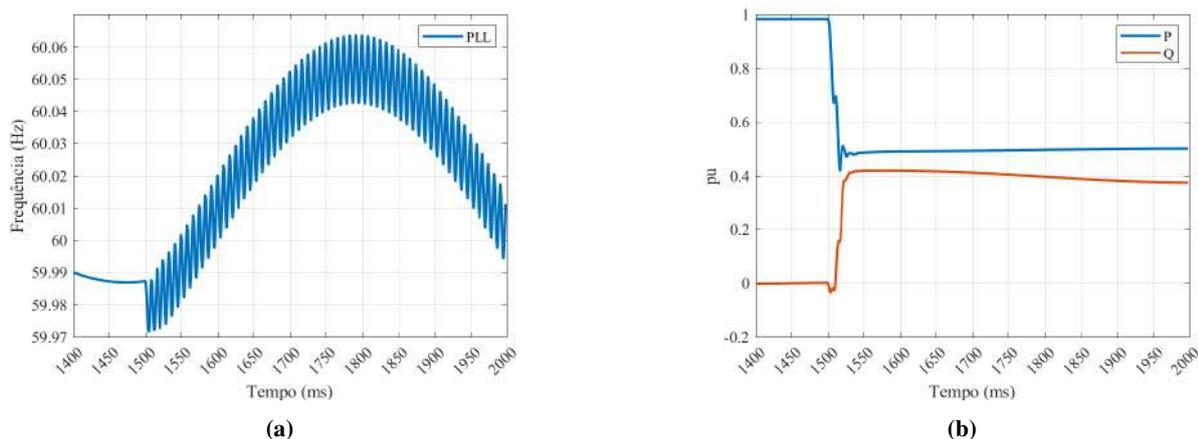
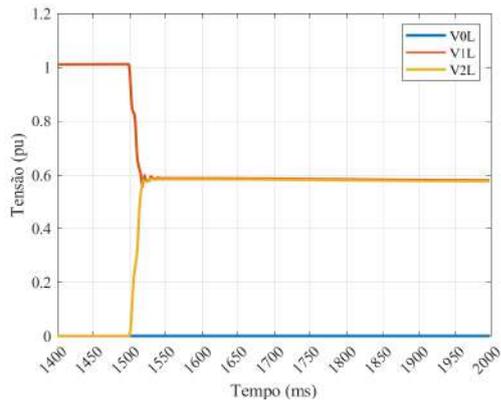


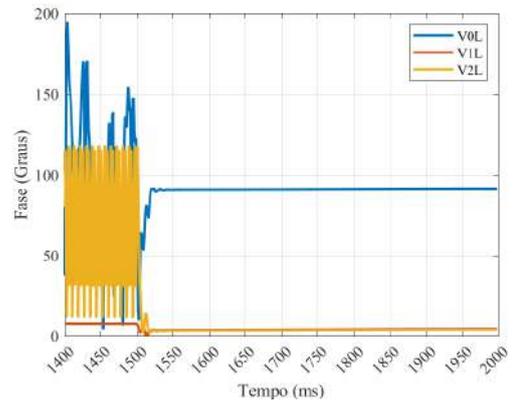
Figura 5.27: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Pelas Figuras 5.27, percebe-se que a intensidade da corrente de curto impacta diretamente a potência e o bloco PLL do inversor. Ao se comparar a figura em análise com a Figura 5.3, apesar de apresentar a mesma componente harmônica que os outros casos, a amplitude da onda do PLL é menor no caso BC. Contudo, Mesmo com uma menor intensidade de curto para o curto BC, o parque, sob regime de falta, injeta menos potência no sistema comparado ao caso AT, já que para o presente caso o parque apresenta potência de 0,482 pu comparado aos 0,65 pu para o caso AT. Outra diferença é que, para o curto BC em 10% da LT, o parque injeta 0,412 pu de potência reativa no sistema, isso pode ser explicado pela própria natureza do curto, que exige a interação entre duas fases.

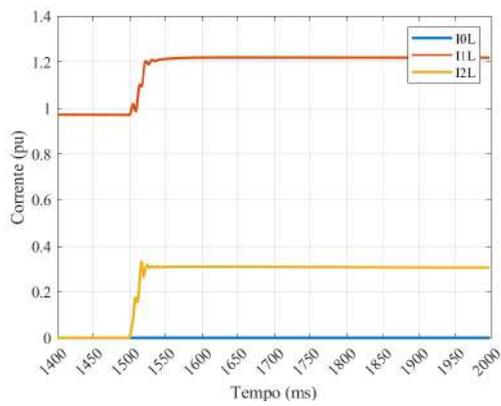
Pela análise das grandezas representadas no domínio das sequências na Figura 5.28, que não há sequência zero no curto. Percebe-se, também, que o inversor continua a limitar a injeção de corrente negativa, já que para este curto as magnitudes das correntes das duas sequências presentes deveriam ser iguais, enquanto que, na realidade, a corrente de sequência negativa é 25,6% da de sequência positiva. Outro fator importante é perceber que há uma variação muito pequena na fase da tensão de sequência positiva, se mantendo praticamente antes e após o curto, menos durante o período de acomodação do sistema de controle do inversor. Novamente, essa característica terá grandes influências no comparador de fases.



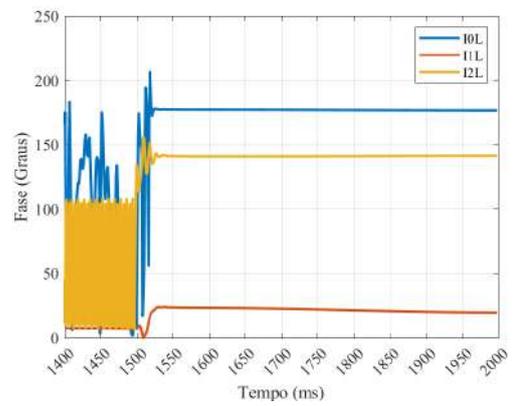
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.28: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

5.2.1.1 Relé Autopolarizado

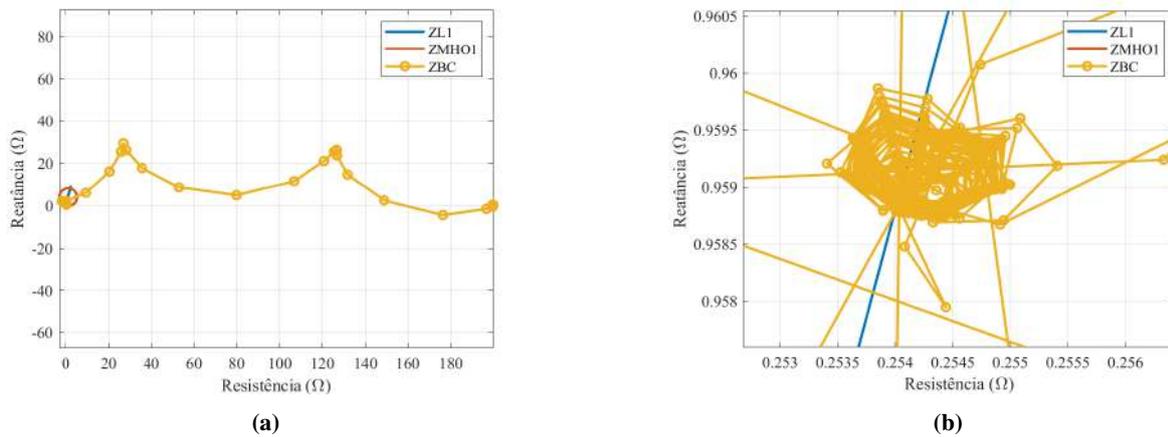


Figura 5.29: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

Pela Figura 5.29 a característica de oscilação em torno do ponto de falta continua presente e pode ser explicada pela oscilação do PLL. Pela localização da falta no diagrama, é notável que o relé autopolarizado percebe o curto em sua zona de alcance e irá atuar. A Figura 5.30 sustenta essa afirmação ao mostrar que tanto o comparador de fases quanto o SEL mostram que a impedância Z_{BC} ultrapassa os limiares de atuação. Em especial, o comparador SEL afirma, em primeiro momento, que o curto se dá em 9,8% da LT e depois afirma, de forma precisa, que foi em 10% da LT. Isso mostra um leve sobrealcançe.

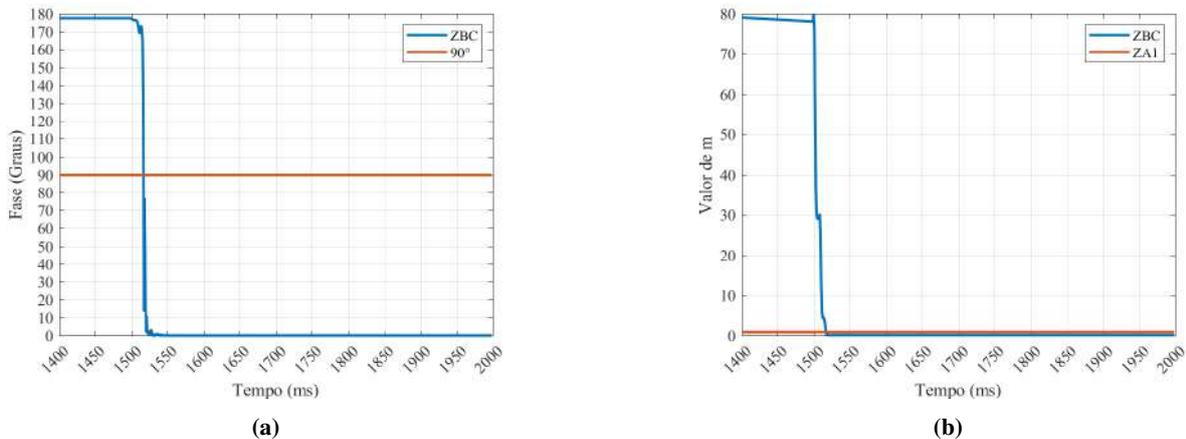
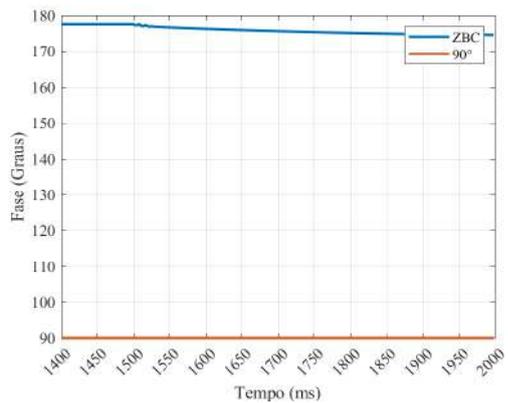


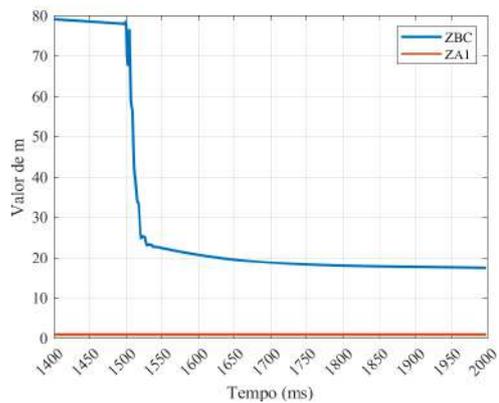
Figura 5.30: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.2.1.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

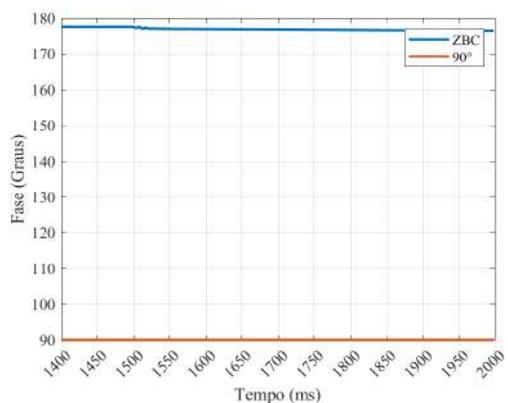
Tanto para o caso AT quanto para o caso BC em 10% da LT, os comparadores polarizados por memória de sequência positiva não atuaram. Novamente, a explicação é a de que os sinais de polarização e operação apresentam pouca alteração em sua fase após o curto. Além disso, esse



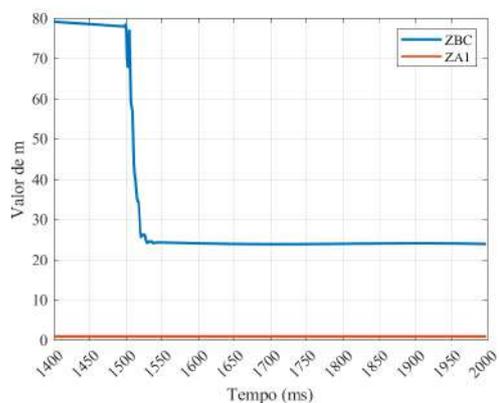
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.31: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

problema é agravado com a utilização do elemento memorizado, já que a quanto maior a memória menor é a diferença de fase vista. Todas essas afirmações são mostradas nas Figuras 5.7 e 5.32.

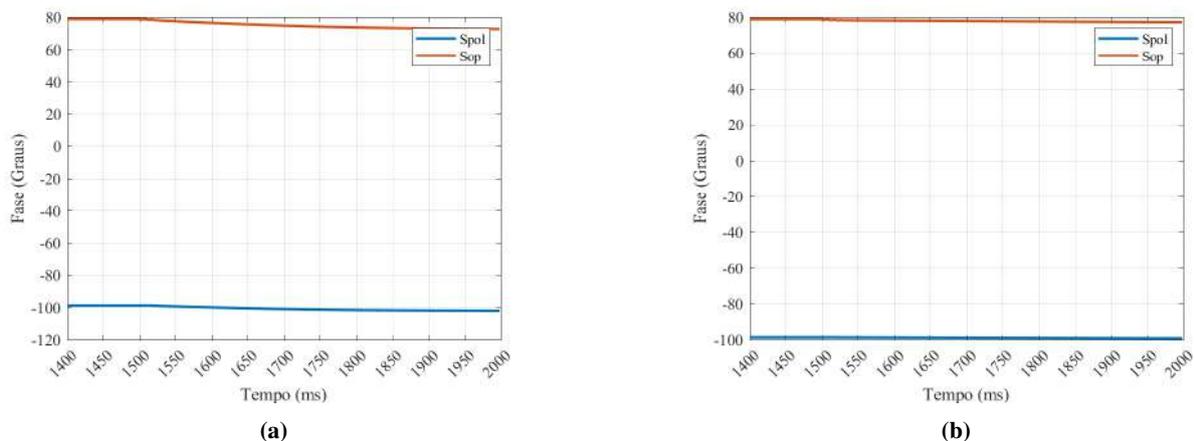


Figura 5.32: Fases dos sinais de polarização e operação utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.2.2 50% da Linha de Transmissão

Neste caso, um curto BC em 50% da LT é observado. A Figura 5.25 ilustra as tensões e correntes de cada fase para o terminal local:

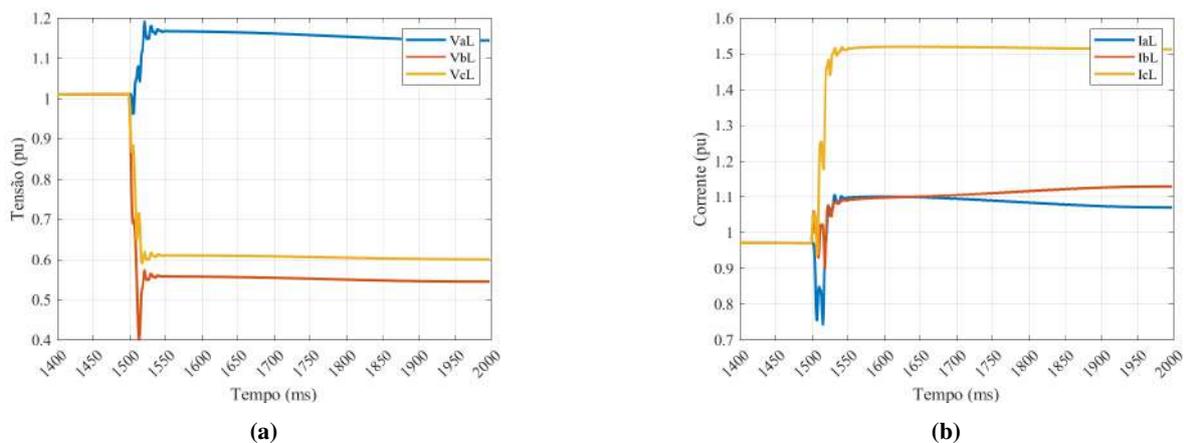
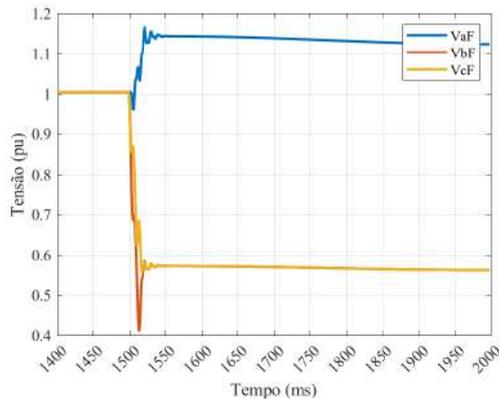


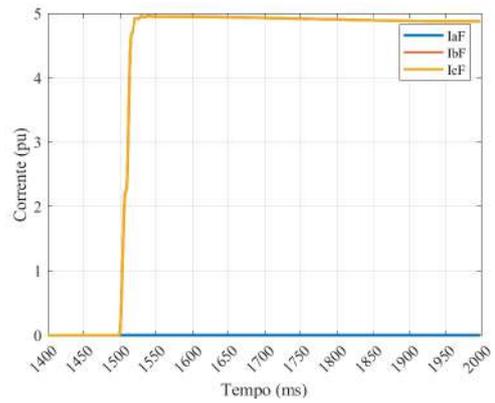
Figura 5.33: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

A Figura 5.33 mostra que as magnitudes das correntes no terminal para este caso são muito semelhantes ao caso anterior. Isso sugere, novamente, a limitação de corrente por parte do inversor. Além disso, as tensões nas fases B e C estão mais espedaçadas que no caso anterior, apresentando 0,55 pu e 0,61 pu. O tempo de acomodação para este curto continua entre o intervalo de 30 e 40 ms.

Colocando a Figura 5.34 em análise, o curto em 50% da LT apresenta corrente de curto maior que no caso anterior, apresentando corrente em ambas as fases afetadas de 4,95 pu. Portanto, a



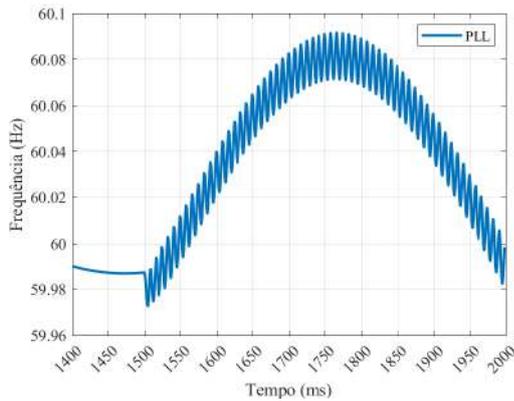
(a)



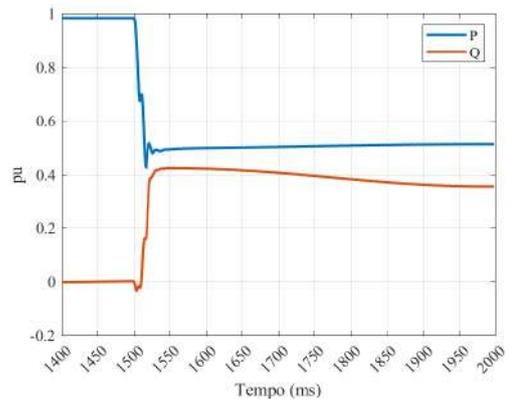
(b)

Figura 5.34: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

contribuição de curto circuito para este caso é de 30, 66% para a fase C e de 21,74% para a fase B. Ademais, a figura mostra de forma clara um curto BC.



(a)



(b)

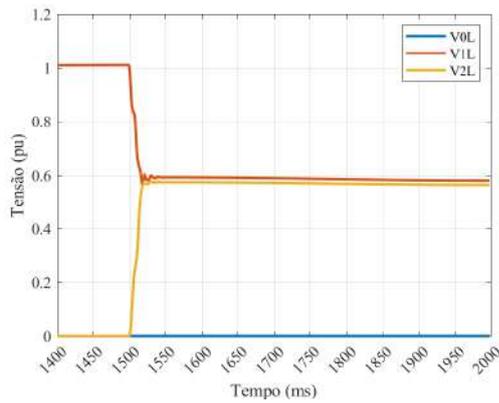
Figura 5.35: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Ao se analisar a potência e o PLL representados na Figura 5.35, percebe-se que o PLL é composto por duas ondas que possuem frequências de 120 Hz e outra de 1 Hz aproximadamente. Além disso, o ponto de operação do parque para a potência é muito próximo ao ponto anterior.

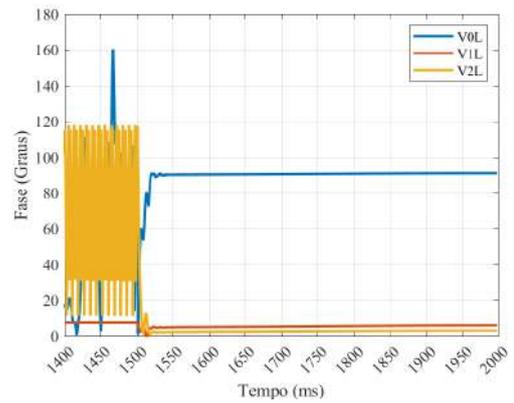
Novamente, a corrente de sequência negativa é menor que a de sequência positiva e a fase da tensão de sequência positiva pouco se altera. A Figura 5.36 mostra que a relação é de 24,6%. Portanto, de forma repetida, isso gerará impactos na polarização estudada.

5.2.2.1 Relé Autopolarizado

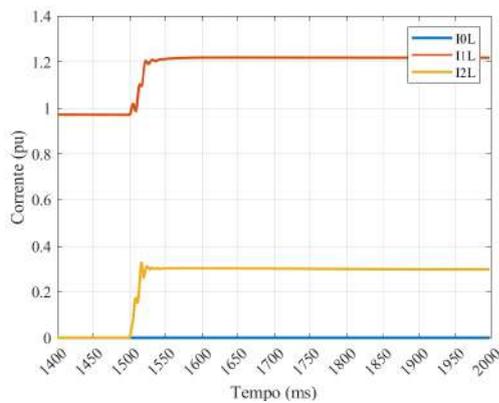
O PLL continua a causar a característica oscilatória. Além disso, a autopolarização se mostra efetiva para o caso, já que ambos os comparadores detectaram a falta. O comparador SEL indica



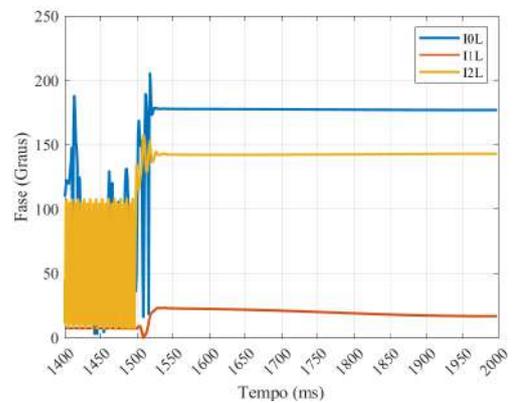
(a)



(b)

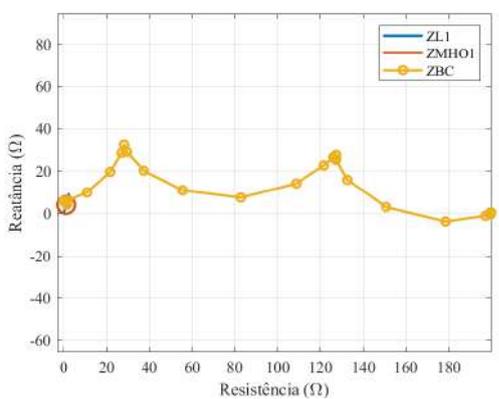


(c)

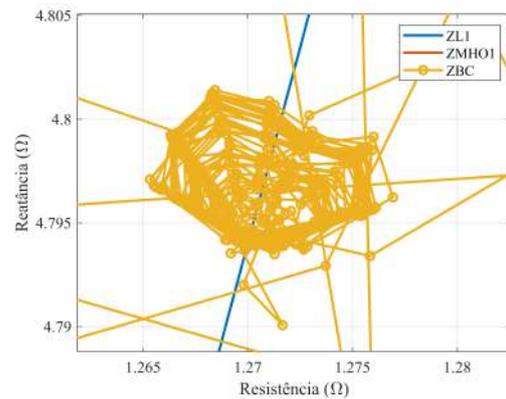


(d)

Figura 5.36: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.



(a)



(b)

Figura 5.37: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

que há um ligeiro sobrealcançe, já que o valor de m , em primeiro momento, é de 0,49.

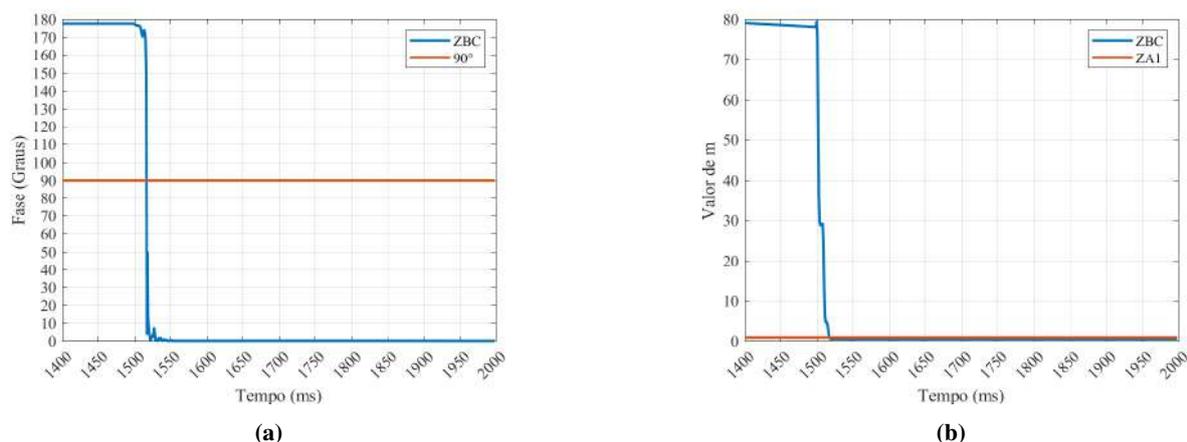


Figura 5.38: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

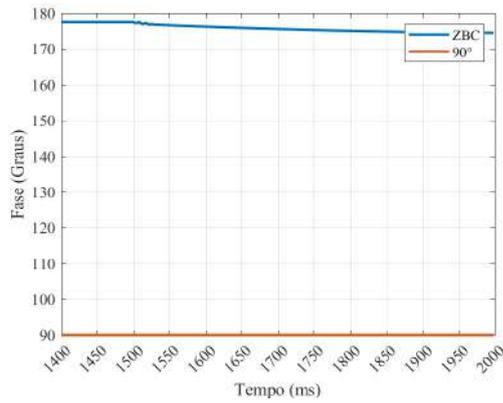
5.2.2.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

De forma exaustiva, a polarização por memória de tensão de sequência positiva não se mostra efetiva. Após cinco casos de análise, três casos de curtos AT e dois casos BC, essa polarização não se mostra recomendada para relés de distância no POI de LT.

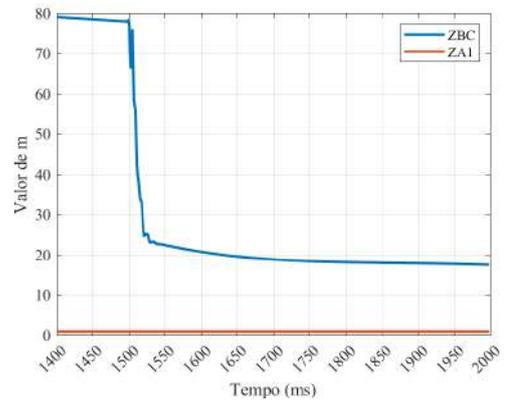
5.2.3 90% da Linha de Transmissão

Para o último caso de falta BC, obtém-se a Figura 5.41:

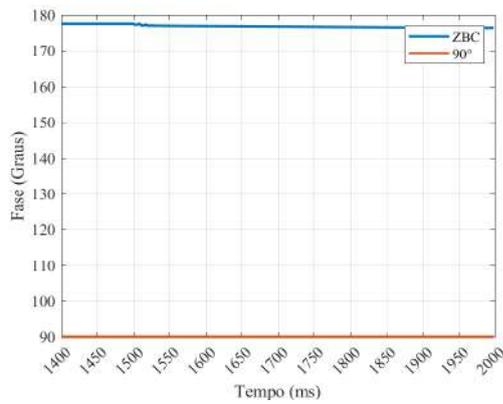
O curto BC em 90%, apresentado na Figura 5.41 mostra que a tendência de afastamento entre as fases B e C mostrada nos casos BC anteriores é confirmada. A fase C apresenta tensão de 0,63 pu enquanto a fase B apresenta 0,53 pu, sendo assim, a maior diferença entre essas fases para o curto BC. Além disso, há uma leve redução na corrente nas fases, contudo o comportamento é o mesmo dos apresentados nos outros casos. A menor magnitude das correntes no terminal local se dá pela maior distância do curto. No ponto de falta, Figura 5.42, nota-se uma corrente de falta maior que a dos casos anteriores. Isso mostra que a medida que se distancia do IBR, maior é a corrente de falta, ou seja, o IBR possui uma contribuição pequena para a corrente de curto, no caso quase constante. Essa figura comprova, também, que o que foi experienciado pelo sistema é um curto BC, dado que as fases apresentam o comportamento esperado a elas. A resposta do PLL perante o curto é a mesma que para os outros casos analisados, apresentando duas ondas com frequências de 1 Hz e 120 Hz. Ademais, a Figura 5.43 também mostra que o ponto de operação do sistema de controle é muito próximo para as três localizações de falta BC. A Figura 5.44 confirma as tendências observadas até agora. A corrente de sequência negativa é cerca de 24,49% da corrente na sequência positiva, mostrando que o inversor limita a injeção de correntes desbalanceadas no sistema. Além disso, as características de fase do sinal são semelhantes aos



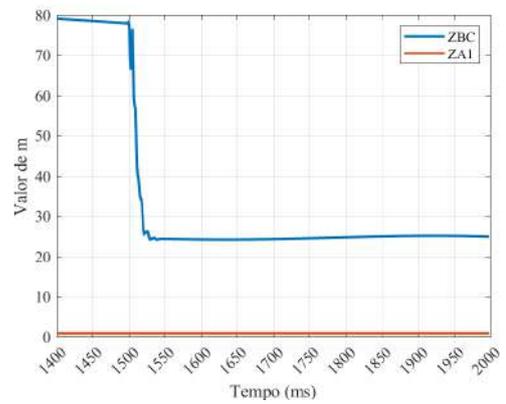
(a)



(b)

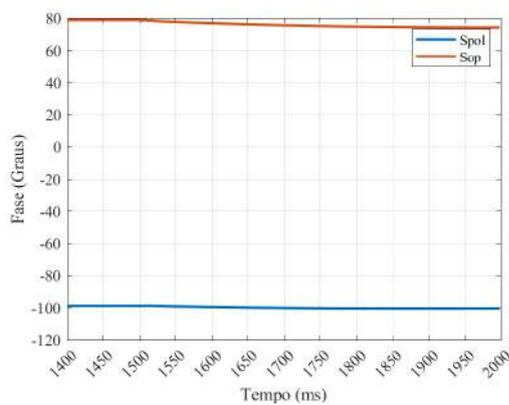


(c)

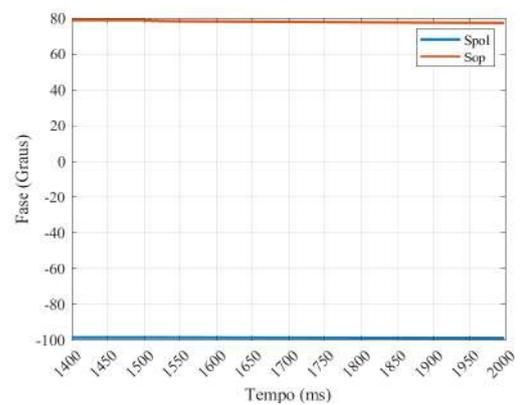


(d)

Figura 5.39: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

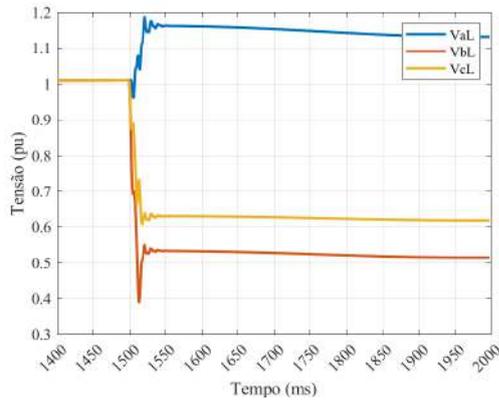


(a)

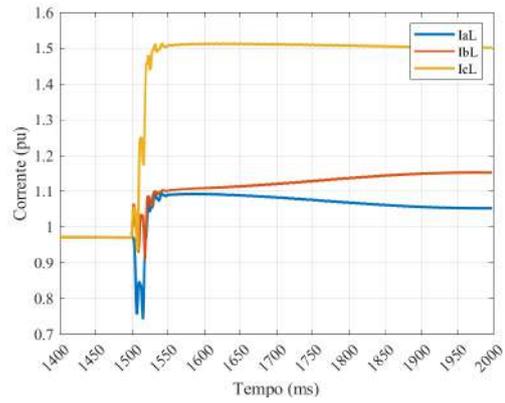


(b)

Figura 5.40: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

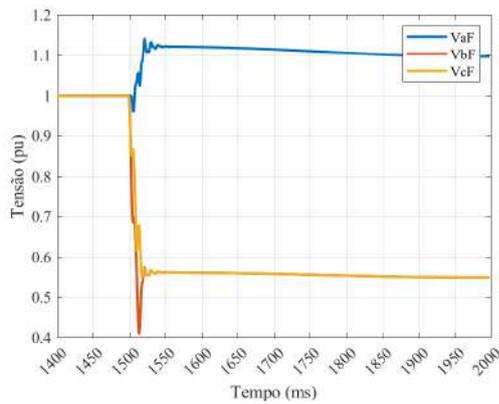


(a)

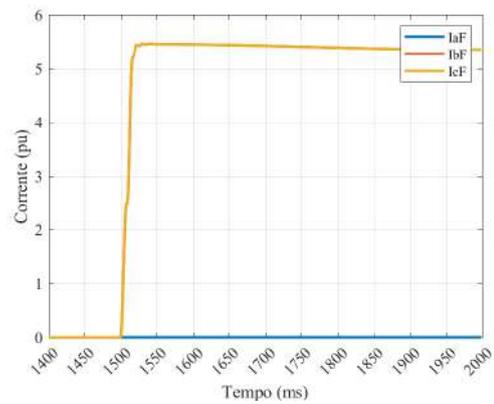


(b)

Figura 5.41: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BC em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

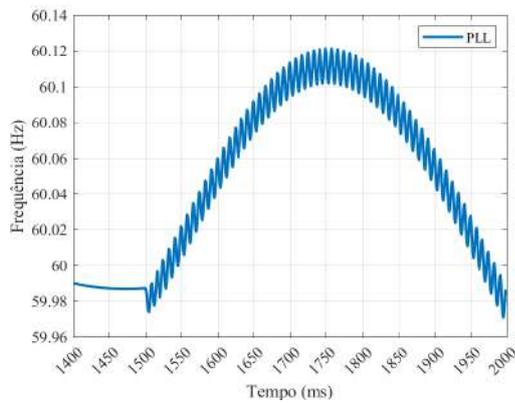


(a)

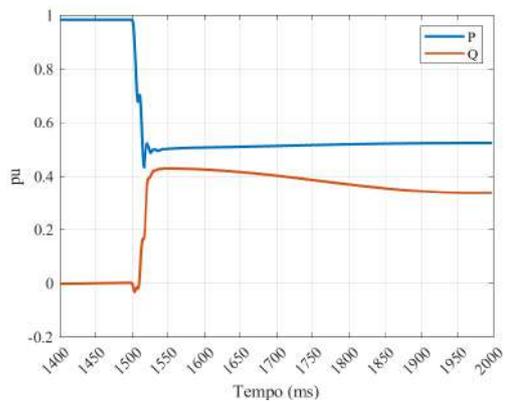


(b)

Figura 5.42: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BC em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

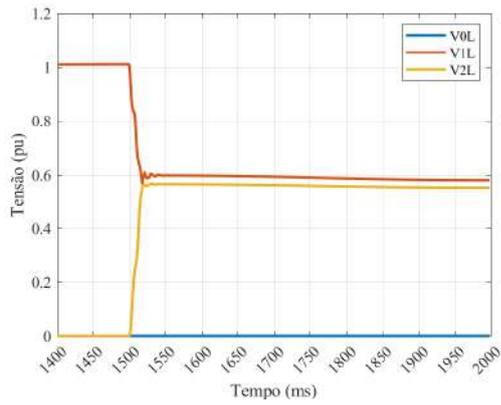


(a)

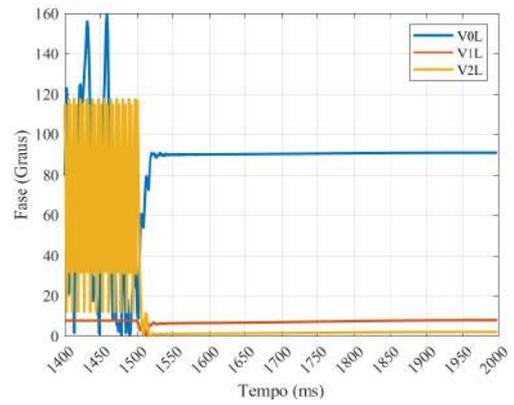


(b)

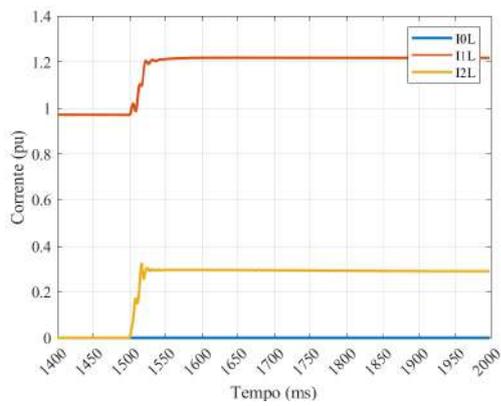
Figura 5.43: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BC em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.



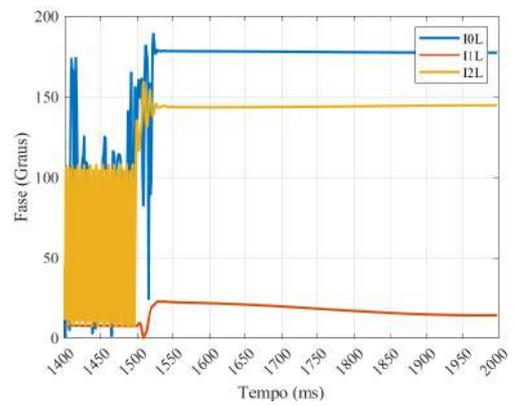
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.44: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BC em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

casos anteriores.

5.2.3.1 Relé Autopolarizado

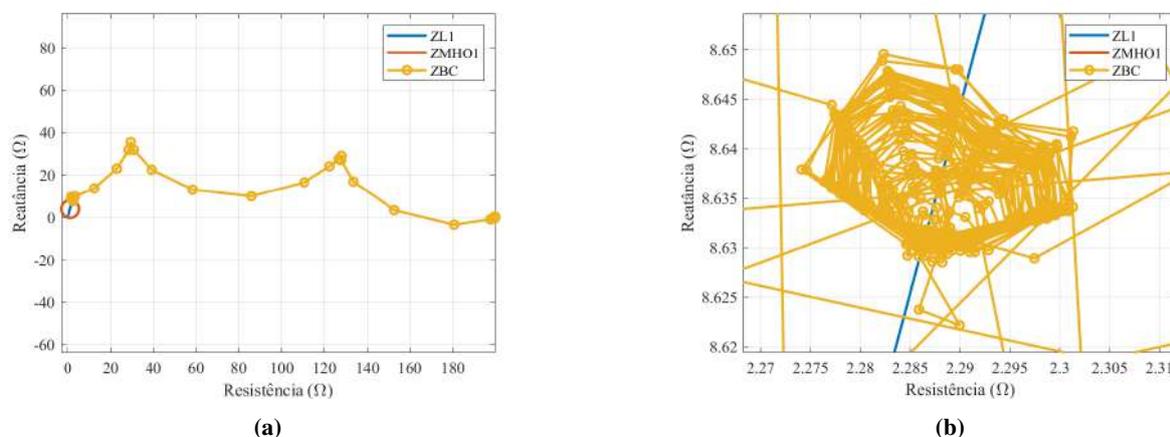


Figura 5.45: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BC em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

Este é o único curto de curto BC no qual não deve haver atuação. A Figura 5.45 mostra que a impedância de falta se encontra fora do alcance da característica mho autopolarizada, mas a trajetória do curto adentra essa característica, mostrando sobrealcance. Isso ocorre pela característica oscilatória já descrita produzida pela IBR, e, portanto, pode levar a atuações incorretas do relé. Esse mesmo comportamento é visto nos comparadores autopolarizados na Figura 5.46 onde, após estabilização do sinal, comparadores indicam que não deve atuar, contudo, no transitório, o limiar de atuação é ultrapassado sendo ϕ menor que 90° e m igual a 0,829, portanto, atuações indevidas podem ocorrer, já que há uma característica de sobrealcance.

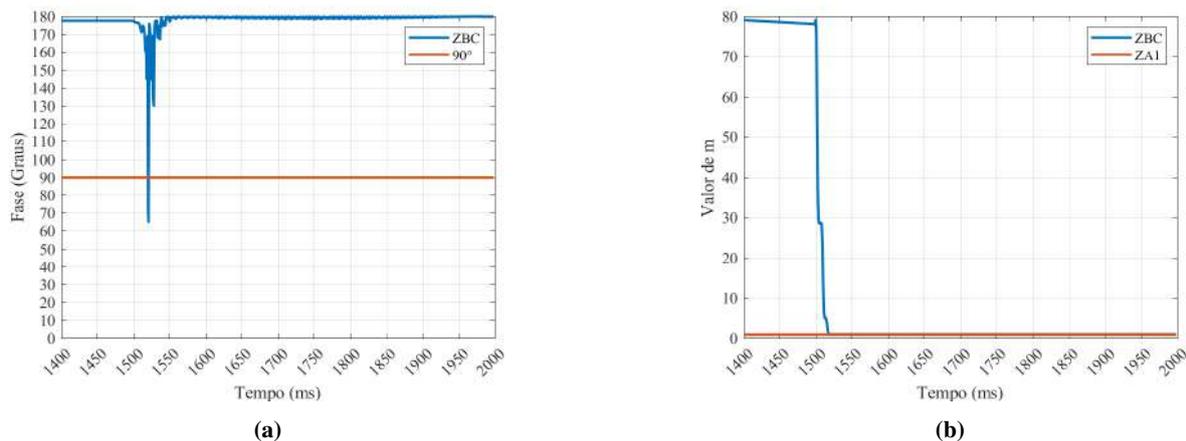


Figura 5.46: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} autopolarizados para curto BC em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.2.3.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

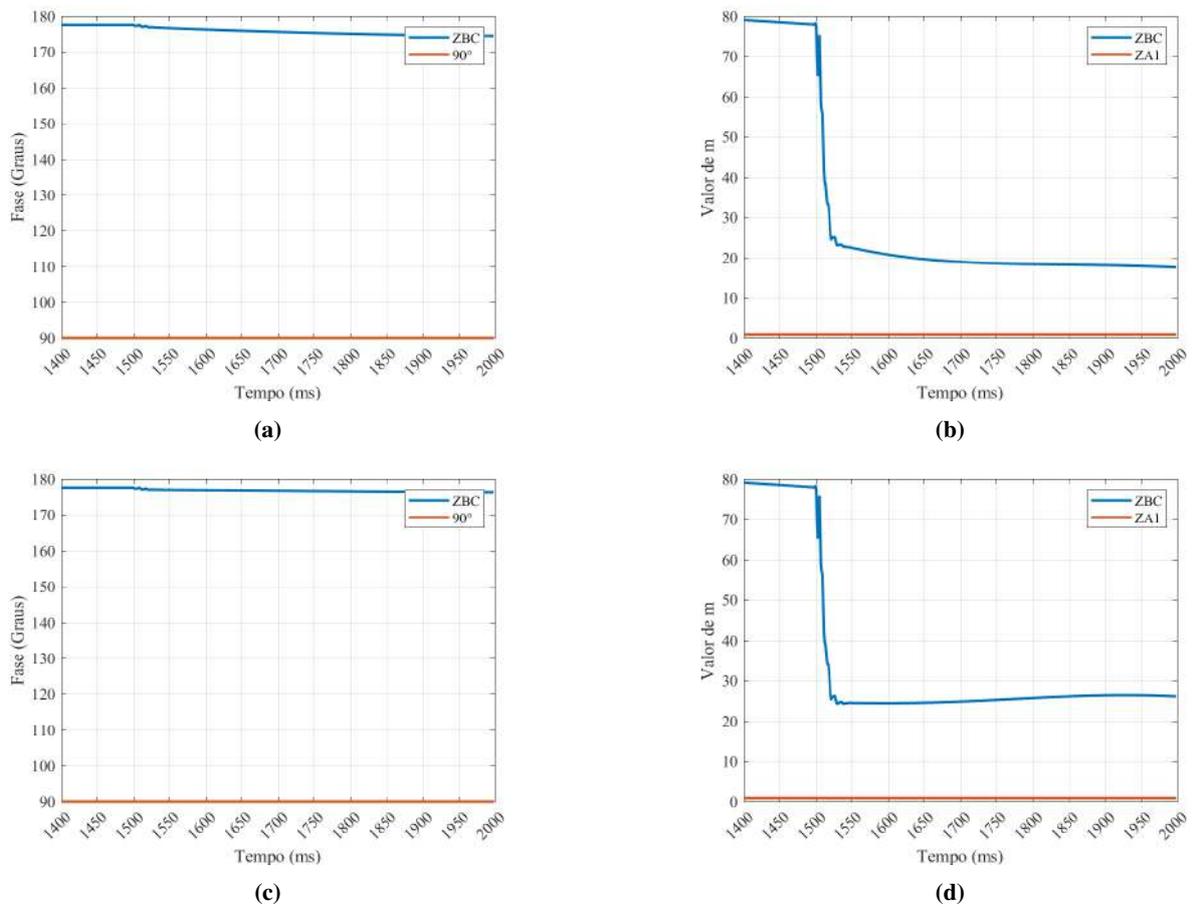


Figura 5.47: Comparadores utilizados na unidade Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BC em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

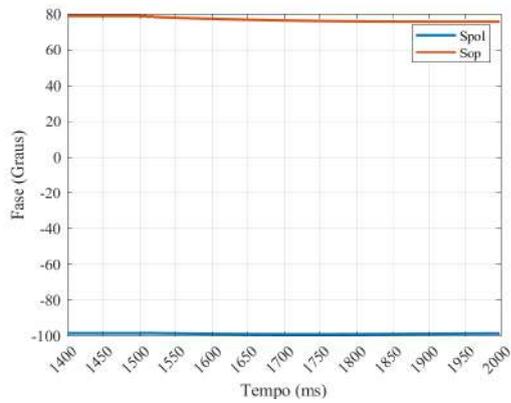
Como já estabelecido, o tipo de polarização analisado pelas Figuras 5.47 e 5.48 não é recomendada.

5.3 FALTA BIFÁSICA TERRA BCT

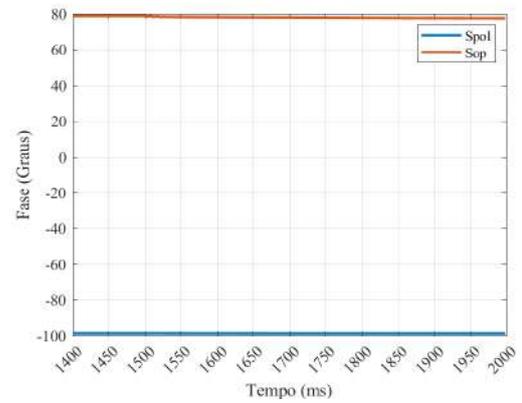
5.3.1 10% da Linha de Transmissão

Este é o primeiro caso do curto bifásico terra. Por se tratar de um curto desbalanceado com fuga a terra, todas as sequências estão presentes. Vale ressaltar que para este curto, as unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} são as responsáveis pela detecção do curto. A Figura 5.49 mostra o comportamento do sistema para este caso:

Observando a Figura 5.49, percebe-se que as fases B e C sofrem um afundamento de tensão desigual apesar de próximos, tendo como tensão após a falta 0,041 pu e 0,048 pu respectivamente.

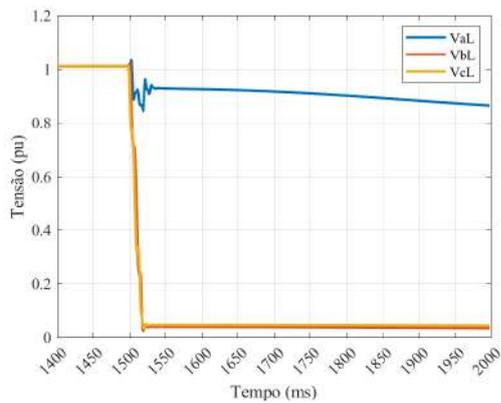


(a)

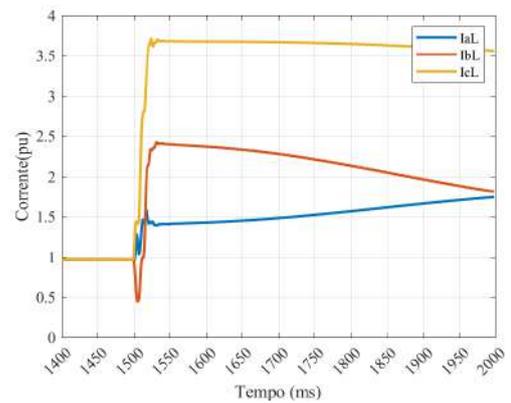


(b)

Figura 5.48: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BC 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.



(a)



(b)

Figura 5.49: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 10% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

Esse valor é bem menor do que o valor para o mesmo caso. Diferentemente do curto BT, a fase A apresenta subtensão. Além disso, percebe-se que a corrente nas três fases são maiores após a falta do que no regime pré-falta, sendo 1,4, 2,4 e 3,6 pupara as fases A, B e C. Portanto, o aumento é desigual entre as fases. Novamente, o tempo de acomodação é observado como algo em torno de 30 a 40 ms.

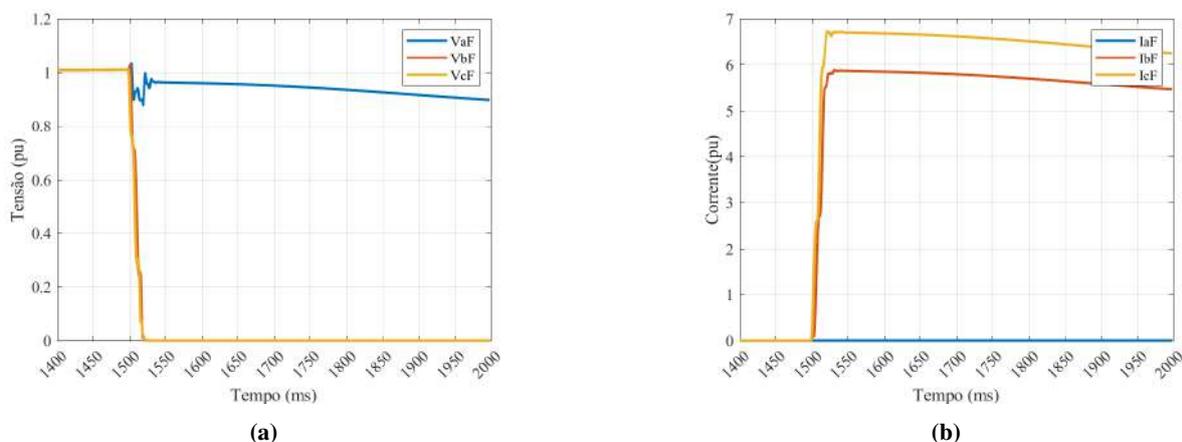


Figura 5.50: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

Analisando a corrente a tensão por meio da Figura 5.50, o curto experienciado pelo sistema faz com que as fases B e C zerem, enquanto que a fase A apresente uma leve queda de tensão. Além disso, apenas as fases B e C são afetadas pelo curto. Esse comportamento é semelhante a de um curto BCT. Todavia, existem diferenças, como, no ponto de falta, as correntes das fases B e C não possuem o mesmo módulo. Além disso, a elevada corrente de curto circuito no ponto de falta, comparada a corrente de falta no ponto local demonstra a baixa contribuição de curto do parque.

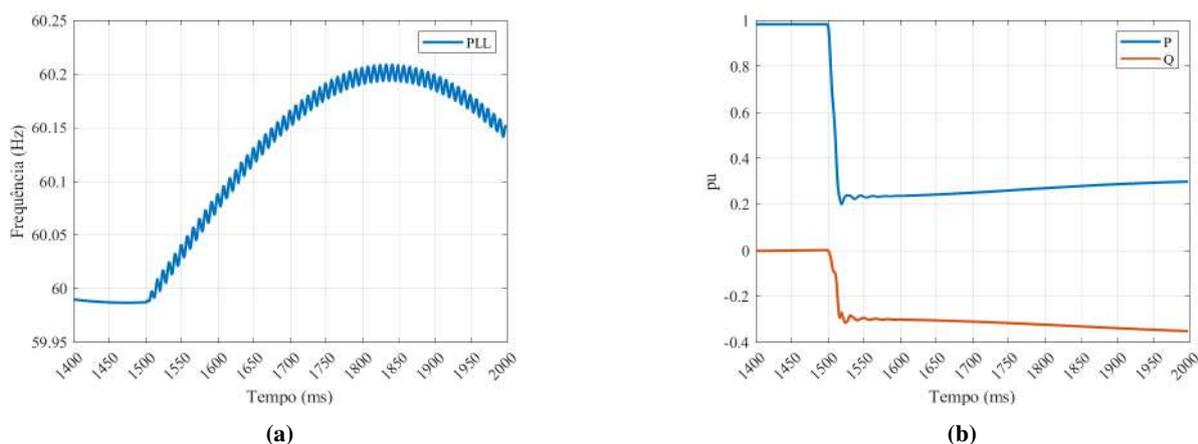


Figura 5.51: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Na análise da falta bifásica-terra em 10% da LT, observa-se a influência significativa do PLL, conforme ilustrado na Figura 5.51. Esta influência é evidente sob o regime de falta, onde uma

oscilação subsíncrona de aproximadamente 0,8 Hz e a presença da segunda harmônica são representadas. Nota-se, pela Figura 5.52, que a corrente de sequência negativa é limitada em relação às

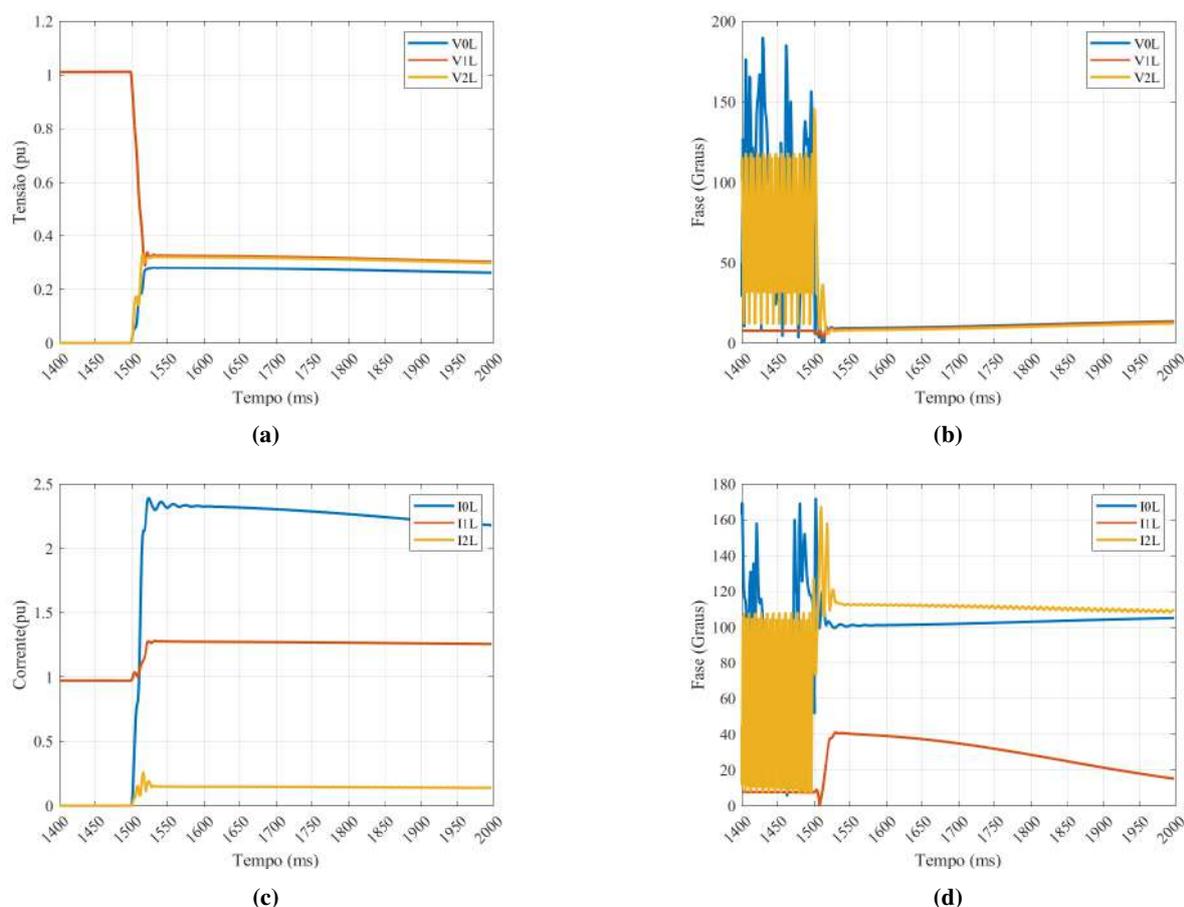


Figura 5.52: Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

correntes das outras sequências, a corrente de sequência negativa corresponde a 11,8% da corrente da sequência positiva. Como esse curto apresenta a sequência zero, a corrente desta sequência é novamente beneficiada pelos transformadores com estrela aterrado, assim como nos casos AT. Como de costume, a fase do sistema costuma ser constante durante, ou demorar um tempo elevado para que haja quedas significativas. Um fato interessante é observado nas fases das tensões nas sequências, já que a diferença entre elas é muito pequena.

5.3.1.1 Relé Autopolarizado

A trajetória descrita na Figura 5.53 para o caso estudado mostra que as oscilações impactam a impedância aparente vista pelo relé nas unidades impedâncias, levando-as a oscilar em torno da impedância de falta, causado pela variação de frequência do PLL. Importante perceber que a unidade Z_{BC} apresenta uma região maior que as outras unidades de impedância do relé, porém esta região ainda é pequena a ponto de não atrapalhar o funcionamento do relé. Como as impedâncias oscilam em uma região pequena em torno da impedância de falta, esse fenômeno demonstra a

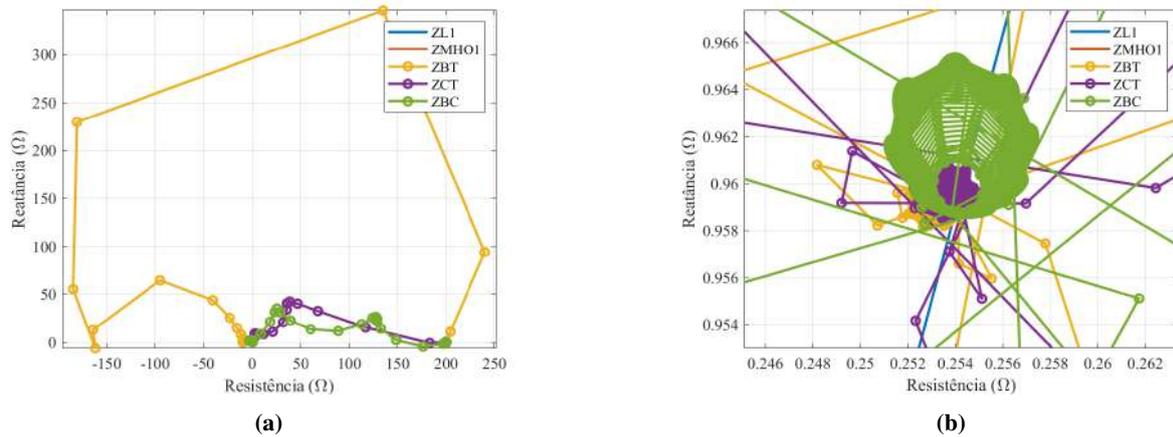


Figura 5.53: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

operação correta do relé. Ademais, independente do comparador houve a atuação correta da função 21, pois em ambos os casos o limiar de atuação é ultrapassado, como evidenciado na Figura 5.54. Para o comparador de fases, as fases das impedâncias Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} aproximam-se de zero e oscilam em torno desse valor. Já para o comparador SEL, o resultado para este curto é de 0,07 em primeiro momento e depois estabiliza em 0,1, ou seja, 10% da LT.

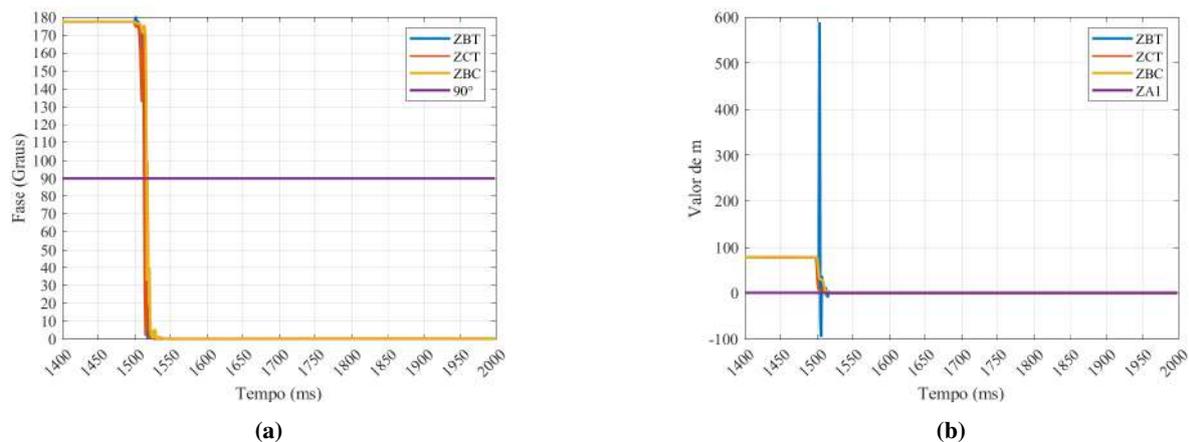
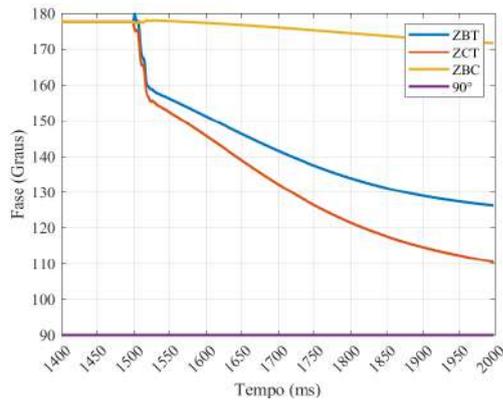


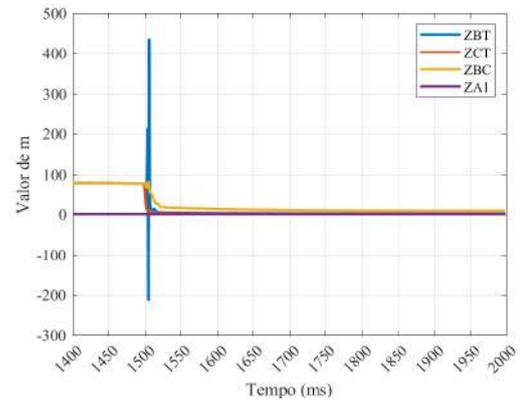
Figura 5.54: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.3.1.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

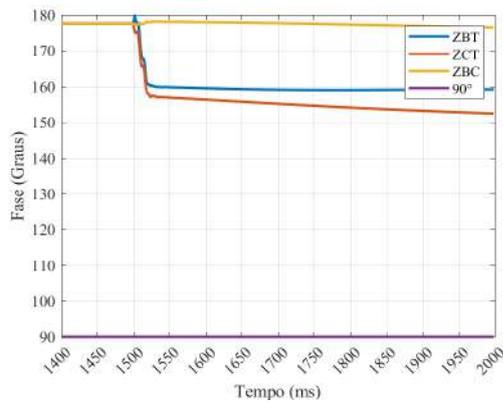
A Figura 5.55, mostra que as impedâncias mencionadas não ultrapassam os limiares de atuação estabelecidos no Capítulo 2. Os sinais de polarização e operação para os comparadores são apresentados na Figura 5.56



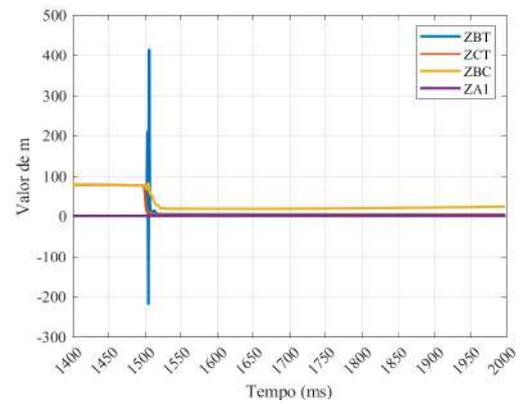
(a)



(b)

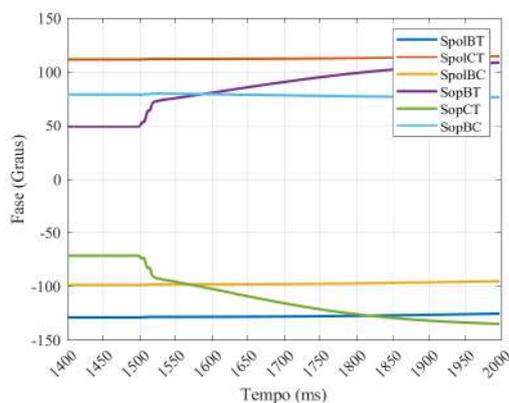


(c)

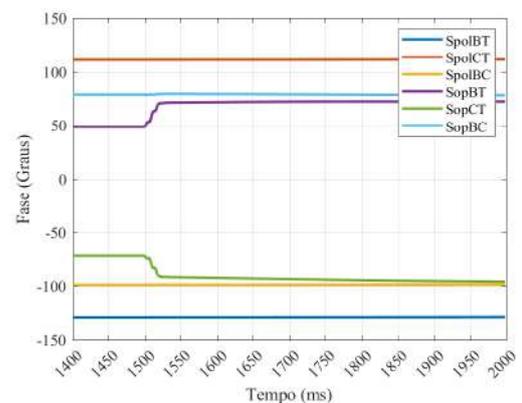


(d)

Figura 5.55: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.



(a)



(b)

Figura 5.56: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BCT 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.3.2 50% da Linha de Transmissão

Neste caso, um curto BCT em 50% da LT é observado. A Figura 5.49 ilustra as tensões e correntes de cada fase para o terminal local:

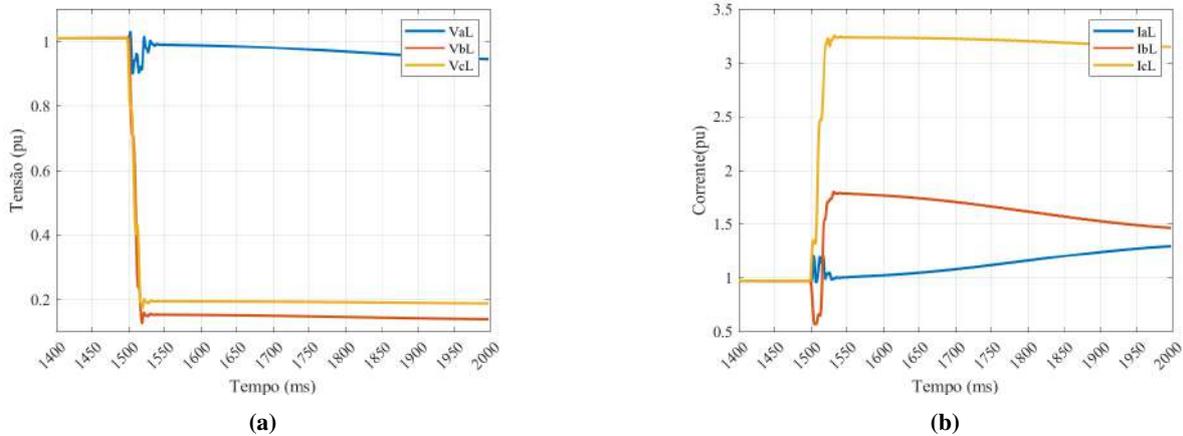


Figura 5.57: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

A Figura 5.57 mostra que a queda de tensão e as magnitudes das correntes das três fases apresentadas para esse caso é menor que o caso anterior, o que é um comportamento esperado, dado que o presente caso apresenta localização mais distante que o caso anterior. O tempo de acomodação para este curto continua entre o intervalo de 30 e 40 ms.

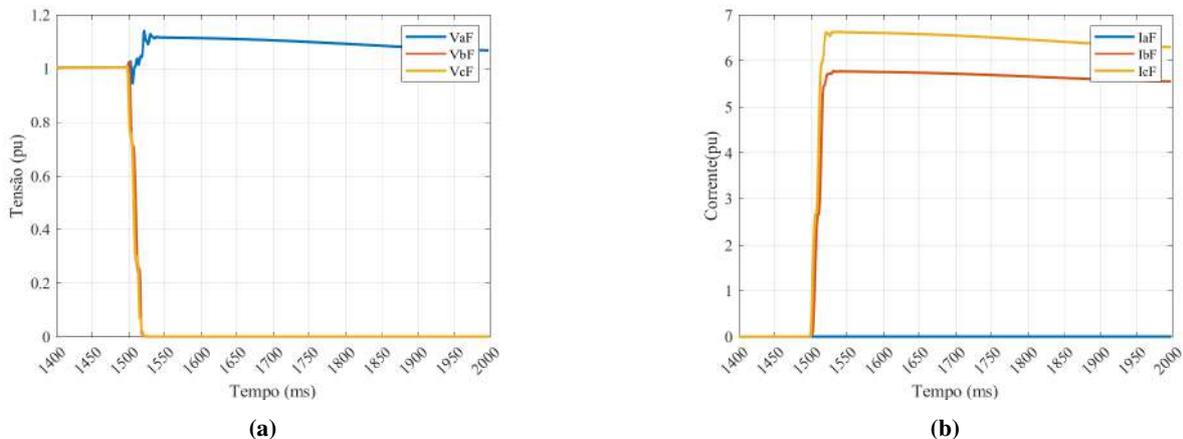


Figura 5.58: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

Colocando a Figura 5.58 em análise, o curto em 50% da LT apresenta corrente de curto menor que no caso anterior, apresentando corrente de 6,63 pu na fase C e 5,78 pu na fase B. Ademais, a figura mostra de forma clara um curto BCT. Como mostrado pelas fases anterior, a corrente de falta pra o caso de 50% será maior que a de 10%. Contudo, devido aos pontos selecionados, isso não é visto.

Neste cenário, a análise da falta bifásica-terra em 50% da LT revela comportamentos similares

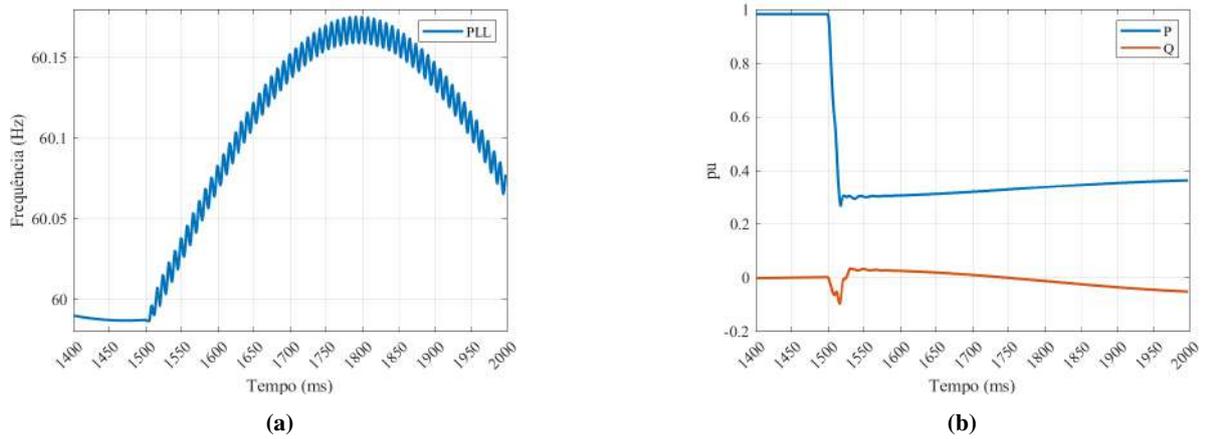


Figura 5.59: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

ao caso anterior. A presença duas ondas que possuem frequências de 120 Hz e outra de 1 Hz aproximadamente se mantém, validando a análise feita para o caso de 10%. O comportamento do parque é muito similar ao comportamento da potência reativa apresentado em faltas monofásica, como mostrado na Figura 5.11, enquanto que a potência ativa cai para um valor maior do que para o curto na mesma localização. Isso pode ser explicado pelo fato deste curto afetar mais fases que o monofásico.

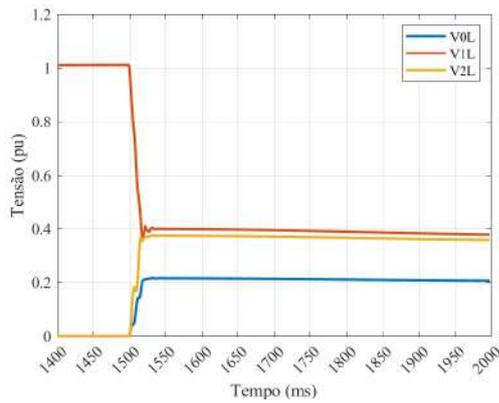
Novamente, a corrente de sequência negativa é menor que a de sequência positiva e a fase da tensão de sequência positiva pouco se altera. A Figura 5.60 mostra que a relação é de 16,68%. Portanto, de forma repetida, isso gerará impactos na polarização estudada. Um aspecto relevante mostrado pela a Figura 5.60 é a proporção entre as correntes das sequências negativa e positiva de 16,68% (NAGPAL; JENSEN et al., 2020).. O comportamento das fases das tensões e das correntes é semelhante ao caso anterior.

5.3.2.1 Relé Autopolarizado

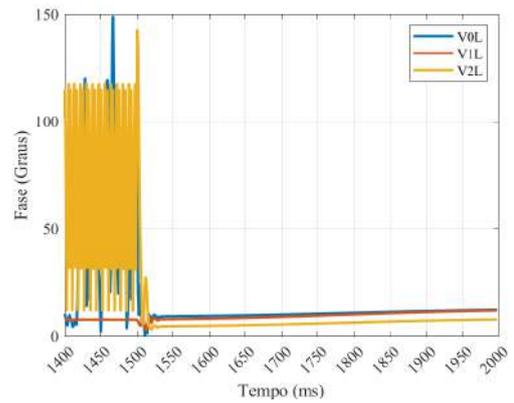
Como no caso anterior, as oscilações no diagrama R-X, ilustradas na Figura 5.61, são decorrentes da perda de referência do PLL. Para ambos os comparadores, a atuação correta dos relés é confirmada, com as impedâncias Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} apresentando ϕ inferior a 90° e m abaixo de 0,85. O valor de m , igual a 0,50, indica que o curto ocorreu em 50% da LT.

5.3.2.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

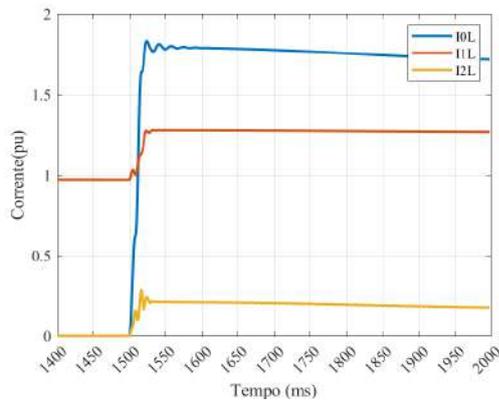
A ineficácia da polarização por memória de tensão de sequência positiva frente às condições impostas pelo funcionamento de um IBR é novamente evidenciada. Este resultado é consistente com os achados anteriores, demonstrando uma tendência de comportamento que questiona a eficácia dessa abordagem de polarização para proteção de LT que façam a interligação do sistema elétrico com o parque solar. Essas afirmações são embasadas pelas Figuras 5.63 e 5.64.



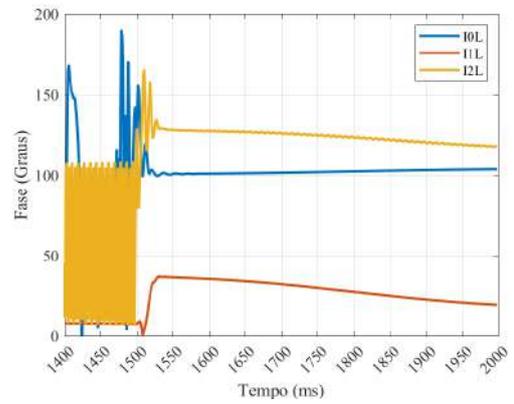
(a)



(b)

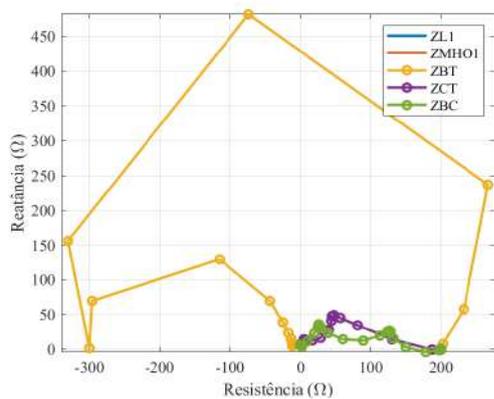


(c)

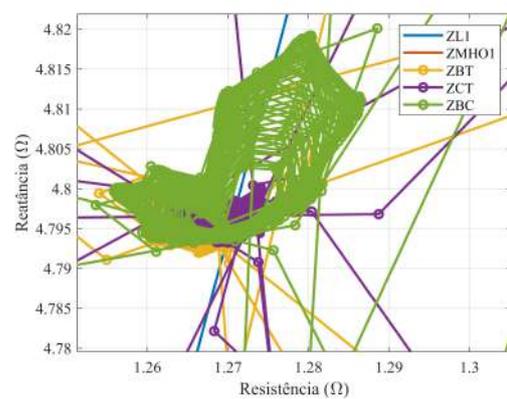


(d)

Figura 5.60: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

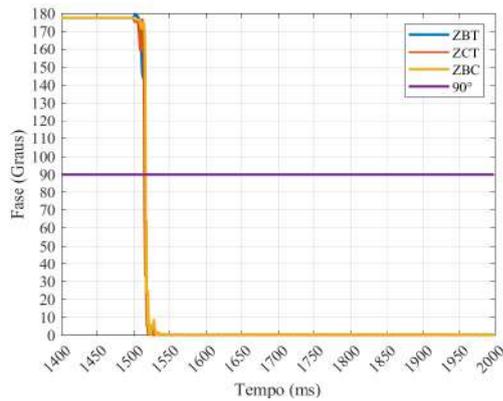


(a)

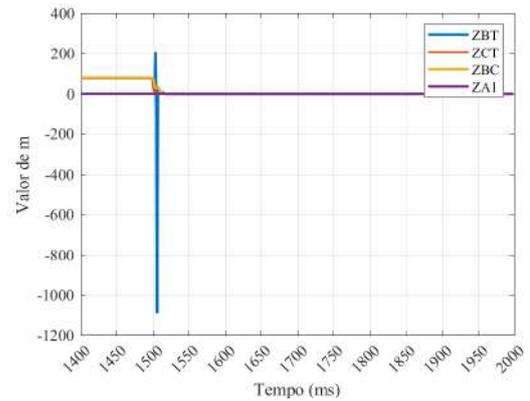


(b)

Figura 5.61: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

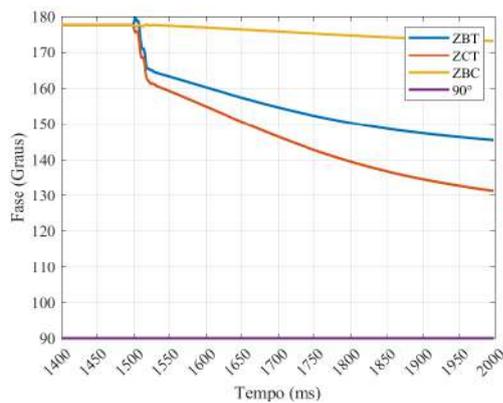


(a)

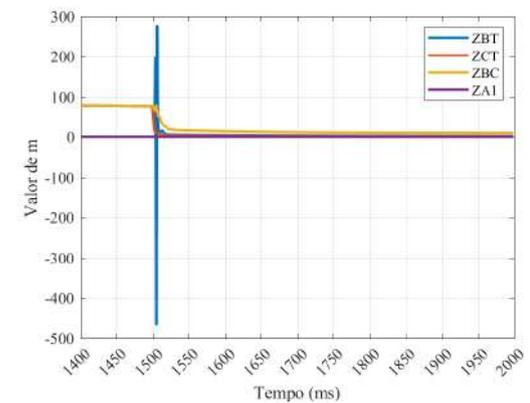


(b)

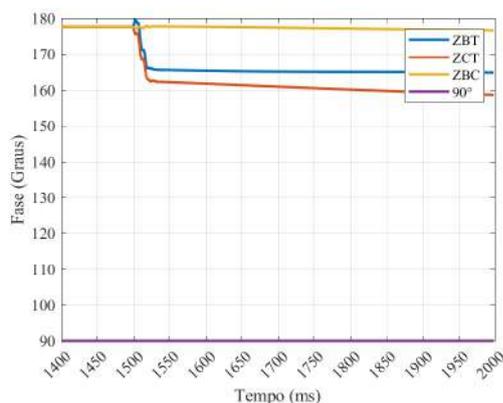
Figura 5.62: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.



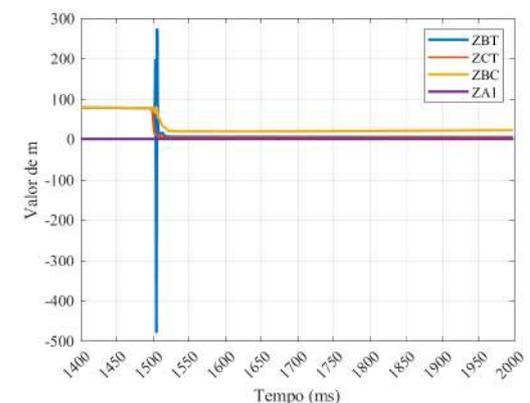
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.63: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

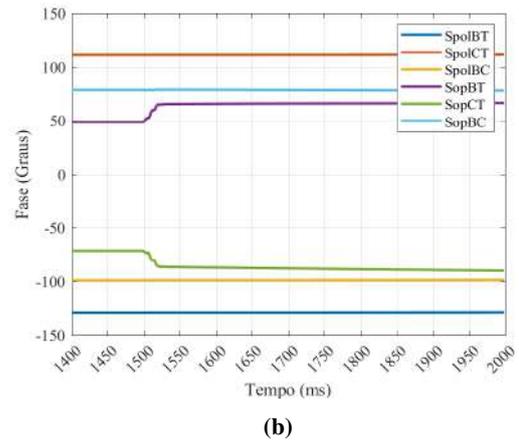
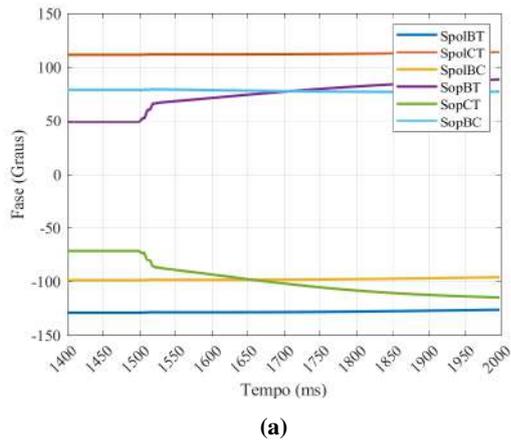


Figura 5.64: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto BCT 50% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.3.3 90% da Linha de Transmissão

Para o último caso de falta BCT, obtém-se a Figura 5.65.

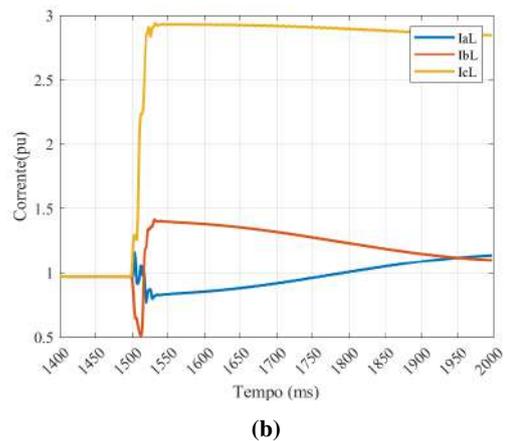
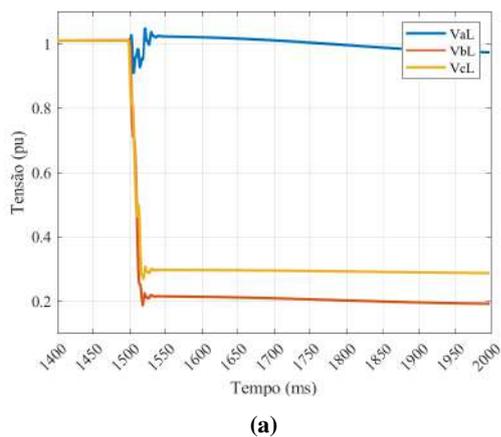
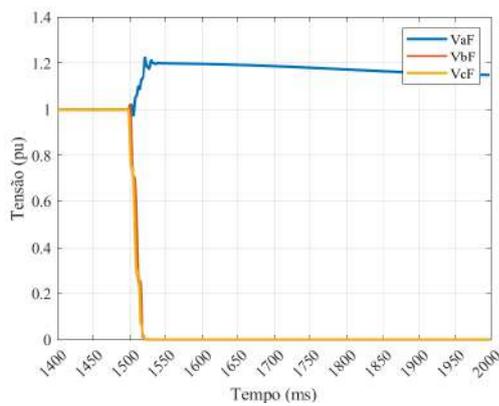


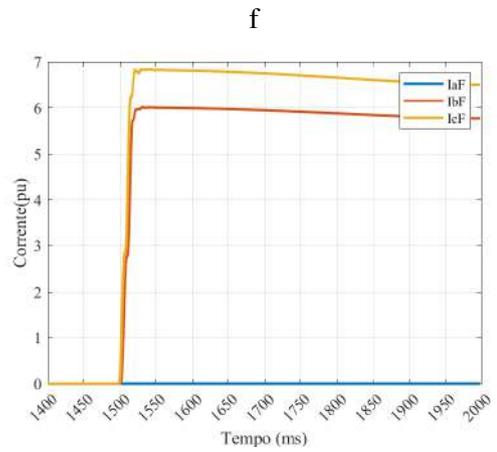
Figura 5.65: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto BCT em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

O curto BCT em 90%, apresentado na Figura 5.65 mostra que a tendência de afastamento entre as fases B e C mostrada nos casos BCT anteriores é confirmada. Além disso, há uma leve redução na corrente nas fases, contudo o comportamento é o mesmo dos apresentados nos outros casos. A menor magnitude das correntes no terminal local se dá pela maior distância do curto.

No ponto de falta, Figura 5.66, nota-se uma corrente de falta maior que a dos casos anteriores, confirmando que, como nos outros curtos, quanto mais longe do IBR, maior é a corrente de falta, já que esse tipo de fonte possui baixa contribuição de curto circuito. Essa figura comprova, também, que o que foi experienciado pelo sistema é um curto BCT, dado que as fases apresentam o comportamento esperado a elas, não existe tensão nas fases B e C, e uma leve sobretensão na fase A, por exemplo. Contudo, para um curto BCT tradicional, as correntes nas fases B e C deveriam ser iguais. A resposta do PLL perante o curto é a mesma que para os outros casos analisados,

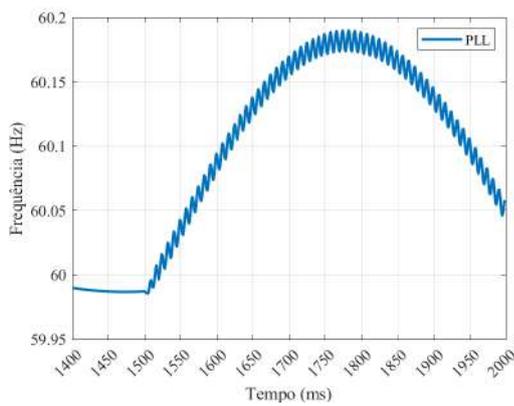


(a)

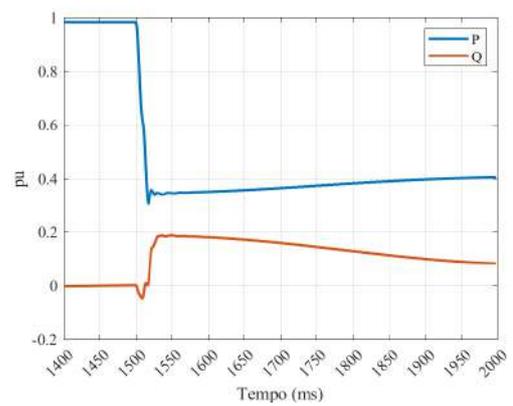


(b)

Figura 5.66: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto BCT em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.



(a)



(b)

Figura 5.67: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto BCT em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

apresentando duas ondas com frequências de 1 Hz e 120 Hz. Ademais, a Figura 5.67 mostra que o ponto de operação do sistema de controle é diferente e depende da localização, o parque injeta mais potência ativa quão mais distante é o curto do terminal remoto. A Figura 5.68 confirma as

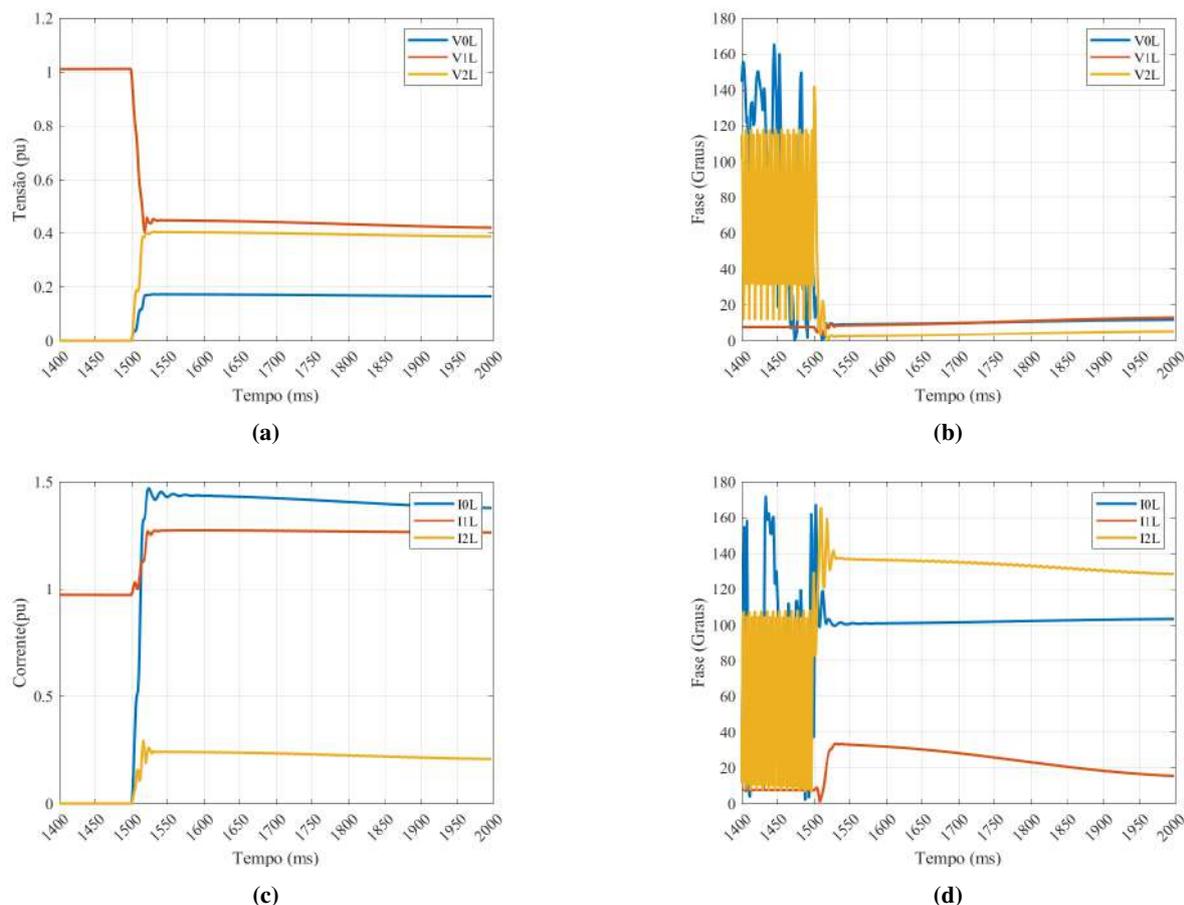


Figura 5.68: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto BCT em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

tendências observadas até agora. A corrente de seqüência negativa é cerca de 24,49% da corrente na seqüência positiva, mostrando que o inversor limita a injeção de correntes desbalanceadas no sistema. Além disso, as características de fase do sinal são semelhantes aos casos anteriores. Ao analisar a falta bifásica-terra em 90% da LT, observam-se padrões similares aos casos anteriores. A Figura 5.68 evidencia que a relação entre as correntes de seqüência positiva e negativa se mantém em torno dos 20%, com uma relação específica de aproximadamente 18,98% para este caso. Tal comportamento indica que o inversor continua limitando as correntes injetadas no sistema. Ademais, o distúrbio causado no PLL e os esforços dos controles para reestabelecer o sistema resultam em oscilações persistentes.

5.3.3.1 Relé Autopolarizado

Neste caso, a operação correta é caracterizada pela não atuação do relé, o que de fato ocorre. As impedâncias analisadas não exibem diferença de fase, em módulo, inferior a 90° nem valor de

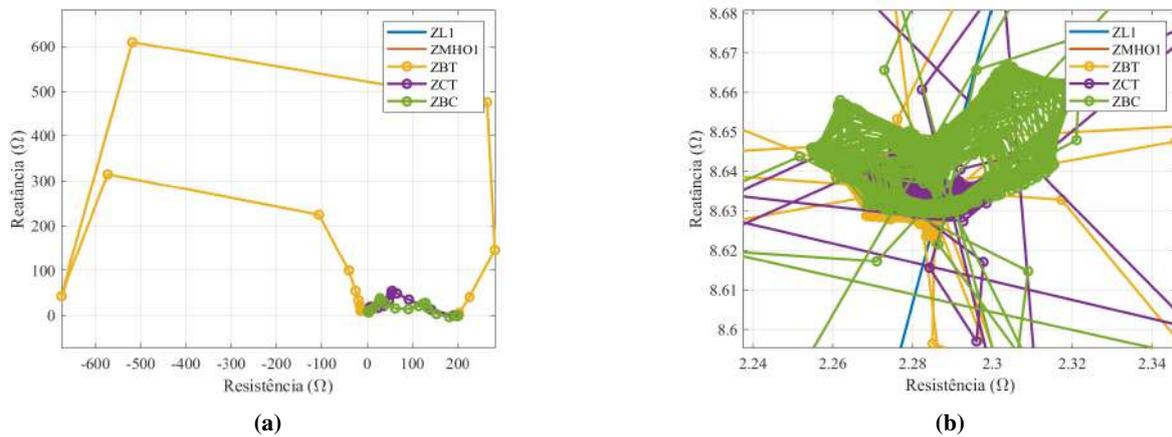


Figura 5.69: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto BCT em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

m abaixo de 0,85, com a menor medida sendo para a impedância Z_{BC} com valor de. Contudo as oscilações causadas pelo PLL, podem possibilitar uma atuação indevida do relé, visto que tanto na Figura 5.69 quanto na 5.70, o limiar é ultrapassado por um breve momento por todas as unidades de impedância. Isso caracteriza a possibilidade de sobrelance do relé.

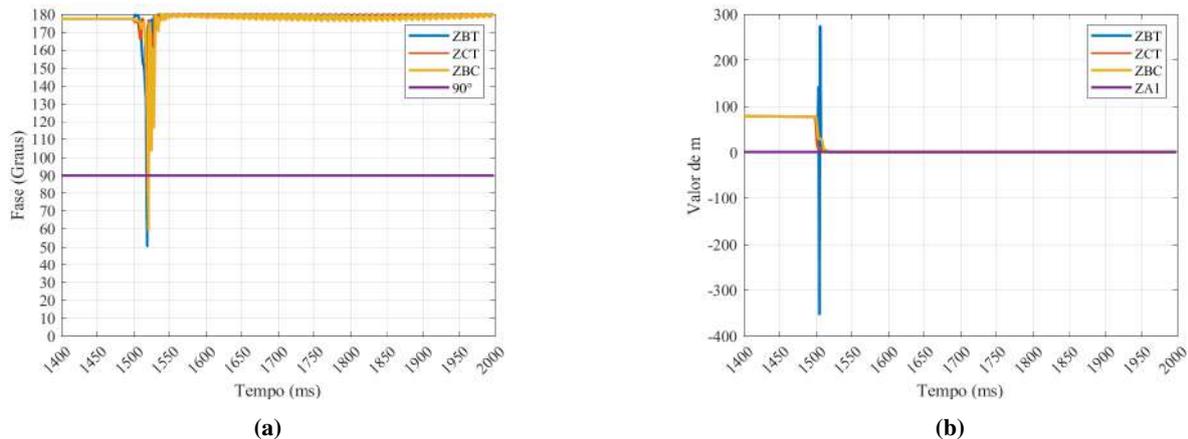
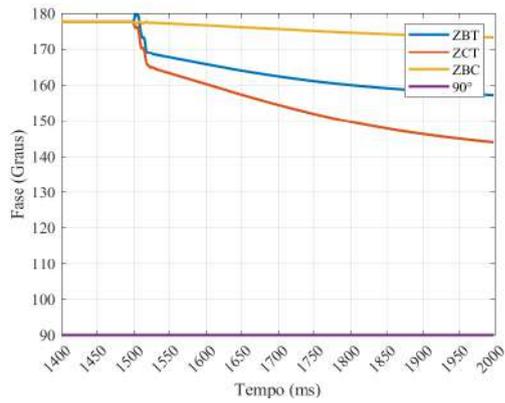


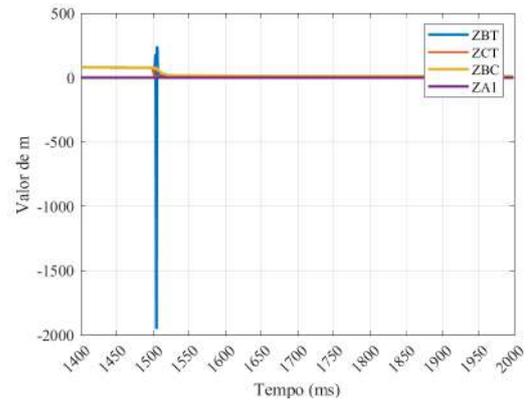
Figura 5.70: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} autopolarizados para curto BCT em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.3.3.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

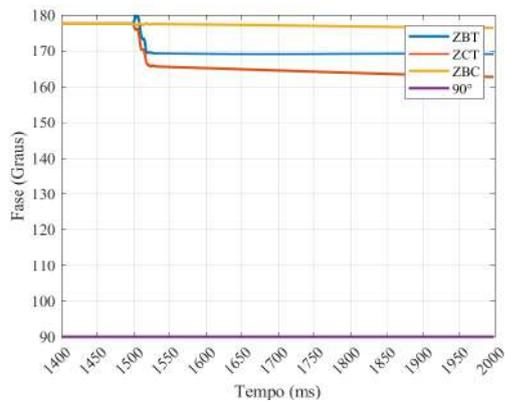
Como já estabelecido, o tipo de polarização analisado pelas Figuras 5.71 e 5.72 não é recomendada.



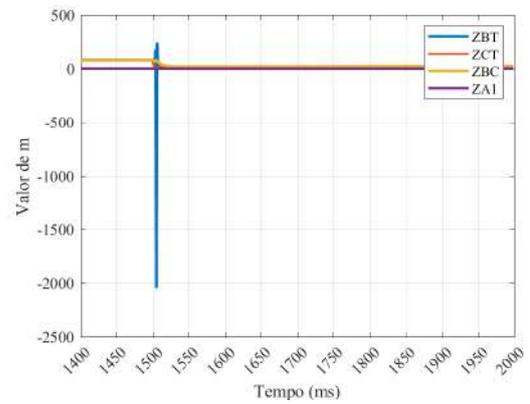
(a)



(b)

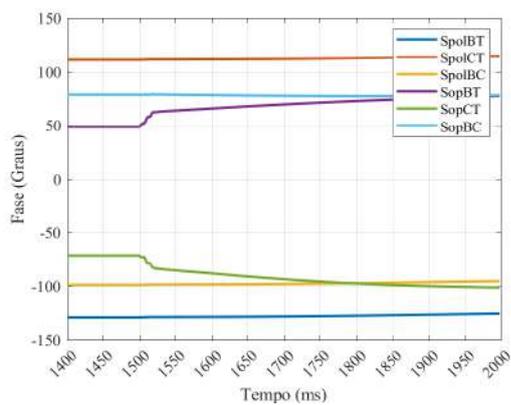


(c)

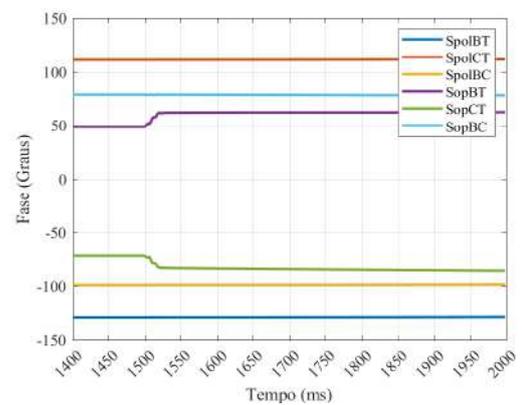


(d)

Figura 5.71: Comparadores utilizados nas unidades Z_{BT} , Z_{CT} e Z_{BC} polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto BCT em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.



(a)



(b)

Figura 5.72: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.4 FALTA TRIFÁSICA ABC

5.4.1 10% da Linha de Transmissão

Este é o primeiro caso do curto trifásico. Por se tratar de um curto balanceado, só há sequência positiva. Vale ressaltar que para este curto, todas as unidades do relé devem atuar. A Figura 5.73 mostra o comportamento do sistema para este caso:

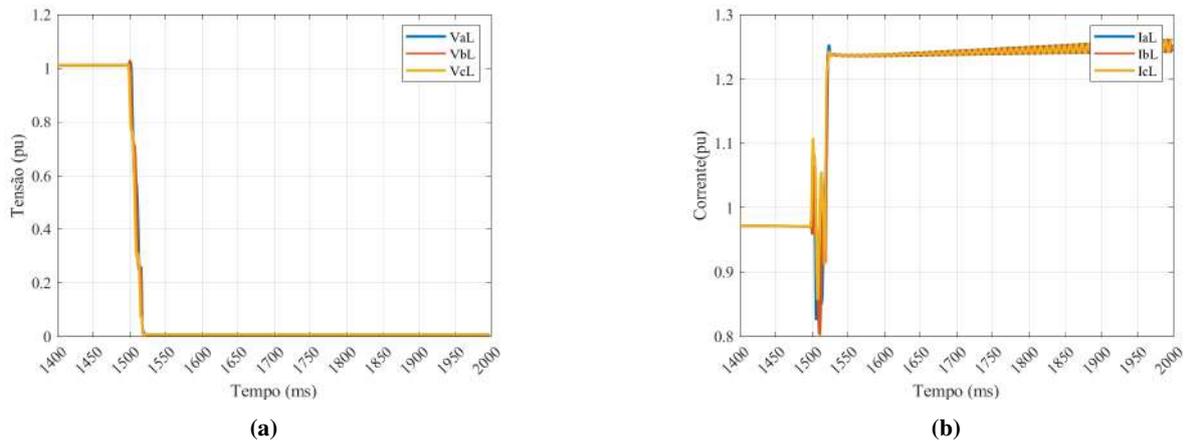


Figura 5.73: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

A análise da falta trifásica ABC em 10% da LT revela padrões interessantes. Conforme a Figura 5.73, a tensão das três fases chega a 0,006 pu, além das três fases apresentarem uma elevação de 0,3 pu após a falta. A imagem também demonstra que a variação de frequência do PLL é considerável, já que o filtro cosseno modificado não é capaz de estimar os fasores de maneira satisfatória.

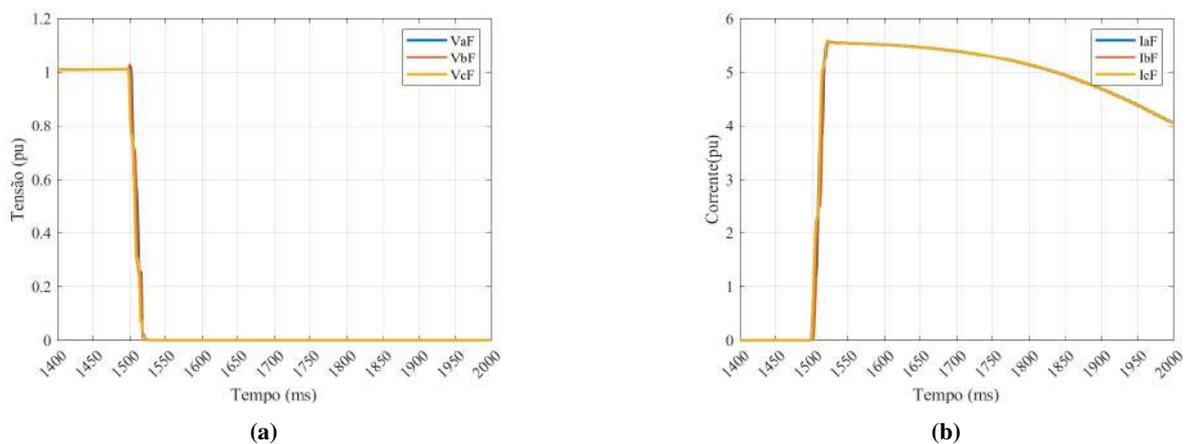


Figura 5.74: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 10% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

No ponto de falta, a Figura 5.74, a tensão das três faltas é zerada e as correntes de falta das três fases é de 5,54 pu. Portanto, para um curto a 2 km, o parque possui uma contribuição de 22,2%

para a corrente de falta. Essa caracterização só é possível para um curto ABC.

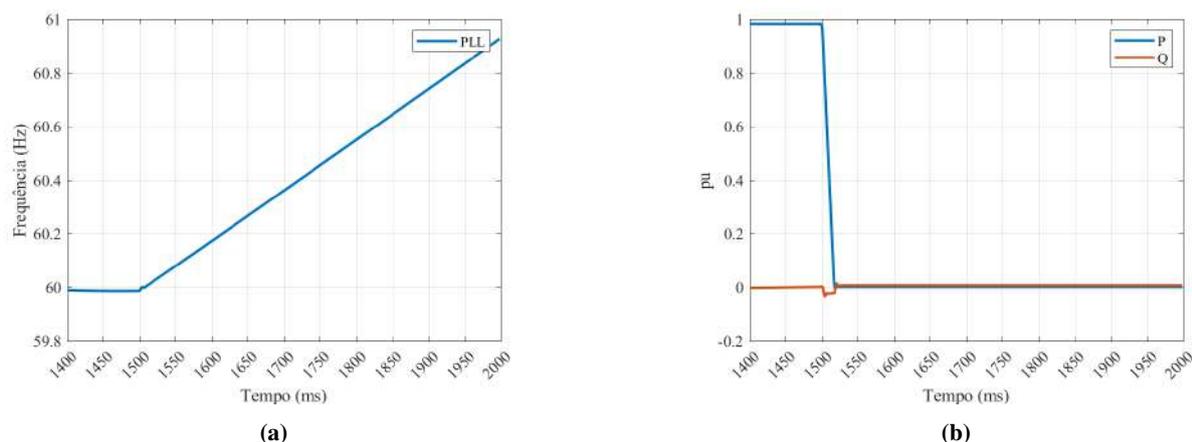


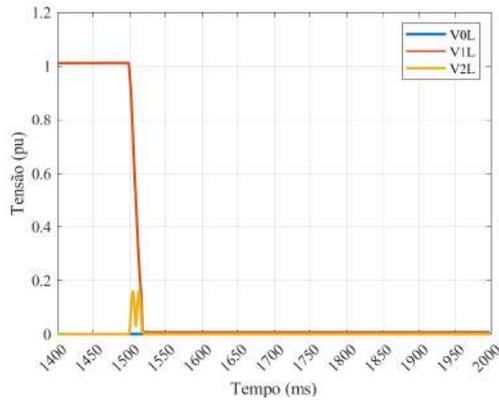
Figura 5.75: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 10% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

Pela Figura 5.75, percebe-se claramente que há uma perda de referência completa. O PLL aumenta de maneira linear para o curto ABC, com coeficiente angular de 1,871 Hz/s. Esse comportamento pode ser explicado pelo próprio curto. Por ser trifásico, não há uma fase não afetada que ainda sirva de referência para o sistema. Além disso, pode-se considerar que o parque foi desconectado, já que as potências injetadas são menores que 0,01 pu.

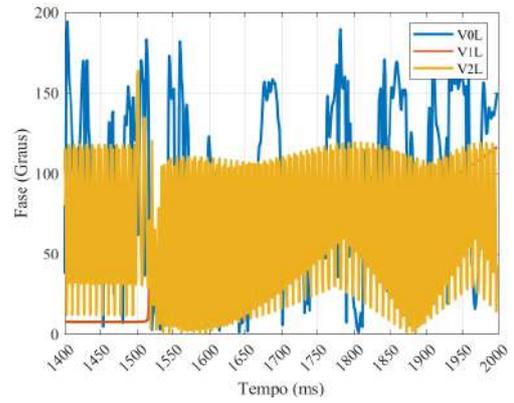
Pela análise das grandezas representadas no domínio das sequências na Figura 5.76, as grandes variações de fase das sequências zero e negativa ocorre devido ao fato dessas sequências possuírem módulo muito próximo de zero ou zero para tensão e corrente. Portanto, apenas a análise da tensão de sequência positiva é válida. Neste caso, a sobrecorrente experienciada pelo sistema é pequena e a mudança de fase é considerável. Percebe-se, também, que logo após a falta a tensão e corrente de sequência positiva estão em fase (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023b).

5.4.1.1 Relé Autopolarizado

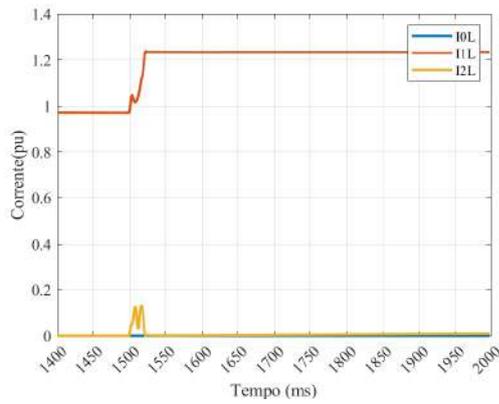
Pela Figura 5.77 a característica de oscilação em torno do ponto de falta continua presente e pode ser explicada pela oscilação do PLL. Pela localização da falta no diagrama, é notável que o relé autopolarizado percebe o curto em sua zona de alcance e irá atuar. Ademais, a trajetória de algumas unidades perpassam o segundo e terceiro quadrantes, sugerindo que o curto pode ser reverso. Essa possibilidade foi descrita por (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023a). Ambos os comparadores indicam a necessidade de atuação do relé para essa falta, conforme a Figura 5.78. Para o comparador de fase autopolarizado, todas as unidades do relé de distância apresentam ϕ menor que 90° . O comparador SEL registra m igual a 0,16 em primeiro momento, para todas as unidades, e estabiliza em 0,1, 10% da LT, mostrando que o relé está subalcançado em primeiro momento.



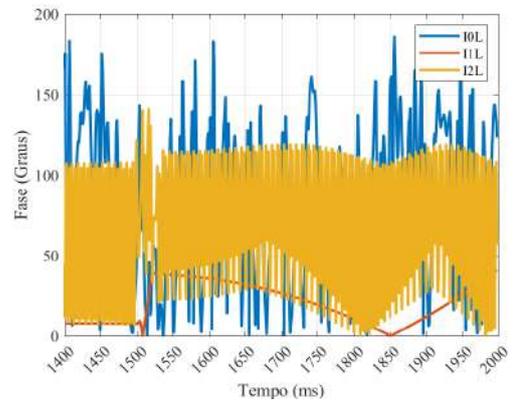
(a)



(b)

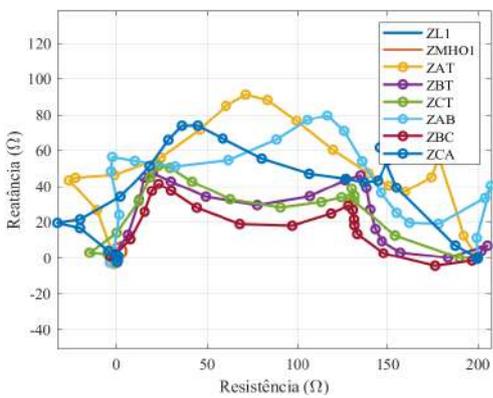


(c)

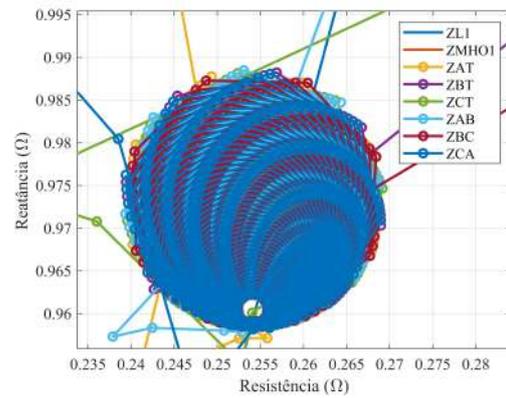


(d)

Figura 5.76: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 10% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.



(a)



(b)

Figura 5.77: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 10% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

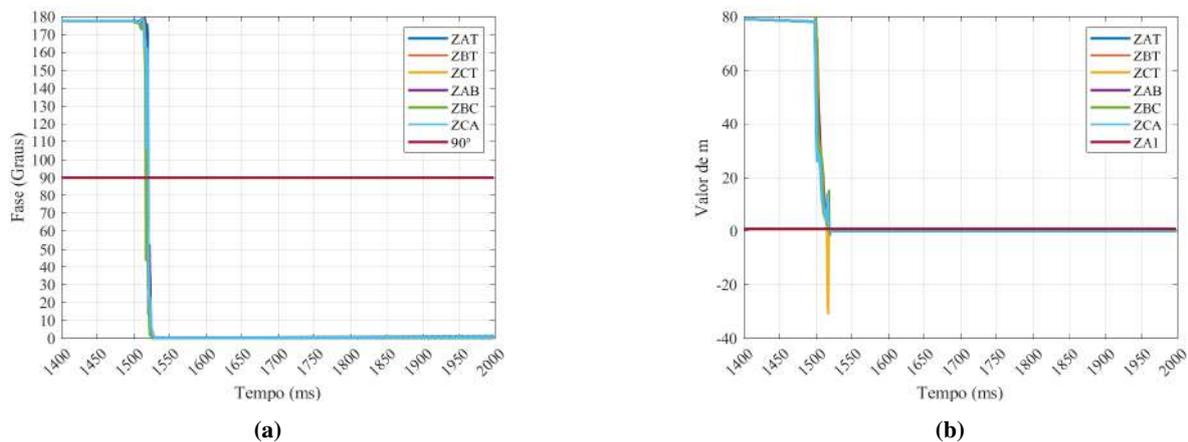


Figura 5.78: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 10% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.4.1.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

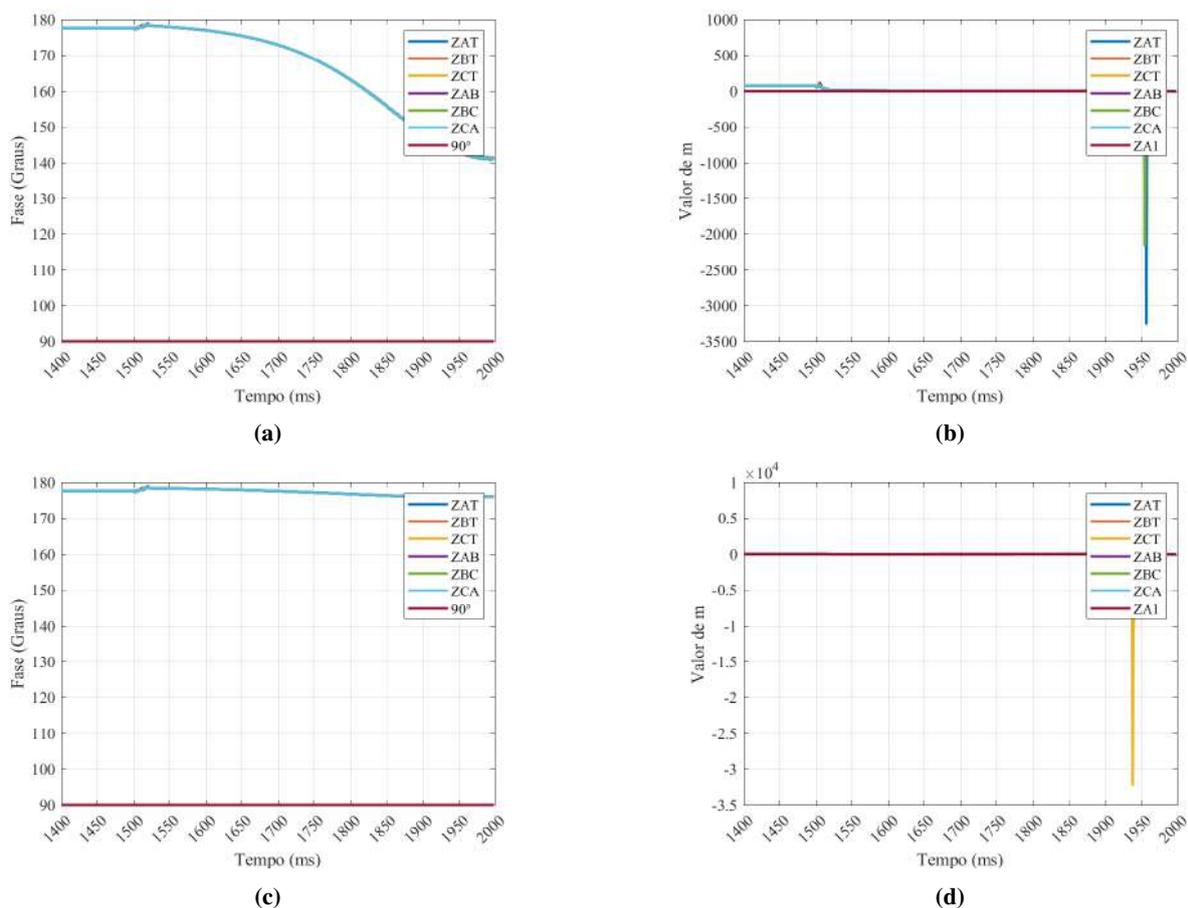


Figura 5.79: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 10% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

Diferentemente do caso autopolarizado, observa-se claramente que o relé não irá atuar, con-

forme indicado pelas unidades de impedância fora da característica mho nas Figuras 5.79 e 5.80. A análise dos comparadores mostra que a polarização por memória de tensão de sequência positiva falha neste caso. A diferença de fase e o parâmetro m do comparador SEL não alcançam os limiares necessários para uma atuação correta do relé. Além disso, o aumento de frequência do PLL impacta significativamente a medição, fazendo com que haja uma queda na diferença de fase entre os sinais de operação e polarização não vista em outros casos. Além disso, os erros gerados pelo PLL, fazem com que o comparador SEL, entenda o curto como reverso após algum tempo em regime de falta.

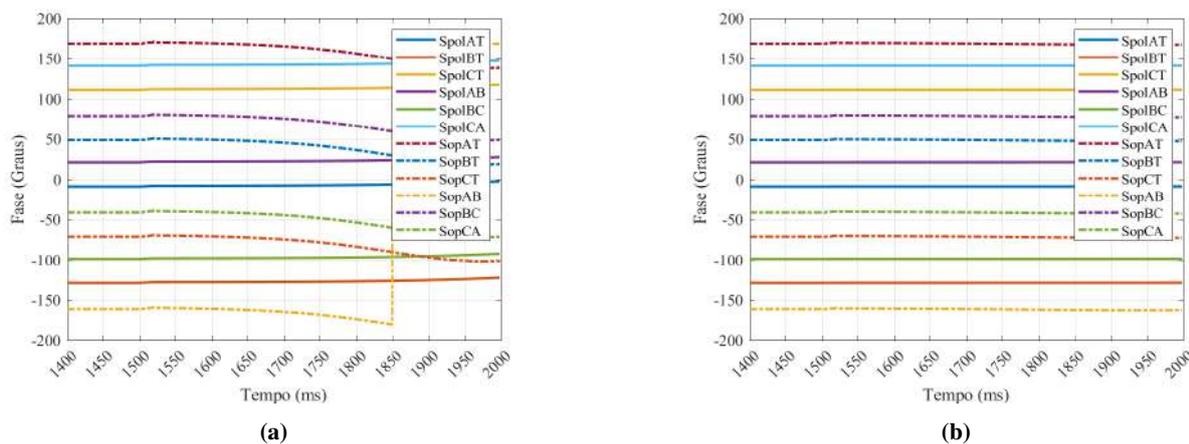


Figura 5.80: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto ABC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.4.2 50% da Linha de Transmissão

Neste caso, um curto ABC em 50% da LT é observado. A Figura 5.81 ilustra as tensões e correntes de cada fase para o terminal local:

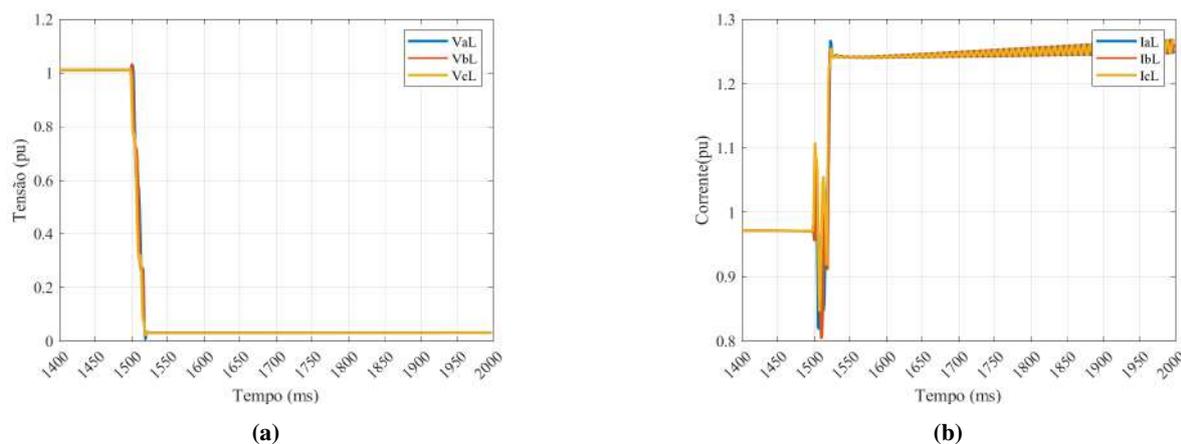


Figura 5.81: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 50% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

Como visto em outros casos, devido a maior distância da falta em relação ao parque, a tensão

vista nas fases após o curto serão maiores e as correntes serão menores que no caso anterior. Isso acontece, pois, de forma natural, a queda de tensão será menor para um curto mais distante. Já para a corrente, como a fonte com baixa contribuição de curto circuito é o próprio parque, isso implica que faltas ocorridas mais a jusante implicam em maior corrente de curto circuito e menor contribuição dessa fonte. A Figura 5.81 mostra exatamente esse comportamento. Vale ressaltar que o tempo de acomodação ainda se faz presente nos sinais.

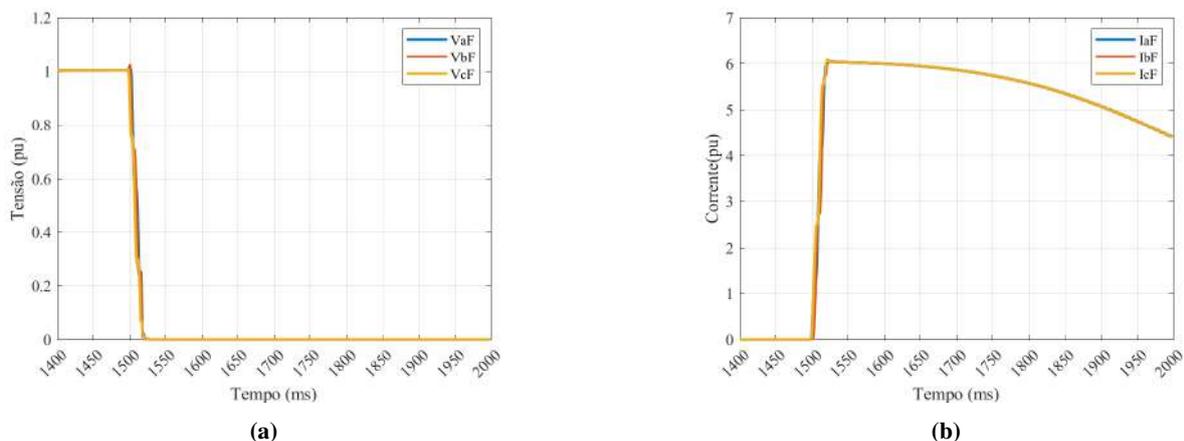


Figura 5.82: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 50% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

A Figura 5.82 apresenta as condições de tensão e corrente para o ponto de falta. Como dito, o curto em 50% da LT apresenta corrente de curto maior que no caso anterior, para este caso a corrente é de 6,03 pu, sendo que apenas 20,56% dessa corrente de falta é contribuição do parque. Ao se analisar a potência e o PLL representados na Figura 5.83, percebe-se, novamente, que

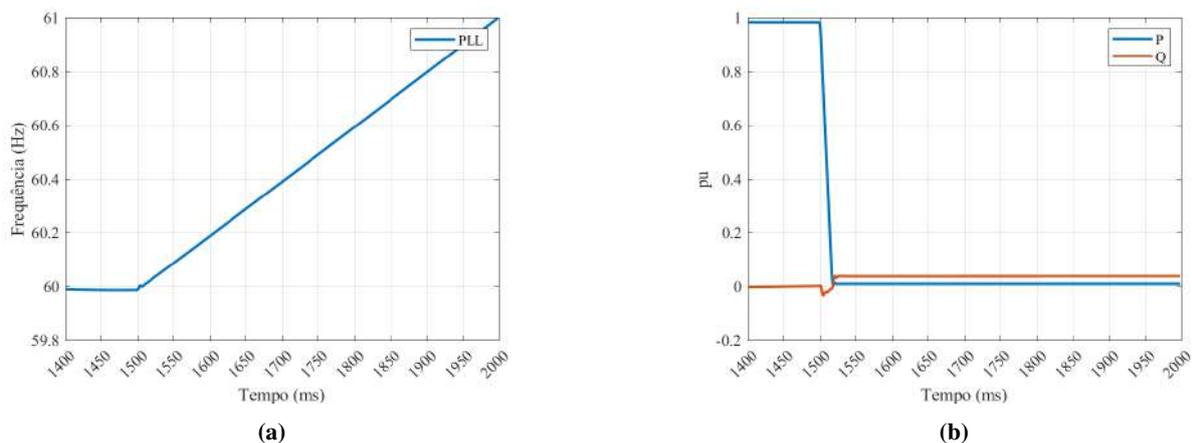


Figura 5.83: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 50% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

o PLL perde a referência da rede e aumenta linearmente a frequência da corrente injetada no sistema. O coeficiente angular do PLL para este caso é de 2,011 Hz/s. Portanto, o PLL cresce de maneira mais elevada para este caso. Nota-se que o novo ponto de operação do parque, logo após a falta, apresenta uma transferência de potência tiva maior que a do caso anterior. Esse fato se

relaciona, novamente, com a maior distância entre o parque e o curto para este caso, permitindo que o parque mantenha uma maior tensão na barra local.

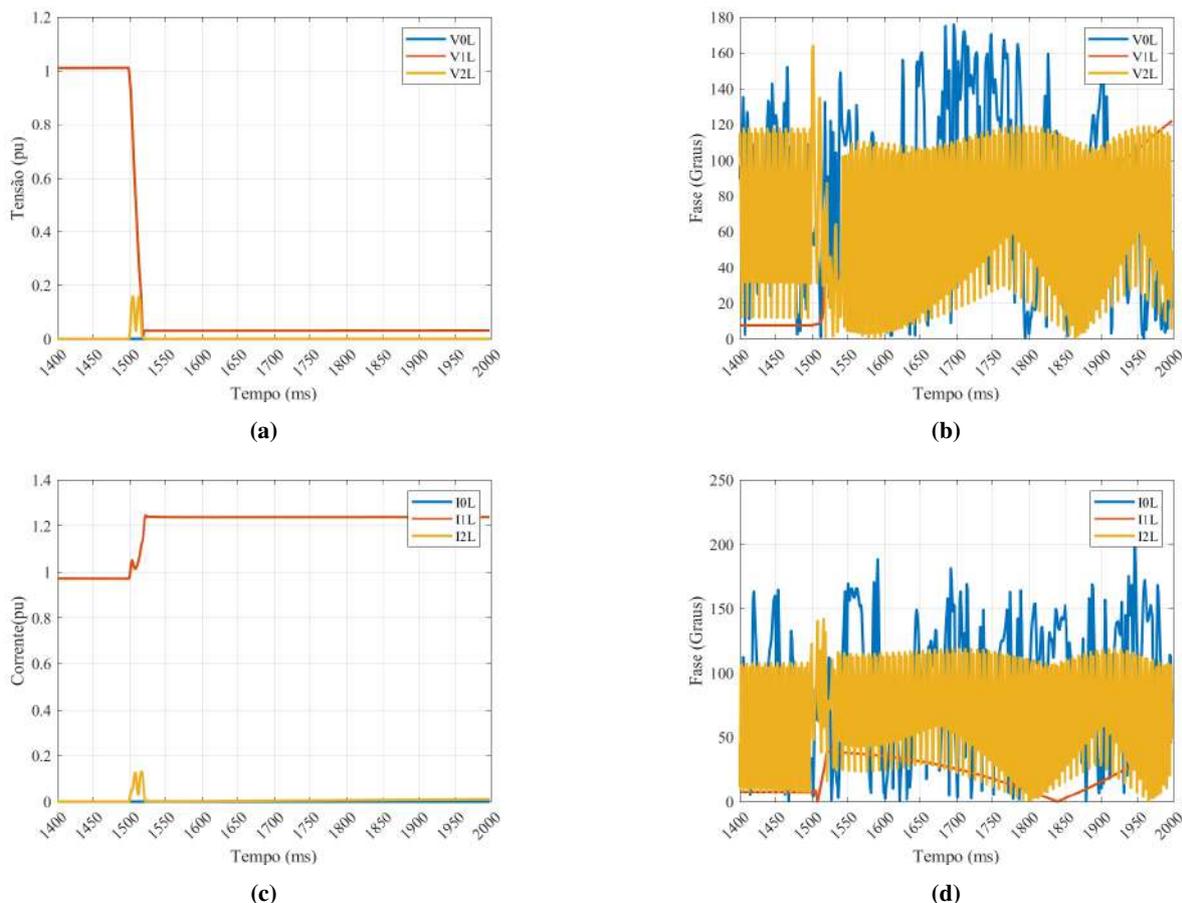


Figura 5.84: Grandezas das sequências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 50% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

Novamente, a corrente de sequência negativa é menor que a de sequência positiva e a fase da tensão de sequência positiva pouco se altera. A Figura 5.84 mostra que a relação é de 24,6%. Portanto, de forma repetida, isso gerará impactos na polarização estudada. A análise no domínio das sequências mostra que apenas a sequência positiva participa do curto. Além disso, observa-se que a tensão e a corrente de sequência positivas possuem fases muito próximas após o curto. Esse comportamento, continuará a influenciar a polarização por memória de sequência positiva.

5.4.2.1 Relé Autopolarizado

A trajetória descrita pelas impedâncias na Figura 5.85 é muito semelhante ao caso anterior. A trajetória de algumas impedâncias perpassam o segundo e terceiro quadrantes do diagrama e o comportamento oscilatório devido ao erro de frequência do PLL são vistos. Contudo, após o tempo de acomodação, os comparadores autopolarizados não enfrentaram problemas em sua atuação. Em ambos os casos todas as unidades de impedância ultrapassam os limiares de atuação estabelecidos como mostrado na Figura 5.86 , sendo que no comparador SEL o relé mostra um

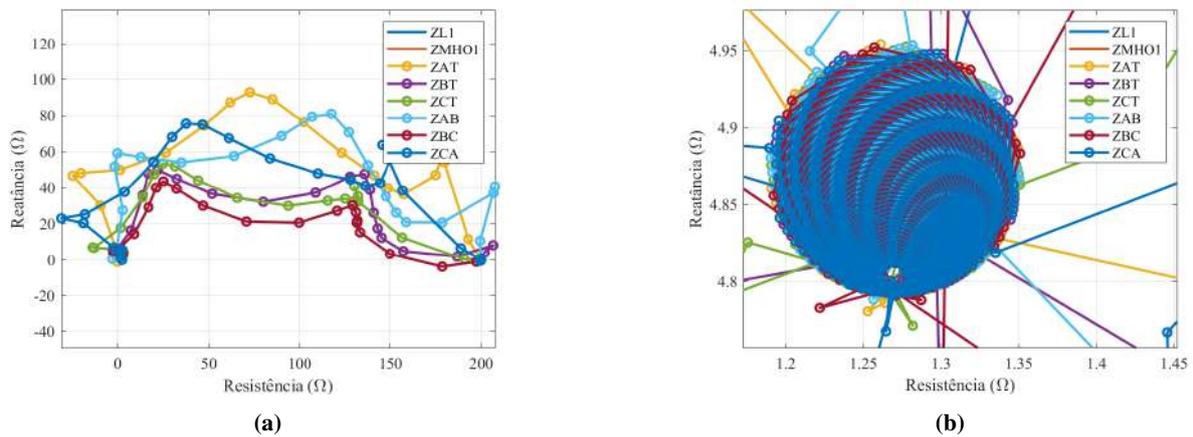


Figura 5.85: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 50% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

subalcance, acusando que o curto ocorreu em 55%.

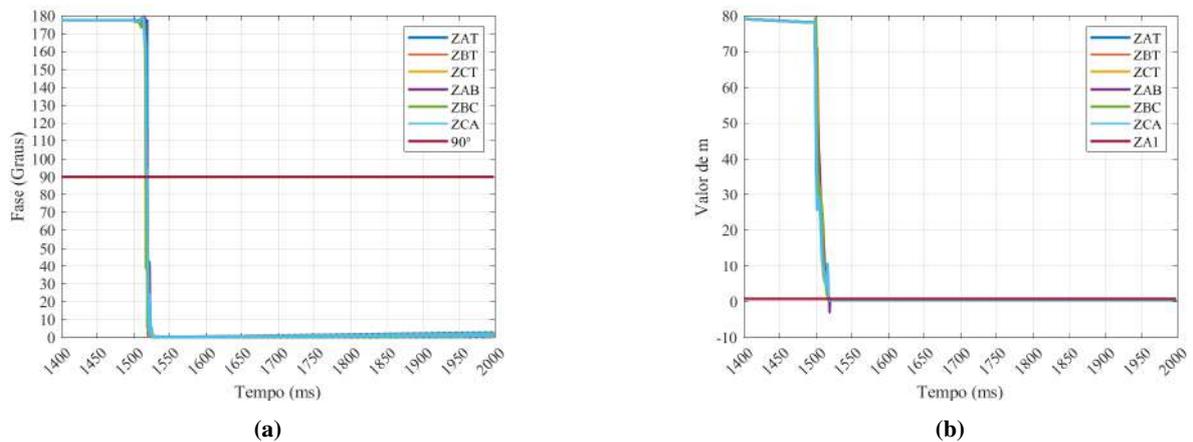
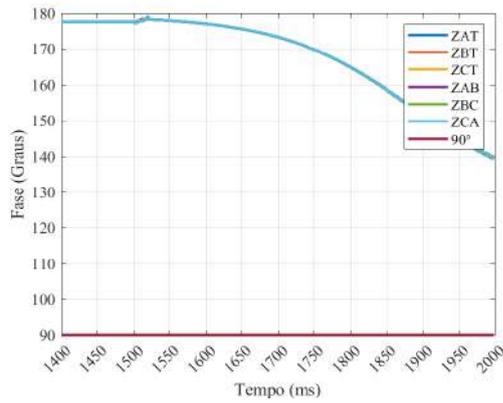


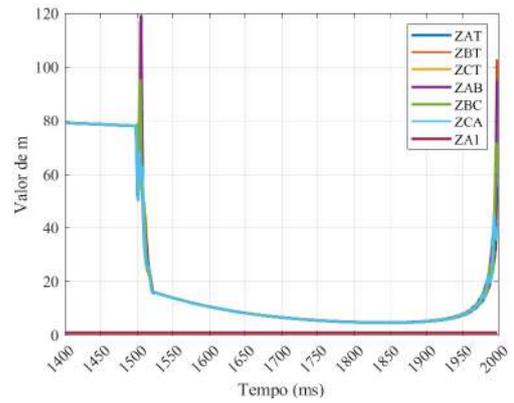
Figura 5.86: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 50% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.4.2.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

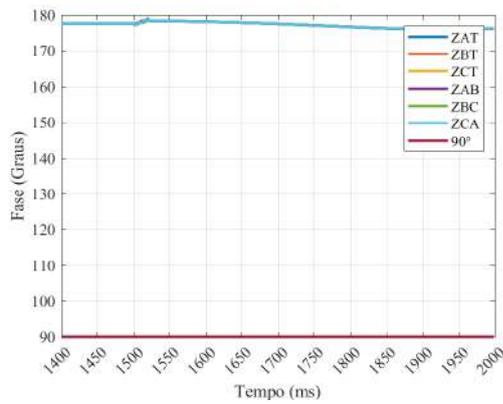
Este caso reforça as observações anteriores sobre a limitação da polarização por memória de tensão de sequência positiva em cenários de falta trifásica ABC. A consistência do comportamento do relé em não atuar neste caso, como ilustrado nas Figuras 5.87 E 5.88, sugere que essa abordagem de polarização pode não ser adequada para este tipo de sistema, especialmente em situações com alta penetração de fontes renováveis. Além disso, assim como no caso do curto ABC em 10% da LT, a mudança de fase dos sinais faz com que o curto seja visto como reverso para o comparador SEL após 1900 ms.



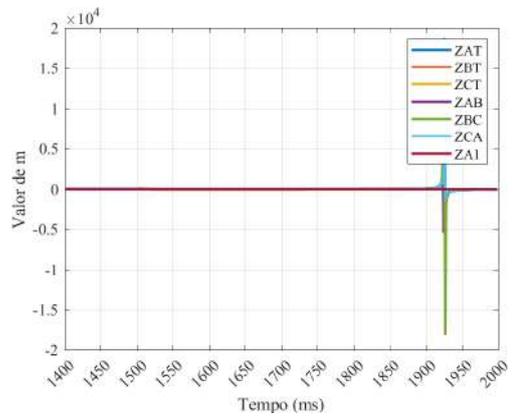
(a)



(b)

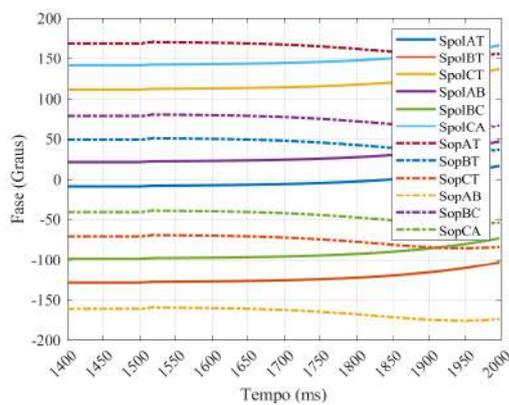


(c)

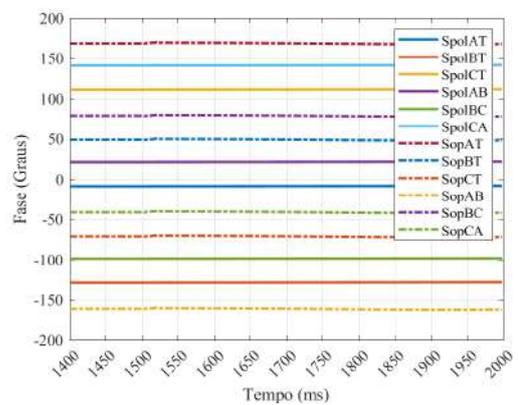


(d)

Figura 5.87: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 50% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.



(a)



(b)

Figura 5.88: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto ABC 10% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

5.4.3 90% da Linha de Transmissão

Para o último caso de falta ABC e último caso em análise, obtém-se a Figura 5.89:

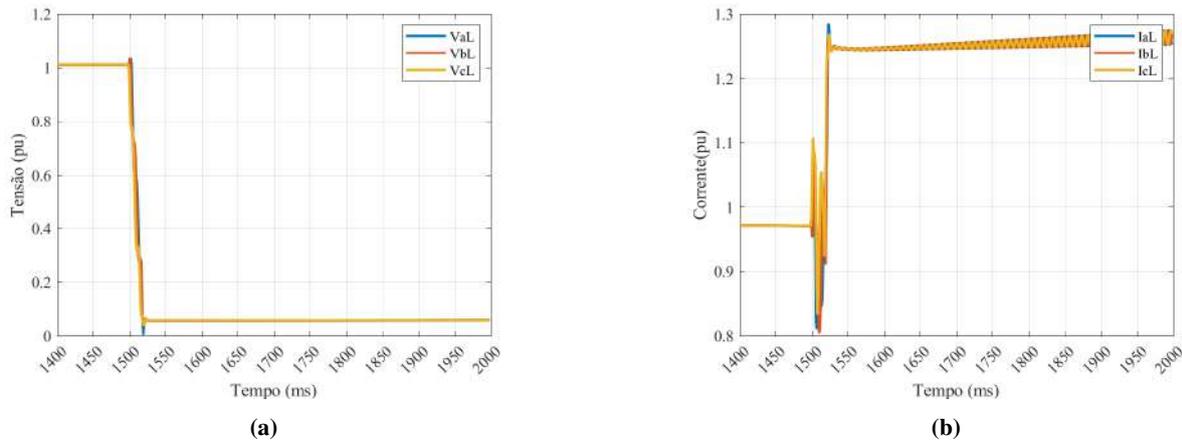


Figura 5.89: Módulos das grandezas das fases A,B e C no terminal local para um curto ABC em 90% da LT (a) Tensão e (b) Corrente.

O curto ABC em 90%, apresentado na Figura 5.89 mostra que a tendência de afundamento menor de tensão nas fases à medida que se afasta do inversor é concretizada, sendo assim, as fases apresentam a maior tensão dos três casos de falta trifásica, 0,05 pu. Além disso, percebe-se um leve aumento na corrente das fases em regime de falta, 1,248 pu. A variação da frequência em razão do PLL é vista facilmente na forma de onda das correntes. A Figura 5.90 demonstra

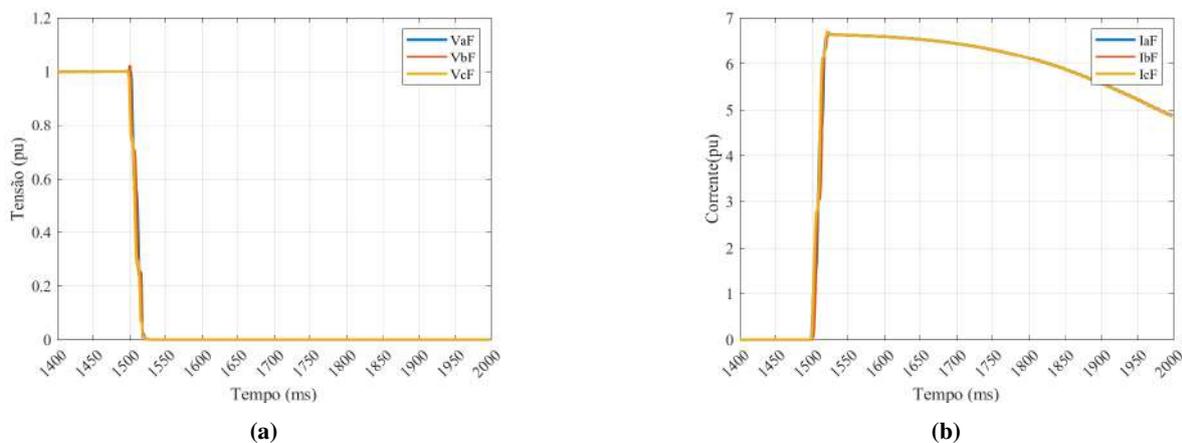


Figura 5.90: Módulos das grandezas das fases A,B e C no ponto da falta para um curto ABC em 90% da LT: (a) Tensão e (b) Corrente.

que, no ponto de falta, nota-se uma corrente de falta maior que a dos casos anteriores, 6,636 pu, mostrando a baixa contribuição de curto circuito do IBR. Essa figura comprova, também, que o que foi experienciado pelo sistema é um curto ABC, dado que as fases apresentam tensão igual a zero e sobrecorrente elevada nas três fases. A resposta do PLL perante o curto é a mesma que para os outros casos deste tipo de curto analisados, apresentando um crescimento linear, contudo seu coeficiente angular é de 2,15 Hz/s. Ademais, a Figura 5.91 também mostra que o ponto de

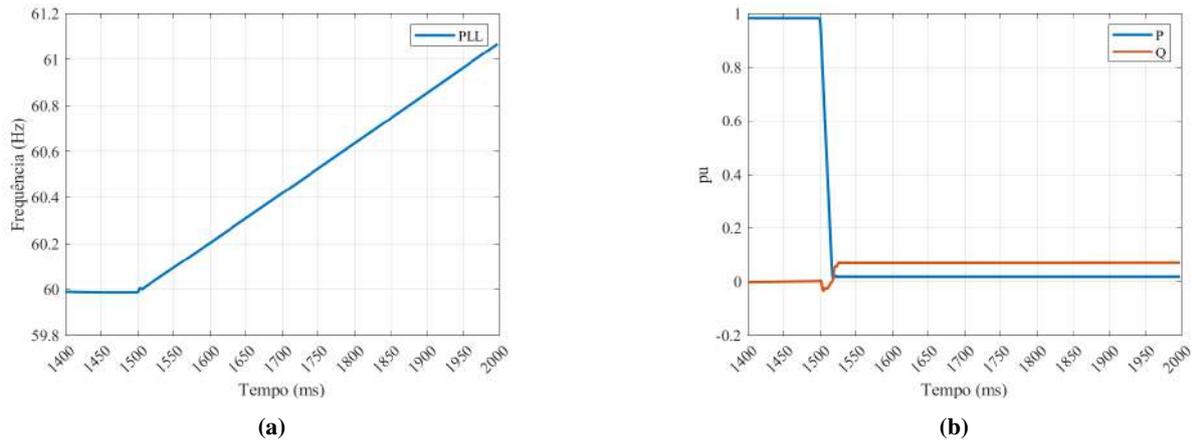


Figura 5.91: Grandezas relacionadas ao parque solar para curto ABC em 90% da LT: (a) frequência do PLL e (b) Potência ativa e reativa do parque.

operação do sistema de controle é muito próximo para as três localizações de falta ABC, sendo este o ponto que possui maior injeção de potência ativa para os casos de faltas ABC. A Figura

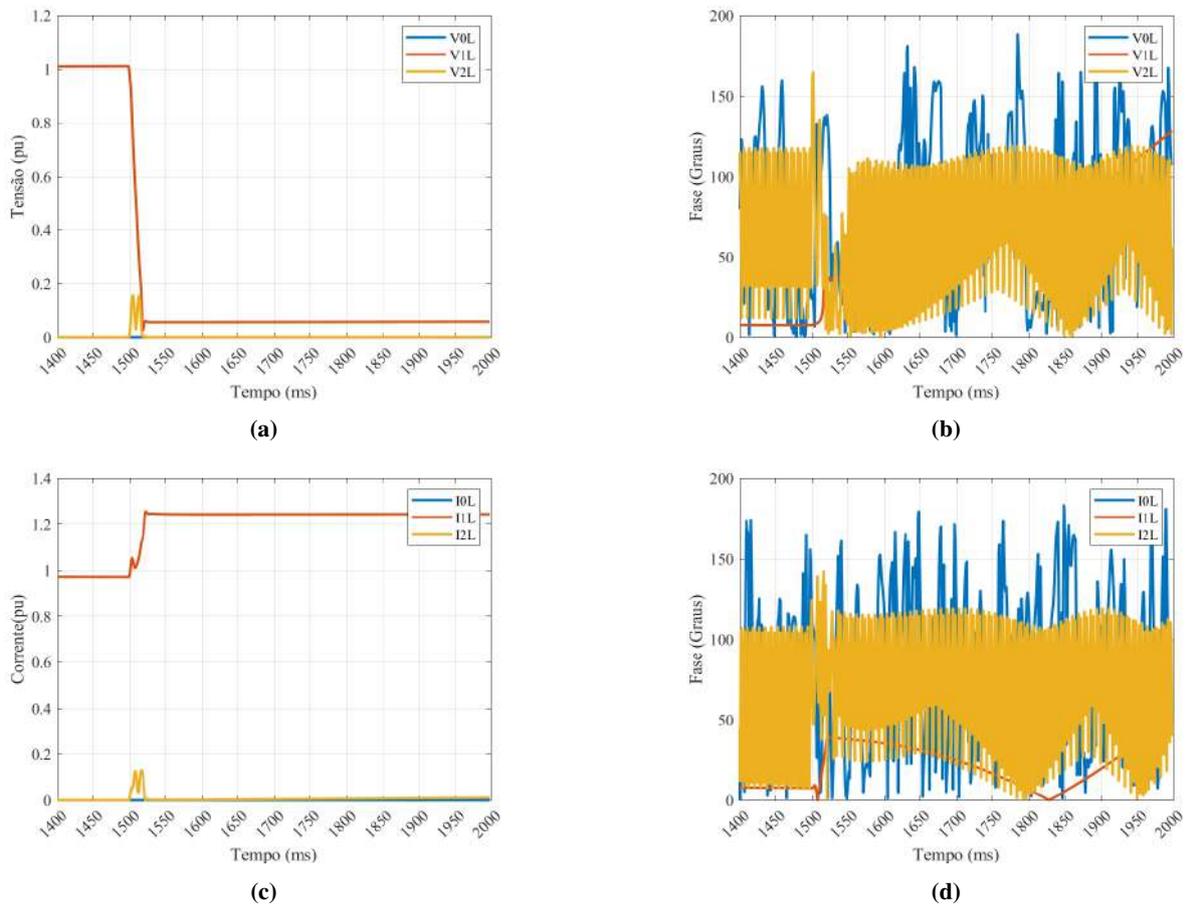


Figura 5.92: Grandezas das seqüências zero, positiva e negativa do parque solar para um curto ABC em 90% da LT: (a) Módulo das tensões, (b) Fase da tensões, (c) Módulo das correntes e (d) Fase das correntes.

5.92 confirma as tendências observadas até agora. Apenas a seqüência positiva se faz presente

no curto, e a tensão e corrente desta sequênciam, possuem uma diferença de 2° em 30 ms após a falta, ou seja, estão quase em fase.

5.4.3.1 Relé Autopolarizado

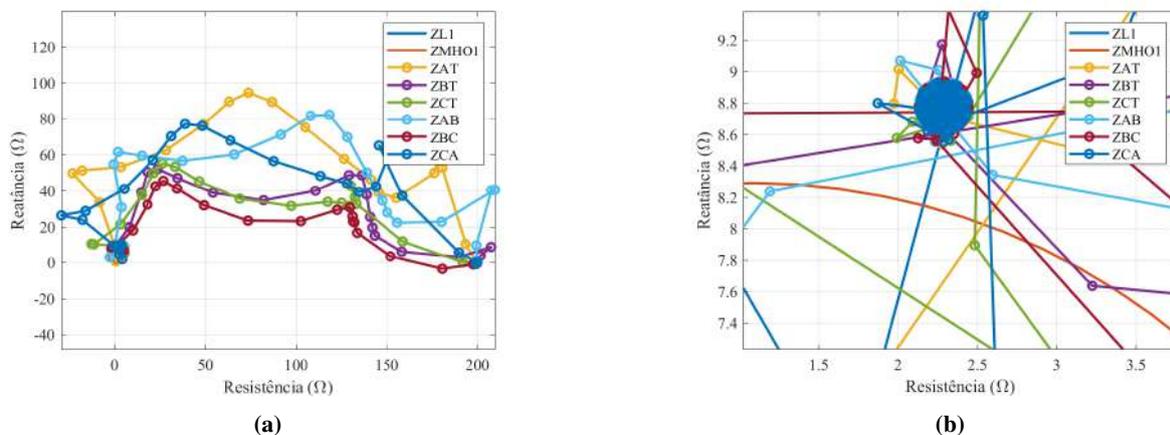


Figura 5.93: Diagrama R-X da característica mho autopolarizada para curto ABC em 90% da LT: (a) Sem ampliações e (b) Ampliado.

Para este caso, como mostrado nas Figuras 5.93 e 5.94, a atuação correta do relé é caracterizada pela sua não atuação, o que é confirmado pela análise. Entretanto, assim como nos outros casos analisados em 90%, a trajetória de unidades de impedância adentram a zona de alcance autopolarizada do relé, portanto isso indica que podem ocorrer atuações indevidas devido ao sobrealcançe do relé. Interessante notar a variação da fase das unidades de impedância do relé devido a erros de estimação fasoriais resultantes da perda de referência do PLL. Ademais, inicialmente o comparador SEL indica o curto em 13,% da linha indicando um sobrealcançe do relé, mas com o tempo, se estabiliza e indica que a falta ocorreu em 90%.

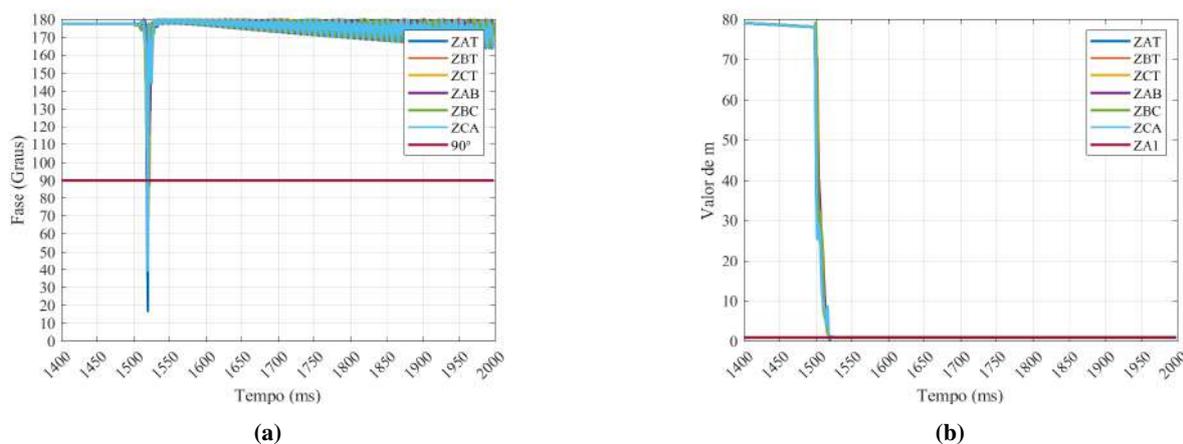


Figura 5.94: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância autopolarizados para curto ABC em 90% da LT: (a) Comparador de Fase e (b) Comparador SEL.

5.4.3.2 Relé Polarizado por Memória de Sequência Positiva

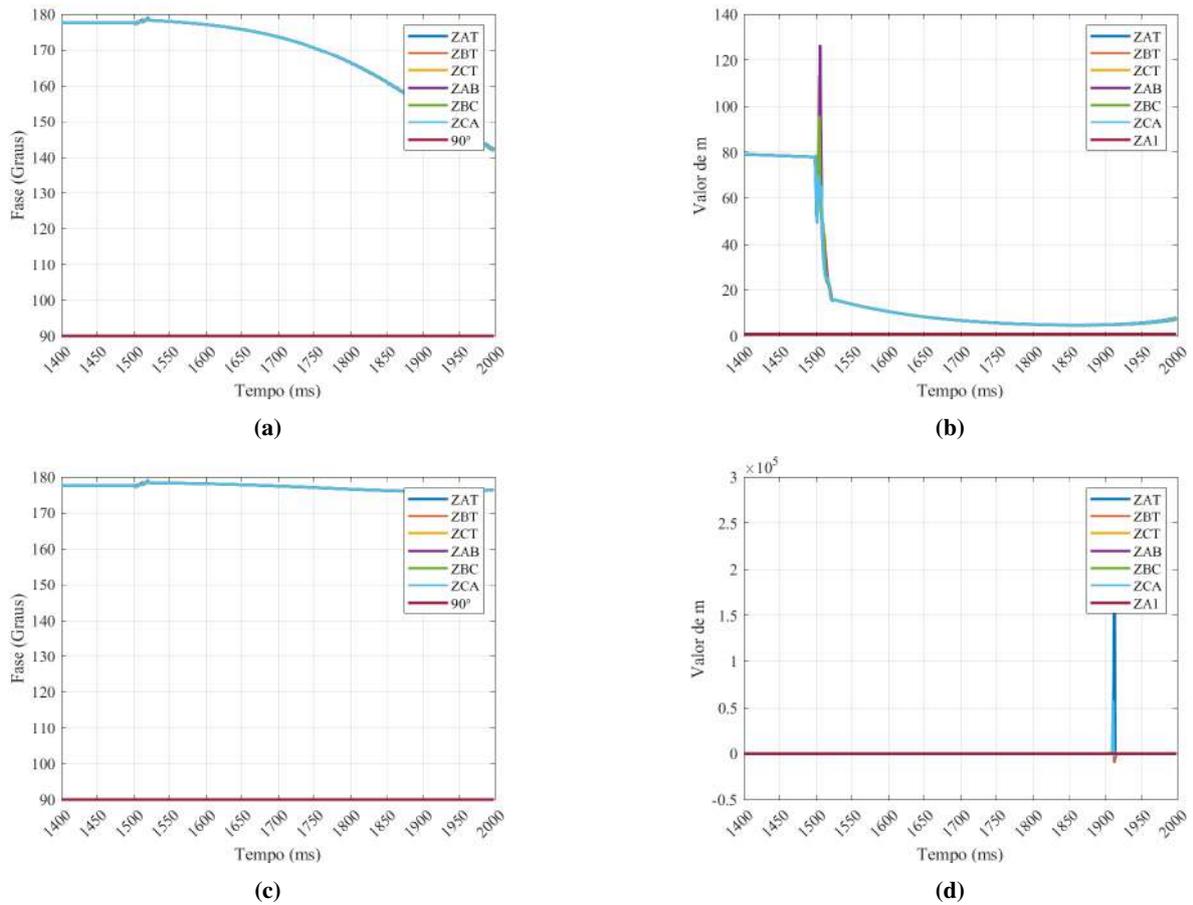


Figura 5.95: Comparadores utilizados em todas as unidades de impedância polarizados por memória de tensão de sequência positiva para curto ABC em 90% da LT: (a) Comparador de fase com memória curta, (b) Comparador SEL com memória curta, (c) Comparador de fase com memória longa e (d) Comparador SEL com memória longa.

Neste cenário, o relé não atua, e essa não atuação corresponde ao comportamento esperado. Contudo, esta correta operação do relé parece ser mais uma consequência de atrasos não intencionais na resposta do sistema de proteção, em vez de uma decisão acertada baseada na análise da situação de falta. Como visto nas Figuras 5.95 e 5.96 esse tipo de polarização não é recomendado. Além disso, vale ressaltar que o elemento de memória mais longo apresenta menores variações de fase, como era de se esperar. Além disso, as variações de frequência, fazem com que o comparador SEL entenda, após 400 ms de falta, que o curto é reverso e fora da linha protegida.

5.5 ANÁLISE FINAL

Esta análise final sintetiza as principais conclusões extraídas dos estudos anteriores, destacando as características observadas do sistema e propondo soluções viáveis.

Um aspecto fundamental identificado é a limitação de corrente pelo inversor. Conforme evi-

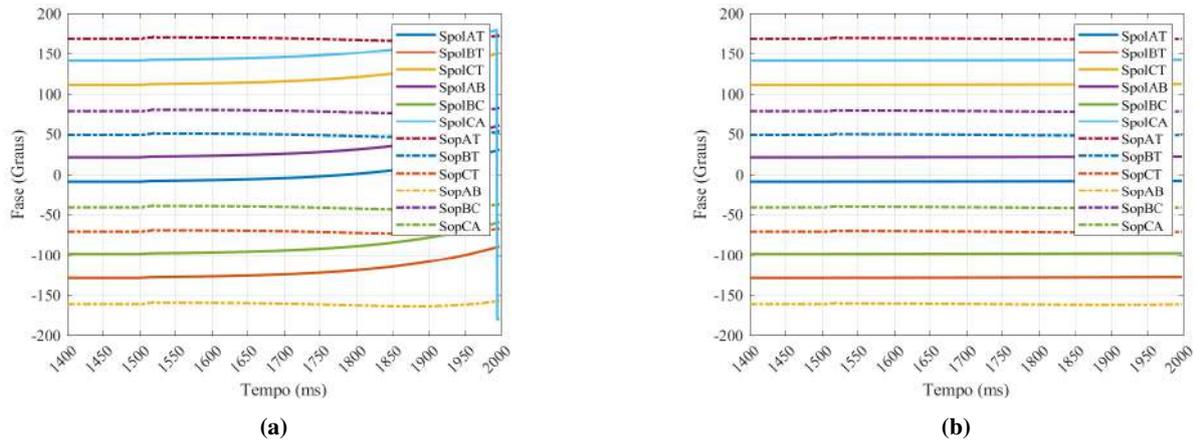


Figura 5.96: Fases dos sinais de polarização e polarização utilizados no comparador de fases de memória de tensão de sequência positiva para curto AT 90% da LT: (a) Memória curta e (b) Memória longa.

denciado nas análises anteriores, o inversor desempenha um papel crucial no controle da corrente, especialmente na contenção da corrente de sequência negativa em curtos desbalanceados. Observou-se que a corrente de sequência negativa é sempre limitada em relação à corrente de sequência positiva (NAGPAL; JENSEN et al., 2020), um indicativo da eficiência do inversor em limitar essas correntes.

Outra constatação importante é a inadequação da polarização por memória de tensão de sequência positiva na proteção de LT no POI com o sistema elétrico. Esta conclusão, para o comparador de fases, emerge do fato de que, em regime de falta, um gerador síncrono age como uma fonte de tensão de pequena amplitude. Neste contexto, a fase da tensão permanece relativamente estável devido à inércia do gerador, enquanto a fase da corrente se alinha mais com o ângulo de impedância da linha e aumenta em magnitude. Em contraste, os parques solares, devido aos seus sistemas de controle, comportam-se mais como fontes de corrente controlada, limitando a corrente de falta e ajustando seu ângulo para maximizar a injeção de potência (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023a). Já para o comparador SEL, a característica memorizada mostra um atraso não intencional na resposta desse comparador (BANAIEMOQDAM; HOOSHYAR et al., 2023b). Adicionalmente, variações de tensão podem induzir erros de referência no PLL, resultando em discrepâncias na frequência da corrente emitida pelo inversor. Esse fenômeno causa um comportamento rotacional nas unidades de impedância do relé em torno da impedância de falta (HADDADI; ZHAO et al., 2021). A baixa inércia do sistema, combinada com a impedância determinada pelos controles do parque, dificulta a comparação efetiva entre o sinal de operação e o sinal de polarização memorizado, levando a um atraso na resposta do sinal e impedindo a atuação adequada do relé.

Por outro lado, a análise revelou que a autopolarização é eficaz, inclusive em situações de faltas próximas ao terminal local. Este é um achado notável, pois desafia as expectativas baseadas em sistemas tradicionais com geradores síncronos, onde normalmente se perde a referência de polarização. Este comportamento evidencia que os princípios de proteção tradicionais podem

não ser diretamente aplicáveis a sistemas com inversores, destacando a necessidade de abordagens inovadoras.

Quanto aos comparadores, não foram observadas diferenças significativas que destacassem um em relação ao outro. Ambos os comparadores estudados, quando autopolarizados, demonstraram atuação adequada, o que reforça a importância da escolha correta do método de polarização para garantir a eficiência do sistema de proteção. Ressalta-se que o IEEE recomenda a utilização de atrasos intencionais para que os sistemas de proteção possam atuar de maneira mais efetiva (IEEE, 2022).

Além disso, observou-se que o mesmo ajuste, a depender do curto e de sua localização, pode fazer com que o relé esteja sobre ou subalcançado. Ressalta-se que o sobrealcance ocorreu, principalmente, nos casos para falta externas (BANAIEMOQDAM; HOOSHAYR et al., 2023b), o que é crítico já que compromete a seletividade do sistema.

Em termos de soluções prospectivas, recomenda-se a utilização de sistemas de controle realistas nas simulações, incorporando funções FRT e VSG alinhadas aos grid codes. Ademais, esquemas de teleproteção podem ser uma adição valiosa. Contudo, é crucial considerar a topologia específica e a malha de controle de cada caso. Mesmo com a implementação das soluções mencionadas, desafios relacionados a sobre e subalcançe podem persistir, necessitando de análises detalhadas e ajustes específicos para cada cenário (HOOSHAYR; AZZOUZ; EL-SAADANY, 2014).

CONCLUSÃO E PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, foram apresentadas as implementações e os resultados obtidos para a análise do uso da função de proteção de distância em linhas de transmissão que fazem a interligação com parques solares. Utilizou-se como ferramenta de simulação o *software* EMTP para a simulação das faltas, obtenção dos dados de tensão e corrente e modelagem dos parques solares. Enquanto que o algoritmo da função de proteção de distância foi implementada no *software* MATLAB.

Primeiramente, foi apresentada a teoria da função de distância no capítulo 2. Tal estudo apresenta a filosofia que embasa sistemas de proteção, características específicas da função de distância como uso do Diagrama R-X e características de operação, estudos sobre faltas em locais da linha de transmissão entre outros. Além disso, o estudo é focado para a característica mho e expõe suas vantagens e desvantagens, pois foi a característica utilizada neste trabalho.

Em seguida, no capítulo 3, exhibe-se a teoria da geração fotovoltaica. Essa exibição perpassa pelo efeito fotovoltaico, modelo para uma célula voltaica, modelo para uma placa solar dimensionamento de micro e minigeração e modelagem e dimensionamento de parques solares.

Já no capítulo 4, apresenta-se a metodologia definida para o trabalho. Apresenta-se o método para a obtenção de fasores e a justificativa para o uso deste método. Além de apresentar o *software* EMTP, suas vantagens para o estudo de energias renováveis e o sistema a ser utilizado como modelo. Por fim, apresenta-se o algoritmo utilizado para a implementação da função de distância em MATLAB.

De posse dos dados, são tecidas análises sobre os casos de faltas analisadas. Neste contexto, a função de proteção foi avaliada de acordo com proximidade de detecção da falta com a localidade real da falta, a trajetória descrita pela impedância de falta no diagrama R-X, além dos critérios de seletividade, coordenação e confiabilidade perante os casos. Além disso, apresenta-se quais as possíveis causas para estar ou não em conformidade com os critérios expostos.

A partir da análise dos resultados, é possível observar que a polarização por memória de tensão de sequência positiva não é recomendada para a proteção de linhas de transmissão na interconexão. Além disso, devido as condições da simulação, não foi possível perceber grandes diferenças entre os relés que possuam comparadores de fase e mho SEL em sua implementação, a simulação mostrou, também, que casos de sobre ou subalcances são comuns quando se utiliza IBR. Dessa maneira, pesquisas na área de proteção de sistemas com inserção de fontes renováveis devem ser realizados para mapear os problemas e implementar possíveis soluções para que haja um fornecimento seguro e confiável de energia elétrica no futuro.

6.1 PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

O estudo sobre a aplicação da função de proteção de distância em linhas de transmissão com interligação de parques solares abre novas perspectivas para o avanço da segurança e eficiência dos sistemas elétricos. Com base nos resultados obtidos na avaliação dos casos estudados, surgem oportunidades para investigações futuras que visam aprimorar o desempenho e a confiabilidade da proteção em contextos similares. A seguir, apresentam-se algumas das propostas de trabalhos futuros que emergem desse cenário:

- Análise de um sistema real;
- Análise com aplicação de *grid codes* para o parque solar;
- Análise de outras funções de proteção;
- Análise de sistemas de proteção para geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. *NBR 16690: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.
- ABNT. *NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2019.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2008. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>.
- BANAIEMOQDAM, A.; HOOSHYAR, A. A. and A.; OTHERS. *Impact of Inverter-Based Resources on Different Implementato Methods for Distance Relays - Part I: Phase Comparatos*. 2023.
- BANAIEMOQDAM, A.; HOOSHYAR, A. A. and A.; OTHERS. *Impact of Inverter-Based Resources on Different Implementato Methods for Distance Relays - Part II: Reactance Method*. 2023.
- CALDAS, D.; OGIEWA, R. *Fault Ride Through in Full-Converter Wind Turbines Facing the ONS Grid Code*. 2017.
- COOK, V. *Analysis of Distance Protection*. [S.l.]: Research Studies Press.[S.l.]: John Wiley & Sons, 1985.
- Grupo de Trabalho de Energia Solar-GTES, CEPEL-CRESESB. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2. ed. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2023.
- HADDADI, A.; ZHAO, M.; OTHERS. *Impact of Inverter-Based Resources on Memory-Polarized Distance and Directional Protective Relay Elements*. 2021.
- HART, D. G. et al. *Modified Cosine Filters*. [S.l.]: U.S. Patent 6154687 ed., November, 2000.
- HOOSHAYR, A.; AZZOUZ, M. A.; EL-SAADANY, E. F. *Distance Protection of Lines Emanating from Full-Scale Converter-Interface Renewable Energy Power Plants - Part I: Problem Statement*. 2014.
- IEEE. *IEEE 2800-2022 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*. 2022.
- KARAAGAC, U. et al. *PV Park Models in EMTP*. 2021. Disponível em: <https://emtp.com/documents/EMTP%20Documentation/doc/Renewables/PV_Park_Models.pdf>. Acessado em: 26 de outubro de 2023 as 21:40.
- MAHSEREDJIAN, J.; DEWHURST, C. *EMTP® User Manual Version 4.3*. 2023. Disponível em: <<https://www.emtp.com/documentation/emtp-user-manual>>. Acesso em: 20 nov. 2023.
- NAGPAL, M.; JENSEN, M.; OTHERS. *Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems*. 2020.
- ONS. *Submódulo 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*. 2020. Brasília. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ_2020.12.pdf>. Acessado em: 20 de outubro de 2023 as 17:58.

- ONS. *Minuta do RAP-ONS 00012/2023 Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h 30min envolvendo o SIN*. 2023. Brasília. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Minuta%20do%20RAP%202023.08.15.pdf>>. Acessado em: 20 de outubro de 2023 as 17:59.
- ONS. *Sobre o SIN - O Sistema em Números*. 2023. Brasília. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acessado em: 20 de outubro de 2023 as 17:57.
- ONS. *Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. 2023. Brasília. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%20dulo%202.10-RQ_2023.10.pdf>. Acessado em: 20 de outubro de 2023 as 17:58.
- ONU. *Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil - Energia Limpa e Acessível*. 2015. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>>.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2003.
- SCHWEITZER, E.; HOU, D. *Filtering for protective relays. IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment - Conference Proceedings*, p. 15–23, 1993.
- SCHWEITZER, I. E.; J.ROBERTS; GUZMAN, A. *$Z = V/I$ Does Not Make a Distance Relay*. In: 20TH ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE. [S.l.], 1993.
- SILVA, K. M. *Implementação da Função de proteção de Distância Utilizando Comparadores do Tipo Cosseno*. 2016. Notas de Aula.
- SILVA, K. M.; NASCIMENTO, F. A. O. *Modified DFT-Based Phasor Estimation Algorithms for Numerical Relaying Applications. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 3, p. 1165–1173, 2018.
- SILVA, K. M. e. *Estimação de fasores baseada na transformada wavet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão (Doutorado em Engenharia Elétrica)*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2009.
- SILVA, K. M. e; ALMEIDA, M. L. S. *Filtro de Memória de Tensão de Sequência Positiva para Uso de Relés Numéricos Microprocessados*. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS 2016 - SBSE2016. [S.l.], 2016.
- Sá, T. D. *Relatório de Impacto Ambiental - RIMA Complexo Eólico Itarema*. 2014. Disponível em: <https://www.semace.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/46/2020/02/2014_RIMA-COMPLEXO-EOLICO-ITAREMA_ITAREMA.CE_.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2023.
- TEODORESCU, R. et al. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 29.
- TOLEDO, R. T. *Modelagem e análise de funções de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos fotovoltaicos e térmicos (Dissertação de Mestrado)*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2022.
- XIE, Y.; LIU, Y.; OTHERS. *Distance protection with dynamic trip region for lines terminated by inverter based resources. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2022.
- ZIEGLER, G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 4. ed. Berlin, Germany: Siemens, AG, 2011.
- ZOCHOLL, S. E. *Three-Phase Circuit Analysis and the Mysterious k_0 Factor*. Pullman, Washington, EUA, 1995.