



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL
DE SEQUÊNCIA NEGATIVA EM LINHA DE TRANSMISSÃO
DE CIRCUITO DUPLO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE**

CÉSAR CARLYLE DE SOUSA SILVA

Brasília, Julho de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL
DE SEQUÊNCIA NEGATIVA EM LINHA DE TRANSMISSÃO
DE CIRCUITO DUPLO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE**

CÉSAR CARLYLE DE SOUSA SILVA

*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, D.Sc. (ENE-UnB)

Orientador



Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-
UnB)

Examinador Interno



Juan Ramon Camarillo Peñaranda, Ph.D. (Uniandes)

Examinador Externo



FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, CÉSAR CARLYLE DE SOUSA

Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa em Linha de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série. [Distrito Federal] 2023.

xvi, 68 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 Diferencial Transversal (87LT)

2. Sequência Negativa

3. Compensação Série

4. ATP

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

Referências Bibliográficas

SILVA, CÉSAR C. S. (2023). *Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa em Linha de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 68 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: César Carlyle de Sousa Silva

TÍTULO: Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa em Linha de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série.

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.

César Carlyle de Sousa Silva

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico este trabalho com imensa gratidão aos meus queridos pais, Maria Ledinalva e Sílvio Francisco, à minha amada irmã, Carla, e à minha adorável avó, Miguelita. Seu constante apoio, compreensão e amor incondicional foram fundamentais para meu crescimento acadêmico e pessoal.

César Carlyle de Sousa Silva

Agradecimentos

Primeiramente, quero expressar minha profunda gratidão aos meus pais, Maria Ledinalva e Sílvio Francisco, por seu amor, apoio incondicional e por ser uma fonte constante de inspiração em minha vida.

Minha irmã, Carla, merece um agradecimento especial por seu apoio, compreensão e por sempre estar ao meu lado.

À minha avó, Miguelita, sou imensamente grato por seu carinho, sabedoria e pelo amor transmitido ao longo dos anos.

À minha namorada, Lívia, pela compreensão e dedicação demonstradas em diversos momentos em que me senti desmotivado e exausto; ela sempre esteve ao meu lado.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Kleber Melo e Silva, agradeço por sua orientação, sabedoria e paciência ao longo deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Achilles Fontana da Mota, sou grato por seus ensinamentos em eletromagnetismo, que foram essenciais para a minha formação acadêmica.

Ao Prof. Dr. Celius Antonio Magalhães, agradeço por me ensinar a apreciar as maravilhas do Cálculo e por me proporcionar a oportunidade de ser seu monitor. Sua paixão pelo ensino e sua abordagem didática me cativaram.

À SCT/ANEEL expressei minha gratidão pelos ensinamentos durante o meu estágio, onde adquiri valiosos conhecimentos sobre o Sistema Interligado Nacional e regulação.

Aos amigos do RU, agradeço por compartilharem entusiasmo e alegria em nossos cafés da manhã.

Aos amigos e colegas mais próximos, agradeço por estarem ao meu lado, compartilhando desafios, vitórias e momentos inesquecíveis. A amizade e o apoio foram fundamentais para minha motivação e crescimento pessoal.

Ao laboratório LAPSE, minha gratidão por proporcionar um ambiente de aprendizado e pesquisa inspirador. A troca de conhecimentos e experiências neste espaço contribuiu significativamente para o desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade de Brasília, agradeço por oferecer um ambiente acadêmico enriquecedor, com professores qualificados e oportunidades de crescimento. Sou grato pela excelência educacional que recebi durante minha graduação.

Por último, mas certamente não menos importante, agradeço a Deus. Sua presença em minha vida, Sua orientação e Sua graça foram fundamentais ao longo desta jornada.

César Carlyle de Sousa Silva

RESUMO

Neste trabalho de conclusão de curso, é realizado um estudo para avaliar a eficácia da proteção diferencial transversal de sequência negativa em linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série. Através do uso do software ATP (*Alternative Transients Program*) é feita uma simulação de um sistema de transmissão de 500 kV com uma linha de 387 km de extensão entre as subestações Imperatriz e Presidente Dutra, no estado da Maranhão (Brasil, MA). Utilizando o ATP para simulações de transientes eletromagnéticos e o MATLAB para implementar os algoritmos de proteção estudados. Os métodos de análises utilizados consistem na avaliação do comportamento em regime transitório perante faltas pontuais. As análises são conduzidas utilizando o plano- α , comparando o desempenho dos métodos tradicionais, incrementais e sequência negativa. Para representar os elementos dos bancos de capacitores, são utilizados modelos no ambiente MODELS do ATP. O circuito de controle de disparo do centelhador (*Spark GAP*) é modelado para operar com base em critérios de corrente e energia armazenada nos varistores de óxido metálico (MOVs). O estudo visa mostrar os efeitos nas trajetórias do plano- α causados pela atuação dos centelhadores dos bancos, bem como o impacto da oscilação subsíncrona durante curto-circuito em regime transitório.

Palavras-chave: Proteção Diferencial Transversal, Sequência Negativa, Compensação Série, ATP, Linhas de Transmissão de Circuito Duplo, Plano Alfa.

ABSTRACT

In this work, a study is conducted to evaluate the effectiveness of negative-sequence cross-differential protection for double-circuit lines with series compensation. By using the Alternative Transients Program (ATP), a simulation is performed on a 500 kV transmission system with a 387 km line connecting the Imperatriz and Presidente Dutra substations, in the state of Maranhão (Brazil, MA). The ATP software is used for electromagnetic transient simulations, while MATLAB is utilized to implement the studied protection algorithms. The analysis methods consist on the transient behavior towards specific faults. The analysis are conducted using the alpha-plane, comparing the performance of traditional, incremental, and negative-sequence methods. To represent the elements of the capacitor banks, models are used on the MODELS environment of ATP. The control circuit of the Spark GAP is modeled to operate based on current and stored energy criteria in metal-oxide varistors (MOV). The study demonstrate the effects on alpha-plane trajectories caused by the operation of the Spark GAPs and the impact of subsynchronous oscillation during transient short-circuit conditions.

Keywords: Cross-Differential Protection, Negative-Sequence, Series Compensation, ATP, Double Circuit Line, Alpha Plane.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2	MOTIVAÇÃO	2
1.3	OBJETIVOS	3
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	4
2.1	ASPECTOS GERAIS SOBRE PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO	7
2.2	FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL	8
2.2.1	PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO	8
2.2.2	PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL CONVENCIONAL	9
2.2.3	PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL PERCENTUAL	10
2.2.4	MÉTODO DAS CORRENTES SOBREPOSTAS OU INCREMENTAIS	10
2.2.5	PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA	11
2.2.6	MODOS DE OPERAÇÃO	12
2.3	PLANOS DE REPRESENTAÇÃO	12
2.3.1	PLANO OPERACIONAL	12
2.3.2	PLANO ALFA	13
2.3.3	PLANO ALFA PARA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL	13
2.3.4	AJUSTE DOS VALORES DE K PARA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL	15
2.4	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE	16
2.4.1	COMPONENTES DE PROTEÇÃO PRESENTES NO BANCO DE CAPACITORES	18
2.4.1.1	VARISTOR DE ÓXIDO METÁLICO (MOV)	18
2.4.1.2	CENTELHADOR (GAP)	19
2.4.1.3	DISJUNTOR DE DESVIO (<i>Bypass</i>)	20
2.4.1.4	CIRCUITO DE AMORTECIMENTO	21
2.4.2	FENÔMENO DA RESSONÂNCIA SUBSÍNCRONA	21
3	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	22
3.1	BLOCO DE FALTA	22
3.2	BANCO DE CAPACITORES SÉRIE	23
3.3	AQUISIÇÃO DOS SINAIS DE CORRENTE E TENSÃO	24
3.4	ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO	25

3.5	ESTIMAÇÃO DE FASORES	26
3.5.1	COSSENO MODIFICADO	27
3.5.2	RESPOSTA EM FREQUÊNCIA DO ALGORITMO UTILIZADO.....	28
3.6	COEFICIENTES CALCULADOS	29
4	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	30
4.1	SISTEMA TESTE E SIMULAÇÕES DA EMPRESA ELETROBRAS ELETRO- NORTE (ELN)	30
4.2	SIMULAÇÕES E RESULTADOS DA ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO COM CARGA PESADA.....	35
4.2.1	CASO 1 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO FRANCO APLICADO EM 0,00% DA LINHA	35
4.2.2	CASO 2 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO FRANCO APLICADO EM 8,33% DA LINHA	40
4.2.3	CASO 3 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO COM 200,0 Ω APLICADO EM 8,33% DA LINHA	43
4.2.4	CASO 4 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO COM 50,0 Ω APLICADO EM 66,67% DA LINHA	47
4.2.5	CASO 5 - CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO FRANCO APLICADO EM 50,00% DA LINHA	50
4.2.6	CASO 6 - CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO FRANCO APLICADO EM 16,67% DA LINHA	54
4.2.7	CASO 7 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO FRANCO EXTERNO APLI- CADO NO BARRAMENTO DA SUBESTAÇÃO IMPERATRIZ	58
4.2.8	CASO 8 - CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO FRANCO APLICADO EM P1, P2, P3, P4 E P5	62
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	64
5.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

LISTA DE FIGURAS

2.1	Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção (FILHO; MAMEDE, 2020).....	6
2.2	Representação da proteção transversal de uma linha de circuito duplo (GOMES, 2014).....	9
2.3	Plano Operacional (DINIZ, 2016).	13
2.4	Plano Alfa para a Função 87LT (ROBERTS et al., 2014) (NEVES, 2019).....	14
2.5	Plano Operacional e Plano Alfa (NEVES, 2019) (SERPA, 2020).	16
2.6	Esquemático de linha com compensação série e compensação <i>shunt</i> (SERPA, 2018).	16
2.7	Esquemático de um banco de compensação série (SERPA, 2018).	17
2.8	Curva VI Característica de um MOV (ARRESTERWORKS, 2008).....	19
2.9	Coluna de MOV protegendo um banco de capacitor série (ARRESTERWORKS, 2008).....	19
2.10	GAP protegendo o banco de capacitores e o MOV.	20
3.1	Bloco de Falta modelado no ATPDraw.....	23
3.2	Módulo do banco de capacitores série modelado.	24
3.3	Resposta em frequência do filtro analógico para $N = 16$ amostras/ciclo.....	26
3.4	Processo de janelamento de um determinado sinal (GOMES, 2014).	27
3.5	Resposta em frequência do algoritmo COSMOD utilizado para $N = 16$ amostras/- ciclo.	28
4.1	Mapa do ONS de parte do sistema da interligação norte-nordeste do Brasil (ONS, 2023).....	31
4.2	Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte de parte do Sistema Interligado Nacional, regiões Norte e Nordeste.	31
4.3	Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte da linha de transmissão de circuito duplo em 500 kV com compensação série de interesse interligada ao SIN.	32
4.4	Configuração 2 de 2010 para análise do desempenho de proteção da Linha Imperatriz - P.Dutra 500 kV.....	32
4.5	Apresentação dos Trechos em análise.	34
4.6	Foto da linha de transmissão de circuito duplo Imperatriz - Presidente Dutra 500 kV enfatizando a diferença na geometria das torres (GOOGLE MAPS, 2023).	35
4.7	Tensões de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	36
4.8	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	37

4.9	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	37
4.10	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	38
4.11	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 1.	38
4.12	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	39
4.13	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 1.	39
4.14	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	40
4.15	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	40
4.16	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	41
4.17	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 2.	41
4.18	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	42
4.19	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 2.	43
4.20	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	44
4.21	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	44
4.22	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 3.	45
4.23	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	45
4.24	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	46
4.25	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 3.	46
4.26	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	47
4.27	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	48
4.28	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 4.	48
4.29	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	49
4.30	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	49
4.31	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 4.	50
4.32	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	50

4.33	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	51
4.34	(a) Sinal de disparo do GAP Remoto para o Caso 5, Circuitos 1 e 2; (b) Sinal de corrente e energia para o MOV do Circuito 1 local para o Caso 5.....	52
4.35	Indicação do local e tempo dos disparos dos GAPs para o Caso 5.	52
4.36	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	53
4.37	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	53
4.38	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 5.	54
4.39	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	55
4.40	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	55
4.41	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	56
4.42	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 6.	56
4.43	Indicação do local e tempo dos disparos dos GAPs para o Caso 6.	57
4.44	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	57
4.45	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 6.	58
4.46	Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	58
4.47	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	59
4.48	Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	60
4.49	Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 7.	60
4.50	Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	61
4.51	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 7.	61
4.52	Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 8: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.	62
4.53	Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 8: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.....	63

LISTA DE TABELAS

1.1	Frequência de perturbações com envolvimento da Rede Básica em 2022 - Por componente origem (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022a).....	2
3.1	Parâmetros para o o bloco de falta modelado no ATPDraw.	23
3.2	Parâmetros do TC.	25
3.3	Coefficientes do plano- α calculados.	29
3.4	Ajustes da Característica de Restrição.....	29
4.1	Impedâncias equivalentes em % (utilizando $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ e $V_{base} = 500 \text{ kV}$).	33
4.2	Tensões equivalentes interna de Thévenin.....	33
4.3	Cargas equivalentes consideradas como impedâncias constantes.....	33
4.4	Dados das linhas de transmissão do circuito duplo entre as subestações de Impe- ratriz e Presidente Dutra.	34
4.5	Dados dos bancos de capacitores série presentes nas linhas IZPDC1 e IZPDC2	34
4.6	Casos simulados para curtos-circuitos na sistema da ELN.	35

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis

FF_L	Impedância Equivalente de Thévenin Local.	[Ω]
FF_R	Impedância Equivalente de Thévenin Remota.	[Ω]
d	Porcentagem da Localização da Falta.	[%]
δ	Carregamento do Sistema.	[$^\circ$]
$\Delta \bar{I}_1$	Fasor de Corrente Sobreposta do Circuito 1.	[A]
$\Delta \bar{I}_2$	Fasor de Corrente Sobreposta do Circuito 2.	[A]
\bar{I}_1	Corrente na Linha de Transmissão 1.	[A]
\bar{I}_2	Corrente na Linha de Transmissão 2.	[A]
\bar{I}_L	Corrente no Terminal Local.	[A]
\bar{I}_R	Corrente no Terminal Remoto.	[A]
$\bar{I}_{1,carga}$	Fasor de Corrente de Carga, ou Pré-falta, do Circuito 1.	[A]
$\bar{I}_{2,carga}$	Fasor de Corrente de Carga, ou Pré-falta, do Circuito 1.	[A]
I_{op}	Corrente de Operação.	[A]
\bar{I}_{pk}	Corrente de <i>Pick-up</i> .	[A]
I_{res}	Corrente de Restrição.	[A]
K	Ajuste de Sensibilidade da Proteção Diferencial Transversal.	
l	Comprimento Total da Linha.	[km]
N	Número de Amostras por Ciclo.	
P_{inc}	Número de Períodos para o Cálculo das Correntes Sobrepostas.	
r	Vetor no Plano- α dado pelo Quociente entre \bar{I}_2 e \bar{I}_1 .	
R_{ff}	Resistência de Falta.	[Ω]
a	Parte Real de r .	
b	Parte Imaginária de r .	
\bar{V}_L	Fasor Tensão da Fonte Local.	[V]
\bar{V}_R	Fasor Tensão da Fonte Remota.	[V]
t_m	Tempo Máximo de Eliminação de Defeito.	[s]
Z_L	Impedância Equivalente de Thévenin da Fonte Local.	[Ω]
Z_R	Impedância Equivalente de Thévenin da Fonte Remota.	[Ω]

Siglas

87B	Proteção Diferencial de Barramento
87L	Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão
87LA	Proteção Diferencial Longitudinal de Linhas de Transmissão para Fase A
87LB	Proteção Diferencial Longitudinal de Linhas de Transmissão para Fase B
87LC	Proteção Diferencial Longitudinal de Linhas de Transmissão para Fase C
87LT	Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão
87LTA	Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão para Fase A
87LTB	Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão para Fase B
87LTC	Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão para Fase C
87LTQ	Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa
87T	Proteção Diferencial de Transformadores
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATC	Análise Transitória de Curto-Circuito
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CMS	<i>Current Mapping Strategy</i> ou Estratégia de Mapeamento de Correntes
ELN	Eletronorte
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
LKC	Lei de <i>Kirchhoff</i> das Correntes
MOV	<i>Metal Oxide Varistors</i> ou Varistor de Óxido Metálico
ONS	Operador Nacional do Sistema
Plano- α	Plano Alfa
pu	por unidade
PAG	Plano- α Generalizado
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SE	Subestação
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCs	Transformadores de Corrente
TPs	Transformadores de Potencial
TPCs	Transformadores de Potencial Capacitivo

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A transmissão de energia elétrica é um aspecto fundamental para suprir a crescente demanda energética que enfrentamos atualmente. No entanto, é necessário aumentar a capacidade de transmissão sem comprometer a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos de potência.

Uma das principais soluções adotadas é a instalação de bancos de capacitores série em linhas de transmissão. Essa alternativa tem se destacado devido à sua boa relação de custo-benefício tanto na instalação quanto na manutenção. Os bancos de capacitores ajudam a transmitir maiores blocos de energia, permitindo suprir a demanda crescente. No entanto, essa abordagem também apresenta desafios em relação à proteção do sistema elétrico. Em situações como inversão de corrente e tensão, impedância de fase desbalanceada e oscilações subsíncronas, as funções de proteção, como a diferencial, podem perder sua eficiência e confiabilidade. Portanto, é crucial encontrar soluções que garantam a operação segura e confiável desses sistemas mesmo diante desses desafios (ANDERSON; FARMER, 1996).

Outra solução é configuração de linhas de transmissão em circuito duplo que tem sido adotada em sistemas de transmissão devido às suas vantagens, como a capacidade de transferência de potência e o compartilhamento de infraestrutura. No entanto, é importante reconhecer que essa configuração também apresenta desafios, como o acoplamento de sequência zero entre os dois circuitos, o qual pode interferir na atuação adequada do relé responsável pela proteção de distância em situações de curtos-circuitos que envolvam a terra (APOSTOLOV et al., 2007).

Além disso, é importante ressaltar a importância das linhas de transmissão no contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas linhas conectam as fontes geradoras de energia aos grandes centros consumidores de carga, que muitas vezes estão distantes entre si por centenas de quilômetros. Devido à sua extensa extensão geográfica, as linhas de transmissão estão mais suscetíveis a defeitos do que outros equipamentos do sistema elétrico de potência (DINIZ, 2016).

Diversos fatores podem contribuir para a ocorrência de defeitos, tais como rompimento e queda de cabos e torres devido a condições climáticas adversas, queimadas na faixa de servidão, descargas atmosféricas e defeitos nos isoladores (DALLBELLO et al., 2007) (DINIZ, 2016). De acordo com dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 71,15% das perturbações registrados na Rede Básica do SIN em 2022 foram relacionados às linhas de transmissão, como mostrado na Tabela 1.1 (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022a).

Esses números evidenciam a necessidade de investimentos em tecnologias e estratégias de

Tabela 1.1: Frequência de perturbações com envolvimento da Rede Básica em 2022 - Por componente origem (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022a).

Equipamento	Perturbações	Porcentagem (%)
Linhas de Transmissão	2123	71,15
Controle de Reativos	358	12,00
Transformadores	268	8,98
Barramento	50	1,68
Outros (Filtro, conversor)	44	1,48
Fora da Rede Básica	141	4,73
Total	2984	100

manutenção para minimizar a ocorrência de defeitos e garantir a confiabilidade do sistema de transmissão de energia elétrica. A pesquisa e o desenvolvimento de métodos avançados de proteção, além da adoção de medidas preventivas, são essenciais para lidar com os desafios enfrentados pelas linhas de transmissão e manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica de forma segura e eficiente.

A proteção de linhas de transmissão é crucial diante do crescimento do SIN e da demanda dos grandes centros consumidores. É necessário utilizar projetos de proteção robustos, capazes de eliminar defeitos de forma rápida e segura. A função diferencial de corrente, com o uso de relés numéricos microprocessados e comunicação óptica, tem se destacado como uma solução eficiente. No entanto, é essencial investigar seu comportamento em linhas de transmissão com compensação série sem o uso de comunicação entre as extremidades da linha de transmissão. O trabalho busca analisar o desempenho de um sistema simulado em diferentes situações operacionais e de falhas, visando garantir a confiabilidade e seletividade do sistema elétrico com o uso da função diferencial transversal de sequência negativa. Os resultados contribuirão para aprimorar a proteção de linhas de transmissão e acompanhar o crescimento do SIN de forma segura e sustentável.

1.2 MOTIVAÇÃO

Neste trabalho, é abordado um estudo sobre a proteção diferencial transversal em Linhas de Transmissão (LTs) de circuito duplo com compensação série, especificamente um subsistema da Eletrobras Eletronorte (ELN), com análise dos resultados no plano- α . A proteção diferencial transversal, também conhecida como função 87LT, é uma alternativa economicamente viável para proteger esse tipo de LT, pois não requer a troca de informações entre os terminais, eliminando a necessidade de sincronização de dados. No estudo, são consideradas as correntes convencionais, incrementais e, especialmente, a sequência negativa. Além disso, a função 87LT não é afetada pelo acoplamento mútuo de sequência zero presente nas linhas de circuito duplo (WANG et al., 2005b) (NEVES, 2019).

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a proteção diferencial transversal de sequência negativa usando o plano- α em linhas de transmissão de 500 kV com compensação série fixa. Portanto, os objetivos específicos incluem:

- Conhecer os princípios essenciais da proteção diferencial transversal de corrente aplicada no plano- α em linhas de transmissão, com foco na utilização da sequência negativa;
- Identificar os desafios enfrentados ao utilizar a proteção diferencial transversal de corrente em linhas de transmissão com compensação série implementada por meio de bancos de capacitores;
- Aplicar um algoritmo capaz de realizar análises de desempenho da atuação do relé diferencial de linha de forma precisa e confiável;
- Validar o algoritmo utilizado para a proteção diferencial em um caso de estudo, que possui compensação série em ambos os terminais, e modelá-la em software de transitórios eletromagnéticos para demonstrar o desempenho prático da função de proteção diferencial;
- Analisar o comportamento da proteção e avaliar o seu desempenho perante análises transitórias.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A estrutura deste trabalho é organizada da seguinte forma:

- O capítulo 2 aborda os fundamentos teóricos da proteção diferencial transversal, dos planos de representação e da compensação série;
- O capítulo 3 discute as ferramentas computacionais utilizadas, os principais componentes do sistema e os métodos de estimação de fasores utilizados pelos relés;
- O capítulo 4 apresenta o sistema teste de simulação, os resultados e análises derivados das simulações realizadas;
- Por fim, o capítulo 5 traz as conclusões e sugestões para futuros estudos relacionados aos temas mencionados.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A energia elétrica é um recurso imprescindível na vida cotidiana. Logo, ocorre a crescente demanda pelo fornecimento contínuo e consistente de energia elétrica. Por isso, a proteção do sistema é necessária com o objetivo de atender a todos os consumidores em regime de operação e atuar somente quando necessário em casos de distúrbios no sistema.

Grande parte dos equipamentos constituintes dos sistemas elétricos, como transformadores, geradores, equipamentos de medição e dentre outros, possuem custo elevado e manutenção onerosa.

Nesse ínterim, a Proteção de Sistemas Elétricos possui grande importância devido à suas funções de proteger os Sistemas Elétricos de Potência e garantir a continuidade do serviço. Um sistema de proteção elétrico pode ser definido como um conjunto de equipamentos que tem como objetivo desempenhar a proteção contra faltas e quaisquer outras condições anormais nos componentes do sistema elétrico (GERS; HOLMES; ENGINEERS, 2004).

A principal função do sistema de proteção é garantir a desconexão da parte defeituosa do sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade. Em segundo lugar, o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias de identificação dos defeitos para uma recuperação.

A detecção de um defeito em um sistema elétrico é obtida, de forma geral, pela aplicação de um dos seguintes critérios (FILHO; MAMEDE, 2020):

- Elevação da corrente;
- Elevação e redução da tensão;
- Inversão do sentido da corrente;
- Alteração da impedância do sistema;
- Comparação de módulo e ângulo de fase na entrada e na saída do sistema.

Para que um sistema elétrico seja provido de proteção adequada, esta deve apresentar alguns requisitos básicos (ANDERSON, 1999):

- Sensibilidade: capacidade de identificar falhas para as quais ele foi projetado;
- Confiabilidade: habilidade de atuar corretamente quando necessário ou de evitar operações desnecessárias;

- Seletividade: capacidade de prover a máxima continuidade de serviço com um mínimo de desconexões para isolar uma falta no sistema;
- Coordenação: capacidade de determinar os ajustes apropriados do sistema de proteção, a fim de se obter seletividade em sua operação;
- Velocidade: característica voltada para reduzir o tempo de duração da falta, por um mínimo de danos no sistema protegido;
- Economia: Relaciona-se ao objetivo de sempre avaliar o custo *versus* benefício, visando ter máxima proteção ao menor custo;
- Simplicidade: característica que considera a utilização mínima de equipamentos e circuitos na execução da proteção; e
- Manutenibilidade: capacidade de permitir manutenção rápida e pontual, reduzindo-se ao mínimo os custos de manutenção e o tempo durante o qual o sistema fica fora de serviço.

Um dos dispositivos mais importante em um sistema de proteção é o relé, pois ele é o responsável por identificar possíveis anormalidades no sistema elétrico e tomar a decisão de quais disjuntores deverão abrir afim de retirar do sistema a parte defeituosa e de maneira seletiva.

De acordo com Mamede (2020) o esquema básico de funcionamento de um relé de proteção pode ser apresentado pela Figura 2.1, que descreve os seus diversos componentes.

A estrutura básica pode ser dividida nas seguintes topologias

- Unidade de entrada: são equipamentos responsáveis por receber informações das variáveis no sistema elétrico, como transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs), e enviá-las para a unidade de conversão do relé de proteção. Além disso, as unidades de entrada oferecem isolamento elétrico entre o sistema elétrico e os dispositivos de proteção, impedindo que altas tensões e correntes sejam transferidas para esses dispositivos;
- Unidade de conversão de sinal: é o componente interior dos relés que recebe as entradas dos transformadores de corrente e tensão e as traduz em sinais com a modulação necessária para o nível de operação dos relés;
- Unidade de medida: realiza a avaliação dos sinais de conversão e os compara com os valores pré-determinados que foram definidos como referencial. Se os sinais de entrada possuírem números ainda maiores ou menores, a unidade de medida irá emitir um sinal para a unidade de saída;
- Unidade de saída: componente do relé responsável de enviar um comando para a unidade de acionamento;
- Unidade de acionamento: componente encarregado por realizar a ativação do elemento de desconexão do sistema, geralmente ligado a disjuntor ou interruptores.

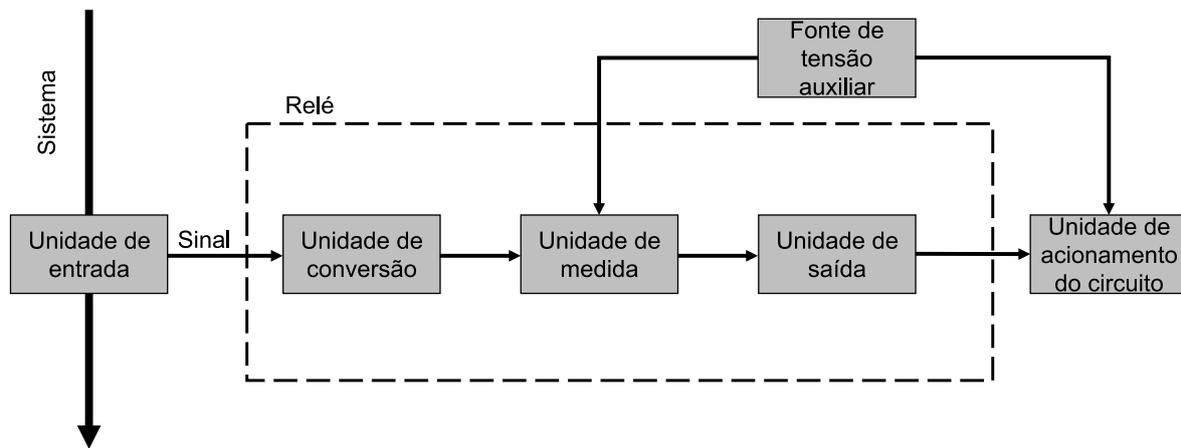


Figura 2.1: Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção (FILHO; MAMEDE, 2020).

Sobre o aspecto construtivo dos relés, considera-se três tipos principais (FILHO; MAMEDE, 2020):

- Relé Eletromecânico: relé baseado na força de atração entre componentes de material magnético e elástico (com o uso de molas);
- Relé Eletrônico ou Estático: relé construído com peças eletrônicas, que usam lógicas digitais. São bem menores do que os relés mecânicos, mas podem apresentar dificuldades com a resistência às condições climáticas de acordo com as regiões onde serão instalados;
- Relé Digital ou Numérico: relé que utiliza microprocessadores para executar as funções de proteção. A grande vantagem é que os algoritmos computacionais permitem o desenvolvimento de vários usos programados pelo usuário. Isso resulta em maior velocidade e sensibilidade, além da possibilidade de acesso remoto e armazenamento de dados;

Várias funções de proteção são executadas pelos relés (FILHO; MAMEDE, 2020). Entre as mais conhecidas, destacam-se:

- Sobrecorrente: relé que monitora o módulo da corrente em um sistema, comparando-o com um limite pré-definido (valor de *pick-up*);
- Diferencial de Corrente: relé que compara correntes elétricas fluindo entre dois terminais de um equipamento;
- Direcional: relé que identifica a direção da falha, verificando o sentido de fluxo de corrente ou potência;
- Distância: relé que detecta falhas medindo a impedância entre o relé e o local do problema. Frequentemente usado em linhas de transmissão, com sistemas de teleproteção.

A *American National Standards Institute* (ANSI) criou uma tabela de referência com a descrição das funções de proteção e seus respectivos códigos numéricos para padronização e abrangência internacional (ANSI, 2008). Este código é usado, geralmente, nos projetos de proteção no Brasil, tornando mais fácil o entendimento dos esquemas de proteção.

2.1 ASPECTOS GERAIS SOBRE PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO

Linhas de transmissão de circuito duplo, ou paralelas, são amplamente usadas em sistemas de alta tensão devido à sua maior capacidade de transmissão de potência e a capacidade de dividir a mesma faixa de servidão (SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2011).

Há diferentes configurações baseadas na topologia do sistema e como as linhas de circuito duplo são conectadas nos terminais. Como por exemplo (APOSTOLOV et al., 2007):

- As linhas de transmissão não estão conectadas ao mesmo barramento em nenhum das extremidades da linha;
- As linhas de transmissão estão conectadas ao mesmo barramento em apenas uma extremidade da linha;
- As linhas de transmissão estão conectadas ao mesmo barramento em cada extremidade da linha.

A configuração de linhas paralelas é ainda mais complicada quando duas (ou mais) linhas no mesmo torre ou direito-de-passage estão em tensões diferentes. Novamente, existem vários cenários possíveis (APOSTOLOV et al., 2007):

- As linhas de transmissão estão conectadas à mesma subestação em cada extremidade da linha;
- As linhas de transmissão estão conectadas à mesma subestação em um dos extremos da linha;
- As linhas de transmissão não estão conectadas à mesma subestação em nenhuma das extremidades da linha.

A principal diferença entre uma única linha de transmissão e uma linha de transmissão na mesma torre ou paralela com uma ou mais outras linhas é o acoplamento mútuo. Como o comportamento dos relés de proteção é analisado em termos de componentes de sequência, segue-se alguma discussão sobre o efeito do acoplamento mútuo nos diferentes sistemas de sequência (APOSTOLOV et al., 2007). A conexão entre os circuitos paralelos com acoplamentos de sequência positiva e negativa tem pouca influência e, portanto, pode ser ignorada, pois ocorre através do

rearranjo físico dos condutores em campo nas linhas de transmissão, chamada de transposição. No entanto, o acoplamento de sequência zero não pode ser ignorado, pois representa entre 50% e 70% da impedância própria característica de cada linha (SERPA, 2018).

2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Dentre as várias medidas de proteção realizadas pelos atuais relés, a proteção diferencial destaca-se. Esta proteção baseia-se na ideia de que qualquer falha dentro de um equipamento causa um desequilíbrio nas correntes de entrada e de saída dos terminais do dispositivo.

Segundo a Lei de *Kirchhoff* das correntes (LKC), o somatório das correntes que entram em um nó são iguais ao somatório das correntes que saem desse mesmo nó. No entanto, em caso de falha interna, a soma das correntes vetoriais não se anula. Por isso, técnicas de detecção de falhas baseadas em discrepância de grandezas são muito úteis. A proteção diferencial usa transformadores de corrente (TCs) em cada extremidade da unidade protegida. Quando usada em transformadores, barramentos e linhas de transmissão, a proteção diferencial recebe os códigos 87T, 87B e 87L, de acordo com a norma ANSI (MOLAS, 2014).

A função de proteção diferencial é realizada pela segregação por fase, que se dá através de um conjunto de TCs, possibilitando a detecção independente de faltas em cada fase. Desta maneira, é possível escolher entre abertura monopolar ou tripolar dos disjuntores da linha, o que aumenta a confiabilidade do sistema, pois são garantidas as fases não afetadas (MOLAS, 2014). Segundo a norma ANSI, as unidades de fase para a proteção diferencial longitudinal são denominadas 87LA, 87LB e 87LC. Enquanto para a função de proteção diferencial transversal de linhas de transmissão é denominada por 87LTA, 87LTB e 87LTC, representadas respectivamente pelas fases A, B e C. Vale ressaltar que esse código para a proteção diferencial transversal não é prevista na norma ANSI, mas será utilizada para referenciá-la.

A função diferencial longitudinal pode fornecer uma proteção segura para linhas de transmissão paralelas, porém são dependentes da confiabilidade do canal de comunicação. No entanto, para aproveitar ao máximo os benefícios desta técnica de proteção, uma abordagem que não dependa de comunicação entre os relés localizados em cada terminal e que utilize informações obtidas localmente é importante para melhorar a segurança deste tipo de circuito (SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2011).

2.2.1 Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo

Como o problema para a proteção longitudinal, como mencionado anteriormente, em linhas paralelas está relacionado com a confiabilidade do canal de comunicação, pode-se utilizar a técnica de proteção transversal, já que essa proteção não necessita de de um meio de comunicação entre as extremidades da linha de transmissão, visto que as grandezas de tensão e corrente exigem

das são obtidas localmente por cada dispositivo. Para realizar esta função, é instalado um relé em cada terminal da linha, como pode ser visto pela Figura 2.2.

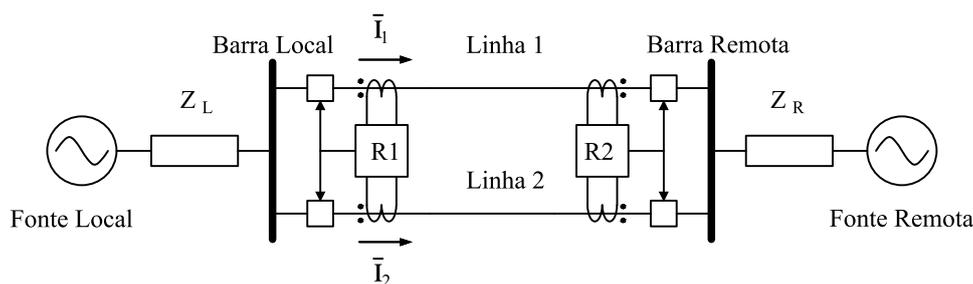


Figura 2.2: Representação da proteção transversal de uma linha de circuito duplo (GOMES, 2014).

2.2.2 Proteção Diferencial Transversal Convencional

O princípio básico da Proteção Diferencial Transversal Convencional é baseado na comparação da amplitude de corrente das duas linhas, como apresentado nas Equações (2.1) e (2.2). Onde $|\bar{I}_1|$ e $|\bar{I}_2|$ são as amplitudes (em módulo) das correntes nas duas linhas de transmissão; \bar{I}_{pk} é o valor de *pick-up*. Caso alguma destas duas condições seja satisfeita, um *trip* é enviado indicando uma falta na linha correspondente (WANG et al., 2005b):

$$|\bar{I}_1| - |\bar{I}_2| \geq \bar{I}_{pk} \longrightarrow \text{Trip na Linha 1} \quad (2.1)$$

$$|\bar{I}_2| - |\bar{I}_1| \geq \bar{I}_{pk} \longrightarrow \text{Trip na Linha 2} \quad (2.2)$$

Em condições normais de operação, as correntes \bar{I}_1 e \bar{I}_2 são semelhantes, levando a subtração dos módulos a ser inferior a \bar{I}_{pk} , ou seja, não haverá o *trip*. Contudo, quando há uma falta interna em uma das linhas de transmissão, a corrente desta linha será superior em módulo em relação à outra, sendo detectado a falta segundo as Equações (2.1) e (2.2).

Vale ressaltar que a corrente de *pick-up* (\bar{I}_{pk}) deve ser numericamente superior aos seguintes fatores (WANG et al., 2005b):

- Corrente desequilibrada para uma falta externa;
- Corrente de carga máxima para uma condição de operação de linha única;
- Corrente diferencial da fase sã para a fase defeituosa na zona de operação sucessiva.

Entretanto, a corrente de \bar{I}_{pk} não deve ser exageradamente alta, pois quanto maior essa corrente, menos sensível será a proteção, especialmente em condições de alto carregamento.

Se a zona de operação instantânea for menor que 50% da linha, pode haver a formação de zonas nas quais a falta não é detectada (zonas mortas), pois para a detecção em modo sucessivo, é necessário que o relé instalado em um determinado terminal da linha detecte a falta instantaneamente e abra seus disjuntores. Para garantir uma melhor proteção diferencial, é utilizada a técnica

percentual, descrita posteriormente (WANG et al., 2005b)(GOMES, 2014)(SERPA, 2018).

2.2.3 Proteção Diferencial Transversal Percentual

Essa estratégia de função de proteção diferencial transversal percentual utiliza os conceitos de correntes de operação (I_{op}) e de restrição (I_{res}). Uma das possíveis formas dos equacionamentos está apresentada na Equação (2.3) para a proteção do circuito 1 e na Equação (2.4) para o circuito 2 (WANG et al., 2005b)(MILLER et al., 2010)(GOMES, 2014).

$$I_{op} = |\bar{I}_1| - |\bar{I}_2|, \quad I_{res} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2|, \quad (2.3)$$

$$I_{op} = |\bar{I}_2| - |\bar{I}_1|, \quad I_{res} = |\bar{I}_2| + |\bar{I}_1| \quad (2.4)$$

Para uma atuação da função de proteção diferencial transversal percentual, a corrente de operação deve ser maior que a corrente de restrição com um fator K , um ajuste de sensibilidade da proteção, e maior que a corrente de *pick-up* (I_{pk}), conforme Equação (2.5) (WANG et al., 2005b)(MILLER et al., 2010)(GOMES, 2014).

$$I_{op} > KI_{res}, \quad I_{op} > I_{pk} \quad (2.5)$$

Os valores do parâmetro K são definidos considerando-se o maior desequilíbrio durante falta externa, em conjunto com a corrente de *pick-up* (WANG et al., 2005b).

2.2.4 Método das Correntes Sobrepostas ou Incrementais

Anteriormente foi descrita a função da proteção diferencial transversal percentual, que é capaz de aumentar a sensibilidade da proteção diferencial transversal. No entanto, essa função ainda é afetada pela corrente de carga. Se houver uma grande discrepância na força das fontes nos dois extremos das linhas de circuito duplo, a amplitude da corrente nas duas linhas próximas à fonte mais fraca será semelhante, o que pode impedir que a proteção diferencial percentual atue para remover a falha. (WANG et al., 2005a).

Para melhorar o desempenho da proteção diferencial transversal nos cenários mencionados, pode-se recorrer ao método das correntes sobrepostas, ou incrementais. Esse método se baseia no fato de que, durante a ocorrência de falhas, correntes sobrepostas são geradas, as quais podem ser definidas como a diferença entre as correntes medidas e os valores de pré-falta correspondentes (WANG et al., 2005a).

Sendo assim, no que diz respeito ao elemento diferencial transversal percentual incremental, as equações para as correntes de operação e restrição passam a ser definidas conforme indicado pela Equação (2.6) para o elemento do circuito 1 e pela Equação (2.7) para o elemento do circuito

2 (WANG et al., 2005a).

$$I_{op} = |\Delta \bar{I}_1| - |\Delta \bar{I}_2|, \quad I_{res} = |\Delta \bar{I}_1| + |\Delta \bar{I}_2|, \quad (2.6)$$

$$I_{op} = |\Delta \bar{I}_2| - |\Delta \bar{I}_1|, \quad I_{res} = |\Delta \bar{I}_2| + |\Delta \bar{I}_1| \quad (2.7)$$

no qual $\Delta \bar{I}_1$ e $\Delta \bar{I}_2$ representam os fasores de correntes sobrepostas dos circuitos 1 e 2 respectivamente, seguindo a Equação (2.8).

$$\Delta \bar{I}_1 = \bar{I}_1 - \bar{I}_{1,carga}, \quad \Delta \bar{I}_2 = \bar{I}_2 - \bar{I}_{2,carga} \quad (2.8)$$

em que os fasores $\bar{I}_{1,carga}$ e $\bar{I}_{2,carga}$ representam os fasores de carga (pré falta) para os circuitos 1 e 2, respectivamente.

Uma maneira de realizar esse cálculo seria como mostrado na Equação (2.9).

$$\Delta \bar{I}_n(k) = \bar{I}_n(k) - \bar{I}_n(k - P_{inc}N) \quad (2.9)$$

onde n pode ser 1 ou 2, dependendo do circuito, k é amostra que se deseja analisar, P_{inc} é um número natural que indica a quantidade de períodos considerados como pré-falta e N é o número de amostras por ciclo.

Observa-se que esse método retira a corrente de carga com base nas amostras de ciclos anteriores. A depender do valor de P_{inc} , essa função só identifica o curto-circuito por uma janela de tempo, já que essa corrente é atualizada em cada amostra de k .

2.2.5 Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa

Parte do mesmo princípio da proteção diferencial transversal convencional (87LT). De forma que as correntes de operação e restrição são calculadas utilizando as correntes de sequência negativa.

Esse tipo de proteção é utilizado para identificar faltas assimétricas, já que surgem componentes de sequência negativa no circuito de falta equivalente.

As correntes de operação (I_{opQ}) e de restrição (I_{resQ}) da função Proteção Diferencial Transversal de Sequência Negativa (87LTQ) para a proteção do circuito 1 são dadas por:

$$I_{opQ} = |\bar{I}_{1q}| - |\bar{I}_{2q}| \quad (2.10)$$

$$I_{resQ} = |\bar{I}_{1q}| + |\bar{I}_{2q}| \quad (2.11)$$

Vale lembrar o cálculo da sequência negativa:

$$\bar{I}_{nq} = \frac{1}{3} (\bar{I}_{na} + \beta^2 \bar{I}_{nb} + \beta \bar{I}_{nc}) \quad (2.12)$$

$$\beta = 1 \angle 120^\circ \quad (2.13)$$

onde $n = \{1, 2\}$.

A função 87LTQ operará se as duas condições forem satisfeitas:

$$I_{opQ} > I_{pkQ}, \quad (2.14)$$

$$I_{opQ} > K \cdot I_{resQ} \quad (2.15)$$

É interessante notar que a corrente de sequência negativa é naturalmente incremental, pois não depende da corrente de carregamento ($\bar{I}_{1,carga}$ e $\bar{I}_{2,carga}$), pois o equivalente de Thévenin para a sequência negativa é constituído somente por impedâncias e a fonte de corrente que depende do tipo de curto-circuito e da topologia do sistema.

2.2.6 Modos de Operação

A proteção diferencial transversal tem dois modos de operação principais: instantâneo e sucessivo. O modo instantâneo é usado para detectar falhas próximas do relé ou no meio da linha, de forma que o relé possa localizar a falha independentemente do sinal remoto. Se o relé detectar a falha rapidamente, ela será extinta completamente de forma instantânea (WANG et al., 2005b)(GOMES, 2014).

Em modo de operação sucessivo, apenas um dos relés é capaz de detectar uma falta instantaneamente, eliminando-a apenas em um dos terminais. No entanto, quando um dos terminais da linha é aberto, altera a contribuição de falta, permitindo ao relé restante detectá-la e abrir seus disjuntores (WANG et al., 2005b)(GOMES, 2014). Esta ação depende da atuação remota, e seu tempo de atuação depende do tempo de abertura dos disjuntores, que geralmente variam entre um ciclo e meio e três ciclos (SCHWEITZER et al., 2015).

2.3 PLANOS DE REPRESENTAÇÃO

Existem duas ferramentas gráficas que são usadas para analisar a proteção diferencial: o plano operacional e o plano alfa (também conhecido como plano- α). Ambas as formas de representação serão apresentadas nas próximas duas subseções.

2.3.1 Plano Operacional

No plano operacional, a representação é feita por meio de um gráfico da corrente de operação em função da corrente de restrição, plotado em um plano cartesiano. A partir dessa representação, é possível identificar duas regiões distintas: a região de restrição, que fica abaixo da reta formada pela corrente de *pick-up* e pela curva ajustável em função da corrente de restrição; e a região de operação, que fica acima dessa reta. Quando a corrente de operação alcança valores que

posicionam o ponto correspondente no gráfico dentro da região de operação, o relé deve atuar, enviando o sinal de *trip* para os disjuntores. Essa representação é ilustrada na Figura 2.3. É importante notar que, quanto maior for a inclinação da curva ajustável, menos sensível será a atuação do relé, já que a região de restrição será maior.

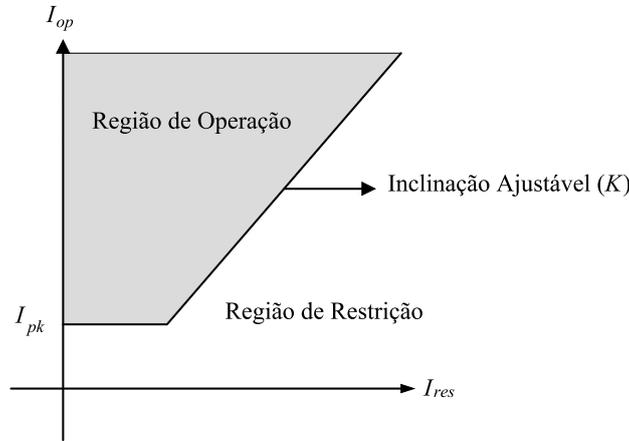


Figura 2.3: Plano Operacional (DINIZ, 2016).

2.3.2 Plano Alfa

O Plano Alfa é uma representação complexa em que os eixos das coordenadas representam a parte real e imaginária da razão r . Na função 87L, os quocientes são usados para representar a razão das correntes nos terminais do circuito. Para obter os valores de r , são usados os fasores de correntes dos circuitos 1 e 2 e é feita a razão entre os valores do terminal remoto e local (\bar{I}_R/\bar{I}_L) para o terminal local, e a razão entre os valores do terminal local e remoto (\bar{I}_L/\bar{I}_R) para o terminal remoto. Já na função 87LT, a razão é feita com os valores das correntes sobrepostas ($\Delta\bar{I}_1/\Delta\bar{I}_2$) para a proteção do circuito 1 e ($\Delta\bar{I}_2/\Delta\bar{I}_1$) para o circuito 2, conforme mostra a Equação (2.18) (ALTUVE et al., 2004) (ROBERTS et al., 2014).

$$\theta = \arctan\left(\frac{b}{a}\right), \quad (2.16)$$

$$a = |r| \cdot \cos(\theta) \quad e \quad b = |r| \cdot \sin(\theta) \quad (2.17)$$

2.3.3 Plano Alfa para Proteção Diferencial Transversal

Então, realiza-se a representação para a Proteção Diferencial Transversal (87LT), conforme Equação (2.18).

$$M = \frac{\Delta\bar{I}_1}{\Delta\bar{I}_2} = a + j \cdot b = r = |r| \cdot e^{j\theta}, \quad (2.18)$$

$$\frac{|\Delta\bar{I}_1|}{|\Delta\bar{I}_2|} = |r| = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (2.19)$$

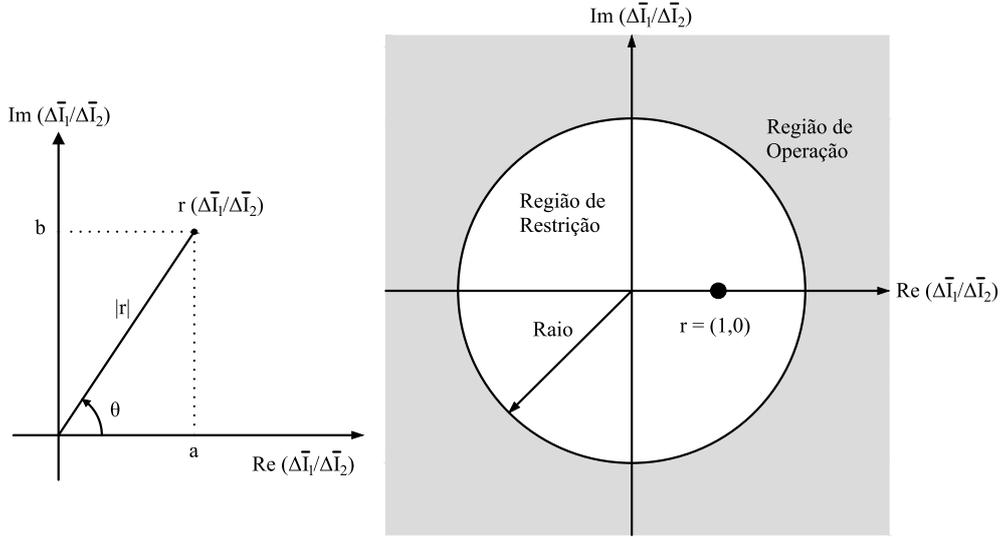


Figura 2.4: Plano Alfa para a Função 87LT (ROBERTS et al., 2014) (NEVES, 2019).

A proteção diferencial transversal calcula a razão r usando os valores das correntes sobrepostas dos circuitos 1 e 2 no mesmo terminal, onde o sentido das correntes é o mesmo. Na condição de regime permanente antes da falta, quando a divisão é realizada, os resultados se encontram no ponto $(1,0)$ no plano- α . No entanto, para faltas internas, os quocientes devem estar fora da região de restrição delimitada pela circunferência.

A modelagem para o plano alfa será empregada a Equação (2.20) para calcular a corrente de operação e a Equação (2.21) para determinar a corrente de restrição. Em seguida, ambas serão inseridas na Equação (2.22). A partir dessa última equação, infere-se que o relé entra em ação quando a corrente de operação (I_{op}) excede uma determinada porcentagem (K) da corrente de restrição (I_{res}), como apresentado anteriormente (NEVES, 2019).

Corrente de Operação:

$$I_{op} = |\bar{I}_1| - |\bar{I}_2|, \quad (2.20)$$

Corrente de Restrição:

$$I_{res} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2|, \quad (2.21)$$

$$I_{op} = K \cdot (I_{res}), \quad (2.22)$$

$$|\bar{I}_1| - |\bar{I}_2| = K \cdot (|\bar{I}_1| + |\bar{I}_2|), \quad (2.23)$$

colocando o fator comum $|\bar{I}_2|$ em evidência, e depois cancelando $|\bar{I}_2|$ em ambos os lados da

Equação (2.23) (NEVES, 2019),

$$\left(\frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} - 1\right) \cdot |\bar{I}_2| = K \cdot \left(\frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} + 1\right) \cdot |\bar{I}_2|, \quad (2.24)$$

$$\frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} - 1 = K \cdot \left(\frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} + 1\right), \quad (2.25)$$

como, a divisão das correntes em módulo é igual ao módulo da divisão das correntes, tem-se:

$$\left|\frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2}\right| - 1 = K \cdot \left(\left|\frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2}\right| + 1\right), \quad (2.26)$$

$$(1 - K) \left|\frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2}\right| = (1 + K) \quad (2.27)$$

Isolando-se o termo \bar{I}_1/\bar{I}_2 na Equação (2.27), encontra-se:

$$\left|\frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2}\right| = \frac{1 + K}{1 - K} \quad (2.28)$$

Portanto, a região de operação para o circuito 1 é definida por uma região externa a uma circunferência de raio e centro apresentados nas Equações (2.29) e (2.30) (SERPA, 2020).

$$\text{raio} = \frac{1 + K}{1 - K}, \quad (2.29)$$

$$\text{centro} = (0, 0). \quad (2.30)$$

2.3.4 Ajuste dos Valores de K para Proteção Diferencial Transversal

Pode-se observar que ao selecionar um valor maior para K , a inclinação da reta no plano de representação será mais íngreme e o raio no plano- α será maior. Essa condição sugere uma menor sensibilidade da função de proteção, conforme ilustrado na Figura 2.5. É possível notar que no plano de representação, a área hachurada representa a região de operação, enquanto no plano- α , a área hachurada corresponde à região de restrição.

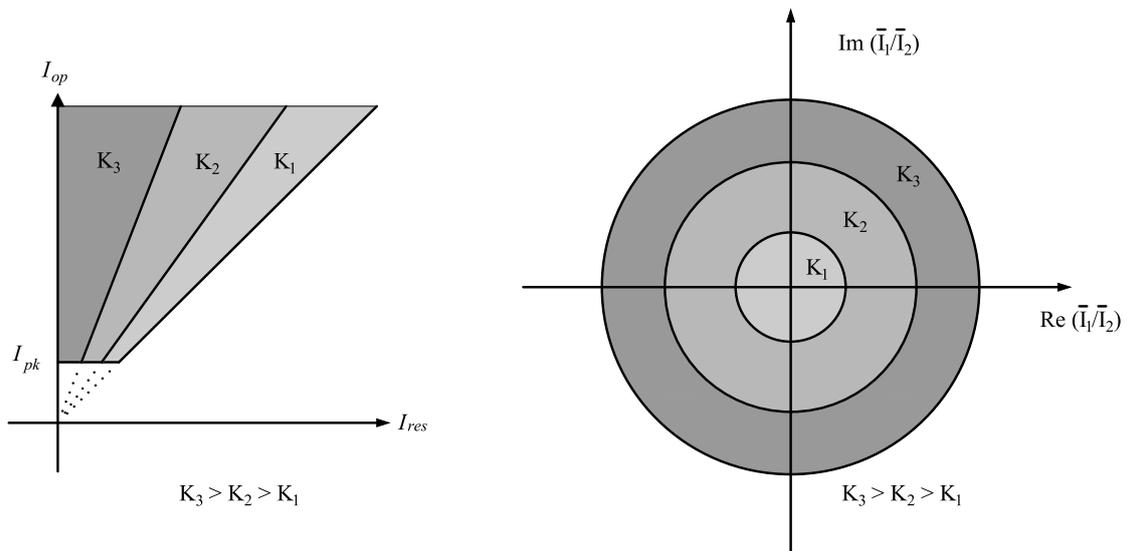


Figura 2.5: Plano Operacional e Plano Alfa (NEVES, 2019) (SERPA, 2020).

2.4 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

A utilização de compensação reativa em linhas de transmissão de comprimento médio e longo é fundamentada em dois motivos principais: aumentar a capacidade de carga da linha e manter o nível de tensão próximo ao valor nominal (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

A técnica de compensação reativa envolve a adição de componentes reativos em uma linha de transmissão para melhorar seu desempenho. Esses componentes podem ser capacitores, que são conectados em série com cada fase da linha, ou indutores, que são colocados entre cada fase e o neutro. A abordagem que utiliza capacitores é conhecida como compensação série, enquanto a utilização de indutores é denominada compensação *shunt*. A configuração esquemática dessa técnica é ilustrada na Figura 2.6 (SERPA, 2018).

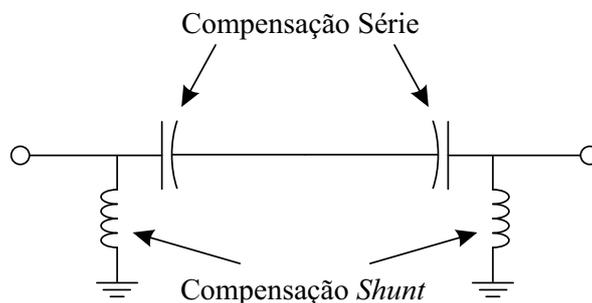


Figura 2.6: Esquemático de linha com compensação série e compensação *shunt* (SERPA, 2018).

A compensação *shunt* é caracterizada pelo consumo de potência reativa do sistema, o que ajuda a reduzir as sobretensões causadas pela diminuição da carga. Essa técnica também contribui para a diminuição das sobretensões durante transições de chaveamento. No entanto, é importante

notar que os reatores *shunt* podem limitar a capacidade de carga da linha se não forem removidos durante a operação em plena carga (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

A compensação série é conhecida por sua capacidade de transferir maior potência tanto em regime permanente quanto em regime transitório, graças à redução da impedância série da linha de transmissão (XUE et al., 2013). Essa técnica contribui para a diminuição das quedas de tensão no sistema. No entanto, é necessário implementar um esquema de proteção que remova o banco de capacitores do sistema durante condições de curto-circuito.

A utilização de um banco de capacitores em série oferece várias outras vantagens (FRONTIN, 2013) (SERPA, 2018):

- Aumento da estabilidade do sistema elétrico;
- Redução das necessidades de equipamentos de controle de tensão, como capacitores em derivação;
- Melhor distribuição de potência entre as linhas de transmissão;
- Economia nos custos quando comparada a outras alternativas tecnicamente possíveis, como a construção de novas linhas de transmissão.

A Figura 2.7 ilustra o módulo de fase de um banco de capacitores série. O dimensionamento desse banco é feito com o objetivo de obter a máxima redução de custos (CONCEIÇÃO, 2015). Os principais parâmetros levados em consideração para o dimensionamento dos bancos são (SERPA, 2018):

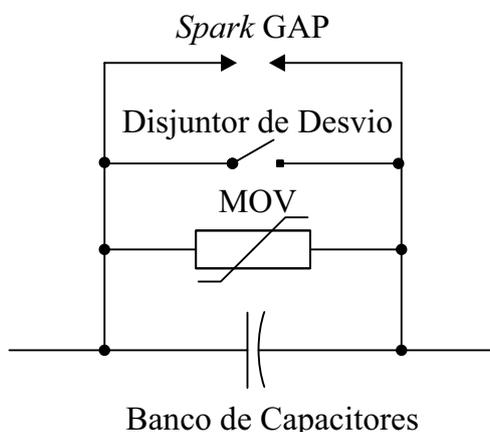


Figura 2.7: Esquemático de um banco de compensação série (SERPA, 2018).

- Reatância e corrente nominais dos bancos;
- Limite de sobrecorrente suportado pelos capacitores;
- Requisitos do sistema para reinserção do banco à rede;

- Nível de proteção exigido;
- Limite de energia armazenada nos varistores.

O dimensionamento da reatância capacitiva é realizado levando em consideração os seguintes fatores (CONCEIÇÃO, 2015):

- Requisitos atuais e futuros de transferência de potência e divisão de carga;
- Limites de estabilidade requeridos pelo sistema elétrico;
- Riscos e impactos da compensação série na ocorrência de ressonância subsíncrona;
- Perfil de tensão exigido para a linha de transmissão;
- Relação custo-benefício do banco de capacitores.

2.4.1 Componentes de Proteção Presentes no Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores série são componentes dos sistemas de transmissão que conectam unidades geradoras a cargas ou interconectam sistemas de potência principais. Esses equipamentos estão sujeitos a grandes variações de carga e transitórios de corrente e tensão. Portanto, é essencial que esses bancos sejam projetados levando em consideração esses efeitos (ANDERSON; FARMER, 1996). A proteção do banco de capacitores série utiliza diversos componentes, que serão apresentados a seguir.

2.4.1.1 Varistor de Óxido Metálico (MOV)

Os varistores de óxido metálico, conhecidos como *Metal Oxide Varistors* (MOV), são dispositivos que possuem uma relação não linear entre tensão e corrente. Esses dispositivos começam a conduzir corrente e limitam a tensão entre os terminais dos bancos de capacitores quando a corrente atinge valores entre duas a três vezes a corrente nominal, como apresentadas na Figura 2.8 (XUE et al., 2013).

Os varistores são conectados em paralelo com o banco de capacitores, como mostrado na Figura 2.9, e, durante condições normais de operação, apresentam uma resistência alta, se aproximando de um circuito aberto. Nessa condição, a corrente flui pelos capacitores.

No entanto, durante condições de carga elevada ou falhas externas na linha de transmissão, a corrente que flui pelos capacitores aumenta, resultando em um aumento da tensão entre seus terminais. Com esse aumento, os varistores começam a conduzir corrente e desviam parte dela dos capacitores, limitando assim a tensão nos terminais do banco de capacitores.

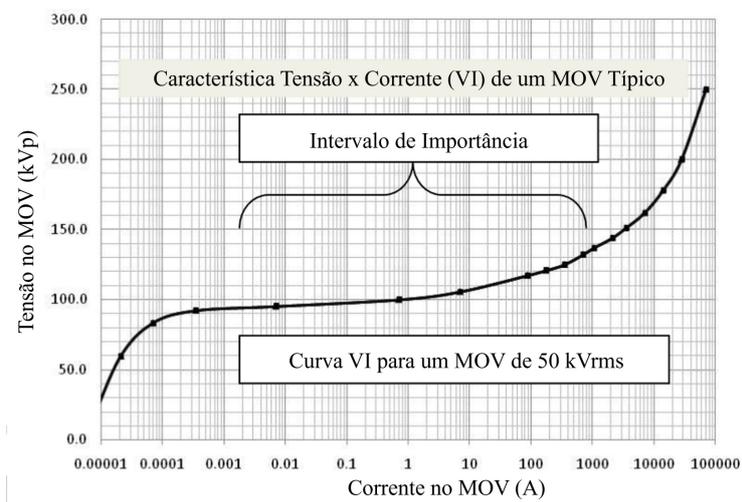


Figura 2.8: Curva VI Característica de um MOV (ARRESTERWORKS, 2008).



Figura 2.9: Coluna de MOV protegendo um banco de capacitor série (ARRESTERWORKS, 2008).

2.4.1.2 Centelhador (GAP)

Os centelhadores, também conhecidos como *Spark* GAPS ou GAPS, são dispositivos compostos por dois eletrodos separados por uma pequena distância, como representado pela Figura 2.10. Eles são conectados em paralelo com o banco de capacitores e têm a capacidade de desviar a corrente que passa por ele, criando um arco elétrico entre os eletrodos. Esse arco é gerado por um circuito de controle com o objetivo de proteger o banco de capacitores e os varistores contra sobretensões (CONCEIÇÃO, 2015).

Conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2022b), não é permitido o acionamento de dispositivos de proteção dos varistores do banco de capacitores série, conhecidos como dispositivos de *bypass*, para falhas externas à linha de transmissão, exceto em algumas situações específicas:

- Falhas externas que são resolvidas dentro do tempo máximo de eliminação do defeito (t_m),



Figura 2.10: GAP protegendo o banco de capacitores e o MOV.

com um valor de 100 ms para tensões nominais iguais ou superiores a 345 kV e 150 ms para tensões inferiores a 345 kV;

- Falhas externas trifásicas que são eliminadas dentro do tempo t_m , mas com tentativas mal sucedidas de religamento após um tempo de espera de 500 ms. Nessa situação, o circuito de proteção dos varistores só pode entrar em ação após t_m milissegundos da segunda tentativa mal sucedida de religamento.

2.4.1.3 Disjuntor de Desvio (*Bypass*)

É necessário incluir um sistema de *bypass* no banco de capacitores série devido às seguintes razões (ANDERSON; FARMER, 1996) (SERPA, 2018):

- Proteção contra sobretensões;
- Necessidade de chaveamento controlado do banco, seja para retirá-lo de operação ou colocá-lo em funcionamento;
- Desvio e reinserção monofásica ou trifásica;
- Limitação de oscilações de alta amplitude e correntes de descarga de alta frequência.

O disjuntor de desvio é uma chave mecânica utilizada geralmente para fins de manutenção. Esse dispositivo é conectado em paralelo com o banco de capacitores e atua em conjunto com os *Spark Gaps* para extinguir o arco elétrico gerado entre eles. Além disso, o disjuntor também é responsável por desligar o banco em casos de falta interna ou falhas externas de longa duração, devido ao limite térmico dos varistores (CONCEIÇÃO, 2015).

Outro fator que justifica o uso do *bypass* do banco de capacitores é que os *GAPs* produzem frequências indesejadas no sistema. Essas frequências indesejadas podem causar interferência e

afetar o funcionamento adequado de outros equipamentos conectados ao sistema elétrico. Portanto, o uso do *bypass* permite evitar a propagação dessas frequências indesejadas e garantir a proteção do banco de capacitores.

2.4.1.4 Circuito de Amortecimento

Durante as operações dos centelhadores ou disjuntores de desvio, a tensão no banco de capacitores diminui rapidamente até atingir zero. Isso ocorre porque a relação entre a corrente (I_C) e a tensão (V_C) nesse elemento é definida como $I_C = C \frac{dV_C}{dt}$, onde C representa a capacitância do elemento. Como resultado dessa remoção do banco, espera-se o surgimento de correntes de descarga que possuem características oscilatórias. Para lidar com essas oscilações, é necessário utilizar um dispositivo responsável por amortecê-las (CONCEIÇÃO, 2015) (FRONTIN, 2013) (SERPA, 2018).

Para cumprir essa função, é utilizado um circuito amortecedor em série com o banco de capacitores. Esse dispositivo consiste em um reator em paralelo com um resistor ou um varistor. O amortecimento precisa ser eficaz em um intervalo de tempo entre 1 e 2 ms, a fim de garantir que a corrente de descarga dos capacitores não comprometa a integridade dos fusíveis presentes no sistema (FRONTIN, 2013) (SERPA, 2018).

2.4.2 Fenômeno da Ressonância Subsíncrona

Um fenômeno frequente em linhas de transmissão com compensação série é conhecido como ressonância subsíncrona. Quando o elemento de compensação em série, combinado com a indutância da linha de transmissão, forma um circuito ressonante série, uma frequência natural de ressonância é estabelecida de acordo com a Equação (2.31) (MILLER, 2010).

$$f_{osc} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{X_L}{\omega} \frac{1}{\omega X_C}}} = \frac{\omega\sqrt{X_C}}{2\pi\sqrt{X_L}} = f\sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (2.31)$$

Essa frequência natural de ressonância (f_{osc}) é determinada pela relação entre a reatância capacitiva do banco (X_C) e a reatância indutiva da linha (X_L), em relação à frequência de operação do sistema (f). Normalmente, a reatância capacitiva do banco é menor do que a reatância indutiva da linha, resultando em uma frequência de ressonância (f_{osc}) inferior à frequência de operação (f).

O efeito predominante da ressonância subsíncrona é observado durante perturbações transitórias, onde correntes transitórias de frequência subsíncrona (f_{osc}) são geradas. Essas correntes são sobrepostas às componentes fundamentais de frequência (f), mas se dissipam após alguns ciclos devido às resistências presentes na linha e às cargas e geradores conectados ao sistema. Em determinadas situações, a ressonância subsíncrona pode causar instabilidade no sistema, afetando o desempenho das máquinas elétricas rotativas (MILLER, 2010).

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos por meio de simulações para avaliar a proteção diferencial longitudinal e transversal em LTs de circuito duplo via plano- α . A modelagem e os testes foram realizados no software ATPDraw. Os resultados envolveram simulações de casos pontuais, em que foi realizada uma Análise Transitória de Curto-Circuito (ATC). Os resultados foram apresentados na forma de figuras, sendo que para cada caso foram analisadas as funções 87LT (com correntes tradicionais e incrementais) e 87LTQ (com o uso das correntes de sequência negativa).

Para as funções 87LT e 87LTQ, os resultados foram apresentados no plano- α , utilizando a região de restrição. Para isso, utilizou-se o centro e o raio para delimitar a área da circunferência, que é a área de restrição da atuação do relé. Dessa forma, para as amostras que se situarem dentro dessa região, não haverá atuação do relé.

Ao realizar as análises de curto-circuito, foram consideradas a influência da força das fontes dos equivalentes de Thévenin local e remoto FF_L e FF_R , respectivamente, além da localização de falta d (% do circuito), expressa em relação ao comprimento total da linha l , tipo de falta, resistência de falta R_{ff} e carregamento do sistema δ .

3.1 BLOCO DE FALTA

No ATP, a representação de curto-circuito está vinculada às ações de abertura e fechamento de chaves temporizadas. Para possibilitar a aplicação de diferentes tipos de faltas, foi empregado um sistema que combina impedâncias e chaves, conforme ilustrado na Figura 3.1.

Os parâmetros para o controle do bloco de falta estão apresentados na Tabela 3.1.

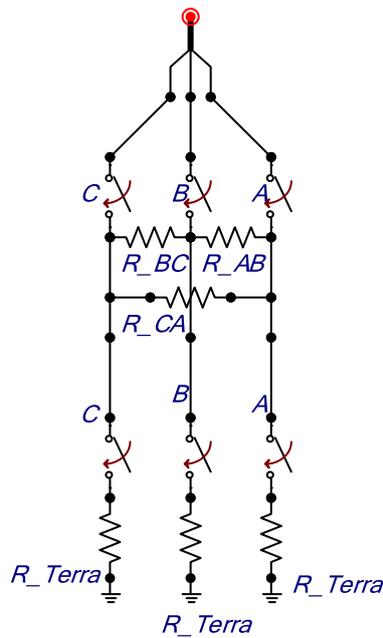


Figura 3.1: Bloco de Falta modelado no ATPDraw.

Tabela 3.1: Parâmetros para o o bloco de falta modelado no ATPDraw.

Parâmetro	Explicação	Unidade
TFA	Tempo para o fechamento da chave da fase a até as resistências	s
TFB	Tempo para o fechamento da chave da fase b até as resistências	s
TFC	Tempo para o fechamento da chave da fase c até as resistências	s
TFT	Tempo para o fechamento das chaves das fases até a terra	s
RAB	Resistência entre as fases a e b	Ω
RBC	Resistência entre as fases b e c	Ω
RCA	Resistência entre as fases c e a	Ω
RT	Resistência entre as fases e a terra	Ω

3.2 BANCO DE CAPACITORES SÉRIE

O banco de capacitores e mostrado na Figura 3.2, é composto por um circuito amortecedor, um capacitor, um MOV e um GAP. Esse banco de capacitores completo é composto por três módulos de fase que são aplicados independentemente ao sistema. A chave TACS representa o *Spark GAP*, e seu fechamento é controlado por um módulo de controle.

O circuito de controle para o disparo do GAP, utilizado no ATP é ilustrado na Figura 3.2. Esse componente é composto por um módulo que é responsável pelo acionamento do *trip* na chave TACS, representativa do GAP. Dessa forma, é realizado o *bypass* tanto do MOV quanto do banco

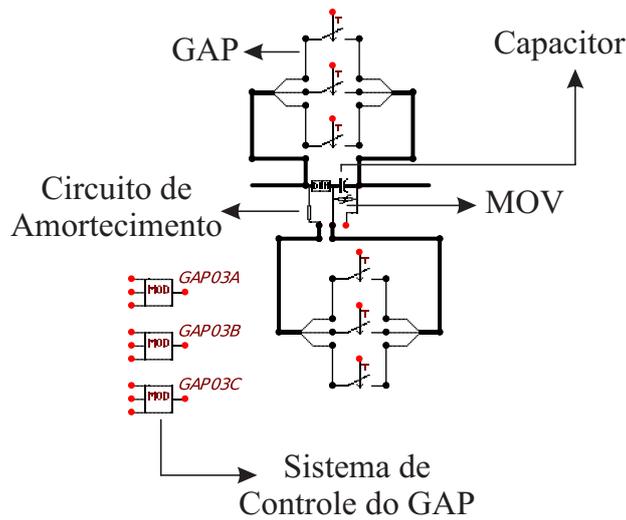


Figura 3.2: Módulo do banco de capacitores série modelado.

de capacitores da respectiva fase da linha.

O módulo adquire as grandezas de tensão entre os terminais do MOV (V_1 e V_2) e a tensão média dentro do MOV (V_M). Interiormente no bloco, ele realiza o cálculo da corrente realizando $I_{MOV} = (V_M - V_2)/0,001$ e o cálculo da potência $P = |(V_1 - V_2) \cdot I_{MOV}|$, a energia armazenada é calculada através do integral da potência, utilizando *Laplace*. Caso o valor resultante desse módulo exceda o limite estabelecido nas condições de projeto, o circuito de controle emite um sinal de *trip* para os GAPs, representados pelas chaves TACS, caracterizando um disparo por energia. Normalmente, esse tipo de disparo ocorre para faltas que ocorrem em locais mais distantes do banco, devido às correntes totais mais baixas que atravessam o banco.

O bloco compara o valor da corrente do MOV com o limite estabelecido nas condições de projeto. Se esse valor for maior do que o estabelecido, é enviado um *trip* para os GAPs. Esse segundo método é conhecido como disparo por corrente e geralmente é utilizado para faltas mais próximas ao banco, devido à severidade das correntes que fluem por ele.

Os critérios de projeto para os limiares de energia armazenada e corrente mínima são apresentados no próximo capítulo, quando é realizado o dimensionamento completo do banco de capacitores e suas proteções.

3.3 AQUISIÇÃO DOS SINAIS DE CORRENTE E TENSÃO

Os valores obtidos de corrente e tensão provenientes do ATP, são referenciados aos secundários dos TCs e dos TPs, sendo necessário transformá-los para valores primários.

A relação de transformação do TC é dado por:

$$RTC = \frac{i_1(t)}{i_2(t)} \approx \frac{N_2}{N_1} \quad (3.1)$$

em que $i_1(t)$ e $i_2(t)$ são as correntes no primário e no secundário respectivamente, enquanto N_1 e N_2 são os números de espiras no primário e no secundário do TC.

Entretanto, a relação de transformação de um TP é dado por:

$$RTP = \frac{v_1(t)}{v_2(t)} \approx \frac{N_1}{N_2} \quad (3.2)$$

no qual $v_1(t)$ e $v_2(t)$ são as tensões no primário e no secundário do TC.

Para converter para valores primários de tensão e corrente, multiplica-se cada uma dessas grandezas secundárias pelas suas respectivas relações de transformação.

$$i_1(t) = i_2(t) \cdot RTC \quad (3.3)$$

$$v_1(t) = v_2(t) \cdot RTP \quad (3.4)$$

Os transformadores de corrente (TCs) utilizados nas simulações do ATP, com os parâmetros indicados na Tabela 3.2, são do modelo C800 2000-5A de baixa reatância, em conformidade com a norma ANSI C57.13. Possuem uma relação de transformação de $RTC = 400$ e uma resistência secundária de $0,75 \Omega$ (COMMITTEE, 2005) (SERPA, 2018).

Já os transformadores de potencial (TPs) utilizados são transformadores capacitivos (TPCs) de 500 kV, com uma relação de transformação de $RTP = 500000/115$.

Tabela 3.2: Parâmetros do TC.

Corrente (A)	Fluxo (V·s)
0,0198	0,2851
0,0281	0,6040
0,0438	1,1141
0,0565	1,5343
0,0694	1,8607
0,1025	2,2771
0,2167	2,6522
0,7002	3,0234
1,0631	3,1098
15,903	3,2261

3.4 ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO

A análise de regime transitório tem como objetivo principal investigar o comportamento das trajetórias dos coeficientes no plano- α para diferentes configurações de falta. Para realizar essa análise, foram realizadas simulações de curto-circuito de diferentes naturezas no ambiente do ATP com um passo de tempo $\Delta t = 10^{-6}$ s. Por meio de uma função do MATLAB foi realizado a reamostragem dos sinais, com uma taxa de amostragem definida ($N = 32$ amostras/ciclo). Ao

tratar adequadamente esses dados, é possível representar o fenômeno do curto-circuito e o efeito das inserções ou retiradas dos bancos de capacitores nas linhas de transmissão no plano- α . Além disso, é possível realizar a análise do modo de operação sucessivo, através da abertura coordenada de determinados disjuntores da linha.

Este código de reamostragem dos sinais consiste em dois elementos fundamentais para a obtenção de dados: o filtro analógico e a reamostragem. Em sistemas com transitórios eletromagnéticos, ocorrem componentes de alta frequência que podem gerar o efeito de *aliasing* durante a amostragem dos sinais. O filtro analógico é utilizado para eliminar as componentes de alta frequência presentes nos sinais, preservando apenas a componente de frequência fundamental de 60 Hz. O projeto desse filtro deve considerar a frequência de corte e a ordem do filtro, pois filtros de ordem superior podem introduzir atrasos significativos que interferem no tempo de atuação do relé. No MATLAB, é utilizado um filtro passa-baixa de *Butterworth* de terceira ordem, com frequência de corte de 180 Hz. A resposta em frequência desse componente é mostrada na Figura 3.3.

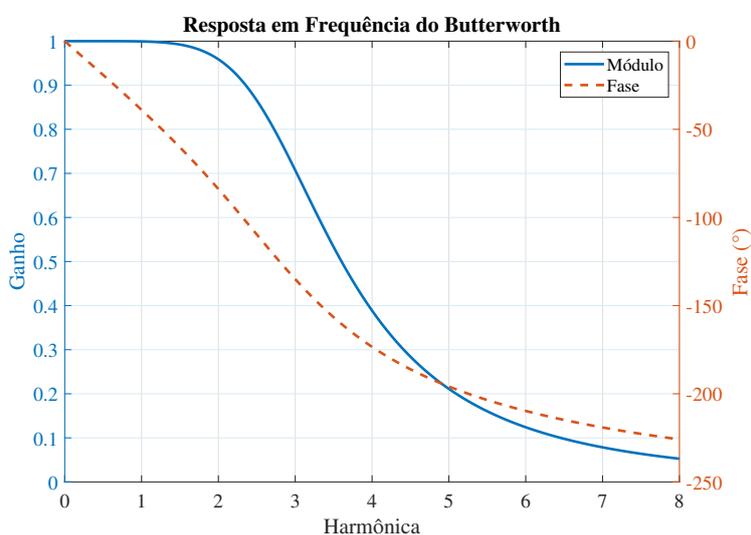


Figura 3.3: Resposta em frequência do filtro analógico para $N = 16$ amostras/ciclo.

3.5 ESTIMAÇÃO DE FASORES

Os algoritmos de estimação de fasores não recursivos de janela fixa baseiam-se na avaliação de um conjunto específico de amostras do sinal a ser estimado, denominado de janela de dados. Para cada instantes de amostragem esta janela de dados é deslocada de modo que a nova amostra seja incluída na janela, descartando-se a mais antiga. O procedimento de janelamento de um sinal de corrente é representado na Figura 3.4, evidenciando-se as fases de pré-falta, transição e falta.

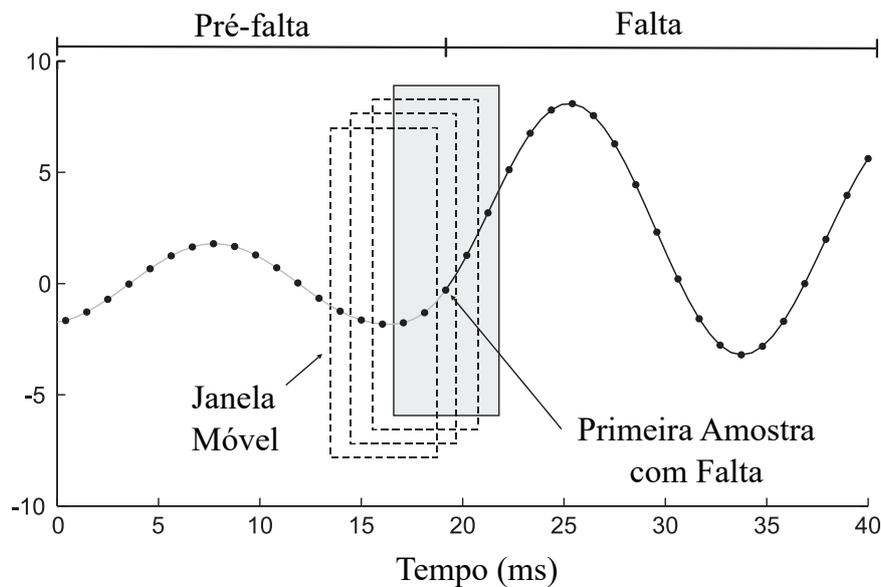


Figura 3.4: Processo de janelamento de um determinado sinal (GOMES, 2014).

Em condições de falta, a corrente e a tensão obtidos pelos relés estão sujeitos a interferências como a componente DC de decaimento exponencial, componentes harmônicos, fenômenos transitórios de alta e baixa frequência e não linearidades causadas pelos transformadores de instrumentos (FORMIGA, 2012). Os algoritmos de estimação fasorial são baseados na Transformada de Fourier, utilizados em relés digitais (PHADKE; THORP, 2009).

Pode-se definir os algoritmos de estimação fasorial como rotinas que são implementadas em relés numéricos que se baseiam na análise das grandezas elétricas (tensão e corrente) fundamentais do sistema elétrico (BAINY et al., 2012).

Grande parte dos algoritmos de estimação fasorial analisado são baseados na transformada de Fourier. Neste estudo, foi empregado um algoritmo de estimação denominado Filtro Cosseno Modificado, desenvolvido e patenteado pela ABB.

3.5.1 Cosseno Modificado

Na patente presente em (HART; NOVOSEL; SMITH, U.S. Patent 6154687 ed., November, 2000), propõe-se um algoritmo cosseno modificado como método alternativo capaz de superar a limitação do atraso de um quarto de ciclo para o atraso de uma amostra (SILVA, 2010). O cálculo da parte real e imaginária do fasor utilizando o Algoritmo Cosseno Modificado, nesse caso a sigla COSMOD será utilizada para referenciá-lo (LOPES et al., 2015).

$$X_{re}(k) = \frac{2}{N} \sum_{m=0}^{N-1} x(k - N + m) \cos\left(\frac{2\pi}{N}m\right) \quad (3.5a)$$

$$X_{im}(k) = \frac{X_{re}(k-1) - X_{re}(k) \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right)}{\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)} \quad (3.5b)$$

onde $x(k - N + m)$ é a m -ésima amostra da k -ésima janela de dados do sinal x janelado.

Observa-se que o cálculo da parte real (X_{re}) do fasor é semelhante ao cálculo da parte real do Filtro Cosseno da SEL, que por sua vez é igual à parte real do algoritmo FCDFT, porém difere em relação ao cálculo da parte imaginária (X_{im}) em que utiliza-se dados de um ciclo fundamental mais uma amostra adicional e seu uso resulta em uma melhor aproximação da componente de DC de decaimento exponencial (LOPES et al., 2015).

3.5.2 Resposta em Frequência do Algoritmo Utilizado

Apresenta-se na Figura 3.5 a resposta em frequência do algoritmo de estimação fasorial utilizado até a oitava harmônica. Ao analisar o gráfico, observa-se que o algoritmo COSMOD é capaz de remover as harmônicas múltiplas da harmônica fundamental, proporcionando um ganho unitário para a parte real e imaginária da harmônica fundamental. Utilizando o filtro COSMOD, verifica-se um ganho elevado, especialmente para a parte imaginária das inter-harmônicas, e um ganho maior para a parte real das sub-harmônicas.

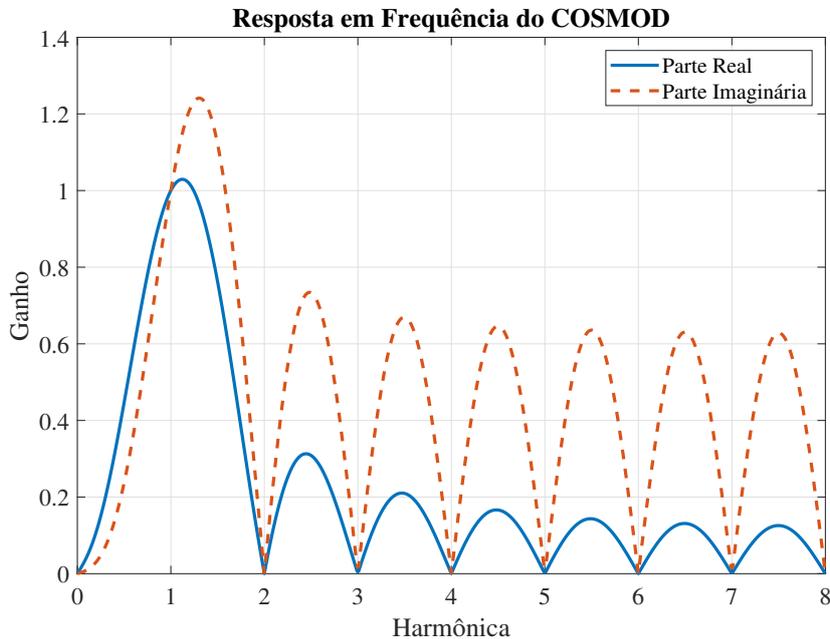


Figura 3.5: Resposta em frequência do algoritmo COSMOD utilizado para $N = 16$ amostras/ciclo.

3.6 COEFICIENTES CALCULADOS

Após obter os fasores de tensão e corrente em cada terminal, os coeficientes do plano- α são calculados para os dois elementos de proteção presentes na linha de transmissão de circuito duplo, somente para o barramento local, no sistema simulado será representado pelo barramento da subestação (SE) Imperatriz 500 kV. Os coeficientes calculados para as análises são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Coeficientes do plano- α calculados.

Elemento Diferencial	Sinais Diferenciais	Coeficiente
Linha 1 - Terminal Local Tradicional	\bar{I}_{1L} e \bar{I}_{2L}	$M_{1L} = \frac{I_{1L}}{I_{2L}}$
Linha 2 - Terminal Local Tradicional	\bar{I}_{1L} e \bar{I}_{2L}	$M_{2L} = \frac{I_{2L}}{I_{1L}}$
Linha 1 - Terminal Local Incremental	$\Delta\bar{I}_{1L}$ e $\Delta\bar{I}_{2L}$	$M\Delta_{1L} = \frac{\Delta\bar{I}_{1L}}{\Delta\bar{I}_{2L}}$
Linha 2 - Terminal Local Incremental	$\Delta\bar{I}_{1L}$ e $\Delta\bar{I}_{2L}$	$M\Delta_{2L} = \frac{\Delta\bar{I}_{2L}}{\Delta\bar{I}_{1L}}$
Linha 1 - Local de Sequência Negativa	\bar{I}_{1Lq} e \bar{I}_{2Lq}	$M_{Q1L} = \frac{I_{1Lq}}{I_{2Lq}}$
Linha 2 - Local de Sequência Negativa	\bar{I}_{1Lq} e \bar{I}_{2Lq}	$M_{Q2L} = \frac{I_{2Lq}}{I_{1Lq}}$

A característica de restrição no plano- α foi determinada por meio de um procedimento empírico com base em um curto-circuito monofásico em 50% da linha, para que a função de proteção diferencial transversal convencional e de sequência negativa atuassem corretamente, utilizando as Equações (2.5), (2.14) e (2.15). Os valores dos ajustes utilizados estão apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Ajustes da Característica de Restrição.

Parâmetro	Valor
I_{pk} ou I_{pkQ}	50 A
K	0,3

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados e análises essenciais para avaliar o desempenho da proteção diferencial transversal em linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série. Para isso, foram realizadas simulações em um sistema modelado no ATP, juntamente com a aplicação do algoritmo de proteção implementado. A avaliação da proteção envolveu a simulação de casos pontuais para análise de regime transitório.

Ao longo deste capítulo, busca-se destacar o comportamento da proteção diferencial diante de faltas em localizações específicas, com diferentes resistências de falta, para o caso de carregamento pesado. A posição e as trajetórias dos coeficientes são observadas no plano- α para cada situação simulada. Também foi verificada a influência das compensações e o efeito dos disparos dos GAPS nas trajetórias dos coeficientes no plano- α tradicionais, incrementais e de sequência negativa.

4.1 SISTEMA TESTE E SIMULAÇÕES DA EMPRESA ELETROBRAS ELETRO-NORTE (ELN)

O sistema oferecido pela ELN abrange a linha de circuito duplo de interesse que ligam as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra, que são o foco deste estudo, além das outras linhas de transmissão adjacentes a esse par, que se conectam às subestações de Marabá, Açailândia, Colinas, Miranda II, Teresina II e Boa Esperança, conforme ilustrado na Figura 4.1 extraída do Mapa do ONS (ONS, 2023).

A representação completa no ATP deste sistema, que é uma parte integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN), pode ser observada na Figura 4.2 (ELETRONORTE, 2010). Nessa figura, é possível identificar várias linhas adjacentes à linha de interesse compensada, Circuito 1 (circuito C1), que também possuem compensação série, as linhas serão referenciadas como IZPDC1 (Imperatriz-Presidente Dutra Circuito 1) e IZPDC2 (Imperatriz-Presidente Dutra Circuito 2). Nas simulações que serão descritas a seguir, será analisada a influência do sistema em malha composto por essas outras linhas compensadas no comportamento da proteção diferencial aplicada à linha C1 em questão.

A Figura 4.3 mostra isoladamente o circuito duplo da linha entre as subestações de Imperatriz e de Presidente Dutra por meio da ampliação e seccionamento (pontos P1-P9) em duas partes da transposição da linha da Figura 4.2.

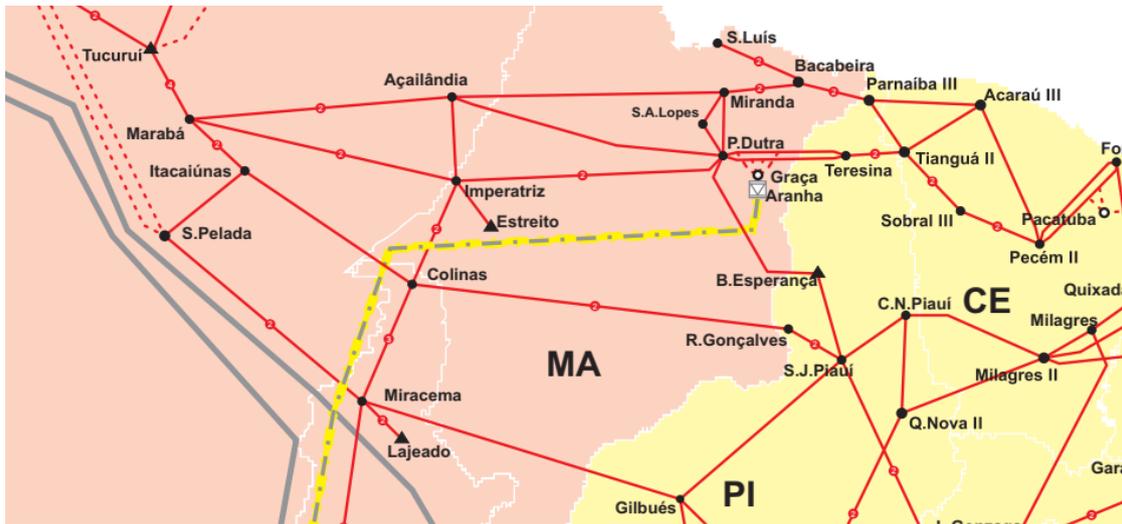


Figura 4.1: Mapa do ONS de parte do sistema da interligação norte-nordeste do Brasil (ONS, 2023).

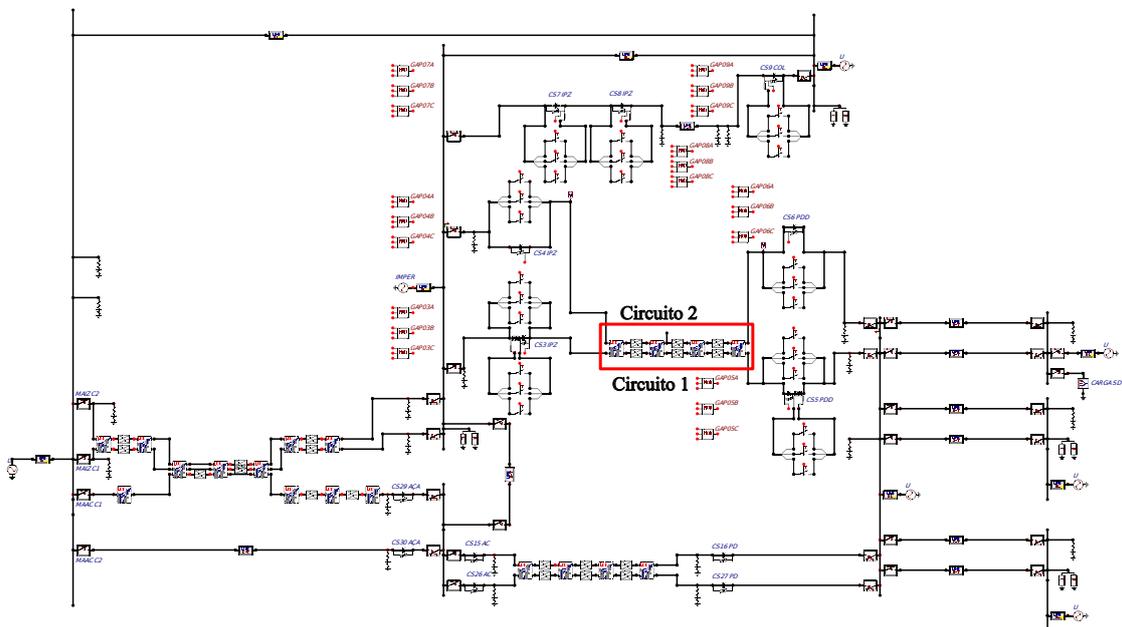


Figura 4.2: Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte de parte do Sistema Interligado Nacional, regiões Norte e Nordeste.

A empresa Eletrobras Eletronorte desenvolveu esse modelo para realizar estudos para verificação do desempenho na RTDS (*Real Time Digital Simulator*), dos sistemas de proteção das linhas de transmissão Marabá - Imperatriz 500 kV, Imperatriz - Presidente Dutra 500 kV e São Luiz I - São Luiz II 230 kV por meio dos softwares ATP na configuração 2 de 2010, como apresentado na Figura 4.4 (ELETRO NORTE, 2010).

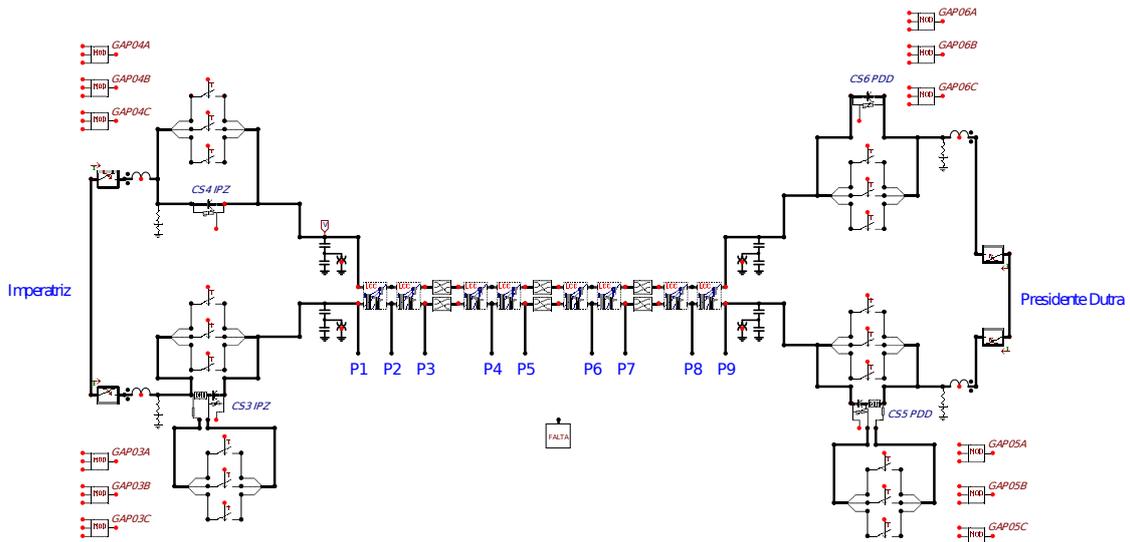


Figura 4.3: Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte da linha de transmissão de circuito duplo em 500 kV com compensação série de interesse interligada ao SIN.

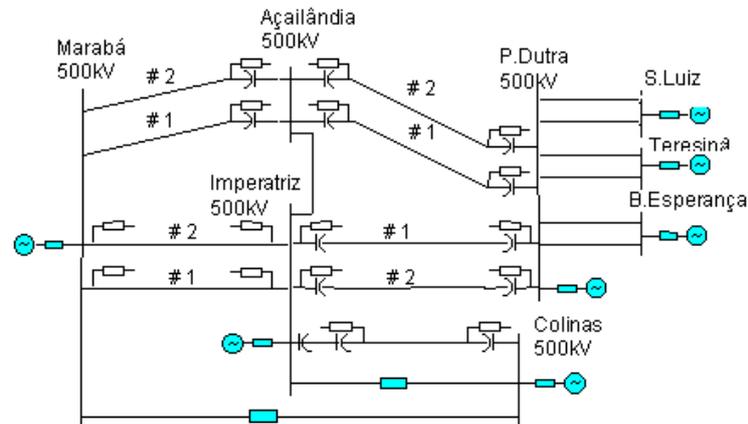


Figura 4.4: Configuração 2 de 2010 para análise do desempenho de proteção da Linha Imperatriz - P. Dutra 500 kV.

Os valores equivalentes correspondentes podem ser encontrados nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3. A Tabela 4.1 apresenta as impedâncias equivalentes das fontes e das transferências, a Tabela 4.2 mostra a tensão equivalente de Thévenin, e a Tabela 4.3 descreve a carga equivalente conectada a cada barramento.

Tabela 4.1: Impedâncias equivalentes em % (utilizando $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ e $V_{base} = 500 \text{ kV}$).

Localização	Carga Pesada			
	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
Marabá	0,025	0,880	0,202	1,119
Imperatriz	0,011	2,441	0,073	1,048
P.Dutra	0,000	15,582	0,000	5,736
Colinas	0,112	1,721	0,816	3,354
Teresina	0,397	6,983	0,201	3,237
Boa Esperança	0,399	3,218	0,374	4,613
São Luiz	1,460	20,23	0,030	1,260
Transf. Imperatriz-Colinas	0,164	0,894	5,427	13,165
Transf. Marabá-Colinas	0,175	2,171	29,483	39,689

Tabela 4.2: Tensões equivalentes interna de Thévenin.

Equivalente	Carga Pesada	
	Tensão (kV pico)	Ângulo (°)
Imperatriz	466,63	21,20
Marabá	444,99	46,00
P.Dutra	412,33	-8,00
Colinas	427,44	16,70
Teresina	489,90	-28,6
B.Esperança	424,58	-8,40
São Luiz	526,36	-1,28

Tabela 4.3: Cargas equivalentes consideradas como impedâncias constantes.

Equivalente	Carga Pesada	
	Carga (MVA)	Tensão (pu)
Imperatriz	178,6 + j29,0	1,087
São Luiz	1339,4 + j0,0	1,098
Teresina	500,0 - j20,0	1,056
Boa Esperança	248,0 - j56,0	1,069
Colinas	495,7 - j98,3	1,064

Os dados para as linhas deste circuito duplo avaliado, bem como os disparos dos GAPs instalados nos dois terminais estão informados respectivamente nas Tabelas 4.4 e 4.5. Os capacitores em série localizados nas extremidades do circuito C1 são fornecidos pela empresa Inebrasa/GE e são identificados na linha como CS3 IPZ e CS5 PDD. Além disso, a linha IZPDC1 opera com uma tensão de 500 kV e possui um comprimento de 387 km. As transposições entre as fases da linha ocorrem nos seguintes pontos: P3, P5 e P7. O trecho entre P1 e P3 mede 64,5 km, o trecho entre P3 e P5 tem 129 km, o trecho entre P5 e P7 tem 129 km, e o trecho entre P7 e P9 mede 64,5 km, como na Figura 4.5.

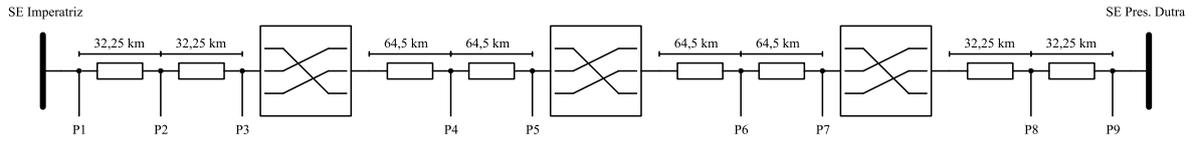


Figura 4.5: Apresentação dos Trechos em análise.

Tabela 4.4: Dados das linhas de transmissão do circuito duplo entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra.

Parâmetro	Valor	Unidade
Comprimento: Tam_{LT}	387	km
Tensão Nominal: V_N	500	kV
Circuito 1	r_1	0,0257 Ω/km
	r_0	0,4270 Ω/km
	x_1	0,3210 Ω/km
	x_0	1,2580 Ω/km
	Ωc_1	5,1540 $\mu\text{S}/\text{km}$
	Ωc_0	3,4350 $\mu\text{S}/\text{km}$
Circuito 2	r_1	0,0170 Ω/km
	r_0	0,4240 Ω/km
	x_1	0,2660 Ω/km
	x_0	1,3570 Ω/km
	Ωc_1	6,0860 $\mu\text{S}/\text{km}$
	Ωc_0	2,7080 $\mu\text{S}/\text{km}$

Tabela 4.5: Dados dos bancos de capacitores série presentes nas linhas IZPDC1 e IZPDC2

Parâmetro	Valor	Unidade
CS3 IPZ (C1)	jX	j34,20 Ω
	EGL	4,0 MJ
	IGL	7,8 kA
CS4 IPZ (C2)	jX	j28,60 Ω
	EGL	12,5 MJ
	IGL	12,0 kA
CS5 IDD (C1)	jX	j34,20 Ω
	EGL	10,2 MJ
	IGL	6,6 kA
CS6 PDD (C2)	jX	j28,60 Ω
	EGL	4,0 MJ
	IGL	12,0 kA

É relevante observar na Tabela 4.4 que os circuitos C1 e C2 apresentam parâmetros diferentes. Essa diferença ocorre devido ao fato de que as linhas não compartilham a mesma torre, mas compartilham a mesma faixa de servidão, como mostrado na Figura 4.6, onde as geometrias das torres são diferentes.

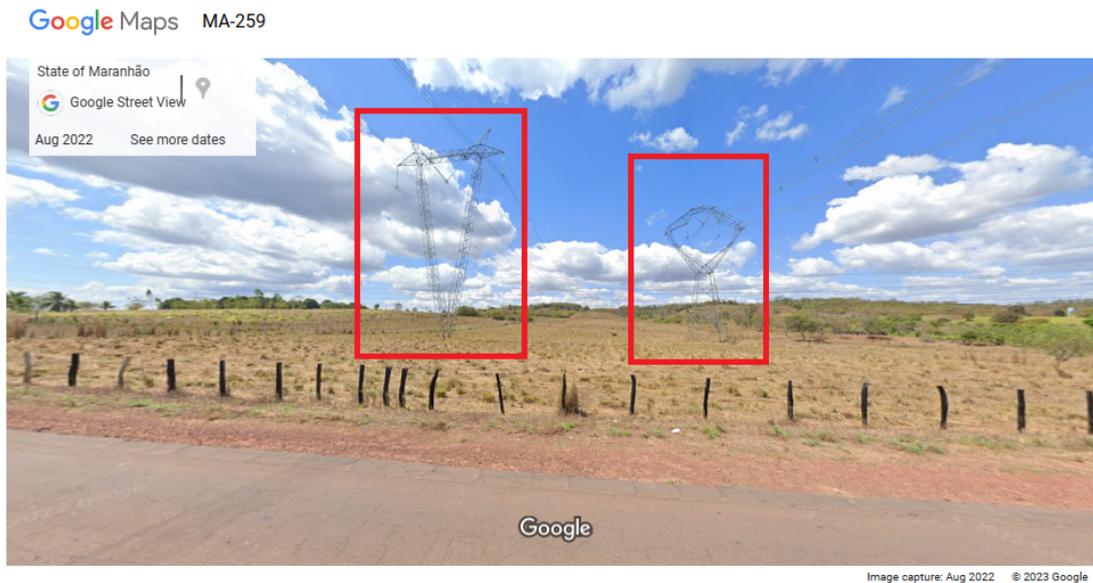


Figura 4.6: Foto da linha de transmissão de circuito duplo Imperatriz - Presidente Dutra 500 kV enfatizando a diferença na geometria das torres (GOOGLE MAPS, 2023).

4.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DA ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO COM CARGA PESADA

A análise de regime transitório envolveu a simulação de casos pontuais em situação de carga pesada para examinar o comportamento das trajetórias dos coeficientes no plano- α . Foram observadas as situações ocorridas na linha IZPDC1 (circuito C1) da subestação Imperatriz (terminal local). A Tabela 4.6 apresenta os casos simulados nos pontos de interesse.

Tabela 4.6: Casos simulados para curtos-circuitos na sistema da ELN.

Caso	Tipo de Falta	Interna ou Externa	Local da Falta	d (%)	LT (km)	R_{ff} (Ω)
1	AT	Interna	P1	0,00	0,00	0,0
2	AT	Interna	P2	8,33	32,25	0,0
3	AT	Interna	P2	8,33	32,25	200,0
4	AT	Interna	P6	66,67	258,00	50,0
5	BC	Interna	P5	50,00	193,5	-
6	ABCT	Interna	P3	16,67	64,5	0,0
7	AT	Externa	IZ50_	0,00	0,00	0,0
8	AT	Interna	Diversos	-	-	0,0

4.2.1 Caso 1 - Curto-Circuito Monofásico Franco Aplicado em 0,00% da Linha

O Caso 1 descreve um curto-circuito monofásico ocorrido internamente à linha IZPDC1 imediatamente após o TC. Foi aplicado um curto-circuito franco, onde a resistência do curto-circuito é de $0,0 \Omega$ em $t = 100$ ms.

Na Figura 4.7a, é possível observar que os afundamentos das tensões na barra local do circuito

1 é mais severo durante um curto-circuito franco em comparação a tensão no circuito 2, conforme mostrado na Figura 4.7b. Essa diferença também pode ser observada nas correntes, conforme ilustrado nas Figuras 4.8a e 4.8b. Durante um curto-circuito franco, as correntes medidas no circuito 1 são consideravelmente maiores em comparação com as correntes medidas no circuito 2.

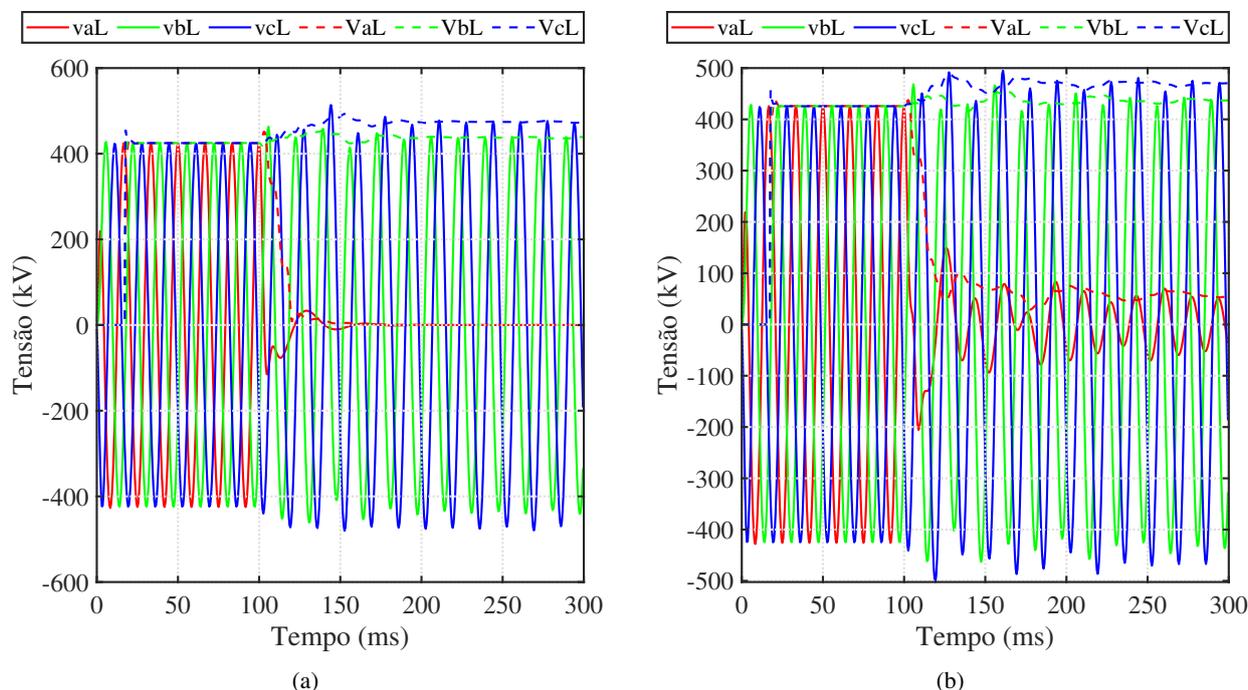


Figura 4.7: Tensões de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Além disso, é possível observar um comportamento peculiar nas tensões e correntes medidas no circuito 2. A amplitude desses sinais de tensão no terminal remoto apresenta batimentos, o que pode ser explicado pela ocorrência de ressonâncias subsíncronas. Esse fenômeno reflete a interação entre os bancos de capacitores série e a reatância indutiva da linha de transmissão, formando um circuito LC com uma frequência natural de oscilação calculada como $f_{osc} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$, apresentados na Equação (2.31) (MILLER, 2010) (DINIZ, 2016).

No que diz respeito à proteção diferencial transversal percentual convencional aplicada à linha compensada em análise, conforme mostrado na Figura 4.9a, observa-se que a unidade diferencial de fase *a* atua adequadamente. No entanto, é notável na Figura 4.9b que a unidade diferencial de fase *b* do circuito 2 atua erroneamente na presença de um curto circuito em C1.

Ao analisar a proteção diferencial transversal incremental, ilustrada na Figura 4.10, observa-se uma completa desorganização dos pontos, resultando na sensibilização de todas as fases tanto para o circuito C1, conforme mostrado na Figura 4.10a, quanto para o circuito C2, conforme ilustrado na Figura 4.10b. Esse comportamento ocorre devido às frequências subsíncronas, que afetam o cálculo das correntes incrementais de acordo com a Equação (2.8), considerando um valor de $P_{inc} = 4$ para efeitos de simulação.

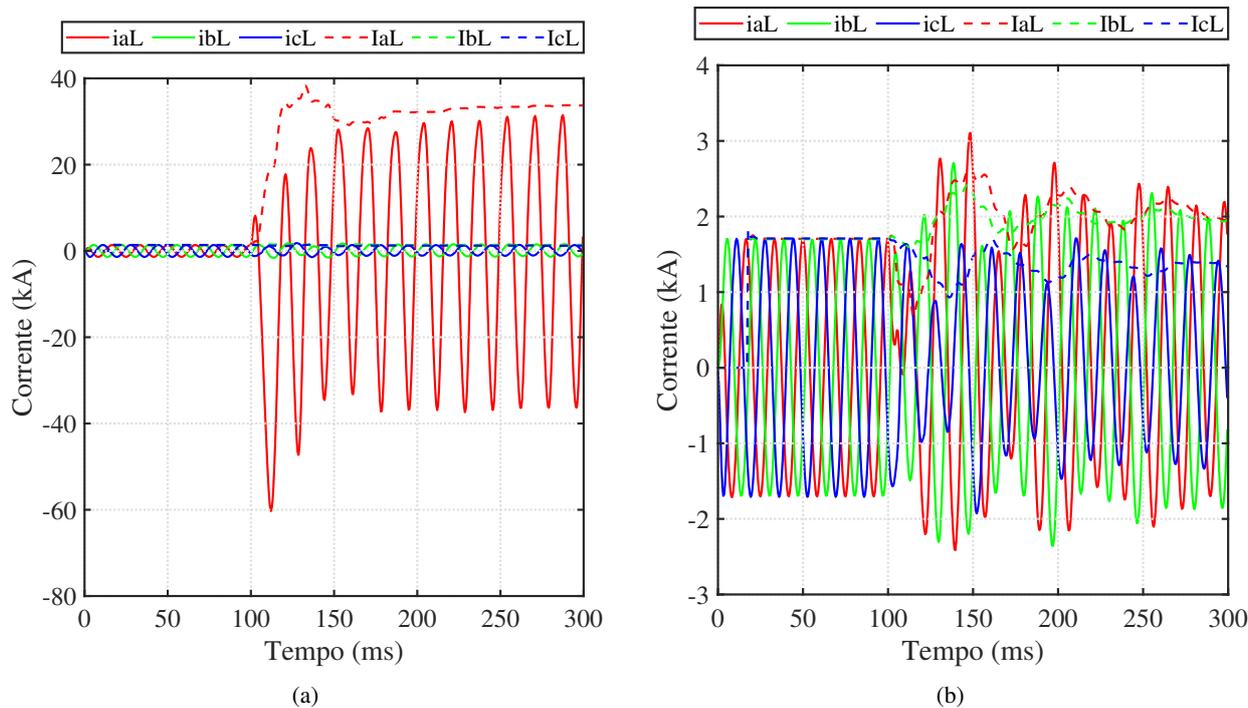


Figura 4.8: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

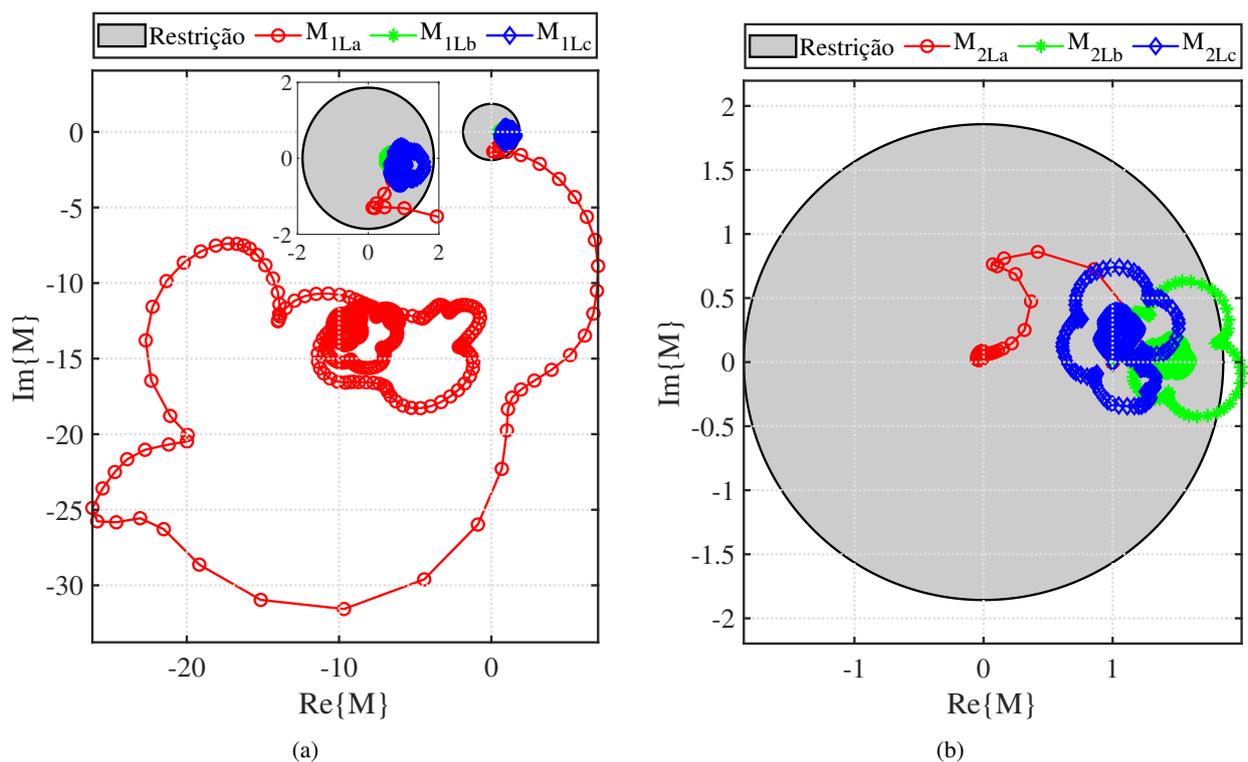


Figura 4.9: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Ao aplicar a proteção diferencial transversal de sequência negativa, representada na Figura 4.11, observa-se o correto funcionamento dessa proteção, com a sensibilização apenas do circuito 1. É possível observar o disparo do GAP monofásico da fase a em 106,174 ms no terminal local.

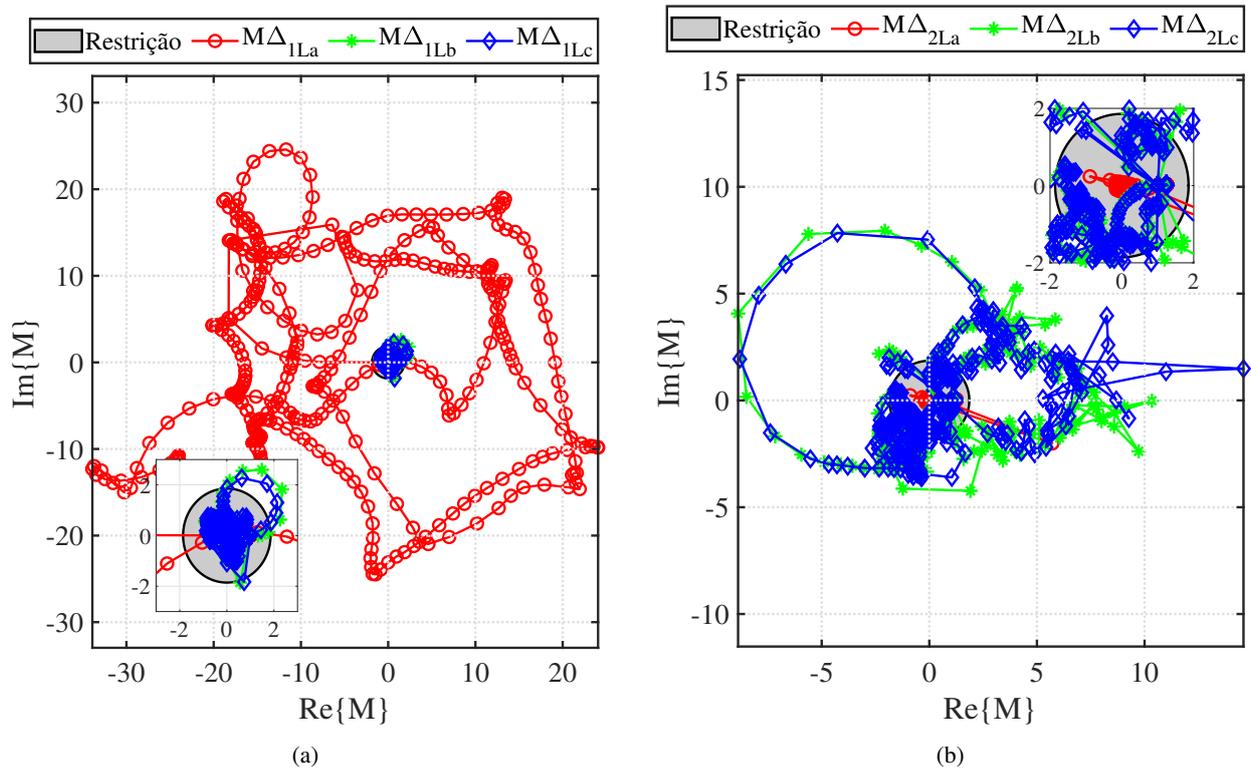


Figura 4.10: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

No entanto, é necessário adicionar uma lógica adicional para realizar a segregação das fases.

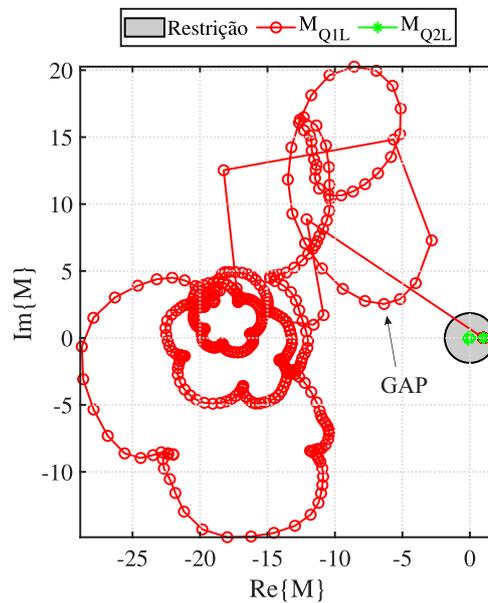


Figura 4.11: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 1.

Uma curiosidade observada é que as trajetórias percorridas pelas unidades no plano- α durante um curto-circuito em uma linha de transmissão de circuito duplo com compensação série lembram o formato de pétalas de uma rosa (DINIZ, 2016).

Observa-se nos gráficos apresentados nas Figuras 4.12a e 4.12b o comportamento da proteção dos bancos de capacitores para os circuitos 1 e 2, respectivamente. Verifica-se que, conforme mencionado anteriormente, no circuito 1 o dispositivo de proteção GAP é acionado na fase *a* em um tempo de 106,174 ms a partir do terminal local. Esse acionamento ocorre devido a um pico de corrente superior a 7,8 kA, conforme demonstrado na Figura 4.13, uma vez que a energia acumulada não atinge 4 MJ.

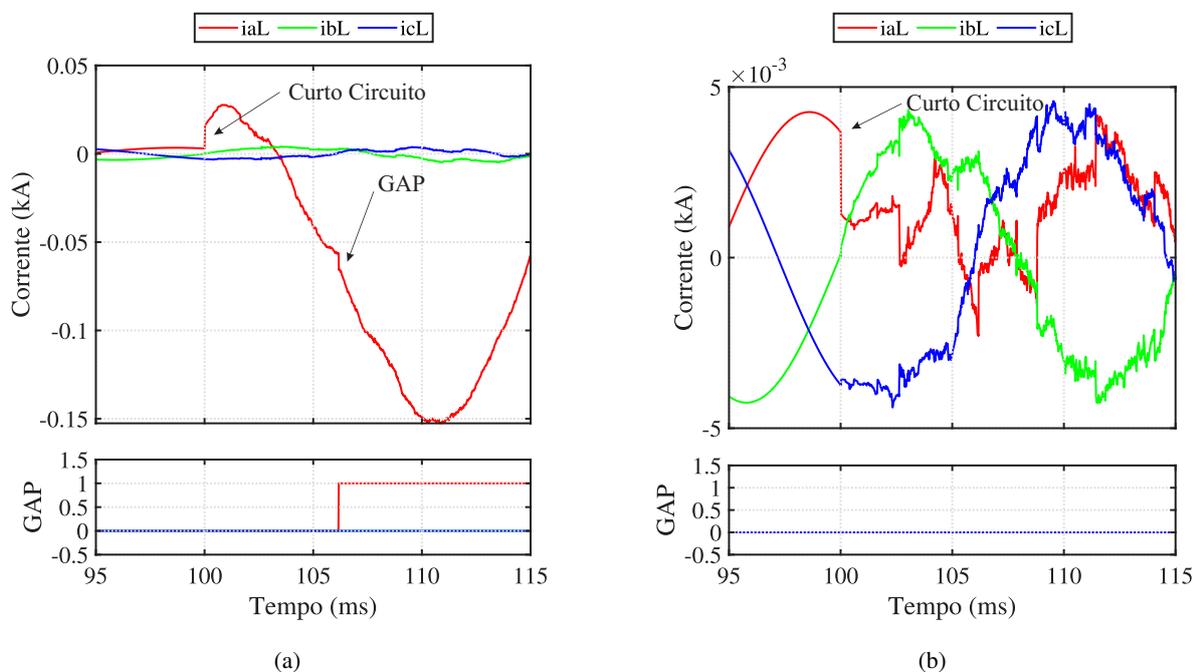


Figura 4.12: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 1: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

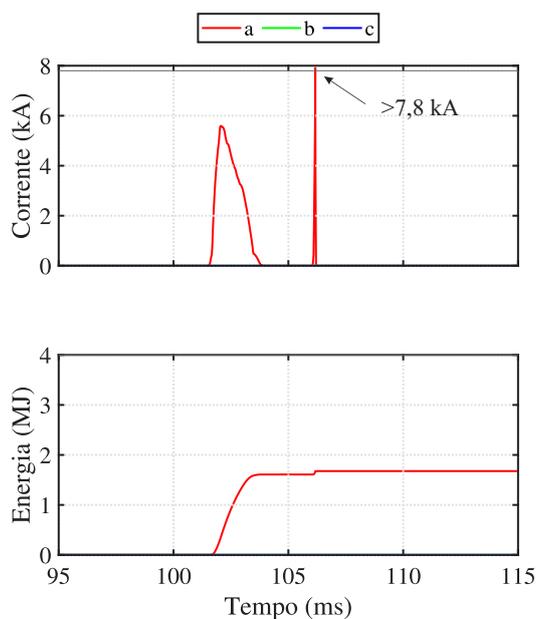


Figura 4.13: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 1.

4.2.2 Caso 2 - Curto-Circuito Monofásico Franco Aplicado em 8,33% da Linha

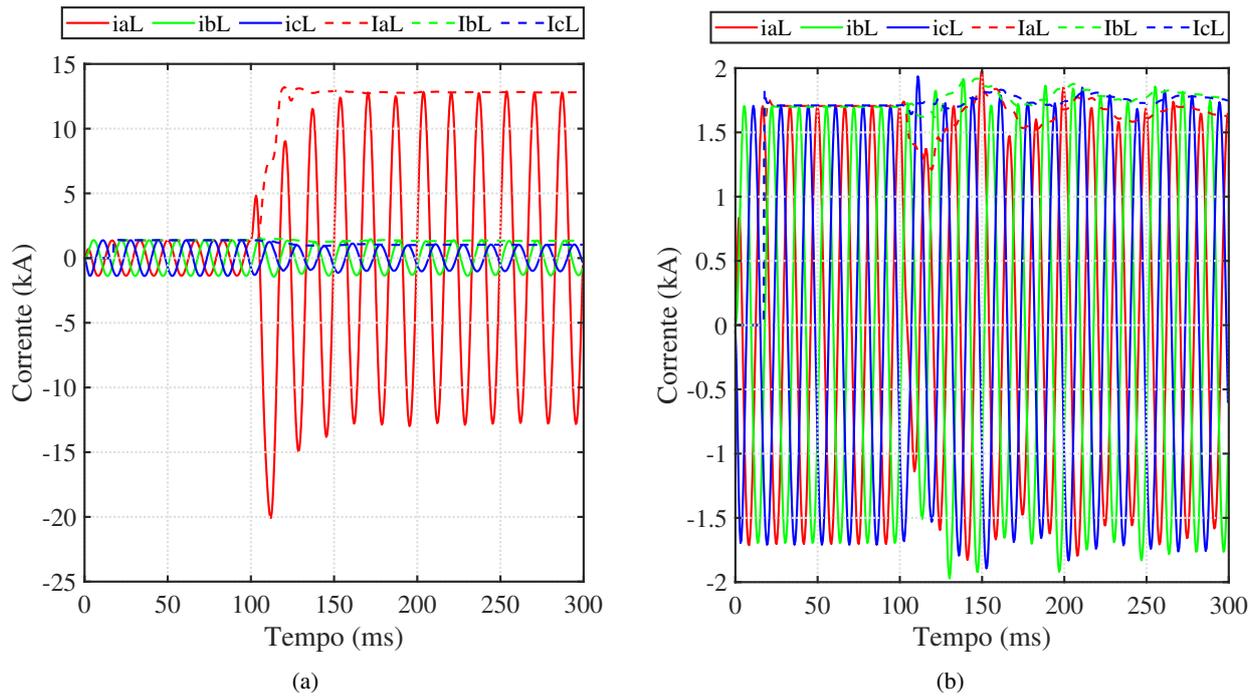


Figura 4.14: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

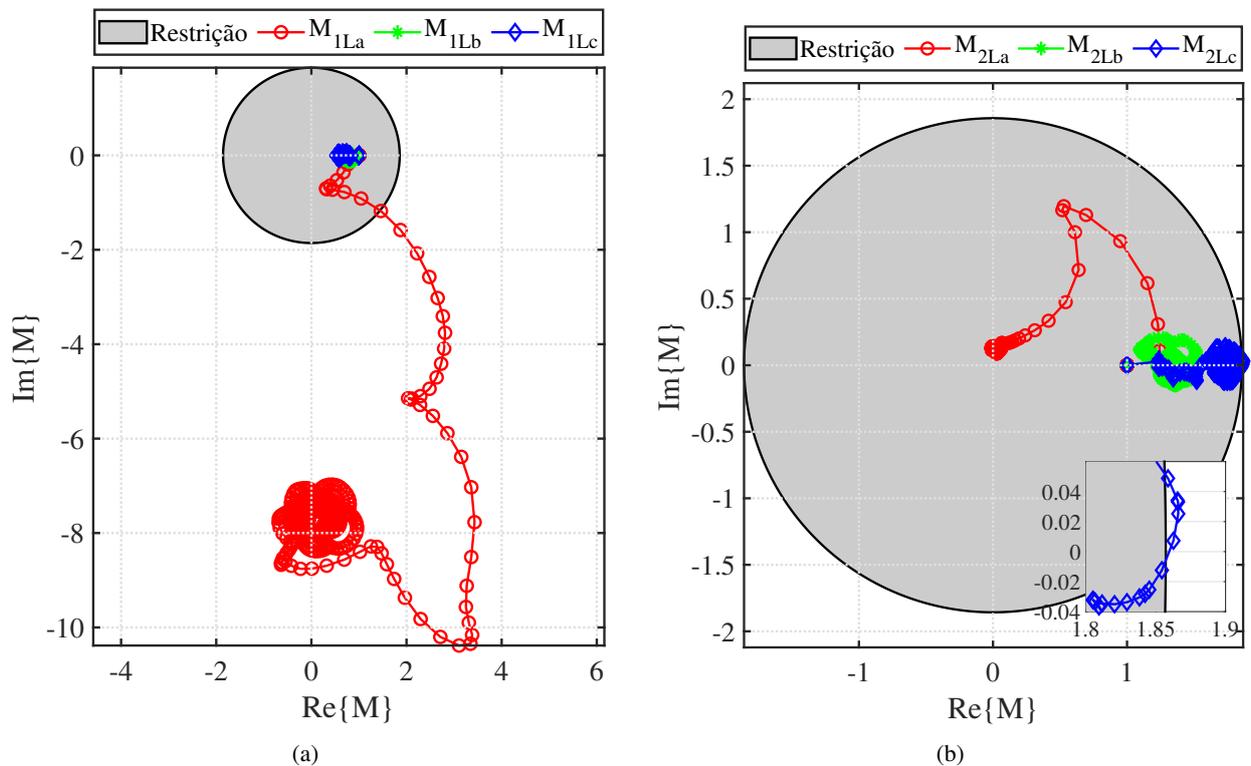


Figura 4.15: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

No segundo caso, é relatada uma falta em uma única fase ocorrida dentro da linha IZPDC1 a

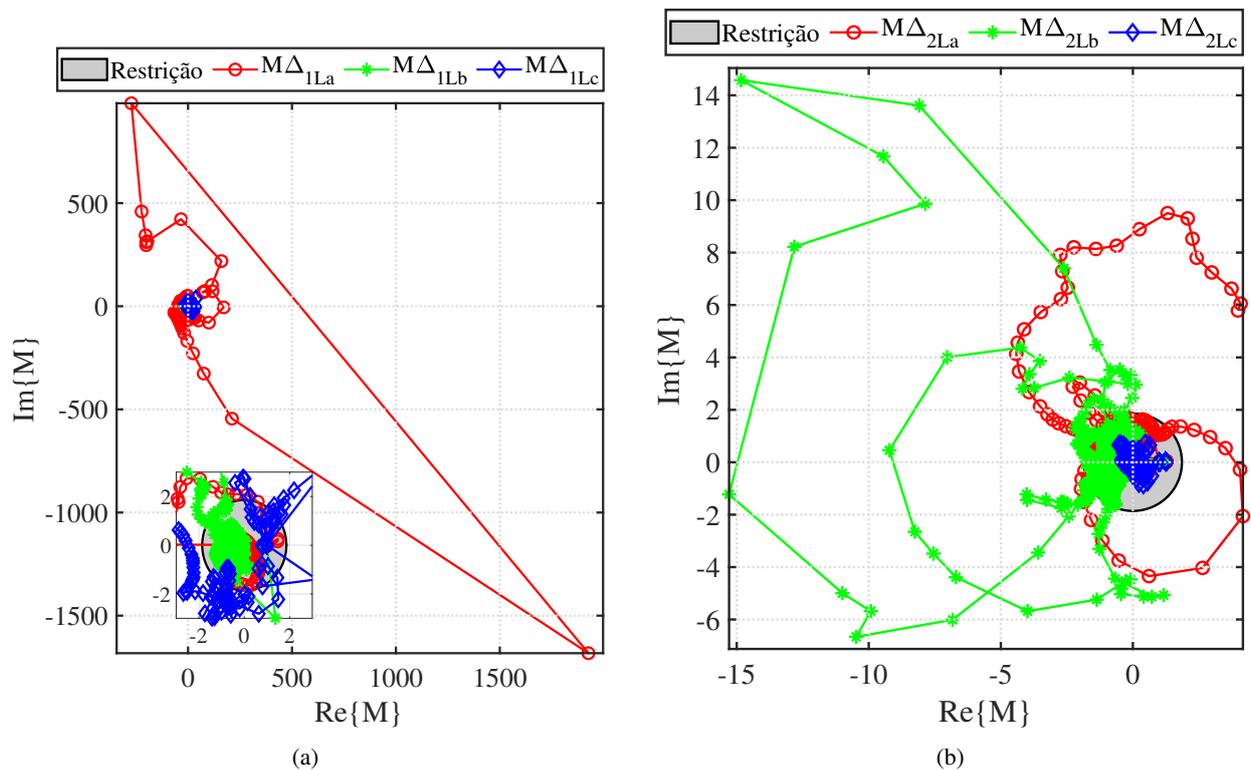


Figura 4.16: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

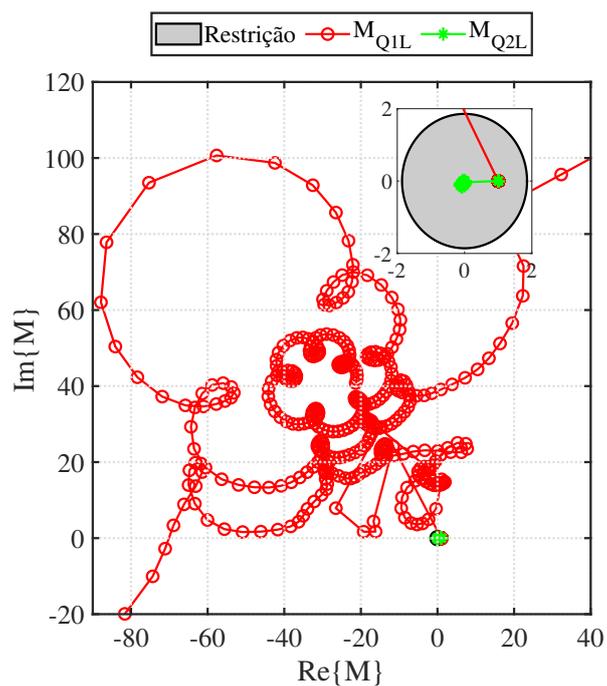


Figura 4.17: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 2.

8,33% do comprimento total da linha, o que corresponde a um curto-circuito monofásico franco com uma extensão de 32,25 km, a partir da subestação Imperatriz. Nessa falta, a resistência do curto-circuito foi de 0,0 Ω após 100 ms.

Devido à natureza da função de proteção diferencial transversal, que não utiliza as tensões medidas localmente, a Figura 4.14 mostra apenas as correntes de cada fase com seus respectivos fasores estimados pelo COSMOD. Pode-se observar um aumento considerável na corrente da fase *a* para o circuito 1, como mostrado na Figura 4.14a. No circuito 2, representado na Figura 4.14b, é possível identificar novamente a presença de frequências subsíncronas devido ao banco de capacitores.

De acordo com os arquivos gerados pelo ATP, verifica-se para o Caso 2, referente ao curto-circuito monofásico franco, a atuação do GAP local da fase *a* em até 107,976 ms, apresentado na Figura 4.18a, por pico de corrente como mostrado na Figura 4.19. Para o terminal do circuito 2, não acontece o *trip* do GAP, explicitado na Figura 4.18b.

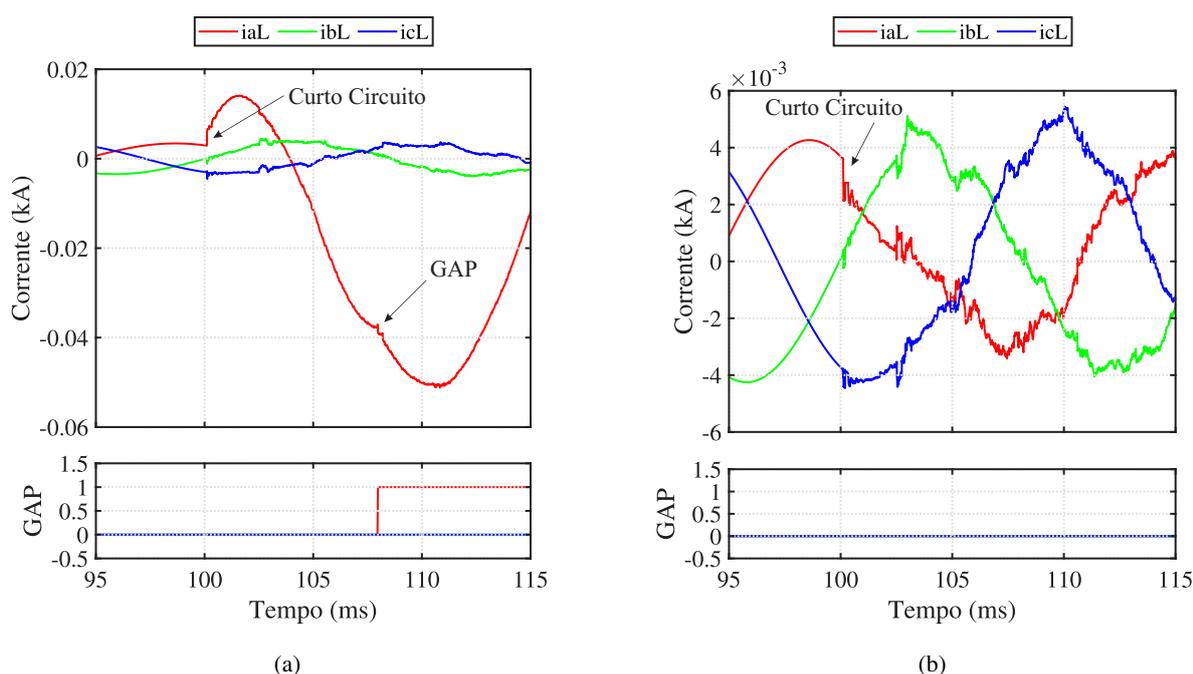


Figura 4.18: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 2: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

No que diz respeito à operação da proteção diferencial transversal tradicional de fases, há uma correção a ser feita. A Figura 4.15a demonstra a atuação correta das unidades de fase para o curto-circuito no circuito 1. No entanto, ao evidenciar o circuito 2, representado na Figura 4.15b, nota-se que 5 amostras do coeficiente M_{2Lc} estão dentro da região de operação, o que resulta em um funcionamento incorreto para este circuito.

Durante a análise da proteção diferencial transversal incremental, representada na Figura 4.16, pode-se observar uma completa desorganização dos pontos, resultando na sensibilização de todas as fases tanto para o circuito C1, conforme mostrado na Figura 4.16a, quanto para o circuito C2, como ilustrado na Figura 4.16b.

Uma observação importante a ser feita é que, ao contrário do quociente do plano- α tradicional, no circuito 2, apenas a fase *c* não foi sensibilizada pelo quociente incremental.

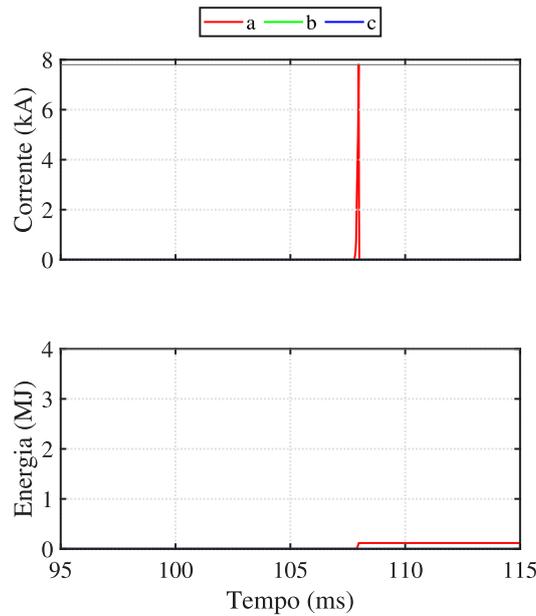


Figura 4.19: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 2.

Ao utilizar a proteção diferencial transversal de sequência negativa, conforme ilustrado na Figura 4.17, é possível constatar o correto funcionamento dessa proteção, com a sensibilização restrita apenas ao circuito 1.

4.2.3 Caso 3 - Curto-Circuito Monofásico com 200,0 Ω Aplicado em 8,33% da Linha

No presente caso, a diferença em relação ao Caso 2 é a introdução de uma resistência de falta de 200,0 Ω . Ao analisar as correntes, nota-se uma diferença entre as Figuras 4.14a e 4.20a, que é a amplitude da corrente na fase *a*. Com a inclusão da resistência de falta, a corrente de curto-circuito é reduzida.

Conforme os arquivos gerados pelo ATP, para o caso apresentado com o curto-circuito na posição P2 com resistência de 200,0 Ω , não ocorre o disparo dos GAPs como apresentados nas Figuras 4.21a e 4.21b. Verifica-se na Figura 4.22 que a corrente que circula no MOV é da ordem de miliampères (mA) e a energia armazenada em dezenas de joules (J).

No que diz respeito à operação da proteção diferencial transversal tradicional, pode-se observar nas Figuras 4.23a e 4.23b, que correspondem aos circuitos 1 e 2, respectivamente, a correta atuação das unidades de fase.

Em relação ao quociente incremental no terminal local para o caso 3, na Figura 4.24a, é possível notar a atuação das fases *b* e *c*. Já em relação à Figura 4.24b, é observado que algumas amostras estão na região de operação erroneamente, indicando um mau funcionamento.

Ao analisar o uso da proteção diferencial transversal de sequência negativa, representada pela Figura 4.25, é evidente a aglomeração dos pontos. Além disso, os pontos seguem inicialmente

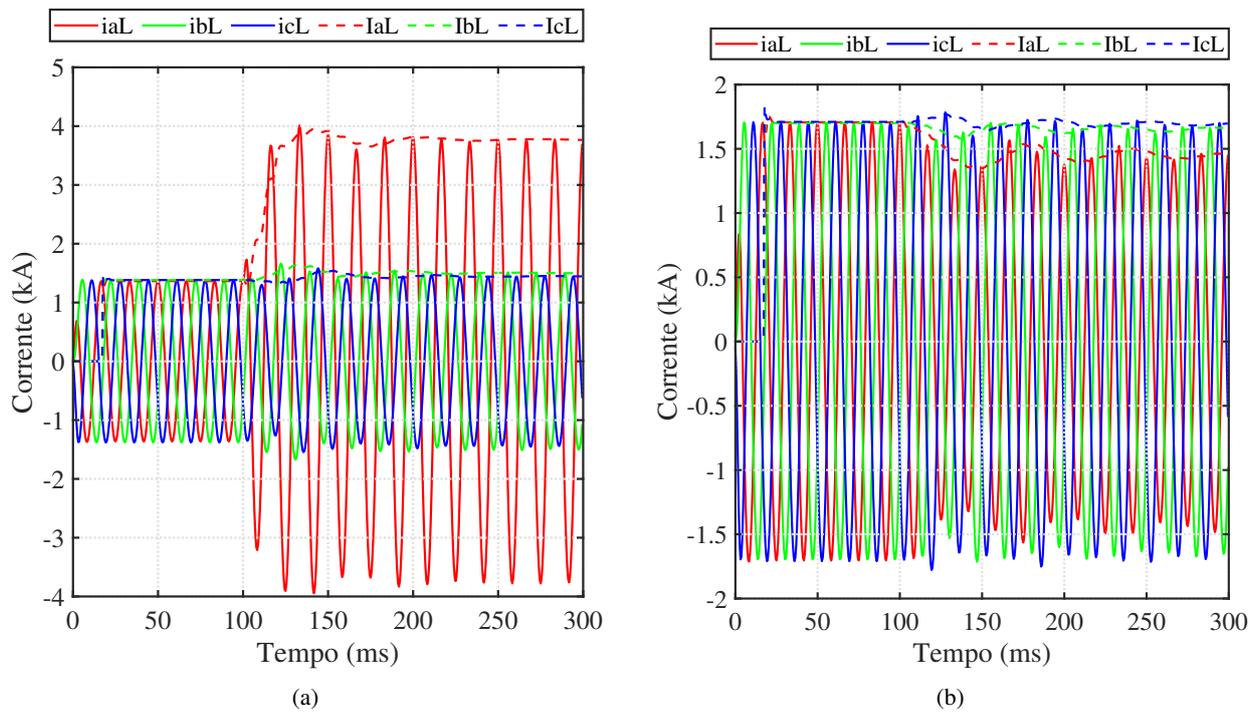


Figura 4.20: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

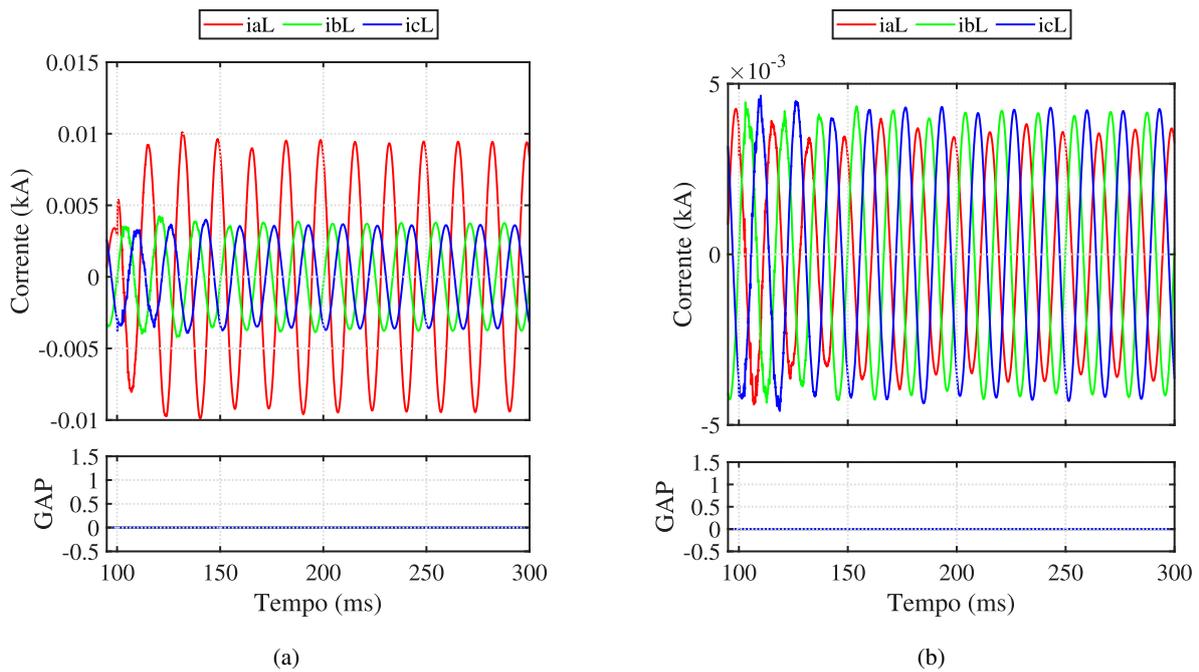


Figura 4.21: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

para a região $\text{Re}\{M\}$ positiva e, em seguida, para a região $\text{Re}\{M\}$ negativa. No entanto, é notável que a proteção atua corretamente.

Uma comparação entre as trajetórias dos quocientes de fases tradicionais, representados na

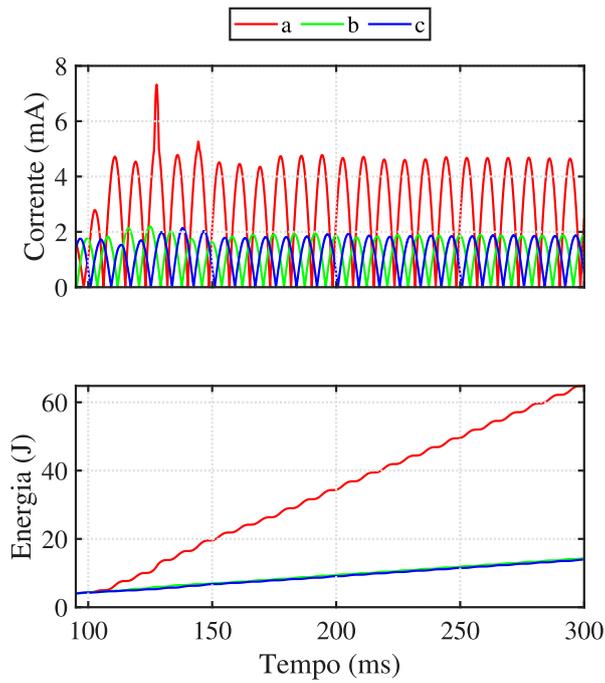


Figura 4.22: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 3.

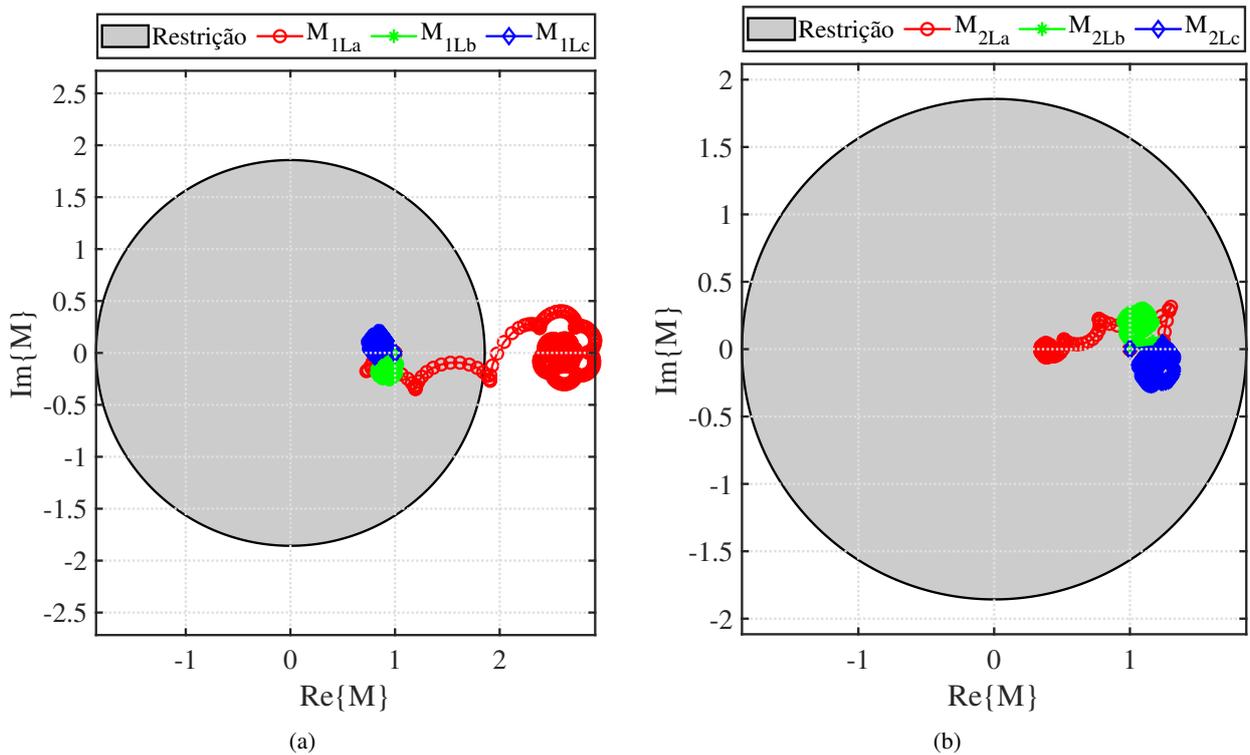


Figura 4.23: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Figura 4.23a, com os quocientes de sequência negativa, mostrados na Figura 4.25 pode ser feita. Ao contrário das trajetórias de sequência negativa, onde os pontos seguem diretamente para a região de operação, as trajetórias de fase nos quocientes tradicionais permanecem na região de restrição por um tempo maior do que o necessário.

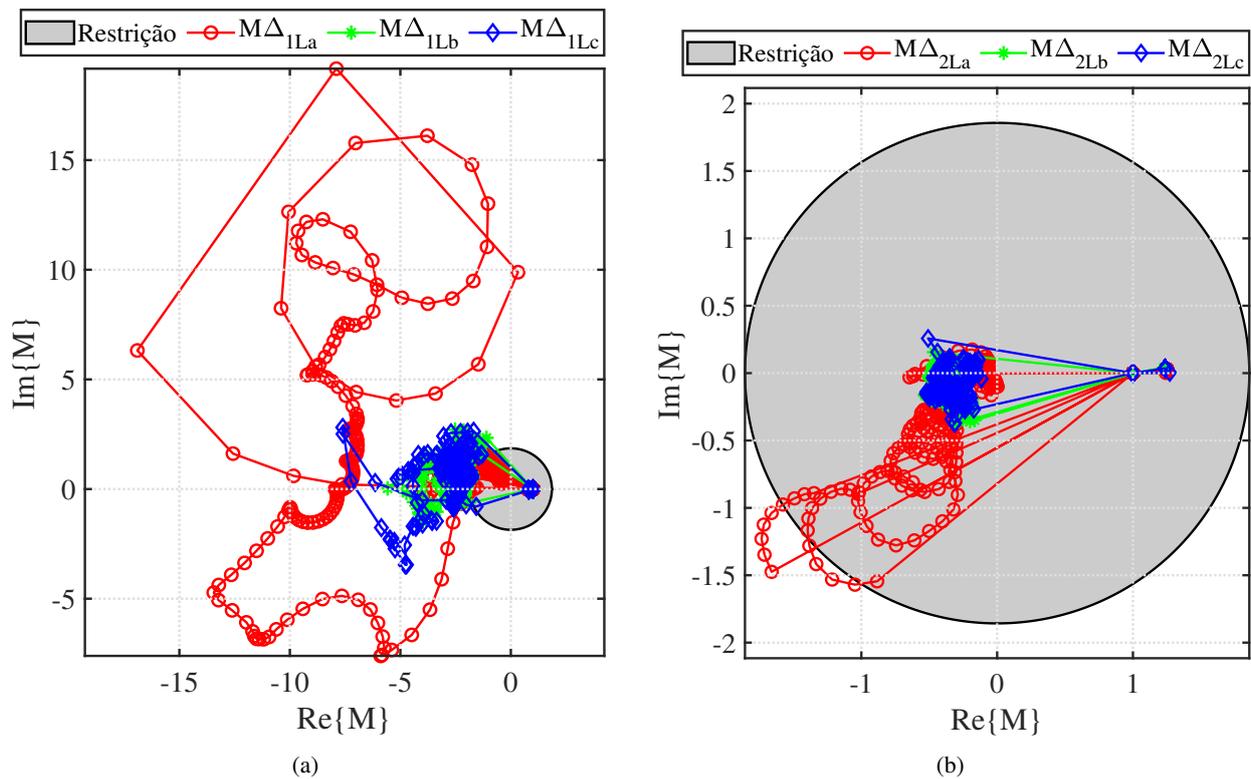


Figura 4.24: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 3: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

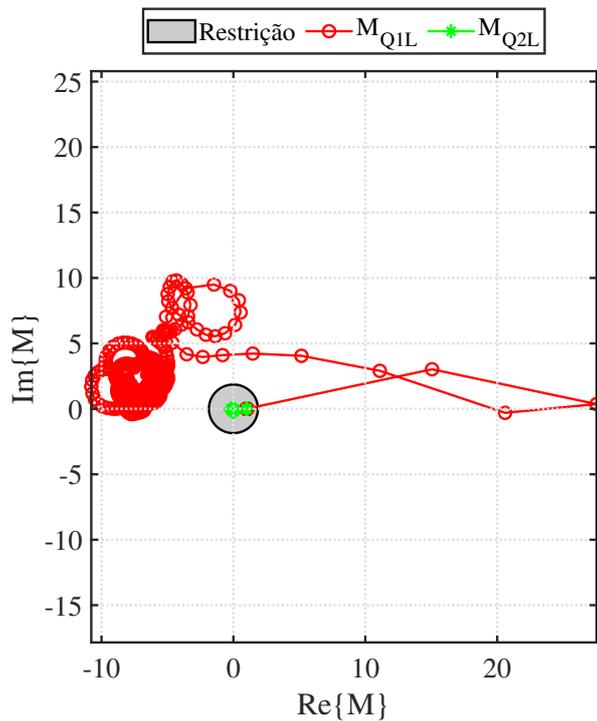


Figura 4.25: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 3.

4.2.4 Caso 4 - Curto-Circuito Monofásico com 50,0 Ω Aplicado em 66,67% da Linha

No caso 4, ocorreu um curto-circuito monofásico em 66,67% da linha de transmissão, no ponto P6, onde foi introduzida uma resistência de falta de 50,0 Ω . As Figuras 4.26a e 4.26b mostram as correntes secundárias, referenciadas ao primário dos TCs, no terminal local para o circuito 1 e circuito 2, respectivamente. Devido as transposições nos pontos P3 e P5, aplica-se o curto circuito na fase *c*.

Para a Figura 4.26a tem-se um aumento na amplitude da corrente I_{aL} causado pelo curto-circuito monofásico em 258 km de distância da SE Imperatriz. Outra observação é que o dispositivo de proteção (GAP) do capacitor não é acionado durante o tempo de simulação, como mostrado na Figura 4.27. Isso significa que não houve picos de corrente ou energia significativos no MOV, representado pela Figura 4.28.

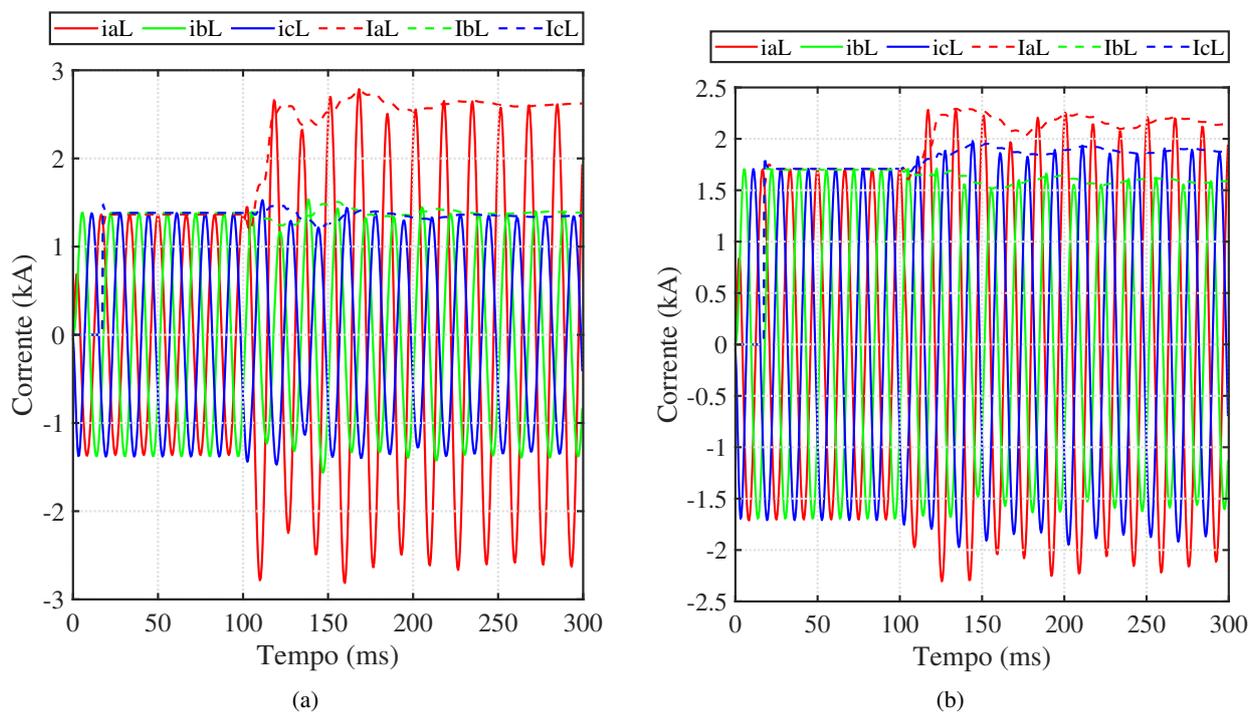


Figura 4.26: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Ao escutar a proteção 87LT tradicional para o circuito 1, representada na Figura 4.29a, observar-se que nenhuma das componentes de fases 87LTA, 87LTB ou 87LTC foi ativada. Isso indica que essa função de proteção não está respondendo de forma sensível ao caso em questão, devendo sensibilizar a componente 87LTA. Contudo, para o circuito 2, representado na Figura 4.29b, tem-se a correta atuação, não sensibilizando nenhuma unidade de fase.

Quando verifica-se as unidades sobrepostas ou incrementais, representadas nas Figuras 4.30a e 4.30b, mais uma vez pondera-se que essa função de proteção não deve ser utilizada para linhas duplas com compensação série. Isso ocorre porque, quando ocorre um curto-circuito, essa função sensibiliza todas as unidades de fase sem necessidade.

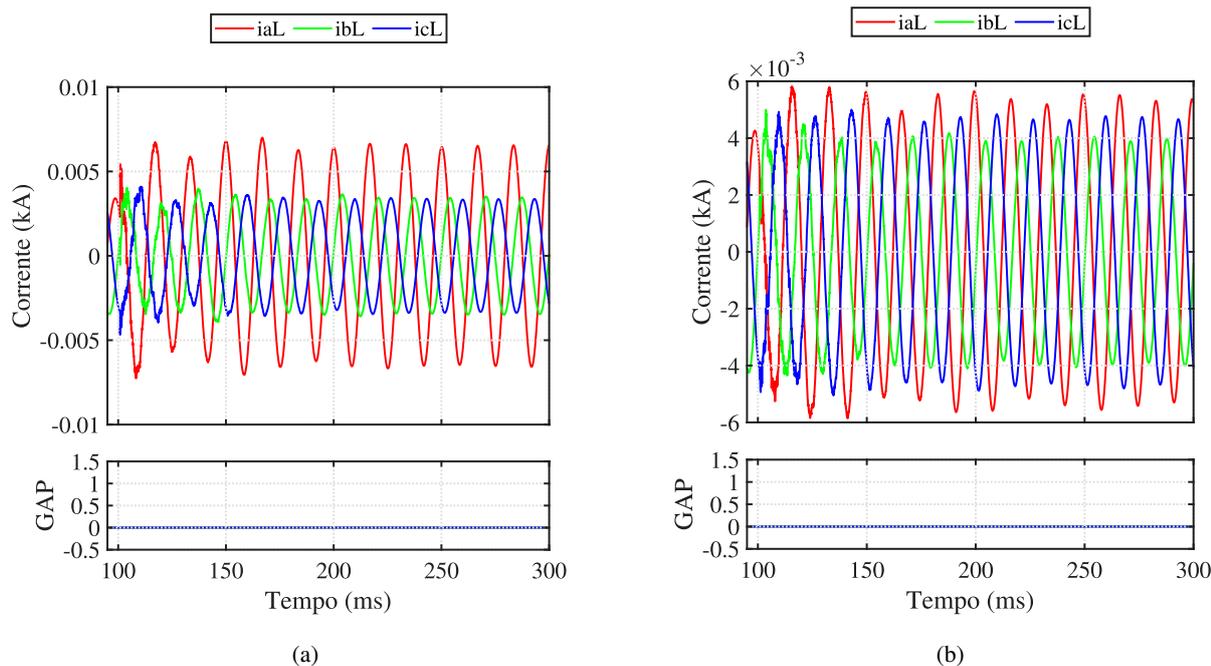


Figura 4.27: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

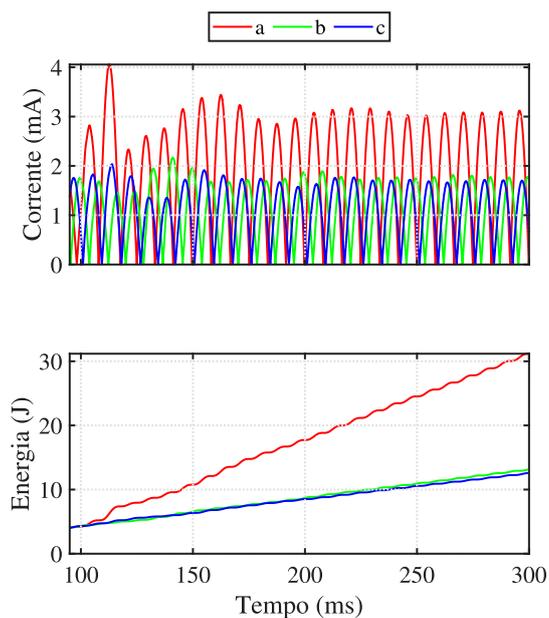


Figura 4.28: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 4.

Uma observação significativa é o caso 87LTQ presente na Figura 4.31, que mostra a aproximação do ponto de pós-falta em direção à região de restrição. Inicialmente, o quociente M é deslocado para fora da região de restrição e depois retorna, oscilando no limite de atuação. Essa situação pode resultar em um mau desempenho da função de proteção de sequência negativa. No entanto, quando comparada com a proteção 87LT tradicional (Figura 4.29a), infere-se que a proteção de sequência negativa é mais sensível a faltas assimétricas.

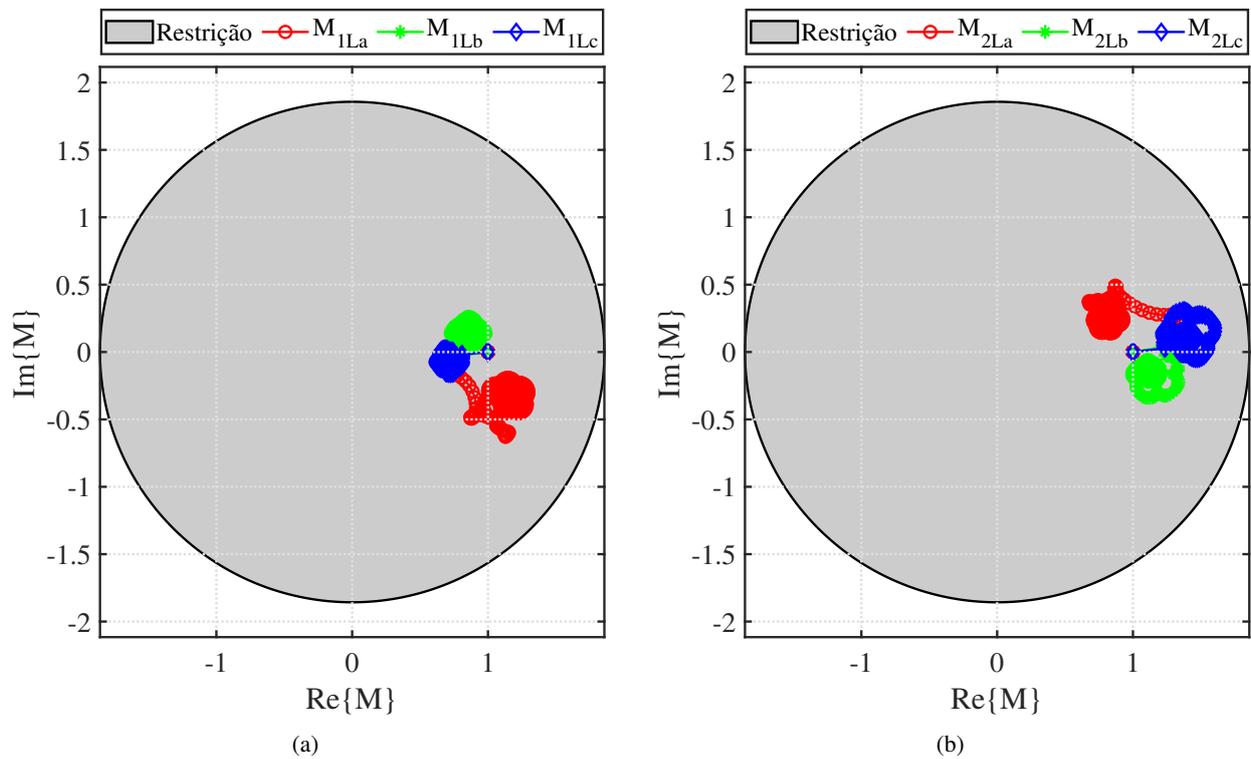


Figura 4.29: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

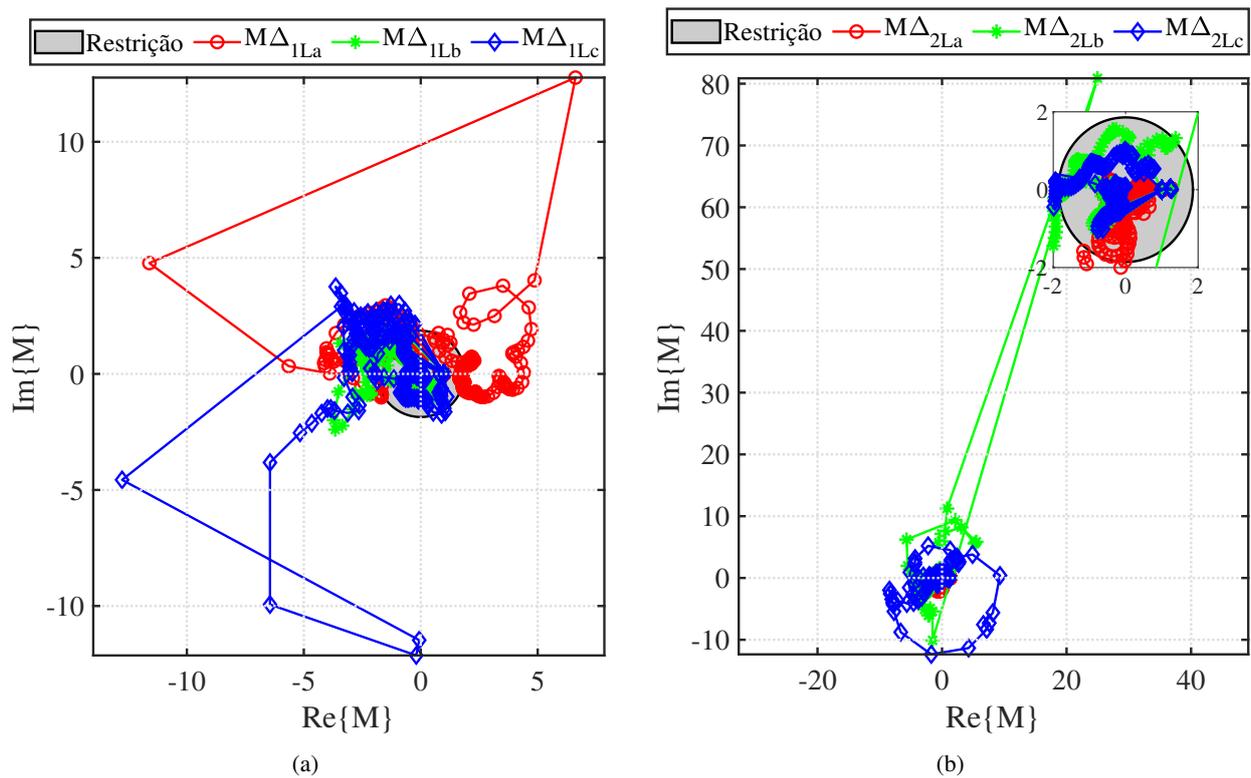


Figura 4.30: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 4: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

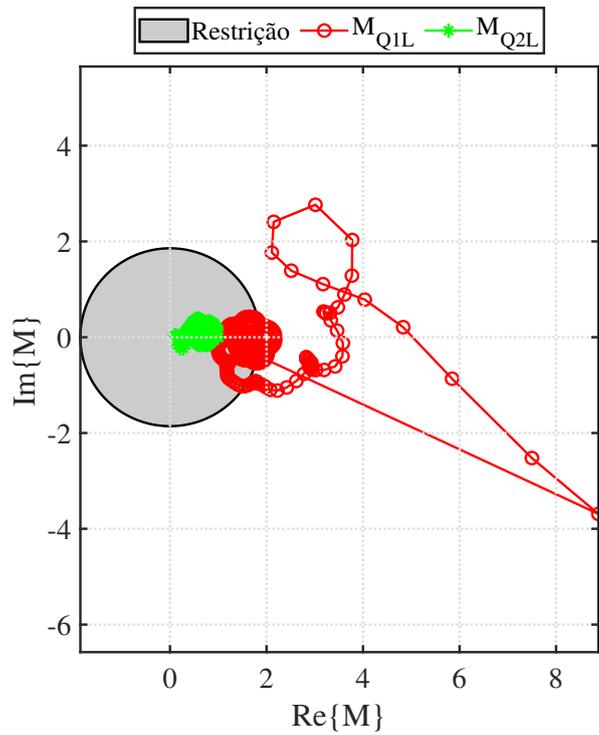


Figura 4.31: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 4.

4.2.5 Caso 5 - Curto-Circuito Bifásico Franco Aplicado em 50,00% da Linha

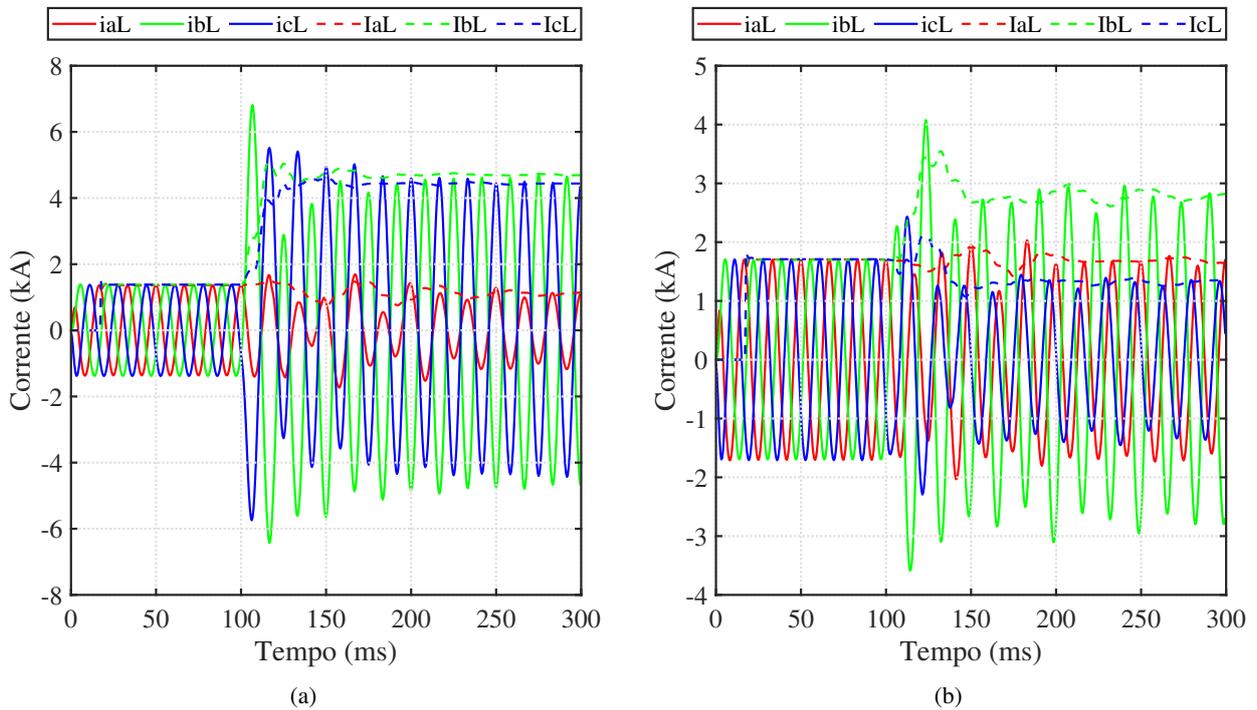


Figura 4.32: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

O quinto caso trata de um curto-circuito bifásico franco entre as fases *b* e *c*, sem envolvimento com o solo, ocorrido no ponto P5 antes da segunda transposição da linha de transmissão. No software de simulação ATPDraw, foi necessário aplicar o curto-circuito entre as fases *a* e *c* devido à primeira transposição. Na Figura 4.32a, examina-se um aumento significativo nas correntes das fases *b* e *c*. Ao sondar o circuito 2, representado na Figura 4.32b, percebe-se um aumento na corrente da fase *c*.

No caso em análise, verificam-se acionamentos dos dispositivos de proteção GAP no circuito 1: para a fase *b* em 108,366 ms e para a fase *c* em 109,678 ms, conforme ilustrado na Figura 4.33a. Após certo intervalo de tempo, ocorre o acionamento do dispositivo de proteção GAP no barramento remoto apenas para a fase *c* em 116,566 ms, como apresentado na Figura 4.34a. Observa-se que, dessa vez, o disparo dos dispositivos de proteção GAP no circuito 1 local ocorreu devido à energia, conforme mostrado na Figura 4.34b. A Figura 4.35 resume os momentos de tempo e os locais em que ocorrem os fenômenos de centelhamento.

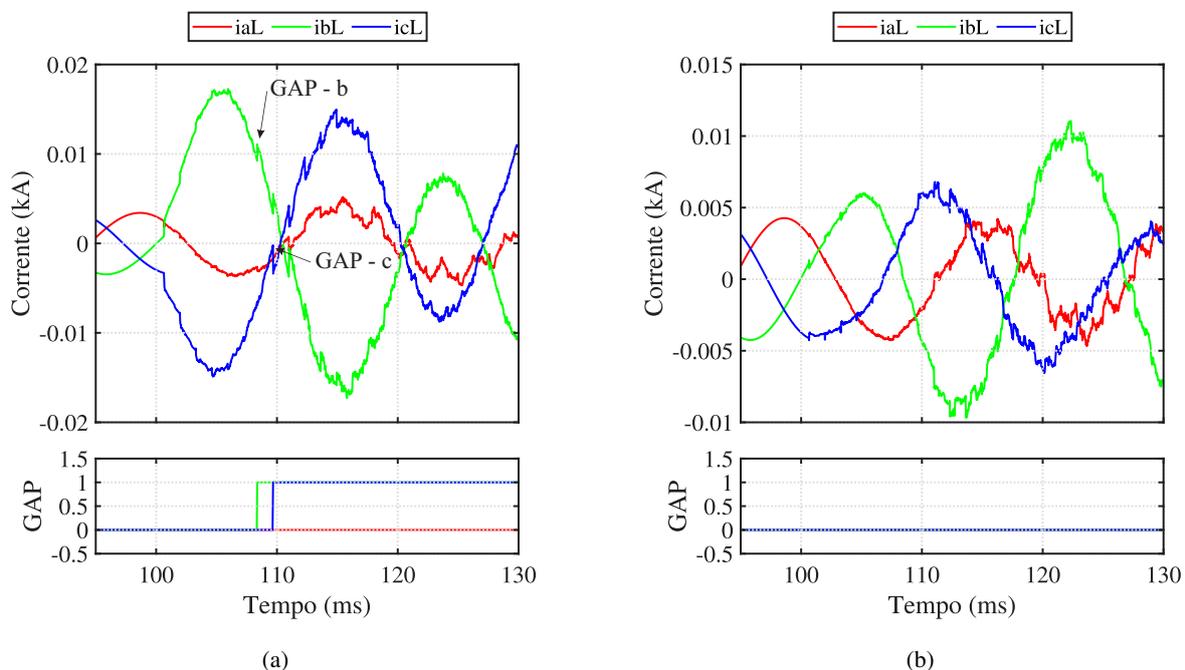


Figura 4.33: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

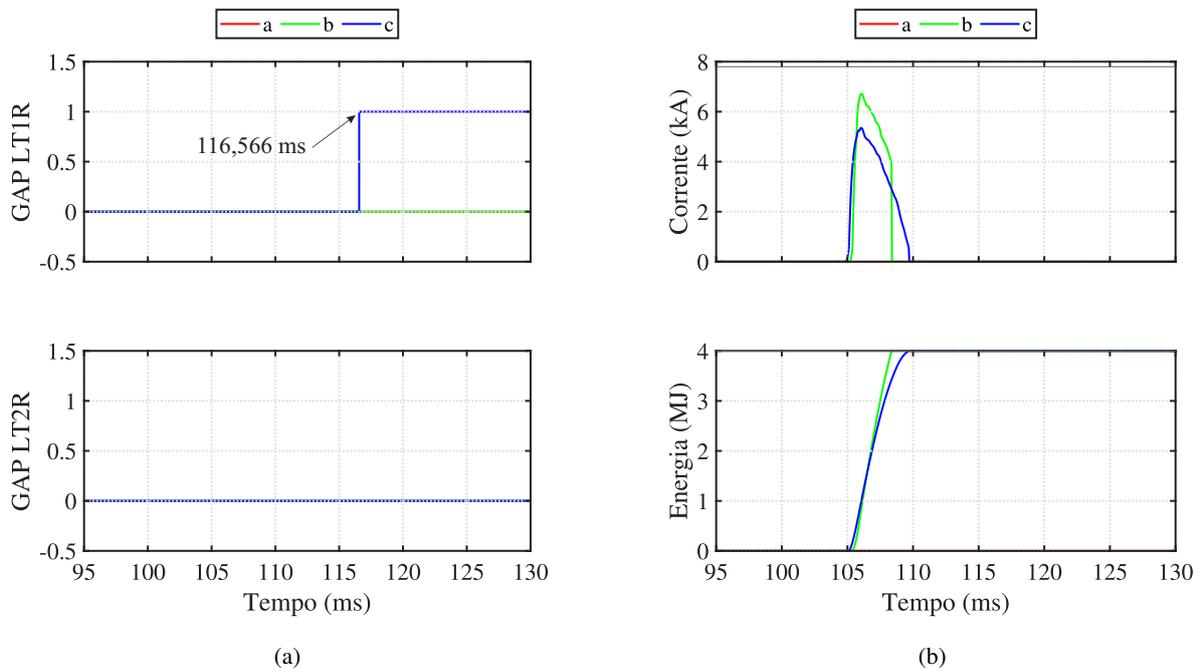


Figura 4.34: (a) Sinal de disparo do GAP Remoto para o Caso 5, Circuitos 1 e 2; (b) Sinal de corrente e energia para o MOV do Circuito 1 local para o Caso 5.

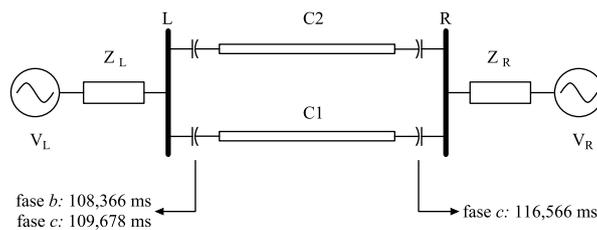
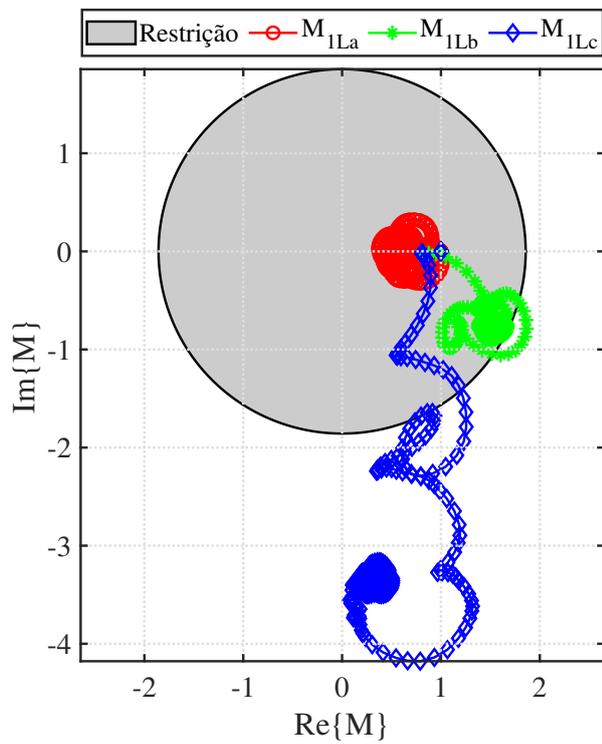
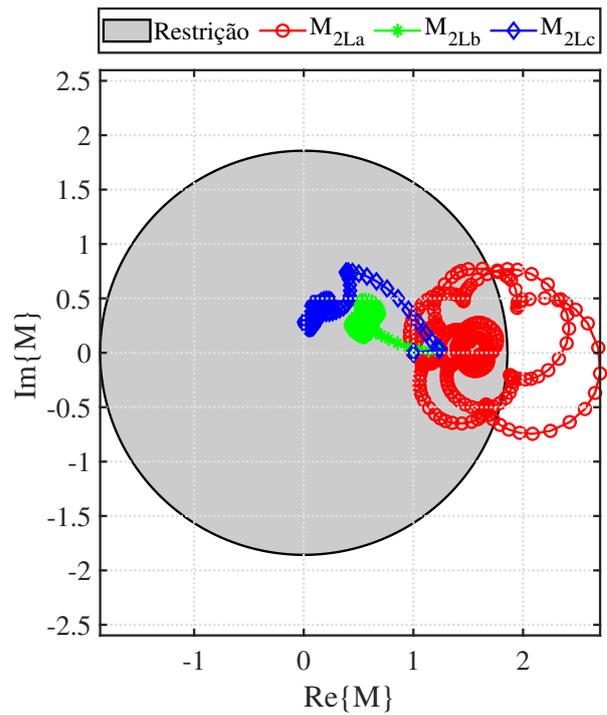


Figura 4.35: Indicação do local e tempo dos disparos dos GAPs para o Caso 5.

Eventualmente, ao explorar a função de proteção diferencial transversal tradicional no caso 5, no circuito 1, representada na Figura 4.32a, constata-se que ocorre uma atuação correta nas fases *b* e *c*. No entanto, é perceptível que a fase *b* oscila no limite de atuação por um curto período de tempo, com as amostras permanecendo na região de restrição. Por outro lado, ao averiguar a Figura 4.32b, nota-se uma atuação incorreta da componente 87LTA, representada pelo quociente M_{2La} . Isso ocorre porque, sendo o circuito 2, nenhuma das componentes de fase deveria atuar, uma vez que o curto-circuito foi aplicado no circuito 1.

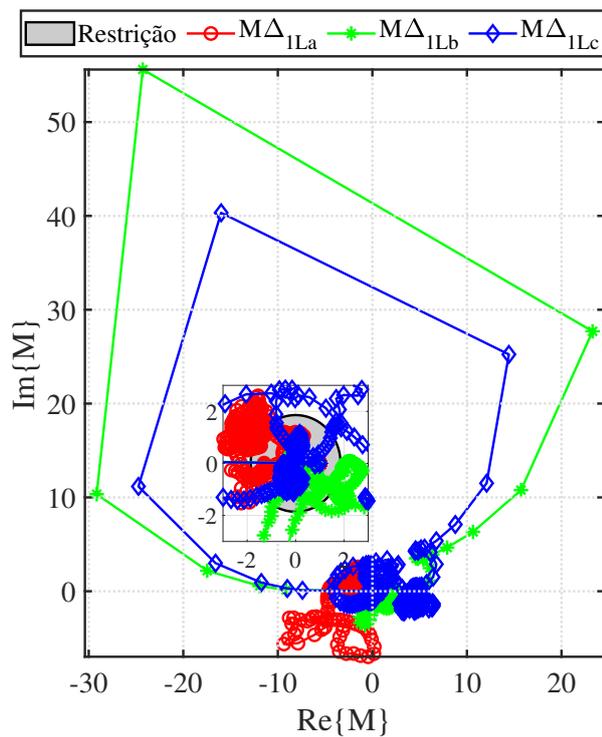


(a)

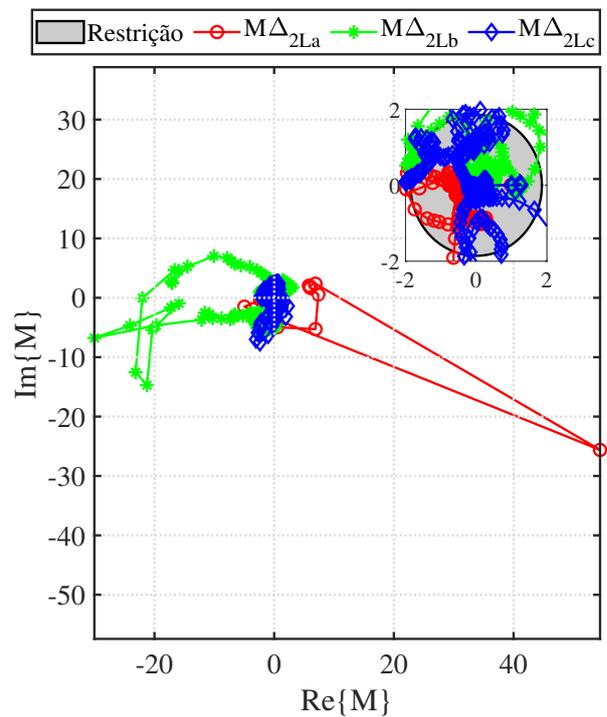


(b)

Figura 4.36: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.



(a)



(b)

Figura 4.37: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 5: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

No que diz respeito ao uso das correntes incrementais, representadas nas Figuras 4.37a e

4.37b, colige-se que, de forma semelhante aos casos anteriores, há uma desordem nas amostras, não podendo ser utilizada para o *trip* do relé.

No caso em análise, a função de proteção de sequência negativa consegue sensibilizar de forma correta, indicando que o circuito onde ocorreu a falta foi o circuito 1, conforme evidenciado pelo quociente M_{Q1L} . Observa-se que, ao sair da região de restrição, a proteção 87LTQ não retorna à região de restrição, permanecendo muito próxima, porém sem entrar, mostrado pela Figura 4.38.

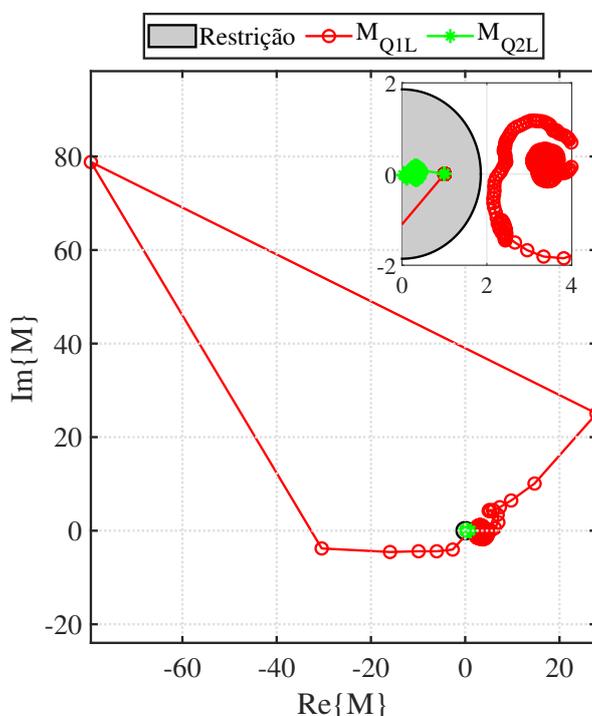


Figura 4.38: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 5.

4.2.6 Caso 6 - Curto-Circuito Trifásico Franco Aplicado em 16,67% da Linha

Neste cenário, é introduzido um curto-circuito trifásico franco no ponto P3 da linha de transmissão em 100 ms. O objetivo desse curto é avaliar o desempenho das funções de proteção em um curto-circuito simétrico, uma vez que apenas as componentes de sequência positiva estarão presentes no *loop* de falta.

Ao examinar as correntes no caso 6, identifica-se comportamentos distintos nos circuitos 1 e 2. Na Figura 4.39a, que representa as correntes do circuito 1, vê-se um aumento nas três correntes de fase, juntamente com uma componente DC de decaimento exponencial, que é filtrada pelo algoritmo de estimação fasorial de Cosseno Modificado. Já na Figura 4.39b, que apresenta as correntes no segundo circuito, é claramente visível a presença de frequências subsíncronas, as quais são causadas pelo banco de capacitores. Vale ressaltar que para o caso em questão sabe-se que o acionamento do GAP, para a fase *c* em 102,873 ms, fase *b* em 104,358 ms e fase *a* em 108,185 ms, representada na Figura 4.41, acionadas por picos de corrente, ilustrada na Figura 4.42. A ilustração da Figura 4.43 apresenta os tempos de disparo dos GAPs para o curto-circuito

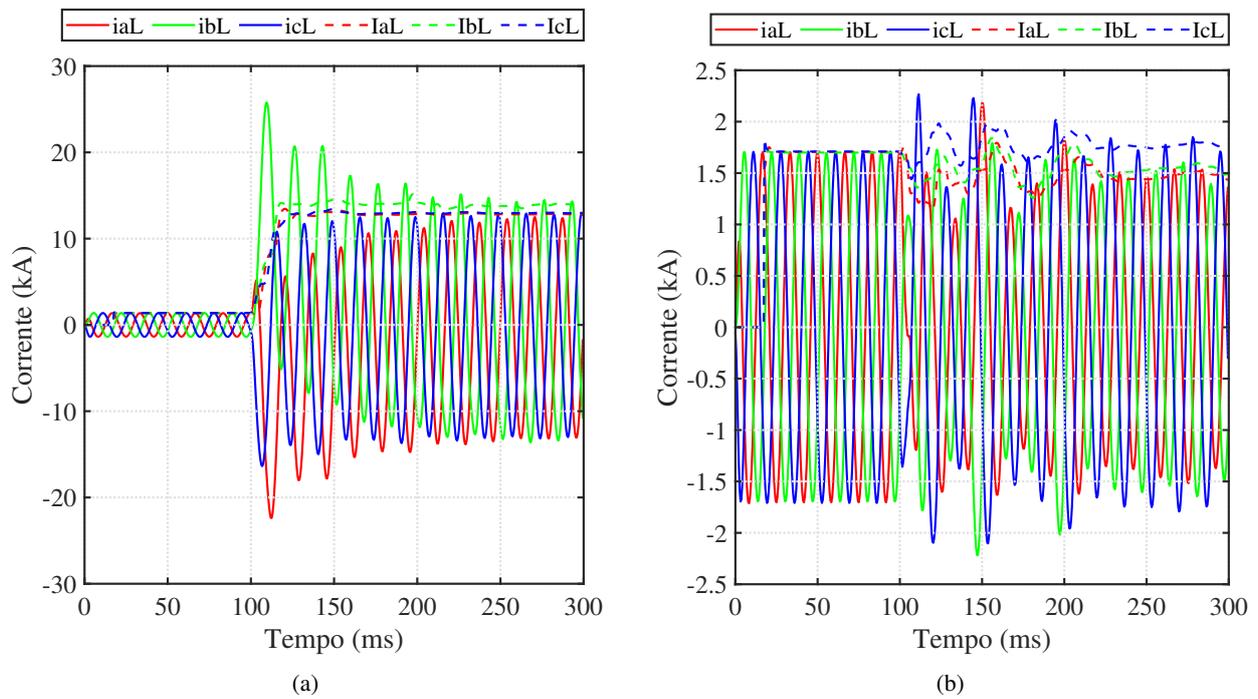


Figura 4.39: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

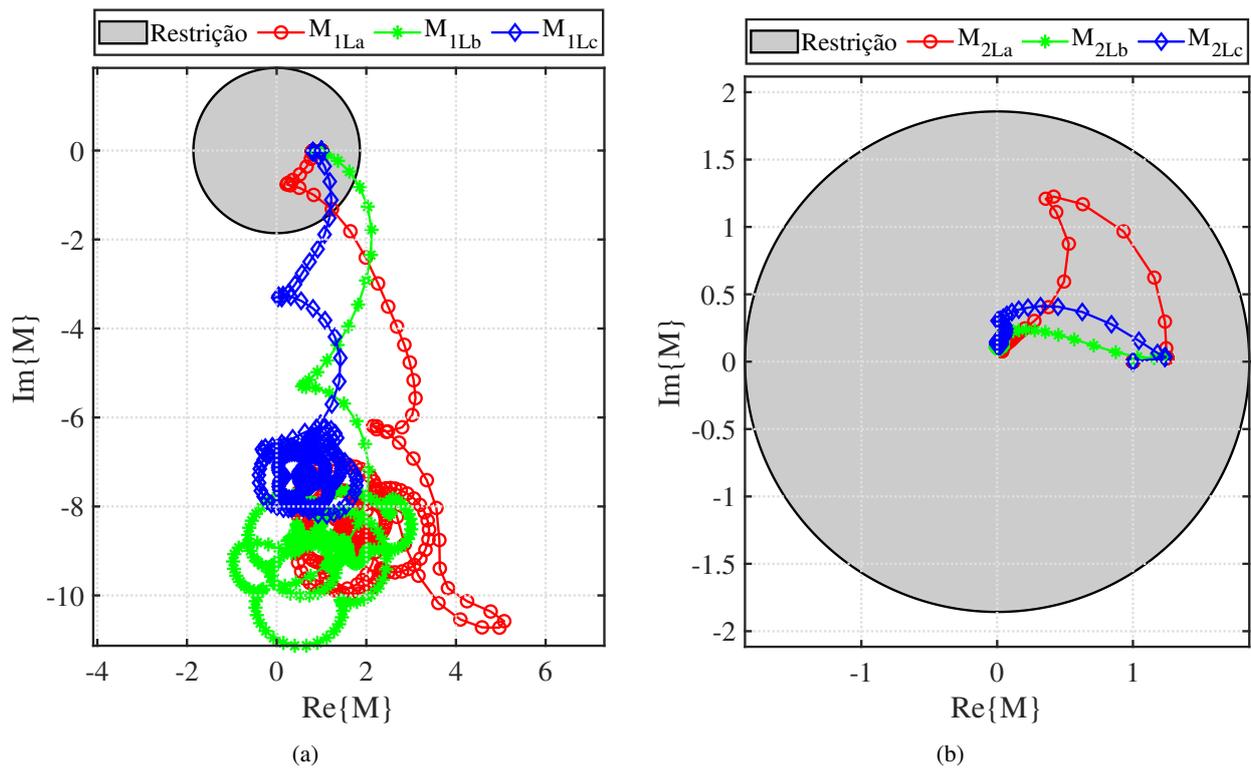


Figura 4.40: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

trifásico simulado.

No plano- α tradicional para a função de proteção diferencial transversal, verifica-se uma atu-

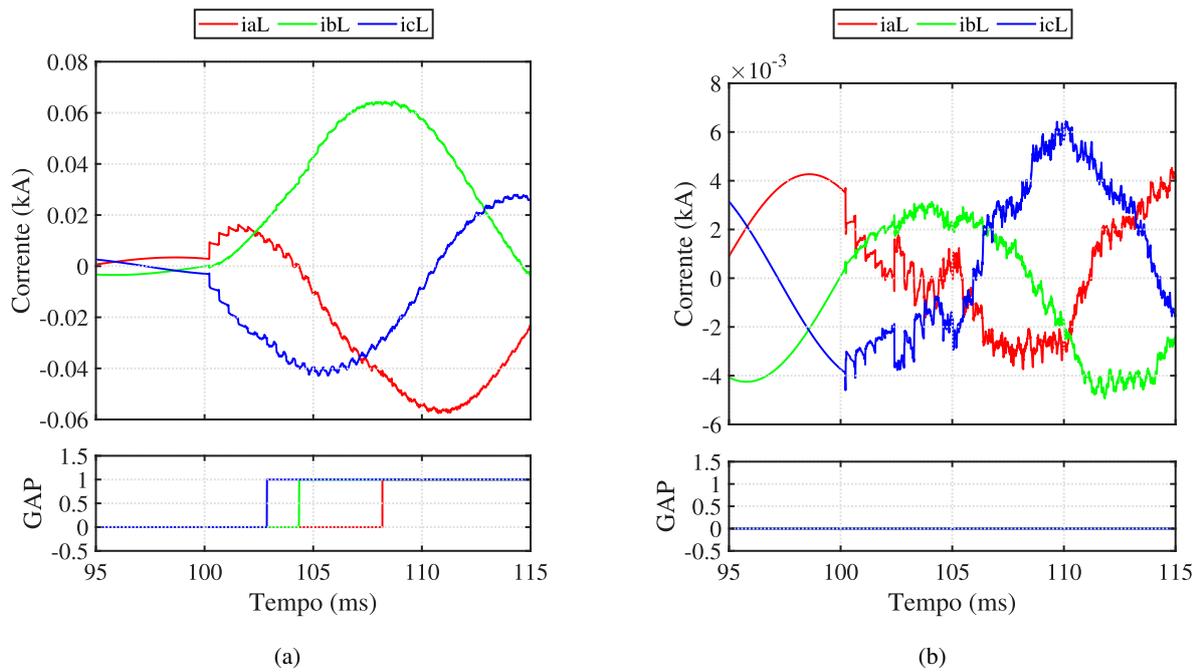


Figura 4.41: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

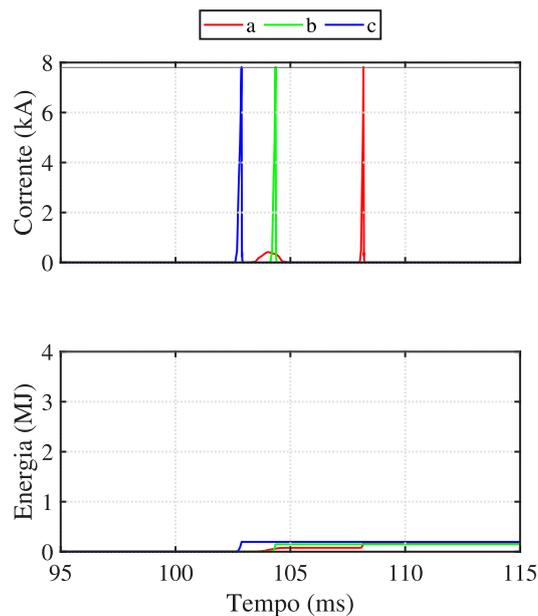


Figura 4.42: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 6.

ação correta da proteção, conforme demonstrado nas Figuras 4.40a e 4.40b. Na Figura 4.40a, expõe-se que as três componentes de fase saem da região de restrição e entram na região de operação no circuito onde ocorreu o curto-circuito. Além disso, na Figura 4.40b, nenhuma das componentes de fase sai da área de restrição, indicando a correta atuação da proteção.

Ao examinar minuciosamente a proteção diferencial transversal incremental, retratada na Fi-

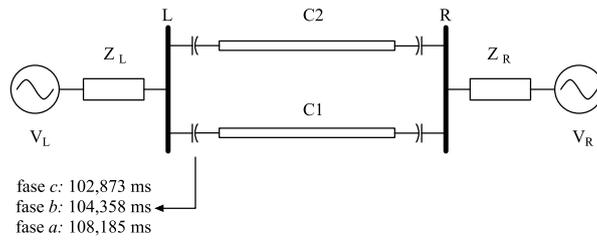


Figura 4.43: Indicação do local e tempo dos disparos dos GAPs para o Caso 6.

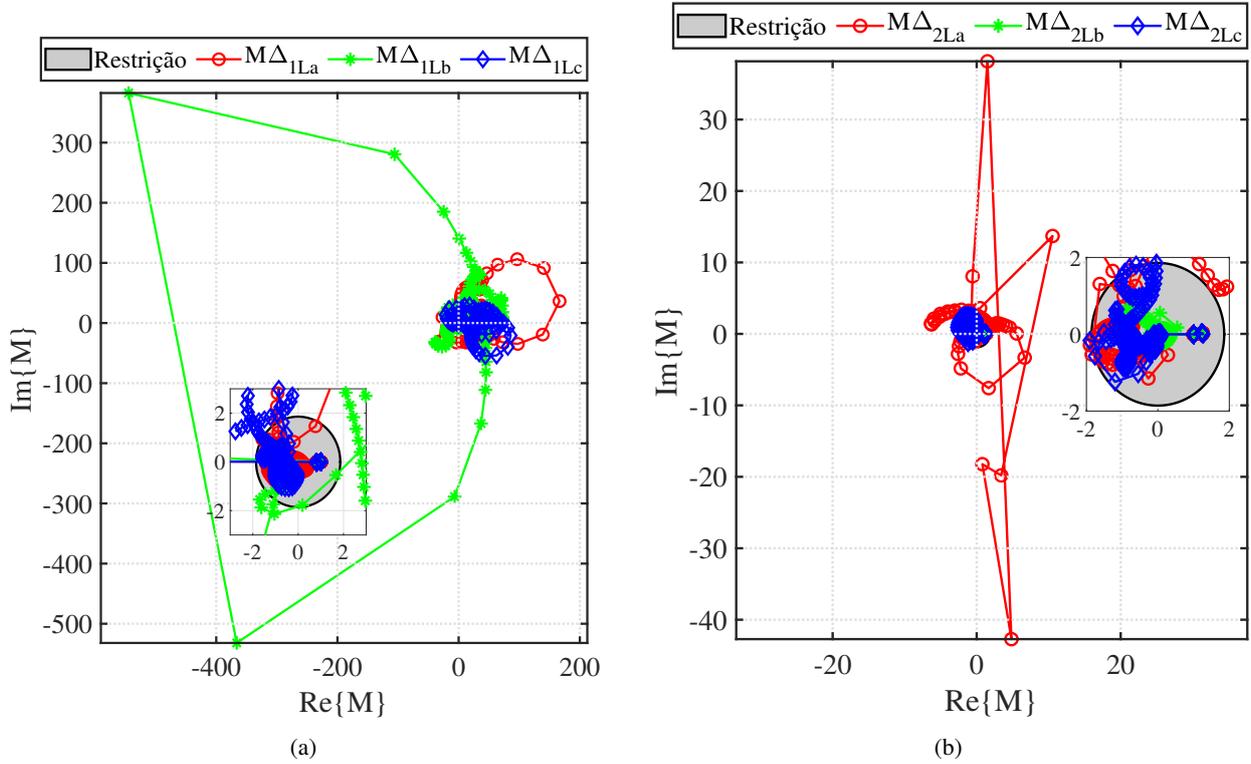


Figura 4.44: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 6: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Figura 4.44, a falta de coerência nos pontos é notável, o que resulta na sensibilização de todas as fases, tanto no circuito C1 (conforme ilustrado na Figura 4.44a), quanto no circuito C2 (conforme demonstrado na Figura 4.44b).

No contexto da proteção diferencial transversal de sequência negativa, conforme explicado na fundamentação, essa função de proteção é empregada para detectar faltas assimétricas, uma vez que surgem componentes de sequência negativa no circuito equivalente. Portanto, em faltas trifásicas, que são faltas simétricas, essa função de proteção não deveria ser acionada. No entanto, experimentalmente, observa-se na Figura 4.45 que a proteção é ativada, possivelmente devido a alguma assimetria no sistema, causada por diferenças nas estruturas das torres ou também por causa da inserção dos bancos de capacitores série, que adicionam componentes de sequência negativa, conforme é possível verificar na Figura 4.39b, onde as correntes de fases possuem módulos diferentes entre si. Contudo, a componente M_{Q1L} não converge para um ponto na região de operação.

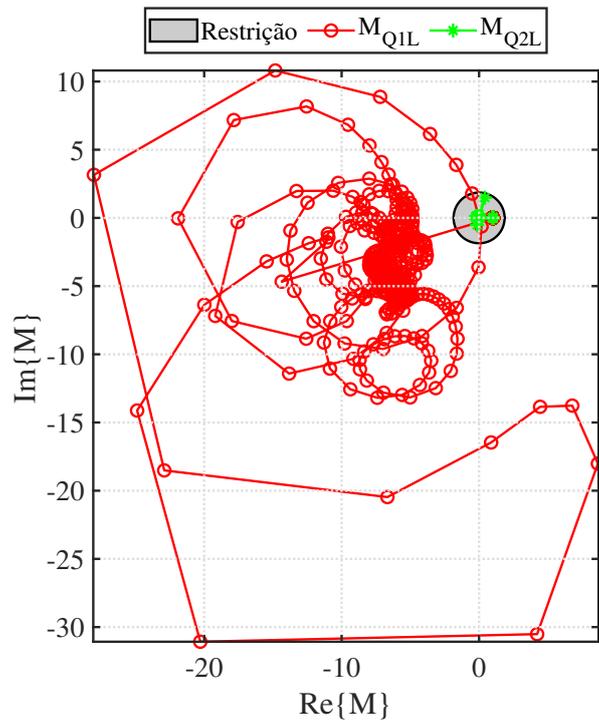


Figura 4.45: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 6.

4.2.7 Caso 7 - Curto-Circuito Monofásico Franco Externo Aplicado no Barramento da Subestação Imperatriz

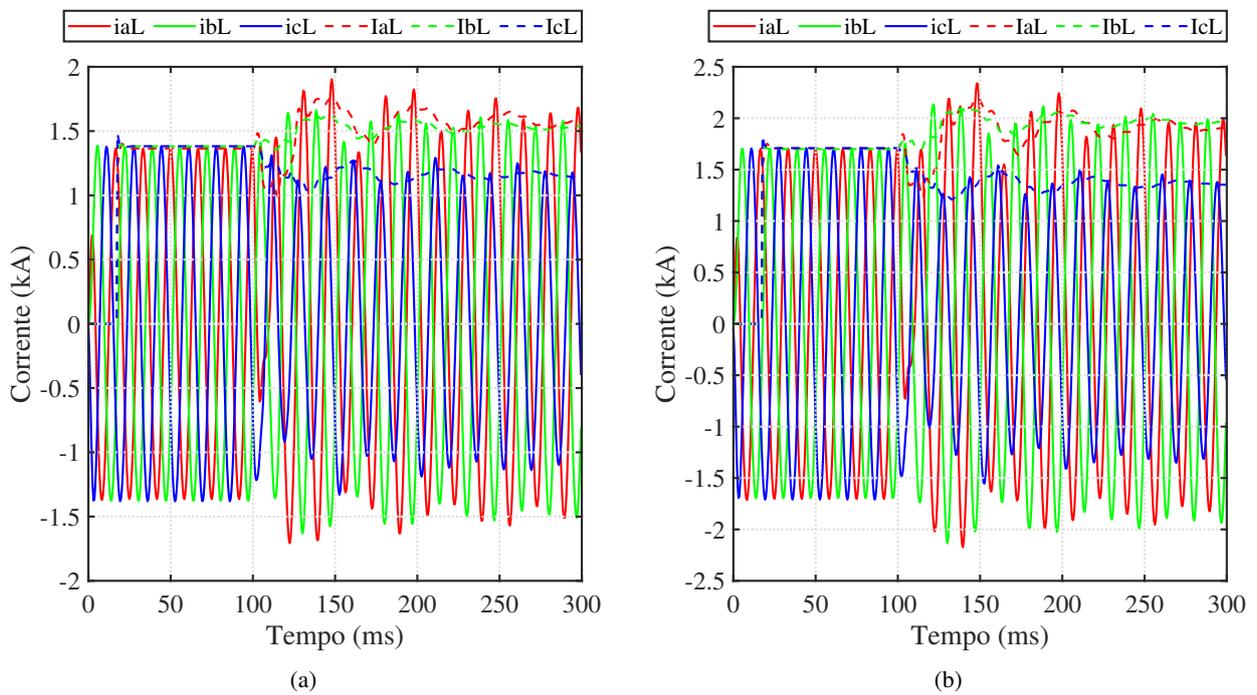


Figura 4.46: Correntes de entrada da proteção diferencial transversal no terminal local para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

No caso 7, interessa-se em examinar o desempenho das funções de proteção diante de um curto-circuito monofásico franco externo no barramento da SE Imperatriz, denominado de IZ50_. Nas Figuras 4.46a e 4.46b, encontram-se representadas as correntes nos circuitos 1 e 2, respectivamente. É evidente que as correntes estão distribuídas de maneira similar nos dois circuitos, o que indica uma semelhança entre eles.

Na proteção diferencial transversal tradicional, é possível observar nas Figuras 4.47a e 4.47b que ambos os circuitos não são acionados, o que está de acordo com o esperado, uma vez que se trata de um curto-circuito externo à linha de transmissão.

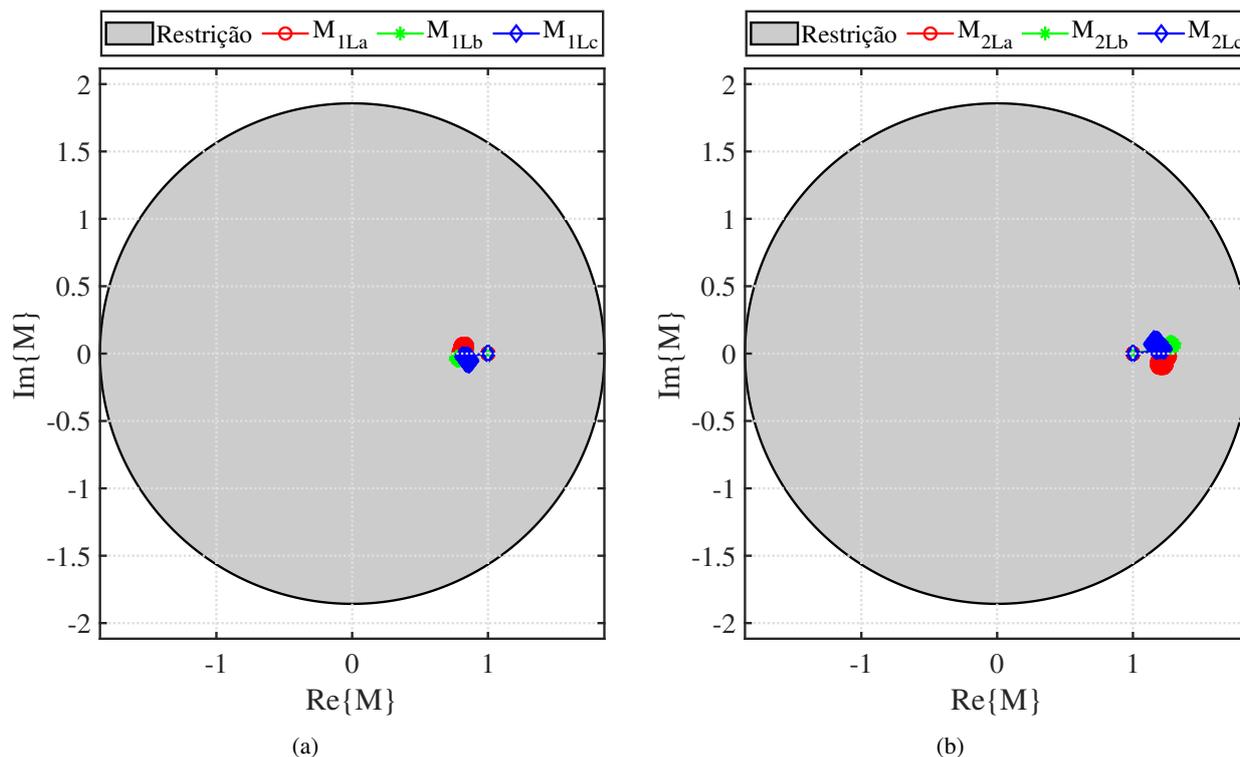


Figura 4.47: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Além disso, nos arquivos gerados pelo ATP, não há atuação do GAP, indicando que o banco de capacitores série foi adequadamente ajustado para evitar centelhamento em caso de curto-circuito no barramento a jusante ao banco, como representadas pelas Figuras 4.48a, 4.48b e 4.49.

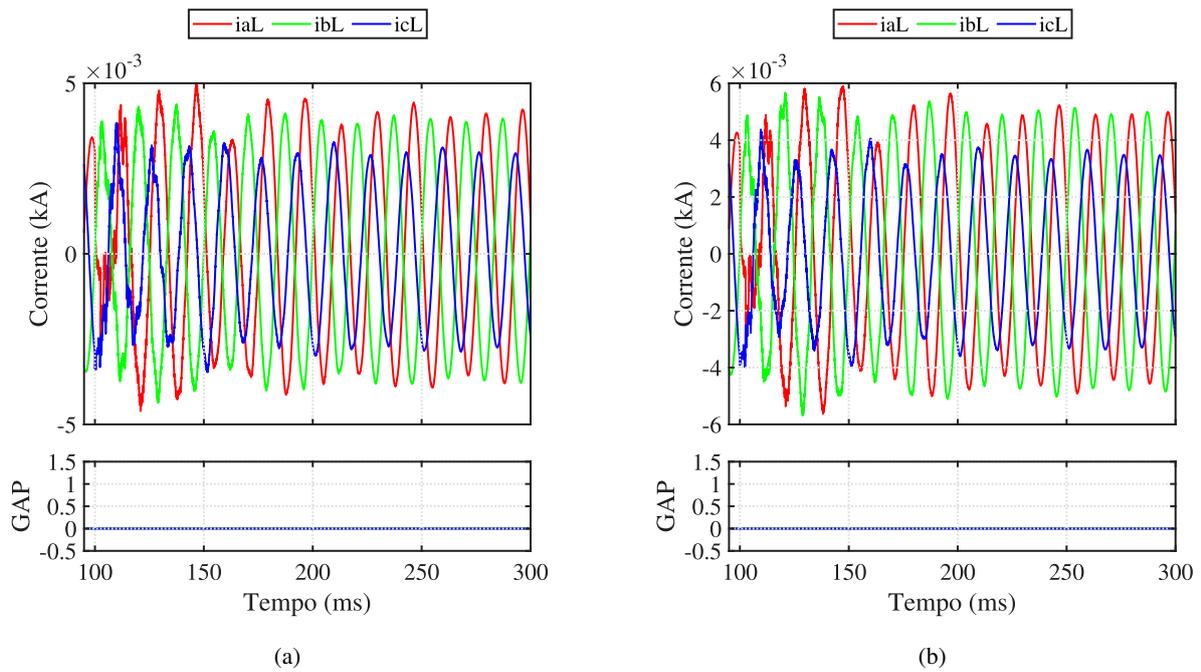


Figura 4.48: Correntes em uma taxa de amostragem de 1 MHz e o sinal de disparo do GAP para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

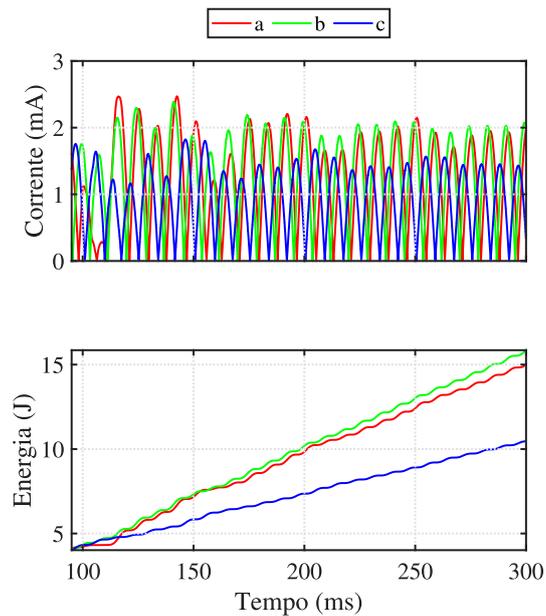


Figura 4.49: Sinal de corrente e energia para o MOV do circuito 1 local para o Caso 7.

Para as correntes incrementais, constata-se um funcionamento correto em C1, ilustrado na Figura 4.50a. Todavia, a atuação em C2 é incorreta, apresentado na Figura 4.50b. No segundo circuito, as amostras da fase b e c estão na região de operação.

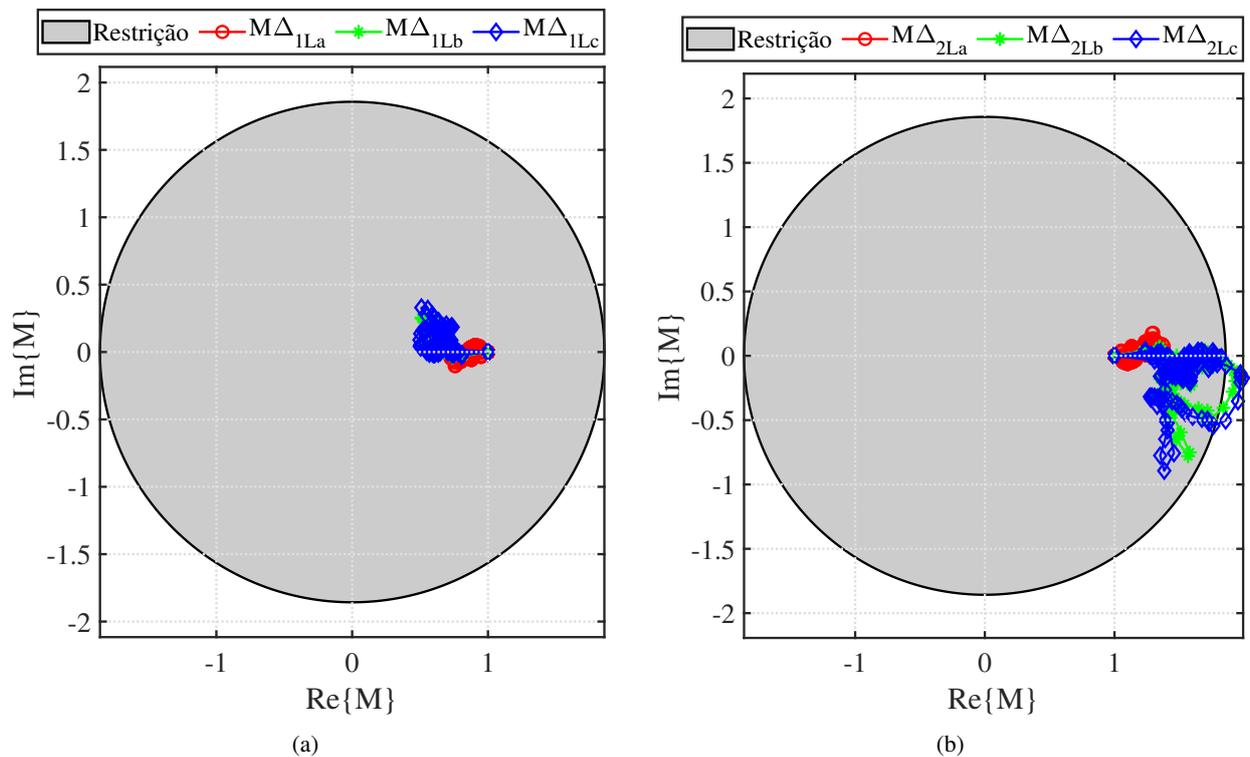


Figura 4.50: Quociente do Plano- α no terminal local incremental para o Caso 7: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

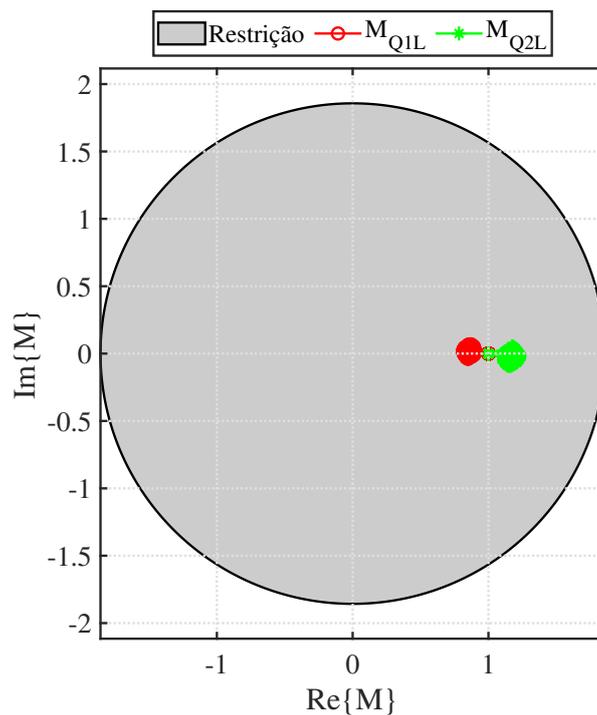


Figura 4.51: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 7.

Na análise da proteção diferencial transversal de sequência negativa, constata-se, através da Figura 4.51, que nenhum dos circuitos apresenta atuação, o que corrobora com o cenário esperado, uma vez que o curto-circuito ocorre externamente à linha de transmissão.

4.2.8 Caso 8 - Curto-Circuito Monofásico Franco Aplicado em P1, P2, P3, P4 e P5

No oitavo caso, foram realizadas cinco simulações com diferentes valores de d , aplicados nos pontos P1, P2, P3, P4 e P5, correspondendo a d igual a 0,00%, 8,33%, 16,67%, 33,33% e 50,00%, respectivamente. Um curto-circuito monofásico franco foi aplicado, e a atuação do GAP foi desconsiderada para averiguar a trajetória no plano- α . Neste caso, serão apresentadas apenas as trajetórias da função de proteção diferencial transversal tradicional e de sequência negativa, conforme ilustrado nas Figuras 4.52a, 4.52b, 4.53a e 4.53b.

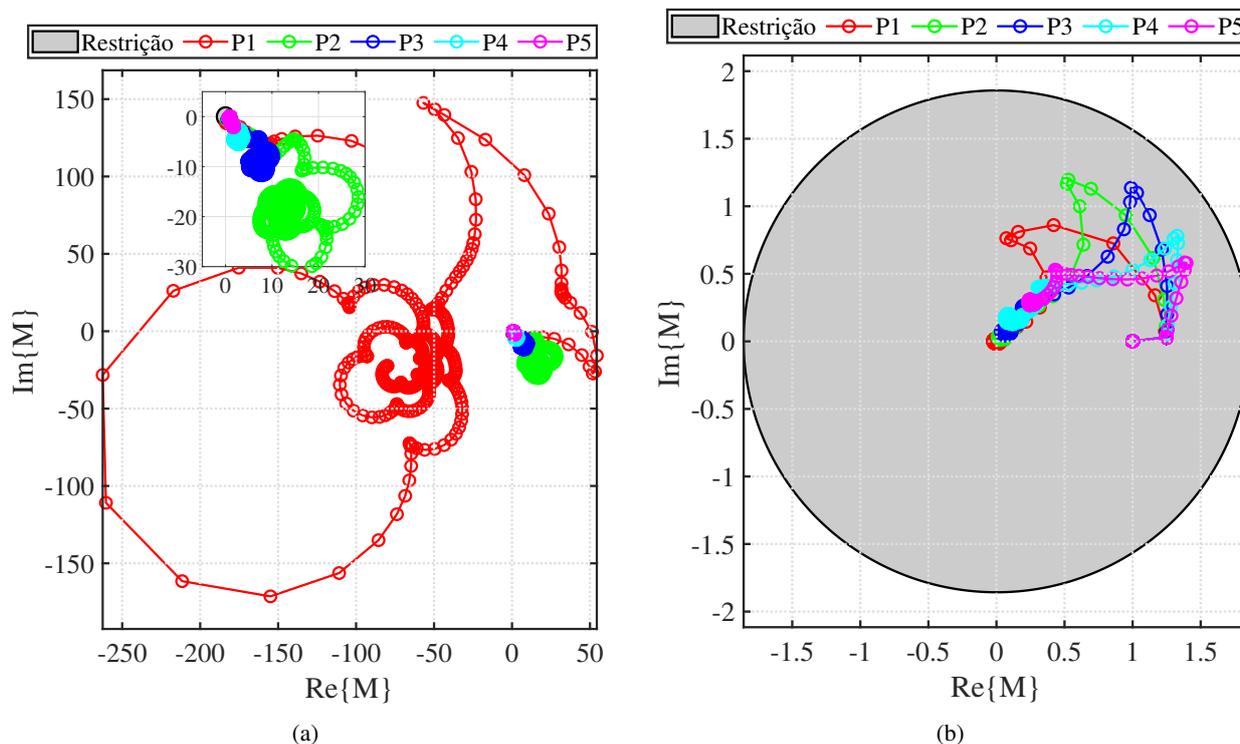


Figura 4.52: Quociente do Plano- α no terminal local tradicional para o Caso 8: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

Na Figura 4.52a, visualiza-se as trajetórias correspondentes aos 5 pontos diferentes de falta. É notável que quanto mais próximo o curto ocorre em relação ao transformador de corrente (TC), mais distante será o coeficiente M no plano- α . Por outro lado, quanto mais distante o curto ocorre do TC, mais próximo o coeficiente M se aproxima da região de restrição. Para ocorrer uma atuação da falta no ponto P5, deve-se diminuir o raio da circunferência através do ajuste de sensibilidade (K).

Já na Figura 4.52b que representa o circuito 2, observa-se que, antes do curto-circuito, os pontos se encontram em (1,0) e após o curto se deslocam em direção ao ponto (0,0), passando próximo ao limiar de operação.

Na Figura 4.53a, comprova-se claramente a presença do banco de capacitores série por meio do padrão em forma de pétalas de rosa no plano- α . Quando um curto-circuito ocorre mais próximo ao terminal de análise, no plano M , visualiza-se uma trajetória com valores negativos de $\text{Re}\{M\}$. À medida que o curto-circuito se afasta do ponto de medição, a característica rotaciona

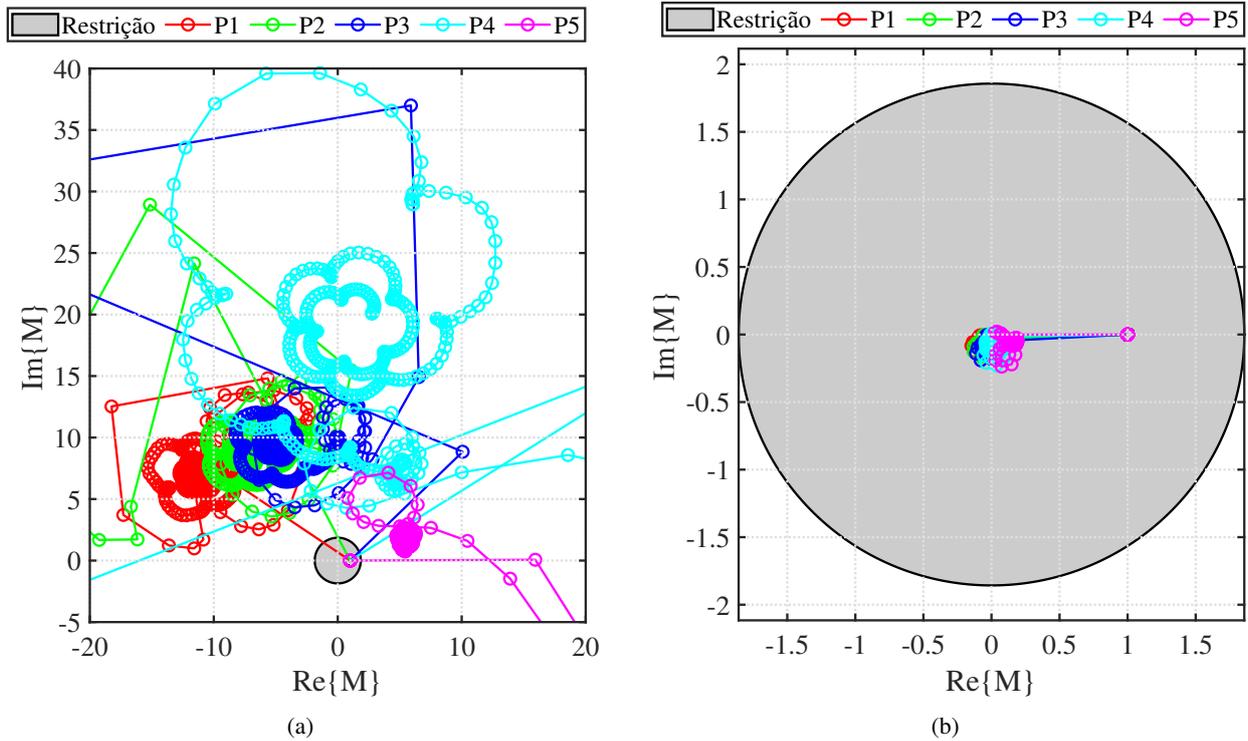


Figura 4.53: Quociente do Plano- α no terminal local de sequência negativa para o Caso 8: (a) Circuito 1; (b) Circuito 2.

no sentido horário em torno da origem (0,0), aproximando-se da região de restrição.

Já na Figura 4.53b, essa função não é sensibilizada para o circuito 2, e os pontos tendem a se acumular próximos à origem de forma rápida.

Uma comparação entre a função tradicional e a função de proteção de sequência negativa, identifica-se que a última possui maior confiabilidade para evitar atuações desnecessárias no circuito 2. Isso pode ser evidenciado pela trajetória mais curta dos pontos em direção à origem no plano- α . Por outro lado, a função tradicional apresenta uma trajetória mais longa, como já observado em casos anteriores, que poderá exceder a região de restrição dependendo das condições, como local da falta e resistência da falta (R_{ff}).

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, foram exploradas as implementações e os resultados obtidos ao analisar o desempenho da função diferencial transversal em uma linha de transmissão de circuito duplo com compensação série malhado e com maior complexidade fornecido pela Eletrobras Eletronorte, abordando diferentes proteções, como convencionais, incrementais e o uso da sequência negativa. O software ATP e a linguagem MODELS foram utilizados para implementar o sistema elétrico, obter dados, além de modelar os módulos dos bancos de capacitores e o MATLAB foi utilizado para executar a função de proteção.

No capítulo 2, foi realizado um estudo teórico dos conceitos fundamentais da proteção diferencial transversal em linhas de transmissão de circuito duplo. Foram apresentadas as configurações e os planos de representação do circuito, assim como os princípios da compensação série e seus componentes essenciais de proteção.

No capítulo 3, foram descritas as implementações computacionais do algoritmo de proteção diferencial com os algoritmos de estimação fasorial, incluindo os blocos principais, os métodos de análise e os coeficientes utilizados para avaliar o desempenho da função de proteção.

No capítulo 4, foram discutidos os resultados da avaliação do algoritmo proposto, com foco no comportamento durante o regime transitório de curto-circuito. Examinou-se as trajetórias dos coeficientes no plano- α para diferentes tipos de falta em condições de carregamento pesado.

Com base nos resultados obtidos, observou-se o impacto da ressonância subsíncrona no comportamento das trajetórias durante as faltas, principalmente quando se utilizaram grandezas incrementais. Além disso, foi possível avaliar o ótimo desempenho da função diferencial de sequência negativa em diversos pontos de falta.

Os resultados obtidos nas simulações indicaram que a utilização do plano- α com grandezas de sequência negativa apresentou benefícios significativos para curtos-circuitos assimétricos, ao invés dos elementos de fase. Em muitos desses casos, foi observado um aumento na confiabilidade em relação à não atuação do circuito vizinho. Esses resultados reforçam a viabilidade da utilização de grandezas de sequência negativa pelos relés diferenciais transversais, quando combinados com a compensação série, como forma de reforçar as funções existentes.

5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com base nos resultados obtidos na avaliação da proteção diferencial transversal de sequência negativa em linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série, surgem oportunidades para investigar e propor aprimoramentos nas técnicas existentes. Abaixo estão descritas algumas propostas de pesquisa relacionadas ao tema:

- Avaliar o desempenho das técnicas do Plano Alfa Generalizado (PAG) e outras estratégias de mapeamento de correntes (CMS) na proteção diferencial transversal;
- Avaliar o desempenho da proteção diferencial transversal de sequência negativa para linhas de circuito triplo, por meio da aplicação da função de proteção em apenas dois circuitos;
- Desenvolvimento de uma lógica que permita a abertura monopolar dos disjuntores usando a variável de detecção 87LTQ em combinação com um algoritmo de segregação de fases;
- Realizar análises e metodologias em relés reais;
- Realizar simulações adicionais nas análises de sensibilidade paramétrica para examinar a variação de outros parâmetros do sistema, como o instante de aplicação da falta e no sistema de carga leve.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALTUVE, H. et al. Transmission line differential protection with an enhanced characteristic. In: *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 2, p. 414–419 Vol.2.
- ANDERSON, P.; FARMER, R. G. *Series Compensation of Power Systems*. [S.l.]: PBLSH! Incorporated, 1996. ISBN 9781888747010.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999.
- ANSI. IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations. *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996)*, p. 1–48, 2008.
- APOSTOLOV, A. et al. Protection of double circuit transmission lines. In: *2007 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 85–101.
- ARRESTERWORKS. 2008. Disponível em: <http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/protection_series_capacitor_banks.pdf>.
- BAINY, R. et al. Influência de modelos de transformadores de potencial capacitivo sobre a estimação de fasores de tensão. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2012.
- COMMITTEE, I. P. S. R. C. Emt reference models for transmission line relay testing. In: . [s.n.], 2005. Disponível em: <<https://www.pes-psrc.org/kb/report/074.pdf>>.
- CONCEIÇÃO, J. B. R. d. *Análise de Transitórios em Linhas de Transmissão com Compensação Série*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2015.
- DALLBELLO, A. C. et al. Análise de sinais provocados por defeitos em linhas de transmissão utilizando técnicas de telecomunicação e processamento de sinais. In: *IV CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA*. Araxá, Minas Gerais, Brasil. [S.l.: s.n.], 2007.
- DINIZ, O. P. *Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série*. Dissertação (Mestrado) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016.
- ELETRONORTE. *Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., Superintendência Geral de Expansão da Transmissão - PTT, Gerência de Projeto, Controle e Automação - PTP. Estudos para Verificação do Desempenho na RTDS (Real Digital Time Simulator), dos Sistemas de Proteção das Linhas de Transmissão Marabá–Imperatriz 500 kV, Imperatriz–Presidente Dutra 500 kV e São Luís I–São Luís II 230 kV*. [S.l.], 2010.
- FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 2. ed. Rio de Janeiro, Brasil: LTC | Livros Técnicos e Científicos Ltda., 2020.
- FORMIGA, D. A. *Estimação de fasores para proteção de sistemas elétricos baseada em mínimos quadrados e morfologia matemática*. 116 p. Dissertação (Mestrado) — UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede, 2012.
- FRONTIN, S. d. O. *Equipamentos de alta tensão – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. [S.l.]: Brasília, DF: Goya Editora LTDA, 2013.

- GERS, J.; HOLMES, E.; ENGINEERS, I. of E. *Protection of Electricity Distribution Networks, 2nd Edition*. Institution of Engineering and Technology, 2004. (IEE power and energy series). ISBN 9780863415371. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=askEVAAVdesC>>.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power system analysis & design, SI version*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012.
- GOMES, M. F. B. *Avaliação da Proteção Diferencial Transversal Aplicada às Linhas de Transmissão de Circuito Duplo*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2014.
- GOOGLE MAPS. 2023. Disponível em: <<https://goo.gl/maps/WAfoUhcYcKovbXUw7>>.
- HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. *Modified Cosine Filters*. U.S. Patent 6154687 ed., November, 2000.
- LOPES, F. V. et al. Influência de métodos de estimação fasorial no processo de análise de faltas no sistema chesf. *Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2015.
- MILLER, H. et al. Modern line current differential protection solutions. In: *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–25.
- MILLER, T. *Reactive Power Control In Electric System*. Wiley India, 2010. (Wiley-Interscience publication). ISBN 9788126525201. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=siF0CgAAQBAJ>>.
- MOLAS, E. C. *Proteção diferencial de linhas de transmissão no Plano Alfa: Modelagem e Simulação*. Dissertação (Mestrado) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2014.
- NEVES, E. T. *Proteção diferencial longitudinal e transversal de linhas de transmissão de circuito duplo : modelagem e simulação do plano alfa*. Dissertação (Mestrado) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2019.
- ONS. *Sobre o SIN Mapas*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>.
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Análise Estatística das Perturbações Ocorridas na Rede Básica Referente ao Ano de 2022. RT-ONS DPL 0265/2023*. [S.l.], 2022.
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.6-RQ_2021.08.docx_261430f7-8a33-4963-a75b-26578bef0c0f.pdf>.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer relaying for power systems*. 2nd ed. ed. Chichester, West Sussex ; Hoboken, NJ ; Baldock, Hertfordshire: John Wiley & Sons ; Research Studies Press, 2009. OCLC: ocn316009522. ISBN 9780470057131.
- ROBERTS, J. et al. The effect of multiprinciple line protection on dependability and security. In: *Line Current Differential Protection: A Collection of Technical Papers Representing Modern Solutions, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc*. [S.l.: s.n.], 2014.
- SANAYE-PASAND, M.; JAFARIAN, P. Adaptive protection of parallel transmission lines using combined cross-differential and impedance-based techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 3, p. 1829–1840, 2011.
- SCHWEITZER, E. O. et al. Speed of line protection - can we break free of phasor limitations? In: *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 448–461.

SERPA, V. R. *Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série*. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2018.

SERPA, V. R. *Avaliação das Proteções Diferencial Transversal e de Distância aplicadas às Linhas de Transmissão de Circuito Duplo*. Dissertação (Mestrado) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2020.

SILVA, K. M. Um algoritmo de filtragem adaptativa da componente dc de decaimento exponencial para a estimação de fasores em relés digitais. In: 2010 IEEE PES TD LATIN AMERICA. [S.l.], 2010.

WANG, Q. et al. Cross differential protection of double lines based on super-imposed current. In: . [S.l.: s.n.], 2005. p. 1 – 4.

WANG, Q. P. et al. Application of percentage cross differential relay in ehv double lines. In: 2005 IEEE Russia Power Tech. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–6.

XUE, Y. et al. Series compensation, power swings, and inverter-based sources and their impact on line current differential protection. In: 2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers. [S.l.: s.n.], 2013. p. 80–91.