

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO COM
COMPENSAÇÃO SÉRIE**

VITOR RIBEIRO SERPA

**TRABALHO DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITO DUPLO COM
COMPENSAÇÃO SÉRIE**

VITOR RIBEIRO SERPA

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, DSc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, DSc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Bernard Fernandes Küsel , MSc. (ONS)
(Examinador Externo)

Brasília/DF, dezembro de 2018.

FICHA CATALOGRÁFICA

SERPA, VITOR RIBEIRO

Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série. [Distrito Federal] 2018.

xiii, 75p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2018).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------|--|
| 1. Compensação Série | 2. Linha de Transmissão de Circuito Duplo |
| 3. ATP | 4. Proteção Diferencial Transversal (87LT) |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SERPA, V. R. (2018). Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 75p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Vitor Ribeiro Serpa

TÍTULO: Avaliação da Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo com Compensação Série.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2018

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho 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 trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Vitor Ribeiro Serpa

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Primeiramente aos meus pais Silvio e Marta, por me apoiarem e me incentivarem em todas as minhas escolhas. Por me ajudarem nos momentos mais difíceis. Por todo amor e carinho compartilhados.

Ao professor Kleber, por todas as oportunidades concedidas, por todos os ensinamentos e pela participação em minha formação acadêmica, me orientando em pesquisas há mais de dois anos. Por ser um exemplo de profissional.

Aos amigos de infância, Klaus, Gabriel Yoshimi, Gustavo Taffarel, Pedro Henrique Soares, e outros tão importantes quanto, por estarem sempre ao meu lado durante esta jornada. Sou eternamente grato pela amizade e pelos momentos vividos com vocês. Obrigado pelo companheirismo.

Aos meus amigos da UnB, Rodrigo Tenorio, Renan Raeder, João Vitor Leite, Pedro Campos, João Vitor Lemos, Rodrigo Rianelly, Ricardo Marra, Gustavo Carvalho, Matheus Moraes, Pedro Caiafa, Fernando Pappas, Letícia Lima, Nathália Viana e outros tão importantes quanto. Obrigado por me acompanharem nesta jornada de estudos, pela amizade. A vida universitária certamente foi mais fácil com vocês.

Aos membros do LAPSE (Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos), minha gratidão por toda a ajuda fornecida.

À Universidade de Brasília (UnB), por me fornecer todo o suporte para o desenvolvimento pessoal e profissional.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

RESUMO

Neste trabalho de conclusão de curso, é realizada a avaliação da proteção diferencial transversal de linhas de circuito duplo com compensação série. Por meio do *software* ATP (*Alternative Transients Program*), é simulado um sistema de 500 kV contendo uma linha de transmissão de 300 km de extensão. O objetivo principal é obter o desempenho da função diferencial transversal perante o comportamento dos sistemas de bancos de capacitores. Através do *software* ATP, são realizadas as simulações de transitórios eletromagnéticos de sistemas de potência e, por meio do MATLAB, são implementados os algoritmos de proteção estudados. Os métodos de análises utilizados consistem na avaliação do comportamento em regime transitório perante faltas pontuais e na análise de sensibilidade paramétrica através da variação de um parâmetro de falta ou do sistema. Foi realizada a análise através do plano alfa (plano- α) por meio dos métodos tradicional e incremental, comparando o desempenho destes. Com o intuito de se obter uma representação dos elementos que estão integrados ao banco de capacitores, foram utilizados sistemas modelados no ambiente MODELS do ATP. O circuito de controle de disparo do centelhador (*Spark GAP*) consiste em um modelo capaz de atuar por critérios de corrente e energia armazenada nos varistores de óxido metálico (MOVs). Procura-se ilustrar os efeitos nas trajetórias do plano- α provenientes da atuação dos centelhadores dos bancos, bem como o efeito da oscilação subsíncrona em regime transitório de falta.

Palavras-chave:

ATP, Proteção Diferencial Transversal, Plano Alfa, Linha de Transmissão de Circuito Duplo, Compensação Série.

ABSTRACT

In this work, an evaluation of cross-differential protection of series compensated double circuit lines is performed. Through the use of the software ATP (Alternative Transients Program), a 500 kV system with a 300 km transmission line is simulated. The main objective is to evaluate the performance of cross-differential protection function in series compensated transmission lines. Through the software ATP, simulations of electromagnetic transients of power systems are performed and by the use of MATLAB the algorithms of the protection functions studied are implemented. The analysis methods consist on the transient behavior towards specific faults and on the parametric sensitivity analysis through fault and system parameters variation. The analysis were performed through alpha plane, using the traditional and incremental methods, making the comparison between them. In order to obtain a representation of the elements which are integrated to the capacitor bank, modeled systems were used on the MODELS environment of ATP. The control circuit of the Spark GAP consists on a model capable of operate doing the analysis of the varistors current and stored energy criterions. The effects on the alpha plane trajectories caused by the operation of the Spark GAPs and the effects of subsynchronous oscilation on the fault transient state are also presented in this work.

Keywords:

ATP, Cross-Differential Protection, Alpha Plane, Double Circuit Line, Series Compensation.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	viii
Lista de Símbolos	ix
Glossário	x
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Organização do Texto	3
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	4
2.1 Aspectos Gerais sobre Proteção de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo	6
2.2 Fundamentos da Proteção Diferencial	7
2.2.1 Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo	8
2.2.1.1 Proteção Diferencial Transversal Convencional	9
2.2.1.2 Proteção Diferencial Transversal Percentual	10
2.3 Planos de Representação	11
2.3.1 Plano operacional	11
2.3.2 Plano Alfa	12
2.3.2.1 Plano Alfa para Proteção Transversal de Linhas de Circuito Duplo	12
2.4 Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa	15
2.4.1 Comportamento Básico	15
2.4.2 Corrente Capacitiva	15
2.5 Modos de Operação da Proteção Diferencial Transversal	17
2.5.1 Modo de Operação Instantâneo	17

2.5.2	Modo de Operação Sucessivo	18
2.6	Cálculo da Zona de Proteção Sucessiva	18
2.7	Proteção Diferencial Incremental	19
2.8	Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série	20
2.8.1	Componentes de Proteção Presentes no Banco de Capacitores	22
2.8.1.1	Varistor de Óxido Metálico (MOV)	23
2.8.1.2	Centelhador (<i>Spark GAP</i>)	23
2.8.1.3	Disjuntor de Desvio (<i>Bypass</i>)	24
2.8.1.4	Circuito de Amortecimento	24
2.8.2	Fenômeno da Ressonância Subsíncrona	25
Capítulo 3 – Implementações Computacionais		26
3.1	ATP e MODELS	26
3.1.1	ATP	26
3.1.2	MODELS	27
3.2	Bloco de faltas	28
3.3	Banco de Capacitores Série	29
3.4	Análise de Regime Transitório	31
3.4.1	Bloco de Aquisição de Sinais	31
3.5	Análise de Sensibilidade Paramétrica	33
3.6	Descrição do Algoritmo Computacional Implementado	33
3.6.1	Leitura dos sinais dos TCs e TPs	33
3.6.2	Estimação de Fasores	34
3.6.3	Coeficientes Calculados	35
Capítulo 4 – Apresentação e Análise dos Resultados		37
4.1	Sistema Analisado	37
4.2	Dimensionamento dos Bancos de Capacitores	39
4.3	Dimensionamento dos MOVs	39
4.4	Dimensionamento da Proteção do MOV pelo Spark GAP	40
4.5	Simulações e Resultados	41
4.5.1	Análise de Regime Transitório	41
4.5.1.1	Caso 1 - Curto-Circuito Trifásico Franco Aplicado em 2 % da Linha 1	41
4.5.1.2	Caso 2 - Curto-Circuito Bifásico BC Franco Aplicado em 50 % da Linha 1	44
4.5.1.3	Caso 3 - Curto-Circuito Monofásico AT com Resistência de Falta de 200 Ω aplicado em 50 % da Linha 1	46

4.5.2	Análise de Sensibilidade Paramétrica	49
4.5.2.1	Caso 1 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Trifásico Franco	50
4.5.2.2	Caso 2 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Trifásico com resistência entre fases de 70Ω	53
4.5.2.3	Caso 3 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Monofásico Franco AT	56
4.5.2.4	Caso 4 - Variação da Resistência de Falta entre Fases para um Curto-Circuito Trifásico Aplicado em 50 % da Linha 1	59
4.5.2.5	Caso 5 - Variação da Resistência de Falta para um Curto-Circuito Monofásico AT Aplicado em 20 % da Linha 1	62
4.5.2.6	Caso 6 - Variação do Ângulo de Carregamento para um Curto-Circuito Trifásico Aplicado em 20 % da Linha 1	65
4.5.2.7	Caso 7 - Variação do Ângulo de Carregamento para um Curto-Circuito Bifásico BC Aplicado em 20% da Linha 1	68
Capítulo 5 – Conclusão e Propostas de Trabalhos Futuros		71
5.1	Propostas de Trabalhos Futuros	72
Referências Bibliográficas		73

LISTA DE FIGURAS

2.1	Estrutura básica de um sistema de proteção(MAMEDE, 2011)	5
2.2	Representação da proteção transversal de uma linha de circuito duplo(GOMES, 2014).	9
2.3	Plano operacional(DINIZ, 2016)	12
2.4	Plano alfa	13
2.5	Característica de restrição da proteção transversal	14
2.6	Modelo π nominal de linhas de transmissão	16
2.7	Esquemático de linha com compensação série e compensação shunt	21
2.8	Esquemático de um banco de compensação série	22
3.1	Bloco de Faltas	29
3.2	Módulo de fase	29
3.3	Módulo de controle do disparo do GAP	30
3.4	Bloco de Aquisição de Sinais	31
3.5	Resposta em frequência do filtro analógico	32
3.6	Correntes Analisadas (GOMES, 2014)	36
4.1	Sistema Simulado	38
4.2	Análise Transitória - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional - Anterior à Abertura dos Disjuntores (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto	42

4.3	Análise Transitória - Caso 1 - Elemento de Fase - Plano α Tradicional - Após à Abertura dos Disjuntores (a) Linha 1 - Remoto (b) Ampliação	43
4.4	Análise Transitória - Caso 2 - Curto-Circuito Bifásico BC Franco Aplicado em 50% da Linha 1 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto	45
4.5	Análise Transitória - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto	47
4.6	Análise Transitória - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto	48
4.7	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	51
4.8	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	51
4.9	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	52
4.10	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	52
4.11	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	54
4.12	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	54
4.13	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	55
4.14	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	55
4.15	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	57

4.16	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	57
4.17	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.	58
4.18	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.	58
4.19	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	60
4.20	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	60
4.21	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	61
4.22	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	61
4.23	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	63
4.24	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	63
4.25	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	64
4.26	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	64
4.27	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	66
4.28	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	66
4.29	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	67

4.30	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	67
4.31	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7- Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	68
4.32	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	69
4.33	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto	69
4.34	Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto	70

LISTA DE TABELAS

3.1	Parâmetros do TC (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE AND OTHERS, 2004)	34
3.2	Coefficientes do plano- α calculados	36
3.3	Ajustes da Característica de Restrição	36
4.1	Parâmetros da Linha de Transmissão	38
4.2	Equivalentes das Fontes	39
4.3	Amplitudes das Correntes Nominais	39
4.4	Amplitudes das Tensões Nominais	40
4.5	Curva característica do MOV (CONCEIÇÃO, 2015)	40
4.6	Curva característica dos MOVs para os bancos de capacitores	40
4.7	Parâmetros dos MOVs	41
4.8	Casos Simulados na Análise de Regime Transitório	41
4.9	Casos Simulados na Análise de Sensibilidade Paramétrica	49

LISTA DE SÍMBOLOS

δ	Ângulo de carregamento do sistema.
\bar{I}_1	Corrente na linha de referência.
\bar{I}_2	Corrente na linha paralela.
$\bar{I}_{1,L}$	Corrente lida pelo TC local da linha 1.
$\bar{I}_{1,R}$	Corrente lida pelo TC remoto da linha 1.
$\bar{I}_{2,L}$	Corrente lida pelo TC local da linha 2.
$\bar{I}_{2,R}$	Corrente lida pelo TC remoto da linha 2.
I_{op}	Corrente de operação.
I_{res}	Corrente de restrição.
I_{pk}	Corrente de <i>pick-up</i> .
$M_{1,L}$	Unidade do plano- α local da linha 1.
$M_{1,R}$	Unidade do plano- α remoto da linha 1.
$M_{2,L}$	Unidade do plano- α local da linha 2.
$M_{2,R}$	Unidade do plano- α remoto da linha 2.
r	Módulo do coeficiente do plano- α .
θ	Fase do coeficiente do plano- α .
x	Parte real do coeficiente do plano- α .
y	Parte imaginária do coeficiente do plano- α .

GLOSSÁRIO

ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GAP	<i>Spark GAP</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
LT	Linha de Transmissão
MOV	<i>Metal Oxide Varistor</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTC	Relação de Transformação do Transformador de Corrente
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RTP	Relação de Transformação do Transformador de Potencial
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>
TC	Transformador de Corrente
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
UnB	Universidade de Brasília

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A energia se tornou um fator essencial para a sociedade moderna. Desde o uso doméstico ao industrial, geralmente há alguma forma de energia presente. De acordo com ANEEL (2008), algumas das variáveis utilizadas para caracterizar um país como desenvolvido estão ligadas à facilidade de acesso da população aos serviços de infraestrutura, como saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia. A última citada é o fator determinante para o desenvolvimento econômico e social, pois é capaz de prover apoio mecânico, térmico e elétrico às atividades desempenhadas pela sociedade.

Diante do crescimento do consumo por energia elétrica, se tornou necessário o desenvolvimento de sistemas elétricos de potência com alto nível de confiabilidade e segurança, de tal forma a trazer maior continuidade e qualidade na energia fornecida. Dentre os sistemas presentes, destaca-se o de transmissão de energia elétrica, responsável por interligar as unidades geradoras às consumidoras. Estes elementos permitem a transferência de grandes quantidades de potência ao longo de grandes distâncias, tornando o uso de fontes de geração remotas acessível. O Brasil conta com um sistema principal de transmissão e distribuição de energia, denominado SIN (Sistema Interligado Nacional). Este sistema contém aproximadamente 141.388 km de extensão, de acordo com dados fornecidos em ONS (2017), e engloba a maior parte da região brasileira, interligando as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte.

Dentre as topologias de linhas de transmissão presentes, pode-se destacar as linhas de circuito duplo, as quais têm sido amplamente usadas em diversos sistemas de transmissão. Esta configuração possui a vantagem de promover uma maior capacidade de transferência de potência através do compartilhamento da mesma torre de transmissão e da mesma faixa de servidão.

Porém, como estes circuitos estão localizados próximos uns dos outros, a probabilidade da ocorrência de faltas é maior. Ainda mais, há a presença de um forte acoplamento de sequência zero entre estes dois elementos.

Devido à sua grande extensão, a probabilidade de ocorrerem fenômenos adversos em linhas de transmissão em geral é maior. Por este motivo, o aperfeiçoamento dos sistemas de proteção tem se tornado cada vez mais importante para evitar o efeito da ocorrência de fenômenos adversos no sistema e consequências mais graves, como *blackouts*. Pode-se dizer que nenhum sistema de potência pode ser projetado de tal forma a nunca falhar, de tal maneira que é preciso conviver com as falhas presentes. Os defeitos devem ser minimizados isolando rapidamente o elemento defeituoso do resto do sistema, limitando as consequências do distúrbio a uma pequena região (PAITHANKAR; Bhide, 2003).

Para se realizar a devida proteção destes componentes, existem diversas técnicas utilizadas pelos relés atuais. Uma das principais funções desenvolvidas para se realizar a proteção de linhas é a função diferencial. Seu pressuposto básico está fundamentado na diferença vetorial entre duas grandezas, as quais podem ser sinais de corrente. Esta função de proteção possui certas subdivisões. A primeira, nomeada função diferencial longitudinal, utiliza as correntes lidas nas extremidades de cada linha. Já a função diferencial transversal de linhas de circuito duplo utiliza as grandezas de corrente lidas na mesma extremidade de cada circuito. Esta função possui a vantagem de não requerer o uso de canais de comunicação.

O uso da compensação reativa em sistemas de transmissão tem sido uma prática comum. Esta técnica tem como principal vantagem promover uma maior capacidade de transmissão de energia elétrica, devido à redução da impedância série da linha de transmissão. Com isto, as perdas do sistema são reduzidas e há também um aumento da estabilidade, além de ser economicamente viável (GLOVER *et al.*, 2011).

Este tipo de compensação geralmente é realizado instalando-se bancos de capacitores em série com a linha, que é predominantemente indutiva. Diferentes configurações podem ser realizadas, a depender da posição dos bancos e do número de elementos utilizados. Contudo, o uso destes equipamentos pode gerar condições adversas ao sistema, como oscilações subsíncronas, que podem afetar os esquemas de proteção presentes (ANDERSON; FARMER, 1996).

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso tem como principal objetivo avaliar a proteção diferencial transversal aplicada às linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série. Será analisada a eficácia desta proteção através da representação no plano- α tradicional e também por meio de grandezas incrementais. Por conta disto, são estabelecidos alguns objetivos específicos:

- Expor fundamentos teóricos da proteção diferencial transversal de corrente e da compensação série de linhas de transmissão;
- Realizar a implementação do algoritmo de proteção;
- Executar o dimensionamento do banco de capacitores conforme padrões estabelecidos;
- Realizar um conjunto de simulações de falta no sistema analisado através do *software* ATP (*Alternative Transients Program*);
- Analisar o comportamento da proteção e avaliar o seu desempenho perante análises transitórias e análises de sensibilidade paramétrica;

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

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

- No capítulo 2, são apresentadas as fundamentações teóricas acerca da proteção diferencial transversal e da compensação série;
- No capítulo 3, são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas e os principais blocos do sistema;
- No capítulo 4, são apresentados os resultados e análises oriundos das simulações realizadas;
- Por fim, no capítulo 5, apresentam-se as conclusões e propostas para futuros trabalhos envolvendo os assuntos citados;

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Uma prioridade de todo sistema de potência é ser bem projetado para limitar o número de faltas que ocorrem. Dentre os mais importantes sistemas presentes, estão os sistemas de proteção, responsáveis por eliminar faltas e limitar qualquer dano aos equipamentos.(GERS; HOLMES, 2004).

De acordo com Mamede (2011), a principal função exercida por um sistema de proteção é garantir a separação do sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade.

As principais causas de faltas são descargas atmosféricas, queimadas, queda de árvores e interferências de animais nos circuitos elétricos. A maioria das faltas possuem natureza transitória e podem ser eliminadas sem perdas significativas no sistema. A atuação da proteção leva a uma melhora no serviço com uma melhor continuidade e qualidade do fornecimento (GERS; HOLMES, 2004).

Algumas das características de sistemas de proteção são listadas abaixo (ANDERSON, 1999):

- Confiabilidade: Capacidade de o sistema atuar corretamente quando requerido;
- Segurança: Capacidade do sistema de evitar operações desnecessárias;
- Sensibilidade: Habilidade em detectar as mais diversas anormalidades no sistema para qual foi projetado;
- Seletividade: Característica de operação com o intuito de atuar somente sobre o elemento afetado, realizando a menor quantidade de desconexões possíveis e garantindo a continuidade do sistema;
- Velocidade: Tempo mínimo de operação para eliminação da falta, com o intuito de evitar danos no equipamento protegido;
- Coordenação: Configuração da proteção de tal forma a atuar de forma ordenada sobre determinado sistema, garantindo desta forma a seletividade;

De acordo com Mamede (2011), a estrutura básica de um sistema de proteção, mostrado na Figura 2.1, pode ser dividida nas seguintes topologias:

- Unidade de entrada: Componente do sistema responsável pela aquisição de informações inerentes ao elemento protegido. Esta unidade é encarregada de receber sinais de distúrbio sofridos no sistema e realizar a transferência destes para a unidade de conversão do relé. Este elemento também proporciona isolamento elétrico entre o elemento protegido e o sistema de proteção, garantindo níveis de tensão e correntes adequados ao funcionamento deste. Exemplos de elementos que compõem esta classe são os transformadores de corrente e transformadores de potencial;
- Unidade de conversão de sinal: Realiza a conversão dos sinais enviados pelos transformadores de corrente e de potencial em informações apropriadas para o funcionamento apropriado dos relés.
- Unidade de medida: Responsável pela interpretação dos sinais recebidos pela unidade de conversão. Este componente realiza a análise dos dados obtidos e envia um sinal à unidade de saída caso seja detectada uma condição anormal.
- Unidade de saída: Componente do relé encarregado de enviar um comando para a unidade de acionamento.
- Unidade de acionamento: Responsável por realizar a ativação do elemento de desconexão do sistema, geralmente ligado a disjuntores ou interruptores.

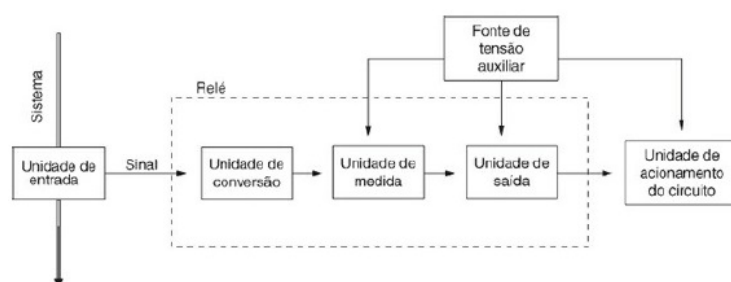


Figura 2.1. Estrutura básica de um sistema de proteção(MAMEDE, 2011)

Existem dois dispositivos mais utilizados em sistemas de proteção: os fusíveis e os relés. Os fusíveis operam através da fusão de seu elemento metálico com especificações de tempo versus corrente. Os relés são equipamentos caracterizados por diferentes funções de proteção.

Com relação aos tipos construtivos dos relés, podem ser considerados três tipos principais(MAMEDE, 2011):

- Relé Eletromecânico: Relé baseado na força de atração entre componentes de material magnético;
- Relé Eletrônico ou Estático: Relé baseado em circuitos impressos advindos da eletrônica, através de uso de lógicas digitais. Apresentam dimensões reduzidas quando comparadas com os relés eletromecânicos, porém sofrem problemas relacionados à tropicalização dos seus componentes, visto que variam para diferentes regiões.
- Relé Digital ou Numérico: Relé baseado no uso de microprocessadores. Desempenho de funções através da implementação de algoritmos computacionais. Tem como principal vantagem a versatilidade de implementação de diversas funções definidas pelo usuário. Possui também maior velocidade, sensibilidade, a possibilidade de acesso remoto e o armazenamento de informações.

Diversas funções de proteção são desempenhadas pelos relés. Dentre as mais conhecidas, pode-se destacar(MAMEDE, 2011):

- Sobrecorrente: Relé com função baseada na análise do módulo da corrente que flui no sistema, realizando a comparação com um valor estabelecido de *pick-up* ;
- Diferencial de Corrente: Relé com função baseada na comparação entre correntes elétricas que fluem entre dois terminais de determinado equipamento;
- Direcional: Relé cuja principal função é determinar a direção da falta, através da identificação do sentido fluxo de corrente ou potência via grandezas de polarização e operação;
- Distância: Relé cujo funcionamento está fundamentado na detecção da falta através da medição da impedância de sequência positiva entre o relé e o ponto do defeito. Função amplamente utilizada em linhas de transmissão, em conjunto com esquemas de teleproteção;

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

Linhas de transmissão de circuito duplo, ou paralelas, são bastante utilizadas em sistemas de transmissão de alta tensão devido à sua maior capacidade de transferência de potência e o compartilhamento da mesma faixa de servidão (SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2011).

De acordo com Apostolov *et al.* (2007), existem diferentes configurações baseadas na topologia do sistema e como estas são conectadas nos terminais do circuito. Algumas configurações comuns são:

- As linhas de transmissão não estão conectadas no mesmo barramento em nenhum dos dois terminais;
- As linhas de transmissão estão conectadas no mesmo barramento somente em um terminal;
- As linhas de transmissão estão conectadas no mesmo barramento em cada terminal;

A configuração de linhas paralelas é ainda mais complicada quando duas ou mais linhas na mesma torre ou faixa de servidão estão em níveis de tensões distintos. Os autores ainda citam mais cenários possíveis:

- As linhas de transmissão estão conectadas na mesma subestação em ambos terminais da linha;
- As linhas de transmissão estão conectadas na mesma subestação somente em um terminal;
- As linhas de transmissão não estão conectadas na mesma subestação;

De acordo com Apostolov *et al.* (2007), a principal diferença entre uma linha de transmissão de circuito único e uma linha de transmissão na mesma torre ou paralela com outras linhas é o efeito do acoplamento mútuo na última. Os acoplamentos de sequências positiva e negativa entre os circuitos paralelos possuem pouca influência e podem ser ignorados. Porém, não é possível dizer o mesmo do acoplamento de sequência zero, visto que este representa de 50 a 70% da impedância própria de cada linha.

2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Dentre as diversas técnicas de proteção realizadas pelos relés atuais, destaca-se a técnica de proteção diferencial. Esta proteção tem como pressuposto básico o fato de que qualquer falta interna em determinado equipamento gera um desequilíbrio nas correntes que entram e saem nos terminais do dispositivo.

De acordo com a Lei de *Kirchhoff* das correntes (LKC), a soma das correntes que entram ou saem em determinado nó em condições normais de operação é zero. Porém, em condições de

falta interna, a soma fasorial destas correntes não se torna nula. Com isto, técnicas de detecção de faltas baseadas na diferença de grandezas vetoriais se tornaram úteis. A proteção diferencial utiliza transformadores de corrente (TCs) em cada terminal do elemento protegido. Quando aplicada a transformadores, barramentos e linhas de transmissão ela recebe os códigos 87T, 87B e 87L, respectivamente, de acordo com a norma ANSI (MOLAS, 2014).

Cabe salientar que a função de proteção diferencial é realizada por meio da segregação por fase. Isso é feito através de um conjunto de TCs em cada fase do sistema, pelos quais são obtidas as correntes. Neste sentido, a detecção de faltas em cada fase é independente das outras, o que permite uma maior flexibilidade, podendo haver abertura monopolar ou tripolar de disjuntores. Com isto, se obtém maior confiabilidade do sistema, pois pode-se garantir o funcionamento de fases não afetadas (MOLAS, 2014). As unidades de fase 87LA, 87LB e 87LC são responsáveis por esta proteção diferencial longitudinal, enquanto a função de proteção diferencial transversal de linhas de transmissão será denominada por 87LTA, 87LTB e 87LTC, representando os elementos das fases A, B e C respectivamente.

A função diferencial longitudinal é utilizada independentemente em cada linha e pode fornecer uma proteção segura para linhas de transmissão paralelas, porém são dependentes da confiabilidade do canal de comunicação utilizado. Com isto, uma técnica de proteção que não necessite de comunicação entre os relés localizados em cada terminal e que utilize informações obtidas localmente pode trazer benefícios para proteger este tipo de circuito (SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2011).

2.2.1 Proteção Diferencial Transversal de Linhas de Transmissão de Circuito Duplo

Como dito anteriormente, um dos problemas enfrentados na proteção longitudinal em linhas paralelas está relacionado com a confiabilidade do canal de comunicação. Na técnica de proteção transversal não é necessário nenhum meio de comunicação para o desempenho da função de proteção, visto que as grandezas de tensão e corrente exigidas 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.

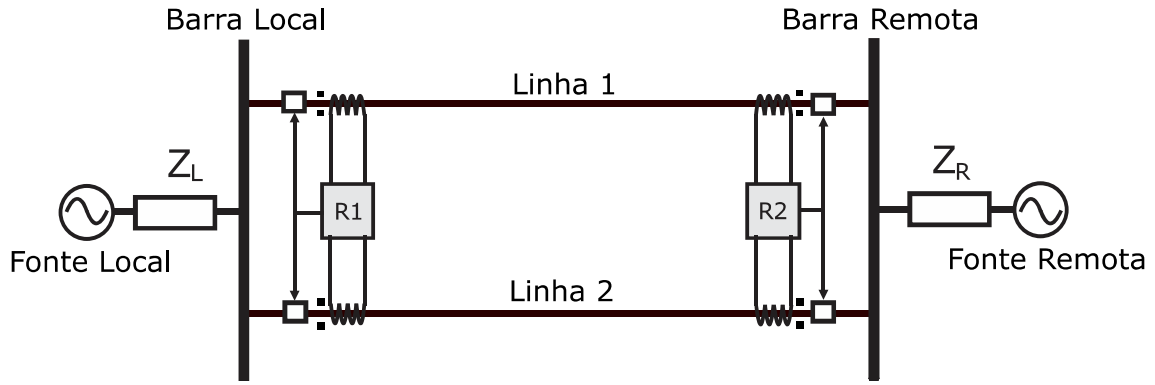


Figura 2.2. Representação da proteção transversal de uma linha de circuito duplo(GOMES, 2014).

2.2.1.1 Proteção Diferencial Transversal Convencional

O princípio básico de funcionamento da proteção diferencial transversal convencional está embasado na relação entre os módulos das correntes de cada linha em um dado terminal, denominadas \bar{I}_1 e \bar{I}_2 . Isto é feito realizando a comparação entre a diferença dos módulos das correntes \bar{I}_1 e \bar{I}_2 e um valor de *pick-up* (I_{pk}) como são mostrados nas Equações (2.1) e (2.2). Caso alguma destas duas condições seja satisfeita, um *trip* é enviado indicando uma falta na linha correspondente(WANG *et al.*, 2005):

$$|\bar{I}_1| - |\bar{I}_2| \geq I_{pk} \rightarrow Trip (linha1) \quad (2.1)$$

$$|\bar{I}_2| - |\bar{I}_1| \geq I_{pk} \rightarrow Trip (linha2) \quad (2.2)$$

Durante condições normais de operação ou falta externa, as correntes lidas nas duas linhas são semelhantes, o que faz com que a diferença entre os módulos destas seja suficientemente menor que I_{pk} . De outro modo, durante uma falta interna, a corrente de uma das linhas será superior em módulo em relação a outra, e se uma das Equações (2.1) e (2.2) for satisfeita, ocorrerá a detecção de falta na linha defeituosa.

De acordo com Wang *et al.* (2005), a corrente I_{pk} deve ser numericamente superior aos seguintes fatores:

- Desequilíbrio gerado nas correntes durante faltas externas;
- Máxima corrente de carga sob condições de operação de linha única;
- Corrente diferencial da fase sã para a fase defeituosa na zona de operação sucessiva;

Para atender as condições citadas acima, é possível que a corrente I_{pk} tenha seu valor ajustado para um valor numericamente alto, de tal maneira a reduzir a sensibilidade da proteção,

especialmente sob condições de alto carregamento. Devido ao aumento gerado por este ajuste, há a diminuição da zona de operação instantânea, o que ocasiona o aumento da detecção de faltas no modo de operação sucessivo. Tais modos serão definidos ao longo deste capítulo (WANG *et al.*, 2005).

Caso a zona de operação instantânea seja inferior a 50% da linha, pode haver o aparecimento de zonas nas quais a falta não é detectada (zonas mortas), visto que para a detecção em modo sucessivo, é necessário que um relé instalado em determinado terminal da linha detecte a falta instantaneamente e abra seus disjuntores, o que pode não ocorrer em zonas mortas. Para aperfeiçoar a proteção diferencial é utilizada a técnica percentual, descrita a seguir (WANG *et al.*, 2005) (GOMES, 2014).

2.2.1.2 Proteção Diferencial Transversal Percentual

A função de proteção diferencial transversal percentual utiliza duas formulações para as correntes de operação (I_{op}) e de restrição (I_{res}), dadas pelas Equações (2.3) e (2.4) (WANG *et al.*, 2005).

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

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

Para que o elemento diferencial percentual atue, a corrente de operação deve ser maior que a corrente de restrição alterada por um fator de escala T , conforme Equação (2.5), e maior ou igual que a corrente de *pick-up* (I_{pk}), conforme Equação (2.6) (WANG *et al.*, 2005).

$$I_{op} \geq T I_{res} \quad (2.5)$$

$$I_{op} \geq I_{pk} \quad (2.6)$$

As linhas de transmissão de circuito duplo adotadas neste trabalho são fisicamente semelhantes em relação à impedância e estão conectadas nos mesmos barramentos. Portanto, durante condição de falta externa ou quando não há falta, as correntes lidas pelos TCs em ambas as linhas em determinado terminal são aproximadamente iguais, o que faz com que os dois fasores das correntes consideradas possuam aproximadamente o mesmo módulo e a mesma fase. Portanto, I_{op} tende a zero, de acordo com a Equação (2.3), e I_{res} é diferente de zero, de acordo

com a Equação (2.4). Assim, o relé não deverá atuar, visto que as condições (2.5) e (2.6) não são atendidas (WANG *et al.*, 2005).

Já na condição de falta interna, a corrente lida pelo TC da linha defeituosa não é numericamente igual à lida no TC da linha paralela, o que ocasiona um valor diferente de zero para I_{op} . Caso esta corrente satisfaça as condições das Equações (2.5) e (2.6), o relé deve atuar no sentido de interromper o fluxo de corrente na linha defeituosa através da abertura dos respectivos disjuntores (WANG *et al.*, 2005). A sensibilidade deste sistema de proteção pode ser ajustada de acordo com a variação dos parâmetros T e I_{pk} . O parâmetro T representa a inclinação característica da curva que delimita a atuação e a restrição do relé, enquanto I_{pk} representa o limiar mínimo possível. Isto será visto posteriormente, quando forem apresentados os planos de representação.

2.3 PLANOS DE REPRESENTAÇÃO

Duas ferramentas gráficas utilizadas para a análise da proteção diferencial são o plano operacional e o plano alfa (plano- α). Estas duas formas de representação são apresentadas nas duas subseções seguintes.

2.3.1 Plano operacional

No plano operacional, a representação é feita no plano cartesiano, através do gráfico da corrente de operação em função da corrente de restrição. A partir desta representação pode-se encontrar duas regiões, a região abaixo da reta formada pela corrente de *pick-up* e a curva ajustável em função da corrente de restrição, chamada de região de restrição, e a região acima desta, chamada de região de operação. Quando a corrente de operação alcança valores tais que sua posição no plano cartesiano se encontra na região de operação, o relé deve atuar enviando o sinal de *trip* para os disjuntores. Esta representação é mostrada na Figura 2.3. É possível perceber que quanto maior o valor da inclinação da curva ajustável menos sensível é a atuação do relé, pois maior é a região de restrição.

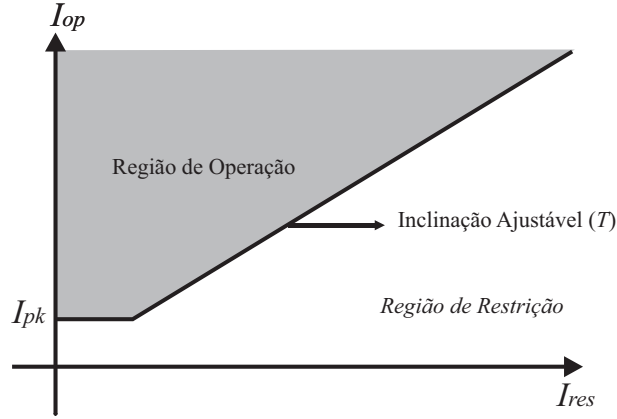


Figura 2.3. Plano operacional(DINIZ, 2016)

2.3.2 Plano Alfa

A representação pelo plano- α foi inicialmente proposta por Warrington (1962). Ao invés de representar a corrente de operação em função da corrente de restrição, como ocorre no plano operacional, o plano- α representa a razão entre duas grandezas. Para o caso da proteção transversal são utilizadas as correntes das linhas \bar{I}_1 e \bar{I}_2 . O domínio utilizado para esta representação é o plano complexo. O plano equivalente que retrata o inverso da razão do plano- α é chamado de plano- β (MOLAS, 2014). A seguir será apresentada a formulação do plano- α para a proteção transversal, com sua respectiva região de restrição.

2.3.2.1 Plano Alfa para Proteção Transversal de Linhas de Circuito Duplo

A representação pelo plano- α na proteção transversal é dada pela razão entre a corrente da linha de referência (\bar{I}_1) e a corrente da linha paralela (\bar{I}_2). Esta formulação é mostrada pela equação (2.7).

$$M = \frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} = x + jy \quad (2.7)$$

$$x = \frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} \cos(\theta) = r \cos(\theta), y = \frac{|\bar{I}_1|}{|\bar{I}_2|} \sin(\theta) = r \sin(\theta) \quad (2.8)$$

$$r = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (2.9)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{y}{x}\right) \quad (2.10)$$

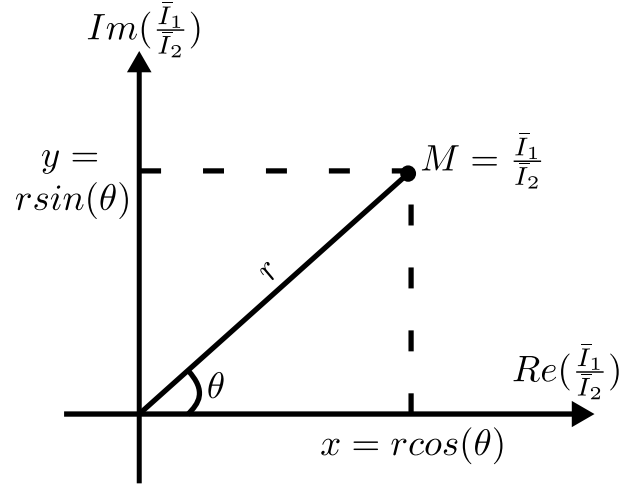


Figura 2.4. Plano alfa

É possível representar as regiões de restrição e de atuação do plano operacional no plano- α através do mapeamento destes pontos. Tziouvaras *et al.* (2001) propuseram uma região de restrição da proteção longitudinal baseada nas respectivas equações de (I_{op}) e (I_{res}) . Aplicando o método desenvolvido para a proteção transversal através do uso das Equações (2.3), (2.4) e (2.5), obtém-se:

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2| \geq T|\bar{I}_1 + \bar{I}_2| \quad (2.11)$$

$$\left| \frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} - 1 \right| \geq T \left| \frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} + 1 \right| \quad (2.12)$$

Substituindo a Equação (2.7) na Equação (2.12):

$$|x + jy - 1| \geq T|x + jy + 1| \quad (2.13)$$

$$\sqrt{(x-1)^2 + y^2} \geq T\sqrt{(x+1)^2 + y^2} \quad (2.14)$$

$$(x-1)^2 + y^2 \geq T^2[(x+1)^2 + y^2] \quad (2.15)$$

$$x^2 - 2x + 1 + y^2 \geq T^2[x^2 + 2x + 1 + y^2] \quad (2.16)$$

$$x^2(1 - T^2) - 2x(1 + T^2) + (1 - T^2) + y^2(1 - T^2) \geq 0 \quad (2.17)$$

Dividindo a Equação (2.17) por $1 - T^2$, obtém-se:

$$x^2 - 2x \frac{1 + T^2}{1 - T^2} + 1 + y^2 \geq 0 \quad (2.18)$$

Completando-se os quadrados em relação à variável x na Equação (2.18), obtém-se:

$$x^2 - 2x \frac{1 + T^2}{1 - T^2} + \left(\frac{1 + T^2}{1 - T^2} \right)^2 - \left(\frac{1 + T^2}{1 - T^2} \right)^2 + 1 + y^2 \geq 0 \quad (2.19)$$

$$\left(x - \frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2 - \left(\frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2 + 1 + y^2 \geq 0 \quad (2.20)$$

$$\left(x - \frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2 + y^2 \geq -1 + \left(\frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2 \quad (2.21)$$

A Equação (2.21) descreve uma região externa a uma circunferência com o centro determinado pela Equação (2.22) e raio determinado pela Equação (2.23).

$$Centro = \left(\frac{1+T^2}{1-T^2}, 0\right) \quad (2.22)$$

$$Raio = \sqrt{-1 + \left(\frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2} = \sqrt{-\left(\frac{1-T^2}{1-T^2}\right)^2 + \left(\frac{1+T^2}{1-T^2}\right)^2} = \frac{2T}{1-T^2} \quad (2.23)$$

Esta região tem formato circular devido à corrente de restrição dada pela Equação (2.4). Para outras expressões de corrente de restrição disponíveis, pode-se encontrar outros formatos, como cardioide, entre outros (TZIOUVARAS *et al.*, 2001). A região circunscrita representa a região de restrição, enquanto a região externa representa a região de operação. De acordo com a Equação (2.23), pode-se ver que com o aumento do parâmetro T há a ampliação do raio da circunferência, o que está de acordo com a expansão da região de restrição e a redução da sensibilidade da proteção. Esta relação pode ser vista na Figura 2.5.

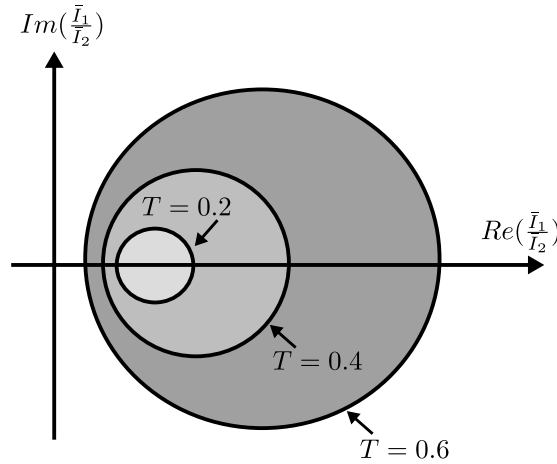


Figura 2.5. Característica de restrição da proteção transversal

Contudo, esta região de restrição apresenta um obstáculo relacionado à proteção da linha não defeituosa durante condição de falta. Analisando a Equação (2.7) para a linha considerada, observa-se que, durante o regime de falta na linha adjacente, o coeficiente no plano- α tende a um valor com magnitude relativamente baixa, de tal forma que sua localização no plano complexo se aproxima da origem. Porém, a região de restrição não engloba coeficientes próximos do

ponto $(0, 0)$, como é visto através da Figura 2.5. Portanto, é necessária uma modificação nesta característica com o intuito de se obter uma melhor sensibilidade da proteção. Isto pode ser feito através de uma translação horizontal desta, desde que o ponto relativo à condição normal de operação mostrado na seção seguinte, dado pelas coordenadas $(1, 0)$, esteja envolvido. Com isto, a posição do centro pode ser modificada para a seguinte expressão:

$$Centro = \left(\frac{1 + T^2}{1 - T^2} - P, 0 \right) \quad (2.24)$$

Na qual P é um fator de ajuste para translação da característica de restrição.

2.4 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO PLANO ALFA

2.4.1 Comportamento Básico

Em condições de regime permanente, seja em curtos-circuitos ou condições normais de operação, a razão das correntes no plano- α se mantém em um ponto específico, visto que não há alteração nos fasores de corrente. Em contrapartida, no caso de transitórios, as razões no plano- α tendem a se modificar em relação ao tempo, de tal forma que podem ser observadas trajetórias dos coeficientes no plano- α . Levando-se em consideração a Equação (2.7), é possível ver que durante condições normais de operação ou faltas externas, o coeficiente estaria localizado idealmente no ponto $M = 1$, visto que para estes casos a corrente $\bar{I}_1 = \bar{I}_2$.

2.4.2 Corrente Capacitiva

É importante destacar que as linhas de transmissão possuem capacitâncias distribuídas ao longo de toda sua extensão, de tal forma que existem correntes capacitivas \bar{I}_C envolvidas. Este fenômeno é geralmente desprezado em linhas curtas, porém com o aumento do comprimento da linha e do nível de tensão, o efeito da corrente capacitiva se torna cada vez maior, comprometendo a segurança do sistema de proteção. Isto ocorre pois a corrente capacitiva gera distorções na proteção. Como esta corrente não pode ser medida pelo relé, ela é caracterizada como uma corrente espúria que pode causar problemas de atuação no sistema de proteção (MOLAS, 2014).

Considerando uma condição de falta na linha 1 do sistema representado pela Figura 2.2, a

razão no plano- α do elemento local desta linha pode ser dada pela seguinte expressão:

$$M = \frac{\bar{I}_{1,L \text{ série}} + \bar{I}_{C,1}}{\bar{I}_{2,L \text{ série}} + \bar{I}_{C,2}} \quad (2.25)$$

Na qual $\bar{I}_{1,L \text{ série}}$ e $\bar{I}_{2,L \text{ série}}$ representam as correntes nos ramos séries nos terminais locais das linhas 1 e 2 respectivamente, $\bar{I}_{C,1}$ é a contribuição da corrente capacitiva no respectivo terminal na linha 1 e $\bar{I}_{C,2}$ é a contribuição da corrente capacitiva no mesmo terminal para a linha 2.

É possível ver então que o coeficiente M no plano- α tende a se deslocar para o (1,0) caso a corrente capacitiva seja muito alta. Com isto, é possível observar que pode haver a interferência na sensibilidade do relé.

Para caracterizar a corrente capacitiva, são utilizados modelos de linha de transmissão, com seus respectivos parâmetros. Existem diversos modelos disponíveis, porém o utilizado neste trabalho é o modelo π nominal, apresentado na Figura 2.6 . Este modelo consiste em uma impedância série entre os terminais da linha, a qual é adjacente a duas capacitâncias *shunt* conectadas entre cada terminal da linha e o terminal de referência. Esse modelo garante uma boa aproximação para linhas de transmissão e uma boa eficácia nos métodos de compensação de corrente capacitiva.

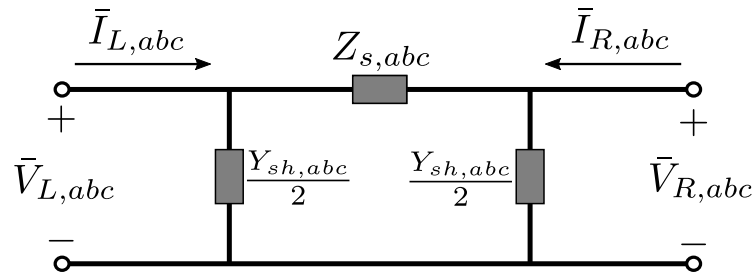


Figura 2.6. Modelo π nominal de linhas de transmissão

O algoritmo de remoção da corrente capacitiva consiste no cálculo das correntes capacitivas de acordo com o modelo representado na Figura 2.6. Para efeitos de compensação, é utilizada a matriz admitância *shunt* $Y_{sh,abc}$. Para linhas perfeitamente transpostas, como a utilizada neste trabalho, a matriz citada possui o seguinte formato (KASZTENNY *et al.*, 2011):

$$Y_{sh,abc} = \begin{bmatrix} Y_p & Y_m & Y_m \\ Y_m & Y_p & Y_m \\ Y_m & Y_m & Y_p \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Na qual os parâmetros Y_p e Y_m são dados pelas Equações (2.27) e (2.28) respectivamente:

$$Y_p = \frac{Y_0 + 2Y_1}{3} \quad (2.27)$$

$$Y_m = \frac{Y_0 - Y_1}{3} \quad (2.28)$$

nas quais Y_0 e Y_1 representam respectivamente as admitâncias de sequência zero e positiva da linha de transmissão.

Para se realizar a compensação, são calculadas as correntes compensadas através da subtração das correntes lidas pelos TCs e pelas correntes capacitivas estimadas por meio do modelo citado. As correntes local e remota compensadas são mostradas nas Equações (2.29) e (2.30) respectivamente.

$$\bar{I}_{L,abc,compensada} = \bar{I}_{L,abc} - \frac{Y_{sh,abc}}{2} \cdot \bar{V}_{L,abc} \quad (2.29)$$

$$\bar{I}_{R,abc,compensada} = \bar{I}_{R,abc} - \frac{Y_{sh,abc}}{2} \cdot \bar{V}_{R,abc} \quad (2.30)$$

em que $\bar{I}_{L,abc}$ e $\bar{I}_{R,abc}$ representam as matrizes de correntes locais e remotas de fase, enquanto $\bar{V}_{L,abc}$ e $\bar{V}_{R,abc}$ representam as matrizes de tensões locais e remotas de fase.

2.5 MODOS DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL TRANSVERSAL

A proteção diferencial transversal se comporta de diferentes formas de acordo com a posição da falta. De acordo com Gomes (2014), existem dois modos de operação conhecidos: o modo de operação instantâneo e o modo de operação sucessivo. Estes modos estão relacionados com a velocidade da atuação da proteção diferencial.

2.5.1 Modo de Operação Instantâneo

O modo de operação instantâneo é caracterizado por situações nas quais as correntes lidas nos dois terminais da linha defeituosa são grandes o suficiente para fazer com que as proteções de cada terminal atuem. Ao haver esta detecção, os dois relés enviam o *trip* aos disjuntores correspondentes e a falta é eliminada pelos dois terminais da linha de forma instantânea. Geralmente, a atuação de cada relé em modo instantâneo ocorre para faltas mais próximas deste, nas quais a contribuição de falta é maior (GOMES, 2014).

Este modo de operação é o desejado nos esquemas de proteção transversal, visto que a falta

é eliminada em ambos os terminais simultaneamente.

2.5.2 Modo de Operação Sucessivo

O modo de operação sucessivo é ocasionado quando apenas um dos relés detecta a falta na linha defeituosa de forma instantânea. Ao identificar o defeito, este equipamento envia um *trip* ao correspondente disjuntor e elimina a contribuição deste terminal para a falta. Porém, o disjuntor do outro terminal ainda se encontra fechado e com isto a contribuição de falta se origina desta extremidade da linha. É possível ver ainda que após a abertura do disjuntor, a contribuição da fonte do terminal aberto se origina da linha paralela que não contém o defeito. Com isto, a contribuição vista pelo relé remanescente aumenta consideravelmente, o que leva à detecção da falta e a eliminação completa do defeito. Essa sequência de eventos caracteriza o modo de operação sucessivo (GOMES, 2014).

Um aspecto a se levar em consideração é relacionado ao primeiro evento de abertura dos disjuntores, no qual a corrente da linha defeituosa no terminal aberto se torna nula. Devido a isto, o coeficiente no plano- α da linha paralela tende a aumentar, o que pode levar a uma atuação indevida do elemento de proteção da linha não defeituosa no mesmo terminal. Para evitar este tipo de problema, é implementada uma lógica de bloqueio da função diferencial transversal deste elemento ao se detectar a falta na linha adjacente, garantindo maior confiabilidade ao esquema de proteção.

Modos de operação sucessivo geralmente ocorrem para faltas muito próximas a algum dos terminais da linha, visto que a contribuição vista pela extremidade oposta da linha é reduzida (GOMES, 2014). Com isto, os ajustes dos esquemas da proteção transversal visam reduzir a operação neste modo, devido ao atraso na eliminação completa da falta.

2.6 CÁLCULO DA ZONA DE PROTEÇÃO SUCESSIVA

Considera-se l como o comprimento da linha e $\gamma.l$ a distância do ponto de falta e o terminal remoto. A corrente de falta é dada por $\bar{I}_F = \bar{I}_{1,L} + \bar{I}_{1,R}$, com $\bar{I}_{1,L}$ e $\bar{I}_{1,R}$ representando as contribuições de corrente da linha 1 nos terminais local e remoto respectivamente.

De acordo com as relações de tensões, pode ser obtida a relação dada pela equação (WANG *et al.*, 2005)(GOMES, 2014):

$$(1 - \gamma)\bar{I}_{1,L} - \gamma\bar{I}_{1,R} = \bar{I}_{2,L} \quad (2.31)$$

com $\bar{I}_{2,L}$ representando a corrente lida no terminal local da linha 2.

Rearranjando os termos, obtém-se:

$$|\bar{I}_{1,L} - \bar{I}_{2,L}| = |\gamma(\bar{I}_{1,L} + \bar{I}_{1,R})| = \gamma|\bar{I}_F| \quad (2.32)$$

Então γ , denominado coeficiente da porcentagem da zona de operação sucessiva, é dado pela expressão abaixo:

$$\gamma = \frac{|\bar{I}_{1,L} - \bar{I}_{2,L}|}{|\bar{I}_F|} \cdot 100\% \quad (2.33)$$

2.7 PROTEÇÃO DIFERENCIAL INCREMENTAL

Através das equações utilizadas na lógica de proteção, pode-se ver que a proteção transversal apresenta problemas de atuação quando uma das linhas está inoperante. Quando os disjuntores em determinada linha estão abertos, a corrente que flui em cada terminal aberto é nula. Com isto, a corrente da linha em funcionamento fica consideravelmente maior que a da linha aberta, e então a Equação (2.12) pode ser satisfeita, indicando uma atuação indevida. Isto pode ser visto durante o modo de operação sucessivo, após a abertura dos disjuntores de um dos relés, ou até mesmo em modo de operação instantâneo, caso os disjuntores em cada terminal em determinada linha abram em instantes de tempo distintos (SANAYE-PASAND; JAFARIAN, 2011 apud GOMES, 2014).

Outro problema, citado por Gomes (2014), está relacionado com a força das fontes. Caso alguma destas seja fraca, ou seja, a impedância equivalente entre este elemento e a barra tenha magnitude relativamente alta, há o efeito da redução na capacidade de contribuição de curto-circuito proveniente deste dispositivo. Devido a isto, as correntes lidas pelos TCs das duas linhas em dado terminal possuem valores próximos, de tal forma a prejudicar a proteção.

Por último, outro aspecto que também pode afetar a proteção é a influência do carregamento. Caso este forneça uma corrente de carga no sentido oposto ao gerado pela corrente de falta advinda de determinado terminal, há a redução da corrente total visto pelo TC, o que pode

gerar erros de atuação, principalmente se não forem utilizadas restrições por *pick-up* adequadas.

Para contornar estes problemas, (WANG X. Z. DONG, 2005 apud GOMES, 2014) apresenta o método de proteção diferencial incremental ou método das correntes sobrepostas, que consiste em calcular diferença entre a corrente total e a corrente de pré-falta, de tal maneira a se considerar somente a corrente de falta pura. Este método é semelhante ao método incremental utilizado na proteção longitudinal, usado para melhorar a sensibilidade perante faltas resistivas ou sob condições de alto carregamento e diferentes forças de fontes. A aplicação do método incremental na técnica da proteção diferencial transversal convencional tem como resultado as Equações (2.34) e (2.35).

$$|\Delta \bar{I}_1| - |\Delta \bar{I}_2| \geq I_{pk,tr} \quad (2.34)$$

$$|\Delta \bar{I}_2| - |\Delta \bar{I}_1| \geq I_{pk,tr} \quad (2.35)$$

Considerando-se a técnica de proteção diferencial transversal percentual, a aplicação do método das correntes sobrepostas retorna a expressão mostrada na Equação (2.36).

$$|\Delta \bar{I}_1 - \Delta \bar{I}_2| \geq T|\Delta \bar{I}_1 + \Delta \bar{I}_2| \quad (2.36)$$

Na qual:

$$\Delta \bar{I}_1 = \bar{I}_1 - \bar{I}_{1,pré-falta} \quad (2.37)$$

$$\Delta \bar{I}_2 = \bar{I}_2 - \bar{I}_{2,pré-falta} \quad (2.38)$$

Com $\bar{I}_{1,pré-falta}$ e $\bar{I}_{2,pré-falta}$ representando as correntes de pré-falta nas linhas 1 e 2 respectivamente.

2.8 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

O uso de compensação reativa em linhas de transmissão de comprimento médio e longo é justificado no aumento da capacidade de carga da linha e também para manter o nível de tensão próximo do nominal (GLOVER *et al.*, 2011). A técnica de compensação reativa consiste em adicionar em cada fase do terminal de uma linha de transmissão capacitores em série com cada fase ou indutores entre cada fase e o neutro. A técnica de compensação baseada na adição de

capacitores é denominada compensação série, enquanto a inclusão de indutores é caracterizada como compensação *shunt*. O esquemático desta configuração é mostrado na Figura (2.7).

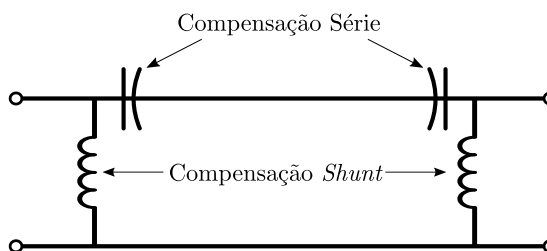


Figura 2.7. Esquemático de linha com compensação série e compensação shunt

A compensação *shunt* tem como característica principal o consumo de potência reativa do sistema, o que reduz as sobretensões geradas pela redução da carga. Esta técnica também reduz a sobretensão durante transitórios de chaveamento, porém os reatores *shunts* podem reduzir a capacidade de carga da linha caso não sejam removidos durante operação à plena carga (GLOVER *et al.*, 2011).

Já a compensação série tem como característica principal a maior transferência de potência tanto em regime permanente quanto em regime transitório, devido à redução da impedância série da linha de transmissão (XUE *et al.*, 2013). Esta técnica reduz a queda de tensão no sistema, porém é necessário um esquema de proteção que remova o banco de capacitores do sistema durante condições de falta.

A utilização do banco de capacitores série ainda proporciona outras vantagens (FRONTIN, 2013):

- Aumento da estabilidade do sistema;
- Redução das necessidades de equipamentos de controle da tensão, como capacitores em derivação;
- Melhor divisão de potência entre linhas;
- Economia nos custos quando comparados a outras alternativas tecnicamente possíveis, como a implementação de outras linhas de transmissão;

O módulo de fase de um banco de capacitores série é apresentado na Figura 2.8.

De acordo com Conceição (2015), o dimensionamento do banco de capacitores é realizado visando a máxima redução de custos. Os principais parâmetros considerados para o dimensionamento dos bancos são:

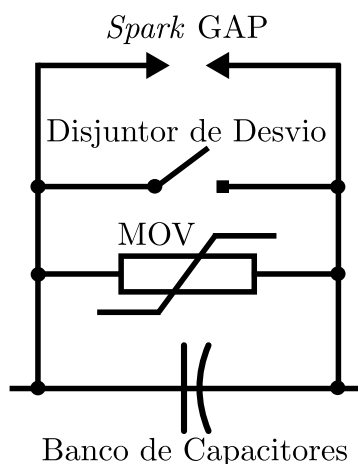


Figura 2.8. Esquemático de um banco de compensação série

- 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;

Já o dimensionamento da reatância capacitiva é baseada nos seguintes fatores (CONCEIÇÃO, 2015):

- Requisitos atuais e previstos para o futuro de transferência de potência e divisão de cargas;
- Limites de estabilidade exigidos pelo sistema;
- Riscos e impactos da compensação série no surgimento de ressonância subsíncrona;
- Perfil de tensão exigido para a linha de transmissão;
- Custo-benefício do banco;

2.8.1 Componentes de Proteção Presentes no Banco de Capacitores

O banco de capacitores série são elementos dos sistemas de transmissão que conectam unidades geradoras com cargas ou interconectam sistemas de potência principais. Estes equipamentos podem estar sujeitos a grandes variações de carga e transitórios de corrente e tensão. Por isto, estes bancos devem ser projetados levando esses efeitos em consideração (ANDERSON; FARMER, 1996).

Sobretensões entre os terminais do banco são causadas geralmente por correntes de falta ou

oscilações de baixa frequência (ANDERSON; FARMER, 1996). A seguir serão apresentados os componentes utilizados na proteção de banco de capacitores série.

2.8.1.1 Varistor de Óxido Metálico (MOV)

Varistores de óxido metálico, do inglês "*Metal Oxide Varistor*"(MOV), são dispositivos que possuem relação tensão por corrente não linear. De acordo com Xue *et al.* (2013) estes equipamentos começam a conduzir corrente e grampeiam a tensão entre os terminais dos bancos de capacitores quando a corrente alcança valores entre duas a três vezes da corrente nominal.

Estes componentes são conectados em paralelo com o banco, e durante condições normais de operação, apresentam resistência numericamente alta, aproximando-se de circuitos abertos. Nesta condição, a corrente flui pelos capacitores.

Durante condições de carga elevada ou faltas externas à LT, há a elevação da corrente que flui pelo capacitor, elevando a tensão entre seus terminais. Com este aumento, o MOV começa a conduzir corrente e desvia parte desta dos capacitores, grampeando a tensão nos terminais deste.

2.8.1.2 Centelhador (*Spark GAP*)

Os centelhadores, conhecidos por *Spark GAPs* ou *GAPs*, são dispositivos compostos por dois eletrodos espacialmente separados por uma pequena distância. Este dispositivo é conectado em paralelo com o banco e é capaz de desviar a corrente que flui por este através da geração de um arco elétrico entre os eletrodos. Esta criação do arco é realizada por um circuito de comando com o intuito de proteger o banco de capacitores e os MOVs contra sobretensões (CONCEIÇÃO, 2015).

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS (2016), não é permitida a atuação de dispositivos de proteção dos varistores do banco de capacitores série, denominados dispositivos de *bypass*, para faltas externas à LT, salvo algumas exceções:

- Faltas externas eliminadas após o tempo máximo de eliminação do defeito (tm), com valor de 100 ms para tensão nominal igual ou superior a 345 kV e 150 ms para tensão

inferior a 345 kV;

- Falta externa trifásica eliminada até o tempo tm , porém com religamento malsucedido após 500 ms de tempo morto. Nessa situação, o circuito de proteção dos varistores só pode atuar após tm milissegundos da segunda tentativa malsucedida de religamento;

2.8.1.3 Disjuntor de Desvio (*Bypass*)

De acordo com Anderson & Farmer (1996), o banco de capacitor série deve conter um sistema de desvio de corrente, devido às seguintes razões:

- Proteção contra sobretensões;
- Necessidade de chaveamento proposital do banco, retirando-o ou colocando-o em operação;
- Desvio e reinserção monofásica ou trifásica;
- Limitação da oscilação de alta amplitude e correntes de descarga de alta frequência;

O disjuntor de desvio resume-se em uma chave mecânica utilizada de modo geral para manutenções. Este equipamento é conectado em paralelo com o banco de capacitores e atua em conjunto com os *Spark Gaps* com o intuito de eliminar o arco elétrico destes. O disjuntor também é responsável pela retirada do banco em condições de falta interna ou faltas externas com longa duração, devido ao limite de operação do MOV oriundo do seu limite térmico (CONCEIÇÃO, 2015).

2.8.1.4 Circuito de Amortecimento

Durante operações dos centelhadores ou disjuntores de desvio, a tensão do banco de capacitores reduz rapidamente a zero, e como a relação entre corrente (I_C) e tensão (V_C) neste elemento é dada por $I_C = C \frac{dV_C}{dt}$, na qual C representa a capacitância do elemento, então espera-se o surgimento de correntes de descarga advindas desta operação de remoção do banco. Esta corrente possui característica oscilatória e necessita de um equipamento responsável por amortecer estas oscilações (CONCEIÇÃO, 2015)(FRONTIN, 2013).

Para se realizar esta função, se utiliza um circuito amortecedor em série com o banco de

capacitores. Este dispositivo consiste em um reator em paralelo com um resistor ou um varistor. De acordo com Frontin (2013), o amortecimento deve ser efetivo num intervalo de tempo entre 1 e 2 ms, para que a corrente de descarga dos capacitores não comprometam a integridade de fusíveis presentes.

2.8.2 Fenômeno da Ressonância Subsíncrona

Um fenômeno comum em linhas de transmissão com compensação série é o efeito da ressonância subsíncrona. De acordo com Miller (1982), este elemento de compensação, em série com a indutância da linha de transmissão, cria um circuito ressonante série com frequência natural dada pela Equação (2.39).

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{X_L}{\omega} \frac{1}{\omega X_C}}} = \frac{\omega\sqrt{X_C}}{2\pi\sqrt{X_L}} = f\sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (2.39)$$

Na qual f é a frequência de operação do sistema, f_c é a frequência natural de ressonância, enquanto X_C e X_L representam as reatâncias capacitiva do banco e indutiva da linha respectivamente.

Como a reatância capacitiva do banco geralmente é menor que a reatância indutiva da linha, a frequência f_c é menor que a frequência de operação f . O principal efeito da ressonância subsíncrona é visto durante distúrbios transitórios. Nessa ocasião são geradas correntes transitórias na frequência da componente subsíncrona f_c . Estas correntes são sobrepostas às componentes fundamentais com frequência f , porém são amortecidas em alguns ciclos devido a resistências da linha e a cargas e geradores conectados ao sistema. Durante algumas condições, a ressonância subsíncrona pode acarretar em problemas de estabilidade do sistema, relacionado ao funcionamento das máquinas elétricas rotativas (MILLER, 1982).

CAPÍTULO 3

IMPLEMENTAÇÕES COMPUTACIONAIS

Neste capítulo é apresentado o método proposto para realizar o estudo da proteção diferencial transversal em linhas de circuito duplo com compensação série, de acordo com o conteúdo apresentado no capítulo anterior. Para isto, são mostradas as ferramentas computacionais utilizadas, bem como as topologias de análise realizadas. Serão descritos alguns dos principais blocos utilizados para os dois tipos de análise adotados: a análise de regime transitório e a análise de sensibilidade paramétrica. Através do algoritmo implementado, busca-se mostrar o comportamento da proteção diferencial transversal para o sistema analisado.

3.1 ATP E MODELS

3.1.1 ATP

O ATP (*Alternative Transients Program*) é um *software* do tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), desenvolvido por Scott W. Meyer após divergências com a EPRI (*Electric Power Research Institute*). Este programa é capaz de realizar simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas polifásicos, com distintas configurações, através do uso da matriz de admitância de barras (FILHO; PEREIRA, 1996).

A formulação matemática é fundamentada no método das características, ou método de Bergeron, para elementos a parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para elementos a parâmetros concentrados. Também são utilizadas as técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes durante a solução. São calculados valores em intervalos discretos no tempo, visto que não é possível obter uma solução contínua no tempo (FILHO; PEREIRA, 1996).

Este *software* possui diversos modelos para representação de componentes elétricos visando

implementações e simulações dos sistemas elétricos de potência. De acordo com Filho & Pereira (1996), podem ser destacados:

- Elementos a parâmetros concentrados;
- Elementos RL acoplados;
- Modelos PI - Equivalentes Polifásicos;
- Transformadores;
- Linhas de Transmissão;
- Elementos não-lineares;
- Chaves;
- Fontes;
- Pára-raios;
- Compensadores Estáticos e Válvulas Conversoras;

3.1.2 MODELS

A MODELS é uma linguagem de descrição de propósito geral estruturada em um conjunto de ferramentas de simulação para a representação e estudo de sistemas variantes no tempo. A linguagem MODELS proporciona um formato que enfatiza a descrição da estrutura de um modelo e a função de seus elementos(DUBE, 1996a).

Em conjunto com o ATP, a MODELS pode ser usada para descrever a operação de componentes de circuito e de controle, gerar sinais ou analisar medidas do circuito. Além disso, esta linguagem pode ser utilizada para se fazer a ligação entre o ATP e programas externos(DUBE, 1996b).

Um sistema pode ser representado na MODELS como um arranjo de submodelos inter-relacionados, independentes dos outros em suas descrições internas e em suas simulações. Além disso, também há a distinção na MODELS entre a descrição de um modelo e o uso deste último. Modelos individuais podem ser desenvolvidos separadamente, agrupados em uma ou mais bibliotecas de modelos e serem utilizados como blocos independentes na construção de um sistema(DUBE, 1996a).

Dentre as características principais da linguagem MODELS, podem ser citadas(DUBE,

1996a):

- A sintaxe da MODELS permite que a representação de um sistema siga de perto a estrutura funcional do sistema, suportando a descrição explícita da composição, seqüência, concordância, seleção, repetição e replicação;
- A descrição de um modelo também pode ser usada como documentação do modelo;
- A interface de um modelo com o mundo exterior é claramente especificada;
- Os componentes de um modelo podem receber nomes significativos representativos de suas funções;
- Um sistema pode ser particionado em submodelos individuais, cada um com um espaço de nome local;
- Os modelos e funções usados para descrever a operação de um sistema podem ser construídos em linguagens de programação diferentes da linguagem MODELS.

Os blocos de descrição da linguagem MODELS realizam a caracterização do modelo. Os quatro aspectos de um modelo incluídos em sua descrição nesta linguagem são(DUBE, 1996a):

- Quais elementos estão presentes no modelo;
- Como estes componentes interagem uns com os outros;
- Como o modelo interage com o ambiente no qual opera;
- Como a operação do modelo é simulada;

3.2 BLOCO DE FALTAS

A representação de faltas no ambiente do ATP pode ser realizada através de operações com chaves. O bloco de faltas utilizado neste trabalho é formado por um arranjo de resistências, chaves TACs e um bloco MODELS responsável por realizar os comandos necessários para simular qualquer tipo de curto-circuito em determinado ponto do sistema avaliado. Este bloco representa as resistências de falta entre as fases e entre o terminal terra. Cada terminal de determinada fase possui uma chave correspondente com fechamento comandado pelo bloco MODEL, bem como para ligação com terminal terra. O bloco completo, mostrado na figura 3.1, é capaz de simular faltas para qualquer ângulo de incidência desejado.

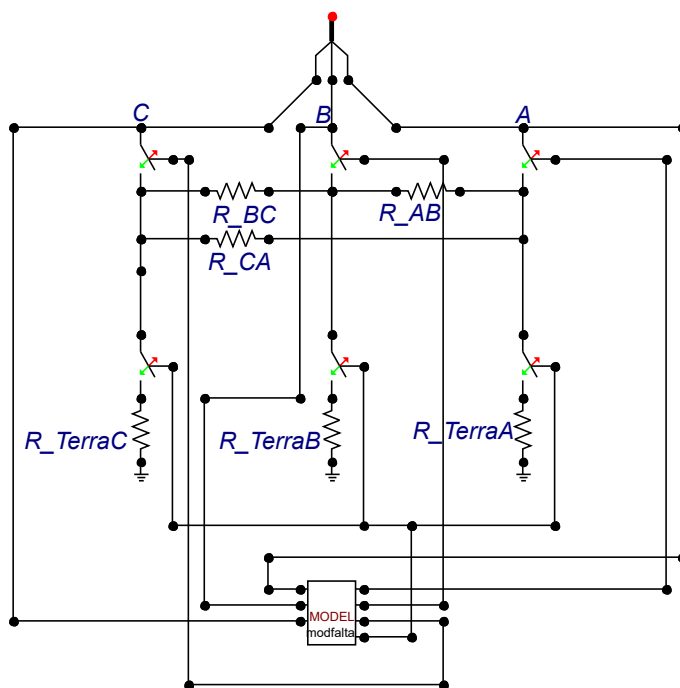


Figura 3.1. Bloco de Faltas

3.3 BANCO DE CAPACITORES SÉRIE

O módulo do banco de capacitores por fase adotado, utilizado por Conceição (2015), apresentado na Figura 3.2, é composto por um circuito amortecedor, capacitor, MOV e um GAP. O banco de capacitores completo consiste no conjunto de três módulos de fase aplicados ao sistema, com atuação independente dos demais. O *Spark GAP* é representado por uma chave TACS com comando de fechamento controlado por um módulo de controle. O dimensionamento destes componentes é realizado no próximo capítulo. O MOV utilizado é do tipo 92.

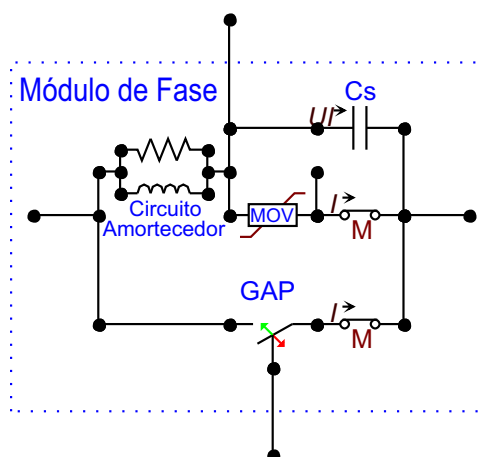


Figura 3.2. Módulo de fase

O circuito de controle do disparo do GAP utilizado no ATP, utilizado por Conceição (2015), é apresentado na Figura 3.3. Este componente possui dois módulos utilizados para o envio do *trip* para a chave TACS representativa do GAP, realizando com isto o *bypass* do MOV e do banco de capacitores da fase correspondente da linha.

O primeiro módulo obtém as grandezas de tensão e corrente do MOV. É realizado então um produto entre estes valores através de um bloco MODEL multiplicador para se obter uma medida da potência armazenada pelo varistor. Este resultado então é integrado no tempo por outro bloco MODEL integrador para se obter o valor de energia armazenada por este dispositivo. Caso o módulo deste último valor calculado seja superior ao valor estabelecido nas condições de projeto, a saída do circuito de controle envia um sinal de *trip* ao GAP, caracterizando um disparo por energia. Este tipo de disparo geralmente ocorre para faltas que ocorrem em localizações mais distantes do banco, devido ao menor valor das correntes totais que atravessam o banco.

O segundo módulo consiste em um bloco responsável por realizar a comparação entre o valor de corrente do MOV e o valor estabelecido nas condições de projeto. Caso este valor seja maior que o adotado, há o envio de um *trip* para o GAP. Este segundo método é caracterizado como disparo por corrente, e geralmente é utilizado para faltas mais próximas ao banco, devido à severidade das correntes que fluem por este .

Os critérios de projeto dos limiares de energia armazenada e de corrente mínima são mostrados no próximo capítulo, ao se realizar o dimensionamento completo do banco de capacitores e de suas proteções.

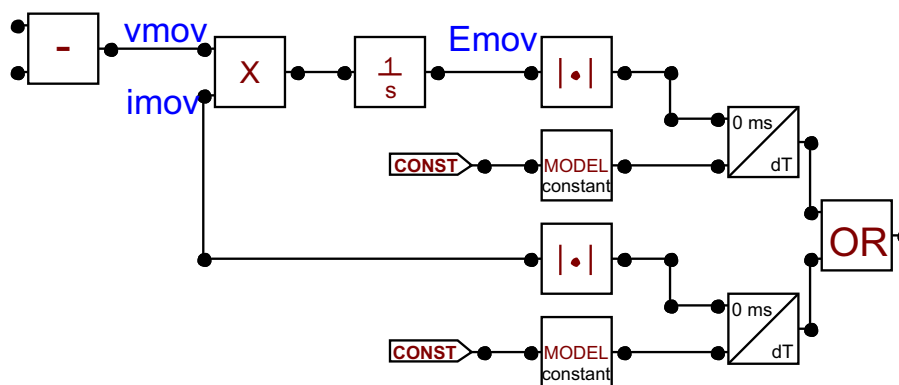


Figura 3.3. Módulo de controle do disparo do GAP

3.4 ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO

A análise de regime transitório tem como principal objetivo verificar o comportamento das trajetórias dos coeficientes no plano- α para diferentes configurações de falta. Para se realizar este tipo de análise, foram simulados curtos-circuitos de diferentes naturezas no ambiente do ATP e, com um bloco MODELS associado, foram obtidas as amostras de tensão e corrente necessárias a uma taxa de amostragem definida. Ao realizar o tratamento devido destes dados, é possível implementar a representação transitória no plano- α do fenômeno do curto-circuito e o efeito das inserções ou retiradas dos bancos de capacitores nas linhas de transmissão. É possível também realizar a análise do modo de operação sucessivo, através da abertura coordenada de determinados disjuntores da linha. O bloco responsável pela aquisição dos sinais no tempo é mostrado a seguir.

3.4.1 Bloco de Aquisição de Sinais

O bloco responsável pela aquisição das amostras das grandezas no tempo é mostrado na Figura 3.4. Este componente é composto por dois elementos fundamentais na obtenção de dados, que são o filtro analógico e o módulo de escrita de sinais.

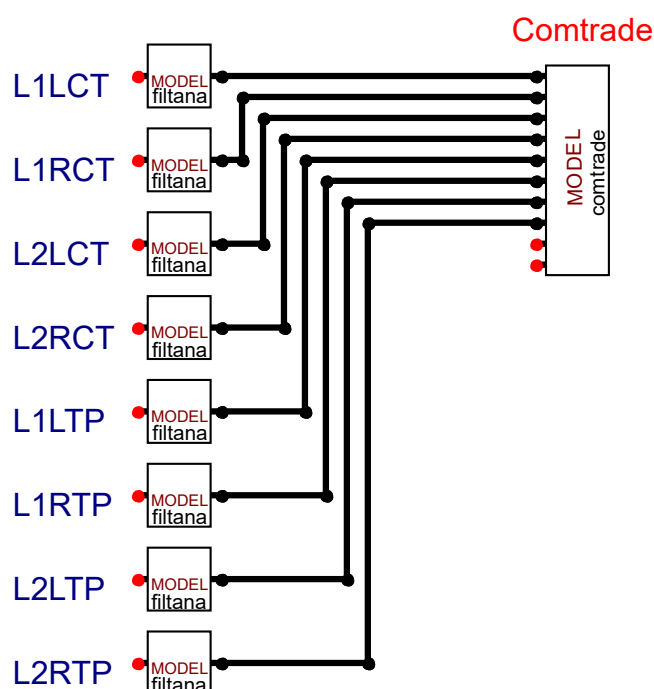


Figura 3.4. Bloco de Aquisição de Sinais

Transitórios eletromagnéticos geram componentes de alta frequência no sistema, produzindo o efeito do *aliasing* na amostragem dos sinais. O módulo do filtro analógico é utilizado para eliminar as componentes de alta frequência presentes nos sinais, preservando a componente de frequência fundamental de 60 Hz. O projeto deste filtro deve levar em conta a frequência de corte e a ordem do filtro, visto que para filtros de ordem superior, o atraso gerado por este dispositivo pode interferir de forma significativa no tempo de atuação do relé. O filtro utilizado no ambiente MODELS é um filtro passa-baixa de *Butterworth* de terceira ordem com frequência de corte de 180 Hz. A função de transferência $H(s)$ deste filtro é dada pela Equação (3.1), e a resposta em frequência deste componente é mostrada na Figura 3.5.

$$H(s) = \frac{1,4466 \cdot 10^9}{s^3 + 2,2619 \cdot 10^3 s^2 + 2,5582 \cdot 10^6 s + 1,4466 \cdot 10^9} \quad (3.1)$$

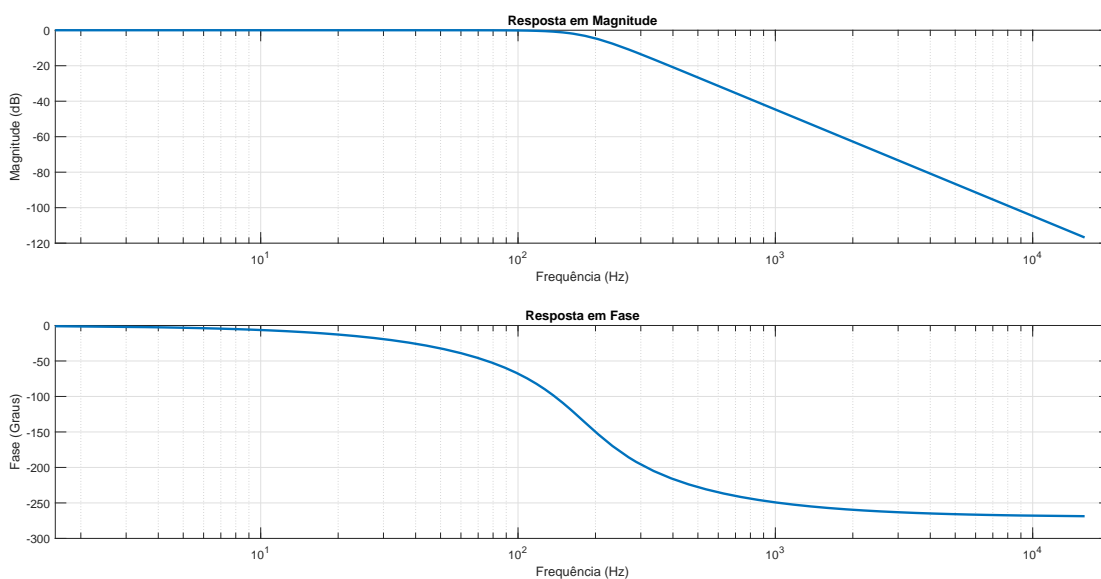


Figura 3.5. Resposta em frequência do filtro analógico

O segundo elemento da unidade de aquisição de sinais é o componente de impressão das amostras. O modelo utilizado é baseado na linguagem MODELS e realiza a impressão de sinais no padrão COMTRADE. As entradas deste componente são os sinais filtrados anteriormente pelo filtro analógico, e o módulo agrupa todos valores de entrada em um único arquivo de saída por meio do comando *write*. Este arquivo pode ser processado posteriormente por outro *software* para implementação das funções de proteção.

3.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARAMÉTRICA

A análise de sensibilidade paramétrica tem como finalidade verificar o comportamento dos coeficientes no plano- α em função da variação de um parâmetro específico. Em vista disto, são realizadas simulações em massa de um sistema modelado no ATP visando atingir o regime permanente de falta. Foi considerado em cada caso simulado uma topologia de curto-circuito adotada, e então foi verificado o comportamento do coeficiente no plano- α em virtude da variação da posição da falta, resistência de falta e ângulo de carregamento do sistema. Essa análise também visa verificar o efeito da atuação dos GAPs dos bancos para cada valor do parâmetro considerado.

Como é necessário obter informações a respeito da atuação dos GAPs de cada banco de capacitores, não é possível realizar diretamente a simulação utilizando a solução de regime permanente do ATP. Então, para cada parâmetro foi realizada uma simulação levando-se em consideração a obtenção de amostras de correntes e tensões em determinado tempo após a aplicação da falta, bem como dos estados lógicos dos circuitos de disparo do GAP. Com os valores de disparo dos GAPs obtidos, realizava-se então a simulação em regime permanente de falta no ATP para a obtenção dos fasores de tensão e corrente do circuito, considerando-se os estados dos bancos de capacitores.

3.6 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO COMPUTACIONAL IMPLEMENTADO

3.6.1 Leitura dos sinais dos TCs e TPs

Os valores obtidos de corrente e tensão do ATP, através da leitura dos arquivos gerados pelo bloco de aquisição de sinais, estão referenciados aos secundários dos TCs e TPs, de tal forma que é preciso transformá-los em valores primários.

A relação de transformação do TC é dada por:

$$RTC = \frac{I_1}{I_2} \approx \frac{N_2}{N_1} \quad (3.2)$$

Na qual I_1 e I_2 são as correntes no primário e no secundário, enquanto N_1 e N_2 são os números de espiras no primário e no secundário do TC.

Já a relação de transformação de um TP é dada por:

$$RTP = \frac{V_1}{V_2} \approx \frac{N_1}{N_2} \quad (3.3)$$

Na qual V_1 e V_2 são as tensões no primário e no secundário do TP.

Para retornar a valores primários de tensão e corrente, multiplica-se cada uma destas grandezas secundárias pelas suas respectivas relações de transformação.

$$I_1 = I_2 \cdot RTC \quad (3.4)$$

$$V_1 = V_2 \cdot RTP \quad (3.5)$$

Os TCs utilizados nas simulações do ATP, com parâmetros mostrados na Tabela 3.1, são do modelo de baixa reatância C800 2000-5A, de acordo com a norma ANSI C57.13, com $RTC=400$ e resistência do secundário de $0,75 \Omega$, de acordo com modelo mostrado em IEEE Power System Relaying Committee and others (2004). Já os TPs utilizados são transformadores de potencial capacitivos (TPCs) de 500 kV com $RTP = \frac{500000}{115}$.

Tabela 3.1. Parâmetros do TC (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE AND OTHERS, 2004)

Corrente (A)	Fluxo (V.s)
0,0198	0,2851
0,0281	0,604
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

3.6.2 Estimação de Fasores

Os sinais obtidos das simulações do ATP são amostras das correntes e tensões no tempo, porém para a implementação da proteção diferencial é necessário o conhecimento do fasor no tempo correspondente. Por conta disto, uma das primeiras etapas após a obtenção dos sinais é a estimação fasorial.

O modelo adotado é baseado no algoritmo de estimação de fasores não recursivo de janela fixa, através da avaliação de um conjunto de amostras do sinal, denominado janela de dados. A cada instante de amostragem a janela se desloca, incluindo a nova amostra no conjunto e removendo a mais antiga (SILVA, 2009).

A implementação da estimação de fasores foi realizada de acordo com algoritmo do filtro cosseno modificado, proposto por Hart *et al.* (2000) e patenteado pela *ASEA Brown Boveri* (ABB). O fasor é estimado a partir de duas saídas consecutivas do filtro cosseno de um ciclo de Fourier, aplicando um fator de correção para se obter a ortogonalidade entre as partes real e imaginária do fasor. Isto faz com que o método consiga remover a componente DC de decaimento exponencial de forma eficiente.

De acordo com a formulação as partes real e imaginária do fasor no instante $k\Delta t$, denominadas $X_{re}(k)$ e $X_{im}(k)$, são dadas pelas Equações (3.6) e (3.7) respectivamente, considerando-se valores RMS.

$$X_{re}(k) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{r=1}^N x(k - N + r) \cos(r\delta) \quad (3.6)$$

$$X_{im}(k) = \frac{X_{re}(k-1) - X_{re}(k) \cos(\delta)}{\sin(\delta)} \quad (3.7)$$

$$\bar{X}(k) = X_{re}(k) + jX_{im}(k) \quad (3.8)$$

Na qual $\bar{X}(k)$ é o fasor estimado, N é o número de amostras por ciclo, Δt é o intervalo de amostragem e $\delta = \frac{2\pi}{N}$.

3.6.3 Coeficientes Calculados

Após a obtenção dos fasores de tensão e corrente em cada terminal, são calculados os coeficientes do plano- α para os quatro elementos de proteção existentes na linha de transmissão de circuito duplo. O sentido das correntes utilizadas para o cálculo dos coeficientes são mostrados a Figura 3.6. Os coeficientes calculados para a realização das análises são mostrados na Tabela 3.3

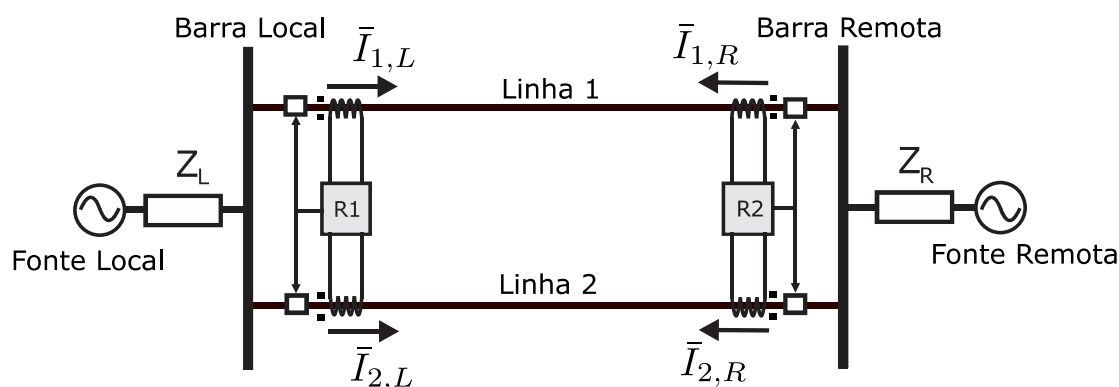


Figura 3.6. Correntes Analisadas (GOMES, 2014)

Tabela 3.2. Coeficientes do plano- α calculados

Elemento Diferencial	Sinais de Entrada	Coefficiente
Linha 1 - Terminal Local	$\bar{I}_{1,L}$ e $\bar{I}_{2,L}$	$M_{1,L} = \frac{\bar{I}_{1,L}}{\bar{I}_{2,L}}$
Linha 1 - Terminal Remoto	$\bar{I}_{1,R}$ e $\bar{I}_{2,R}$	$M_{1,R} = \frac{\bar{I}_{1,R}}{\bar{I}_{2,R}}$
Linha 2 - Terminal Local	$\bar{I}_{1,L}$ e $\bar{I}_{2,L}$	$M_{2,L} = \frac{\bar{I}_{2,L}}{\bar{I}_{1,L}}$
Linha 2 - Terminal Remoto	$\bar{I}_{1,R}$ e $\bar{I}_{2,R}$	$M_{2,R} = \frac{\bar{I}_{2,R}}{\bar{I}_{1,R}}$

O método tradicional utilizado nas análises consiste no uso do plano- α utilizando a corrente lida sem a subtração da corrente de pré-falta, através da formulação citada na Seção 2.3.2.1. Já o método incremental consiste na representação por meio das correntes incrementais calculadas de acordo com a Seção 2.7, através do uso das Equações (2.37) e (2.38).

A característica de restrição no plano- α foi estabelecida de acordo com as Equações (2.23) e (2.24) através de procedimento empírico. Os valores dos ajustes utilizados são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Ajustes da Característica de Restrição

Parâmetro	Valor
T	0,5
P	1,2

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados e análises essenciais para se avaliar o desempenho da proteção diferencial transversal em linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série. Para isto, foram realizadas simulações em um sistema modelado no ATP, em conjunto com a aplicação do algoritmo de proteção implementado. Para se realizar a avaliação da proteção foram simulados alguns casos pontuais para a realização da análise de regime transitório e simulações em massa para a análise de sensibilidade paramétrica. No decorrer deste capítulo, busca-se mostrar o comportamento da proteção diferencial perante faltas aplicadas para determinadas localizações, resistências de falta e ângulos de carregamento, observando através do plano- α a posição e as trajetórias dos coeficientes para cada situação simulada. Foi verificada a influência das compensações, bem como o efeito dos disparos dos GAPs nas trajetórias dos coeficientes no plano- α tradicional e incremental.

4.1 SISTEMA ANALISADO

O sistema analisado neste trabalho, representado na Figura 4.1, é constituído de uma linha de transmissão de circuito duplo com compensação série, com tensão nominal de 500 kV e 300 km de extensão. As fontes de tensão são representadas através de fontes ideais seguidas dos seus respectivos equivalentes de *Thévenin*. Cada linha de transmissão possui dois bancos de capacitores série de mesma reatância instalados em cada terminal.

Em cada terminal de uma dada linha estão instalados um transformador de potencial capacitivo (TPC), um TC e um disjuntor. O TPC é conectado em paralelo com a linha, enquanto o TC e o disjuntor são conectados em série. A Tabela 4.1 contém as especificações da linha de transmissão.

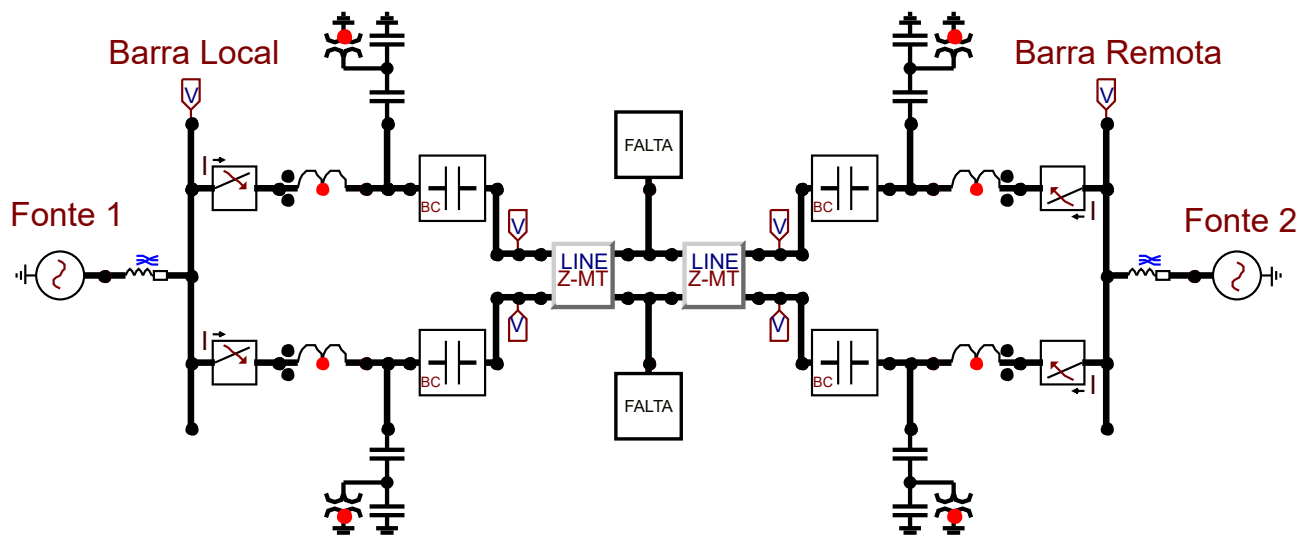


Figura 4.1. Sistema Simulado

Tabela 4.1. Parâmetros da Linha de Transmissão

Tensão nominal: 500 kV		
Comprimento da LT ($comp_{LT}$): 300 km		
Frequência nominal: 60 Hz		
Parâmetro	Valor	Unidade
r_L	0,0169	Ω/km
x_L	0,4634	Ω/km
r_{IL}	0,0179	Ω/km
x_{IL}	0,6161	Ω/km
r_G	0,6676	Ω/km
x_G	2,4934	Ω/km
y_L	6,2742	$\mu S/km$
y_{IL}	4,1598	$\mu S/km$
y_G	2,4312	$\mu S/km$
$R_L = r_L \cdot comp_{LT}$	5,07	Ω
$X_L = x_L \cdot comp_{LT}$	139,02	Ω
$R_{IL} = r_{IL} \cdot comp_{LT}$	5,37	Ω
$X_{IL} = x_{IL} \cdot comp_{LT}$	184,83	Ω
$R_G = r_G \cdot comp_{LT}$	200,28	Ω
$X_G = x_G \cdot comp_{LT}$	748,02	Ω
$Y_L = y_L \cdot comp_{LT}$	1882,26	μS
$Y_{IL} = y_{IL} \cdot comp_{LT}$	1247,94	μS
$Y_G = y_G \cdot comp_{LT}$	729,36	μS

Os equivalentes das fontes foram obtidos através de valores típicos. A Tabela 4.2 apresenta os equivalentes das fontes.

Tabela 4.2. Equivalentes das Fontes

Parâmetro	Valor	Unidade
R_{0LOCAL}	18,96	Ω
X_{0LOCAL}	72,46	Ω
R_{1LOCAL}	3,53	Ω
X_{1LOCAL}	36,25	Ω
$R_{0REMOTO}$	0,798	Ω
$X_{0REMOTO}$	9,973	Ω
$R_{1REMOTO}$	0,533	Ω
$X_{1REMOTO}$	13,66	Ω

4.2 DIMENSIONAMENTO DOS BANCOS DE CAPACITORES

Para o dimensionamento do banco de capacitores, foi considerada uma compensação reativa total por linha de 50 % . Como cada linha possui reatância própria $X_L = 139,02 \Omega$, então os dois bancos de capacitores presentes em cada linha devem possuir reatância capacitiva igual a $0,5.X_L = 69,51 \Omega$. Assume-se que a reatância está igualmente distribuída entre os dois bancos, de tal forma que cada um possui então uma reatância capacitiva de $34,755 \Omega$. Com isto, cada banco de capacitores possui admitância $Y_{BC} = 28,772 mS$.

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS MOVs

Para se calcular os ajustes da curva dos MOVs, foi realizada uma simulação no ATP de regime permanente durante operação normal com carregamento do sistema $\delta = 10^\circ$ e com o banco de capacitores inseridos. Para esta simulação, foram desconsiderados os circuitos amortecedores, os MOVs e os GAPs dos bancos (CONCEIÇÃO, 2015).

Os valores de amplitude das correntes nominais lidas nos terminais local e remoto de uma das linhas são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Amplitudes das Correntes Nominais

Parâmetro	Valor (A)
I_{local}	1066,95
I_{remoto}	1015,58

As amplitudes das tensões nominais dos bancos de capacitores são dadas pelos produtos

de suas respectivas reatâncias (X_{BCap}) e as amplitudes das correntes nominais que fluem por estes. A tensão limite é calculada levando-se em consideração o caso crítico de sobretensões de 50 % da tensão nominal do banco durante um período máximo de 10 minutos, de acordo com procedimento de rede ONS (2016). A Tabela 4.4 apresenta os resultados.

Tabela 4.4. Amplitudes das Tensões Nominais

Parâmetro	Valor (V)
$V_{BCap,local} = I_{local} \cdot X_{BCap}$	37081,8473
$V_{BCap,remoto} = I_{remoto} \cdot X_{BCap}$	35296,4829
$V_{lim,local} = 1,5 \cdot V_{BCap,local}$	55622,7709
$V_{lim,remoto} = 1,5 \cdot V_{BCap,remoto}$	52944,7244

A curva característica do MOV é dada a partir de três pontos específicos dependentes da tensão limite no banco de capacitores. Esses valores são vistos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Curva característica do MOV (CONCEIÇÃO, 2015)

Corrente (A)	Tensão (V)
0,00011920928955	$0,625 \cdot V_{lim}$
5,9029581036	V_{lim}
1000	$1,25 \cdot V_{lim}$

Com isto, as curvas dos MOVs para os bancos de capacitores são dadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Curva característica dos MOVs para os bancos de capacitores

Corrente (A)	Tensão do MOV local (V)	Tensão do MOV remoto (V)
0,00011920928955	34764,2318	33090,4527
5,9029581036	55622,7709	52944,7244
1000	69528,4636	66180,9054

4.4 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO DO MOV PELO SPARK GAP

De acordo com Conceição (2015), os limites de energia e corrente do MOV são determinados através da condição mais severa de falta externa, de tal forma que o *Spark GAP* atue somente para faltas internas ou faltas externas com determinada duração. Para fazer isso, foram simulados curtos-circuitos trifásicos francos nas duas barras e próximos aos dois bancos da linha

paralela para se obterem as máximas energias acumuladas e correntes dos MOVs dos bancos locais e remotos da linha considerada. De acordo com procedimento adotado, o disparo por corrente do *Spark Gap* deve ser projetado de forma a ocorrer para um valor 15,5 % superior à máxima corrente de curto-circuito trifásico externo que flui pelo MOV. Já o disparo por energia deve ocorrer para uma energia acumulada no MOV durante 200 ms do curto-circuito trifásico externo mais severo, com fator de segurança de 5 %. Estes valores são vistos na Tabela 4.7.

Tabela 4.7. Parâmetros dos MOVs

Parâmetro	Valor	Unidade
$E_{MOV_{local}}$	13,9272	MJ
$E_{MOV_{remoto}}$	11,5143	MJ
$I_{MOV_{local}}$	5403,5050	A
$I_{MOV_{remoto}}$	4725,9250	A

4.5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.5.1 Análise de Regime Transitório

A análise de regime transitório consistiu na simulação de casos pontuais com o objetivo de se verificar o comportamento apresentado pelas trajetórias dos coeficientes no plano- α . Como as duas linhas possuem os mesmos parâmetros, foram simuladas faltas somente em uma delas. A Tabela 4.8 resume os casos simulados para este tipo de análise.

Tabela 4.8. Casos Simulados na Análise de Regime Transitório

Caso	Descrição
1	Curto-Circuito Trifásico Franco em 2 % da Linha 1
2	Curto-Circuito Bifásico BC Franco em 50 % da Linha 1
3	Curto-Circuito Monofásico AT com Resistência de Falta de 200 Ω em 50 % da Linha 1

4.5.1.1 Caso 1 - Curto-Circuito Trifásico Franco Aplicado em 2 % da Linha 1

Neste caso é simulado um curto-circuito trifásico franco aplicado em 2 % da linha 1. Através da simulação efetuada no plano- α tradicional, foi verificado que a falta foi detectada de forma

instantânea pelo elemento local da linha 1, enquanto o elemento remoto da mesma linha não detectou a falta. Com o intuito de representar o modo de operação sucessivo, foi encontrado através da plotagem dos coeficientes o tempo de detecção da falta no terminal local da linha afetada, e então foi comandada a abertura tripolar dos disjuntores após 3 ciclos (50 ms). Na Figura 4.2 são mostrados os elementos diferenciais até o instante da abertura dos disjuntores.

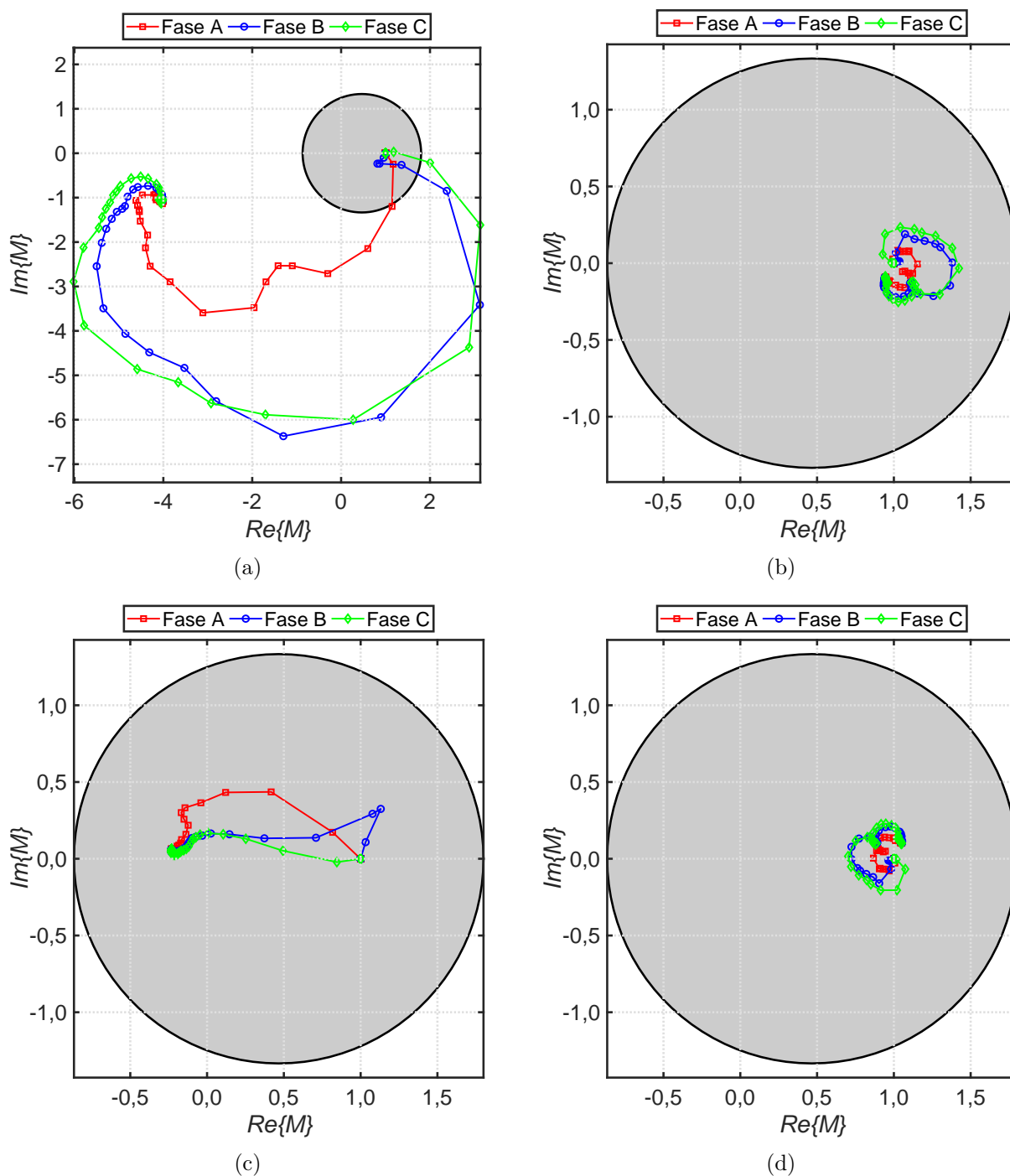


Figura 4.2. Análise Transitória - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional - Anterior à Abertura dos Disjuntores (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto

Após a abertura dos disjuntores, a contribuição de falta emana apenas do terminal remoto da linha 1, o que faz com que a corrente lida neste terminal aumente consideravelmente, de tal modo que o respectivo elemento diferencial passa a detectar o curto-circuito. A Figura 4.3 mostra o comportamento da proteção remota da linha 1 após a abertura dos disjuntores.

Com relação às atuações dos GAPs, foi constatado que estes dispositivos das três fases do banco local da linha 1 atuaram em aproximadamente 5 ms após a aplicação da falta, através do disparo por corrente. Isto se deve à proximidade entre a localização da falta e o respectivo banco, o que eleva a contribuição de corrente vista por este componente. Já os GAPs das três fases do banco remoto da mesma linha atuaram em 256 ms após a aplicação da falta, através do disparo por energia.

Através da Figura 4.3(b), referente à ampliação do área retangular apresentada na Figura 4.3(a), é possível ver a transição entre o estado de regime permanente de falta nos instantes anterior e posterior às atuações dos GAPs do banco remoto da linha 1. A região de comportamento instável dos coeficientes no plano- α anterior aos disparos dos GAPs se deve ao fato da influência gerada pelos bancos ainda conectados ao sistema. Porém, ao efetuar o disparo dos GAPs do banco remoto da linha 1, ainda há uma região de instabilidade, porém menor que a formada antes da atuação destes dispositivos.

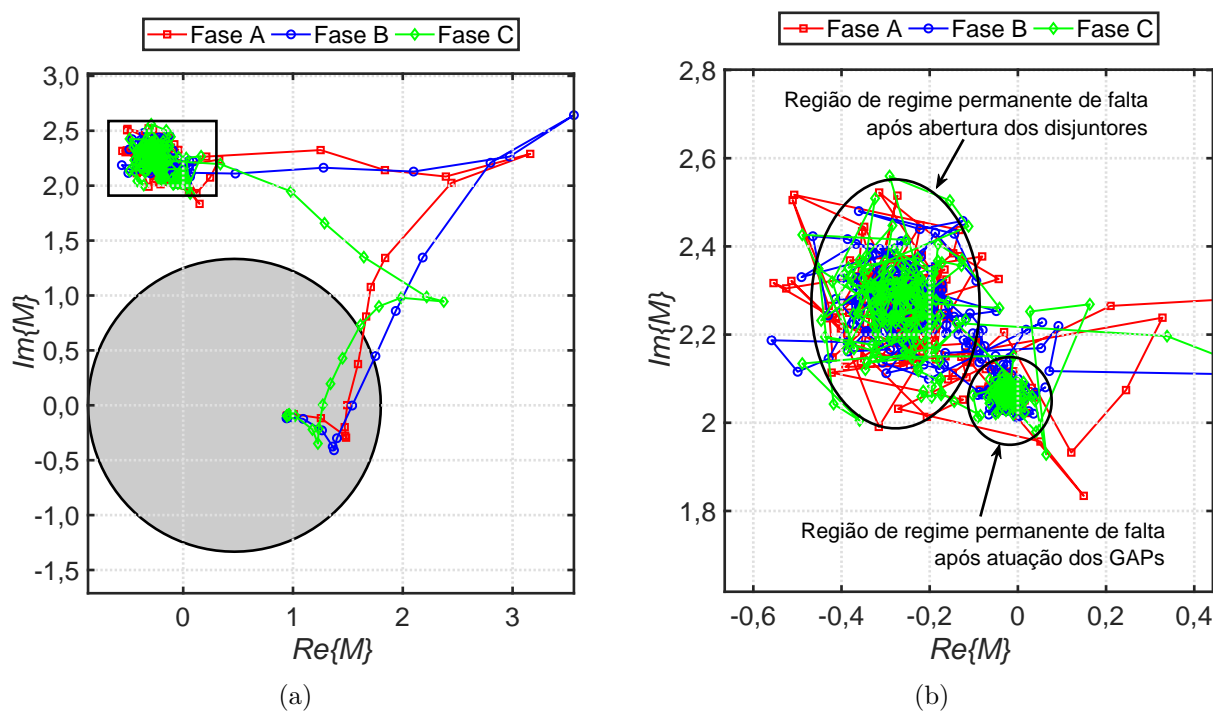


Figura 4.3. Análise Transitória - Caso 1 - Elemento de Fase - Plano α Tradicional - Após à Abertura dos Disjuntores (a) Linha 1 - Remoto (b) Ampliação

4.5.1.2 Caso 2 - Curto-Circuito Bifásico BC Franco Aplicado em 50 % da Linha 1

Neste caso, foi simulado um curto-circuito bifásico BC franco aplicado em 50 % da linha 1. Realizando-se a análise dos resultados obtidos, foi constatado através da Figura 4.4 que a proteção da linha 1 atuou em modo instantâneo, enquanto as proteções da linha 2 não detectaram a falta.

Analisando-se o comportamento dos GAPs dos bancos, foi visto através dos arquivos de plotagem que houve o disparo destes elementos para os dois bancos da linha 1, enquanto para linha 2 não houve nenhum disparo. Foi visto também que os GAPs da fase B dos bancos da linha 1 efetuaram o disparo pelo critério de corrente. Um detalhe analisado é que enquanto o GAP da fase C do banco remoto da linha 1 atua por critério de corrente, o GAP do banco local da mesma linha atua por critério de energia, levando determinado tempo para efetuar o disparo. Como estas atuações não são simultâneas, é possível ver a alteração na trajetória no plano- α devido ao disparo do GAP do banco local da linha 1 referente à fase C.

Através das Figuras 4.4(a) e 4.4(b), foram destacadas duas regiões específicas. A região 1 corresponde ao regime permanente de falta anterior à atuação do GAP da fase C do banco local da linha 1, enquanto a região 2 corresponde ao regime permanente de curto-circuito após esta atuação. É possível ver que a região 1 é menos estável que a região 2, o que se deve à influência do banco de capacitor da fase C no terminal local da linha 1, ainda inserido. Já na região 2, ainda é encontrada uma pequena instabilidade, porém esta pode ser resultante dos bancos da linha 2, que ainda estão em funcionamento na linha paralela.

Já na proteção da fase B, é possível ver mais facilmente um comportamento circular que converge para uma região específica. Foi verificado que esse comportamento ocorreu logo após a retirada dos bancos da fase B da linha 1.

Como é possível ver por esta simulação, a trajetória dos coeficientes no plano- α não apresentam um comportamento totalmente estável, o que está relacionado com a influência da ressonância subsíncrona presente no sistema.

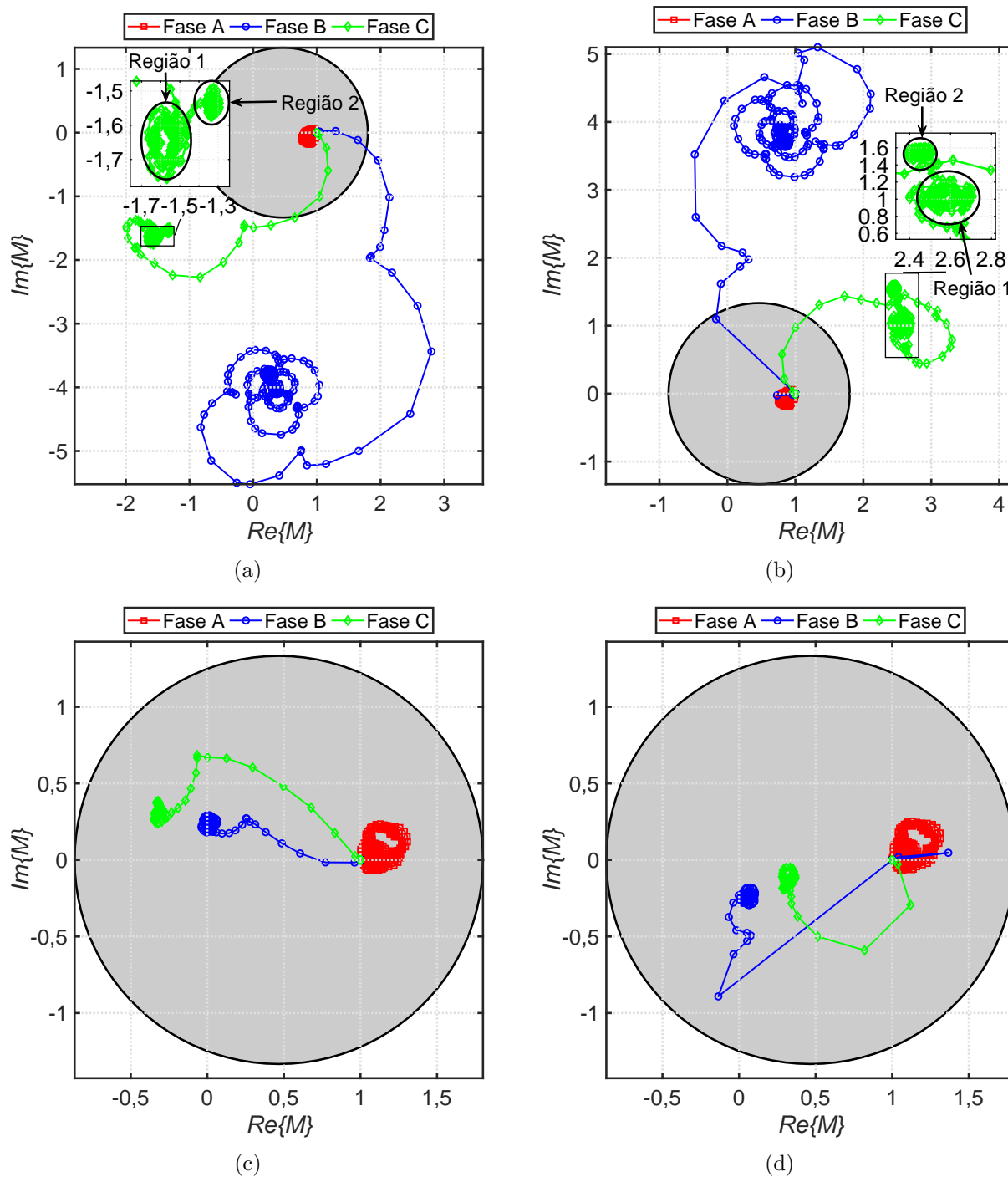


Figura 4.4. Análise Transitória - Caso 2 - Curto-Circuito Bifásico BC Franco Aplicado em 50% da Linha 1 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto

4.5.1.3 Caso 3 - Curto-Circuito Monofásico AT com Resistência de Falta de 200 Ω aplicado em 50 % da Linha 1

Neste caso, foi simulado em curto-circuito monofásico AT com resistência de falta de 200 Ω . Através das plotagens disponíveis no ambiente do ATP, foi visto que, para o tempo simulado, os GAPs de todos os bancos não efetuaram disparo. Através da análise da representação pelo plano- α tradicional, mostrada na Figura 4.5, é possível ver que o elemento diferencial da linha 1 local detectou o curto-circuito de forma instantânea, enquanto os outros elementos não detectaram a falta. Devido a isto, a proteção opera em modo sucessivo.

Um fenômeno observado nesta simulação é o efeito do *outfeed* na proteção diferencial transversal. Como a resistência de falta é de 200 Ω e o ângulo de carregamento do sistema é de 10° , a contribuição da corrente de falta pura neste caso reduz a corrente total de falta no terminal do elemento remoto da linha 1, o que leva à perda de sensibilidade deste elemento de proteção.

Como meio de tentar solucionar este problema, foi realizada também a representação no plano- α através de grandezas incrementais. A Figura 4.6 apresenta os resultados neste método de representação. É possível ver que ambos os elementos da linha 1 detectam a falta de forma instantânea, enquanto os elementos da linha 2 não detectam a falta.

Ao utilizar grandezas incrementais, as correntes utilizadas para as técnicas de proteção são as mesmas lidas pelos respectivos TCs, porém subtraídas dos seus valores de pré-falta. Diante disto, se tem uma aproximação das correntes de falta pura e se obtém uma vantagem perante o fenômeno do *outfeed*, já que tende-se a reduzir os efeitos neste tipo de proteção relacionados à corrente de carga.

Como neste caso não há atuação de nenhum dos GAPs do circuito, é esperado o comportamento instável na trajetória dos coeficientes no plano- α , como é possível ver na ampliação da Figura 4.5(a). Contudo, é visto através da Figura 4.6 que o comportamento instável é mais acentuado na representação com grandezas incrementais.

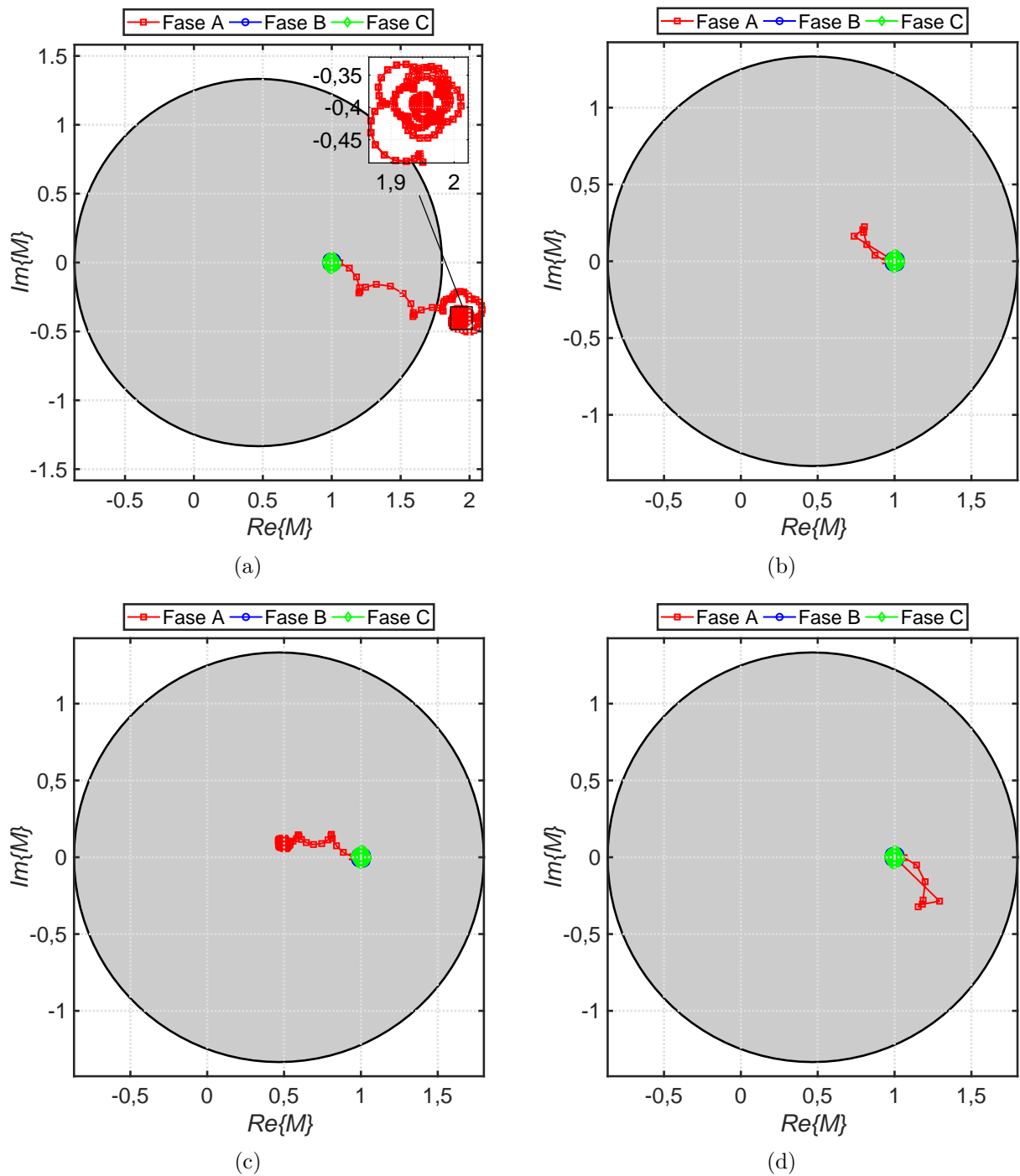


Figura 4.5. Análise Transitória - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto

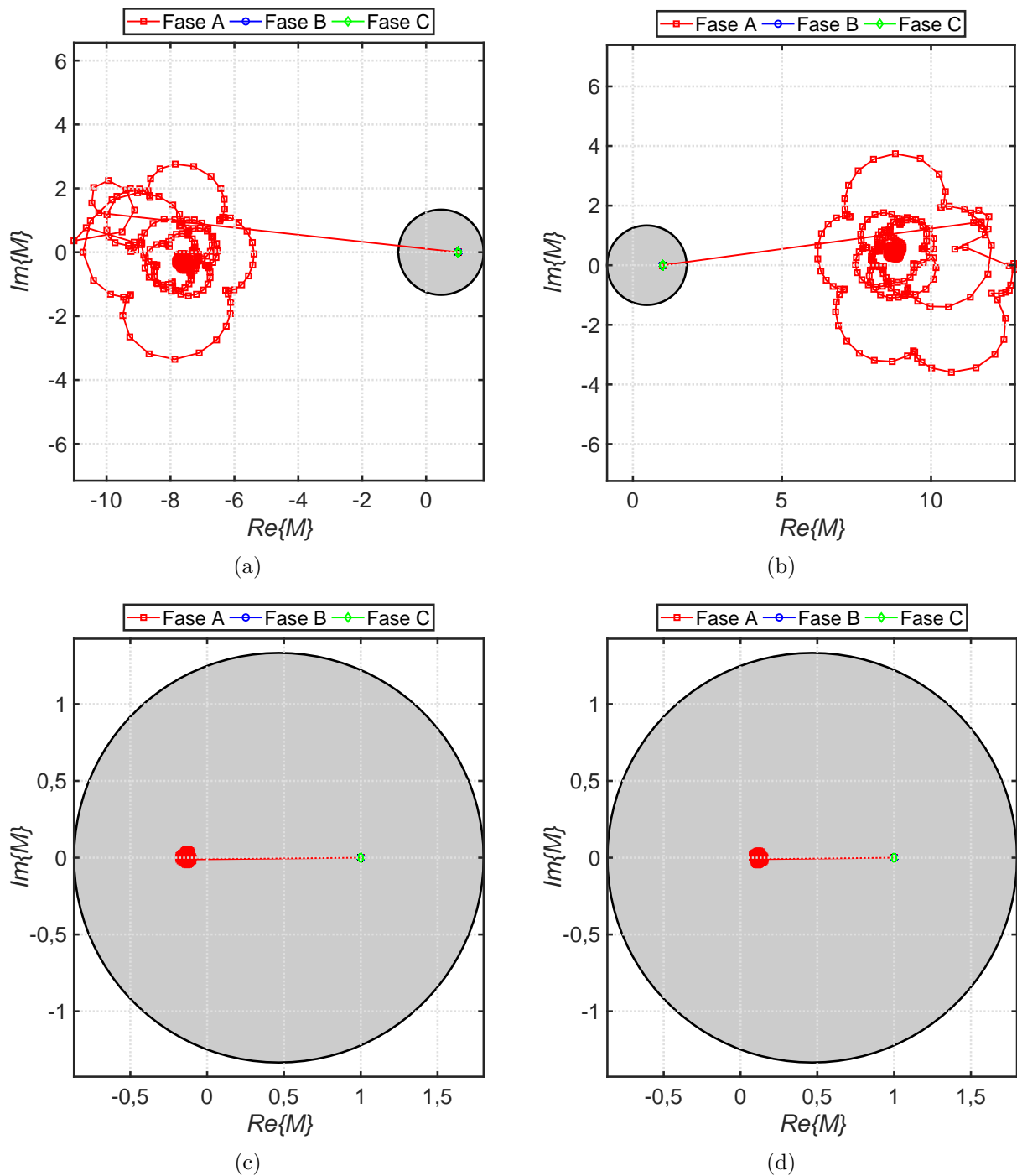


Figura 4.6. Análise Transitória - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto (c) Linha 2 - Local (d) Linha 2 - Remoto

4.5.2 Análise de Sensibilidade Paramétrica

Para se identificar o comportamento dos coeficientes no plano- α perante variações em determinados parâmetros de falta e do sistema, foram simulados alguns curtos-circuitos típicos. A Tabela 4.9 mostra os casos simulados e os principais parâmetros alterados.

Tabela 4.9. Casos Simulados na Análise de Sensibilidade Paramétrica

Caso	Tipo de Falta	$h(\%)$	$R_f(\Omega)$	δ
1	ABC	Varia	0,0	10°
2	ABC	Varia	70,0	10°
3	AT	Varia	0,0	10°
4	ABC	0,5	Varia	10°
5	AT	0,2	Varia	10°
6	ABC	0,2	200,0	Varia
7	BC	0,2	100,0	Varia

Para a análise da variação da localização de falta (h), foram simulados alguns tipos específicos de curto-circuito, com sua localização variando entre 2 % e 98 %, a passos de 1 %. Já para a análise de variação da resistência de falta (R_f), foram simuladas faltas com resistência de falta a terra para curtos-circuitos monofásicos e entre fases para faltas bifásicas e trifásicas, variando entre 0 Ω e 1000 Ω , em passos de 10 Ω .

Para se realizar a análise da variação do ângulo de carregamento do sistema (δ), foram simuladas faltas com este parâmetro variando entre -10° e 10° em passos de 1° . O fato de se limitar a magnitude do ângulo em 10° é devido às características de projeto dos MOVs, que foram dimensionados considerando esse ângulo limite.

Para todas as análises realizadas nesta seção, foram utilizadas representações do plano- α através do método tradicional e também com o uso de grandezas incrementais, com o objetivo de comparar o desempenho destas.

4.5.2.1 Caso 1 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Trifásico Franco

Neste caso, foi simulado um curto-circuito trifásico franco na linha 1. Por meio dos dados obtidos para o método tradicional foi possível ver que o elemento diferencial local da linha 1, mostrado na Figura 4.7(a), atuou em modo instantâneo para faltas localizadas entre 2 % e 89 %. Já o elemento remoto da mesma linha, mostrado na Figura 4.7(b), atuou em modo instantâneo para faltas localizadas entre 26 % e 98 %. Portanto a proteção da linha 1, composta pela junção dos elementos local e remoto citados acima, atuou em modo instantâneo para este tipo de falta localizada entre 26 % e 89 %, com cobertura neste modo de operação de 63 %.

Realizando a análise por meio do plano- α incremental, foi observado que o elemento local da linha 1, apresentado na Figura 4.9(a), atuou em modo instantâneo entre 2 % e 92 %. O elemento remoto da mesma linha, mostrado na Figura 4.9(b), atuou em modo instantâneo entre 23 % e 98 %. Com isto, a proteção da linha 1 operou em modo instantâneo entre 23 % e 92 %, o que leva a uma cobertura de 69 % para este modo de operação. Observa-se então que, para este tipo de falta, o método incremental foi capaz de atuar em um trecho maior da linha, com uma melhoria na cobertura de 6 % em relação ao método tradicional. Já para os elementos da linha 2, mostrados nas Figuras 4.8 e 4.10, não foi detectada a falta para nenhum dos métodos.

Com relação à atuação dos GAPs, foi constatado através dos dados da simulação que, para o curto-circuito simulado, os dispositivos das três fases dos bancos local e remoto da linha 1 efetuaram disparo para faltas localizadas entre 2 % e 94 %. Entre 95 % e 98 % somente os GAPs do banco remoto desta linha atuaram. Esta variação dos estados dos disparos dos GAPs explica os deslocamentos gerados nas trajetórias dos elementos diferenciais.

Um aspecto a se levar em consideração se trata do comportamento dos GAPs remotos da linha 1, os quais efetuam disparo para todas as localizações simuladas. Isto ocorre em parte devido a seus menores parâmetros de projeto, como pôde ser visto através da Tabela 4.7 ao comparar com os GAPs locais, e também pela força da fonte remota. Por conta disto, foi visto somente um deslocamento na curva, devido à alteração dos estados dos GAPs do banco local da linha 1. Como esperado, os GAPs da linha 2 não efetuaram disparo, visto que, para estes dispositivos, a falta aplicada é externa, o que faz com que os níveis de corrente nesta linha paralela não sejam suficientes para induzir o disparo.

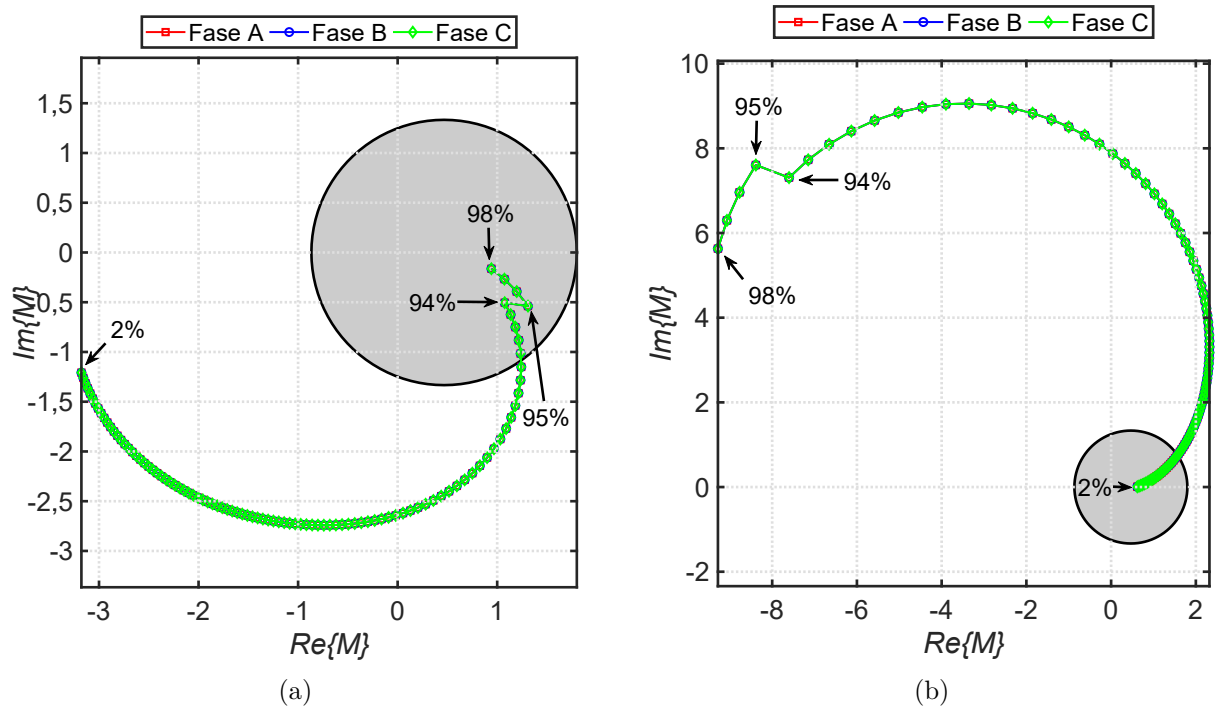


Figura 4.7. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

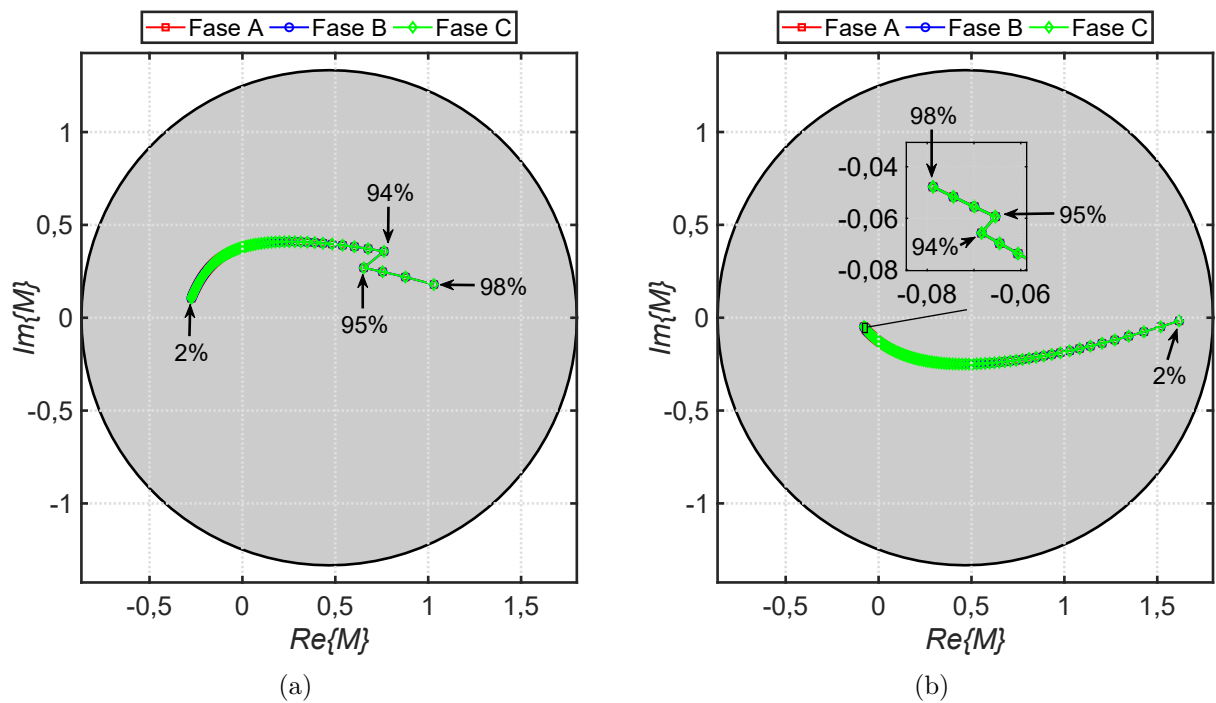


Figura 4.8. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

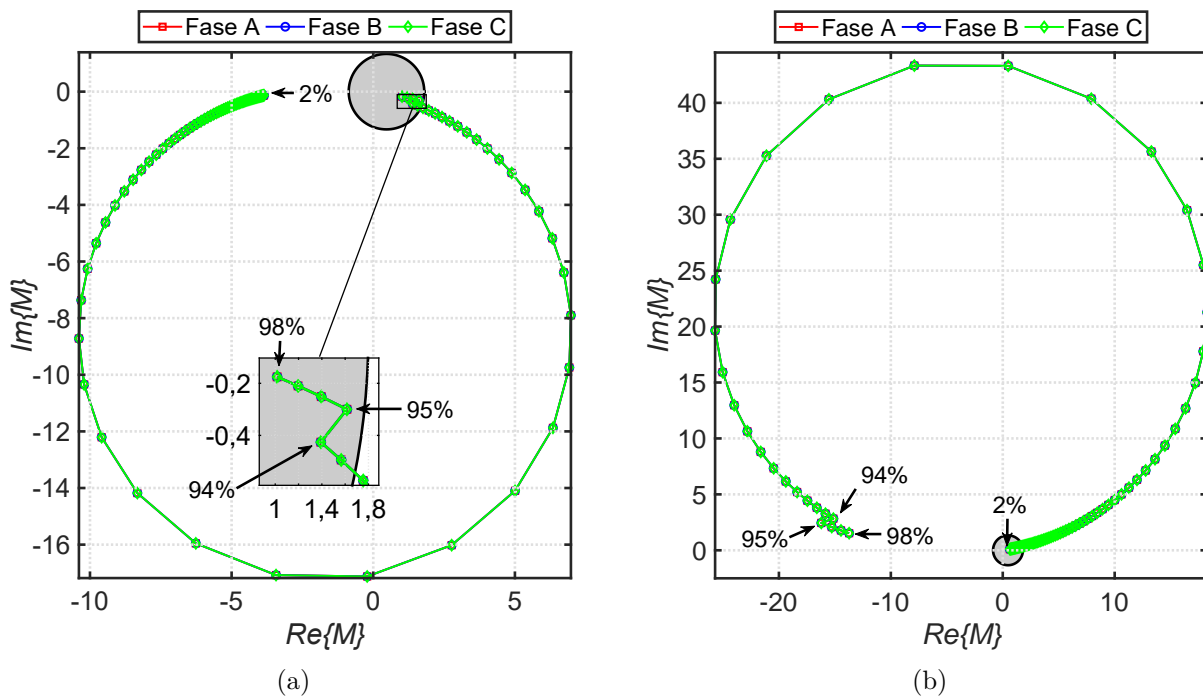


Figura 4.9. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

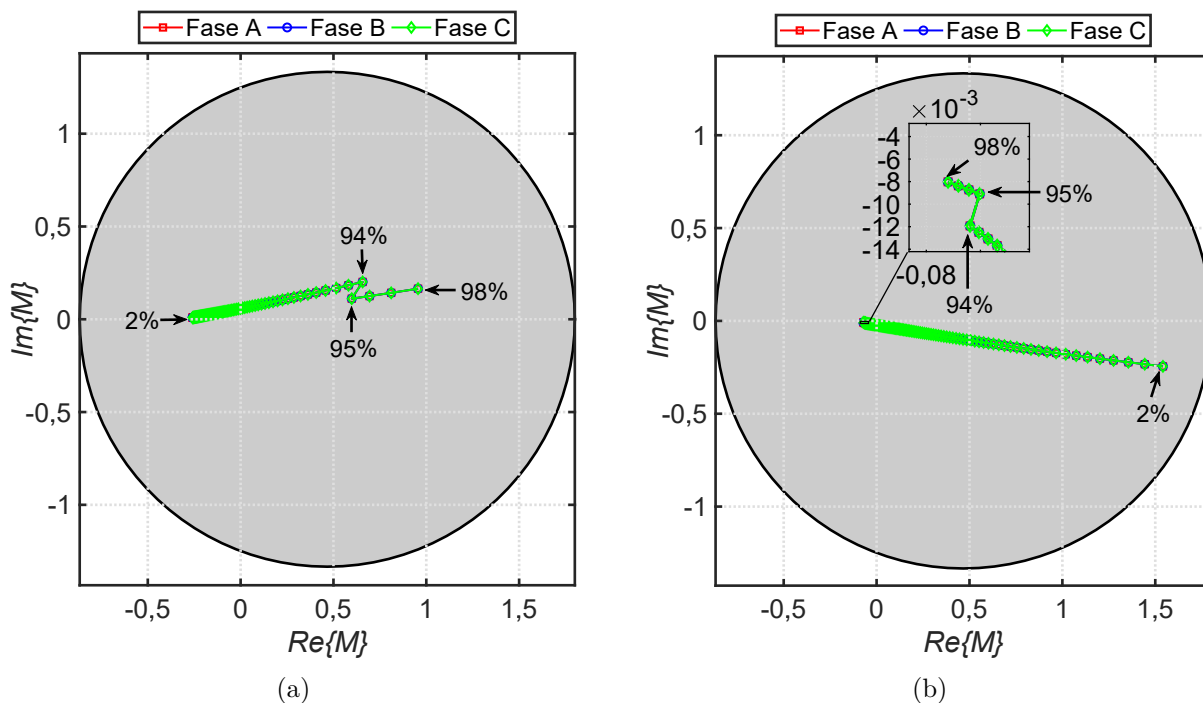


Figura 4.10. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 1 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

4.5.2.2 Caso 2 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Trifásico com resistência entre fases de 70Ω

Neste segundo caso foi simulado um curto-circuito trifásico com resistência entre fases de 70Ω . Por meio da análise gráfica da Figura 4.11, foi visto através do método tradicional que o elemento local da linha 1 atua em modo instantâneo para este tipo de falta localizada entre 2 % e 83 % da linha, enquanto o elemento remoto da mesma linha atua entre 21 % e 98 %. Portanto, a proteção da linha 1 atua em modo instantâneo entre 21 % e 83 % , com cobertura de 62 %. Já para os elementos da linha 2, mostrados na Figura 4.12, não foi identificada nenhuma atuação.

Utilizando agora o plano- α incremental, foi constatado através da análise da Figura 4.13 que o elemento local da linha 1 atua em modo instantâneo para faltas localizadas entre 2 % e 90 % e também para 92 %, enquanto o elemento remoto da mesma linha atua entre 20 % e 98 %. Desse modo, desconsiderando-se o ponto em 92 % para o cálculo, a proteção da linha 1 atua em modo instantâneo para faltas localizadas entre 20 % e 90 %, com cobertura de 70 %. Já os elementos da linha 2, apresentados na Figura 4.14, não atuaram. Através da comparação entre a cobertura deste método e o anteriormente citado, percebe-se um aumento percentual de 8 % na cobertura em modo instantâneo.

Com relação à atuação dos GAPs dos bancos, foi constatado que os dispositivos das três fases do banco remoto da linha 1 efetuaram o disparo para faltas ocorridas de 12 % a 98 % , enquanto os referentes ao banco local da mesma linha realizaram o disparo para faltas ocorridas de 2 % a 91 %. Através das Figuras 4.11 a 4.14, é possível ver três regiões distintas no plano- α . A primeira engloba a região entre 2 % e 11 % da linha, na qual somente os GAPs do banco local da linha 1 efetuaram o disparo. Na segunda região, entre 12 % e 91 %, os GAPs dos dois bancos da linha afetada atuaram, e na terceira região, localizada entre 92% e 98 %, apenas os GAPs do terminal remoto efetuaram o disparo. Com isto, é possível ver o deslocamento gerado pela atuação dos dispositivos de proteção dos bancos para cada localização da falta.

Diferentemente do caso anterior, é observado que o GAP do banco remoto da linha 1 deixa de atuar entre em uma região próxima do terminal local, entre 2% e 11%. O motivo disto está na redução do nível de corrente gerado pela inserção da resistência de falta, de tal forma que não é induzido disparo por energia ou corrente neste equipamento.

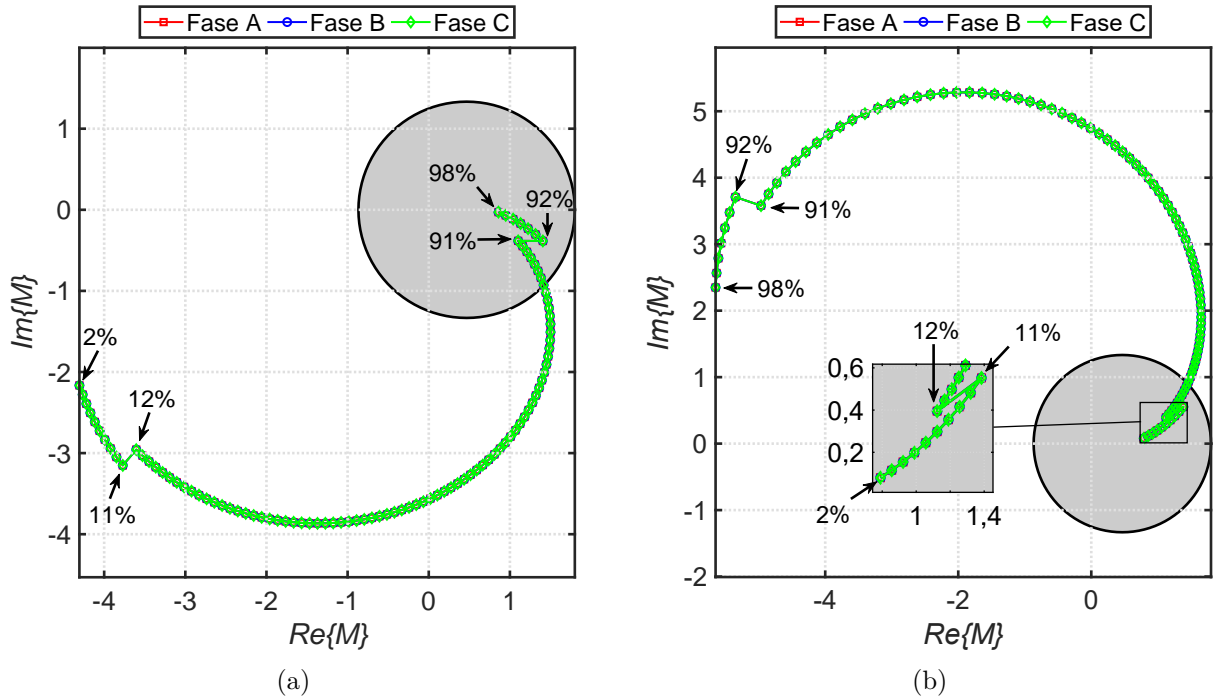


Figura 4.11. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

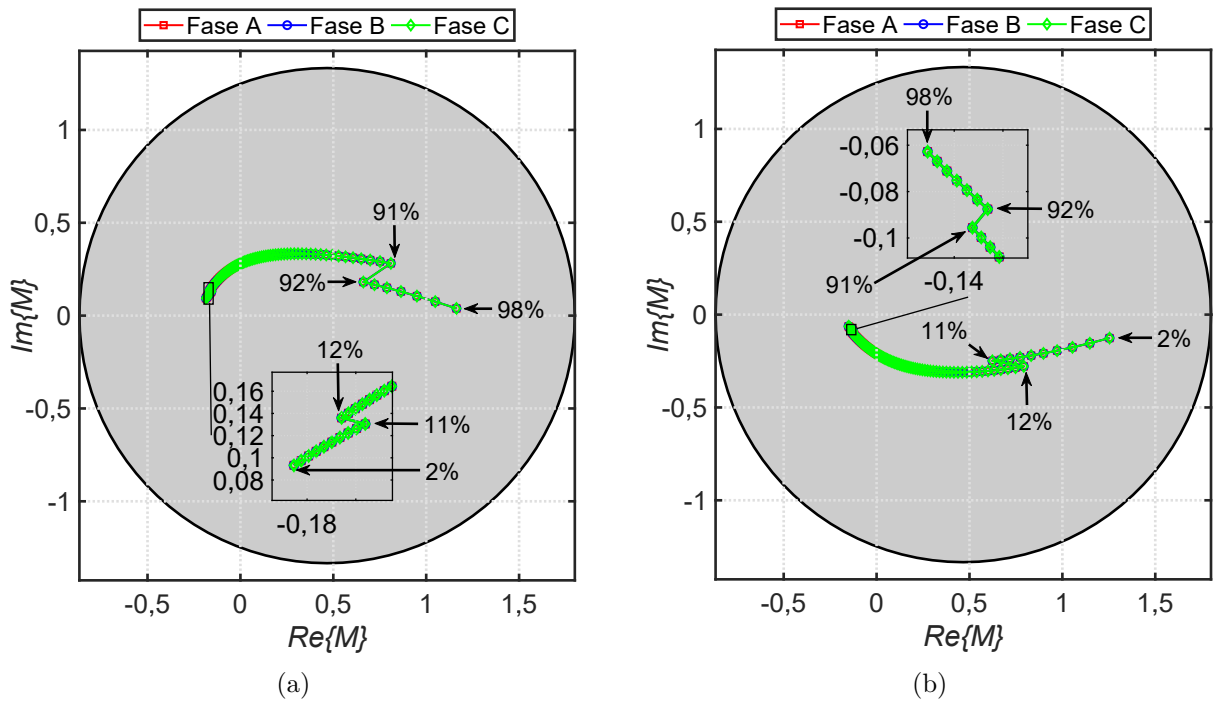


Figura 4.12. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

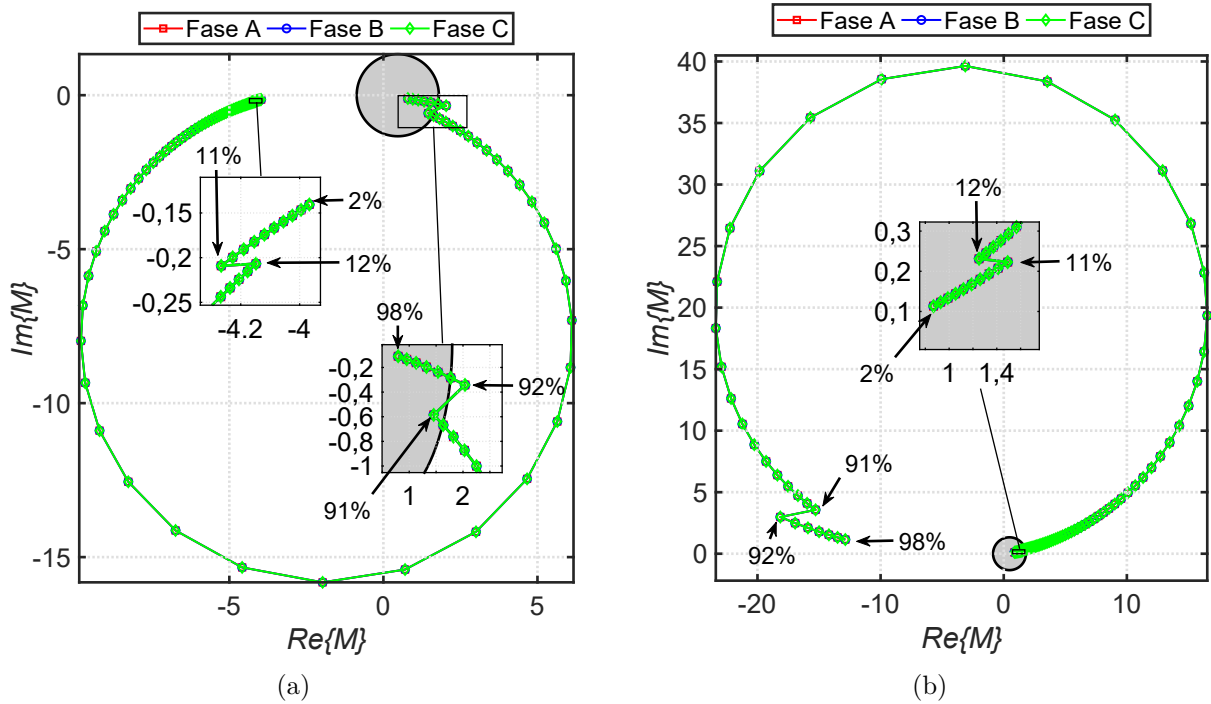


Figura 4.13. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

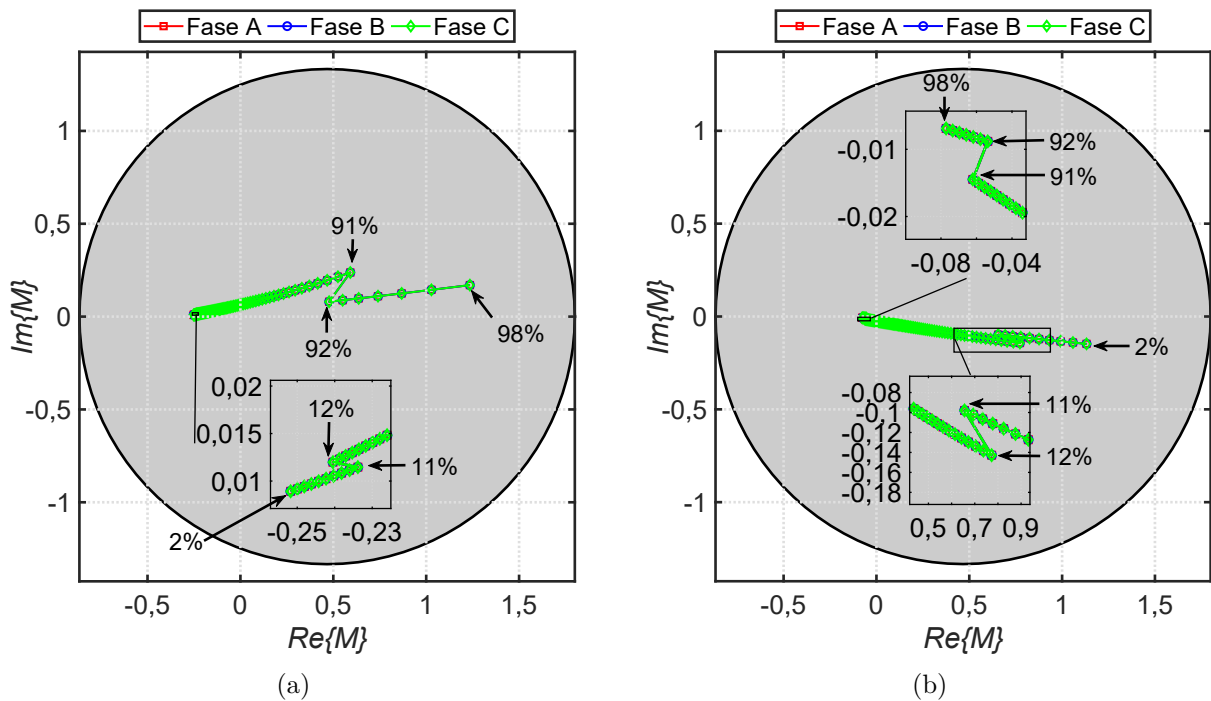


Figura 4.14. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 2 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

4.5.2.3 Caso 3 - Variação da Localização da Falta para um Curto-Circuito Monofásico Franco AT

Neste caso foi simulado um curto-circuito monofásico AT franco aplicado na linha 1. Através dos gráficos obtidos para o método tradicional, apresentados nas Figuras 4.15 e 4.16, foi visto que o elemento local da linha 1 atua em modo instantâneo para este tipo de falta localizada entre 2 % e 91 % da respectiva linha. Já para o elemento remoto da mesma linha, foi identificada a atuação instantânea entre 20 % e 27 % e também entre 30 % e 98 %. Portanto a proteção da linha 1 atua em modo instantâneo para este tipo de falta localizada entre 20 % e 27 % e entre 30 % e 91 % da respectiva linha. Considerando-se a união destas regiões, encontra-se uma cobertura de 68 %. Já para os elementos da linha 2, não foi identificada falta para nenhuma das localizações.

Através dos dados obtidos para o plano- α incremental, foi possível ver que o elemento local da linha 1, apresentado na Figura 4.17(a), atua em modo instantâneo entre 2 % e 95 %. Já para o elemento remoto desta linha, mostrado na Figura 4.17(b), foi detectada atuação neste modo entre 14 % e 98 %. Portanto, a proteção da linha 1 atua instantaneamente entre 14 % e 95 %, com cobertura de 81 %. Comparando com o método tradicional, houve um aumento de 13 % em relação à cobertura instantânea. Já para os elementos da linha 2, apresentados na Figura 4.18, foi constatado que não houve nenhuma atuação, conforme esperado.

Analisando-se agora as atuações dos GAPs, foi visto que para faltas ocorridas entre 2 % e 27 %, somente o GAP da fase A do banco local da linha 1 atuou. Entre 28 % e 66 %, os GAPs da mesma fase dos dois bancos desta linha atuaram. Por último, entre 67 % e 98 % somente o GAP da fase A do banco remoto atua.

Devido a estas variações dos disparos dos GAPs, é possível ver as regiões formadas no plano- α para cada caso. Comparando-se os valores de transição presentes nas discontinuidades deste caso com o anterior, percebe-se que mesmo sendo aplicado uma resistência de 70Ω no caso 2, o nível de corrente neste curto-circuito trifásico ainda é maior do que no monofásico, de tal forma que o banco remoto da linha 1 efetua o disparo para um intervalo maior de localizações. Mesma inferência pode ser realizada para o banco local da linha 1.

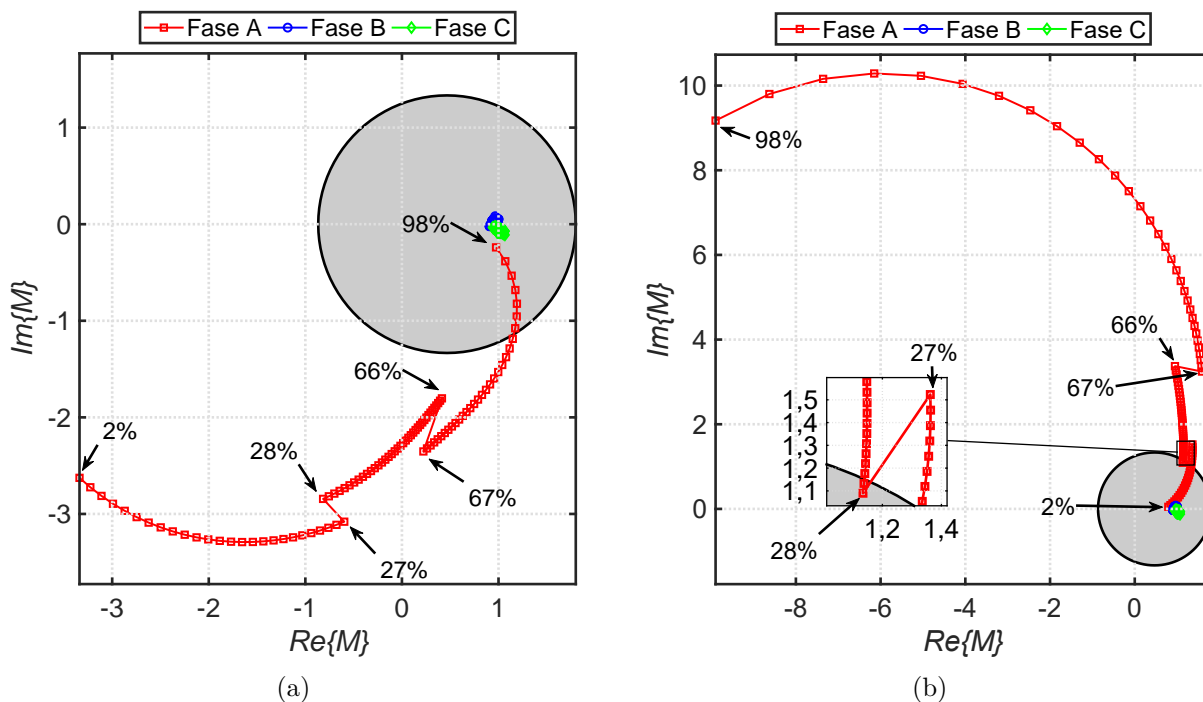


Figura 4.15. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

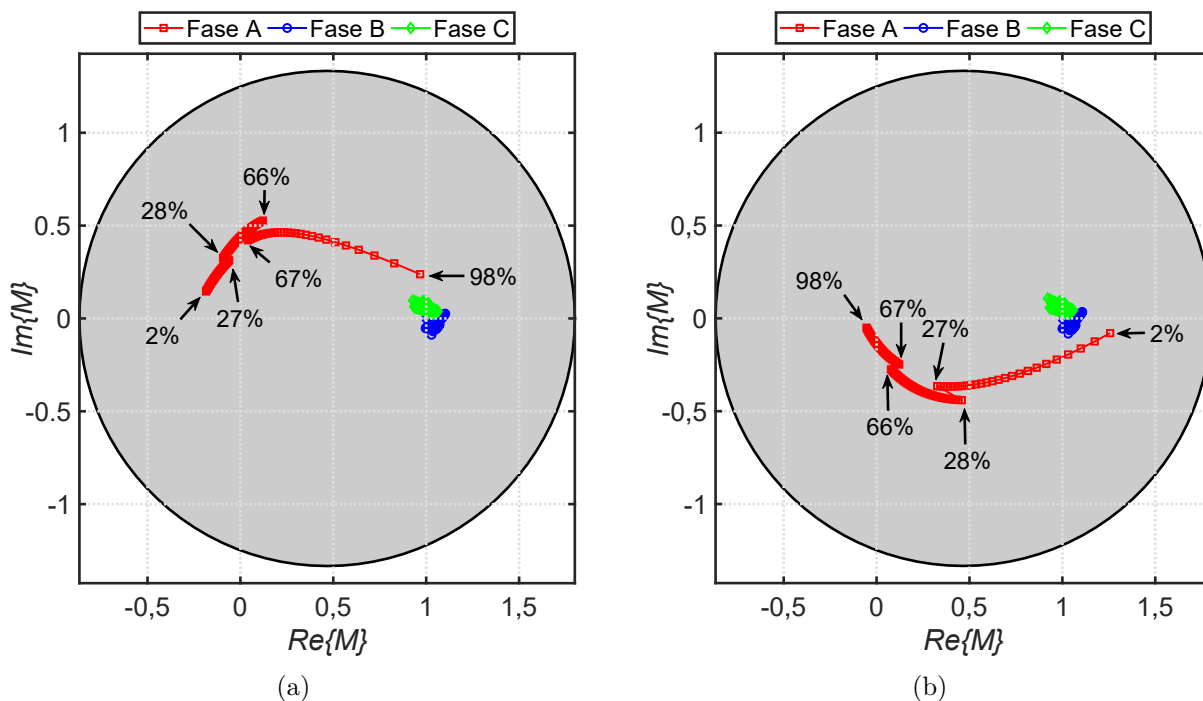


Figura 4.16. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

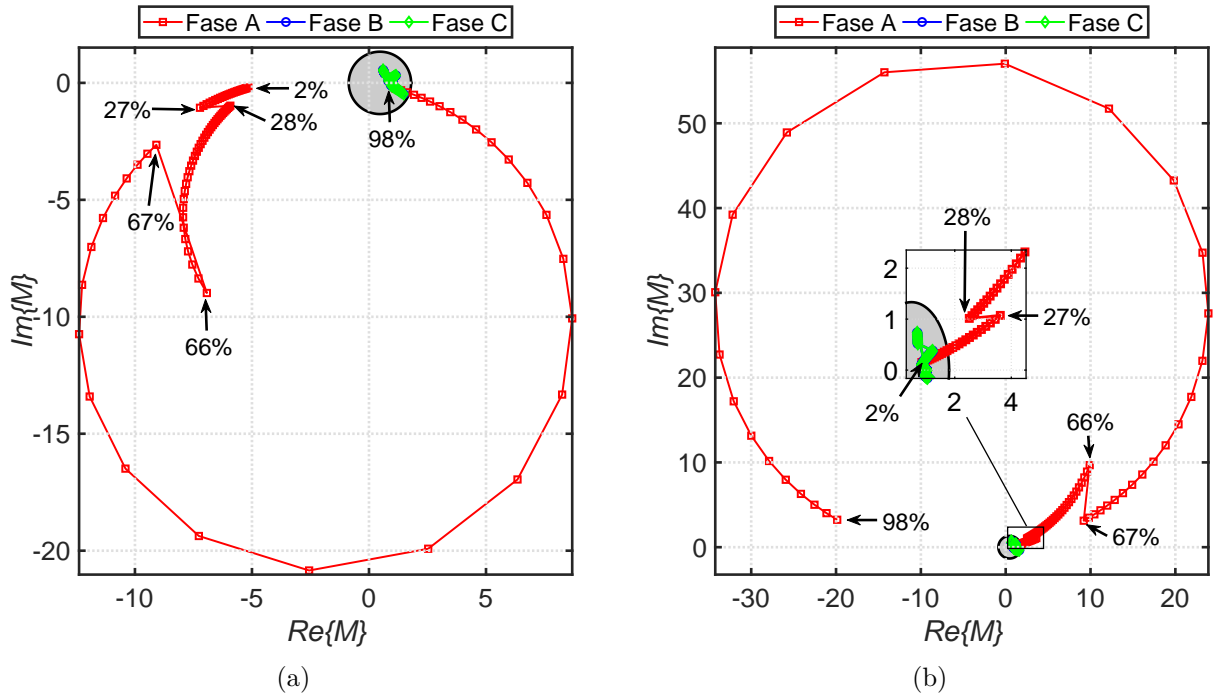


Figura 4.17. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto.

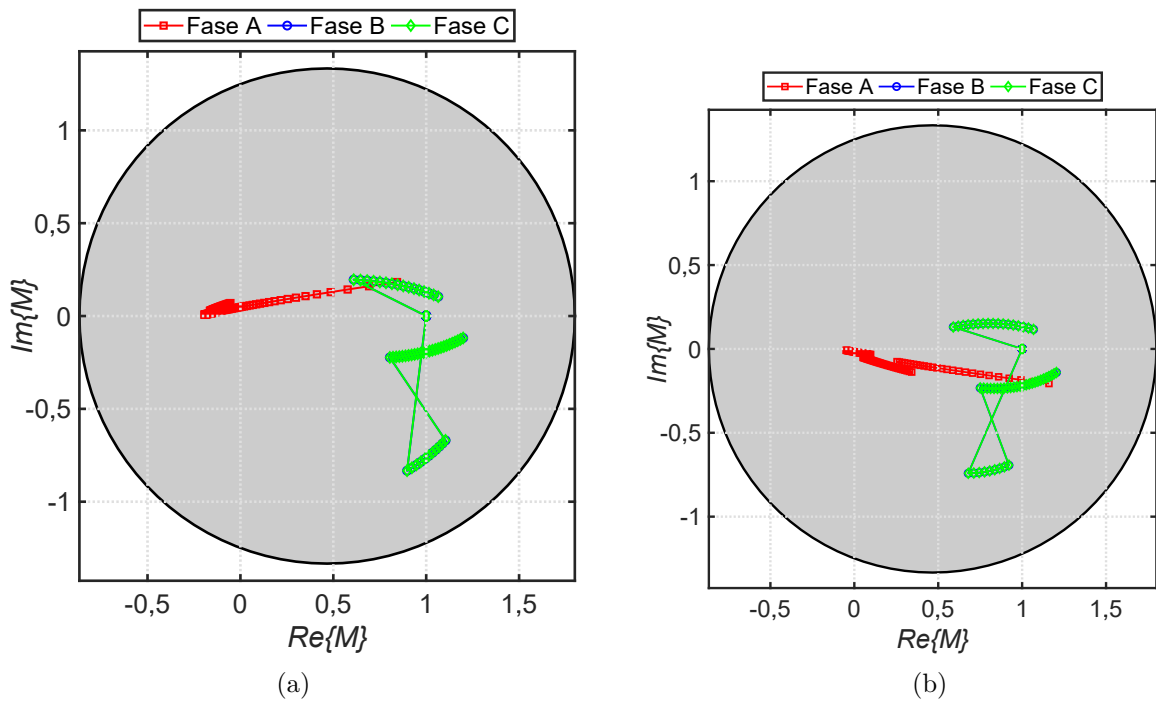


Figura 4.18. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 3 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto.

4.5.2.4 Caso 4 - Variação da Resistência de Falta entre Fases para um Curto-Circuito Trifásico Aplicado em 50 % da Linha 1

Neste caso foi simulado um curto-circuito trifásico aplicado em 50 % da linha 1. Como meio de exemplificar as trajetórias completas dos coeficientes no plano- α , foram anulados os valores de *pick-up* neste caso para evitar a restrição através desta componente. Por meio dos dados obtidos para o método tradicional, apresentados na Figura 4.19, foi possível ver que o elemento local da linha 1 atua em modo instantâneo para faltas com resistência entre 0 Ω e 360 Ω e entre 380 Ω e 830 Ω . Já o elemento remoto da mesma linha atua em modo instantâneo entre 0 Ω e 400 Ω . Combinando estes dois elementos, tem-se então que a proteção da linha 1 atua em modo instantâneo para faltas com resistência entre 0 Ω e 360 Ω e entre 380 Ω e 400 Ω . Já o elemento local da linha 2 não detecta a falta para qualquer valor de resistência.

Um detalhe importante a ser notado, visualizado na Figura 4.20(b), é que entre 400 Ω e 1000 Ω a falta é detectada pelo elemento remoto da linha 2, porém a falta é aplicada na linha 1. Isso ocorre devido ao efeito do *outfeed*, o qual acarreta na redução da corrente que flui pelo terminal remoto da linha 1. Este problema ocasiona a perda de segurança e seletividade do sistema, visto que a proteção atua na linha não defeituosa, o que justifica o uso do *pick-up* para restrição.

Através da análise dos elementos incrementais, apresentados nas Figuras 4.21 e 4.22, foi verificado que ambos elementos diferenciais da linha 1 detectaram a falta para todos os valores de resistência de falta simulados, enquanto os elementos da linha 2 não detectaram a falta. Portanto, de acordo com este caso, é possível utilizar a proteção incremental com valores de *pick-up* relativamente mais baixos, visto que a sua sensibilidade é maior.

Analisando-se agora as atuações dos GAPs dos bancos, foi visto que de 0 Ω a 250 Ω os GAPs das três fases dos bancos da linha 1 efetuaram disparo. Para resistências de falta entre 260 Ω a 370 Ω , apenas os GAPs do banco local da linha 1 atuaram. Por último, para valores de resistência entre 380 Ω a 1000 Ω , nenhum dos GAPs dos bancos atuou, o que se deve ao fato da redução da corrente de curto-circuito proveniente de faltas de alta impedância. Já para os GAPs da linha 2, não foi detectada nenhuma atuação. Este comportamento explica as discontinuidades nas trajetórias.

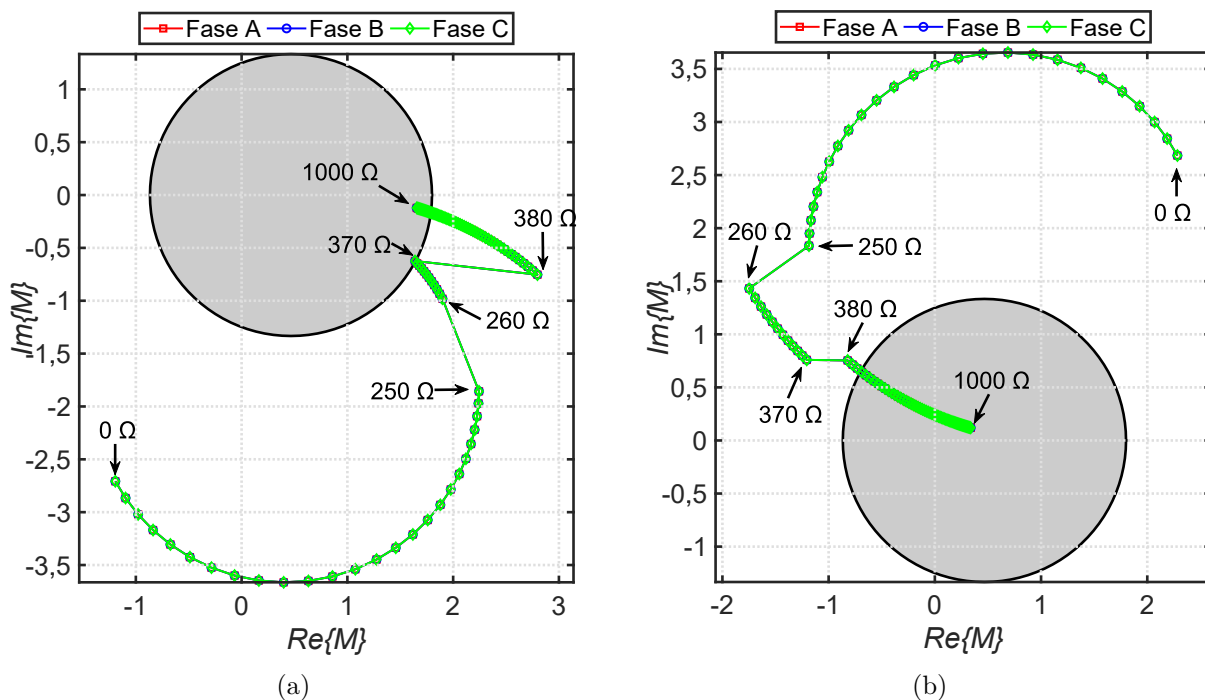


Figura 4.19. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

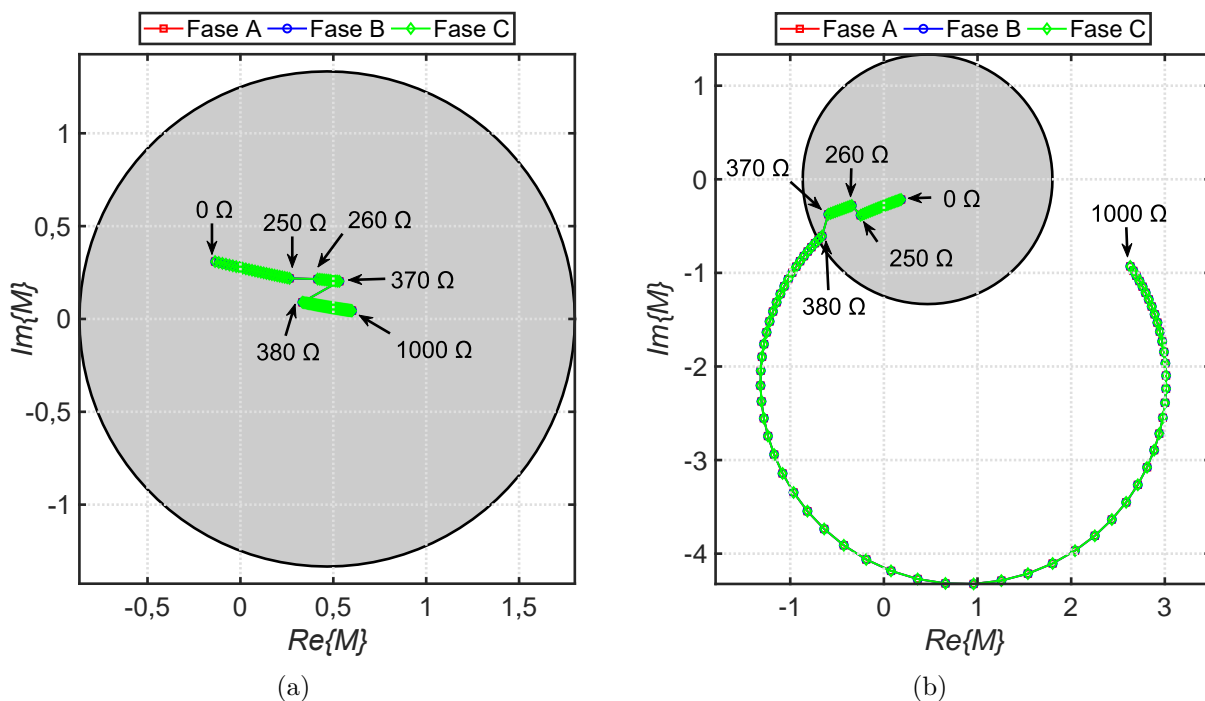


Figura 4.20. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

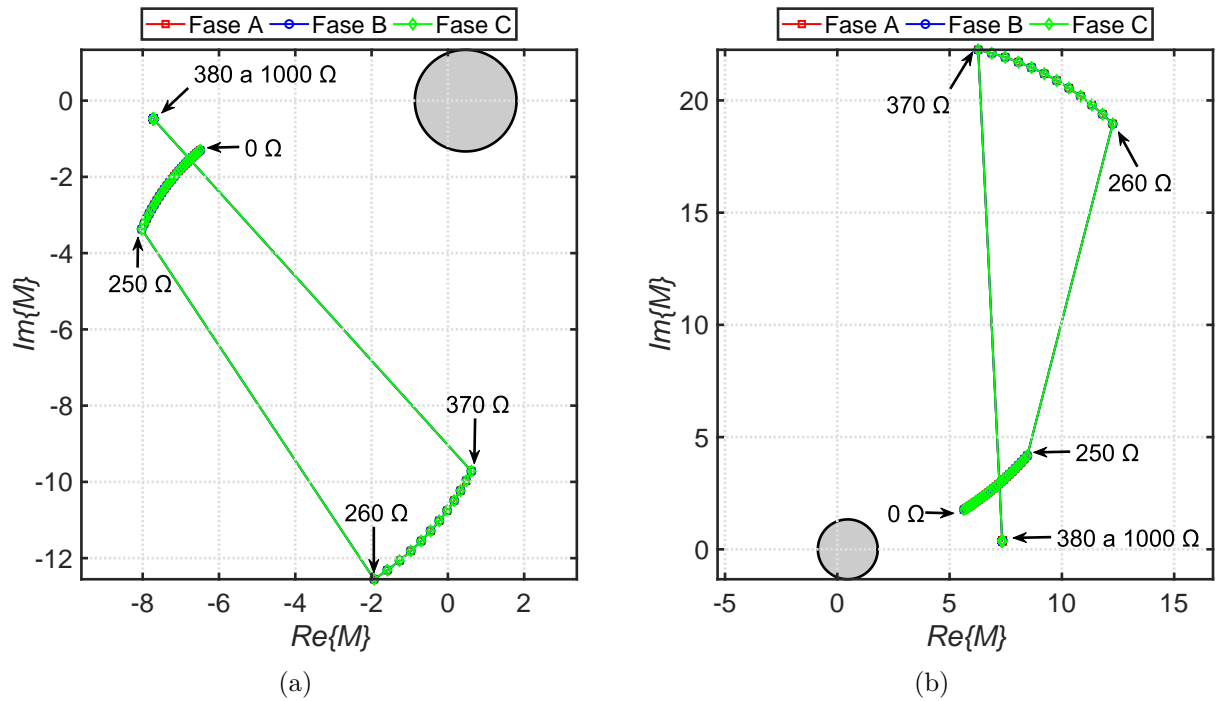


Figura 4.21. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

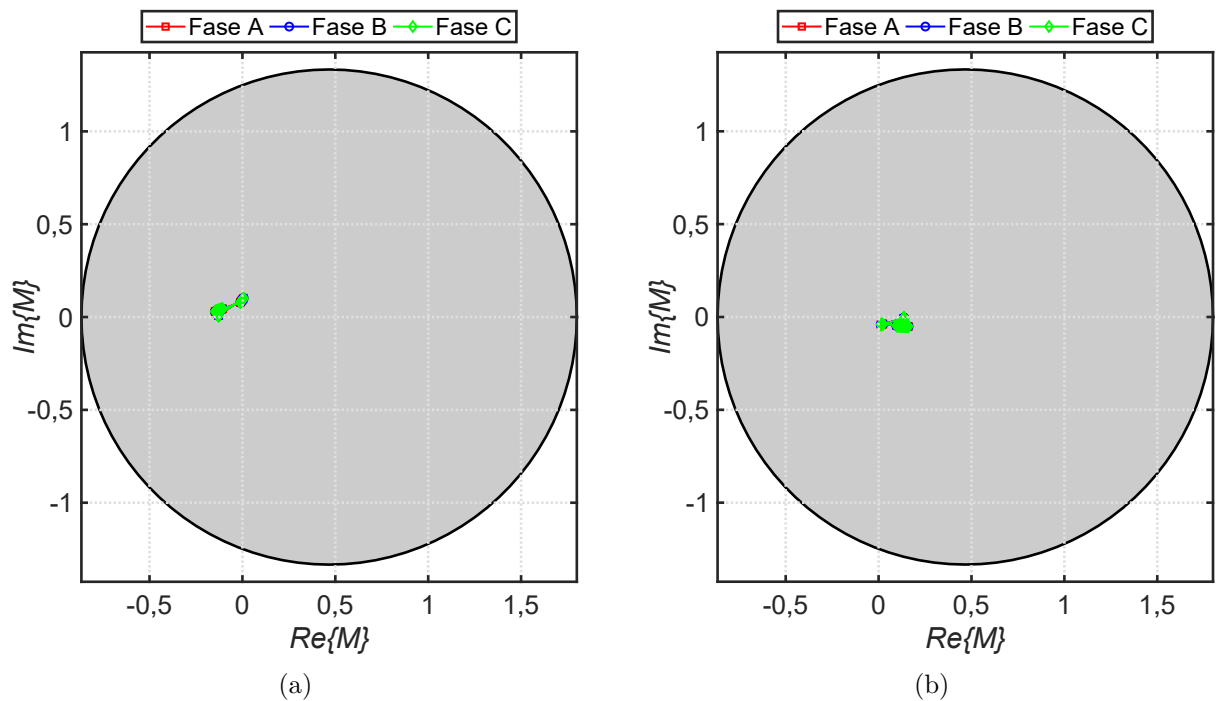


Figura 4.22. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 4 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

4.5.2.5 Caso 5 - Variação da Resistência de Falta para um Curto-Circuito Monofásico AT Aplicado em 20 % da Linha 1

Neste caso foi simulado um curto-circuito monofásico AT em 20 % da linha 1, considerando o uso da restrição por *pick-up* novamente. Através dos gráficos obtidos para o método tradicional, foi observado que o elemento local da linha 1 identificou a falta para valores de resistência de falta entre 0 e 590 Ω , através da análise da Figura 4.23(a). Já o elemento remoto desta linha identificou a falta entre 0 e 40 Ω , de acordo com a Figura 4.23(b). Portanto a proteção da linha 1 atuou instantaneamente entre 0 e 40 Ω .

Um detalhe a ser observado é que entre 100 e 250 Ω a restrição dos elementos remotos foi efetivada através do critério de *pick-up*, visto que os níveis de correntes para estas situações eram baixos. É observado na Figura 4.24(b) que o elemento remoto da linha 2 esteve próximo de operar, porém foi restringido devido a este critério.

Fazendo uso dos elementos diferenciais incrementais, apresentados nas Figuras 4.25 e 4.26, é possível ver que o elemento local da linha 1 detecta a falta instantaneamente para todos os valores de resistência de falta simulados. Já o elemento remoto da mesma linha detecta a falta instantaneamente para faltas com resistência entre 0 e 250 Ω . Com isto, a proteção da linha atua instantaneamente para resistências de falta entre 0 e 250 Ω . Comparando com o método tradicional, há uma vantagem de cobertura em modo instantâneo de 110 Ω .

Analisando-se agora a atuação dos GAPs, foi verificado que entre 0 Ω e 250 Ω somente o GAP da fase A do banco local da linha 1 efetuou o disparo. Para valores de resistência iguais ou maiores que 260 Ω , nenhum GAP atuou. É visto que para resistências de falta maiores ou iguais a 260 Ω , o comportamento das trajetórias nos elementos incrementais se torna mais estável. Nesta região, o circuito elétrico que está sendo submetido à falta é o mesmo circuito de pré-falta, visto que todos os bancos estão inseridos.

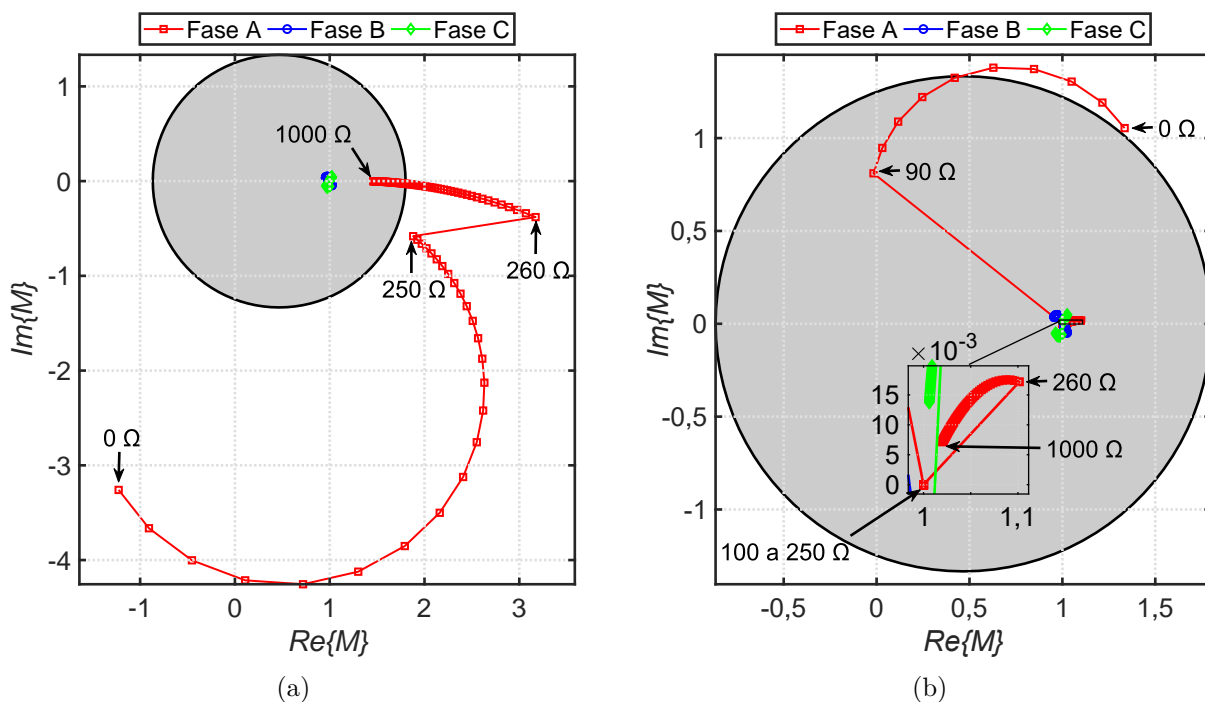


Figura 4.23. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

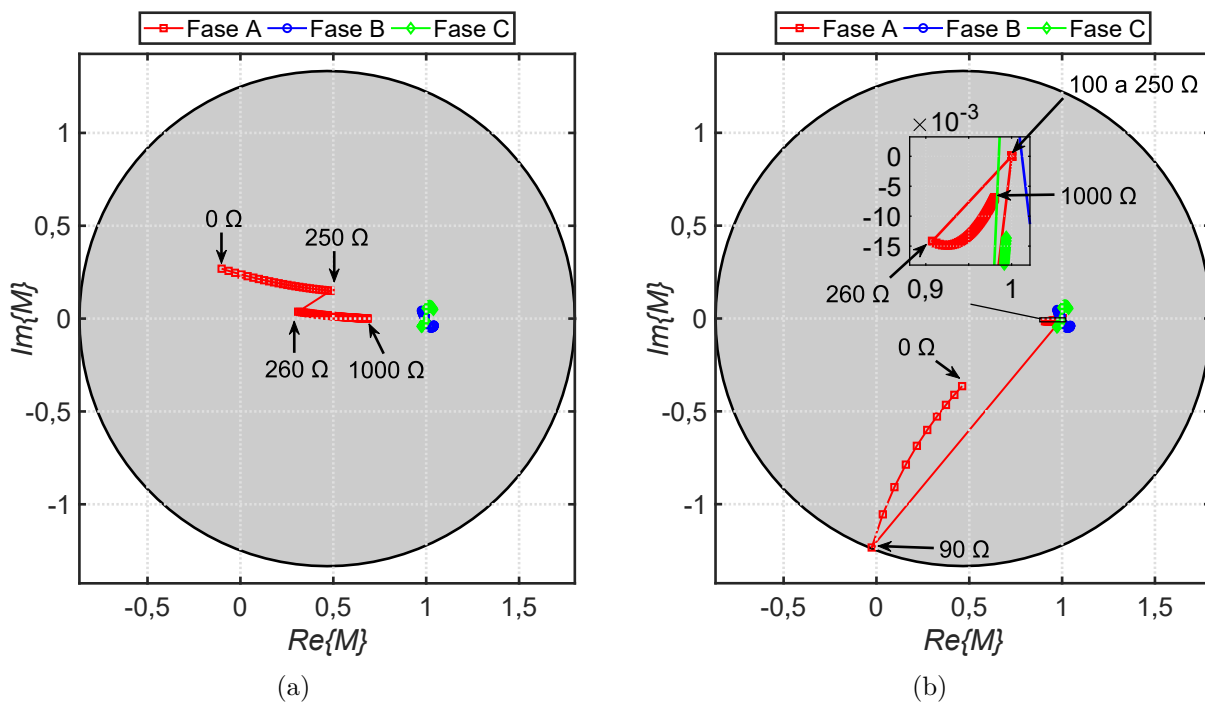


Figura 4.24. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

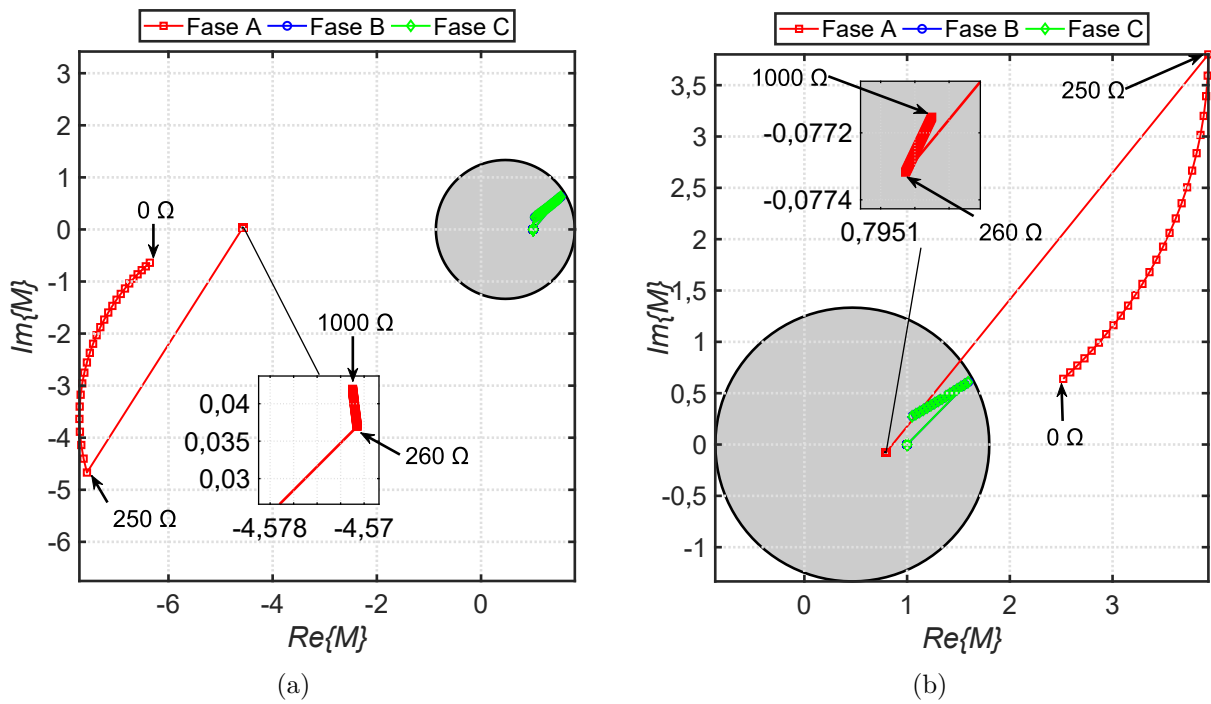


Figura 4.25. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

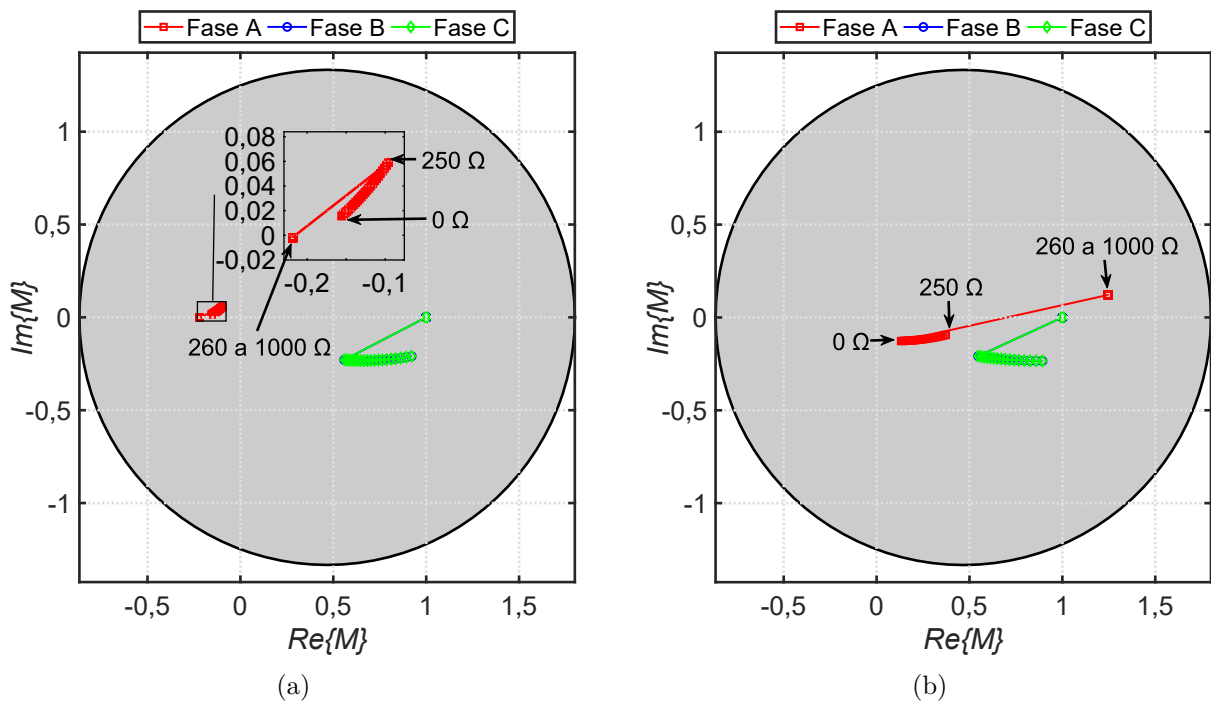


Figura 4.26. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 5 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

4.5.2.6 Caso 6 - Variação do Ângulo de Carregamento para um Curto-Circuito Trifásico Aplicado em 20 % da Linha 1

Neste caso foi simulado um curto-circuito trifásico com resistência entre fases de 200Ω aplicado em 20 % da linha 1. Através do método tradicional, apresentado nas Figuras 4.27 e 4.28, foi verificado que o elemento local da linha 1 atua em modo instantâneo para todos os valores de ângulo de carregamento simulados, enquanto o elemento remoto da mesma linha atua em modo instantâneo entre -4° e 10° . Já os elementos da linha paralela não identificaram a falta.

Verificando agora o método incremental, mostrado nas Figuras 4.29 e 4.30, foi visto que o elemento local detecta em modo instantâneo para todos os valores simulados, enquanto o elemento remoto da mesma linha detecta neste modo para ângulos de carregamento entre -7° e 10° . Comparando com o método anterior, foi constatado um aumento de 3° na cobertura em modo instantâneo para esta falta. Neste método também não foi identificada atuação para os elementos da linha 2. É possível ver também que as trajetórias destes elementos incrementais mantiveram um formato mais compacto quando comparadas com o método tradicional.

Através da análise do circuitos dos GAPs, foi verificado que para ângulos de carregamento entre -7° e 10° houveram disparos destes elementos das três fases do banco local da linha 1. Para ângulos entre -10° e -8° os GAPs dos dois bancos da linha defeituosa efetuaram o disparo.

Uma possível explicação para o fato do GAP do banco remoto da linha 1 atuar está relacionado com a corrente de carga do sistema. Ao inverter o carregamento, de tal maneira a manter a barra local defasada angularmente em relação à barra remota, há a possibilidade da inversão do sentido da corrente de carga. Devido a isto, ao ocorrer o curto-circuito, a magnitude da corrente formada pela composição do circuito de pré-falta com o circuito puro de falta faz com que seja induzido um disparo no GAP remoto.

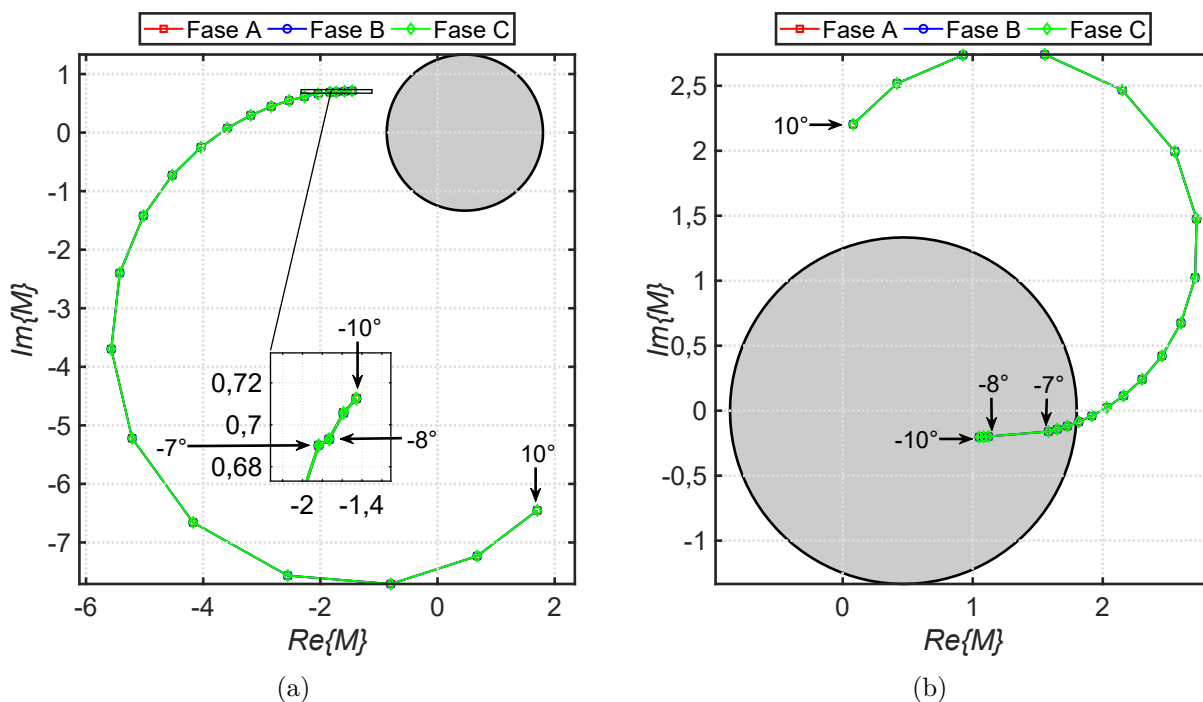


Figura 4.27. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

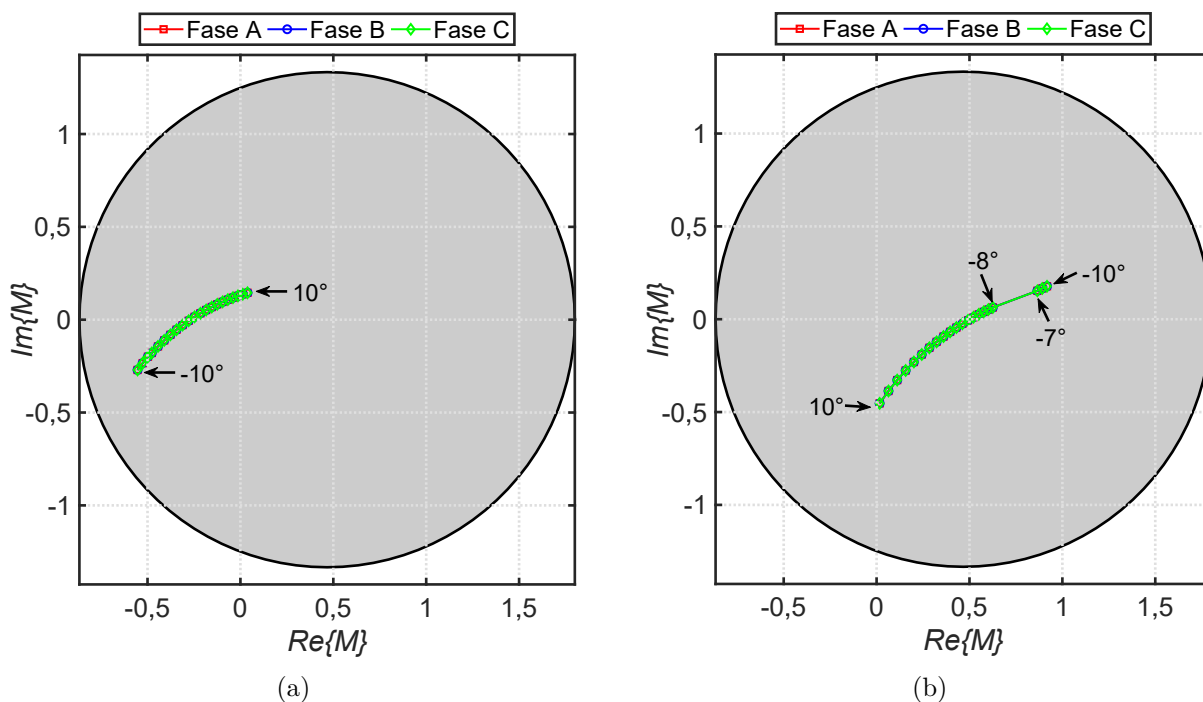


Figura 4.28. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

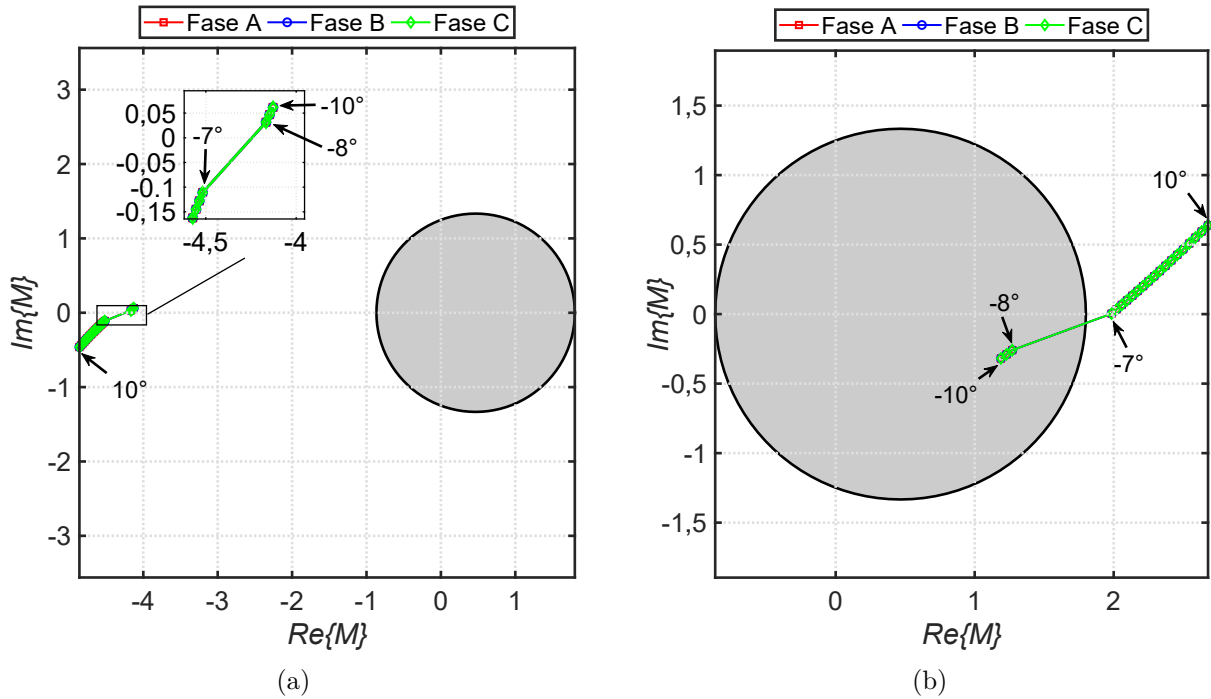


Figura 4.29. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

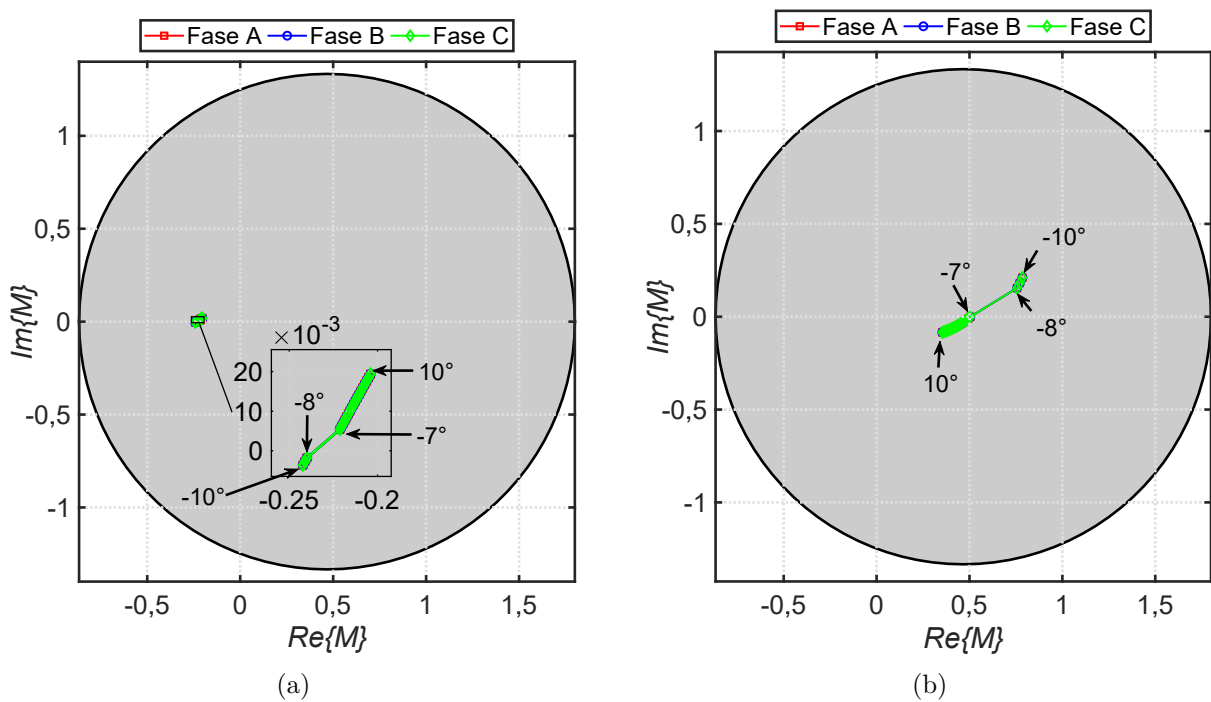


Figura 4.30. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 6 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

4.5.2.7 Caso 7 - Variação do Ângulo de Carregamento para um Curto-Circuito Bifásico BC Aplicado em 20% da Linha 1

Neste último caso foi simulado um curto-circuito bifásico BC com resistência entre fases de 100Ω aplicado em 20 % da linha 1. Através dos dados obtidos para o método tradicional, foi observado que o elemento local da linha 1, apresentado na Figura 4.31(a), atua em modo instantâneo para todos os ângulos simulados. Já o elemento remoto da mesma linha, apresentado na Figura 4.31(b), atua neste modo entre -1° e 10° .

Através do método incremental, mostrado nas Figuras 4.33 e 4.34, foi verificado que as atuações em modo instantâneo de cada elemento foram iguais ao do método tradicional. Os elementos da linha 2 também não detectaram a falta.

Realizando agora a análise dos GAPs, foi verificado que para ângulos de carregamento entre 0° e 10° , somente os GAPs das fases B e C do banco local da linha 1 atuaram. Um detalhe nessa simulação é que para ângulos entre -10° e -1° , somente os GAPs das fases B e C do banco local e da fase B do banco remoto atuaram. Mesmo o curto-circuito sendo bifásico, as correntes de falta oriundas do terminal remoto da linha 1 não foram suficientemente altas para induzir o disparo do GAP da fase C neste banco. Estas transições são mais visíveis na Figura 4.33.

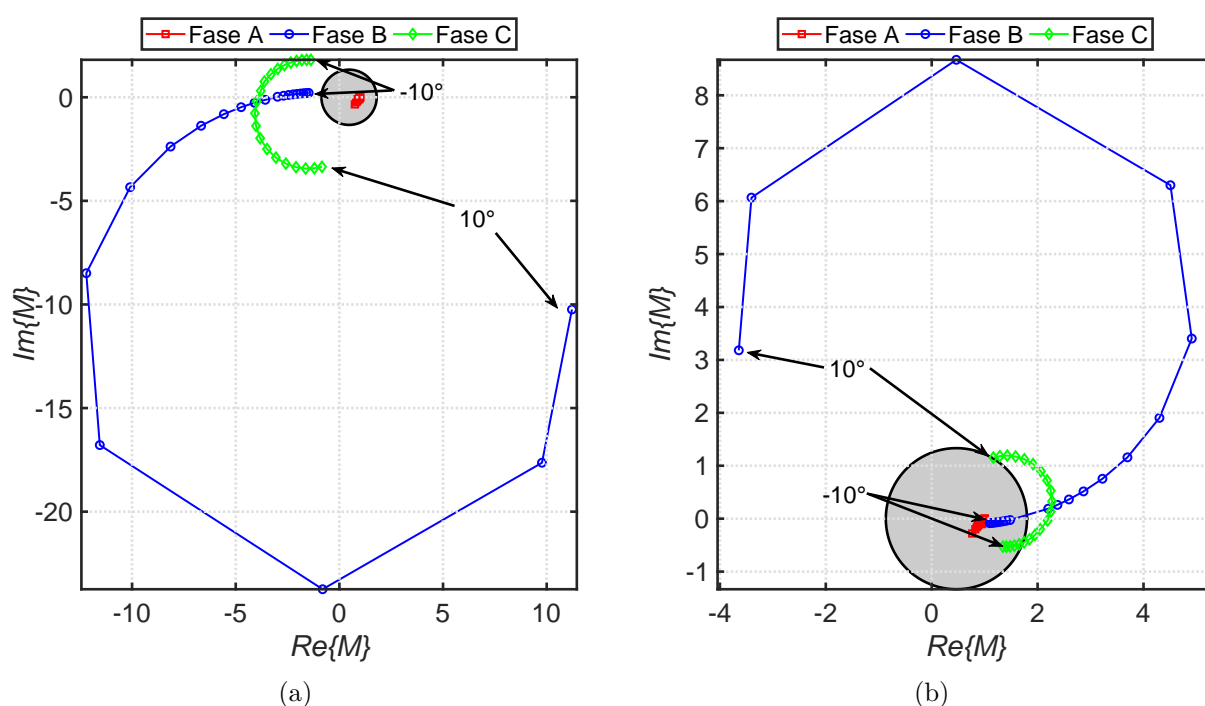


Figura 4.31. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7- Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

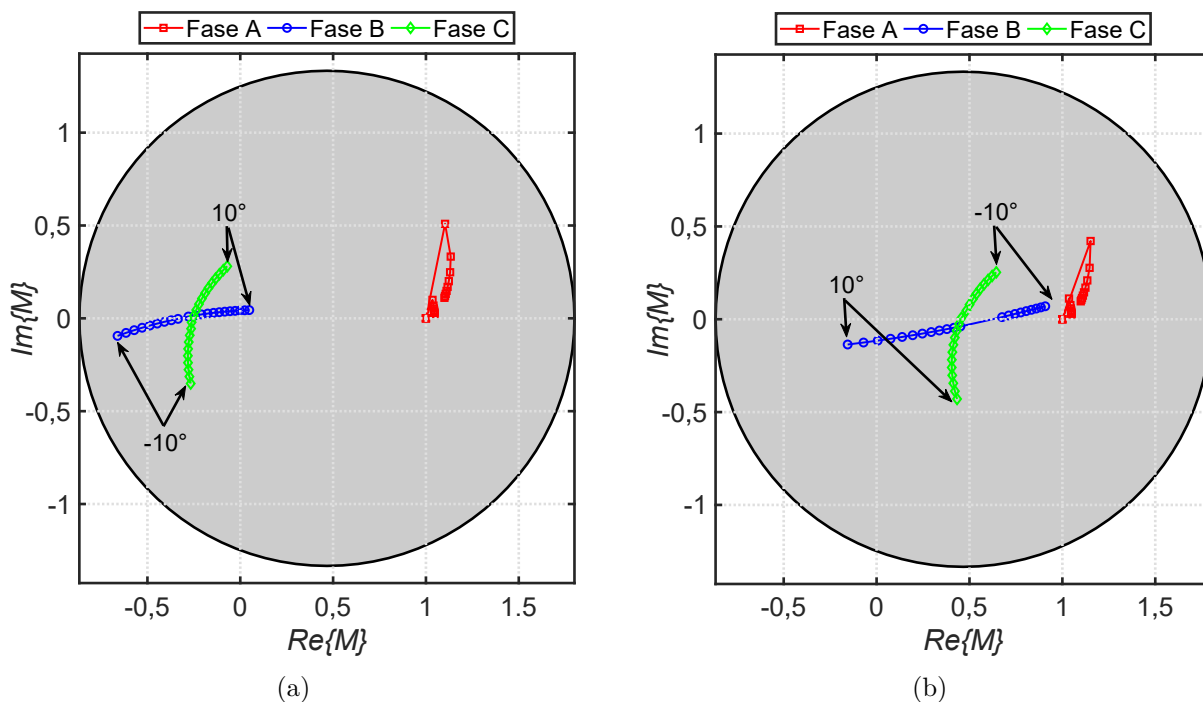


Figura 4.32. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Tradicional (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

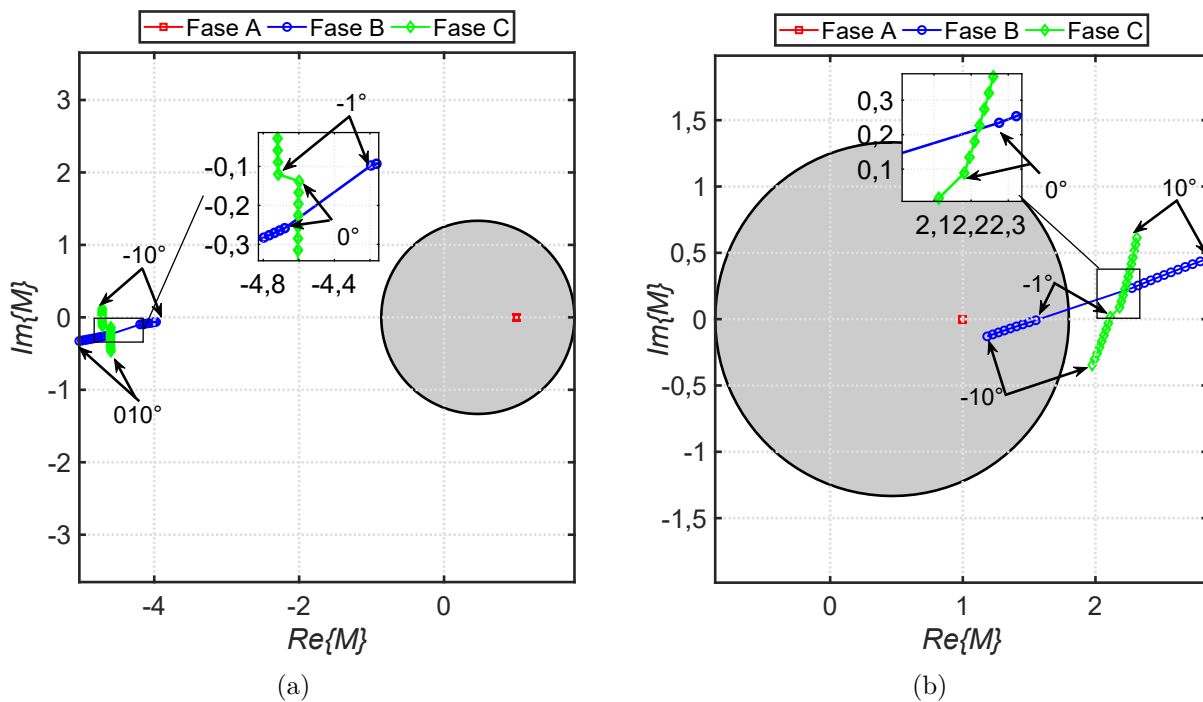


Figura 4.33. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 1 - Local (b) Linha 1 - Remoto

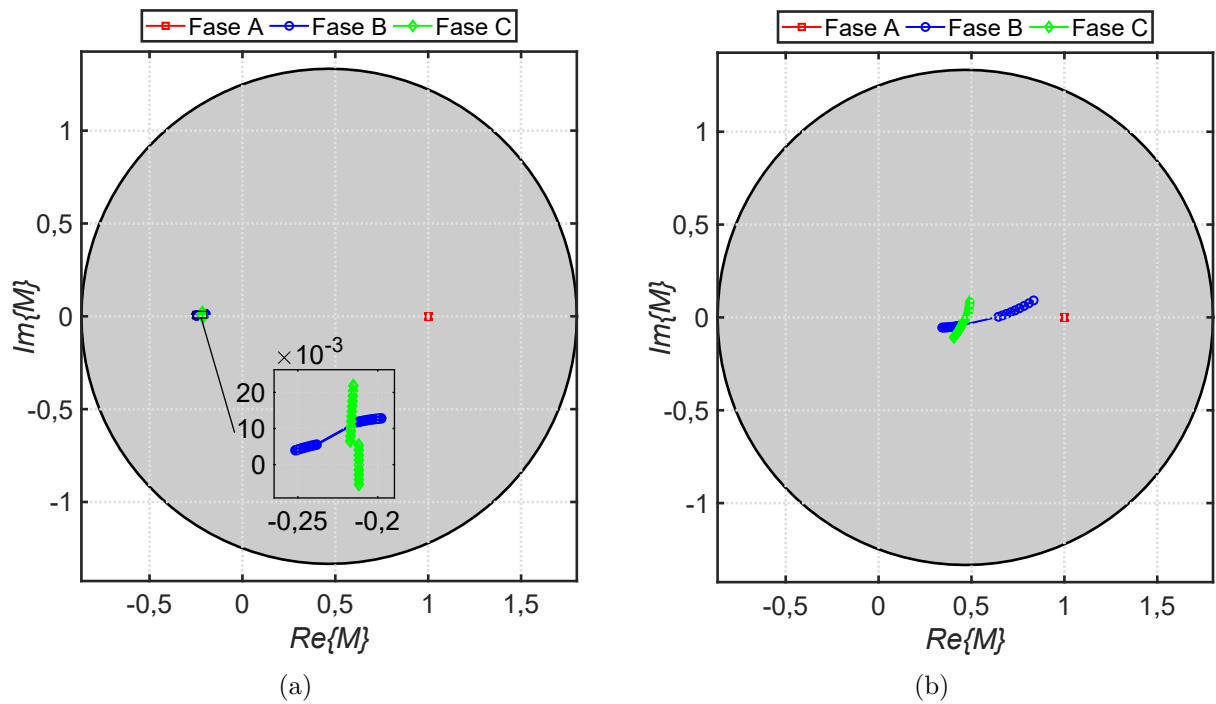


Figura 4.34. Análise de Sensibilidade Paramétrica - Caso 7 - Elementos de Fase - Plano- α Incremental (a) Linha 2 - Local (b) Linha 2 - Remoto

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, foram exibidas as implementações e os resultados obtidos para a análise de desempenho da função diferencial transversal para linhas de transmissão de circuito duplo com compensação série. Para isto, foi utilizado o *software* ATP em conjunto com a linguagem MODELS para implementação do sistema elétrico de potência e aquisição de dados, bem como para a modelagem dos módulos dos bancos de capacitores.

Em um primeiro momento, foi realizado no capítulo 2 um estudo teórico sobre os conceitos fundamentais da proteção diferencial transversal de linhas de transmissão de circuito duplo, apresentando esta topologia de circuito e suas diversas configurações. Foram introduzidos também conceitos relativos à filosofia da compensação série, através da apresentação de suas vantagens e seus principais componentes.

Em seguida, no capítulo 3 foram apresentadas as implementações computacionais do algoritmo de proteção diferencial transversal, detalhando os principais blocos utilizados, os métodos de análise e os coeficientes calculados para o desempenho da função de proteção.

O algoritmo proposto foi avaliado através das análises de regime transitório e de sensibilidade paramétrica, cujos resultados foram discutidos no capítulo 4. Neste contexto, foram avaliadas as trajetórias dos coeficientes no plano- α para cada modalidade de análise e foi analisado o desempenho da proteção em termos de atuação e seletividade perante as condições adversas propostas.

A partir dos resultados analisados, foi possível ver o efeito da ressonância subsíncrona no comportamento das trajetórias no regime transitório de falta. Mediante análise de sensibilidade paramétrica, foi possível observar o desempenho da função diferencial relativo a variações dos estados dos GAPs, observando as discontinuidades geradas pela alteração destes estados. Através dos casos simulados, foi possível observar a superioridade do uso do plano- α com grandezas incrementais, visto que na maioria destes casos houve aumento de cobertura em modo

instantâneo para cada fator considerado, como localização da falta, resistência de falta e ângulo de carregamento do sistema. Estes resultados justificam o uso de grandezas incrementais pelos relés diferenciais transversais, mesmo com a inclusão da compensação série.

5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

De acordo com os resultados obtidos na avaliação da proteção diferencial transversal de linhas de circuito duplo com compensação série, é possível propor linhas de pesquisa relacionadas com o tema, as quais podem avaliar e propor melhorias nas técnicas presentes. Algumas dessas propostas são descritas abaixo:

- Avaliar o desempenho da função diferencial transversal para linhas de transmissão de circuito duplo com configurações distintas;
- Propor a utilização de uma nova característica de restrição, considerando condições de operação do sistema;
- Avaliar o desempenho das técnicas do Plano Alfa Generalizado (PAG) e outras estratégias de mapeamento de correntes na proteção diferencial;
- Avaliar o comportamento da proteção para faltas inter-circuitos;
- Realizar análises e metodologias em relés reais;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Citado na página 1.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999. Citado na página 4.
- ANDERSON, P. M.; FARMER, R. G. *Series Compensation of Power Systems*. 1. ed. [S.l.]: PBLSH! Inc, 1996. Citado 4 vezes nas páginas 2, 22, 23, and 24.
- APOSTOLOV, A.; THOLOMIER, D.; SAMBASIVAN, S.; RICHARDS, S. *Protection of Double Circuit Transmission Lines*. [S.l.], 2007. Citado na página 7.
- CONCEIÇÃO, J. B. R. da. *Análise de Transitórios em Linhas de Transmissão com Compensação Série*. Brasília, DF, Brasil, 2015. Citado 9 vezes nas páginas viii, 21, 22, 23, 24, 29, 30, 39, and 40.
- DINIZ, O. P. *Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016. Citado 2 vezes nas páginas iv and 12.
- DUBE, L. *Models in ATP - Language Manual*. USA, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 27 and 28.
- DUBE, L. *User Guide to Models in ATP*. USA, 1996. Citado na página 27.
- FILHO, J. A.; PEREIRA, M. P. *ATP – Alternative Transients Program: Curso Básico Sobre a Utilização do ATP*. CLAU: Comitê Latino Americano de Usuários do EMTP/ATP, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 26 and 27.
- FRONTIN, S. O. *Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. 1. ed. Brasília, DF: Goya Editora LTDA, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 21, 24, and 25.
- GERS, J. M.; HOLMES, E. J. *Protection of Electricity Distribution Networks*. 2. ed. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2004. Citado na página 4.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. 5. ed. [S.l.]: CENGAGE Learning, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 2, 20, and 21.
- GOMES, M. F. B. *Avaliação da Proteção Diferencial Transversal Aplicada às Linhas de Transmissão de Circuito Duplo*. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2014. Citado 8 vezes nas páginas iv, 9, 10, 17, 18, 19, 20, and 36.

- HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. *Modified Cosine Filters*. Raleigh, NC: ABB Power T&D Company Inc., 2000. U.S. Patent 6,154,687. Citado na página 35.
- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE AND OTHERS. Emtpl reference models for transmission line relay testing. *Sl: sn*, 2004. Citado 2 vezes nas páginas viii and 34.
- KASZTENNY, B.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J.; FISCHER, N. Tutorial on operating characteristics of microprocessor-based multiterminal line current differential relays. Oct. 2011. Citado na página 16.
- MAMEDE, F. e. D. R. M. João. *Proteção de Sitemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: LTC, 2011. Citado 4 vezes nas páginas iv, 4, 5, and 6.
- MILLER, T. J. E. *Reactive Power Control in Electric Systems*. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 1982. Citado na página 25.
- MOLAS, E. C. *Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa: Modelagem e Simulação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UnB: Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 8, 12, and 15.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 and 40.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Sobre o SIN - O Sistema em Números*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Citado na página 1.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2003. Citado na página 2.
- SANAYE-PASAND, M.; JAFARIAN, P. *Adaptive Protection of Parallel Transmission Lines Using Combined Cross-Differential and Impedance-Based Techniques*. [S.l.], 2011. Citado 3 vezes nas páginas 6, 8, and 19.
- SILVA, K. M. e. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. 203 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, Brasil, abr. 2009. Citado na página 35.
- TZIOUVARAS, D.; ALTUVE, H.; BENMOUYAL, G.; ROBERTS, J. *The Effect of Multiprinciple Line Protection on Dependability and Security*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 14.
- WANG, Q. P.; DONG, X. Z.; BO, Z. Q.; CAUNCE, B. R. J.; APOSTOLOV, A. *Application of Percentage Cross Differential Relay in EHV Double Lines*. [S.l.], 2005. Citado 4 vezes nas páginas 9, 10, 11, and 19.
- WANG X. Z. DONG, Z. Q. B. B. R. J. C. A. A. D. T. Q. P. *Cross differential protection of double lines based on superimposed current*. [S.l.], 2005. Citado na página 20.
- WARRINGTON, A. R. C. *Protective Relays: Their Theory and Practice, Volume 1*. 1. ed. London: Chapman & Hall, 1962. Citado na página 12.

XUE, Y.; KASZTENNY, B.; TAYLOR, D.; XIA, Y. *Series Compensation, Power Swings, and Inverter-Based Sources and Their Impact on Line Current Differential Protection*. College Station, Texas, EUA, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 21 and 23.