



**PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
BASEADA NO PLANO ALFA DE POTÊNCIAS COMPLEXAS**

MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA

**TESE DE DOUTORADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
BASEADA NO PLANO ALFA DE POTÊNCIAS COMPLEXAS**

MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.

APROVADA POR:



**KLBER MELO E SILVA, Dr., ENE/UnB
(ORIENTADOR)**

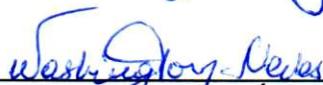


**FRANCISCO DAMASCENO FREITAS, Dr., ENE/UnB
(EXAMINADOR INTERNO)**

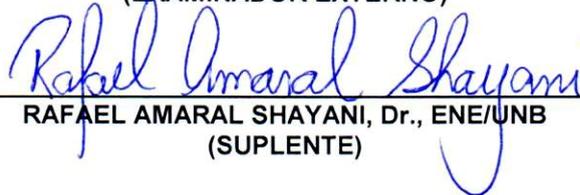
**FELIPE VIGOLVINO LOPES Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)**



**MÁRIO OLESKOVICZ, Dr., USP/EESC
(EXAMINADOR EXTERNO)**



**WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Dr., UFCG
(EXAMINADOR EXTERNO)**



**RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(SUPLENTE)**

Brasília, 07 de outubro de 2016.

FICHA CATALOGRÁFICA

ALMEIDA, MARIA LEONOR SILVA DE

Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão Baseada no Plano Alfa de Potências Complexas [Distrito Federal] 2016.

xvi, 157p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutora em Engenharia Elétrica, 2016).

Tese de Doutorado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Proteção Diferencial de Potência de Linhas de Transmissão

2. Plano Alfa de Potências Complexas Incrementais

3. Memória de Tensão de Sequência Positiva

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ALMEIDA, M. L. S. (2016). Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão Baseada no Plano Alfa de Potências Complexas, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.TD - 111/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 157p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DA AUTORA: Maria Leonor Silva de Almeida

TÍTULO DA TESE DE DOUTORADO: Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão Baseada no Plano Alfa de Potências Complexas.

GRAU/ANO: Doutora em Engenharia Elétrica/2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.



Maria Leonor Silva de Almeida

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedico este trabalho
a minha mãe, Dóris,
e ao meu pai, Raulê.

Quem come da árvore do conhecimento
sempre acaba expulso de algum paraíso.

William Ralph Inge

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, que é luz constante guiando meus passos, e sem O qual eu nada seria.

Agradeço ao Professor Kleber Melo e Silva, por ser para mim exemplo de ser humano e de profissional, exercendo seu dom de ensinar de forma tão fiel, ética e paternal. Agradeço a ele por toda a dedicação, zelo e paciência desprendidos a fim de aumentar meu conhecimento, inclusive quando eu nem era sua orientanda. Agradeço imensamente a ele por ter assumido minha orientação no doutorado e por ter transformado essa fase da minha vida em dias maravilhosos e inesquecíveis: felizes, tranquilos, ricos de aprendizado e sem crises existenciais.

Agradeço ao Professor Felipe Vigolvinho Lopes pela disposição sincera em compartilhar comigo seu conhecimento, minhas aflições e alegrias, tornando-se assim um grande amigo.

Agradeço aos meus pais, Dóris e Raulê, por me ensinarem, na prática, o quão apaixonante é a busca pelo saber. Agradeço a eles pelo dom da vida, pelo amor e doação traduzidos em abraços, beijos e bençãos diários, por me respeitarem e por viverem cada um dos meus sonhos como se fossem seus. Agradeço também aos meus pais pelos presentes valiosos que deles recebi: meus irmãos Camilo, Pedro Henrique e Ana Luiza, aos quais agradeço por serem para mim fontes de amor, de inspiração, de felicidade, de aprendizado, de aconchego e de apoio.

Agradeço ao meu namorado Renzo por me ajudar a concretizar meus sonhos, pelo amor que temos construído juntos e por tornar minha vida mais especial, alegre e doce. Agradeço a ele por me ensinar que diante de qualquer dificuldade é preciso ter fé, mansidão e coragem.

Agradeço aos meus familiares e as minhas amigas que sempre estiveram disponíveis com um abraço acolhedor, um belo sorriso e um bom motivo para se unir e celebrar a vida.

Agradeço a todos com quem convivi no Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos pela parceria. Em especial, agradeço ao Edgar Molas por me ajudar e me acolher inicialmente, a Letícia Gama por tonar essa etapa mais divertida, e a Larissa Marques, minha amiga-gêmea, pela sintonia, amor, cumplicidade, doação e energia boa, sempre presentes entre nós.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma colaboraram para a conclusão desta tese.

RESUMO

Propõe-se na presente tese um novo algoritmo de proteção diferencial para linhas de transmissão baseado em um inovador plano alfa de potências complexas incrementais, o qual emprega uma característica de restrição simplesmente definida por seu semiplano esquerdo. Para tanto, e considerando o emprego da memória de tensão de sequência positiva desenvolvida, o algoritmo proposto calcula as potências complexas incrementais em cada uma das fases em ambos os terminais da linha. Como a potência é analisada por fase, é possível identificar automaticamente a fase defeituosa, permitindo, assim, o *trip* segregado por fase. O algoritmo proposto ainda incorpora uma função que detecta a ocorrência de distúrbios e outra que identifica a ocorrência de chaveamentos, assegurando então a correta operação durante situações de manobras no sistema de potência protegido. Ademais, a proteção diferencial de potência apresentada utiliza uma estratégia simples – que combina a restrição de harmônicas com um detector de falta externa – capaz de evitar a operação inadequada em situações de curto-circuito externo que levem à saturação dos transformadores de corrente. A fim de validar o desempenho do algoritmo, empregou-se o *software Alternative Transients Program* (ATP) para simular uma linha de transmissão, de 500 kV e 200 km, quando submetida a diversas condições de operação. As simulações realizadas foram divididas em análises transitórias – nas quais se avalia o comportamento da proteção durante situações de curto-circuito e durante manobras de chaveamento na linha – e análises de sensibilidade paramétrica, nas quais se investiga a influência de cada um dos parâmetros envolvidos no curto-circuito durante o regime permanente de falta. Por fim, realizou-se uma avaliação comparativa da proteção diferencial de potência proposta com a tradicional proteção diferencial de corrente (fundamentada nos elementos de fase e de sequência). Os resultados obtidos revelam que o algoritmo proposto provê uma alternativa apropriada, eficiente, segura e rápida para proteção da linha de transmissão.

Palavras-chave: Proteção diferencial de linhas de transmissão, plano alfa das potências complexas incrementais, potência complexa incremental, memória de tensão de sequência positiva.

ABSTRACT

The present thesis proposes a new transmission line differential protection algorithm based on an innovative incremental complex power alpha plane, in which the restraint characteristic is defined simply as its left complex half-plane. In order to do so, and using memorized positive sequence voltage, the proposed algorithm calculates incremental complex power for each phase at both terminals of the line. As the power is computed for each phase, it is possible to automatically identify the faulty phase, thus allowing the trip segregated by phase. The proposed algorithm also incorporates a function that detects disturbances nearby the line and another function that identifies line switching maneuvers, providing correct line protection for different maneuver conditions of the protect system. Furthermore, the presented power differential protection uses a simple strategy - which combines harmonic restriction with an external fault detector - able to avoid improper operation in situations of external fault with the presence of saturated current transformers. Aiming to evaluate the performance of the proposed algorithm, a wide variety of fault scenarios are simulated for a 500 kV transmission line 200 km long using the software Alternative Transients Program (ATP). The performed simulations were divided into transient analysis – in which the performance of the proposed algorithm during fault situations and switching maneuvers are evaluated – and parametric sensitivity analysis, in which the influence of each variable is analyzed for the fault steady state. Finally, it was performed comparative evaluation between the proposed power differential protection and the current differential protection traditional (based on the phase and sequence elements). The obtained results reveal that the proposed algorithm is an appropriate, efficient, safe and fast alternative for protection of transmission line.

Keywords: Transmission line differential protection, incremental complex power alpha plane, incremental quantities, memorized positive sequence voltage.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	x
Lista de Símbolos	xi
Glossário	xvi
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivação	2
1.3 Objetivos e Contribuições desta Tese	3
1.4 Organização do Texto	4
Capítulo 2 – Fundamentos da Proteção Diferencial de Corrente de Linhas de Transmissão	6
2.1 Princípios da Proteção de Sistemas Elétricos	6
2.2 Fundamentos da Proteção Diferencial de Corrente	7
2.3 Planos de Representação	9
2.4 Aspectos Relevantes da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa	13
2.4.1 Comportamento Básico	14
2.4.2 Atraso no Canal de Comunicação	16
2.4.3 Saturação do TC	17
2.4.4 Característica de Restrição Modificada	18
2.5 Corrente Capacitiva	19
2.6 Elementos de Sequência Negativa e Zero	21
2.6.1 Detector de Falta Externa para os Elementos de Sequência	23
2.7 Oscilações de Potência	23
2.8 Síntese do Capítulo	24
Capítulo 3 – Revisão do Estado da Arte	26
3.1 Estado da Arte sobre a Proteção Diferencial de Corrente	26
3.2 Estado da Arte sobre a Proteção Diferencial de Potência	31
3.3 Síntese da Revisão Bibliográfica e Avaliação das Tendências	34
Capítulo 4 – Algoritmo Proposto	38

4.1	Sincronização dos Sinais	40
4.2	Normalização dos Sinais	40
4.3	Estimação dos Fasores	41
4.4	Chaveamento	42
4.5	Remoção da Corrente Capacitiva	44
4.6	Memória de Tensão	45
4.7	Potência Complexa	50
4.8	Filtro Delta	51
4.9	Detecção de Distúrbios	52
4.10	Detecção de Falta Externa	54
4.11	Restrição Harmônica	54
4.12	Plano Alfa de Potências Complexas	55
4.13	Síntese do Capítulo	58
Capítulo 5 – Apresentação e Análise dos Resultados		60
5.1	Desempenho da Memória de Tensão de Sequência Positiva	62
5.2	Análise Transitória de Curto-circuito (ATC)	66
5.2.1	Casos ATC.1 e ATC.2: Discussão sobre Situações Adversas de Curtos-Circuitos Próximos ao Terminal Local	66
5.2.2	Caso ATC.3: Discussão sobre uma Situação Adversa de Curto-Circuito Interno	71
5.2.3	Casos ATC.4, ATC.5 e ATC.6: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito com <i>Outfeed</i>	73
5.2.4	Caso ATC.7: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito Externo com Desalinhamento de Amostras	79
5.2.5	Caso ATC.8: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito Externo que Resulte na Saturação do TC	83
5.2.6	Casos ATC.9 e ATC.10: Discussão sobre Situações de Curtos-Circuitos Externos que Resultem em Oscilações de Potência	85
5.3	Análise Transitória de Manobra (ATM)	86
5.3.1	Caso ATM.1: Energização da Linha de Transmissão	89
5.3.2	Caso ATM.2: Energização da Linha de Transmissão Seguida de Curto-Circuito	92
5.3.3	Caso ATM.3: Desligamento da Linha de Transmissão	95
5.3.4	Caso ATM.4: Desligamento da Linha de Transmissão Seguido de Curto-Circuito	99
5.3.5	Caso ATM.5: Religamento Monopolar	101
5.3.6	Caso ATM.6: Religamento Monopolar com Curto-Circuito	104
5.3.7	Caso ATM.7: Religamento Monopolar Seguido de Curto-Circuito Durante Tempo Morto do Disjuntor	107
5.3.8	Caso ATM.8: Rejeição de Carga	108
5.3.9	Caso ATM.9: Inserção de Carga	110
5.4	Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP)	113
5.4.1	Casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4: Verificação da Influência do Tipo de Falta e do Carregamento	116
5.4.2	Caso ASP.5: Verificação da Influência do Carregamento para uma Falta Externa	120
5.4.3	Casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9: Verificação da Influência do Carregamento, da Força da Fonte e da Localização	120
5.4.4	Caso ASP.10: Verificação da Influência da Força da Fonte	122

5.4.5	Caso ASP.11: Verificação da Influência da Localização da Falta	124
5.4.6	Casos ASP.12 e ASP.13: Verificação da Influência da Resistência de Falta	125
5.4.7	Casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16: Verificação da Influência do Módulo da Tensão no Terminal Remoto	126
5.5	Avaliação Comparativa Entre as Proteções Diferenciais de Corrente e de Potência	130
5.5.1	Apresentação dos Resultados Comparativos	130
5.5.2	Discussões	142
5.6	Síntese do Capítulo	145
Capítulo 6 – Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros		150
Referências Bibliográficas		153

LISTA DE FIGURAS

2.1	(a) Região protegida em regime permanente ou com curto-circuito externo; (b) Ocorrência de um curto-circuito interno.	8
2.2	Planos de representação. (a) Plano operacional; (b) Plano alfa.	10
2.3	Plano Operacional. (a) Característica estática <i>dual slope</i> ; (b) Característica dinâmica.	10
2.4	Trajetória de operação. (a) Plano Operacional; (b) Plano alfa.	11
2.5	Comparação do mapeamento. (a) Plano Operacional. (b) Plano alfa.	12
2.6	Sistema elétrico considerado como exemplo.	14
2.7	Regiões do plano alfa. (a) Simples. (b) Com atraso de comunicação.	16
2.8	(a) Característica de restrição modificada. (b) Vantagem em tolerância ao <i>outfeed</i> e saturação dos TCs. (c) Vantagem em tolerância à assimetria do canal.	19
2.9	Representação simplificada da corrente capacitiva.	20
4.1	Diagrama de blocos do algoritmo proposto.	39
4.2	Sentido das correntes e tensões considerados no quadripólo ABCD.	45
4.3	Correntes e tensões nos terminais e referenciadas para o ponto X	45
4.4	Esquema adaptativo para determinação do valor de M	49
4.5	Plano alfa de potências complexas incrementais.	56
5.1	Modelo do sistema elétrico de potência utilizado.	61
5.2	Comportamento da memória de tensão a depender do valor de M	63
5.3	Comportamento do fasor tensão sem memória e com memória adaptativa: (a) Módulo; (b) Ângulo.	64
5.4	Comportamento da tensão instantânea com e sem o uso de memória adaptativa.	65
5.5	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.1.	67
5.6	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.1.	68

5.7	Caso ATC.1: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	68
5.8	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.2.	69
5.9	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.2.	69
5.10	Caso ATC.2: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	70
5.11	Caso ATC.2 sem aplicação da memória de tensão: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	71
5.12	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.3.	72
5.13	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.3.	72
5.14	Caso ATC.3: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	73
5.15	Módulos das correntes para o caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	74
5.16	Ângulos das correntes para o caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	74
5.17	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o Caso ATC.4.	75
5.18	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o Caso ATC.4.	76
5.19	Caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	76
5.20	Módulos das correntes para o caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	77
5.21	Ângulos das correntes para o caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	77
5.22	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.5.	78
5.23	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.5.	78
5.24	Caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	79
5.25	Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.6.	80
5.26	Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.6.	80
5.27	Caso ATC.6: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	81
5.28	Caso ATC.7 sem desalinhamento: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	82
5.29	Caso ATC.7 com desalinhamento de 10 amostras: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	82
5.30	Caso ATC.8 sem a aplicação da restrição por harmônicas: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	84
5.31	Caso ATC.8 com a aplicação da restrição por harmônicas: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	84
5.32	Modelo do sistema elétrico de potência utilizado nos casos ATC.9 e ATC.10.	85
5.33	Tensões para o caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	86

5.34	Correntes para o caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	87
5.35	Caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	87
5.36	Tensões para o caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	88
5.37	Correntes para o caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	88
5.38	Caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.	89
5.39	Caso ATM.1: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	91
5.40	Caso ATM.1: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	91
5.41	Caso ATM.1 no intervalo entre 80 ms e 120 ms (energização do terminal local): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	93
5.42	Caso ATM.1 no intervalo entre 280 ms e 320 ms (desligamento da função SOTF): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	93
5.43	Caso ATM.1 no intervalo entre 480 ms e 520 ms (energização do terminal re- moto): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	94
5.44	Caso ATM.2: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	95
5.45	Caso ATM.2: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	96
5.46	Caso ATM.2 no intervalo entre 380 ms e 420 ms (ocorrência do curto-circuito interno trifásico franco): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	96
5.47	Caso ATM.3: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	97
5.48	Caso ATM.3: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	97
5.49	Caso ATM.3 no intervalo entre 780 ms e 820 ms (abertura do terminal remoto): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	98
5.50	Caso ATM.3 no intervalo entre 880 ms e 920 ms (abertura do terminal local): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	99
5.51	Caso ATM.4: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	100
5.52	Caso ATM.4: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	100
5.53	Caso ATM.4 no intervalo entre 830 ms e 870 ms (ocorrência do curto-circuito in- terno bifásico terra franco entre as fases B e C): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	101
5.54	Caso ATM.5: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	102
5.55	Caso ATM.5: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	102

5.56	Caso ATM.5 no intervalo entre 680 ms e 720 ms (ocorrência do curto-circuito interno monofásico franco na fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	103
5.57	Caso ATM.5 no intervalo entre 750 ms e 790 ms (abertura dos disjuntores local e remoto da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	104
5.58	Caso ATM.5 no intervalo entre 1280 ms e 1320 ms (religamento do disjuntor local da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	105
5.59	Caso ATM.5 no intervalo entre 1480 ms e 1520 ms (religamento do disjuntor remoto da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	105
5.60	Caso ATM.6: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	106
5.61	Caso ATM.6: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	107
5.62	Caso ATM.6 no intervalo entre 1280 ms e 1320 ms (religamento do disjuntor local na fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	108
5.63	Caso ATM.7: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	109
5.64	Caso ATM.7: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	109
5.65	Caso ATM.7 no intervalo entre 830 ms e 880 ms (ocorrência de curto-circuito interno monofásico franco na fase A, durante o tempo morto dos disjuntores da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	110
5.66	Modelo do sistema elétrico de potência utilizado nos casos ATM.8 e ATM.9. . .	111
5.67	Caso ATM.8: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	111
5.68	Caso ATM.8: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	112
5.69	Caso ATM.8 no intervalo entre 780 ms e 820 ms: (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	112
5.70	Caso ATM.9: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$	113
5.71	Caso ATM.9: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$	114
5.72	Caso ATM.9 no intervalo entre 780 ms e 820 ms: (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.	114
5.73	Caso ASP.1 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	117
5.74	Caso ASP.2 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	118

5.75	Caso ASP.3 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	118
5.76	Caso ASP.4 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	119
5.77	Caso ASP.5 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	120
5.78	Caso ASP.6 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	122
5.79	Caso ASP.7 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	123
5.80	Caso ASP.8 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	123
5.81	Caso ASP.9 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	124
5.82	Caso ASP.10 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	125
5.83	Caso ASP.11 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	126
5.84	Caso ASP.12 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	127
5.85	Caso ASP.13 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	127
5.86	Caso ASP.14 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	128
5.87	Caso ASP.15 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	129
5.88	Caso ASP.16 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.	129
5.89	Análise Comparativa para o caso ASP.1: (a) terminal local; (b) terminal remoto.	131
5.90	Análise Comparativa para o caso ASP.2: (a) terminal local; (b) terminal remoto.	132
5.91	Análise Comparativa para o caso ASP.3: (a) terminal local; (b) terminal remoto.	132

-
- 5.92 Análise Comparativa para o caso ASP.4: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 133
- 5.93 Análise Comparativa para o caso ASP.5: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 134
- 5.94 Análise Comparativa para o caso ASP.6: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 135
- 5.95 Análise Comparativa para o caso ASP.7: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 135
- 5.96 Análise Comparativa para o caso ASP.8: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 136
- 5.97 Análise Comparativa para o caso ASP.9: (a) terminal local; (b) terminal remoto. 137
- 5.98 Análise Comparativa para o caso ASP.10: (a) terminal local; (b) terminal remoto.138
- 5.99 Análise Comparativa para o caso ASP.11: (a) terminal local; (b) terminal remoto.138
- 5.100Análise Comparativa para o caso ASP.12: (a) terminal local; (b) terminal remoto.139
- 5.101Análise Comparativa para o caso ASP.13: (a) terminal local; (b) terminal remoto.140
- 5.102Análise Comparativa para o caso ASP.14: (a) terminal local; (b) terminal remoto.141
- 5.103Análise Comparativa para o caso ASP.15: (a) terminal local; (b) terminal remoto.141
- 5.104Análise Comparativa para o caso ASP.16: (a) terminal local; (b) terminal remoto.142

LISTA DE TABELAS

1.1	Desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 (ONS, 2013a).	2
2.1	Características da função diferencial no plano complexo (TZIOUVARAS <i>et al.</i> , 2001).	13
2.2	Atraso de propagação no canal de comunicação (FERRER; SCHWEITZER, 2010).	17
3.1	Resumo dos trabalhos referentes à proteção diferencial de corrente de linhas.	36
3.2	Resumo dos trabalhos referentes à proteção diferencial de potência de linhas.	37
5.1	Curto-circuitos simulados nas análises transitórias e suas características.	66
5.2	Manobras simuladas nas análises transitórias e suas características.	90
5.3	Curto-circuitos simulados nas ASPs e suas características.	116
5.4	Intervalo de variação dos parâmetros analisados.	117
5.5	Resumo do comportamento da função $87PL$ frente aos aspectos avaliados nas Tabelas 3.1 e 3.2.	149

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Operador complexo $1\angle 120^\circ$.
c	Capacitância total da linha de transmissão.
C_{XX}	Capacitâncias próprias das fases A, B e C.
C_{XY}	Capacitâncias mútuas entre as fases A, B e C.
$ch\{\cdot\}$	Função cosseno hiperbólica.
ΔS_{min}	Ajuste de <i>pick-up</i> da potência.
$DIJ_{T\phi}$	Estado do disjuntor no terminal T na fase ϕ .
f	Frequência fundamental.
$FCH_{T\phi}$	<i>Flag</i> que indica a ocorrência de chaveamento no terminal T na fase ϕ .
FDD	<i>Flag</i> que indica a detecção de um distúrbio.
FFE_ϕ	<i>Flag</i> que indica a detecção de falta externa na fase ϕ .
$FHA_{T\phi}$	<i>Flag</i> que habilita a proteção diferencial de potência no terminal T na fase ϕ .
$FSE_{TX\phi}$	Fator de sensibilidade adaptativo no terminal T na fase ϕ .
h	Índice que representa todas as ordens harmônicas presentes no sinal analisado.
$H(s)$	Função de transferência no domínio-s.
$H(z)$	Função de transferência no domínio-z.
$i_{T\phi d}$	Sinal de corrente no terminal T desalinhado com relação ao respectivo sinal de corrente do outro terminal na fase ϕ .
$i_{T\phi u}$	Sinal de corrente no terminal T na fase ϕ não normalizado.
$i_{T\phi}$	Sinal de corrente no terminal T na fase ϕ normalizado.

\widehat{I}_{Lpri}	Fasor corrente no primário do TC do terminal local.
\widehat{I}_{Rpri}	Fasor corrente no primário do TC do terminal remoto.
$\widehat{I}_{T\phi cap}$	Fasor corrente capacitiva no terminal T na fase ϕ .
$\widehat{I}_{T\phi cor}$	Fasor corrente corrigida no terminal T na fase ϕ .
$\widehat{I}_{T\phi}$	Fasor corrente no terminal T na fase ϕ normalizado.
$\widehat{I}_{TX\phi}$	Fasor corrente no terminal T referenciado para o ponto X na fase ϕ normalizado.
I_{nom}^{max}	Corrente nominal máxima.
\widehat{I}_{falta}	Fasor corrente de falta no ponto do defeito.
\widehat{I}_L	Fasor corrente medido no secundário do TC do terminal local.
\widehat{I}_R	Fasor corrente medido no secundário do TC do terminal remoto.
I_{op}	Corrente de operação.
I_{res}	Corrente de restrição.
$\widehat{I}_{norm,T}$	Fasor corrente do terminal T normalizado.
I_{pk}	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação da função diferencial percentual.
$\widehat{I}_{sec,T}$	Fasor corrente no secundário do TC do terminal T .
\widehat{I}_{LD}	Fasor corrente de carga da linha de transmissão.
\widehat{I}_C	Fasor corrente capacitiva da linha de transmissão.
j	Operador complexo $1\angle 90^\circ$.
jan	Janela de tempo para definição do fator de sensibilidade adaptativo.
k	k -ésimo instante de amostragem.
k_h	Porcentagem de harmônica da h -ésima ordem a ser restrita.
k_{DD}	Amostra de detecção do distúrbio.
l_{TX}	Distância entre o terminal avaliado T e o ponto X .

l	Indutância total da linha de transmissão.
m	Parte real do vetor r .
$\max\{\cdot\}$	Função que retorna o valor máximo de um conjunto de valores.
$\min\{\cdot\}$	Função que retorna o valor mínimo de um conjunto de valores.
M	Constante de decaimento em número de ciclos.
n	Parte imaginária do vetor r .
N	Número de amostras por ciclo.
p	Pólo da função de transferência $H(z)$.
r	Vetor no plano alfa das correntes dado pelo quociente entre \hat{I}_R e \hat{I}_L .
R	Raio da circunferência externa da característica no plano alfa modificado.
R_f	Resistência de falta.
RTC	Relação de transformação do TC.
RTP	Relação de transformação do TP ou TPC.
$sh\{\cdot\}$	Função seno hiperbólica.
SIL	Potência natural da linha, do inglês <i>Surge Impedance Loading</i> .
$S_{TX\phi}$	Potência complexa normalizada no terminal T referenciada para o ponto X na fase ϕ .
SLP	Inclinação da característica de restrição no plano operacional da função diferencial de corrente.
T	Índice que representa os terminais local e remoto.
$TAPI$	TAP para normalização do sinal de corrente.
$TAPV$	TAP para normalização do sinal de tensão.
$v_{T\phi d}$	Sinal de tensão no terminal T desalinhado com relação ao respectivo sinal de tensão do outro terminal na fase ϕ .
$v_{T\phi u}$	Sinal de tensão no terminal T na fase ϕ .

$v_{T\phi}$	Sinal de tensão no terminal T na fase ϕ normalizado.
$\widehat{V}_{T\phi}$	Fasor tensão no terminal T na fase ϕ normalizado.
$\widehat{V}_{TX\phi}$	Fasor tensão no terminal T referenciado para o ponto X na fase ϕ normalizado.
$\widehat{V}_{TXM\phi}$	Fasor tensão de sequência positiva na fase ϕ memorizado no terminal T e referenciado para o ponto X normalizado.
V_{LL}	Tensão de linha.
\widehat{V}_{ϕ}	Fasor tensão na fase ϕ .
\widehat{V}_1	Fasor tensão de sequência positiva.
V_R	Módulo do fasor tensão do terminal remoto.
\widehat{V}_{1M}	Fasor tensão de sequência positiva memorizado.
$ \widehat{V}_{1m} $	Módulo do fasor tensão de sequência positiva memorizado.
X_{re}	Parte real do fasor original estimado por um algoritmo não-recursivo.
X_{im}	Parte imaginária do fasor original estimado por um algoritmo não-recursivo.
Z_S	Impedância de surto da linha de transmissão.
Y_{re}	Parte real do fasor rotacionado por um ângulo θ .
Y_{im}	Parte imaginária do fasor rotacionado por um ângulo θ .
h	n -ésima ordem harmônica do sinal.
H	Maior ordem harmônica considerada.
87	Código ANSI para a função diferencial de corrente.
87T	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a transformadores de potência.
87B	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a barramentos.
87L	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a linhas de transmissão.
87L $_{\phi}$	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a linhas de transmissão considerando o elemento da fase ϕ .

$87LQ$	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência negativa aplicada a linha de transmissão.
$87LG$	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência zero aplicada a linhas de transmissão.
$87PL_\phi$	Código criado para representar a função diferencial de potência aplicada a linhas de transmissão considerando o elemento da fase ϕ .
α	Fator de esquecimento do filtro de memória de tensão.
β	Ângulo de abertura da característica no plano alfa modificada.
γ	Constante de propagação da linha de transmissão.
γ^h	Constante de propagação para a h -ésima ordem harmônica.
$\Gamma_{TX\phi}$	Coefficiente do plano alfa das potências no terminal T na fase ϕ .
$\Delta S_{TX\phi}$	Potência complexa incremental normalizada no terminal T referenciada para o ponto X na fase ϕ .
Δt	Intervalo de amostragem.
η_{SM}	Margem de segurança do algoritmo de detecção de distúrbios.
θ	Deslocamento angular anti-horário gerado nos fasores estimados por algoritmo não-recursivo.
τ	Constante de tempo de decaimento da resposta transitória.
ϕ	Fases A, B ou C.
φ	Ângulo do vetor do plano alfa das correntes.
φ_{1m}	Ângulo do fasor tensão de sequência positiva memorizado.
$\partial S_{LX\phi}$	Razão calculada para detecção do distúrbio.

GLOSSÁRIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
AT	Análise Transitória
ATC	Análise Transitória de Curto-Circuito
ATM	Análise Transitória de Manobra
ASP	Análise de Sensibilidade Paramétrica
CC	Corrente Contínua
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
IIR	<i>Infinite Impulse Response</i>
SDH	<i>Synchronous Digital Hierarchy</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOTF	<i>Switch on-to-Fault</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
WAP	<i>Wide Area Protection</i>

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O desenvolvimento e o crescimento da sociedade atual estão intimamente ligados ao aumento no consumo de energia elétrica e à maior exigência por um fornecimento energético confiável e ininterrupto. No que concerne à situação do Brasil, a realidade observada não é diferente. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda máxima instantânea (MW) no Sistema Interligado Nacional (SIN) aumentará 3,1% ao ano entre o período de 2015 e 2020 (EPE, 2015). A fim de atender a essa demanda, são necessários constantes investimentos na expansão e na modernização das instalações elétricas do SIN, que se estende por praticamente todo território brasileiro e é constituído por um enorme e complexo sistema formado por diversos equipamentos elétricos, os quais operam conjuntamente visando uma maior continuidade no suprimento de energia elétrica para todas as regiões do país.

Em relação aos principais componentes elétricos constituintes do SIN, destacam-se as linhas de transmissão, que correspondem aos elementos mais abundantes, pois são responsáveis pela interligação entre as unidades geradoras e consumidoras de energia elétrica. Devido às suas dimensões físicas, esses equipamentos são expostos a uma considerável diversidade climática e geográfica, o que os tornam mais suscetíveis a falhas. Como consequência, as linhas estão envolvidas em aproximadamente 70% dos defeitos que ocorrem no SIN, como apresentado na Tabela 1.1 (ONS, 2013a).

Além de serem equipamentos bastante vulneráveis aos curtos-circuitos, a operação das linhas também é dificultada pela complexidade inerente ao funcionamento de grandes circuitos elétricos interligados, os quais exigem uma maior coordenação da operação de seus elementos. Dessa forma, o desempenho inadequado das linhas, independentemente do que o originou, pode gerar instabilidade no sistema e conseqüente interrupção do fornecimento de energia elétrica

Tabela 1.1. Desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 (ONS, 2013a).

Equipamento	Desligamento	Porcentagem (%)
Linhas de transmissão	6.490	69,3
Transformadores	1.306	13,9
Geradores	873	9,3
Barramentos	129	1,4
Reatores	108	1,2
Banco de capacitores	343	3,7
Compensadores síncronos	59	0,6
Compensadores estáticos	63	0,7
Total	9.371	100

aos consumidores, o que está associada a prejuízos financeiros de grandes proporções. Neste contexto, observa-se a real necessidade de utilização de modernos esquemas de proteção para linhas de transmissão que garantam a rápida e apropriada eliminação de curtos-circuitos, preservando, assim, a integridade dos equipamentos do sistema e evitando o desencadeamento de outros distúrbios (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

1.2 MOTIVAÇÃO

Dentre os diferentes tipos de proteção para linhas de transmissão, a proteção de distância tem sido a mais comumente empregada, uma vez que ela exige menos complexidade dos canais de comunicação – pois são trocadas mensagens do tipo *ON/OFF* – o que reduz os custos de projeto em comparação com a proteção diferencial de corrente que precisa transferir informações de corrente (amostras ou fasores) (ZIEGLER, 2006). Entretanto, nas últimas décadas, o crescente emprego de sistemas de comunicação óptica juntamente com modernos relés numéricos tem culminado no uso bem sucedido da proteção diferencial de corrente para linhas de transmissão, mesmo se tratando de linhas longas (ZIEGLER, 2012). Dessa forma, observa-se nos dias de hoje um maior interesse das empresas do setor em aplicar esse tipo de proteção, além de se verificar também na literatura um número significativo de pesquisas que apresentam melhorias para a tradicional proteção diferencial de corrente.

Diante do exposto, percebe-se que a proteção diferencial para linhas corresponde a uma opção viável atualmente e seu uso tende a aumentar. Esta constatação justifica a busca por novos algoritmos de proteção que apresentem vantagens frente aos tradicionalmente empregados, no

que concerne a atuações rápidas, seguras e confiáveis da função diferencial.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

O objetivo principal desta tese é propor um algoritmo de proteção diferencial para linhas de transmissão baseado em um inovador plano alfa de potências complexas incrementais. Para tanto, o novo conceito apresentado será validado por meio de numerosas simulações, nas quais são combinadas diferentes situações de operação de uma linha de 500 kV e 200 km, incluindo suas principais manobras e tipos de curtos-circuitos. Ademais, será realizada uma avaliação comparativa entre a proteção proposta e a tradicional proteção diferencial de corrente.

As principais contribuições da tese correspondem às vantagens do algoritmo proposto frente à proteção diferencial de corrente comumente empregada e frente às principais proteções diferenciais de potência existentes. Essas vantagens são listadas a seguir:

- Emprego de uma característica de restrição simples – por não requerer ajustes –, todavia eficiente, a qual garante sensibilidade e possibilita a atuação segura e rápida da proteção diferencial proposta;
- Emprego do filtro de memória de tensão de sequência positiva adaptativo, o qual corresponde a um filtro simples, estável e capaz de assegurar as referências de módulo e ângulo da tensão, garantindo assim a correta atuação da proteção mesmo em situações adversas de operação;
- Emprego de uma função para detecção de curto-circuito externo à linha de transmissão, o qual aumenta a robustez e segurança na operação do algoritmo proposto;
- Emprego de uma função para restrição de componentes harmônicas, o qual garante a correta atuação da proteção em situações de saturação de Transformadores de Corrente (TCs);
- Robustez na operação independente do carregamento do sistema, do módulo das tensões nos terminais, do tipo de falta e do valor da resistência de falta;
- Emprego apenas dos elementos de fase, dispensando a necessidade de utilização dos ele-

mentos de sequência, que são mais instáveis e exigem lógicas adicionais para identificação da fase defeituosa, o que torna mais complexa a lógica de religamento monopolar;

- Seleção automática da fase defeituosa, o que possibilita a implementação da estratégia de religamento monopolar;
- Capacidade de atuar corretamente em situações com ausência de sincronização entre amostras e em situações de curtos-circuitos com *outfeed*, ou com tensões aproximadamente iguais a zero; e
- Garantia de uma operação adequada durante as principais manobras de chaveamento da linha de transmissão.

No que concerne à divulgação dos resultados obtidos nesta tese, enumeram-se as seguintes publicações:

1. Almeida, M.L.S. e Silva, K.M.; *Transmission Lines Differential Protection Based on an Alternative Incremental Complex Power Alpha Plane*, aceita na *IET Generation Transmission & Distribution*, em 2016;
2. Silva, K.M. e Almeida, M.L.S.; *Positive sequence voltage memory filter for numerical digital relaying applications*, publicada na *Electronics Letters*, volume. 51, n. 21, págs. 1697-1699, ISSN 0013-5194, em 2015;
3. Silva, K.M. e Almeida, M.L.S.; Filtro de Memória de Tensão de Sequência Positiva para Uso em Relés Numéricos Microprocessados, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal, Brasil, 2016.
4. Gama, L.A, Almeida, M.L.S. e Silva, K.M.; Análise de Sensibilidade Paramétrica da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal, Brasil, 2016.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta tese está organizada de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, abordam-se os conceitos da proteção diferencial de corrente para linhas de transmissão, os quais servem de subsídio para elaboração do algoritmo proposto e melhor entendimento de seu desempenho;
- No Capítulo 3, realiza-se o levantamento do estado da arte sobre a proteção diferencial de linhas de transmissão;
- A fundamentação teórica da proteção diferencial baseada no plano alfa de potências complexas incrementais está detalhadamente descrita no Capítulo 4. Nele são discriminados cada um dos componentes do algoritmo proposto, descrevendo-se suas funções e suas implementações;
- No Capítulo 5, são apresentados os resultados e análises das simulações realizadas por meio do software *Alternative Transients Program* (ATP), nas quais foram consideradas diferentes condições de operação do sistema elétrico, tipos de curtos-circuitos e diferentes manobras com a linha de transmissão. Inicialmente, apresenta-se o desempenho do filtro de memória de tensão de sequência positiva proposto. Posteriormente, a análise dos resultados é dividida em casos pontuais, que possibilitam a verificação da resposta transitória da proteção avaliada, e análises de sensibilidade paramétrica, que permitem a investigação da influência de parâmetros relacionados ao curto-circuito. Finalmente, realiza-se uma avaliação comparativa entre a proteção diferencial de potência proposta e a tradicional proteção diferencial de corrente; e
- Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e as propostas para trabalhos futuros.

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A natureza da proteção diferencial de potência de linhas muito se assemelha à da proteção diferencial de corrente para o mesmo equipamento, uma vez que ambas consideram o elemento protegido como um nó, fazendo uma alusão ao fato que essas proteções diferenciais se baseiam na Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC). Então, em condições normais de operação, a potência e a corrente de um terminal devem ser as mesmas medidas no outro terminal – a menos das perdas intrínsecas da linha ou da corrente capacitiva. Além disso, esses dois tipos de proteção são empregados para o mesmo equipamento e, portanto, os problemas associados à operação das linhas de transmissão são semelhantes. Nesse contexto, a compreensão aprofundada da proteção diferencial de corrente se faz necessária, a fim de fundamentar aspectos importantes considerados no desenvolvimento da proteção diferencial de potência. Dentre esses aspectos, pode-se citar a incorporação de soluções análogas àquelas já empregadas para problemas semelhantes verificados na proteção empregando a corrente. Então, este capítulo apresenta os principais conceitos relacionados à proteção diferencial de corrente de linhas de transmissão.

2.1 PRINCÍPIOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

A função primordial do sistema de proteção consiste na identificação de curtos-circuitos internos ao elemento protegido, de maneira a isolar de forma rápida e seletiva somente as partes defeituosas. Assim, visa-se assegurar a integridade dos equipamentos elétricos e evitar o desencadeamento de outros defeitos. Nesse contexto, para que a proteção opere satisfatoriamente, o atendimento de alguns requisitos se faz necessário, sendo eles (ANDERSON, 1999):

- Sensibilidade: capacidade de identificar curtos-circuitos para as quais ele foi projetado;
- Confiabilidade: habilidade de atuar corretamente quando necessário ou de evitar opera-

ções desnecessárias;

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

2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

A proteção diferencial de corrente – código ANSI 87 – emprega a função diferencial, cuja operação baseia-se na LKC, segundo a qual, em condições normais de operação, a soma das correntes em um determinado nó do sistema elétrico é igual a zero. Nesse sentido, o nó supramencionado corresponde ao elemento protegido, podendo ser ele, por exemplo, um transformador de potência, um barramento ou uma linha de transmissão – funções 87T, 87B e 87L, respectivamente.

A região protegida por um relé diferencial é delimitada por TCs, como ilustrado na Figura 2.1(a), na qual a corrente no terminal local \hat{I}_{Lpri} (correspondente a \hat{I}_L no secundário do TC local) entra no elemento protegido, e a corrente no terminal remoto \hat{I}_{Rpri} (equivalente a \hat{I}_R no secundário do TC remoto) sai dele, conforme conexão dos TCs assinalada. Uma vez que essa configuração é segregada por fase, a função 87L possibilita a abertura monopolar dos disjuntores, resultando em maior flexibilidade e seletividade para a proteção.

Definindo-se os termos $|\hat{I}_L + \hat{I}_R|$ como corrente de operação (I_{op}) e $|\hat{I}_L - \hat{I}_R|$ como corrente de restrição (I_{res}), verifica-se que em condições normais de operação, ou em situações de faltas

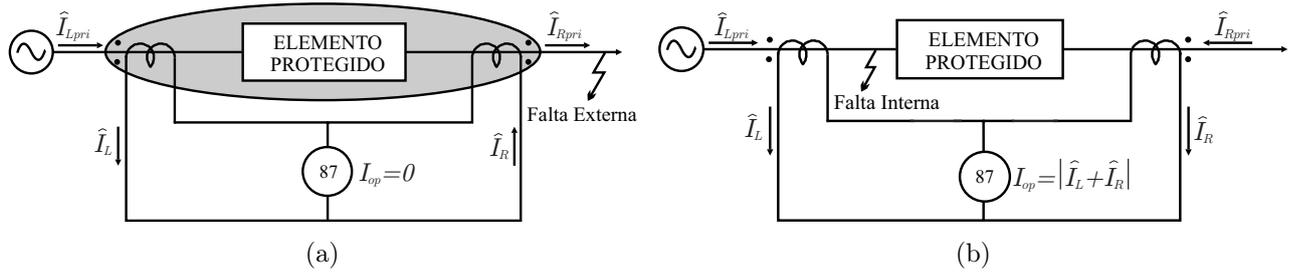


Figura 2.1. (a) Região protegida em regime permanente ou com curto-circuito externo; (b) Ocorrência de um curto-circuito interno.

externas, os fasores corrente \hat{I}_L e \hat{I}_R , que circulam pelo relé 87L, apresentam o mesmo módulo e sentidos opostos. Nessa situação, I_{op} é idealmente nula, ao passo que I_{res} é idealmente o dobro de $|\hat{I}_L|$. Logo, $I_{op} < I_{res}$ e a proteção diferencial não atua.

Todavia, durante um curto-circuito interno, vide Figura 2.1(b), \hat{I}_L e \hat{I}_R apresentam mesmo módulo e sentido, de modo que I_{op} é idealmente o dobro de $|\hat{I}_L|$, enquanto I_{res} é idealmente nulo. Portanto, $I_{op} > I_{res}$. Se além disso, I_{op} ultrapassar o valor de *pick-up* (I_{pk}) previamente ajustado no relé, é identificada uma falta interna. Essas duas condições são descritas na Equação (2.1), na qual se adiciona, para aumentar a sensibilidade do relé, o fator normalmente denominado de *slope* (SLP) característico da curva de atuação (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} \text{ e } I_{op} > I_{pk}. \quad (2.1)$$

Diante da flexibilidade da proteção numérica microprocessada, alguns fabricantes manipulam suas lógicas visando a melhoria do desempenho e a maior confiabilidade do sistema de proteção. Dentre essas alterações, I_{res} pode figurar com diferentes definições, sendo algumas delas representadas nas Equações (2.2) a (2.5), nas quais φ é o ângulo entre \hat{I}_L e \hat{I}_R . Ressalta-se que as Equações (2.4) e (2.5) são normalmente preferidas, pois permitem mais de dois elementos de restrição para sistemas com múltiplos terminais ou com restrição por harmônicas.

$$I_{res} = SLP \left| \hat{I}_L - \hat{I}_R \right|, \quad (2.2)$$

$$I_{res} = SLP \left(\left| \hat{I}_L \right| + \left| \hat{I}_R \right| \right), \quad (2.3)$$

$$I_{res} = \max \left(\left| \hat{I}_L \right|, \left| \hat{I}_R \right| \right), \quad (2.4)$$

$$I_{res} = \sqrt{\left| \hat{I}_L \right| \cdot \left| \hat{I}_R \right| \cos \varphi}. \quad (2.5)$$

É interessante mencionar que, a princípio, a proteção diferencial somente opera corretamente

se os TCs possuírem as mesmas relações de transformação, caso contrário, as correntes dos terminais medidas nos secundários não apresentam a mesma ordem de grandeza e a proteção opera indevidamente. Como solução, os algoritmos do relé devem aplicar uma correção às correntes medidas nos terminais. Assim, pode-se empregar a normalização das correntes pelo sistema por unidade (pu), por meio de uma base comum. Dessa forma, e considerando, por exemplo, a corrente de base igual a I_{nom}^{max} – correspondente à máxima corrente primária dos TCs da região de proteção – deve-se calcular um TAP e uma corrente de normalização para cada terminal, conforme descrito nas Equações (2.6) e (2.7).

$$TAP_T = \frac{I_{nom}^{max}}{RTC_T}, \quad (2.6)$$

$$\hat{I}_{norm,T} = \frac{\hat{I}_{sec,T}}{TAP_T}, \quad (2.7)$$

sendo: T representa os terminais local e remoto; TAP_T o valor de normalização calculado no terminal T , RTC_T a relação de transformação de ambos os TCs, $\hat{I}_{sec,T}$ a corrente no secundário do TC em ampères e $\hat{I}_{norm,T}$ a corrente normalizada, ambas no terminal T .

2.3 PLANOS DE REPRESENTAÇÃO

A característica de operação da proteção diferencial de corrente pode considerar tanto o plano operacional quanto o plano alfa, ilustrados nas Figuras 2.2(a) e 2.2(b), respectivamente. Esses dois planos resultam em diferentes atuações da proteção, sendo que o segundo tem demonstrado melhor desempenho em situações críticas de curto-circuito envolvendo linhas de transmissão (TZIOUVARAS *et al.*, 2003).

O plano operacional é obtido plotando-se no plano cartesiano I_{op} em função de I_{res} , conforme ilustrado na Figura 2.2(a), na qual as regiões de atuação e restrição são separadas pelas retas definidas pelas condições descritas na Equação (2.1). Caso a combinação das correntes de operação e restrição se localize na região de atuação, a falta é detectada como interna à linha de transmissão. Para assegurar a correta operação da proteção na presença de TCs saturados, pode-se empregar a característica estática denominada *dual slope*, ilustrada na Figura 2.3(a), ou a característica dinâmica apresentada na Figura 2.3(b), que reduz a região de atuação quando se identificam curtos-circuitos externos.

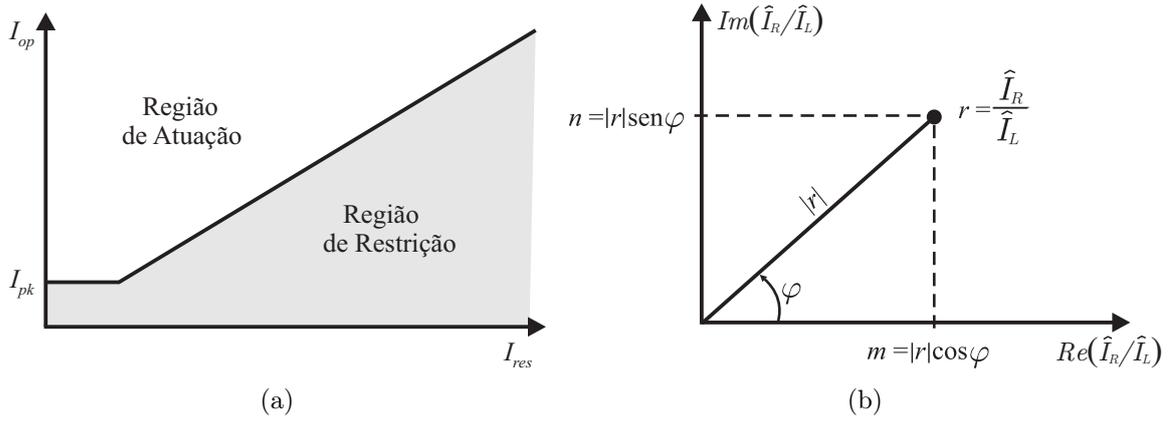


Figura 2.2. Planos de representação. (a) Plano operacional; (b) Plano alfa.

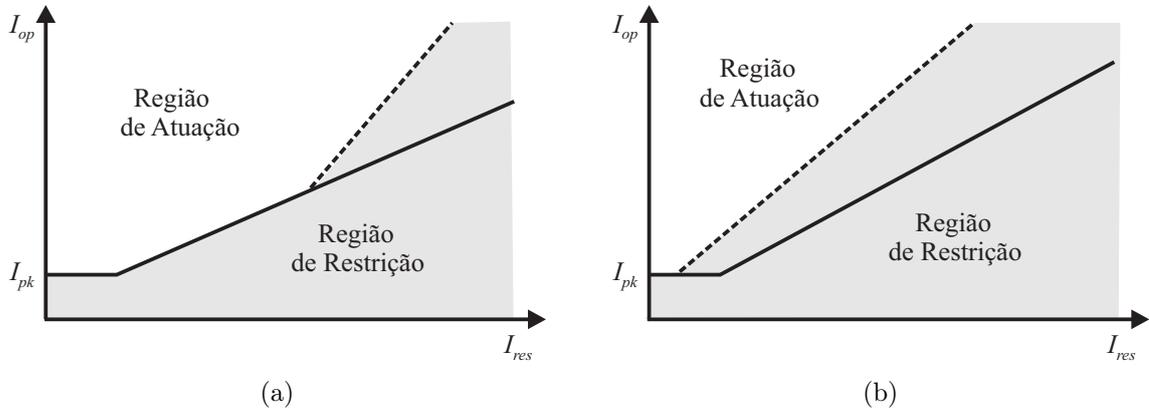


Figura 2.3. Plano Operacional. (a) Característica estática *dual slope*; (b) Característica dinâmica.

O comportamento da trajetória da corrente no plano operacional para uma situação de curto-circuito é apresentada na Figura 2.4(a). Nota-se que na situação de regime permanente de pré-falta, a corrente de operação é aproximadamente igual a zero e, portanto, ela fica dentro da região de restrição. Na ocorrência de um curto-circuito externo, I_{op} é aproximadamente nulo, enquanto I_{res} é idealmente o dobro de $|\hat{I}_L|$, fazendo com que a corrente de operação se desloque, mas permaneça na região de restrição e, conseqüentemente, a proteção não atua. Dada a ocorrência de um curto-circuito interno, I_{op} aumenta, fazendo com que ela se desloque para a região de atuação e, assim, a proteção opera.

O plano alfa, originalmente proposto por Warrington (1962), é um plano complexo, no qual os eixos das abscissas e ordenadas correspondem, respectivamente, às partes real (m) e imaginária (n) da razão (r) entre os fasores correntes dos terminais remoto e local da linha de transmissão, conforme apresentado na Figura 2.2(b) e descrito nas Equações (2.8) a (2.10).

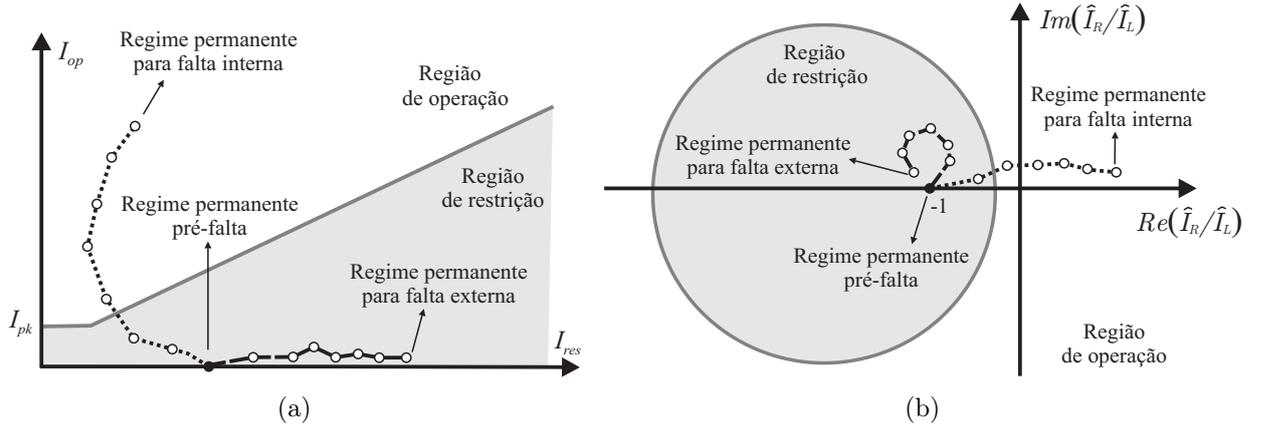


Figura 2.4. Trajetória de operação. (a) Plano Operacional; (b) Plano alfa.

$$\frac{\widehat{I}_R}{\widehat{I}_L} = m + jn = r = |r|e^{j\varphi}, \quad (2.8)$$

sendo:

$$|r| = \frac{|\widehat{I}_R|}{|\widehat{I}_L|} = \sqrt{m^2 + n^2}, \quad \varphi = \arctan\left(\frac{n}{m}\right), \quad (2.9)$$

$$m = |r| \cos \varphi, \quad n = |r| \sin \varphi. \quad (2.10)$$

Segundo Tziouvaras *et al.* (2001), pode-se mapear no plano alfa o limiar de atuação do relé segundo a lógica diferencial. Para isso, basta considerar a primeira condição da Equação (2.1), e substituir nela as definições de corrente de operação e as equações descritas em (2.2) e (2.8). Efetuando-se as manipulações matemáticas apresentadas nas Equações (2.11) a (2.18), tem-se:

$$\left| \widehat{I}_R + \widehat{I}_L \right| = SLP \left| \widehat{I}_L - \widehat{I}_R \right|, \quad (2.11)$$

$$\left| \frac{\widehat{I}_R}{\widehat{I}_L} + 1 \right| = SLP \left| 1 - \frac{\widehat{I}_R}{\widehat{I}_L} \right|, \quad (2.12)$$

$$|m + jn + 1| = SLP |-m - jn + 1|, \quad (2.13)$$

$$\sqrt{(m+1)^2 + n^2} = SLP \sqrt{(1-m)^2 + n^2}, \quad (2.14)$$

$$m^2(1 - SLP^2) + n^2(1 - SLP^2) + 2m(1 + SLP^2) + 1 - SLP^2 = 0, \quad (2.15)$$

$$m^2 + n^2 + 2m \frac{(1 + SLP^2)}{(1 - SLP^2)} + 1 = 0, \quad (2.16)$$

completando quadrados para m obtém-se:

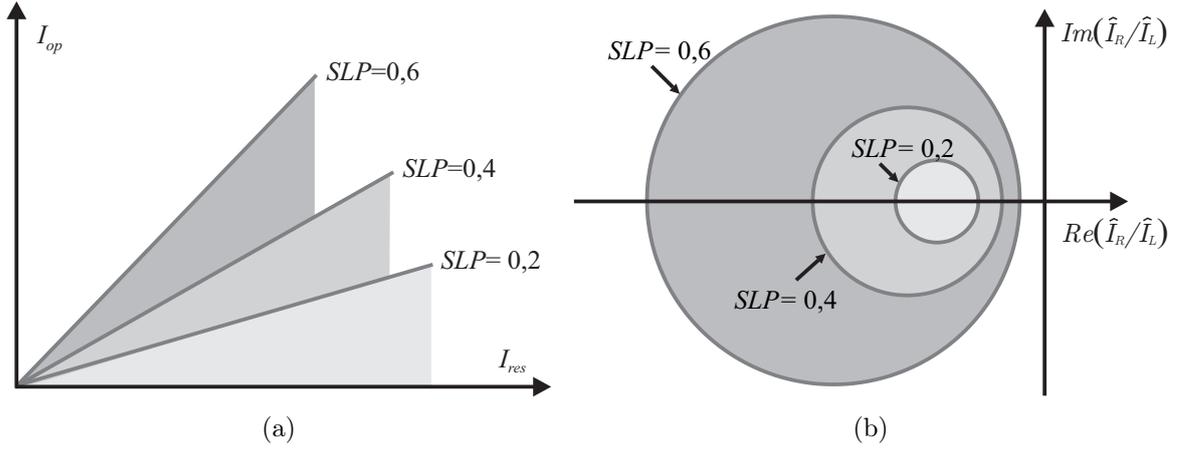


Figura 2.5. Comparação do mapeamento. (a) Plano Operacional. (b) Plano alfa.

$$\left(m + \frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2}\right)^2 + n^2 = \left(\frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2}\right)^2 - 1, \quad (2.17)$$

que representa uma circunferência com as seguintes características:

$$CENTRO : \left(-\frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2}, 0\right), \quad RAIIO : \frac{2SLP}{1 - SLP^2}. \quad (2.18)$$

Essa circunferência representa o limiar de operação da função diferencial de corrente, no qual a área interna corresponde à sua região de restrição, enquanto a área externa representa sua região de atuação, conforme apresentado na Figura 2.4(b), que ilustra o plano alfa circular. Dessa forma, em condições de regime permanente de pré-falta, ou de curto-circuito externo, as correntes nos terminais local e remoto da linha possuem idealmente módulos iguais e sentidos opostos, de modo que seu quociente situa-se no ponto $(-1,0)$ do plano complexo ou próximo a este. Entretanto, quando ocorrer um curto-circuito interno, os fasores apresentam aproximadamente o mesmo ângulo, de forma que a razão $\frac{\hat{I}_R}{\hat{I}_L}$ resulta em pontos externos a região de restrição, próximos ao eixo real positivo.

As Figuras 2.5(a) e 2.5(b) comparam o efeito da variação da sensibilidade para a função 87L pelos plano operacional e alfa, respectivamente, desconsiderando a I_{pk} . Nota-se que o aumento da sensibilidade – diminuição de SLP – reduz a região de restrição em ambos os planos, uma vez que o relé passa a ser mais suscetível à atuação.

Ressalta-se que o mapeamento desenvolvido para determinação do plano alfa depende da definição da corrente de restrição. Desse modo, o emprego de outras definições, como as apresentadas nas Equações (2.2) a (2.5), resulta em diferentes características de restrição no plano alfa, conforme apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Características da função diferencial no plano complexo (TZIOUVARAS *et al.*, 2001).

Condição de Operação: $I_{op} >$	Corrente de Restrição: I_{res}	Tipo de Característica	Centro	Raio
$SLPI_{res}$	$ \hat{I}_L - \hat{I}_R $	Circular	$-\frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2}$	$\frac{2SLP}{1 - SLP^2}$
	$ \hat{I}_L + \hat{I}_R $	Não Circular	—	—
	$\max\{ \hat{I}_L , \hat{I}_R \}$	$ \hat{I}_L > \hat{I}_R $ Circular	-1	SLP
		$ \hat{I}_L < \hat{I}_R $ Circular	$-\frac{1}{1 - SLP^2}$	$\frac{SLP}{1 - SLP^2}$
	$\sqrt{ \hat{I}_L \cdot \hat{I}_R \cos \varphi}$	Circular	$\left(1 - \frac{SLP^2}{2}\right)$	$\frac{SLP}{2} \sqrt{SLP^2 - 4}$
$SLPI_{res} + I_{pk}$	$I_{res} = 0$	Circular	-1	$\sqrt{\frac{I_{pk}}{ \hat{I}_L }}$
	$ \hat{I}_L - \hat{I}_R $	Não Circular	—	—
	$ \hat{I}_L + \hat{I}_R $	Não Circular	—	—
	$\max\{ \hat{I}_L , \hat{I}_R \}$	$ \hat{I}_L > \hat{I}_R $ Circular	-1	$\sqrt{1 + \left(SLP + \frac{I_{pk}}{ \hat{I}_L }\right)^2}$
		$ \hat{I}_L < \hat{I}_R $ Não Circular	—	—
	$\sqrt{ \hat{I}_L \cdot \hat{I}_R \cos \varphi}$	Não Circular	—	—

Legenda:

$\max\{\cdot\}$ é uma função que retorna o valor máximo entre $|\hat{I}_L|$ e $|\hat{I}_R|$.

2.4 ASPECTOS RELEVANTES DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO PLANO ALFA

A análise aprofundada da proteção diferencial de corrente no plano alfa permite verificar a existência de regiões nesse plano diretamente vinculadas a determinadas situações de operação do sistema, fato este não observado facilmente no plano operacional. Essas relações entre regiões no plano alfa e condições operacionais são exploradas nesta sessão, tendo como base o sistema elétrico apresentado na Figura 2.6 e a polaridade dos TCs indicada.



Figura 2.6. Sistema elétrico considerado como exemplo.

2.4.1 Comportamento Básico

Segundo Tziouvaras *et al.* (2001), dado uma falta interna à linha, o índice do plano alfa se desloca sobre o eixo real positivo, podendo ser influenciado pelas imprecisões relativas à classe de exatidão dos TCs e dos relés, dos ângulos das tensões nas fontes e da impedância até o local da falta. De acordo com Tziouvaras *et al.* (2003), curtos-circuitos internos resultam tipicamente em defasagens entre os fasores de aproximadamente 30° , como mostra a Figura 2.7(a).

Sobre a operação das linhas com compensação série, afirma-se que elas apresentam oscilações de baixa frequência (subsíncronas) devido à ressonância entre a capacitância série e as indutâncias do sistema. Essas oscilações são difíceis de remover com filtros passa-baixas em função dos atrasos associados ao processo de filtragem (BENMOUYAL, 2005a). Como consequência, os pontos no plano alfa giram em torno de seu valor de regime permanente. Em um sistema com elevado carregamento, o regime permanente de falta pode se localizar próximo ao limiar da região de restrição de forma que os quocientes r estejam ora dentro ora fora da mesma, causando atrasos de atuação e, possivelmente, prejudicando a confiabilidade da proteção.

Curtos-circuitos em linhas de transmissão também podem gerar situações com *outfeed*, as quais correspondem a situações críticas de operação da proteção. Considerando, por exemplo, uma linha com fluxo de potência do terminal local para o remoto, afirma-se que após a ocorrência um curto-circuito interno com *outfeed* no terminal remoto, a corrente que deveria entrar na linha pelo terminal remoto apresenta inversão de sentido, de modo que ela continua saindo da linha no terminal remoto. Isso ocorre porque a corrente de falta no terminal remoto apresenta módulo muito pequeno, sendo inferior ao da corrente de carga. Então, a soma fasorial entre a contribuição de curto-circuito e a corrente de carga resulta em uma corrente – correspondente à contribuição de curto-circuito do terminal remoto – com o mesmo sentido da corrente de carga. Conseqüentemente, o sentido da corrente do terminal remoto de antes do curto-circuito

permanece o mesmo (saindo da linha), a despeito de ser uma falta interna. Dessa forma, a razão r permanece no semiplano esquerdo do plano alfa.

De forma análoga, mas considerando uma linha com fluxo de potência do terminal remoto para o local, pode-se avaliar a situação correspondente a um curto-circuito interno com *outfeed* no terminal local. Nesse caso, após a ocorrência do curto-circuito, a corrente que deveria entrar da linha pelo terminal local apresenta inversão de sentido, de modo que ela continua saindo da linha pelo terminal local. Isso ocorre porque a corrente de falta no terminal local apresenta módulo muito pequeno, sendo inferior ao da corrente de carga. Então, a soma fasorial entre a contribuição de curto-circuito e a corrente de carga resulta em uma corrente – correspondente à contribuição de curto-circuito do terminal local – com o mesmo sentido da corrente de carga. Consequentemente, o sentido da corrente no terminal local de antes do curto-circuito permanece o mesmo (saindo da linha), a despeito de ser uma falta interna. Dessa forma, a razão r permanece no semiplano esquerdo do plano alfa.

É importante citar que a depender do terminal em que ocorra, a corrente de curto-circuito com *outfeed* – com módulo reduzido – influenciará no valor do índice r de forma diferenciada. Então, sendo $r = \frac{\hat{I}_R}{\hat{I}_L}$, para um curto-circuito com *outfeed* no terminal remoto, a região característica no plano alfa será definida pelo semi-eixo real negativo próximo de zero, uma vez que \hat{I}_R terá módulo reduzido. Contrariamente, para uma falta com *outfeed* no terminal local, a região característica será determinada pelo semi-eixo real com valores negativos elevados, uma vez que \hat{I}_L terá módulo reduzido. Essas condições de *outfeed* são apresentadas na Figura 2.7(a).

Além de ser influenciada pelo módulo da corrente de falta – variável diretamente relacionada ao valor da resistência de falta –, a ocorrência de curtos-circuitos com *outfeed* depende ainda da contribuição de curto-circuito dos terminais da linha. Dessa forma, ela está associada a variáveis como a força das fontes do sistema, a localização da falta e o carregamento do sistema, sendo este último o principal responsável pela ocorrência dos curtos-circuitos com *outfeed*.

Ressalta-se que a força da fonte está intimamente ligada à capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito de cada uma das fontes. Esse parâmetro é quantificado pela razão entre a impedância equivalente do sistema conectado a fonte analisada e a impedância da linha de transmissão (THOMPSON; SOMANI, 2014). Em inglês, essa variável é chamada de *System Impedance Ratio*, o que justifica a notação *SIR*. Nesse sentido, quanto menor a impedância

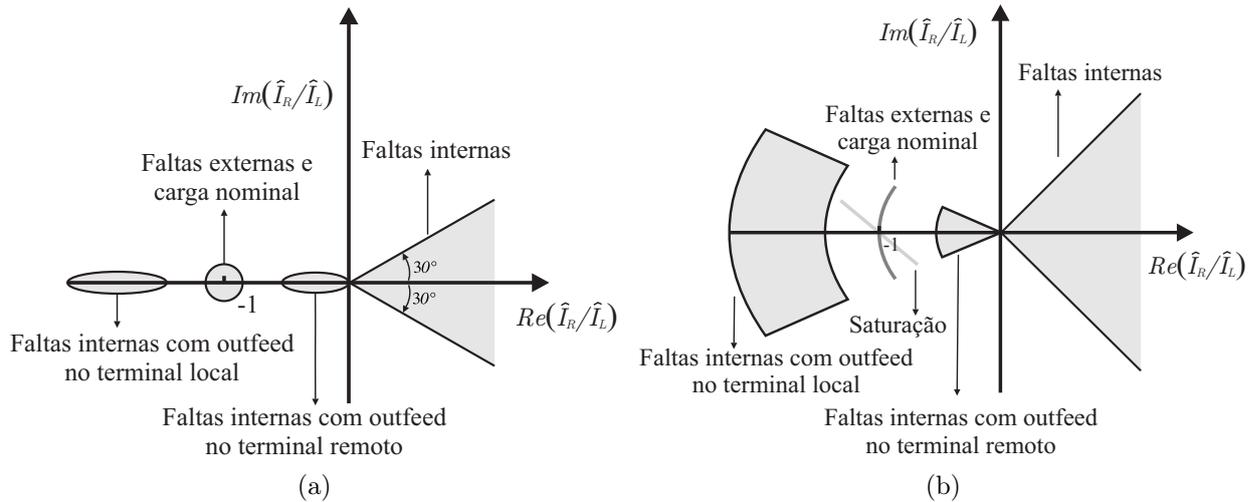


Figura 2.7. Regiões do plano alfa. (a) Simples. (b) Com atraso de comunicação.

equivalente do sistema ligado à fonte analisada, menor é o valor de SIR e, conseqüentemente, maior a sua contribuição de corrente de curto-circuito.

2.4.2 Atraso no Canal de Comunicação

Como as linhas de transmissão são equipamentos cujos terminais são fisicamente distantes entre si, os sinais necessitam de alguns milissegundos para serem enviados de um terminal ao outro, de forma que, inevitavelmente, as amostras apresentam atrasos entre si. Essa condição com ausência de sincronização, chamada ainda de desalinhamento entre os sinais, também pode ter origem na não sincronização dos relógios dos circuitos de aquisição dos relés diferenciais.

Segundo Ferrer & Schweitzer (2010), o atraso de propagação no canal deve ser adicionado no cálculo do tempo de atuação de proteções diferenciais de linhas e ele depende do comprimento da linha e do tipo de comunicação entre os terminais, conforme descrito na Tabela 2.2. Ressalta-se que os atrasos definidos nesta tabela correspondem apenas aos atrasos devido ao canal de comunicação e não incluem o tempo de processamento do relé.

Em se tratando da proteção diferencial de corrente, o desalinhamento entre as amostras é um problema, porque se o algoritmo empregado utilizar fasores obtidos em instantes diferentes na análise diferencial, existirá uma defasagem aparente entre eles, resultando em uma corrente diferencial espúria. Por exemplo, em um sistema elétrico operando a 60 Hz, 1 ms de diferença no instante de amostragem entre dois fasores equivale a uma defasagem angular de $21,6^\circ$, o

Tabela 2.2. Atraso de propagação no canal de comunicação (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Comprimento da linha	Atraso de Propagação típico	
	<i>Wireless</i>	Fibra ótica
1 km	3,3 μs	4,9 μs
20 km	66,7 μs	97,8 μs
50 km	166,7 μs	244,6 μs
100 km	333,3 μs	489,2 μs
250 km	833,3 μs	1,223 ms
500 km	1,666 ms	2,446 ms

que pode resultar em uma operação indevida no plano alfa.

Dentre as soluções para prover a sincronização dos sinais, duas delas são normalmente empregadas: o método *Ping-Pong* (MILLS, 1991) e a sincronização via *Global Positioning System* (GPS). O primeiro método é aplicado em canais de comunicação simétricos que apresentam atrasos idênticos em ambas as direções, como acontece na comunicação ponto a ponto com fibra dedicada. Esse método pode resultar em atrasos de 1 a 2 ms. O método GPS é empregado em qualquer tipo de canal, inclusive os assimétricos, e praticamente não gera atrasos entre os sinais. Todavia, esse método depende de sinais de satélite e dispositivos adicionais que expõem o esquema de proteção à falhas que estão fora do controle dos engenheiros de proteção e dos fabricantes de relés. Erros no processo de sincronização causam a rotação das regiões características em relação ao eixo real do plano complexo como representado na Figura 2.7(b).

2.4.3 Saturação do TC

Sabe-se que a proteção não deve atuar para curtos-circuitos externos ao elemento protegido. Todavia, isso pode acontecer caso um dos TCs da linha de transmissão protegida sature em função da ocorrência de um curto-circuito externo. Nesse caso, os TCs saturados geram medições espúrias que normalmente reduzem a magnitude e avançam a fase dos fasores obtidos naquele terminal, afastando assim $\frac{\hat{I}_R}{\hat{I}_L}$ do ponto ideal de bloqueio (-1,0) (BENMOUYAL; LEE, 2004). Considerando, por exemplo, que o TC do terminal remoto sature, r apresentará uma redução de módulo e uma fase maior, posicionando-se no terceiro quadrante, como indicado pela reta de saturação na Figura 2.7(b). Caso o TC do terminal local sature, r sofrerá um aumento no módulo e redução na fase, direcionando-se para a extremidade oposta da reta de saturação.

Como a saturação é um fenômeno transitório e seu nível depende de diversos fatores, a reta indicada na Figura 2.7(b) não é uma regra e sim uma orientação geral sobre o comportamento da proteção diferencial de corrente durante um curto-circuito externo com presença de TC saturado. Contudo, essa orientação mostra que a expansão da característica de restrição, seja pela alteração de seu raio ou de seu ângulo de abertura, é capaz de elevar a segurança nos casos de saturação mais extremos, o que é proposto por Tziouvaras *et al.* (2001) por meio de uma característica de restrição modificada.

2.4.4 Característica de Restrição Modificada

Fundamentado nas análises descritas, Tziouvaras *et al.* (2001) propõem uma nova característica de restrição para a proteção diferencial de linhas, chamada de característica arco-íris modificada, a qual é definida por dois parâmetros: um ângulo β e um raio R , como ilustrado na Figura 2.8(a). Em comparação com o ajuste da inclinação SLP da característica operacional e também em relação ao plano alfa circular, nota-se que essa nova característica possibilita um maior controle sobre a forma da região de restrição, garantindo assim a inclusão na mesma das regiões de curto-circuitos externos e de carga nominal – equivalente ao ponto de estabilidade $(-1,0)$, correspondente ao regime permanente de pré-falta.

Sobre o ângulo β , verifica-se que ele assegura a abertura necessária para adaptação aos piores casos de erros de comunicação. Um ajuste de $\beta = 216^\circ$ é capaz de tolerar as condições mais adversas de assimetrias de canal, que correspondem a variações de 3 a 5 ms (TZIOUVARAS *et al.*, 2003). Por sua vez, o ajuste do raio R provê espaço para acomodar as mais variadas situações com saturação de TCs e oscilações de baixa frequência.

A fim de comparar as características de restrição circular e modificada, ajustam-se ambas para que tenham aproximadamente a mesma tolerância aos atrasos de comunicação ou saturação de TCs. Conforme indicado pela região hachurada da Figura 2.8(b), nota-se que a característica modificada apresenta o ganho de sensibilidade, principalmente para faltas com *outfeed*. Por outro lado, ajustando-se a mesma tolerância para o *outfeed* em ambas, verifica-se da Figura 2.8(c) o ganho em relação os erros de correção do atraso de comunicação (TZIOUVARAS *et al.*, 2003).

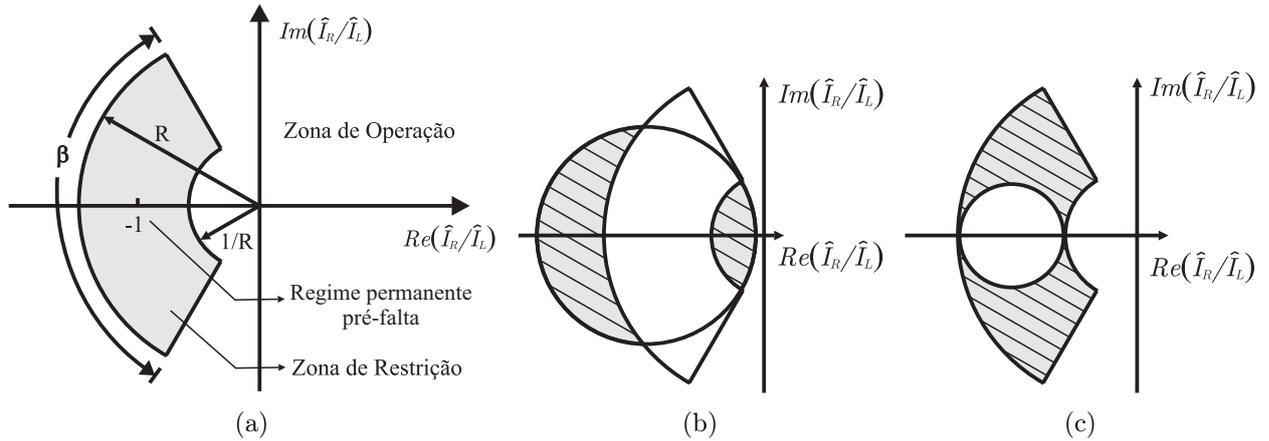


Figura 2.8. (a) Característica de restrição modificada. (b) Vantagem em tolerância ao *outfeed* e saturação dos TCs. (c) Vantagem em tolerância à assimetria do canal.

2.5 CORRENTE CAPACITIVA

Uma linha de transmissão possui capacitâncias distribuídas ao longo de sua extensão que drenam a chamada corrente capacitiva da linha, responsável pelo efeito Ferranti e por interferências prejudiciais ao desempenho de seus esquemas de proteção. A distribuição dessa corrente capacitiva depende, essencialmente, do perfil de tensão da linha e de seus segmentos, no caso de linhas com múltiplos terminais. Além disso, ela não é considerada pela formulação básica da proteção diferencial, pois não é passível de ser medida diretamente (ALVES, 2014).

Em se tratando de linhas curtas, sabe-se que a presença da corrente capacitiva é normalmente desprezível. Entretanto, a medida em que o comprimento e o nível de tensão da linha de transmissão aumentam, maior se torna a influência da corrente capacitiva no comportamento da proteção (BI *et al.*, 2005). Essa interferência ocorre porque a corrente capacitiva gera uma falsa corrente diferencial que pode levar a uma atuação indevida.

A Figura 2.9 representa, de maneira simplificada, as correntes capacitivas (\hat{I}_C) provenientes de ambos os terminais de uma linha longa e a corrente de carga (\hat{I}_{LD}). Considerando essas correntes no cálculo do quociente do plano alfa, tem-se:

$$r = \frac{\hat{I}_R}{\hat{I}_L} = \frac{-\hat{I}_{LD} + \hat{I}_C}{\hat{I}_{LD} + \hat{I}_C}. \quad (2.19)$$

Considerando \hat{I}_C nulo, durante a operação em regime permanente ou em condições de curtos-circuitos externos, a Equação (2.19) faz com que r permaneça em $(-1,0)$, caracterizando a região de restrição. Porém, à medida que a corrente capacitiva aumenta, seu valor torna-se

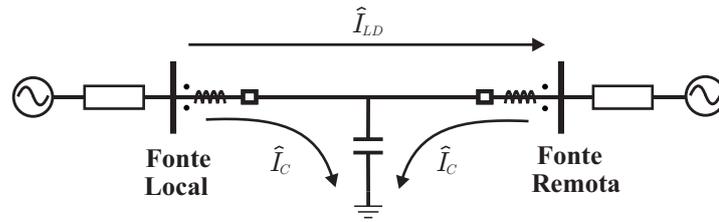


Figura 2.9. Representação simplificada da corrente capacitiva.

predominante, fazendo com que r tenda ao ponto $(1,0)$, o que corresponde a uma atuação indevida. Uma forma de lidar com esse problema é calcular a corrente capacitiva da linha e elevar o *pick-up* do relé acima desse valor (TZIOUVARAS *et al.*, 2001).

Outro aspecto crítico em relação à corrente capacitiva diz respeito ao instante de energização da linha de transmissão. Neste caso, \hat{I}_C é fornecida em sua totalidade por apenas um dos terminais fazendo com que r tenda a zero ou infinito. Além disso, a componente de decaimento exponencial do chaveamento faz com que a corrente de energização possua um valor de pico muito maior que no regime permanente, o que exige uma elevação muito grande de *pick-up*, ao menos temporariamente. Como em linhas longas a corrente de energização pode alcançar a ordem de centenas de ampères primários, ou mesmo ser comparável a corrente de falta, a elevação necessária do I_{pk} poderia reduzir consideravelmente a sensibilidade da proteção, o que não é interessante segundo Miller *et al.* (2010).

Para garantir máxima segurança, sensibilidade e confiabilidade da proteção, a solução mais adequada é a aplicação de um algoritmo de remoção da corrente capacitiva, ou de lógicas diferenciais que a levem em consideração. Ressalta-se que essas lógicas para mitigação da corrente capacitiva também empregam as medições de tensão nos terminais, apesar de serem empregadas em proteções diferenciais fundamentadas na corrente.

Dentre os algoritmos de remoção da corrente capacitiva, descreve-se a seguir o método de compensação proposto por Miller *et al.* (2010), cujo equacionamento pode ser realizado para linhas de múltiplos terminais tanto no domínio do tempo, utilizando amostras, quanto no domínio da frequência, empregando fasores.

Considerando uma linha de dois terminais e o emprego de fasores, a corrente capacitiva em cada uma das fases, $\hat{I}_{T\phi cap}$, é determinada com base nas tensões nas fases e na matriz capacitância da linha, conforme:

$$\left[\widehat{I}_{T\phi cap} \right] = \begin{bmatrix} C_{AA} & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_{BB} & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_{CC} \end{bmatrix} \cdot j\omega \cdot \left[\widehat{V}_{T\phi} \right] \quad (2.20)$$

sendo: ϕ o índice que representa as fases A, B ou C; $\widehat{V}_{T\phi}$ são as tensões medidas no terminal considerado na fase ϕ ; C_{XX} representam as capacitâncias próprias das fases A, B e C; e C_{XY} representam as capacitâncias mútuas entre as fases A, B e C.

Dessa forma, no lugar de empregar as correntes originais medidas em ambos os terminais da linha, $\widehat{I}_{T\phi}$, a proteção utiliza a corrente corrigida, $\widehat{I}_{T\phi cor}$, definida na Equação (2.21), e que é menos afetada pela corrente capacitiva da linha de transmissão.

$$\widehat{I}_{T\phi cor} = \widehat{I}_{T\phi} - \widehat{I}_{T\phi cap} \quad (2.21)$$

2.6 ELEMENTOS DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E ZERO

Os elementos de sequência negativa e zero – chamados, respectivamente, de *87LQ* e *87LG* – são definidos de forma análoga aos elementos de fase, porém utilizam para seu cálculo as correntes de sequência negativa e zero, nesta ordem. Esses elementos apresentam vantagens frente aos elementos de fase em diferentes situações, como nos curtos-circuitos assimétricos com elevada resistência de falta. Nesses casos, as funções *87LQ* e *87LG* permitem um aumento da sensibilidade sem que ocorra a diminuição da segurança (BENMOUYAL, 2005a). Neste contexto, a utilização conjunta das funções *87L*, *87LQ* e *87LG* garante maior sensibilidade da proteção, pois os elementos de sequência atuam para faltas assimétricas, enquanto os elementos de fase são ajustados para máxima segurança e velocidade de atuação durante faltas trifásicas e condições normais de operação.

É importante mencionar, todavia, que o emprego das funções *87LQ* e *87LG* requer cuidados em determinadas condições de operação, para que elas não atuem indevidamente. O primeiro caso diz respeito às situações cujos componentes de sequência possuem valores próximos de zero – por exemplo, em regime permanente –, os quais podem resultar em quocientes espúrios. A segunda condição destacada é verificada quando há uma falta externa na presença de um TC saturado. Neste caso, a saturação do TC pode gerar falsas correntes diferenciais de sequência. Por fim, ressalta-se a situação de operação referente ao período transitório da estimação de

fasores, na qual também há a possibilidade de surgimento de correntes espúrias de sequência (BENMOUYAL, 2005a).

Para assegurar a correta operação nas condições anteriormente citadas, os elementos de sequência devem ser ajustados com um *pick-up* de segurança que faça o bloqueio ou restrição durante faltas externas e também que evite operações inadequadas em função de correntes diferenciais de sequência com valores muito baixos (não confiáveis). Para impedir a atuação durante o regime transitório, é comum atrasar a operação dos elementos de sequência. Dessa forma, um *trip* só é confirmado se ele ainda estiver ativo alguns milissegundos após sua emissão inicial (entrada na região de atuação). Um atraso de dois ciclos é suficiente para passar pelo período transitório e por possíveis oscilações devido à componente dc de decaimento exponencial originada por curtos-circuitos ou manobras (KASZTENNY; ALTUVE, 2014).

Kasztenny & Altuve (2014) propõem ainda uma solução alternativa para evitar operações inadequadas dos elementos de sequência durante faltas externas com a presença de TCs saturados. Esses autores defendem o emprego de um detector de faltas externas associado à identificação de conteúdo harmônico no sinal. Dessa forma, se for identificada a ocorrência de curto-circuito externo juntamente com a presença de harmônicas de segunda ordem – caracterizando assim o TC saturado – os elementos de sequência são bloqueados ou restringidos.

Sobre a corrente capacitiva, sua natureza predominantemente composta por sequência positiva em situações equilibradas de operação, faz com que, nestas condições, ela não seja influenciada pelos elementos de sequência (BENMOUYAL, 2005a). Durante faltas assimétricas, caso ocorra o surgimento de componentes capacitivas de sequência negativa e zero, elas não são prejudiciais à proteção, visto que para faltas internas e externas, as correntes capacitivas de fase são muito maiores que as correntes capacitivas de sequência, praticamente anulando o efeito das últimas. Na situação de energização de uma linha, a corrente capacitiva é fornecida por apenas um terminal, de modo que se existir desequilíbrios na tensão da fonte, má transposição da linha, ou longo período transitório associado, pode ocorrer a geração de correntes capacitivas de sequência que causarão a atuação indevida do elemento $87LQ$. Nestes casos, pode-se elevar o *pick-up* desse elemento permanentemente, ou utilizar o estado do disjuntor remoto para aumentar a segurança.

2.6.1 Detector de Falta Externa para os Elementos de Sequência

Assim como a saturação dos TCs durante curtos-circuitos externos altera os fasores das fases, os fasores de sequência também têm seu comportamento modificado sob essas condições, o que pode comprometer a atuação dos elementos $87LQ$ e $87LG$. Segundo Benmouyal & Lee (2004), durante faltas externas com presença de TC saturados, a rotação do fasor de sequência pode chegar a 180° fazendo com que ambos os elementos $87LQ$ e $87LG$ se tornem completamente instáveis, mesmo em casos moderados de saturação. Por esse motivo, faz-se necessário o emprego de um detector de falta externa capaz de identificar a ocorrência de faltas externas e, posteriormente, bloquear ou restringir os elementos de sequência, evitando então o comprometimento da operação das funções $87LQ$ e $87LG$.

Nesse contexto, Miller *et al.* (2010) propõem um detector de falta externa, por meio do qual na identificação de uma falta externa, a proteção passa a operar no modo de segurança da operação. Segundo essa lógica, durante um curto-circuito que ocorra fora da zona de proteção, I_{res} se eleva, enquanto que I_{op} não se altera, ao passo que em uma falta interna ambas sofrem aproximadamente a mesma variação. Fundamentado nesse comportamento, é possível distinguir curtos-circuitos internos e externos, sendo que na identificação do último, o modo de segurança é ativado, por meio do aumento da característica de restrição. Vale ressaltar que, a despeito da capacidade de aumentar a segurança de atuação tanto dos elementos de sequência quanto dos elementos de fase, esse modo de operação não é capaz de gerar *trip*.

2.7 OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA

Em regime permanente de operação, a estabilidade do sistema elétrico de potência é mantida por meio do equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida. Nessa situação, o sistema opera com sua frequência próxima ao valor nominal (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2005). Além disso, é comum a operação dos sistemas de potência com margens restritas de estabilidade. Dessa maneira, na ocorrência de alguma falta (como curtos-circuitos, falha na comutação das linhas, desligamento de geradores, retirada ou inserção de grandes blocos de energia elétrica), ocorrem mudanças bruscas de carga, enquanto a potência mecânica de entrada dos geradores permanece relativamente constante. Verifica-se, portanto, uma alteração

no equilíbrio mecânico de um ou mais geradores. Nessas condições anormais de operação, os rotores dos geradores ficam sujeitos a graves oscilações, as quais interferem em sua velocidade de rotação. Essas alterações na velocidade do rotor resultam em alterações no ângulo do rotor e em oscilações no fluxo de potência e, conseqüentemente, geram alterações no ângulo de fase na qual o gerador submetido a oscilações fornece energia elétrica para o sistema (FISCHER *et al.*, 2012).

Nesse contexto, define-se a oscilação de potência como um fenômeno do sistema de potência que ocorre quando o ângulo de fase da fonte (gerador) de um dos terminais começa a variar no tempo em relação ao ângulo de fase de outra fonte presente na mesma rede. Logo, a oscilação de potência é considerada estável, quando a velocidade de rotação de todos os geradores retornam à velocidade síncrona – por meio da atuação das malhas de controle de velocidade dos geradores – decorrido um tempo após a ocorrência da perturbação. Por outro lado, a oscilação de potência é determinada como instável quando, decorrido um tempo após a perturbação, um ou mais geradores não retornam a velocidade síncrona, o que contribui para aumentar a instabilidade do sistema. Além disso, oscilações de potência podem comprometer a atuação dos sistemas de proteção, o que pode agravar ainda mais o problema, resultando na perda de sincronismo com o restante do sistema.

Ressalta-se que a presença de oscilações de potência é mais crítica em linhas com compensação série, uma vez que, além das oscilações de potência, a associação entre os capacitores série e os elementos indutivos também introduzem efeitos transitórios (oscilações de baixa frequência) ao sistema. Segundo Benmouyal (2005a), uma solução possível para mitigar a influência das oscilações de potência na proteção diferencial de corrente é o emprego dos elementos de sequência, os quais possuem trajetórias mais seguras que as dos elementos de fase na presença de oscilações de potência, além de possuírem margens mais amplas de atuação, o que os tornam menos sensíveis às oscilações subsíncronas.

2.8 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os conceitos mais relevantes sobre a proteção diferencial de corrente, os quais incluem a fundamentação acerca do plano operacional e do plano alfa.

Além disso, foram indicados aspectos importantes da operação de linhas que podem comprometer a atuação do sistema de proteção, tais como: situações de curto-circuito com *outfeed* e desalinhamento das amostras e a influência da saturação de TCs, da corrente capacitiva e da presença de oscilações de potência. Essa exposição sobre a proteção diferencial convencional foi necessária a fim de contextualizar as principais características e os problemas associados à proteção e operação de linhas, além de situar sobre as soluções comumente empregadas. Esse conhecimento prévio da proteção diferencial de corrente é essencial para o melhor entendimento da proteção diferencial de potência.

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

A fim de contextualizar esta tese acerca dos trabalhos que discorrem sobre a proteção diferencial de linhas de transmissão, descreve-se neste capítulo o levantamento do estado da arte do referido tema, juntamente com uma apresentação concisa das ideias mais relevantes dos principais artigos relacionados ao assunto. Ademais, são expostos comentários quanto às possíveis lacunas e as maiores contribuições de cada uma das produções citadas. Nesses termos, primeiramente, são apresentados as pesquisas referentes à proteção diferencial de corrente e, posteriormente, são expostos os estudos relacionados à proteção diferencial de potência.

3.1 ESTADO DA ARTE SOBRE A PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

Tziouvaras *et al.* (2001), Tziouvaras *et al.* (2003) e Altuve *et al.* (2004) propõem uma proteção diferencial fundamentada no plano alfa, composta por cinco elementos diferenciais: três elementos de fases (um para cada fase) e dois de sequência (zero e negativa). Para tanto, são discutidos os princípios de operação do plano alfa e são comentadas suas principais vantagens e desvantagens em relação a outras proteções tradicionais. Nessa lógica, os elementos de fase são utilizados na detecção de faltas trifásicas e na seleção das fases defeituosas em operações com religamento monopolar, enquanto os elementos de sequência são empregados para curtos-circuitos assimétricos, principalmente aqueles com elevada resistência de falta. Os resultados obtidos indicam que o plano alfa analisado garante elevada sensibilidade e segurança – operando com tempos de atuação menores que um ciclo –, além de estabilidade para faltas externas com atrasos de comunicação ou na presença de TCs saturados. Tziouvaras *et al.* (2001) e Tziouvaras *et al.* (2003) ainda descrevem as diversas implementações da proteção diferencial e suas respectivas representações no plano alfa (circunferências e cardióides), mostrando como as regiões do plano alfa se correlacionam com problemas de atraso do canal de comunicação, oscilações de potência, saturação dos TCs e curtos-circuitos internos com *outfeed*.

Tradicionalmente, a compensação dos atrasos na comunicação dos relés diferenciais considera os canais simétricos (HALL *et al.*, 2003). Para garantir a correta operação da proteção diferencial de corrente com canais assimétricos, Hall *et al.* (2003) propõem que a sincronização dos sinais ocorra via GPS, usando o padrão de comunicação *Synchronous Digital Hierarchy* (SDH), o qual utiliza fibra ótica e micro-ondas para prover uma alta velocidade na troca dos dados. Segundo os autores, essa metodologia possui um sistema de *backup* que garante o desempenho do algoritmo mesmo que o sinal seja interrompido.

Benmouyal & Lee (2004) descrevem as características do plano alfa, ressaltando as diferenças entre ele e o plano operacional convencional. Os autores investigam o comportamento dos elementos de sequência negativa e zero, mostrando que ambos aumentam a rapidez e a segurança da proteção. Entretanto, durante faltas externas na presença de TCs saturados, a proteção pode atuar incorretamente, pois os elementos de sequência têm seus comportamentos afetados, tornando-se bastante instáveis – principalmente no caso do elemento de sequência zero. A fim de tornar os elementos diferenciais de sequência mais seguros e confiáveis, propõe-se uma técnica de mitigação da saturação de TC que emprega as componentes de corrente contínua (CC) e harmônicas de segunda ordem dos sinais de corrente de ambos os terminais.

Benmouyal (2005a) e Benmouyal & Mooney (2006) investigam as possíveis trajetórias dos elementos de fase e de sequência no plano alfa, frente à influência dos seguintes parâmetros: carregamento, comprimento da linha, nível de saturação do TC, valor da resistência de falta, presença de aberturas monopulares, corrente capacitiva, compensação série e oscilações de potência. Além disso, especialmente para uma linha curta, são obtidas analiticamente as equações dos quocientes dos elementos diferenciais para uma falta monofásica, deixando evidentes as variáveis capazes de alterar seu comportamento. Os autores afirmam que os elementos de fase apresentam sensibilidade finita para curtos-circuitos com elevada resistência de falta, enquanto os elementos de sequência independem desse parâmetro e das condições de carregamento do sistema. Entretanto, após uma abertura monopolar, o sistema fica desequilibrado, o que reduz a sensibilidade dos elementos de sequência, comprometendo assim sua atuação. Para assegurar a correta atuação dos elementos de sequência nessas situações, os autores sugerem a utilização de filtros que removem a corrente de pré-falta da corrente de falta, de forma que, mesmo após a abertura monopolar, o desequilíbrio das fases não influencie nos elementos de sequência e

estes permaneçam com sua elevada sensibilidade original.

Xu *et al.* (2007) propõem um novo algoritmo de proteção diferencial de corrente de linhas longas de extra alta tensão, as quais possuem elevada corrente capacitiva. Esse método baseia-se no modelo π exato e considera a natureza distribuída dos parâmetros da linha e transmissão. Assim, ao invés de se empregar as correntes medidas nos terminais, estas são referenciadas para um ponto arbitrário da linha. Segundo o método proposto, ao serem comparadas com a tradicional proteção diferencial, as correntes referenciadas mitigam a influência da corrente capacitiva. Para validação do algoritmo, diversas simulações são realizadas em sistemas sem compensação e outros com compensações série e *shunt*. Segundo os resultados obtidos, o método opera corretamente, pois garante que a proteção diferencial analisada não é afetada pelo efeito capacitivo da linha.

Dambhare *et al.* (2009) propõem uma proteção diferencial de corrente com região de restrição adaptativa, cujo modelo é alicerçado no conceito de fasor dinâmico. Nessa metodologia, o controle adaptativo da região de restrição depende do carregamento do sistema. Dessa forma, em situações de baixo carregamento, a área de restrição é pequena, aumentando a sensibilidade do relé. À medida que o carregamento aumenta, a área de restrição cresce proporcionalmente à corrente, aumentando a segurança do relé sem comprometer sua sensibilidade. Os autores afirmam que, comparado ao método convencional de fasor estacionário, a utilização da proteção diferencial de corrente adaptativa juntamente com o emprego de algoritmos de estimação de fasores mais rápidos (*phasorlets*) fornece a opção mais segura, sensível e rápida para proteção de linhas com compensação série.

Miao *et al.* (2010) apresentam a proteção diferencial de corrente fundamentada em um coeficiente de restrição adaptativo, o qual é ajustado de acordo com as condições de operação do sistema e das características da falta. As simulações realizadas utilizam o software *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) para reproduzir o funcionamento de uma linha de transmissão real de 750 kV. Os resultados obtidos mostram que o emprego do índice proposto garante a correta operação da proteção para linhas de transmissão de alta e extra alta tensão quando submetidas às situações de falta de alta impedância, além de assegurar estabilidade em casos de curtos-circuitos externos. Ademais, os autores defendem que a proteção diferencial de corrente com coeficiente adaptativo apresenta uma operação mais sensível e segura do que a

proteção diferencial de corrente convencional que emprega um coeficiente de restrição fixo.

Miller *et al.* (2010) revisam as técnicas e soluções existentes para o desenvolvimento e aplicação da proteção diferencial de linhas de transmissão, apontando as limitações existentes e as adaptações necessárias para sua melhor aplicação. O artigo analisa principalmente a proteção diferencial por meio do plano alfa, de forma que são abordados aspectos de relevância para este tipo de proteção. Dessa forma, apresentam-se as adaptações necessárias na proteção para seu emprego em linhas com disjuntores duplos, com compensação da corrente capacitiva, em linhas com transformadores diretamente conectados e em linhas de múltiplos terminais (plano alfa generalizado). Enfatizam-se também os aspectos importantes da comunicação da proteção diferencial, como atraso, velocidade, manipulação e sincronização de dados. Essa produção resulta em um tutorial rico, no qual são tratados conjuntamente princípios da proteção, da comunicação e do processamento de sinais.

Kasztenny *et al.* (2011) analisam as estratégias de proteção diferencial do ponto de vista da comunicação entre os relés e o alinhamento das amostras dos sinais de corrente. Os autores discorrem detalhadamente as vantagens e desvantagens dos seguintes tópicos: diferenças entre esquemas de canais diretos e multiplexados, requisitos e particularidades da sincronização de dados, esquemas de sincronização que fazem uso de fontes de tempo externas e estratégias de *backup* e *design* de relés voltados para os problemas típicos de comunicação e monitoramento de canais. Ao final, os autores destacam que as facilidades proporcionadas pela proteção diferencial de linhas estão associadas a uma grande quantidade de pormenores em relação à comunicação. Logo, para efetuar melhorias no desempenho de uma proteção diferencial, deve-se considerar em seu projeto as características das infra-estruturas de comunicação existentes.

Xue *et al.* (2012) avaliam o efeito da corrente capacitiva em diferentes proteções de linhas e cabos de extra alta tensão. Assim, são revisados e discutidos alguns métodos de mitigação do efeito capacitivo, fornecendo ao final orientações gerais sobre as configurações investigadas. Dentre as conclusões, destaca-se que os elementos diferenciais são mais influenciados pela presença de correntes desbalanceadas e, portanto, apresentam uma operação mais vulnerável em um sistema desequilibrado. Como os elementos diferenciais e direcionais empregam as componentes negativa e zero, eles devem operar com uma margem de segurança para evitar a operação inadequada durante a energização das linhas. Ressalta-se também que os elementos

de distância têm seu comportamento praticamente inalterado durante o regime permanente ou transitórios. Por fim, conclui-se que as diferentes estratégias de compensação de correntes capacitivas apresentam vantagens e desvantagens, a depender do tipo de sistema considerado.

Molas *et al.* (2012) descrevem uma breve revisão sobre a proteção diferencial de linhas de transmissão fundamentada no plano alfa. Propõe-se também uma implementação da detecção de curtos-circuitos utilizando a teoria dos comparadores. Esta metodologia proposta consiste na definição da região de restrição por meio de quatro comparadores de fase que utilizam as partes real e imaginária das grandezas envolvidas para determinar a sua localização no plano alfa. Os resultados obtidos mostram que a proteção analisada apresenta atuações rápidas e corretas, facilmente compreensíveis pela análise da variável binária de restrição.

Kasztenny *et al.* (2013) apresentam um tutorial acerca da proteção diferencial de corrente, que contempla análises e discussões sobre sua implementação e emprego em diferentes sistemas, incluindo aqueles compostos por linhas com múltiplos terminais. Então, investiga-se o funcionamento das duas principais aplicações da proteção diferencial presentes nos modernos relés numéricos microprocessados – plano operacional e plano alfa –, destacando suas semelhanças, vantagens e desvantagens. Para tanto, são analisados os comportamentos das proteções quando submetidas à situações adversas de operação, tais como: influência das correntes capacitivas em linhas longas e na presença de TCs saturados ou de desalinhamento de fasores. Além disso, discutem-se os algoritmos adaptativos inseridos na lógica de proteção, que alteram modos de operação e ajustes durante o funcionamento do sistema.

Xue *et al.* (2013) mostram que o emprego conjunto dos elementos de fase e de sequência da proteção diferencial de corrente garante uma operação segura e confiável, mesmo em condições adversas de atuação, tais como: linhas com compensação série, fontes com inversor, na presença de TCs saturados, de oscilações de potência e na operação com frequências diferentes da nominal. Os autores afirmam que os elementos de fase são capazes de eliminar faltas rapidamente, independentemente das condições de carregamento do sistema, ao passo que os elementos de sequência aumentam a sensibilidade e asseguram a operação em situações de curto-circuito com elevada resistência de falta.

Molas *et al.* (2013) descrevem as deduções analíticas das trajetórias no plano alfa para as faltas monofásico, bifásico, bifásico terra e trifásico. As equações desenvolvidas mostram que

nesses tipos de falta os elementos de fase são influenciados pelo carregamento, o que não ocorre com os elementos de sequência. Além disso, o artigo destaca o efeito da corrente capacitiva, existente em linhas longas sobre as trajetórias dos elementos de fase e de sequência e apresenta resultados com a remoção do efeito dessa componente.

Kasztenny & Altuve (2014) discorrem sobre o emprego do elemento de sequência negativa para proteção de diferentes equipamentos, quais sejam: linhas de transmissão, transformadores de potência, reatores *shunt* e estatores das máquinas rotativas. Para linhas e transformadores, os autores defendem que o emprego do elemento de sequência negativa apresenta bom desempenho, uma vez que ele não é influenciado pelo carregamento e, portanto, atua com elevada sensibilidade e rapidez em situações nas quais os elementos de fase não operam. Especificamente sobre a proteção de linhas, os autores mostram que o elemento de sequência negativa, em decorrência de sua natureza incremental, não depende das condições de carregamento de pré-falta e, conseqüentemente, é menos afetado por desalinhamentos entre os sinais do que os elementos de fase. Todavia, para evitar a operação incorreta deste elemento em situações com TCs saturados, é necessário o emprego de um sistema de detecção de falta externa. Os autores propõem ainda novas técnicas para proteção de faltas entre espiras em reatores e estatores.

3.2 ESTADO DA ARTE SOBRE A PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE POTÊNCIA

Alternativamente, muitos autores têm investigado a proteção diferencial de potência para linhas. Neste tipo de proteção, assim como na tradicional proteção fundamentada na corrente, comparam-se as potências medidas nos terminais, de forma que, desconsiderando as perdas intrínsecas da linha, a potência fornecida em um terminal deve ser aproximadamente igual àquela entregue ao outro terminal. Caso contrário, detecta-se uma falta interna ao elemento.

Namdari *et al.* (2007) defendem a utilização da proteção diferencial de potência ativa juntamente com o conceito de *Wide Area Protection* (WAP) para aumentar a segurança e confiabilidade da proteção. A metodologia apresentada baseia-se na Lei de Conservação da Energia, segundo a qual a energia entregue a um terminal da linha deve ser igual a energia fornecida pelo outro terminal, caso contrário a energia perdida de maneira não usual pode ser decorrente de um curto-circuito interno. Dessa forma, os sinais de tensão e corrente são empregados para

calcular as potências ativas em ambos os terminais, as quais são comparadas. Se a diferença entre elas for maior que um valor pré estabelecido, detecta-se uma falta interna. Ressalta-se também que a vantagem dos sistemas WAP consiste na sincronização via GPS, a qual elimina eventuais erros em decorrência de atrasos na comunicação. O algoritmo apresentado é testado considerando duas linhas submetidas a diferentes situações de falta e em condições de operação distintas. Os resultados obtidos revelam que o emprego conjunto da proteção diferencial de potência ativa proposta com a WAP figura como uma alternativa de proteção rápida e eficiente. Todavia, ela não é capaz de selecionar a fase defeituosa, o que é solucionado por Namdari *et al.* (2008). A técnica sugerida para selecionar a fase defeituosa emprega uma função externa que, após a detecção da falta, compara as potências ativas nas fases e indica como sendo a fase defeituosa aquela cuja potência mais difere das demais.

Aziz *et al.* (2008) apresentam um algoritmo também fundamentado na Lei da Conservação da Energia, no qual os sinais de potência ativa são constantemente monitorados, e a falta interna é detectada quando eles forem maiores que um valor de restrição pré estabelecido que depende das perdas máximas intrínsecas da linha. As simulações realizadas mostram que o método opera com rapidez e segurança, sendo capaz de diferenciar faltas internas e externas, mesmo em situações de curtos-circuitos próximos das barras e independente do valor da resistência de falta. Ademais, os autores defendem que no caso de linhas longas, o uso da proteção diferencial fundamentada na potência é melhor que o emprego daquela baseada na corrente, uma vez que a primeira não depende da corrente de carregamento e é mais rápida, pois a quantidade de dados a serem processados é menor. Finalmente, confrontam-se a proteção apresentada com a proteção de distância, revelando que em situações nas quais esta não opera, o algoritmo baseado na potência ativa é capaz de proteger corretamente a linha de transmissão.

Darwish *et al.* (2005) afirmam que a proteção diferencial de potência composta apenas pela potência ativa não é capaz de atuar corretamente em situações críticas de curto-circuito. A fim de contornar essa situação, é proposto o emprego de uma proteção diferencial de potência composta pela combinação das potências ativa e reativa, as quais são calculadas com base nos sinais das tensões e correntes de entrada. Nesse método, os limites da característica de atuação são definidos com base no ângulo de carregamento e no valor da sobre/subtensão após o curto-circuito. Para a validação do método, as simulações, implementadas no software

EMTP, consideram um sistema de potência dinâmico composto por uma linha de transmissão conectada a duas fontes de tensão. Os resultados obtidos indicam que o emprego conjunto das potências ativa e reativa garante a sensibilidade da proteção para todas as faltas internas e também assegura a estabilidade para todas as faltas externas ou condições de oscilação de potência. Confrontam-se também as proteções diferenciais de corrente e potência, e a segunda demonstra ser mais sensível e imune a problemas de desalinhamento de amostras, pois são empregadas as médias de um ciclo de potências instantâneas de cada terminal.

Taalab *et al.* (2007) apresentam o conceito descrito por Darwish *et al.* (2005) com uma melhoria: a capacidade adaptativa das características de atuação das potências ativa e reativa. Para tanto, descrevem-se detalhadamente as equações matemáticas que determinam os coeficientes adaptativos e a lógica de atuação que define se o *trip* ocorre por meio da potência ativa ou reativa. As simulações realizadas avaliam em tempo real o comportamento da proteção para o mesmo sistema avaliado por Darwish *et al.* (2005) quando submetido a diferentes faltas e situações de oscilação de potência. Os resultados obtidos evidenciaram que o algoritmo apresentado é insensível às faltas com resistências elevadas ou durante a energização da linha, e ainda é imune às condições de oscilação de potência severas ou faltas externas.

Kawady *et al.* (2010) avaliam o algoritmo adaptativo apresentado por Darwish *et al.* (2006) e Taalab *et al.* (2007) considerando para tanto um modelo de sistema de potência dinâmico – implementado no software Matlab[©] – composto por uma linha de transmissão conectada a um gerador e a um barramento infinito. Para as simulações, o sistema modelado é submetido aos mais diversos tipos de falta e situações de oscilação de potência, e os resultados revelam que a proteção opera adequadamente em todos os casos simulados, validando assim, mais uma vez, a eficácia do referido algoritmo. Ressalta-se que a diferença entre os artigos de Darwish *et al.* (2006) e Kawady *et al.* (2010) consiste que o primeiro considera para o cálculo das potências ativa e reativa os fasores de tensão e corrente que são estimados, enquanto que o segundo considera para o cálculo das potências ativa e reativa as amostras de tensão e corrente.

Darwish *et al.* (2009) empregam o método descrito por Darwish *et al.* (2005) em uma análise experimental. Assim, descrevem-se minuciosamente as características do modelo físico real empregado e os valores dos ajustes da proteção diferencial. Para as avaliações, o sistema considerado é submetido a diversos tipos de falta e situações de oscilação de potência. Os resultados

mostram que a proteção analisada opera adequadamente em todos os casos simulados.

3.3 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E AVALIAÇÃO DAS TENDÊNCIAS

Sobre os trabalhos relativos à proteção diferencial de corrente, ressalta-se que suas contribuições são significativas, pois esclarecem aspectos importantes relacionados a esse tipo de proteção, no que diz respeito às características e peculiaridades da comunicação entre relés diferenciais, aos critérios necessários para implementação do plano alfa e às vantagens decorrentes da utilização dessa estratégia. Além disso, essas produções apontam as situações nas quais a proteção pode atuar incorretamente, indicando as possíveis soluções que asseguram a atuação adequada da proteção diferencial de corrente.

A despeito das vantagens elencadas da proteção diferencial de corrente, verifica-se algumas desvantagens associadas a sua utilização. Por exemplo, a dificuldade inerente na determinação da característica de restrição no plano alfa, o qual depende de ajustes não triviais relacionados à presença de desalinhamento de amostras, de TC saturado e do efeito da corrente capacitiva. Além disso, a utilização dos elementos de sequência tende a ser menos estável para curtos-circuitos externos com presença de TC saturado, exigindo assim lógicas adicionais para garantir a integridade das linhas de transmissão nessas situações. Ressalta-se ainda que a utilização dos elementos de sequência requer o emprego de uma função adicional para identificação da fase defeituosa, quando se deseja implementar a estratégia de religamento monopolar.

Ainda sobre as desvantagens da proteção diferencial de corrente, nota-se que ela sofre maior influência do efeito capacitiva da linha, quanto maior for seu comprimento e seu nível de tensão, o que pode resultar em uma atuação incorreta. Assim, é necessário a utilização de lógicas adicionais para reduzir os efeitos da corrente capacitiva. Em regra, a operação dessas lógicas adicionais depende também das medições de tensão, ainda que sejam empregadas em algoritmos de proteção diferencial de corrente. Observa-se, então, que a medição de tensão, além da corrente, já é algo indispensável para assegurar a correta atuação da proteção diferencial de corrente de linhas longas.

Os trabalhos de Namdari *et al.* (2007), Namdari *et al.* (2008) e Aziz *et al.* (2008) contribuem sobremaneira, pois descrevem algoritmos simples e fundamentados apenas na potência ativa, os

quais traduzem a ideia essencial da proteção diferencial de potência para linhas de transmissão. Contudo, os métodos propostos não apresentaram comportamento confiável em situações de curtos-circuitos trifásicos francos ou monofásicos francos, em decorrência da considerável redução no fator de potência que ocorre nessas situações. Ademais, as proteções diferenciais baseadas na potência ativa operaram adequadamente em todos os casos de faltas simulados, mas estes não contemplam condições severas de falta que devem, necessariamente, ser investigadas em um estudo de proteção, tais como: curtos-circuitos com tensões próximas de zero, com elevadas resistências de falta, situações de *outfeed*, presença de desalinhamento de amostras e oscilações de potência. Assim, esses trabalhos não apresentam uma avaliação completa da atuação de seus métodos que os viabilize independente da condição de operação.

Muitas são as contribuições do algoritmo desenvolvido, apresentado e aperfeiçoado em Darwish *et al.* (2005), Taalab *et al.* (2007), Darwish *et al.* (2006), Darwish *et al.* (2009), Kawady *et al.* (2010). Esse conjunto de trabalhos elucidam a importância da utilização das potências ativa e reativa conjuntamente, além de evidenciar os casos de falta capazes de gerar atuações críticas para a proteção. Entretanto, para garantir a correta atuação desse algoritmo em situações com desalinhamento de amostras, é necessário aplicar um atraso intencional de aproximadamente um ciclo, o que atrasa a operação da proteção. Além disso, a versão mais completa do algoritmo proposto por esses autores corresponde a um método de elevada complexidade e difícil reprodução, o qual depende de peculiaridades intrínsecas às faltas para definição de sua característica de atuação e ainda obedece a um sistema de lógicas para coordenar a atuação entre potência ativa ou reativa. Uma vez que a elevada complexidade dessa metodologia pode inviabilizar sua utilização, ou até mesmo comprometer sua atuação, verifica-se a necessidade de sanar essas lacunas por meio da produção de um método mais simples, porém igualmente seguro, de proteção diferencial de potência para linhas.

As produções descritas nesta revisão bibliográfica são classificadas nas Tabelas 3.1 e 3.2 conforme o tipo de proteção diferencial empregado e os principais aspectos analisados em cada um dos trabalhos citados. Dessa forma, a Tabela 3.1 descreve os trabalhos baseados na proteção diferencial de corrente, enquanto a Tabela 3.2 discorre sobre os artigos fundamentados na proteção diferencial de potência.

Com base nessas tabelas, verifica-se que a grande maioria dos artigos avalia principalmente a

Tabela 3.1. Resumo dos trabalhos referentes à proteção diferencial de corrente de linhas.

Referência	Plano avaliado	Principais aspectos analisados													
		DA	TCS	EF	ES	TF	RF	LF	CAR	SFD	OP	CCP	CS	OUT	MEA
Tziouvaras <i>et al.</i> (2001)	POA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	✓	✓	✓	✓	✓	–
Tziouvaras <i>et al.</i> (2003)	POA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	✓	✓	✓	✓	✓	–
Altuve <i>et al.</i> (2004)	POA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	✓	✓	✓	✓	✓	–
Hall <i>et al.</i> (2003)	PO	✓	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Benmouyal & Lee (2004)	POA	–	✓	✓	✓	–	✓	–	–	–	–	–	–	–	–
Benmouyal (2005a)	PA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	✓	–	✓
Benmouyal & Mooney (2006)	PA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓
Xu <i>et al.</i> (2007)	PO	–	–	✓	–	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	–	–
Dambhare <i>et al.</i> (2009)	PAL	✓	–	✓	–	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	–	–
Miao <i>et al.</i> (2010)	PAL	–	–	–	–	✓	✓	✓	–	–	–	–	✓	–	–
Miller <i>et al.</i> (2010)	PA	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	–	–	–	✓	–	✓
Kasztenny <i>et al.</i> (2011)	PO	✓	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Xue <i>et al.</i> (2012)	POA	–	–	✓	✓	–	–	–	✓	–	–	✓	✓	–	–
Molas <i>et al.</i> (2012)	PA	–	–	✓	–	✓	–	✓	–	✓	–	–	–	✓	–
Kasztenny <i>et al.</i> (2013)	POA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	–	–	✓	✓	✓
Xue <i>et al.</i> (2013)	PA	–	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	✓	–	✓	–	–
Molas <i>et al.</i> (2013)	PA	–	–	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	–	✓	–	–	–
Kasztenny & Altuve (2014)	POA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	–	–	–	–

Legenda:

POA: Comparação entre a proteção diferencial de corrente do plano operacional e do plano alfa;

PAL: Proteção diferencial de corrente com característica de restrição alternativa;

PO: Proteção diferencial de corrente pelo plano operacional; RF: Resistência de falta;

PA: Proteção diferencial de corrente pelo plano alfa; LF: Localização da falta;

DA: Desalinhamento de amostras; CAR: Carregamento do sistema;

TCS: Transformador de corrente saturado; SFD: Seleção da fase defeituosa;

EF: Elementos de fase; OP: Oscilação de potência;

ES: Elementos de sequência; CCP: Corrente capacitiva;

TF: Tipo de falta; CS: Compensação série;

MEA: Manobra de energização ou abertura monopolar; e OUT: Situação de *outfeed*.

Tabela 3.2. Resumo dos trabalhos referentes à proteção diferencial de potência de linhas.

Referência	Potência avaliada	Principais aspectos analisados									
		DA	TF	RF	LF	CAR	SFD	OP	CCP	MTT	MEA
Namdari <i>et al.</i> (2007)	P	✓	✓	✓	✓	–	–	–	✓	✓	–
Namdari <i>et al.</i> (2008)	P	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	✓	–
Aziz <i>et al.</i> (2008)	P	–	✓	✓	✓	✓	–	–	–	–	–
Darwish <i>et al.</i> (2005)	PQ	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	✓
Taalab <i>et al.</i> (2007)	PQ	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	✓
Darwish <i>et al.</i> (2006)	PQ	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	✓
Kawady <i>et al.</i> (2010)	PQ	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	–	✓
Darwish <i>et al.</i> (2009)	PQ	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	✓

Legenda:

P: Proteção diferencial de potência ativa;

PQ: Proteção diferencial de potência ativa e reativa;

DA: Desalinhamento de amostras;

CAR: Carregamento do sistema;

TF: Tipo de falta;

SFD: Seleção da fase defeituosa;

RF: Resistência de falta;

OP: Oscilação de potência;

LF: Localização da falta;

CCP: Corrente capacitiva;

MTT: Módulo das tensões nos terminais da linha; e

MEA: Manobra de energização ou abertura monopolar.

influência dos seguintes parâmetros: desalinhamento entre as amostras, tipo da falta, localização da falta, valor da resistência de falta e carregamento do sistema. Estas características, no entanto, são analisadas separadamente em casos pontuais, inexistindo uma análise completa que permita a verificação da influência da variação de cada uma delas. Além disso, existem variáveis pouco investigadas que são importantes e merecem ser exploradas, tais como: a influência do módulo das tensões nos terminais, a operação da proteção durante curtos-circuitos com *outfeed* e durante os principais tipos de manobras. Destaca-se ainda a força da fonte, variável que não é abordada em nenhum dos artigos descritos, mas que se trata de um parâmetro determinante na análise do comportamento do sistema de proteção como um todo.

Fundamentado nas principais conclusões dos trabalhos descritos nesta revisão bibliográfica, e visando uma alternativa à proteção diferencial de corrente para linhas comumente empregada, esta tese propõe um algoritmo de proteção diferencial de potência de linhas, o qual emprega, de maneira adaptada, soluções já utilizadas na proteção diferencial de corrente. Para uma completa verificação da atuação da proteção proposta, a influência dos principais parâmetros relacionados ao curto-circuito será avaliada minuciosamente, possibilitando, assim, uma investigação mais abrangente e fidedigna do comportamento da função de proteção diferencial proposta.

ALGORITMO PROPOSTO

A presente tese propõe um algoritmo de proteção diferencial de linhas de transmissão baseado em um inovador plano alfa de potências complexas incrementais, o qual emprega uma característica de restrição simplesmente definida pelo semiplano esquerdo do plano alfa complexo. Para tanto, o algoritmo proposto calcula as potências complexas incrementais em cada uma das fases, em ambos os terminais da linha, considerando a corrente medida e a tensão obtida por meio da memória de tensão de sequência positiva. Como a potência é analisada por fase, torna-se possível emitir o *trip* segregado por fase, o que permite o emprego da estratégia de religamento monopolar. O algoritmo proposto ainda incorpora uma função que detecta a ocorrência de distúrbios e outra que identifica a ocorrência de chaveamentos, assegurando assim a correta operação durante situações de manobras no sistema de potência protegido. Ademais, a proteção diferencial de potência apresentada utiliza uma estratégia simples – que combina a restrição de harmônicas com um detector de falta externa – capaz de evitar a operação inadequada da proteção em situações de curto-circuito externo que levem a saturação de TCs.

A Figura 4.1 ilustra o diagrama de blocos do algoritmo proposto, por vezes aqui denominado de função $87PL$, fazendo alusão à nomenclatura usada para proteção diferencial de corrente ($87L$), mas considerando a diferença referente à utilização da potência. Por simplicidade, apresenta-se apenas o diagrama para o terminal local da linha de transmissão. Nesse esquema, os índices L e R correspondem aos sinais dos terminais local e remoto, respectivamente, e ϕ representa a fase A, B ou C. Os blocos apresentados e suas funcionalidades são descritos detalhadamente nas sessões subsequentes. Ressalta-se que a função $87PL$ do terminal remoto é desenvolvida analogamente.

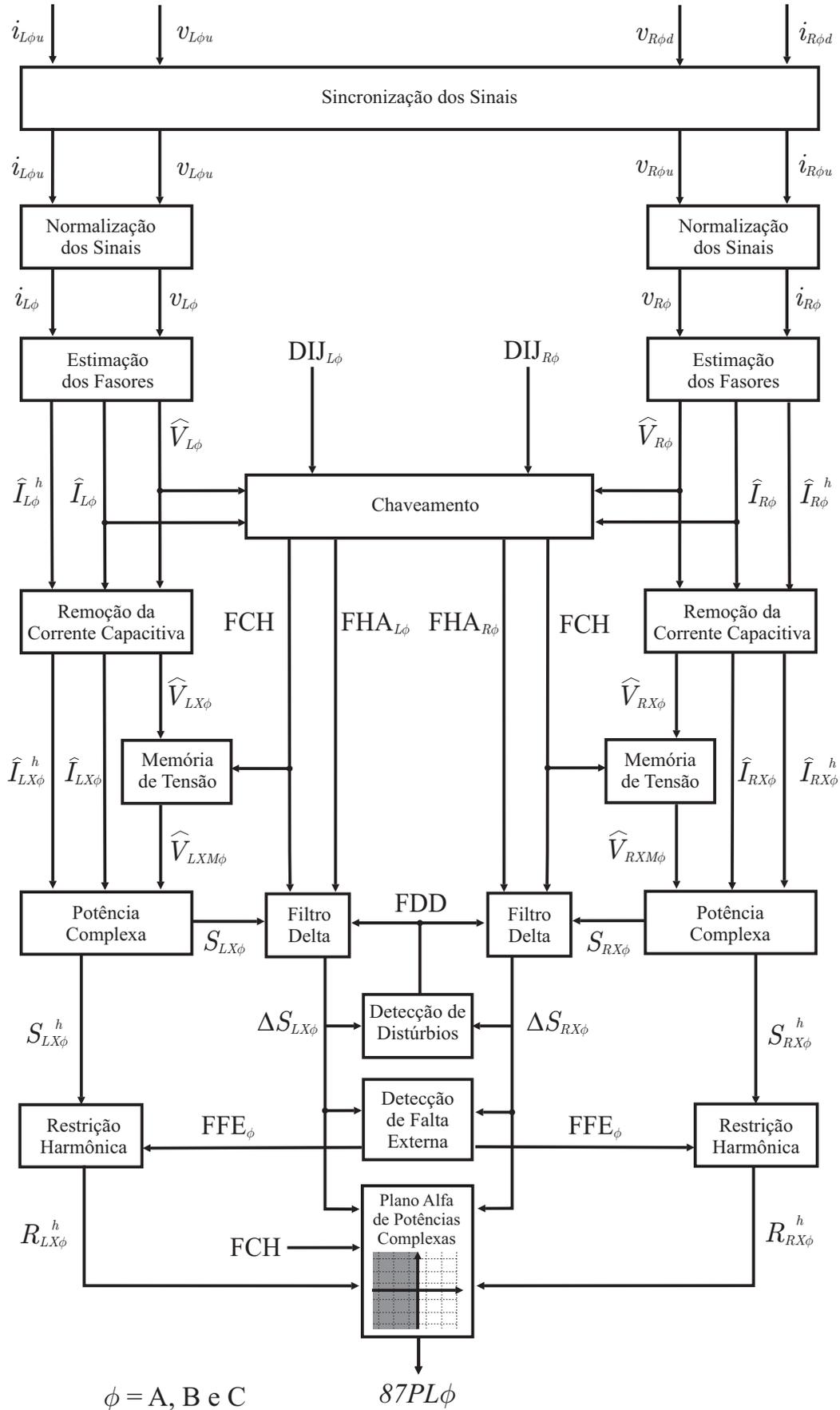


Figura 4.1. Diagrama de blocos do algoritmo proposto.

4.1 SINCRONIZAÇÃO DOS SINAIS

Conforme descrito na Seção 2.4.2, a extensa geometria das linhas de transmissão e a não sincronização dos relógios dos circuitos de aquisição dos relés são responsáveis pelo atraso no envio das amostras entre seus terminais, fazendo-se necessário o uso de métodos para sincronização. Nesse contexto, o bloco `Sincronização dos Sinais` é usado para simbolizar a aplicação de um método de sincronização dos sinais, que pode ser o *Ping-Pong* ou o GPS (KASZTENNY *et al.*, 2011). Logo, as entradas $v_{L\phi u}$, $i_{L\phi u}$, $v_{R\phi d}$ e $i_{R\phi d}$ correspondem aos sinais de tensão e corrente de ambos os terminais – considerando que os sinais do terminal remoto podem estar ou não desalinhados – e as saídas $v_{R\phi u}$ e $i_{R\phi u}$ do terminal remoto são sinais sincronizados com $v_{L\phi u}$ e $i_{L\phi u}$ do terminal local.

Vale ressaltar que nesta tese, os algoritmos de sincronização não são implementados de fato, sendo considerado, na verdade, que a sincronização foi feita corretamente. Mesmo assim, no Capítulo 5 são apresentados resultados supondo eventuais erros de sincronização.

4.2 NORMALIZAÇÃO DOS SINAIS

A fim de normalizar todos os sinais, o bloco `Normalização dos Sinais` do terminal local emprega $TAPV$ e $TAPI$, definidos conforme as Equações (4.1) e (4.2), para estabelecer os valores base de tensão e corrente, respectivamente. A ideia é normalizar os sinais de tensão pela tensão nominal da linha, enquanto os sinais de corrente são normalizados pela sua corrente nominal, calculada para a potência natural – do inglês *Surge Impedance Loading (SIL)*. A partir dessas referências, as entradas $v_{L\phi u}$ e $i_{L\phi u}$ são manipuladas como descrito nas Equações (4.3) e (4.4) para determinação das respectivas grandezas normalizadas, $v_{L\phi}$ e $i_{L\phi}$.

$$TAPV = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}RTP}, \quad (4.1)$$

$$TAPI = \frac{SIL}{\sqrt{3}V_{LL}RTC}, \quad (4.2)$$

$$v_{L\phi}(k) = \frac{v_{L\phi u}(k)}{TAPV}, \quad (4.3)$$

$$i_{L\phi}(k) = \frac{i_{L\phi u}(k)}{TAPI}, \quad (4.4)$$

nas quais V_{LL} é a tensão nominal de linha; RTP é a relação de transformação do transformador de potencial (TP) ou do transformador de potencial capacitivo (TPC); RTC é a relação de transformação do TC; k refere-se ao k -ésimo instante de amostragem; $SIL = \frac{V_{LL}^2}{Z_S}$, $Z_S = \sqrt{\frac{l}{c}}$ é a impedância de surto da linha com l e c representando, nesta ordem, a indutância e a capacitância da linha por unidade de comprimento.

4.3 ESTIMAÇÃO DOS FASORES

A partir dos sinais de entrada, que são amostrados a uma taxa de N amostras por ciclo (deslocamento amostra-a-amostra), o bloco `Estimação de Fasores` é empregado para estimar os fasores tensão e corrente na frequência fundamental. Ademais, com o intuito de assegurar o correto funcionamento da proteção mesmo em condições de operação com componentes harmônicas – como na presença de TCs saturados ou na energização de transformadores – esse bloco também gera fasores corrente com diferentes ordens harmônicas, além da fundamental.

Nesse contexto, diferentes algoritmos de estimação de fasores podem ser empregados mitigando as influências da componente de decaimento exponencial ou de outras formas de distorções na forma de onda (SILVA; KÜSEL, 2012). Além disso, a escolha pelo algoritmo de estimação de fasor deve considerar se ele é classificado como recursivo ou não-recursivo, pois esta diferença influencia na maneira como os fasores são manipulados na função `87PL` após o processo de estimação.

Nos algoritmos recursivos, para cada nova amostra, somente uma atualização do último fasor é necessária. Então, para um sinal senoidal em regime permanente, os fasores estimados são estacionários (PHADKE; THORP, 2008), de forma que podem ser diretamente usados na função `87PL`.

Nos algoritmos não recursivos, por sua vez, para cada nova amostra é necessário realizar um completo processo de multiplicação e soma dos coeficientes. Como resultado, o fasor estimado para um sinal senoidal em regime permanente terá uma magnitude constante e rotacionará no sentido anti-horário de um deslocamento angular de amostragem correspondente a $\theta = \frac{2\pi h}{N}$ a medida que a janela de dados avança a cada nova amostra; sendo h o índice que representa todas as ordens harmônicas presentes no sinal analisado. Nesse contexto, caso os fasores estimados

por um algoritmo não-recursivo sejam aplicados diretamente em um soma, cujas parcelas são definidas em instantes diferentes, o defasamento θ fará com que o resultado obtido seja incorreto. Diante disso, deve-se corrigir a fase do fasor estimado antes de sua utilização, o que pode ser feito aplicando a seguinte transformação linear de rotação:

$$\begin{bmatrix} Y_{re}(k) \\ Y_{im}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(k\theta) & \sin(k\theta) \\ -\sin(k\theta) & \cos(k\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_{re}(k) \\ X_{im}(k) \end{bmatrix}, \quad (4.5)$$

na qual X_{re} e X_{im} são as partes real e imaginária do fasor original, respectivamente; Y_{re} e Y_{im} são as partes real e imaginária do fasor rotacionado, nessa ordem.

Neste trabalho, opta-se pela utilização do algoritmo Filtro Cosseno Modificado, cuja resposta elimina adequadamente a componente de decaimento exponencial (HART *et al.*, 2000). Sendo esse um algoritmo não-recursivo, e devido ao emprego da memória de tensão de sequência positiva que realizada a soma de fasores em instantes diferentes, conforme será apresentado na Equação (4.18), é necessário realizar a correção descrita na Equação (4.5). Assim, a saída desse bloco consiste nos fasores tensão e corrente fundamentais rotacionados, chamados de $\widehat{V}_{L\phi}$ e $\widehat{I}_{L\phi}$, respectivamente, além dos fasores correntes harmônicas $\widehat{I}_{L\phi}^h$, também rotacionados.

4.4 CHAVEAMENTO

Com o intuito de assegurar a correta operação da proteção durante a ocorrência de manobras programadas – tais como energização, desligamento, religamento, rejeição e inserção de carga – o bloco `Chaveamento` é empregado para identificar a ocorrência de chaveamentos na linha de transmissão. Esse bloco também verifica a presença ou não de corrente no terminal analisado ou de tensão no secundário do TP ou TPC desse mesmo terminal. Nesse sentido, as entradas do bloco `Chaveamento` são os estados dos disjuntores $DIJ_{L\phi}$ ¹ e os fasores $\widehat{V}_{L\phi}$ e $\widehat{I}_{L\phi}$, os quais são manipulados para gerar como saída a variável FCH , que indica a ocorrência de qualquer chaveamento na linha de transmissão, e a variável $FHA_{L\phi}$, que habilita o cálculo da potência complexa incremental com base nos valores de tensão e corrente medidos no terminal analisado. Destaca-se que para manobras de energização, desligamento e religamento, essa lógica independe se o terminal analisado é o terminal líder ou o seguidor², uma vez que ela é

¹O estado do disjuntor é verificado pela lógica dos contatos 52a e 52b do disjuntor, bem como pela lógica de detecção de corrente (GUZMÁN; QIN, 2004).

²Considera-se que o terminal líder é aquele cujo disjuntor é fechado primeiro na manobra de energização; e o terminal seguidor é aquele cujo disjuntor é fechado em seguida. Nota-se que na manobra de desligamento, o

capaz de atuar corretamente para ambos os casos.

Segundo a lógica implementada nesse bloco, um chaveamento é identificado – alterando a variável FCH de 0 (zero) para 1 (um) – quando forem verificadas alterações no estado dos disjuntores de qualquer um dos terminais (abertura ou fechamento dos mesmos) ou ainda quando não havia tensão em qualquer um dos terminais e passa a existir (também conhecida como lógica da linha morta). Ademais, um ciclo após ser ativada, FCH retorna ao valor de 0 (zero), a fim de garantir a correta atuação da proteção em situações de chaveamentos consecutivos. É importante mencionar que a ocorrência de chaveamentos na linha interfere no comportamento adaptativo da memória de tensão, de forma que FCH é enviada como entrada no bloco Memória de Tensão. Essa variável também é enviada para o bloco Filtro Delta, uma vez que o instante de chaveamento interfere no cálculo das potências complexas incrementais.

Durante uma manobra de energização, caso o terminal local passe de uma situação sem tensão e sem corrente para a condição com tensão e com corrente, significa que seu disjuntor foi fechado primeiro e, portanto, ele é o terminal líder. Dado o fechamento de seu disjuntor, a saída FCH altera imediatamente seu valor de 0 (zero) para 1 (um), o que habilita o carregamento da memória de tensão, conforme será exposto no bloco Memória de Tensão. Para evitar operações indevidas da função $87PL$ devido aos transitórios de energização do terminal líder, após o fechamento de seu disjuntor, a função *Switch on-to-Fault* (SOTF) é empregada por 200 ms. De fato, esta função corresponde a uma proteção de sobrecorrente instantânea não direcional (CICRÉ, 2011), tipicamente utilizada durante a energização de linhas de transmissão. Depois do período de 200 ms, a função SOTF é desabilitada, enquanto o estado de $FHA_{L\phi}$ altera seu valor de 0 (zero) para 1 (um), habilitando assim o cálculo da potência complexa incremental – com base nos valores de tensão e corrente medidos no terminal líder – e, conseqüentemente, ativando a proteção por meio do algoritmo proposto.

Caso o terminal local passe de uma situação sem tensão e sem corrente para a condição com tensão e sem corrente, significa que houve um chaveamento na linha de transmissão (correspondente ao fechamento do outro terminal), e a saída FCH altera seu valor de 0 (zero) para 1 (um), o que habilita o carregamento da memória de tensão de sequência positiva para o terminal local. Como este terminal continua sem corrente, ele é definido como sendo o ter-

terminal seguidor tem seu disjuntor aberto primeiro, seguido da abertura do disjuntor do terminal líder.

minal seguidor e $FHA_{L\phi}$ permanece igual a 0 (zero). Somente quando ocorrer o fechamento do disjuntor do terminal seguidor, as variáveis FCH e $FHA_{L\phi}$ passam a ser iguais a 1 (um), carregando novamente a memória de tensão para a nova configuração do sistema e habilitando assim o cálculo da potência complexa incremental com base nos valores de tensão e corrente medidos no terminal seguidor.

Quando o terminal líder está fechado e o seguidor está aberto, a potência do primeiro pode ser calculada (possui medições de tensão e corrente), enquanto a do segundo não (apresenta apenas medição de tensão). Nesse caso, a potência do terminal seguidor é definida como um valor constante, conforme será definido no bloco `Filtro Delta`, permitindo a correta atuação do algoritmo mesmo durante a manobra de energização da linha.

4.5 REMOÇÃO DA CORRENTE CAPACITIVA

Para eliminar (ou remover) a corrente capacitiva da linha, o bloco `Remoção da Corrente Capacitiva` emprega a metodologia descrita em Xu *et al.* (2007), segundo a qual a proteção diferencial de corrente deve empregar as correntes medidas nos terminais da linha referenciadas para um ponto comum X na linha de transmissão. Assim, como as correntes comparadas estão referenciadas para o mesmo ponto, elas não são afetadas pela corrente capacitiva. Ressalta-se que no caso da escolha do ponto X coincidir com a localização da falta, o algoritmo não sofre interferências e opera corretamente.

No caso da proteção diferencial de potência, é necessário aplicar esse princípio para as correntes e também para as tensões. Por isso, as medições de tensões e correntes nos terminais da linha são referenciadas para um ponto arbitrário X , por meio de cálculos que consideram os parâmetros ABCD da linha. Considerando os sentidos assumidos na Figura 4.2, e com base nos fasores tensão e corrente medidos nos terminais da linha, as equações reduzidas de regime permanente da linha equivalente são definidas como o quadripolo no domínio da frequência apresentado na Equação (4.6).

$$\begin{bmatrix} \widehat{V}_{TX} \\ \widehat{I}_{TX} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} ch(\gamma l_{TX}) & -Z_S sh(\gamma l_{TX}) \\ -\frac{sh(\gamma l_{TX})}{Z_S} & ch(\gamma l_{TX}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{V}_T \\ \widehat{I}_T \end{bmatrix}, \quad (4.6)$$

na qual o índice T representa os terminais local e remoto; \widehat{V}_T e \widehat{I}_T são as tensões e as correntes

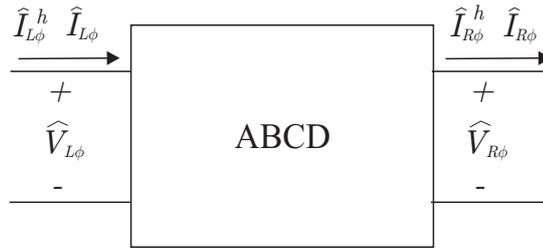


Figura 4.2. Sentido das correntes e tensões considerados no quadripólo ABCD.

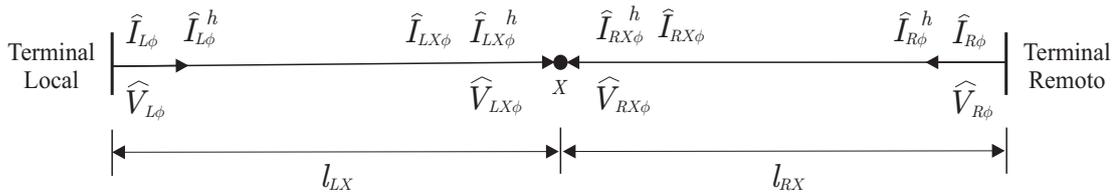


Figura 4.3. Correntes e tensões nos terminais e referenciadas para o ponto X .

medidas no terminal considerado; \widehat{V}_{TX} e \widehat{I}_{TX} são as tensões e as correntes no terminal considerado referenciadas para o ponto X ; $sh\{\cdot\}$ e $ch\{\cdot\}$ são funções seno e cosseno hiperbólicas, respectivamente, γ é a constante de propagação da linha e l_{TX} é a distância entre o terminal avaliado e o ponto X , conforme indicado na Figura 4.3.

Os fasores de corrente harmônica $\widehat{I}_{T\phi}^h$ também são referenciados para o ponto X , conforme descrito na Equação (4.7):

$$\widehat{I}_{TX}^h = -sh(\gamma^h l_{TX}) \widehat{I}_T^h, \quad (4.7)$$

sendo γ^h a constante de propagação para a h -ésima ordem harmônica (considerando para tanto os valores de L e C de acordo com a h -ésima ordem harmônica).

Nesse contexto, as entradas desse bloco $\widehat{V}_{L\phi}$, $\widehat{I}_{L\phi}$ e $\widehat{I}_{L\phi}^h$ são tensões e correntes medidas no terminal local, e suas saídas $\widehat{V}_{LX\phi}$, $\widehat{I}_{LX\phi}$ e $\widehat{I}_{LX\phi}^h$ são os mesmos parâmetros referenciados para o ponto X da linha, conforme ilustra a Figura 4.3.

4.6 MEMÓRIA DE TENSÃO

Segundo Ziegler (2006), para garantir a sensibilidade e segurança de uma proteção fundamentada no sinal de tensão é necessário utilizar referências confiáveis de ângulo e magnitude. Atualmente, os relés numéricos têm obtido essa confiabilidade por meio do emprego de dife-

rentes estratégias de polarização de tensão, sendo a mais comumente usada a polarização por memória de tensão de sequência positiva. Esta estratégia apresenta melhor comportamento frente a todos os tipos de faltas, mesmo aqueles com tensões próximas de zero ou com inversão de tensão em linhas compensadas.

Apesar de ser considerada em diferentes referências, os trabalhos que discorrem sobre a memória de tensão de sequência positiva correspondem a artigos técnicos ou patentes de fabricantes (ROBERTS; HOU, 1998; HOU *et al.*, 1998; FERRER; SCHWEITZER, 2010), de maneira que não há na literatura atual uma descrição pormenorizada acerca da implementação da polarização por memória de tensão de sequência positiva que permite a sua adequada reprodução. Neste contexto, foi desenvolvida e descrita detalhadamente uma nova estratégia de filtro da memória de tensão que corresponde a um meio simples e estável para ajustar de forma adaptativa a memória de tensão de sequência positiva em relés numéricos. Essa estratégia, inicialmente proposta por Silva & Almeida (2015), e posteriormente apresentada de maneira mais detalhada por Silva & Almeida (2016), possui considerável relevância e corresponde a uma das contribuições desta tese.

Conforme descrito por Silva & Almeida (2015), o filtro de memória de tensão de sequência positiva adaptativa proposto pode ser implementado empregando-se tanto fasores tensão quanto sinais de tensão instantâneos. Além disso, o filtro proposto permite ajustar o fator de esquecimento da memória de tensão de sequência positiva, sem causar qualquer alteração no sistema, possibilitando, assim, o emprego de uma memória longa ou de uma memória curta. Utiliza-se a memória longa nas situações de curtos-circuitos que resultam em tensões nas fases defeituosas próximas de zero, e também em casos de problemas de inversão de tensão em linhas com compensação série (CICRÉ, 2011). Por outro lado, a memória curta é empregada após a energização de linhas de transmissão, assegurando, portanto, que a proteção se adeque rapidamente para a nova configuração do sistema. A memória curta também é usada durante oscilações de potência, a fim de evitar a operação indevida das funções de proteção em decorrência da excursão de frequência que o sistema pode experimentar (FERRER; SCHWEITZER, 2010; HOU *et al.*, 1998). O controle do tipo de memória empregado pelo filtro é essencial, pois garante a correta operação do sistema de proteção em diferentes condições de funcionamento.

Além disso, a memória adaptativa desenvolvida mantém o ângulo de tensão praticamente

estável após a ocorrência de faltas, o que é fundamental para garantir o bom funcionamento dos elementos de proteção que dependem da direcionalidade da tensão.

Nesse contexto, o filtro de memória de tensão de sequência positiva adaptativo é implementado no bloco `Memória de Tensão`. Para melhor entendimento dessa estratégia adaptativa, descreve-se a seguir o desenvolvimento do filtro proposto, o qual é configurado com base no mapeamento de um filtro passa baixa analógico de primeira ordem em um filtro digital com resposta ao impulso infinita, do inglês *Infinite Impulse Response* (IIR).

Considere o filtro passa baixa analógico de primeira ordem com função transferência $H(s)$:

$$H(s) = \frac{\tau^{-1}}{s + \tau^{-1}}, \quad (4.8)$$

na qual τ é a constante de tempo de decaimento da resposta transitória.

Dentre os vários métodos de mapeamento de $H(s)$ do domínio s para o domínio z , empregase o método das diferenças regressivas (do inglês *backward differences*), pois ele não necessita de entradas em instantes anteriores, o que simplifica a equação de diferença resultante (OGATA, 1995). Então, o mapeamento descrito na Equação (4.9) é aplicado:

$$s = \frac{1 - z^{-1}}{\Delta t}, \quad (4.9)$$

sendo $\Delta t = \frac{1}{Nf}$ o intervalo de amostragem e f a frequência fundamental.

A substituição da Equação (4.9) na Equação (4.8) resulta, após manipulações algébricas, na função de transferência mapeada $H(z)$ do filtro digital IIR proposto:

$$H(z) = \frac{1}{(MN + 1) - MNz^{-1}}, \quad (4.10)$$

sendo M a constante de decaimento em número de ciclos da fundamental.

Nota-se a partir da Equação (4.10) que $H(z)$ possui um único pólo p :

$$p = \frac{MN}{MN + 1}. \quad (4.11)$$

Uma vez que M e N são necessariamente positivos, o polo p permanece dentro do círculo unitário, garantindo assim estabilidade ao filtro proposto (OGATA, 1995).

A função de transferência mapeada $H(z)$ também é definida pela Equação (4.12).

$$H(z) = \frac{\widehat{V}_{1m}(z)}{\widehat{V}_1(z)}, \quad (4.12)$$

sendo \widehat{V}_{1m} o fasor tensão de sequência positiva memorizado, correspondente a saída do filtro; e \widehat{V}_1 o fasor de sequência positiva, calculado pela Equação (4.13), igual a entrada do filtro.

$$\widehat{V}_1(k) = \frac{1}{3} \left[\widehat{V}_A(k) + a\widehat{V}_B(k) + a^2\widehat{V}_C(k) \right], \quad (4.13)$$

na qual \widehat{V}_A , \widehat{V}_B e \widehat{V}_C são os fasores de tensão nas fases A, B e C, respectivamente e $a = 1\angle 120^\circ$ é uma constante complexa.

Substituindo a Equação (4.10) em (4.12), e transformando do domínio z para o domínio do tempo discreto, tem-se o seguinte desenvolvimento:

$$[(MN + 1) - MNz^{-1}]\widehat{V}_{1m}(z) = \widehat{V}_1(z), \quad (4.14)$$

$$(MN + 1)\widehat{V}_{1m}(k) - MN\widehat{V}_{1m}(k - 1) = \widehat{V}_1(k), \quad (4.15)$$

$$\widehat{V}_{1m}(k) = \frac{1}{MN + 1}\widehat{V}_1(k) + \frac{MN}{MN + 1}\widehat{V}_{1m}(k - 1). \quad (4.16)$$

Da Equação (4.16), define-se o fator de esquecimento α :

$$\alpha = \frac{1}{MN + 1}. \quad (4.17)$$

Assim, a saída \widehat{V}_{1m} é definida pela Equação de diferença (4.18). Ressalta-se que as tensões memorizadas nas demais fases são definidas com base em \widehat{V}_{1m} e na sequência de fases adotada.

$$\widehat{V}_{1m}(k) = \alpha\widehat{V}_1(k) + (1 - \alpha)\widehat{V}_{1m}(k - 1). \quad (4.18)$$

Sendo $|\widehat{V}_{1m}|$ e φ_{1m} os módulo e ângulo, respectivamente, do fasor tensão de sequência positiva memorizado, tal que $\widehat{V}_{1m} = |\widehat{V}_{1m}|\angle\varphi_{1m}$, e ainda considerando o deslocamento angular de amostragem $\theta = \frac{2\pi h}{N}$, o valor instantâneo da tensão de sequência positiva memorizada é facilmente definido pela Equação (4.19).

$$v_{1m}(k) = |\widehat{V}_{1m}|(k)\text{sen}[k\theta + \varphi_{1m}(k)]. \quad (4.19)$$

Ressalta-se que o filtro proposto, quando empregado com sinais instantâneos de tensão, deve primeiramente calcular os fasores de tensão memorizados, e a partir destes, definir os sinais instantâneos de tensão memorizados, conforme Equação (4.19).

A determinação do valor da constante de decaimento M é uma escolha determinante para a definição da estratégia adaptativa do filtro memorizado. Essa escolha deve, tipicamente, considerar o tempo de extinção dos curtos-circuitos com tensões próximas a zero, sejam eles internos ou externos, e também o tempo de manobra para retirada dos capacitores das compensações séries (CICRÉ, 2011).

Neste trabalho, propõe-se o seguinte esquema de adaptação para o valor de M : quando a variável FCH for igual a 1 (um) – ocorrência de chaveamento – o valor de M é igualado a 0,1 por tempo suficiente (aproximadamente 1 ciclo) para que o fator de esquecimento α tenha valor elevado, e \widehat{V}_{1M} cresça rapidamente até seu valor nominal. Uma vez carregada a memória de tensão, assegura-se a sensibilidade da proteção para quaisquer variações na potência transferida por meio do emprego da memória curta, com $M = 10, 0$. Na ocorrência de um defeito que reduza \widehat{V}_1 para um valor menor que 0,1 pu da tensão nominal, a memória longa deve ser ativada por meio do aumento no valor da constante de decaimento que passa a ser igual a 100 ($M = 100, 0$). Isso faz com que α diminua seu valor e, conseqüentemente, o valor de \widehat{V}_{1M} , antes da redução de \widehat{V}_1 , permaneça por mais tempo, evitando então atuações indevidas da proteção. Esse esquema adaptativo para determinação do valor de M é descrito na Figura 4.4.

No caso do religamento monopolar ser adotado, assim que ocorrer o desligamento da fase defeituosa, sua variável FCH passa a ser igual a 1 (um), de maneira que o valor da constante de tempo é alterado para $M = 0, 1$. Nota-se que nesse caso, a tensão memorizada de sequência positiva passa a ser calculada considerando as tensões nas duas fases sãs. Apenas após o carregamento da memória de tensão, M passa a ser igual a 10,0, proporcionando uma referência de tensão confiável para a detecção de falhas durante o tempo morto da linha. Após o religamento do disjuntor, FCH passa a ser novamente igual a 1 (um), de forma que a constante de tempo modifica seu valor para $M = 0, 1$ com o intuito de recarregar a memória de tensão rapidamente – considerando as três fases –, e em seguida, ela é definida como $M = 10, 0$ durante a operação em regime permanente.

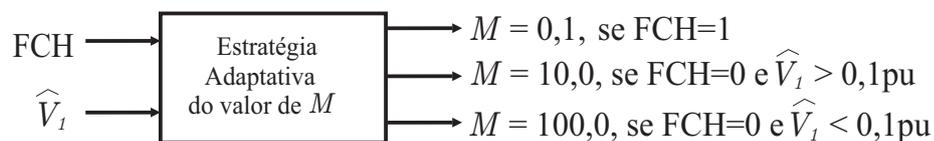


Figura 4.4. Esquema adaptativo para determinação do valor de M .

Para a implementação do filtro supramencionado, o bloco Memória de Tensão emprega como entradas a variável FCH e as tensões nas fases $\widehat{V}_{LX\phi}$. Assim, calcula-se a tensão de sequência positiva, conforme descrito na Equação (4.13), que é utilizada na Equação (4.18) para determinação da tensão de sequência positiva memorizada. Com base nesta última informação e na sequência de fases considerada, determinam-se as saídas desse bloco $\widehat{V}_{LXM\phi}$, que são as tensões memorizadas nas fases do terminal local.

4.7 POTÊNCIA COMPLEXA

Conforme descrito por Darwish *et al.* (2006), para que a proteção diferencial fundamentada na potência opere corretamente em todas as situações de curto-circuito, é necessário que ela contemple em sua lógica informações acerca das potências ativa e reativa. Diante disso, o algoritmo proposto emprega a potência complexa segregada por fase, a qual considera, de maneira indireta, o comportamento das potências ativa e reativa por fase do sistema.

Assim, o bloco Potência Complexa utiliza as entradas $\widehat{V}_{LXM\phi}$ e $\widehat{I}_{LX\phi}$ para calcular como saída a potência complexa $S_{LX\phi}$, definida conforme a Equação (4.20). De forma análoga, $\widehat{V}_{LXM\phi}$ também é manipulada juntamente com $\widehat{I}_{LX\phi}^h$ para determinar a potência complexa harmônica $S_{LX\phi}^h$, calculada como descrito em (4.21), sendo * a indicação de conjugado.

$$S_{LX\phi}(k) = \widehat{V}_{LXM\phi}(k)\widehat{I}_{LX\phi}(k)^*, \quad (4.20)$$

$$S_{LX\phi}^h(k) = \widehat{V}_{LXM\phi}(k)\widehat{I}_{LX\phi}^h(k)^*. \quad (4.21)$$

Ressalta-se que a potência complexa harmônica $S_{LX\phi}^h$ corresponde a uma potência mista, uma vez que ela é calculada pela multiplicação da tensão memorizada por fase $\widehat{V}_{LXM\phi}$, definida na frequência fundamental, e do conjugado da corrente harmônica $\widehat{I}_{LX\phi}^h$, determinada a depender da ordem harmônica da corrente. Dessa forma, a despeito de existirem distorções harmônicas na tensão, essas não influenciam a potência complexa harmônica calculada, pois $S_{LX\phi}^h$ é definida com base apenas na tensão memorizada por fase $\widehat{V}_{LXM\phi}$, definida na frequência fundamental. Além disso, vale destacar que essa potência mista é inerentemente incremental, uma vez que ela só existe quando a ocorrência de distúrbios resultar na geração de correntes harmônicas e, portanto, $S_{LX\phi}^h$ diferente de zero.

4.8 FILTRO DELTA

A metodologia proposta minimiza os efeitos da potência complexa de pré-falta – influência das condições de carregamento – por meio do emprego das potência complexas incrementais $\Delta S_{LX\phi}$, as quais são calculadas tendo como base o valor das potência complexas e os estados de $FHA_{L\phi}$, FCH e da variável enviada pelo bloco Detecção de Distúrbio, chamada de *flag* de detecção do distúrbio (FDD).

Quando o terminal analisado não possui corrente, a variável $FHA_{L\phi}$ é igual a 0 (zero), indicando que a potência complexa não pode ser calculada. Todavia, para que o algoritmo proposto atue corretamente no caso do terminal líder estar energizado e o terminal seguidor não possuir corrente, define-se que a potência complexa incremental do seguidor é igual a um valor constante de potência indutiva, como descrito na primeira condição da Equação (4.22).

$$\Delta S_{LX\phi}(k) = \begin{cases} j \frac{\Delta S_{min}}{2}, & \text{se } FHA_{L\phi} = 0, \\ S_{LX\phi}(k) - S_{LX\phi pre}, & \text{se } FHA_{L\phi} = 1, \end{cases} \quad (4.22)$$

na qual ΔS_{min} é o ajuste de *pick-up* de potência previamente ajustado, empregado para evitar potências espúrias.

No caso do terminal analisado apresentar tensão e corrente, referente a segunda condição da Equação (4.22), a *flag* $FHA_{L\phi}$ passa a ser igual a 1 (um), indicando que a potência complexa é calculada com base nos valores de tensão e corrente medidos no terminal analisado, empregando a equação (4.20). Além disso, $\Delta S_{LX\phi}$ é determinada com base nos diferentes valores da potência complexa incremental de pré-falta $S_{LX\phi pre}$, cuja definição depende da situação de operação, conforme descrito nas condições da Equação (4.23).

$$S_{LX\phi pre} = \begin{cases} S_{LX\phi}(k - N), & \text{se } (FCH = 0) \ \& \ (FDD = 0), \\ S_{LX\phi}(k_{DD} - N), & \text{se } (FCH = 0) \ \& \ (FDD = 1), \\ S_{LX\phi}(k - 1), & \text{se } (FCH = 1), \end{cases} \quad (4.23)$$

sendo k_{DD} o instante de identificação do distúrbio.

A primeira condição descrita na Equação (4.23) corresponde ao regime permanente de operação, quando não há chaveamento ou detecção de defeito. Nesse caso, as variáveis FCH e FDD são iguais a 0 (zero), de maneira que $S_{LX\phi pre}$ é constantemente atualizada para ser igual ao valor de $S_{LX\phi}$ um ciclo antes e, portanto, a potência complexa incremental é aproximadamente igual a zero.

A segunda condição descrita na Equação (4.23) ocorre quando uma condição anormal de operação é identificada, que não seja um chaveamento, fazendo com que FDD seja igual a 1 (um), enquanto FCH permanece igual a 0 (zero). Nesta condição, há interrupção da atualização de $S_{L\phi pre}$, que passa a ter valor fixo e igual à potência complexa um ciclo antes do instante de detecção do defeito (k_{DD} definido pelo bloco Detecção de Distúrbios). Como $S_{LX\phi}$ continua alterando seu valor de acordo com as características do distúrbio, $\Delta S_{LX\phi}$ possui valor diferente de zero, correspondendo a parcela de potência complexa incremental em função da ocorrência do distúrbio.

A terceira condição descrita na Equação (4.23) acontece quando a linha é submetida a um chaveamento. Nesse caso, verifica-se que há alteração na configuração da linha, de forma que FCH altera seu valor para 1 (um), fazendo com que $S_{LX\phi pre}$ seja igual ao valor de $S_{LX\phi}$ uma amostra antes, para que não sejam comparadas potências complexas calculadas com diferentes configurações de linha. Essa situação permanece apenas por 1 ciclo, que é o período no qual FCH fica no estado 1 (um), conforme mencionado na Seção 4.4. A fim de evitar possíveis erros decorrentes dos transitórios causados pelo chaveamento, enquanto a variável de chaveamento for igual a 1 (um), o valor de ΔS_{min} é ajustado para ser seis vezes maior que o valor normalmente empregado durante o regime permanente. Ressalta-se que na ocorrência de um chaveamento, o bloco Detecção de Distúrbios o detecta como sendo um distúrbio, alterando FDD para 1 (um), porém, o valor de FDD nessa situação não interfere na lógica da proteção.

4.9 DETECÇÃO DE DISTÚRBIOS

Dentre os algoritmos existentes para detecção de distúrbios, opta-se neste trabalho pela metodologia descrita por Lopes *et al.* (2013), a qual é implementada, com adaptações, no bloco Detecção de Distúrbios. Assim, o módulo da potência complexa incremental é alternativamente usado como entrada do método, em vez de se utilizarem os coeficientes de energia definidos com base na Transformada de Park. Essa lógica foi selecionada, pois permite a detecção rápida de distúrbios, no que tange à identificação de transitórios. Ademais, trata-se de um método seguro e simples, capaz de se adaptar automaticamente para diferentes condições de operação do sistema, o que contribui significativamente para correta operação da proteção.

De acordo com essa lógica, o sistema é monitorado por meio de um limiar adaptativo chamado de Fator de Sensibilidade Adaptativo ($FSE_{LX\phi}$) determinado na Equação (4.24) e que define um comportamento médio da potência complexa incremental analisada em regime permanente de pré-falta.

$$FSE_{LX\phi}(k) = \frac{\max\{|\Delta S_{LX\phi}(jan)|\}}{\min\{|\Delta S_{LX\phi}(jan)|\}}, \quad (4.24)$$

na qual jan é a janela definida pelos valores de $|\Delta S_{LX\phi}|$ no intervalo $k - \frac{3N}{2} + 1 \leq jan \leq k - \frac{N}{2}$; $\max\{\cdot\}$ e $\min\{\cdot\}$ são funções que retornam os valores máximos e mínimos de $|\Delta S_{LX\phi}|$, respectivamente, no intervalo descrito.

Esse limiar é atualizado a cada iteração a partir dos dados de regime permanente, sendo, portanto, um limiar autoadaptativo que torna desnecessária a implementação de calibrações externas do algoritmo. Além disso, essa capacidade autoadaptativa inibe a interferência de ruídos elétricos e de desbalanceamentos, garantindo assim uma detecção transitória mais confiável (LOPES *et al.*, 2013).

Em seguida calcula-se a razão entre a primeira e a última amostras armazenadas em um intervalo de N amostras, chamado de $\partial S_{LX\phi}$, e determinado pela Equação (4.25). Essa razão indica rapidamente a ocorrência de variações em $\Delta S_{LX\phi}$, as quais resultam em um distanciamento em relação ao comportamento médio da potência complexa incremental ($FSE_{LX\phi}$).

$$\partial S_{LX\phi}(k) = \frac{|\Delta S_{LX\phi}(k)|}{|\Delta S_{LX\phi}(k - N + 1)|}. \quad (4.25)$$

Uma vez que em regime permanente $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ são aproximadamente iguais a zero, a ocorrência de um distúrbio é caracterizada por crescimentos repentinos nas potências complexas incrementais. Por isso, alterações abruptas nos valores de $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ são detectadas comparando-se os valores de $FSE_{LX\phi}$ e $\partial S_{LX\phi}$ como indicado na Equação (4.26). Essa relação é constantemente atualizada para todas as fases em ambos os terminais.

$$\partial S_{LX\phi}(k) > \eta_{SM} FSE_{LX\phi}(k), \quad (4.26)$$

sendo η_{SM} a margem de segurança que faz a detecção do defeito ser mais ou menos sensível.

Em situações normais de operação, a comparação descrita na Equação (4.26) não é satisfeita por nenhuma das fases em nenhum dos terminais, de maneira que o valor de FDD enviado é

igual a 0 (zero). No entanto, na ocorrência de um distúrbio na linha ou em suas proximidades, ocorre uma alteração abrupta no módulo da potência complexa incremental e, conseqüentemente, a condição descrita na Equação (4.26) é satisfeita para pelo menos uma das fases em um dos terminais, fazendo com que FDD seja igual a 1 (um) no instante k_{DD} , correspondente ao momento de detecção do distúrbio. Destaca-se que dois ciclos após ser ativada, FDD retorna ao valor de 0 (zero), a fim de assegurar a identificação de distúrbios consecutivos e o correto cálculo da potência complexa incremental.

4.10 DETECÇÃO DE FALTA EXTERNA

Conforme descrito na sessão 2.6, é comum o emprego de uma função adicional de detecção de falta externa para aumentar a segurança da proteção. Assim, a exemplo do que é feito na proteção diferencial de corrente, o bloco `Detecção da Falta Externa` determina se a ocorrência verificada é interna ou externa à linha de transmissão protegida, com o intuito de aumentar a segurança da proteção em situações de curto-circuitos externos que levem a uma eventual saturação dos TCs.

Para tanto, esse bloco fornece como saída a variável *flag* falta externa (FFE_ϕ), a qual é igual a 0 (zero) em regime permanente e é definida pela comparação entre os sinais dos ângulos das potência complexas incrementais do terminal local e remoto. Então, se $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ possuírem ângulos com sinais iguais, o curto-circuito é determinado como interno e a variável FFE_ϕ permanece igual a 0 (zero). Por outro lado, se as potências complexas incrementais dos dois terminais apresentarem seus ângulos com sinais contrários, o curto-circuito é definido como externo e FFE_ϕ altera seu valor para 1 (um).

4.11 RESTRIÇÃO HARMÔNICA

A fim de aumentar a segurança de atuação do algoritmo proposto, as componentes harmônicas causadas pela saturação do TC, nas situações de curto-circuito externo, são utilizadas para reforçar a restrição do algoritmo proposto. Para tanto, no bloco `Restrição Harmônica` são computadas as parcelas de potências complexas harmônicas a serem restringidas no bloco

Plano Alfa de Potências Complexas. Nesse sentido, a potência complexa harmônica total a ser restringida no terminal local, chamada de $R_{L\phi}^h$, é calculada na Equação (4.27).

$$R_{L\phi}^h(k) = FFE_\phi \sum_{h=2}^H k_h (|S_{LX\phi}^h(k)|), \quad (4.27)$$

sendo k_h igual a porcentagem de harmônica da h -ésima ordem a ser restrita e H a maior ordem harmônica considerada na situação avaliada.

Pela análise da equação (4.27), nota-se que $R_{L\phi}^h$ é necessariamente igual a 0 (zero) para curtos-circuitos internos, uma vez que FFE_ϕ é igual a 0 (zero). Por outro lado, como FFE_ϕ é igual a 1 (um) para curtos-circuitos externos, $R_{L\phi}^h$ pode ser diferente de zero quando da existência de componentes harmônicas decorrentes da saturação de TCs. Dessa forma, para curtos-circuitos externos, $R_{L\phi}^h$ é usada para forçar os coeficientes do algoritmo proposto a permanecerem na região de restrição.

Conseqüentemente, a estratégia proposta para restringir o conteúdo harmônico evita que o algoritmo proposto opere indevidamente em situações de curtos-circuitos externos com a presença de TC saturados, e ainda garante que a presença de harmônicas não comprometerá a atuação da proteção para uma situação de curto-circuito interno.

4.12 PLANO ALFA DE POTÊNCIAS COMPLEXAS

Todos os blocos descritos anteriormente são essenciais para a manipulação e adequação dos sinais de tensão e corrente dos terminais local e remoto da linha de transmissão protegida. No entanto, o bloco Plano Alfa de Potências Complexas figura como o módulo principal, uma vez que nele são comparadas as potências complexas incrementais de cada fase de ambos os terminais, resultando na atuação ou não da proteção diferencial de potência proposta. Nesse bloco, as entradas $\Delta S_{LX\phi}$, $\Delta S_{RX\phi}$ e FCH são utilizadas para determinação de sua saída, chamada de $87PL\phi$, a qual é uma variável de *trip* que indica ou não o envio do comando de abertura para os disjuntores de forma segregada por fase ϕ . Destaca-se que a variável $87PL\phi$ é normalmente igual a 0 (zero) em condições normais de operação.

O estado da variável $87PL\phi$ é definido de acordo com as razões complexas $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$, correspondentes aos coeficientes do algoritmo proposto para os terminais local e remoto, res-

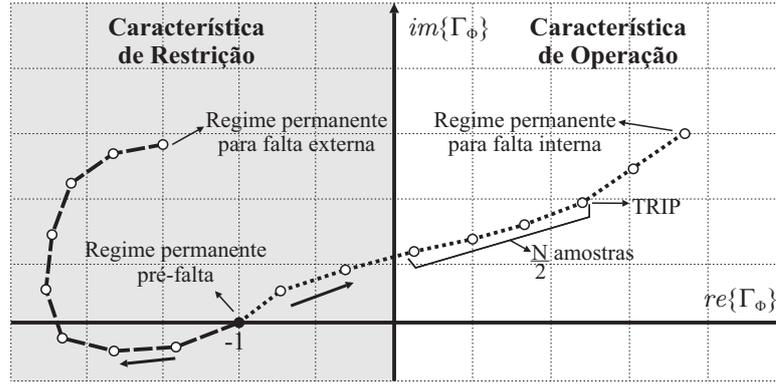


Figura 4.5. Plano alfa de potências complexas incrementais.

pectivamente, e determinadas conforme as Equações (4.28) e (4.29).

$$\Gamma_{LX\phi}(k) = \frac{\Delta S_{LX\phi}(k)}{\Delta S_{RX\phi}(k)} - R_{L\phi}^h(k), \quad (4.28)$$

$$\Gamma_{RX\phi}(k) = \frac{\Delta S_{RX\phi}(k)}{\Delta S_{LX\phi}(k)} - R_{R\phi}^h(k). \quad (4.29)$$

Para garantir a segurança da proteção, se o módulo de $\Delta S_{LX\phi}$ ou de $\Delta S_{RX\phi}$ for maior que o valor de ΔS_{min} , os índices $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ são calculados conforme descrito nas Equações (4.28) e (4.29), respectivamente. Caso contrário, ambos os coeficientes são forçadamente fixados no ponto $(-1,0)$, com o intuito de evitar atuações incorretas da função $87PL$ em decorrência de potências complexas incrementais espúrias. Ressalta-se que em regime permanente de operação ΔS_{min} é igual a 0,1 pu, e durante um ciclo após a identificação de qualquer chaveamento na linha de transmissão – enquanto a variável de chaveamento FCH for igual a 1 (um) – ΔS_{min} é igual a 0,6, a fim de aumentar a segurança da proteção. Destaca-se que os chaveamentos considerados na linha correspondem a quaisquer aberturas ou fechamentos de seus disjuntores.

Os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ são interpretados com base na representação gráfica do plano alfa de potências complexas incrementais, no qual os eixos das abscissas e ordenadas correspondem, respectivamente, às partes real e imaginária dos índices da função $87PL$, como apresentado na Figura 4.5. Nota-se que o ponto de estabilidade dessa característica – correspondente ao regime permanente de pré-falta – encontra-se em $(-1,0)$, e sua região de restrição é definida pelo semiplano esquerdo.

O estado da variável $87PL\phi$ altera de 0 (zero) para 1 (um) se pelo menos um dos coeficientes do plano alfa identificar o curto-circuito interno. A fim de prevenir eventuais operações indevidas durante o regime transitório de falta, o sinal de *trip* é enviado somente após a identificação

de meio ciclo de amostras ($\frac{N}{2}$ amostras) consecutivas no semiplano direito. Desse modo, considerando, por exemplo, a taxa de amostragem de 8 amostras por ciclo ($N = 8$ somente para este exemplo, no restante dos casos N é mantido igual a 16 amostras por ciclo), observa-se na Figura 4.5 que para um curto-circuito interno o coeficiente se desloca do ponto de estabilidade para a região de operação e somente após a identificação de quatro amostras consecutivas nessa região o *trip* é enviado. Da Figura 4.5, nota-se também que para um curto-circuito externo à linha de transmissão, o coeficiente se desloca de $(-1,0)$, mas permanece na região de restrição e, portanto, $87PL\phi$ mantém-se igual a 0 (zero).

As trajetórias dos coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ dependem das características do defeito, uma vez que elas influenciam nos valores das magnitudes e dos ângulos das potências complexas incrementais $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$. Para maior esclarecimento acerca dos possíveis comportamentos desses índices, supõe-se que os TCs em ambos os terminais possuem a mesma polaridade.

Como o algoritmo proposto analisa apenas as potências complexas incrementais, constata-se que $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ das fases defeituosas possuem ângulos com sinais iguais para qualquer situação de falta interna. Isso ocorre porque ambos os terminais verificam o curto-circuito como direto³. Logo, a diferença angular entre as potências faz com que os ângulos dos coeficientes do plano alfa tenham valores próximos a 0° , de maneira que $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ se situam no primeiro ou no quarto quadrante do plano alfa de potências, definindo os mesmos como região de atuação.

Contrariamente, $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ das fases defeituosas possuem ângulos com sinais opostos para qualquer situação de curto-circuito externo. Isso se justifica porque para um dos terminais da linha o curto-circuito é tido como direto, enquanto que para o outro ele é reverso. Dessa forma, a diferença angular entre as potências faz com que os ângulos dos coeficientes do plano alfa sejam próximos de 180° e, conseqüentemente, $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ se situam no segundo ou no terceiro quadrante do plano alfa de potências, definindo os mesmos como região de restrição.

No caso das fases sãs, verifica-se que tanto para faltas internas quanto externas elas possuem $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ com valores menores que ΔS_{min} , de forma que seus coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ são forçados a permanecer no ponto de estabilidade $(-1,0)$.

Durante uma manobra de energização da linha, quando o seguidor está aberto e não há

³A definição de curto-circuito direto refere-se àquele que ocorre a jusante do disjuntor analisado, e o curto-circuito reverso refere-se àquele que ocorre a montante do disjuntor analisado.

curto-circuito, a potência complexa incremental do terminal líder é aproximadamente igual a 0 (zero), enquanto que no terminal seguidor é igual a $j \frac{\Delta S_{min}}{2}$. Assim, em ambos os terminais a potência complexa incremental possui módulo menor que ΔS_{min} , de maneira que os coeficientes do plano alfa são fixados em (-1,0). Como a potência complexa incremental no terminal seguidor é fixada como indutiva, se nessa situação acontecer um curto-circuito interno – que também possui caráter indutivo – a diferença angular entre as potências faz com que os ângulos dos coeficientes das fases defeituosas sejam próximos de 0° , de maneira que $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ se localizam na região de atuação.

Dado que somente $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ das fases defeituosas se deslocam do semiplano esquerdo para o direito, a seleção das fases defeituosas é inerente ao algoritmo proposto, permitindo assim a adoção da estratégia de religamento monopolar, conforme descrito na Seção 4.6.

Ressalta-se ainda que, para curtos-circuitos externos que levem a saturação dos TCs, a componente $R_{L\phi}^h$ é um número real positivo diferente de zero, o qual força os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ das fases defeituosas a permanecerem na região de restrição, evitando assim o envio indevido de *trip*. Adicionalmente, a lógica implementada assegura que a presença de harmônicas não comprometerá a atuação da proteção para uma situação de curto-circuito interno.

Vale destacar que a possibilidade de subtrair $R_{L\phi}^h$ do coeficiente $\Gamma_{LX\phi}$ para realizar o reforço da característica de restrição corresponde a uma das vantagens de se empregar o elemento diferencial em relação ao elemento direcional. Isso se justifica porque além do uso da direcionalidade, utiliza-se também o módulo dos índices para garantir a correta atuação do algoritmo proposto durante curtos-circuitos externos com a presença de componentes harmônicas.

4.13 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou detalhadamente o algoritmo de proteção diferencial de potência proposto, mostrando como os sinais de tensão e corrente de entrada são manipulados com o objetivo de resultar nos coeficientes de atuação do plano alfa de potências complexas incrementais, os quais são responsáveis pelo envio ou não do sinal de *trip*. Assim, o comportamento desses índices foi analisado, mostrando o funcionamento da lógica empregada na análise da potência complexa incremental em cada um dos terminais, para as principais condições de operação da

proteção, quais sejam curtos-circuitos internos e externos, além da energização da linha.

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o intuito de analisar o desempenho do algoritmo proposto, avalia-se o comportamento da proteção diferencial de potência para uma linha de transmissão operando em diversas situações, tais como: condição normal de operação, curtos-circuitos e manobras. Para essas análises, emprega-se o sistema elétrico ilustrado na Figura 5.1, o qual é modelado e simulado no *software* ATP. Além disso, a função diferencial de potência é implementada considerando como entrada os sinais de tensão e corrente – referentes aos secundários dos TPCs e TCs instalados nos terminais local e remoto da linha – os quais, manipulados adequadamente, resultam na operação ou não da função $87PL$.

Na Figura 5.1, as fontes dos terminais local e remoto, representadas por SL e SR, respectivamente, são ideais e possuem seus parâmetros definidos com base na razão entre as impedâncias das fontes e da linha, chamadas de SIR_L para o terminal local e SIR_R para o terminal remoto. A linha de transmissão é de 500 kV, 200 km e foi modelada como perfeitamente transposta a parâmetros distribuídos constantes na frequência (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Os transformadores para instrumento empregados são os mesmos em ambos os terminais, sendo que os TCs são do tipo C800 2000-5 A, com modelagem e parâmetros descritos por IEEE Power System Relaying Committee (2004). Os modelos dos TPCs empregados são apresentados por Pajuelo *et al.* (2008). Ressalta-se que os subíndices 0 (zero) e 1 (um) correspondem às componentes de sequência zero e positiva, nessa ordem.

A Figura 5.1 indica cinco pontos distintos na linha de transmissão – F_1, F_2, F_3, F_4, F_5 – que se referem às posições nas quais os curtos-circuitos analisados serão aplicados. A posição exata de cada um desses pontos é descrita a seguir (da esquerda para a direita):

- F_1 : Posição imediatamente antes do TC local, sendo, portanto, uma falta externa;
- F_2 : Posição imediatamente depois do TC local, sendo, portanto, uma falta interna;

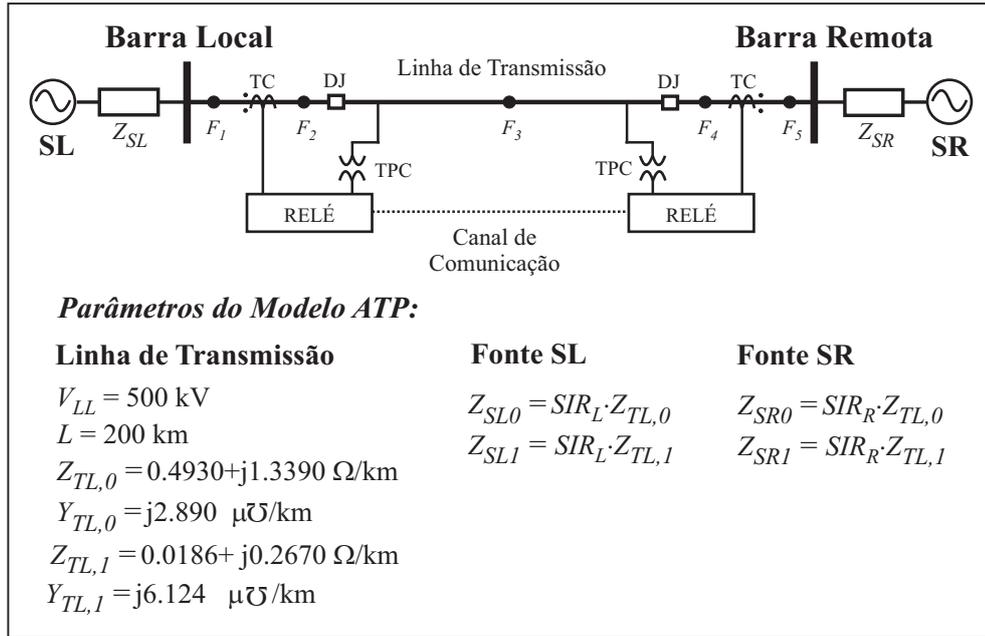


Figura 5.1. Modelo do sistema elétrico de potência utilizado.

- F_3 : Posição em 50% da linha de transmissão, sendo, portanto, uma falta interna;
- F_4 : Posição imediatamente antes do TC remoto, sendo, portanto, uma falta interna;
- F_5 : Posição imediatamente depois do TC remoto, sendo, portanto, uma falta externa;

Para as simulações, considerou-se no ATP um passo de integração correspondente a uma taxa de amostragem de 1.600 amostras por ciclo. Além disso, os sinais de saída foram processados por meio de um Filtro Butterworth passa baixa anti-aliasing de terceira ordem, com frequência de corte de 180 Hz. Desse modo, os sinais de saída foram reamostrados a uma taxa de 16 amostras por ciclo ($N=16$), antes de serem utilizados no algoritmo proposto.

Supõe-se ainda que a frequência fundamental considerada é de 60 Hz e os sinais do terminal remoto possuem um atraso decorrente do canal de comunicação computado adicionando-se 1 ms no tempo de operação do relé – considerando o emprego de fibra óptica, vide Tabela 2.2. Além disso, define-se que as variáveis do algoritmo possuem os seguintes valores: ponto X da linha igual a 50%, η_{SM} igual a 3, H igual a 3 (por serem as harmônicas mais preponderantes durante a saturação do TC), k_h igual a 3, ΔS_{min} é igual a 0,1 pu em regime permanente e durante um ciclo após a identificação de qualquer chaveamento ΔS_{min} é igual a 0,6, a fim de aumentar a segurança da proteção. Vale ressaltar que os valores de η_{SM} e de ΔS_{min} foram definidos empiricamente para o sistema avaliado, podendo essas variáveis possuírem diferentes valores se

forem considerados outros sistemas de potência.

Para a validação do algoritmo proposto, as condições de curto-circuito simuladas consideraram a influência de alguns parâmetros relacionados à falta, quais sejam: tipo de falta (trifásico, bifásico com ou sem terra e monofásico), localização da falta (p), resistência de falta (R_f), força das fontes (simuladas variando SIR_L e SIR_R), módulo da tensão no terminal remoto (V_R) e condições de carregamento do sistema (δ), o qual é determinado supondo a barra local com tensão igual a $1\angle 0^\circ$ pu e a barra remota com $1\angle \delta$ pu. Destaca-se que o valor atribuído a δ corresponde a defasagem angular entre as tensões nas barras, sendo este ajuste possível por meio do controle das tensões nas fontes local e remota em regime permanente. Ainda sobre os curtos-circuitos analisados, vale mencionar que todas as fases foram igualmente avaliadas em todos os diferentes tipos de falta, mas apenas os resultados com comportamentos mais expressivos são apresentados neste trabalho.

Acerca dos resultados obtidos, inicialmente são apresentadas avaliações sobre o desempenho do filtro memória de tensão de sequência positiva empregado. Em seguida, são descritas as análises sobre o comportamento da função $87PL$, cujas simulações são divididas em duas categorias: análises transitórias (ATs) e análises da sensibilidade paramétrica (ASPs). No primeiro tipo, são simulados casos pontuais considerando o intervalo desde o regime permanente de pré-falta até o regime permanente de falta, sendo também descritas situações de manobras com intervalos de tempo variados. Nas análises da sensibilidade paramétrica, considera-se o regime permanente de falta para verificar a influência de cada uma das variáveis envolvidas no curto-circuito. Para essas últimas análises, investiga-se também o comportamento da proteção diferencial de corrente, com o objetivo de realizar uma avaliação comparativa entre o desempenho das funções $87L$ e $87PL$.

5.1 DESEMPENHO DA MEMÓRIA DE TENSÃO DE SEQUÊNCIA POSITIVA

Conforme descrito na Seção 4.6, o filtro memória de tensão de sequência positiva apresentado figura como uma das contribuições desta tese. Essa estratégia corresponde a um meio simples e estável para ajustar de forma adaptativa a memória de tensão de sequência positiva sem causar qualquer alteração no sistema.

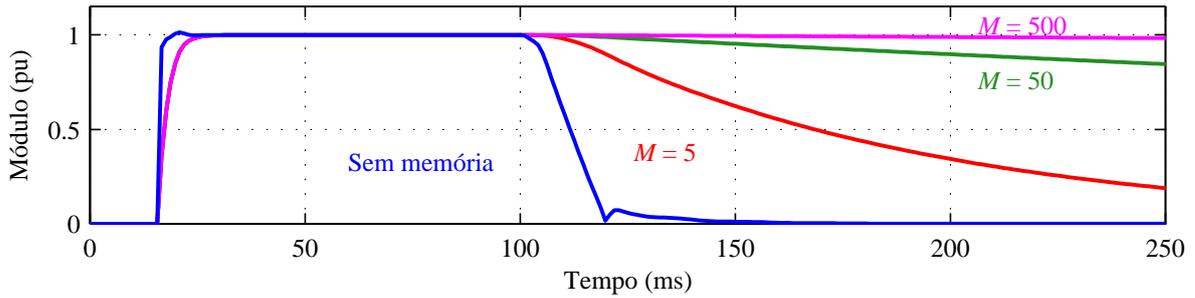


Figura 5.2. Comportamento da memória de tensão a depender do valor de M .

Com o intuito de investigar a influência do valor da constante de decaimento M , realiza-se a seguinte simulação: a memória de tensão é habilitada em 0 ms, após a energização da linha de transmissão, e ocorre um curto-circuito trifásico franco, em 100 ms, próximo a barra local da Figura 5.1. Nesse caso, o sistema opera com fonte local forte e fonte remota fraca ($SIR_L = 0,1$, $SIR_R = 1,0$) e sem carregamento ($\delta = 0^\circ$). Para essa simulação, considera-se que após a ocorrência do curto-circuito em 100 ms, o valor de M é variado, podendo ser igual a 0 (ou sem memória), 5, 50 ou 500.

Nota-se da Figura 5.2, a qual apresenta o comportamento adaptativo do filtro memória de tensão para o caso analisado, que após a energização da linha, o valor do módulo de \widehat{V}_{1M} cresce rapidamente até seu valor nominal, em função do emprego da memória curta. Isso é possível igualando-se M a 0,1 por tempo suficiente (aproximadamente 1 ciclo) para que o fator de esquecimento α tenha valor elevado (próximo de 1). Como α é alto, prevalece a primeira parcela da soma que define \widehat{V}_{1m} (vide Equação (4.18)), de maneira tal que o módulo de \widehat{V}_{1M} atualiza rapidamente seu valor, fazendo com que \widehat{V}_{1m} seja aproximadamente igual a \widehat{V}_1 .

Como a falta ocorre próximo ao terminal local, após a ocorrência do curto-circuito, as tensões nas fases são aproximadamente iguais a zero, o que causa uma redução no valor do módulo de \widehat{V}_1 para menos que 0,1 pu da tensão nominal. Nessa condição, a memória longa é ativada por meio do ajuste adaptativo de M , o qual irá influenciar diretamente no valor do fator de esquecimento α e, portanto, no comportamento de \widehat{V}_{1M} . Observa-se da Figura 5.2 que menores valores de M fazem com que o módulo da tensão de sequência positiva diminua mais rapidamente. Isso ocorre porque menores valores de M resultam em valores elevados de α e, conseqüentemente, prevalece a primeira parcela da Equação (4.18). Assim, \widehat{V}_{1M} atualiza seu valor mais rapidamente. Ressalta-se que a curva em azul corresponde ao módulo do fasor tensão de sequência positiva sem memorização ($M = 0$), a qual não emprega a polarização de

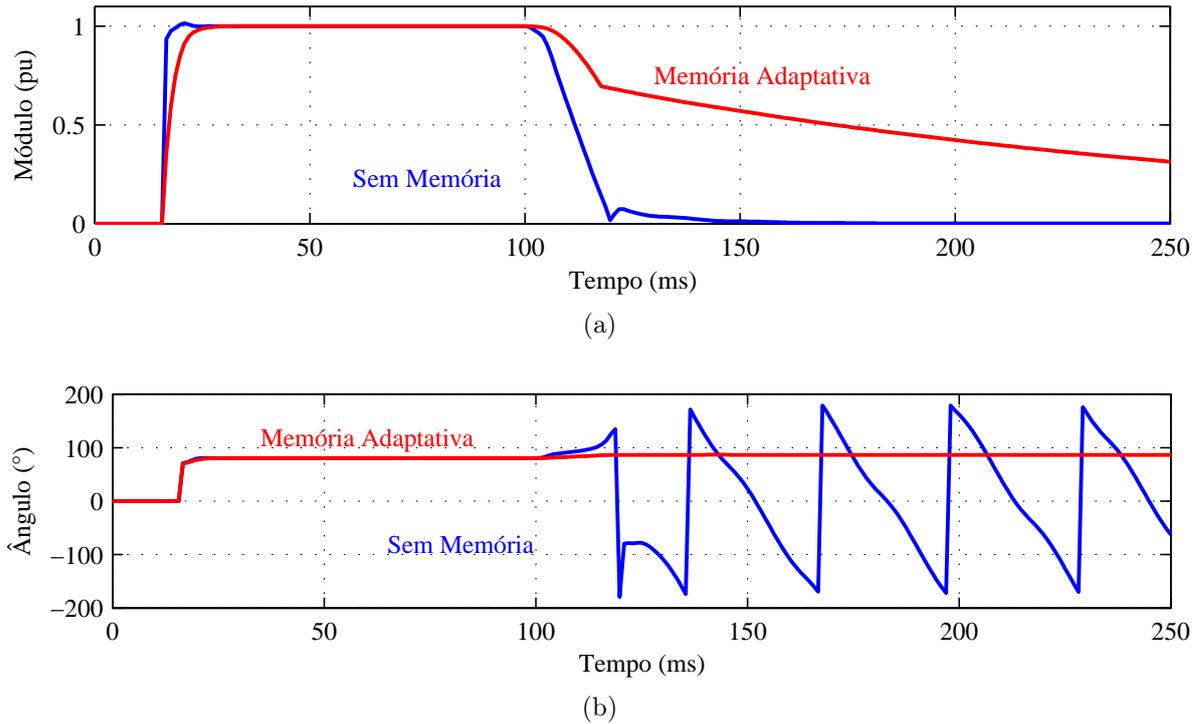


Figura 5.3. Comportamento do fasor tensão sem memória e com memória adaptativa: (a) Módulo; (b) Ângulo.

tensão e, por isso, reduz seu valor para zero mais rapidamente.

Comportamento contrário é verificado quando emprega-se maiores valores de M : constata-se que o módulo do fasor tensão de sequência positiva memorizada reduz seu valor mais lentamente. Isso porque o fator de esquecimento α terá valores próximos de zero, fazendo com que prevaleça a segunda parcela da soma que define \widehat{V}_{1m} e, conseqüentemente, o módulo do fasor tensão de sequência positiva memorizada antes do curto-circuito permaneça por mais tempo. Destaca-se da Figura 5.2 que a curva em rosa corresponde ao maior valor de M , tal que \widehat{V}_{1M} praticamente não altera seu valor, ainda que as tensões nas fases sejam próximas de zero após o curto-circuito.

As Figuras 5.3(a) e 5.3(b) apresentam o módulo e o ângulo, respectivamente, do perfil do fasor tensão para o curto-circuito supramencionado exibindo apenas os fasores tensão de sequência positiva sem memória e com memória adaptativa, considerando a memória longa para M igual a 100,0 ciclos. Da Figura 5.3(a), verifica-se da curva em azul, correspondente ao módulo do fasor tensão de sequência positiva sem memória que, após a ocorrência do curto-circuito, $|\widehat{V}_1|$ reduz seu valor rapidamente para zero. Todavia, a curva em vermelho, correspondente ao fasor tensão de sequência positiva memorizada, ilustra que o valor de $|\widehat{V}_{1M}|$, antes da redução, permanece por mais tempo. Esse comportamento adaptativo do fasor tensão de sequência positiva memorizada é vantajoso, uma vez que evita a perda de referências confiáveis de módulo.

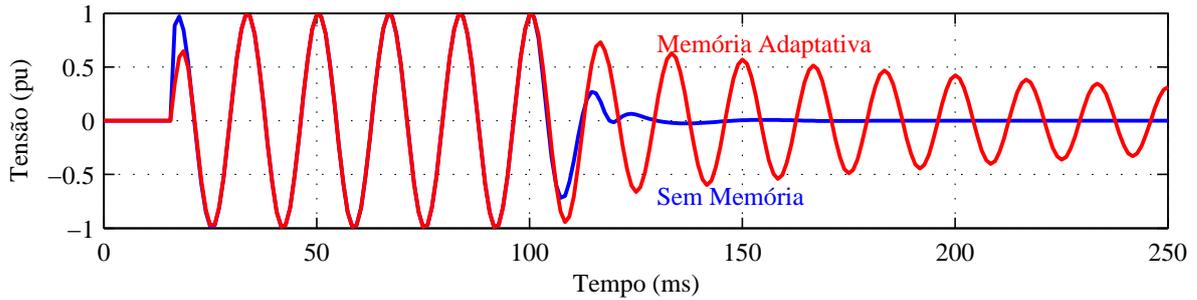


Figura 5.4. Comportamento da tensão instantânea com e sem o uso de memória adaptativa.

Em proteções que empregam polarização por memória de tensão, é comum que suas funções sejam desabilitadas, após a energização das linhas de transmissão, por tempo suficiente para que sua memória seja carregada. Nesse período, a linha é normalmente protegida pela função *Switch on-to-Fault* (SOTF) (PHADKE; THORP, 2008). Assim, o atraso inicial de 1 ciclo observado na Figura 5.3 após a habilitação da memória adaptativa é aceitável, uma vez que nos 200-ms iniciais a proteção da linha é efetuada apenas pela função SOTF.

Da Figura 5.3(b), nota-se que o ângulo do fasor tensão sem memória possui variações significativas após a ocorrência do curto-circuito, enquanto a fase do fasor tensão memorizada permanece praticamente inalterada. Em elementos de proteção que empregam a direcionalidade, mudanças na fase são prejudiciais, pois estão associadas à inversões de tensão, que normalmente acarretam em atuações incorretas da proteção. Assim, o emprego do filtro adaptativo também é vantajoso em relação ao comportamento da fase do fasor tensão.

Conforme descrito na Equação (4.19), a tensão de sequência positiva também pode ser visualizada em termos de valores instantâneos de tensão. A Figura 5.4 apresenta o comportamento da tensão de sequência positiva memorizada instantânea correspondente ao fasor indicado na Figura 5.3. Nota-se que, assim como verificado anteriormente para \widehat{V}_{1M} , a tensão instantânea memorizada que emprega memória adaptativa não reduz abruptamente seu valor a zero após a ocorrência do curto-circuito, o que ocorre com a tensão instantânea sem memorização. Dessa forma, verifica-se que essa abordagem permite o uso do filtro proposto em outras aplicações de proteção fundamentadas no domínio do tempo.

Tabela 5.1. Curtos-circuitos simulados nas análises transitórias e suas características.

Caso	Tipo de Falta	p	R_f (Ω)	SIR_L	SIR_R	δ
ATC.1	ABC	F_1	0,0	0,1	0,1	0°
ATC.2	ABC	F_2	0,0	0,1	0,1	0°
ATC.3	CT	F_3	450,0	1,0	1,0	-30°
ATC.4	BT	F_4	0,0	0,1	0,1	-30°
ATC.5	BT	F_4	450,0	0,1	0,1	-30°
ATC.6	BT	F_5	450,0	0,1	0,1	-30°
ATC.7	BC	F_1	100,0	0,1	1,0	-10°
ATC.8	ABC	F_5	0,0	0,1	1,0	-20°
ATC.9	AT	F_1	0,0	–	0,1	-10°
ATC.10	AB	F_5	0,0	–	0,1	-10°

5.2 ANÁLISE TRANSITÓRIA DE CURTO-CIRCUITO (ATC)

Os resultados obtidos por meio das ATCs permitem observar o comportamento dos coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ no plano alfa de potências complexas incrementais no intervalo de tempo que engloba desde o regime permanente de pré-falta, seguido da aplicação do curto-circuito em 80 ms, até o regime permanente de falta. Todos os curtos-circuitos analisados nesta seção, e suas respectivas características, são descritos na Tabela 5.1.

5.2.1 Casos ATC.1 e ATC.2: Discussão sobre Situações Adversas de Curtos-Circuitos Próximos ao Terminal Local

De acordo com a Tabela 5.1, os casos ATC.1 e ATC.2 correspondem a curtos-circuitos trifásicos francos, nos quais o sistema opera sem carregamento e com ambas as fontes fortes (elevada contribuição para o curto-circuito). O único aspecto que difere essas duas situações é a localização: o primeiro diz respeito a um curto-circuito externo imediatamente antes do TC local, em F_1 , e o segundo refere-se a uma falta interna imediatamente após o TC local, em F_2 .

As características do caso ATC.1 foram selecionadas a fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para um caso de curto-circuito externo adverso, no qual as potências complexas incrementais de ambos os terminais possuem valores elevados, o que poderia acarretar numa possível atuação incorreta da proteção. Nesse caso, a menos das correntes capacitivas, as correntes medidas pelos TCs local e remoto são aproximadamente iguais

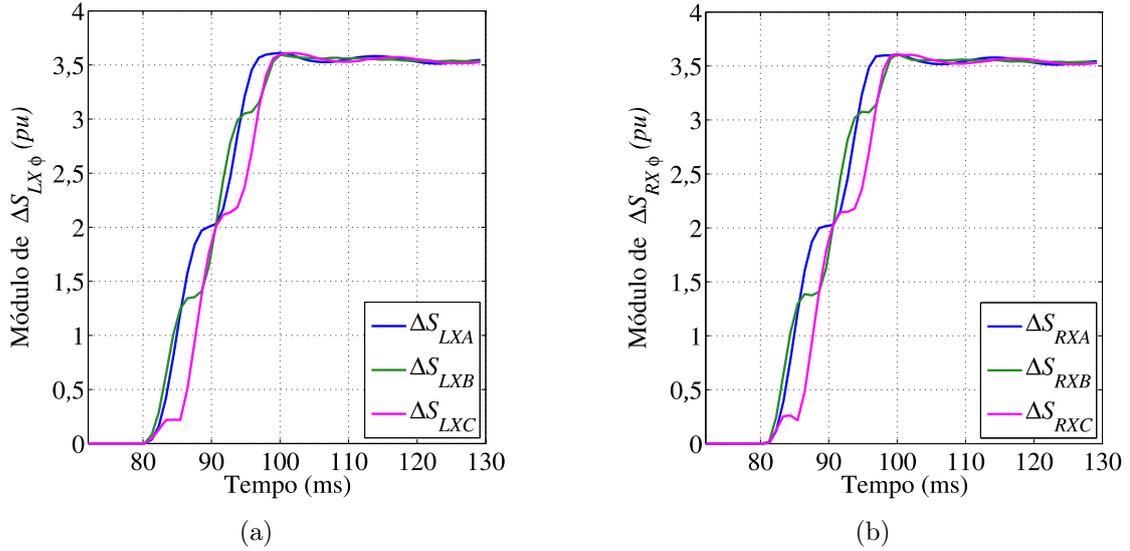


Figura 5.5. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.1.

e, portanto, as contribuições vistas por ambos os TCs são praticamente iguais. O sistema também foi configurado para operar sem carregamento ($\delta = 0^\circ$), para que a parcela de pré falta subtraída no bloco `Filtro Delta` fosse nula. A escolha por $SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 0,1$ foi no sentido de aumentar a contribuição de ambas as fontes para o curto-circuito.

Além disso, para um curto-circuito imediatamente antes do TC local, a impedância de sequência zero de toda a linha diminuiria sobremaneira o valor de qualquer corrente de curto-circuito que envolvesse a terra. Dessa forma, optou-se pelo curto-circuito trifásico franco, uma vez que nesse caso sua corrente é necessariamente mais crítica do que qualquer curto-circuito que envolva a terra, pois não há nela interferência da impedância de sequência zero da linha.

Diante dessas particularidades e conforme apresentado nas Figuras 5.5(a) e 5.5(b), verifica-se que para o caso ATC.1, $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ apresentam módulos iguais em regime permanente, de aproximadamente 3,5 pu. Isso se justifica porque, se o curto-circuito é externo, as correntes vistas pelos dois TCs são iguais e têm origem na mesma fonte, nesse caso, na fonte remota.

Analisando-se os ângulos das potências complexas incrementais nos terminais local e remoto para o caso ATC.1, apresentados nas Figuras 5.6(a) e 5.6(b), respectivamente, nota-se que os ângulos de $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ possuem sinais contrários após a ocorrência da falta. Isso ocorre porque o terminal local verifica o curto-circuito como reverso, enquanto o remoto identifica-o como direto. Logo, os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ permanecem no semiplano esquerdo, ainda que eles apresentem oscilações, conforme apresentado na Figura 5.7.

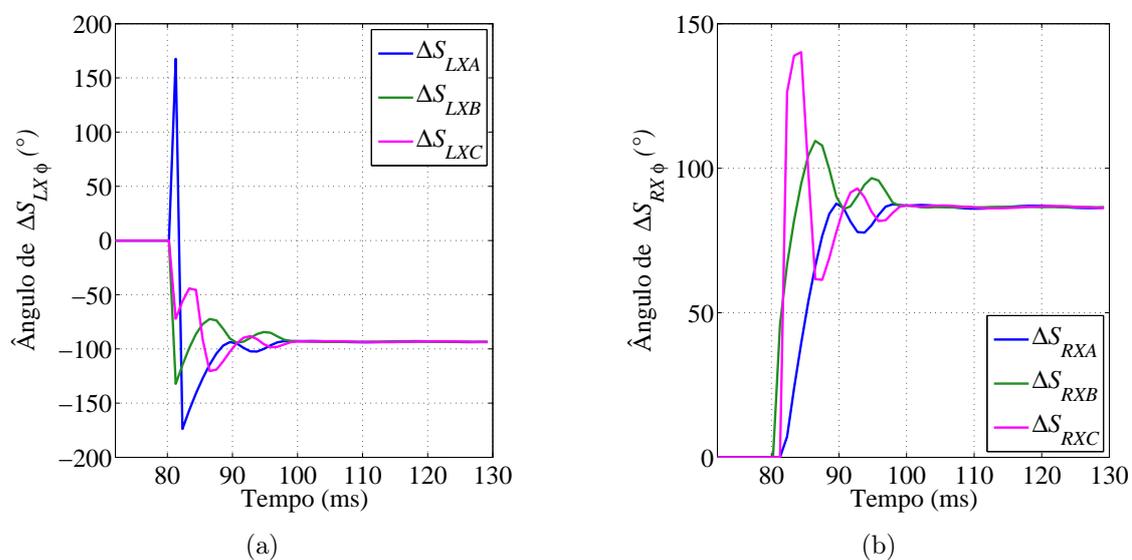


Figura 5.6. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.1.

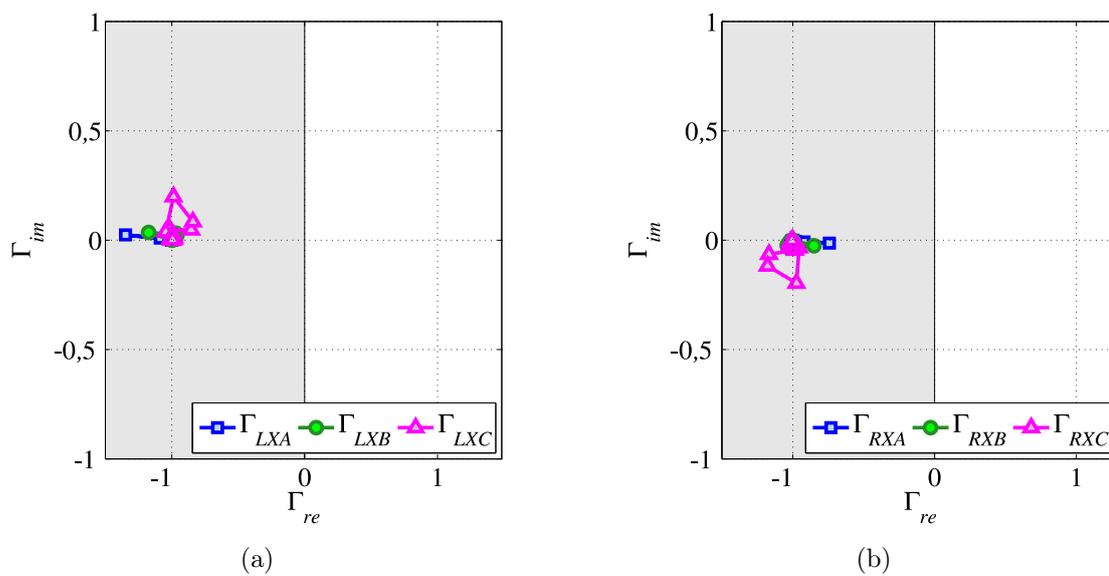


Figura 5.7. Caso ATC.1: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

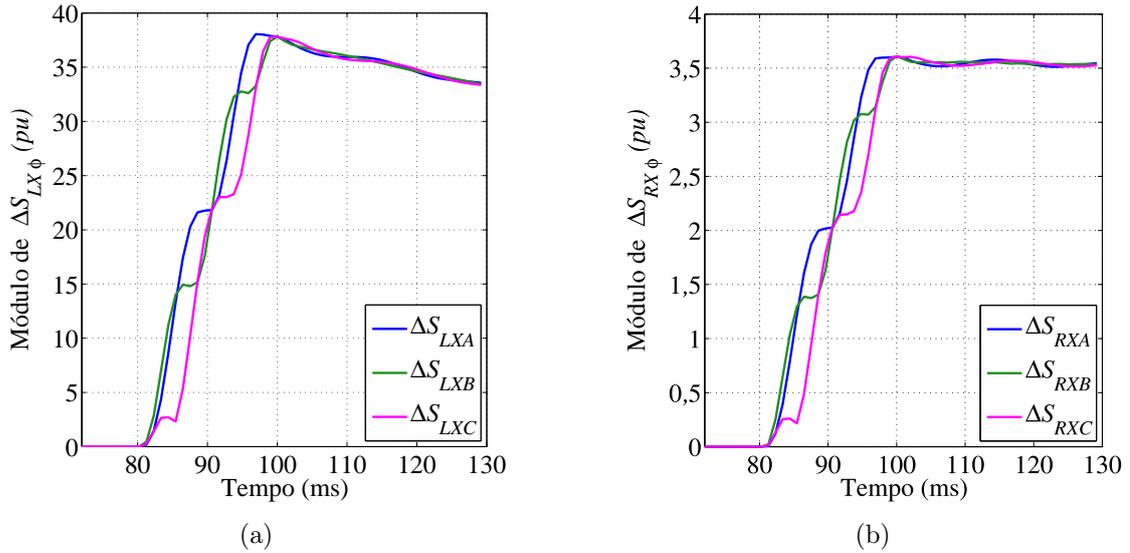


Figura 5.8. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.2.

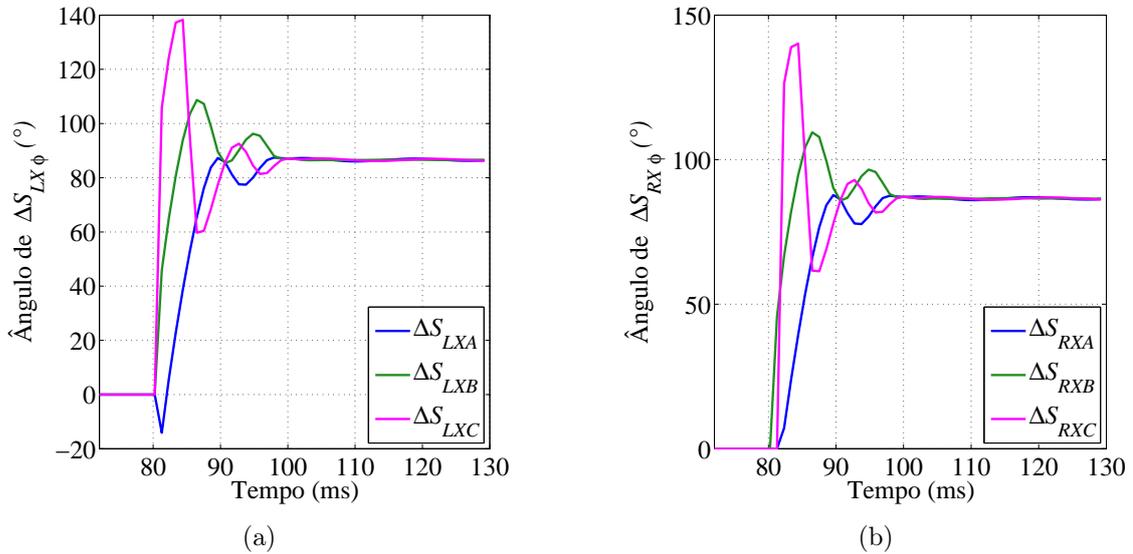


Figura 5.9. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.2.

Considerando o caso ATC.2, nota-se das Figuras 5.8(a) e 5.8(b) que o módulo de $\Delta S_{LX\phi}$ é, em regime permanente de curto-circuito, aproximadamente dez vezes maior que o módulo de $\Delta S_{RX\phi}$. Isso é justificado porque esse caso se refere a um curto-circuito interno e, portanto, há contribuição de ambas as fontes para a corrente de curto-circuito. Como a falta ocorre próximo ao terminal local, a contribuição da fonte local será maior que a contribuição da fonte remota. Acerca dos ângulos de $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.2, constata-se que eles possuem sinais iguais, conforme exibido nas Figuras 5.9(a) e 5.9(b), pois ambos os terminais verificam o curto-circuito como direto.

O comportamento da proteção para o caso ATC.2 é apresentado na Figura 5.10, na qual

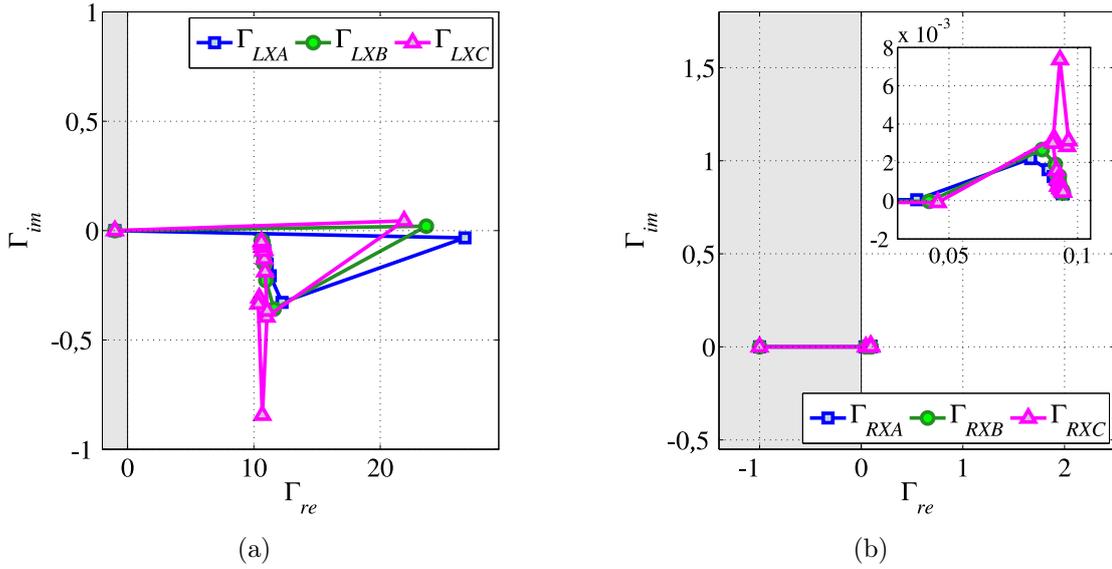


Figura 5.10. Caso ATC.2: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

observa-se que os coeficientes de todas as fases se deslocam de $(-1,0)$ para o semiplano direito, o que resulta em um *trip* tripolar com tempo de atuação de 12,37 ms (0,74 ciclo). Nota-se também que o módulo de $\Gamma_{LX\phi}$ é aproximadamente 100 vezes maior que o módulo de $\Gamma_{RX\phi}$, o que é justificado pela proximidade do curto-circuito ao terminal local.

Destaca-se que os curtos-circuitos dos casos ATC.1 e ATC.2 são aplicados próximos da barra local de maneira que as tensões nas três fases nesse terminal são próximas de zero. Apesar disso, a proteção diferencial de potência opera corretamente nessas duas situações, em decorrência do emprego da memória de tensão de sequência positiva adaptativa.

A fim de evidenciar a importância do emprego do filtro de memória de tensão proposto, avalia-se novamente a atuação da proteção para o caso ATC.2, todavia, desconsiderando a aplicação da memória de tensão de sequência positiva. Esses resultados são apresentados na Figura 5.11, na qual observa-se que os coeficientes de todas as fases em ambos os terminais se deslocam de $(-1,0)$ para o semiplano direito, onde permanecem por poucas amostras (insuficientes para gerar *trip*), e depois $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ retornam ao semiplano esquerdo, onde permanecem no regime permanente de curto-circuito. Dessa forma, constata-se que sem a aplicação da memória de tensão, a proteção não atuaria para esse caso de curto-circuito interno próximo a barra local.

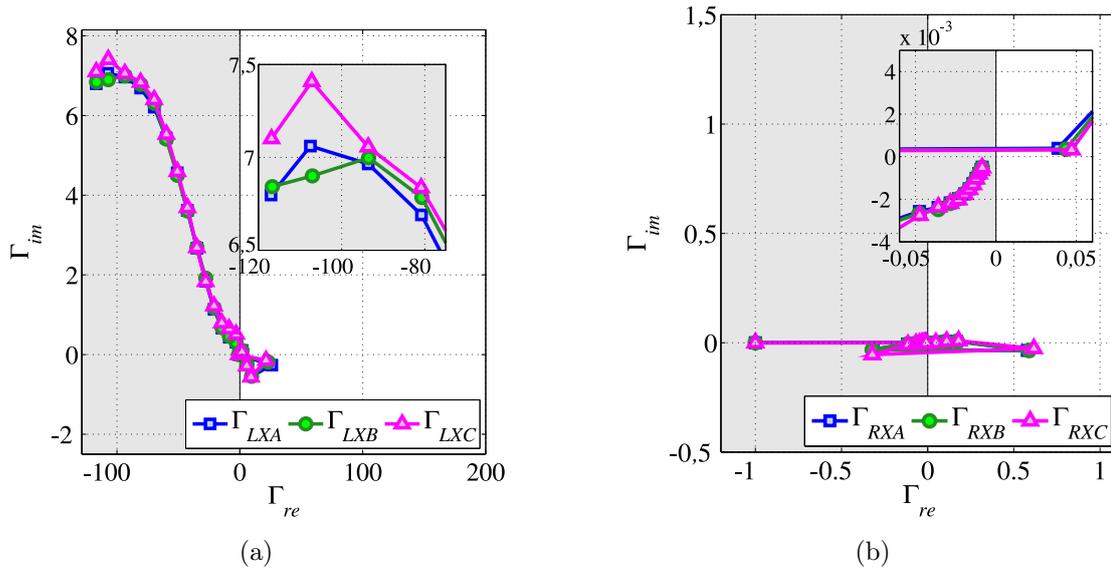


Figura 5.11. Caso ATC.2 sem aplicação da memória de tensão: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

5.2.2 Caso ATC.3: Discussão sobre uma Situação Adversa de Curto-Circuito Interno

O caso ATC.3 é simulado com o intuito de verificar a atuação da proteção diferencial de potência para um caso adverso de curto-circuito interno, no qual as potências complexas incrementais dos terminais local e remoto possuem valores reduzidos, dificultando assim a detecção da falta e, conseqüentemente, a atuação da função $87PL$. Nesse contexto, optou-se pelo curto-circuito interno monofásico na fase C em 50% da linha de transmissão (em F_3), com resistência de falta elevada de 450Ω . Nesse caso, o sistema foi configurado com carregamento elevado ($\delta = -30^\circ$), de maneira que a parcela de pré falta subtraída no bloco Filtro Delta é elevada. Além disso, a escolha por ambas as fontes fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$) diminui as contribuições das fontes local e remota para a corrente de curto-circuito.

Diante dessas particularidades, e conforme observado nas Figuras 5.12(a) e 5.12(b), verifica-se que para o caso ATC.3 as potências complexas incrementais na fase C em ambos os terminais apresentam magnitudes iguais em regime permanente de curto-circuito, de aproximadamente 0,2 pu. Destaca-se que a contribuição das duas fontes são praticamente iguais em módulo devido ao emprego de fontes com forças iguais e também pela aplicação do curto-circuito em 50% da linha, fazendo com que a falta esteja igualmente distante de ambas as fontes.

Com base nas Figuras 5.13(a) e 5.13(b), nota-se que apenas os ângulos de ΔS_{LXC} e ΔS_{RXC} possuem sinais iguais, pois os dois terminais verificam o curto-circuito como direto. À vista

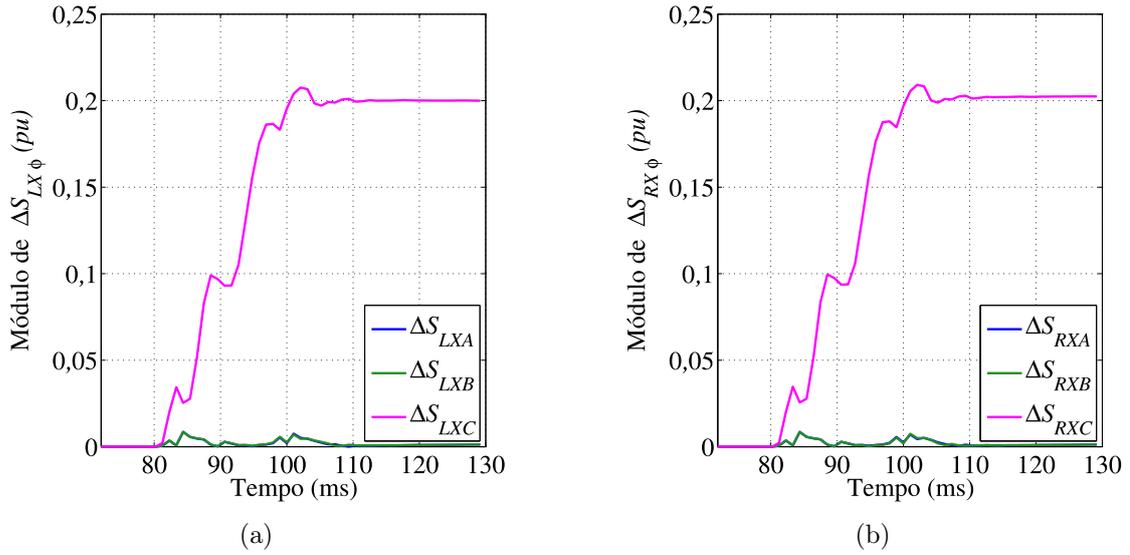


Figura 5.12. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.3.

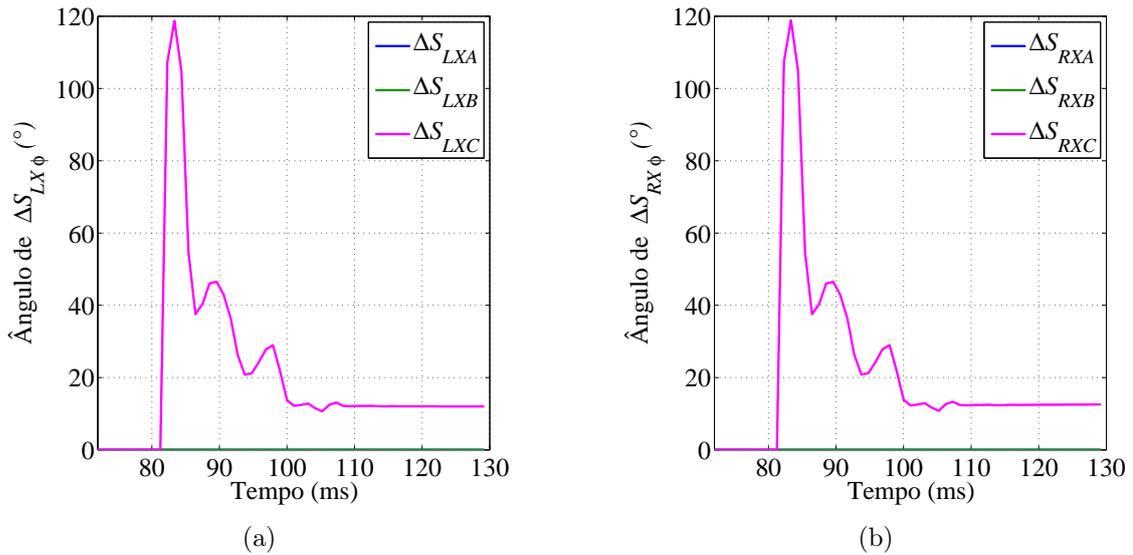


Figura 5.13. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.3.

disso, os índices das fases sã permanecem no ponto de estabilidade $(-1,0)$, enquanto os coeficientes Γ_{LXC} e Γ_{RXC} se deslocam para o semiplano direito, conforme apresentado na Figura 5.14, gerando um *trip* monopolar com tempo de atuação igual a 23,37 ms (1,40 ciclo). Além disso, observa-se que os módulos de Γ_{LXC} e Γ_{RXC} possuem valores próximos de 1,0, o que é justificado pela contribuição aproximadamente igual das duas fontes para o curto-circuito (ambas são fracas), além de que a falta foi aplicada em F_3 – igualmente distante dos dois terminais.

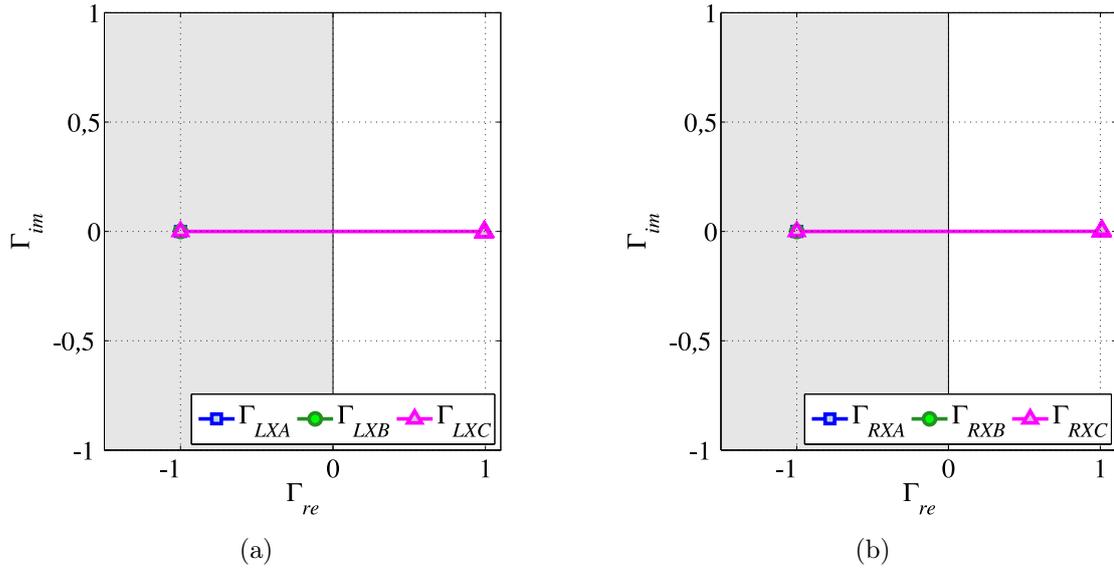


Figura 5.14. Caso ATC.3: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

5.2.3 Casos ATC.4, ATC.5 e ATC.6: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito com *Outfeed*

Com o intuito de avaliar a operação da proteção diferencial de potência para uma situação de curto-circuito interno com *outfeed*, são analisados e comparados os casos ATC.4 e ATC.5. Essas situações dizem respeito a curtos-circuitos internos monofásicos na fase B aplicados imediatamente antes do TC remoto (em F_4), nos quais o sistema opera com as fontes fortes ($SIR_L = 0, 1$ e $SIR_R = 0, 1$) e carregamento elevado com $\delta = -30^\circ$. Essas duas condições diferem apenas pelo valor da resistência de falta, considerada nula no primeiro caso e igual a 450Ω no segundo. Essa diferença, como será mostrado, gera uma situação de *outfeed* para a falta do caso ATC.5.

Considerando o caso ATC.4, apresentam-se os módulos das correntes dos terminais local e remoto nas Figuras 5.15(a) e 5.15(b), respectivamente. Observa-se dessas figuras que o módulo da corrente na fase defeituosa aumenta em ambos os terminais, sendo que para o terminal remoto esse aumento é significativamente maior em virtude da proximidade do curto-circuito com esse terminal. Sobre os ângulos das correntes nos terminais, nota-se das Figuras 5.16(a) e 5.16(b) que após a ocorrência do curto-circuito há inversão de corrente na fase B, caracterizando assim uma falta interna sem *outfeed*. Verifica-se também que os módulos e os ângulos das correntes nas fases sãs permanecem praticamente inalterados.

As Figuras 5.17(a) e 5.17(b) ilustram os módulos das potências complexas incrementais

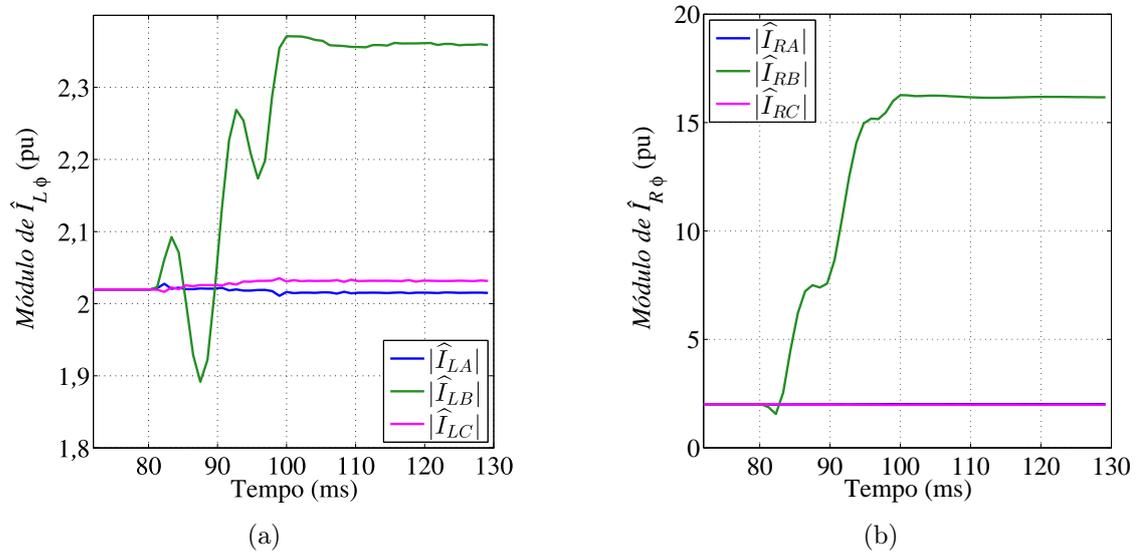


Figura 5.15. Módulos das correntes para o caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

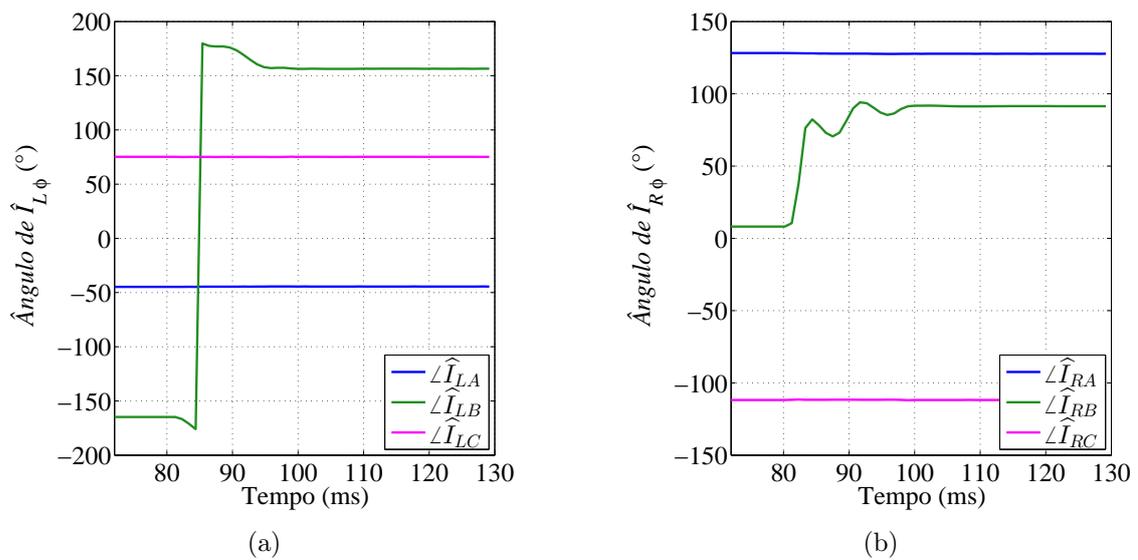


Figura 5.16. Ângulos das correntes para o caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

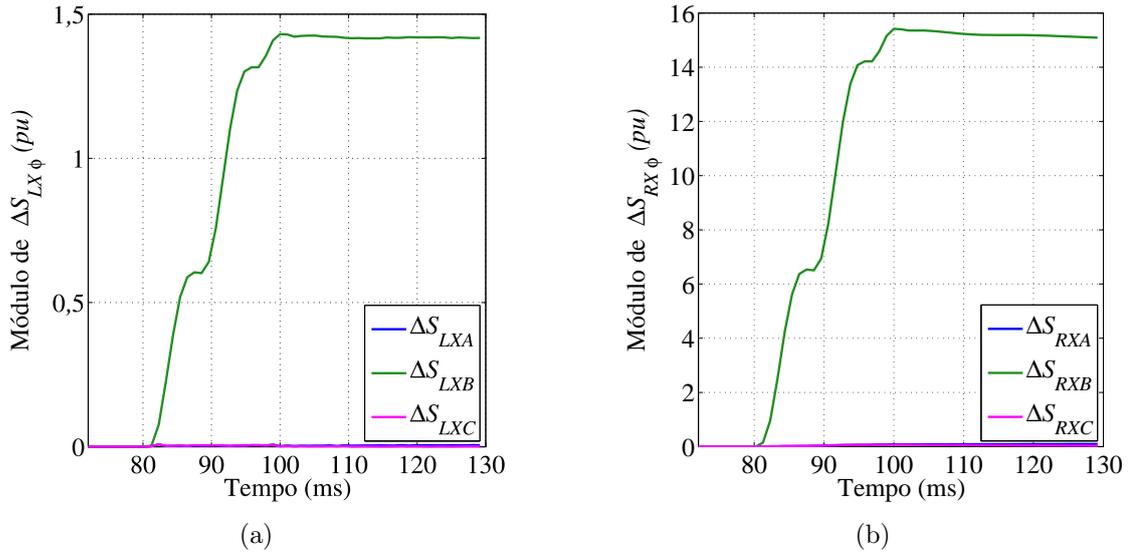


Figura 5.17. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o Caso ATC.4.

dos terminais local e remoto, respectivamente, para o caso ATC.4. Nota-se dessas figuras que $|\Delta S_{LXB}|$ é, em regime permanente de falta, aproximadamente dez vezes menor que $|\Delta S_{RXB}|$. Analisando-se também os ângulos das potências complexas incrementais para esse curto-circuito, ilustrados nas Figuras 5.18(a) e 5.18(b), verifica-se que os ângulos de ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} possuem sinais iguais, o que significa que ambos os terminais verificam o curto-circuito como direto.

Assim, verifica-se da Figura 5.19 que os índices da fase B se deslocam de $(-1,0)$ para a região de operação, resultando em um *trip* monopolar na fase B, com tempo de atuação de 12,37 ms (0,74 ciclo). Constata-se também que, em regime permanente de curto-circuito, o módulo de Γ_{RXB} é aproximadamente 100 vezes maior que o de Γ_{LXB} , o que é justificado pela proximidade da falta ao terminal remoto, além da fonte conectada a esse terminal ser forte ($SIR_L = 0,1$).

Para o caso ATC.5, constata-se das Figuras 5.20(a) e 5.20(b) que todas as correntes nas fases permanecem praticamente inalteradas após o curto-circuito, com exceção da corrente na fase B, cuja magnitude aumenta no terminal local e diminui no terminal remoto, no regime permanente de falta. Como o curto-circuito é aplicado próximo a barra remota, era de se esperar que neste terminal a corrente da fase defeituosa aumentasse. Todavia, observa-se que a amplitude de \hat{I}_{RB} diminuiu.

Além disso, constata-se das Figuras 5.21(a) e 5.21(b) que os ângulos das correntes na fase B em ambos os terminais, assim como nas fases sãs, permaneceram praticamente inalterados. Esse comportamento da corrente defeituosa – no que diz respeito ao módulo e ao ângulo –

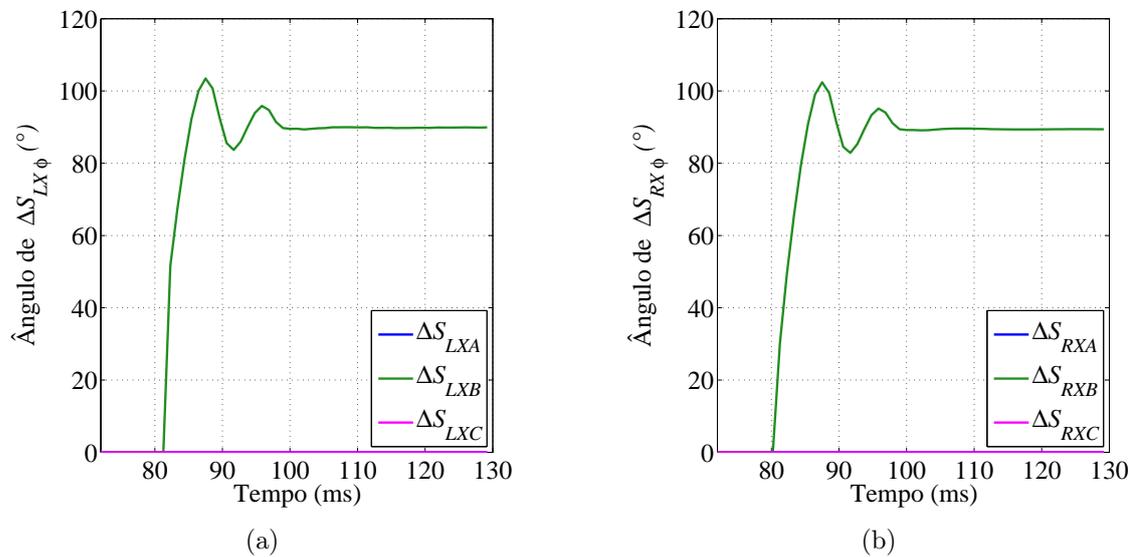


Figura 5.18. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o Caso ATC.4.

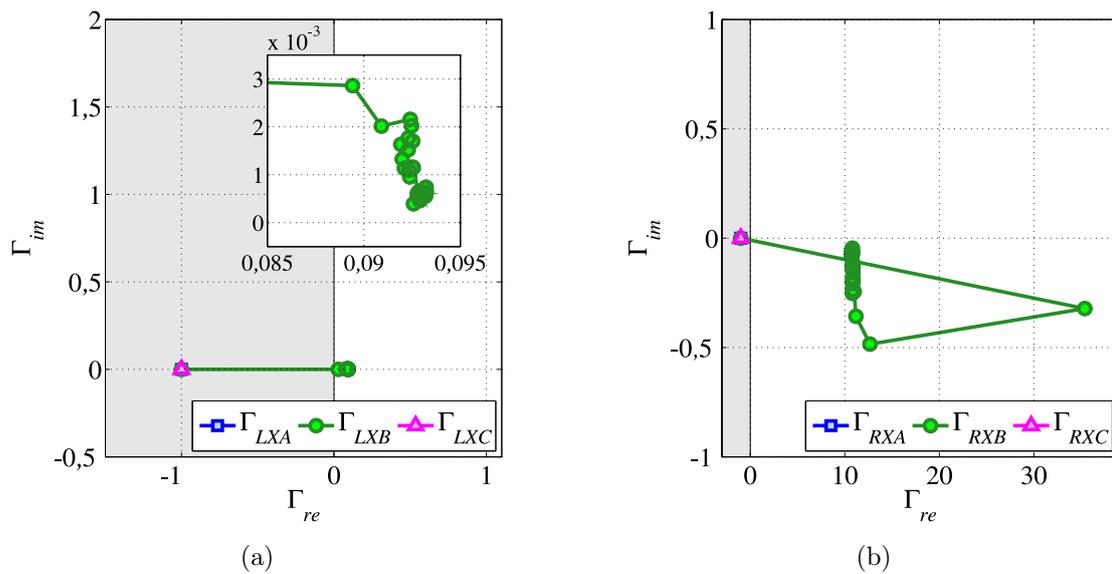


Figura 5.19. Caso ATC.4: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

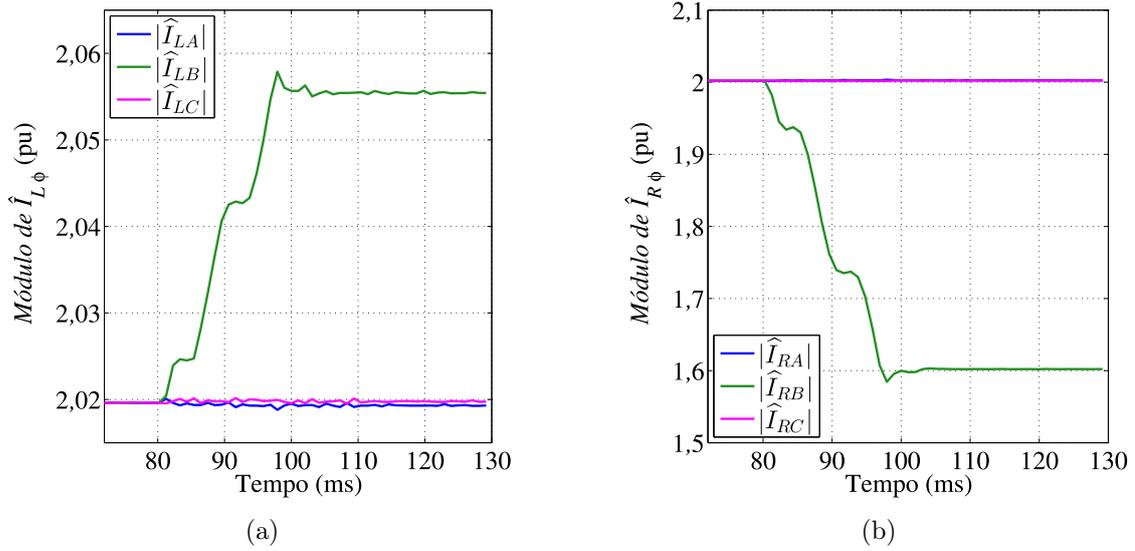


Figura 5.20. Módulos das correntes para o caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

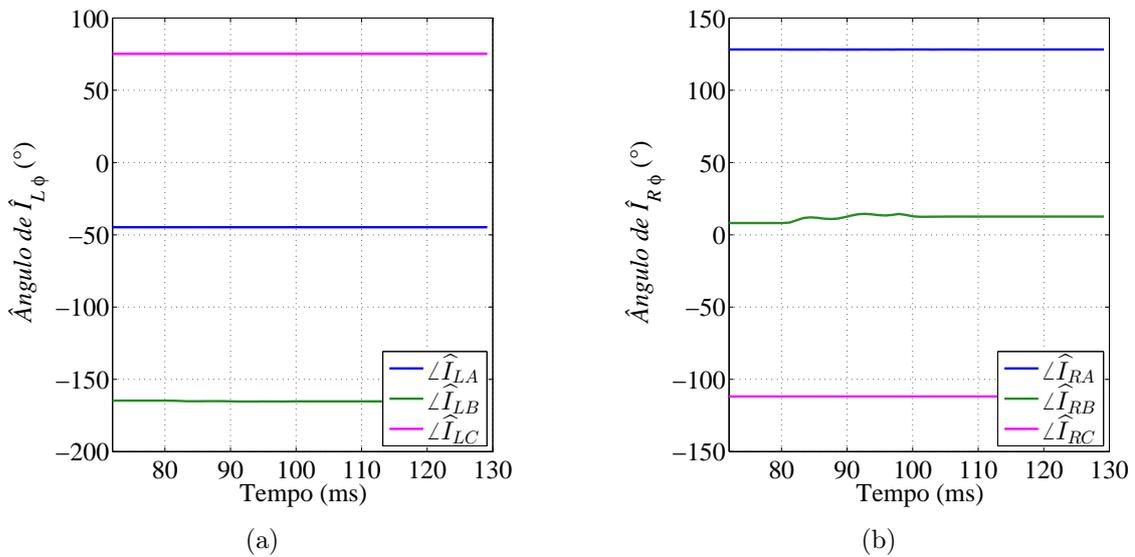


Figura 5.21. Ângulos das correntes para o caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

caracteriza uma situação de *outfeed*, a qual pode comprometer a atuação da proteção.

Os módulos das potências complexas incrementais para o caso ATC.5 são apresentados nas Figuras 5.22(a) e 5.22(b), nas quais observa-se que, em regime permanente de falta, apenas ΔS_{RXB} tem seu módulo maior que ΔS_{min} , o que é suficiente para que os coeficientes não sejam fixados em $(-1,0)$, vide Seção 4.10. Analisando-se também os ângulos das potências incrementais para esse curto-circuito, ilustrados nas Figuras 5.23(a) e 5.23(b), verifica-se que os ângulos de ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} possuem sinais iguais, caracterizando assim uma falta interna.

Dessa forma, os coeficientes da fase defeituosa se deslocam do ponto de estabilidade para

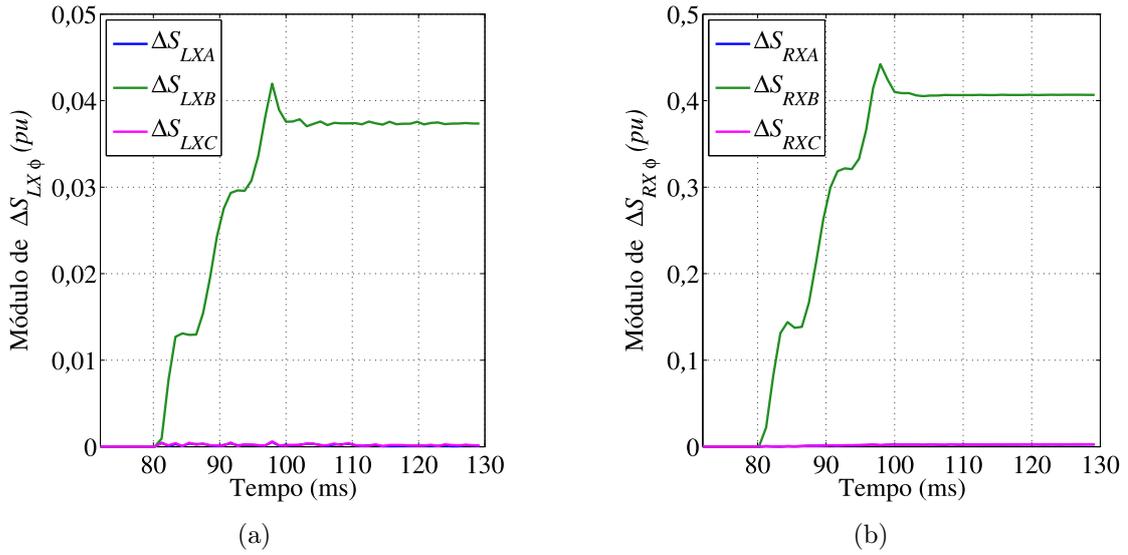


Figura 5.22. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.5.

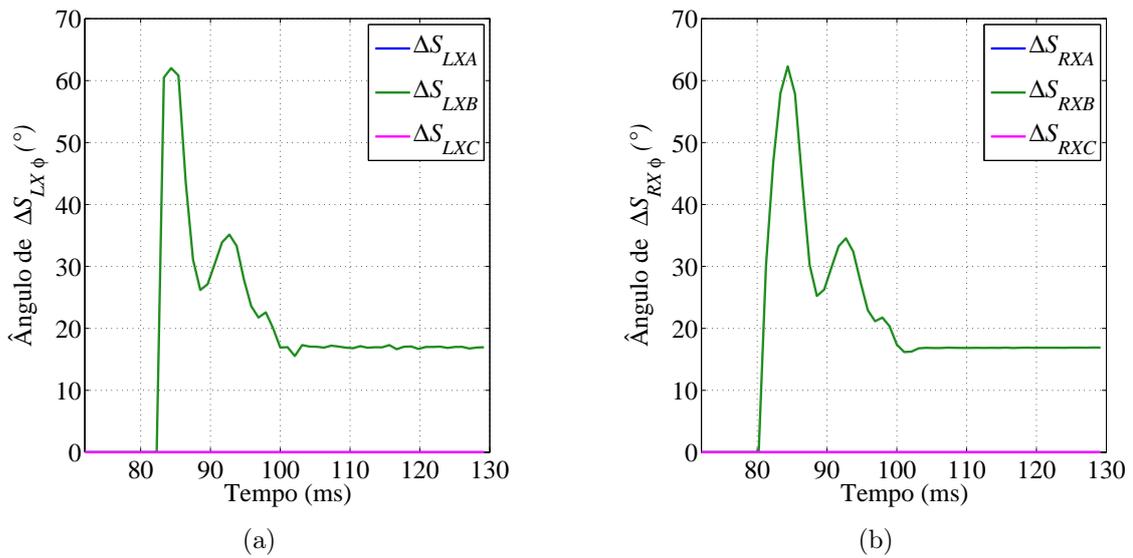


Figura 5.23. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.5.

a região de operação, como apresentado na Figura 5.24, resultando em um *trip* monopolar na fase B com tempo de atuação de 14,58 ms (0,87 ciclo). Nota-se também que, em regime permanente de curto-circuito, o módulo de Γ_{RXB} é aproximadamente 100 vezes maior que o módulo de Γ_{LXB} , o que é explicado pela proximidade do curto-circuito ao terminal remoto, além da fonte deste terminal ser forte.

Ressalta-se que o algoritmo proposto opera corretamente para esse caso de curto-circuito com *outfeed*, devido ao emprego das potências complexas incrementais, as quais mitigam a interferência das condições de carregamento do sistema.

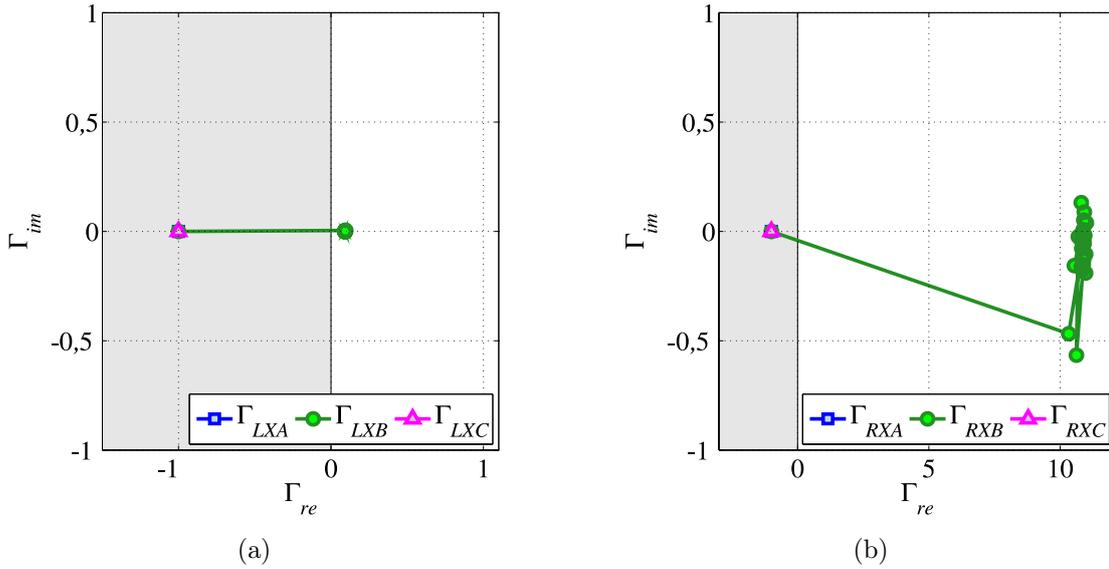


Figura 5.24. Caso ATC.5: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

O mesmo curto-circuito do caso ATC.5 quando aplicado imediatamente após o TC remoto (em F_5) corresponde à falta externa do caso ATC.6. Para essa situação, apresentam-se as Figuras 5.25(a) e 5.25(b), nas quais verifica-se que $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ nas três fases possuem módulos menores que ΔS_{min} em regime permanente de falta, de forma que os coeficientes do plano alfa são todos fixados em $(-1,0)$. Analisam-se também os ângulos das potências complexas incrementais, conforme apresentado nas Figuras 5.26(a) e 5.26(b). Observa-se dessas figuras que os ângulos de ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} possuem sinais contrários, pois o terminal local verifica o curto-circuito como direto, enquanto o terminal remoto o constata como reverso. Dessa forma, $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ permanecem na região de restrição, conforme apresentado na Figura 5.27.

Nota-se que os curtos-circuitos dos casos ATC.4, ATC.5 e ATC.6 são aplicados próximos da barra remota e, portanto, as tensões nas fases defeituosas nesse terminal são aproximadamente iguais a zero. A despeito disso, a proteção diferencial de potência opera corretamente nessas três situações em decorrência do emprego da memória de tensão de sequência positiva adaptativa.

5.2.4 Caso ATC.7: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito Externo com Desalinhamento de Amostras

A fim de avaliar a influência do desalinhamento de amostras (equivalente a ausência de sincronização entre os sinais dos terminais) na atuação do algoritmo proposto para um curto-

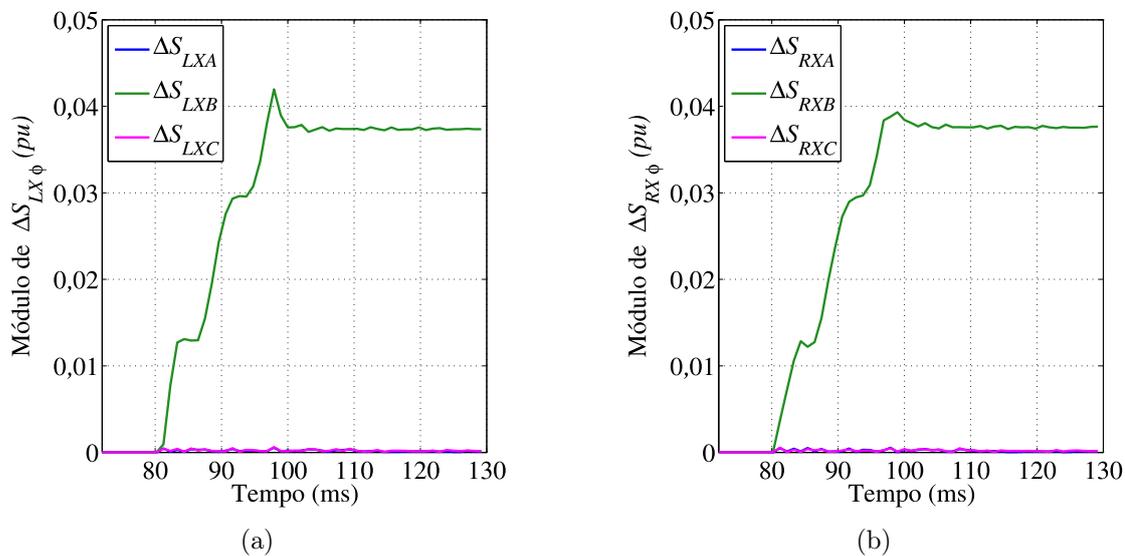


Figura 5.25. Módulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.6.

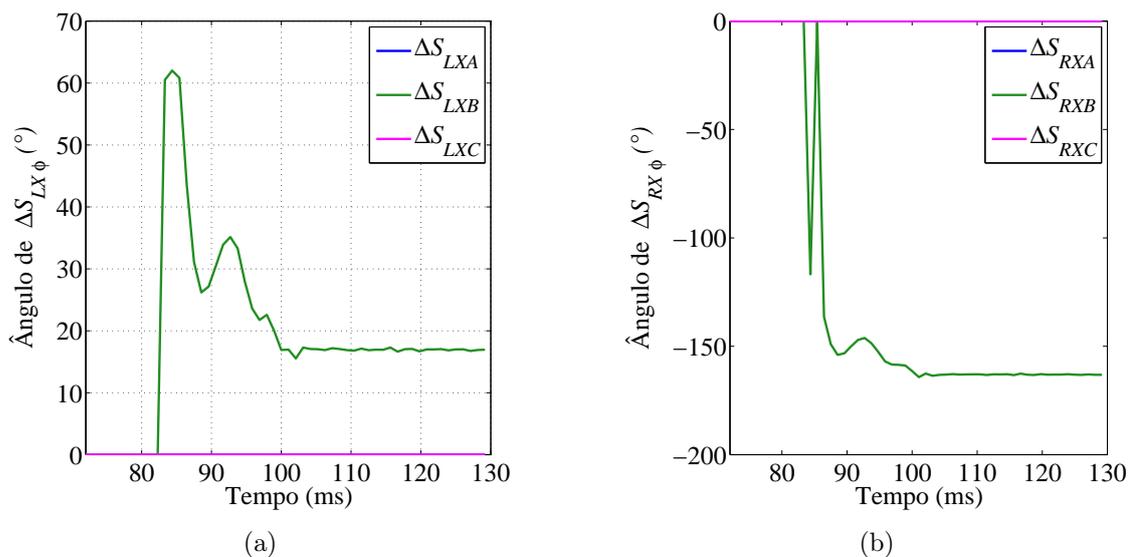


Figura 5.26. Ângulos de: (a) $\Delta S_{LX\phi}$ e (b) $\Delta S_{RX\phi}$ para o caso ATC.6.

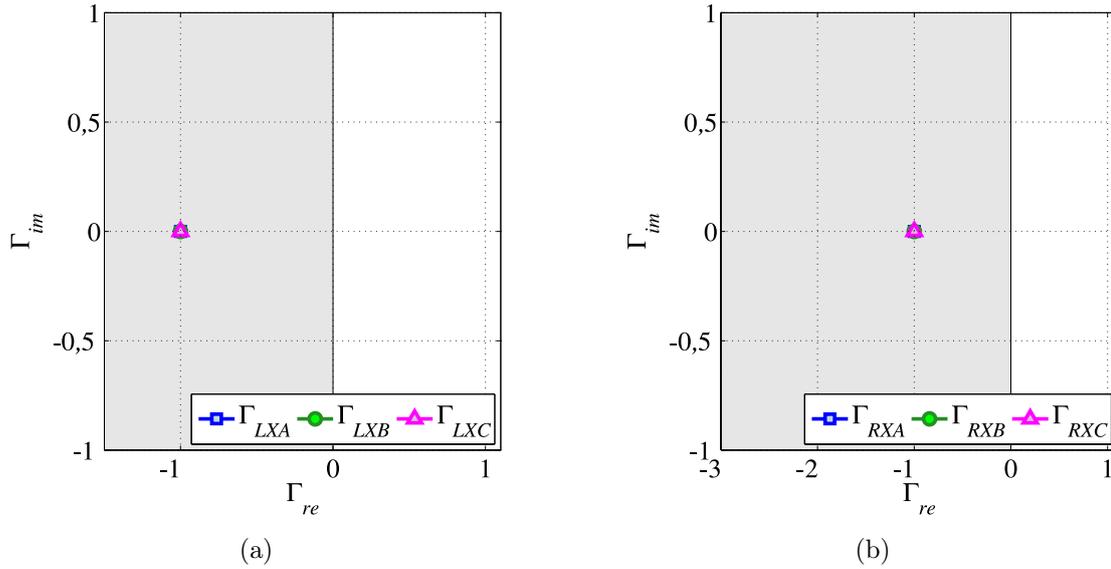


Figura 5.27. Caso ATC.6: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

-circuito externo, analisa-se primeiramente o caso ATC.7 considerando as amostras sincronizadas, e depois aplicando um atraso de 10 amostras entre os terminais – correspondente a 10,41 ms – o qual se refere a uma situação crítica de desalinhamento (KASZTENNY; FODERO, 2011). A falta considerada nesse caso corresponde a um curto-circuito externo bifásico nas fases B e C aplicado imediatamente antes do TC local (em F_1), com resistência de falta elevada de 100 Ω , o qual ocorre em um sistema com fonte local forte, fonte remota fraca ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 1,0$) e carregamento moderado com $\delta = -10^\circ$.

Os resultados das simulações para o caso ATC.7 sem e com atraso de amostras são apresentados nas Figuras 5.28 e 5.29, respectivamente. A comparação entre esses dois comportamentos mostra que a presença de desalinhamento gera perturbações na resposta dos coeficientes, fazendo com que eles se distanciem do ponto de estabilidade $(-1,0)$, inclusive contribuindo para que algumas amostras se aproximem da região de atuação momentaneamente durante o regime transitório de curto-circuito. Todavia, esse efeito não é suficiente para causar uma atuação indevida da função $87PL$, uma vez que $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ permanecem na região de restrição no regime permanente de curto-circuito.

Ressalta-se que essa robustez do algoritmo proposto em relação à presença de desalinhamento é uma característica da proteção diferencial fundamentada na potência já identificada em outros trabalhos (DARWISH *et al.*, 2005).

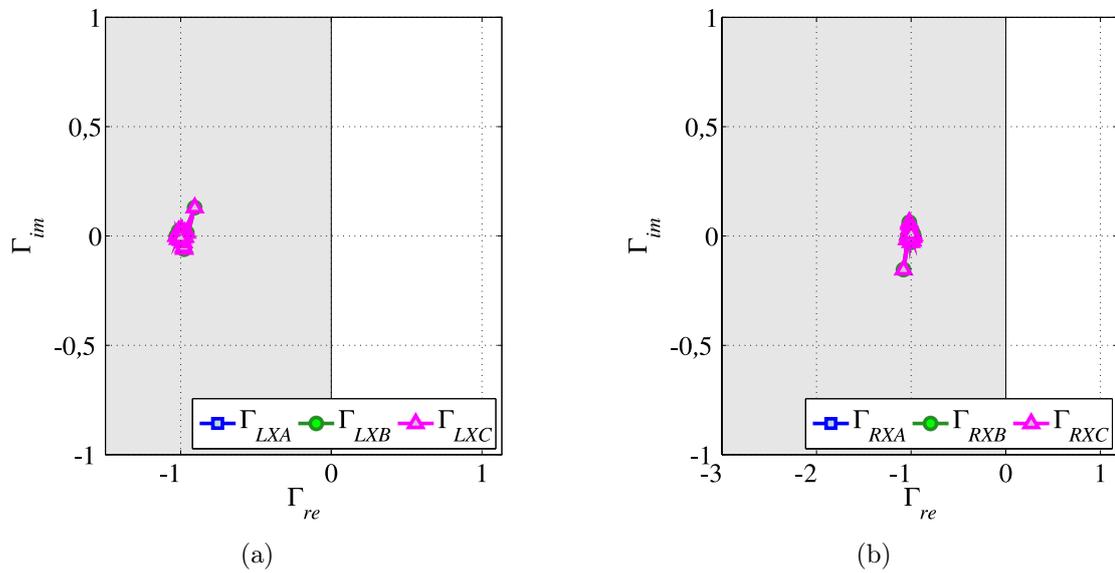


Figura 5.28. Caso ATC.7 sem desalinhamento: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

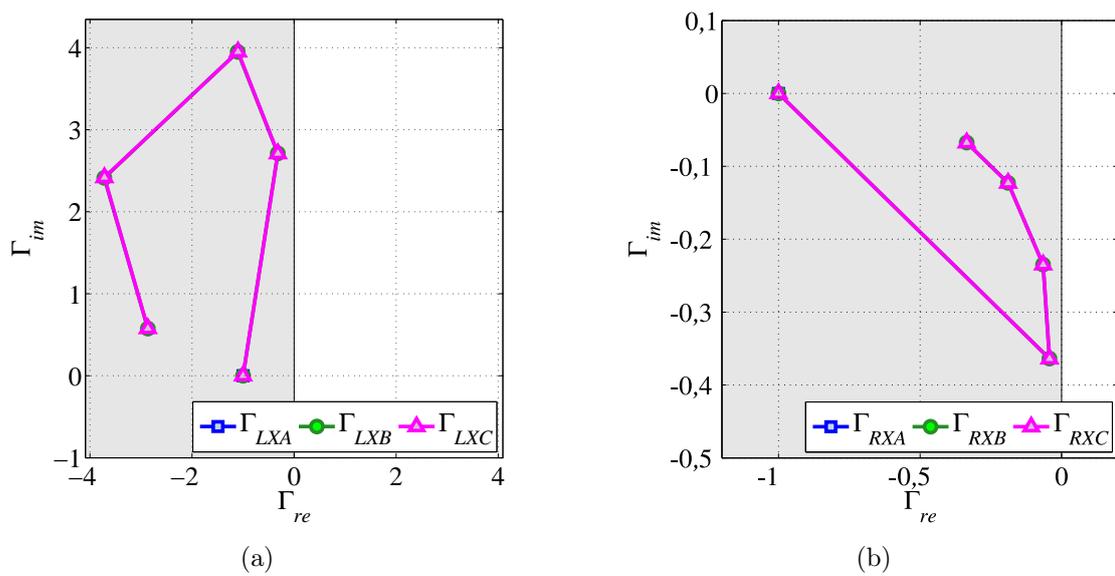


Figura 5.29. Caso ATC.7 com desalinhamento de 10 amostras: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

5.2.5 Caso ATC.8: Discussão sobre uma Situação de Curto-Circuito Externo que Resulte na Saturação do TC

A fim de avaliar o comportamento da função $87PL$ em uma situação de curto-circuito externo que resulte na saturação do TC, analisa-se primeiramente o caso ATC.8 sem a aplicação da restrição por harmônicas – FFE_ϕ é fixado igual a 0 (zero) – e depois considerando os efeitos da restrição (FFE_ϕ é determinado pelo bloco Detecção da Falta Externa). O curto-circuito considerado nesse caso corresponde a um curto-circuito externo trifásico franco aplicado imediatamente após o TC remoto (em F_5), o qual ocorre em um sistema com fonte local forte, fonte remota fraca ($SIR_L = 0, 1$ e $SIR_R = 1, 0$), carregamento moderado com $\delta = -20^\circ$ e TC local saturado em função da situação de falta aplicada. Optou-se pela saturação do TC local por ele estar acoplado a fonte mais forte e, portanto, possuir maior capacidade de contribuição com componentes harmônicas, permitindo assim a avaliação de uma situação mais crítica no que diz respeito à presença de harmônicas.

Os resultados das simulações para o caso ATC.8 sem e com aplicação da restrição por harmônicas são apresentados nas Figuras 5.30 e 5.31, respectivamente. Da Figura 5.30, verifica-se que a presença do TC saturado gera harmônicas responsáveis pela atuação incorreta da função $87PL$ para o curto-circuito externo analisado. Esse problema é resolvido por meio da aplicação conjunta dos blocos Detecção da Falta Externa e Restrição Harmônica. Dessa forma, a variável FFE_ϕ é definida igual a 1 (um), em função da detecção de falta externa, o que resulta em $R_{L\phi}^h$ diferente de zero. Assim, a restrição das harmônicas é realizada por meio da subtração de $R_{L\phi}^h$ – que é um número real positivo – dos coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$, forçando-os, conseqüentemente, a permanecerem na região de restrição, conforme observado na Figura 5.31, o que evita a operação incorreta da proteção. Ressalta-se que a aproximação de algumas amostras da região de atuação ocorre momentaneamente, durante o regime transitório de falta, mas esse efeito não é suficiente para causar uma atuação indevida da função $87PL$.

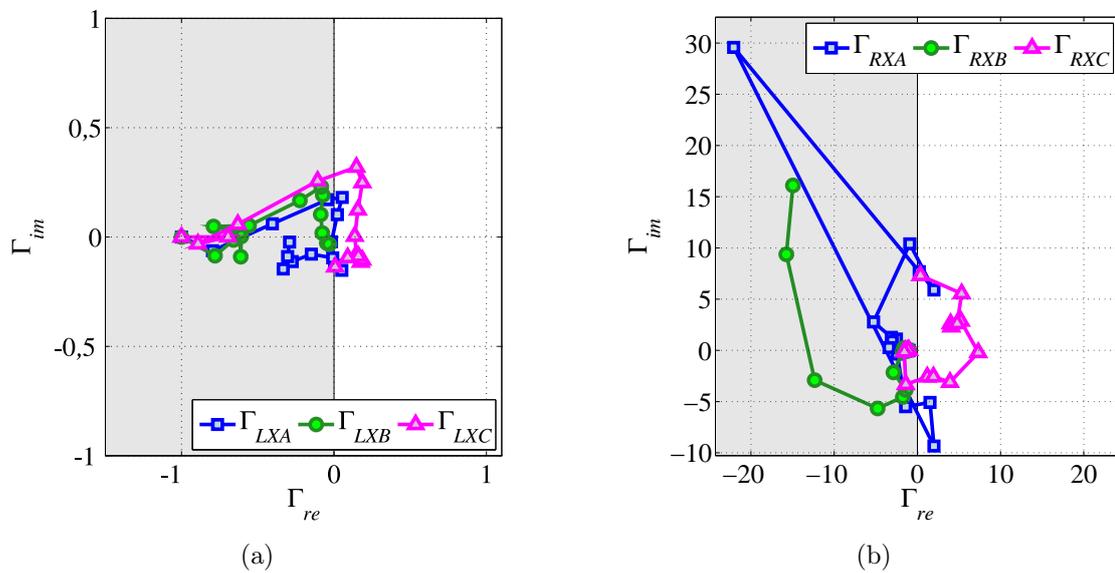


Figura 5.30. Caso ATC.8 sem a aplicação da restrição por harmônicas: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

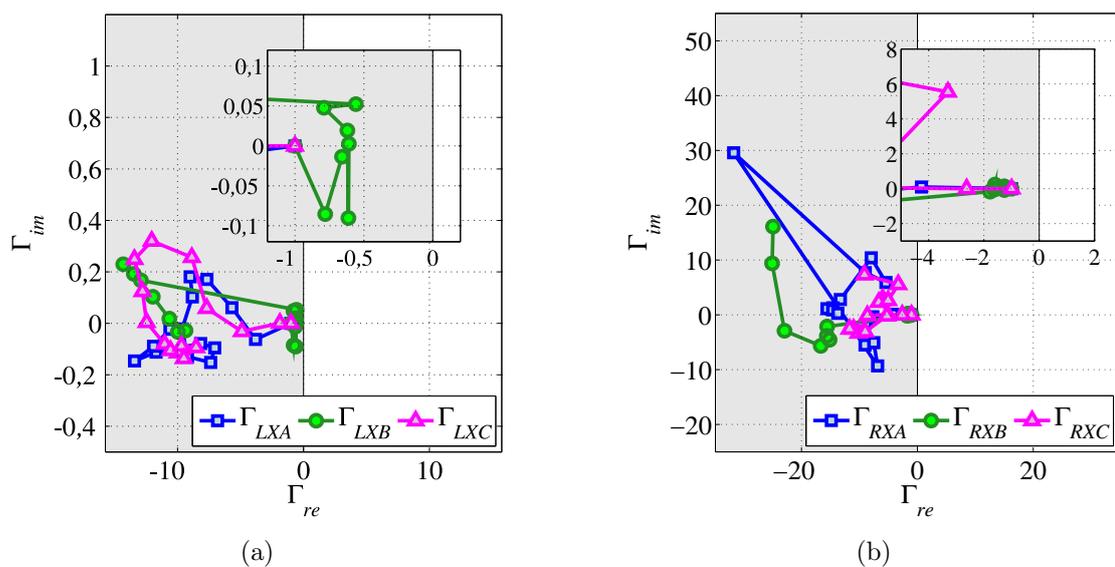


Figura 5.31. Caso ATC.8 com a aplicação da restrição por harmônicas: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

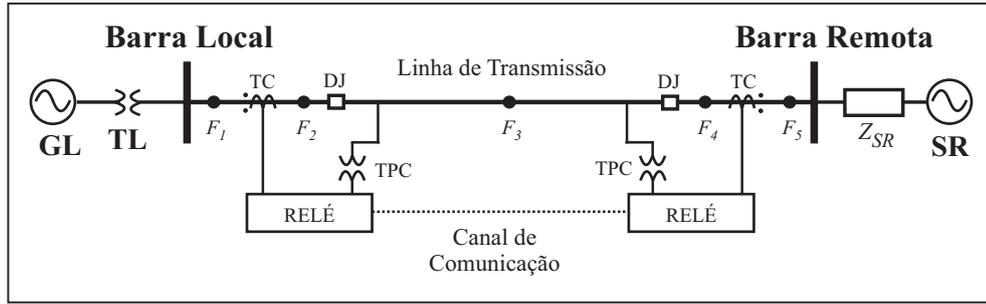


Figura 5.32. Modelo do sistema elétrico de potência utilizado nos casos ATC.9 e ATC.10.

5.2.6 Casos ATC.9 e ATC.10: Discussão sobre Situações de Curtos-Circuitos Externos que Resultem em Oscilações de Potência

Os casos ATC.9 e ATC.10 são analisados com o intuito de avaliar o comportamento da proteção diferencial de potência na ocorrência de curtos-circuitos externos que resultem em oscilações de potência. Para tanto, o sistema elétrico ilustrado na Figura 5.1 foi modificado, de maneira tal que a fonte conectada ao terminal local e sua impedância equivalente foram substituídas por um gerador de potência síncrono conectado à linha por meio de um transformador elevador. Ressalta-se que, a menos das modificações citadas, o restante do sistema permaneceu inalterado. Assim, a Figura 5.32 apresenta o sistema elétrico modificado e usado nos casos ATC.9 e ATC.10. Nesse sistema, o gerador de potência empregado, representado por GL, foi modelado conforme apresentado por IEEE Power System Relaying Committee (2004); e o transformador elevador, representado por TL, foi modelo como um transformador trifásico ideal, 22/500 kV, com ligação do tipo dYN1 (LEUVEN EMTP CENTER, 1987).

Para essas avaliações, considera-se que o sistema opera em regime permanente quando ocorrem curtos-circuitos externos, os quais geram oscilações de potência. Primeiramente, se avalia o caso ASP.9, correspondente a um curto-circuito externo monofásico franco na fase A aplicado imediatamente antes do TC local (em F_1), o qual ocorre em um sistema com fonte remota forte e carregamento moderado ($SIR_R = 0,1$ e $\delta = -10^\circ$). Posteriormente, analisa-se o caso ASP.10, correspondente a um curto-circuito externo bifásico franco nas fases A e B aplicado imediatamente após o TC remoto (em F_5), o qual ocorre em um sistema com fonte remota forte e carregamento moderado ($SIR_R = 0,1$ e $\delta = -10^\circ$).

Considerando o caso ATC.9, apresentam-se as tensões e correntes no domínio do tempo (em

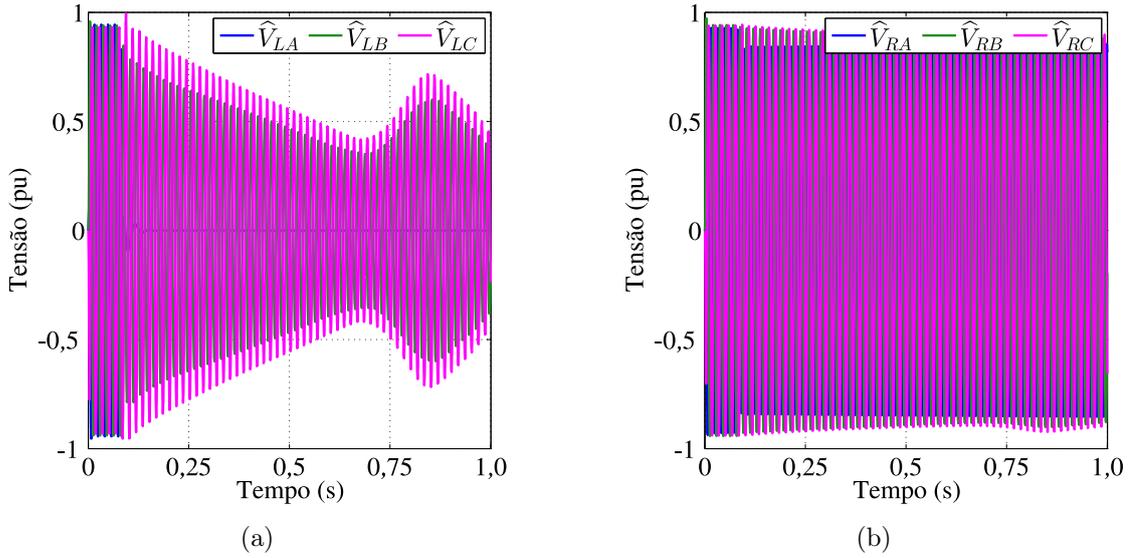


Figura 5.33. Tensões para o caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

ambos os terminais) nas Figuras 5.33 e 5.34, respectivamente. Observa-se dessas figuras que a presença das oscilações de potência alteram significativamente as tensões e as correntes em ambos os terminais. A despeito disso, nota-se da Figura 5.35 que os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ apresentam uma pequena oscilação, mas permanecem próximos ao ponto de estabilidade $(-1,0)$.

Para o caso ATC.10, apresentam-se as tensões e correntes no domínio do tempo (em ambos os terminais) nas Figuras 5.36 e 5.37, respectivamente. Observa-se dessas figuras que a presença das oscilações de potência alteram significativamente as tensões e as correntes em ambos os terminais. A despeito disso, nota-se da Figura 5.38 que os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ oscilam, mas permanecem na região de restrição.

Vale ressaltar que apesar das oscilações de potência reduzirem o valor da tensão nos casos ASP.9 e ASP.10, essa redução não é suficiente para causar uma atuação incorreta da memória de tensão, pois esta só altera o valor da constante de esquecimento para valores de tensão inferiores a 0,1 pu da tensão nominal (FERRER; SCHWEITZER, 2010; HOU *et al.*, 1998).

5.3 ANÁLISE TRANSITÓRIA DE MANOBRA (ATM)

As ATMs permitem observar o comportamento dos coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ no plano alfa de potências durante algumas possíveis alterações na configuração da linha de transmissão (energização, desligamento e religamento) e do sistema (rejeição e inserção de carga). Para essas

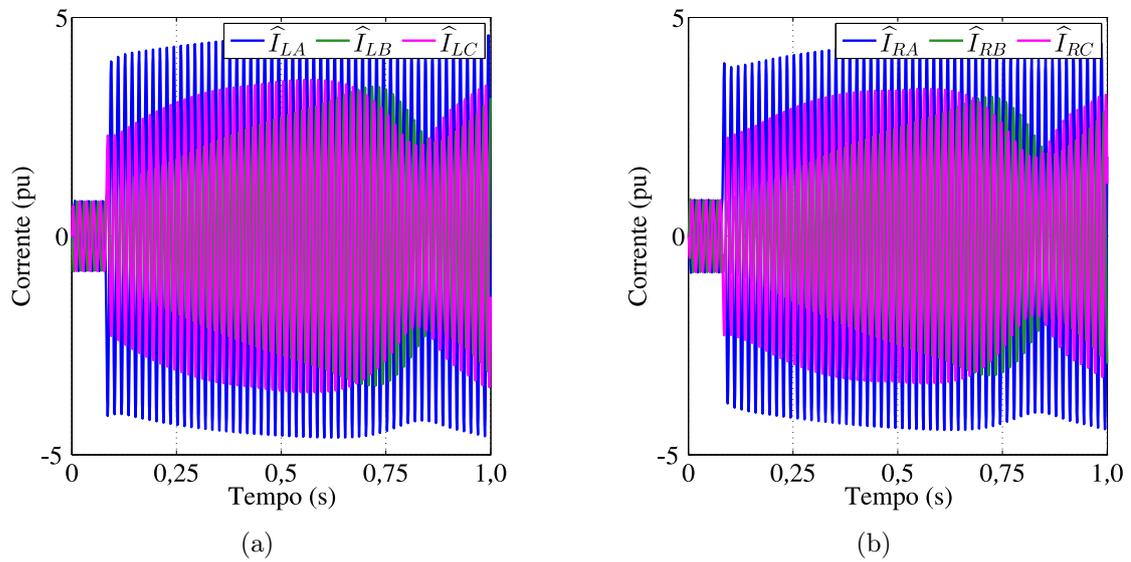


Figura 5.34. Correntes para o caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

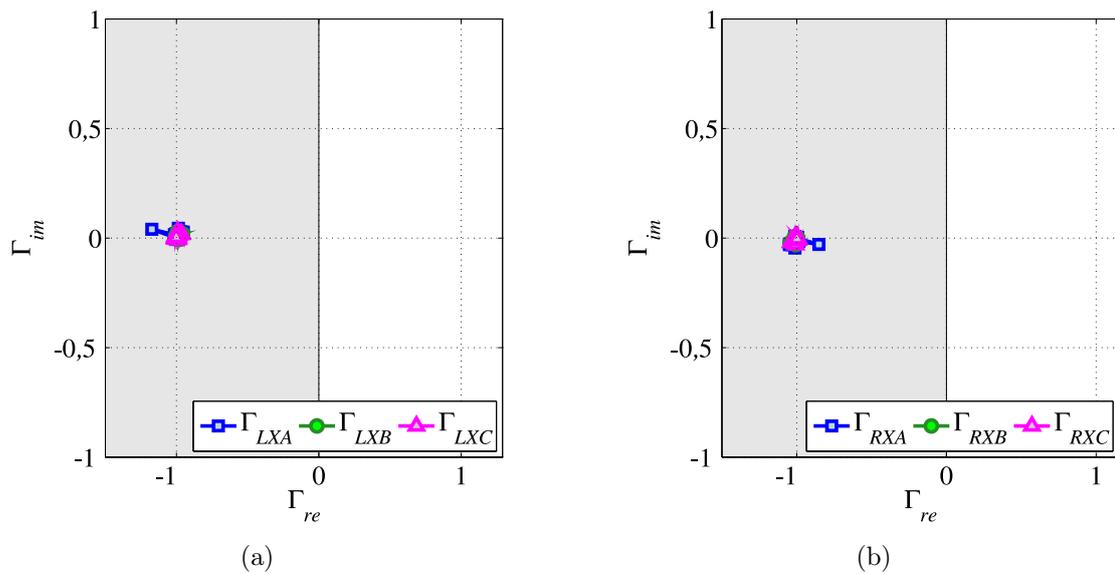


Figura 5.35. Caso ATC.9: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

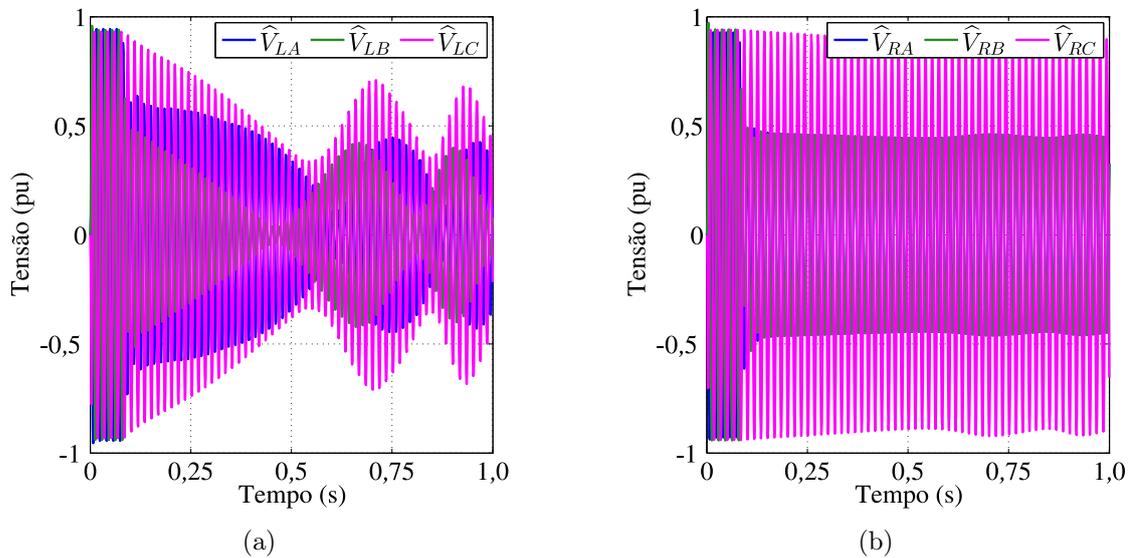


Figura 5.36. Tensões para o caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

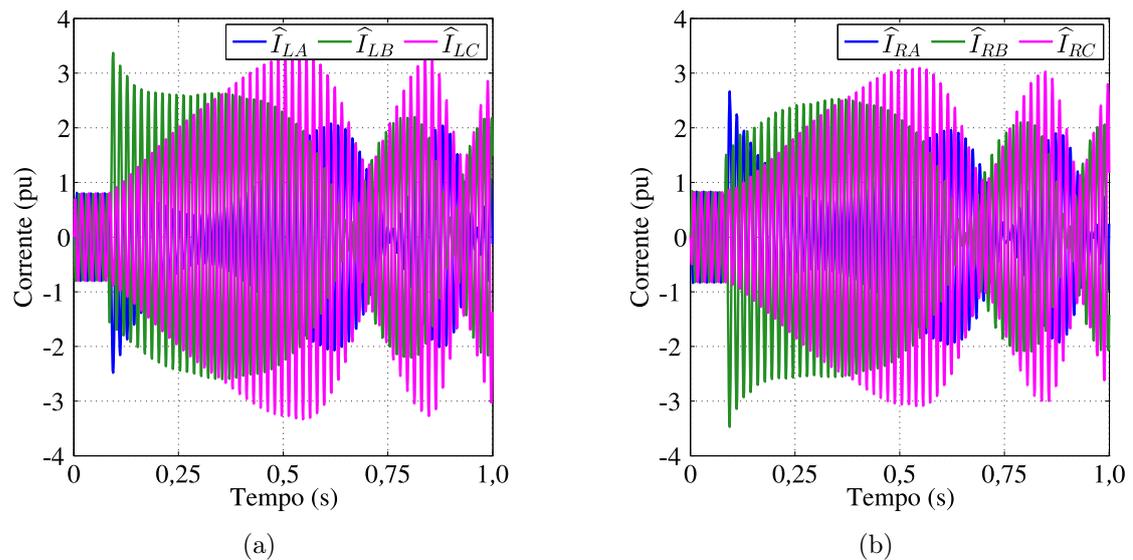


Figura 5.37. Correntes para o caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

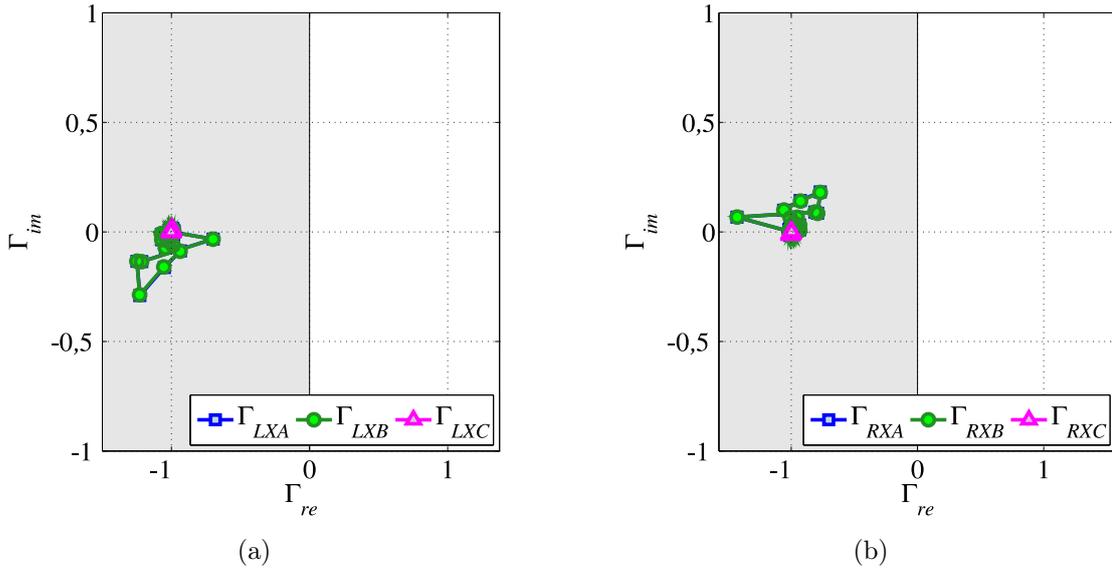


Figura 5.38. Caso ATC.10: (a) Terminal local; (b) Terminal remoto.

análises, quando necessário, considera-se que o terminal local é o líder e o remoto é o seguidor. Todas as manobras analisadas e suas respectivas características são descritas na Tabela 5.2. Nessa tabela, o valor atribuído a δ indica que as fontes local e remota foram ajustadas para que no regime permanente esta fosse a defasagem angular entre as tensões nas barras.

5.3.1 Caso ATM.1: Energização da Linha de Transmissão

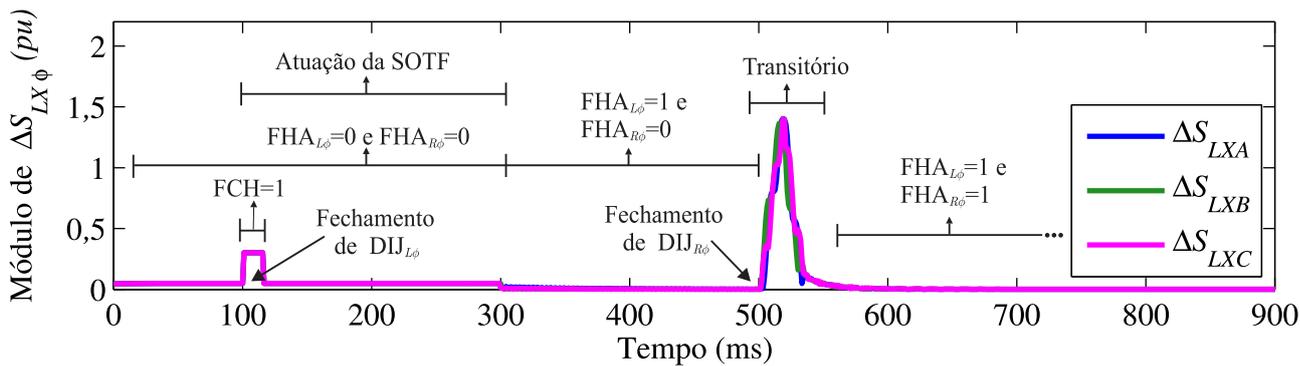
A fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para a situação de energização, simula-se o caso ATM.1, no qual o disjuntor local é fechado em 100 ms e o remoto é fechado em 500 ms. Para essa simulação, o sistema é configurado com fonte local forte e fonte remota fraca ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 1,0$), e o carregamento é moderado com $\delta = -20^\circ$. O comportamento dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais são apresentados nas Figuras 5.39 e 5.40.

Fundamentado nas Figuras 5.39 e 5.40, verifica-se que antes de 100 ms a potência complexa incremental nos dois terminais é igual a $0,05 \angle 90^\circ$ pu. Isso ocorre porque não há corrente em nenhum dos terminais, de maneira que as variáveis $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 0 (zero), fazendo com que o algoritmo proposto force o valor dessas potências a ser igual a $j \frac{\Delta S_{min}}{2}$, com ΔS_{min} igual a 0,1 pu por ser uma situação de regime permanente de operação.

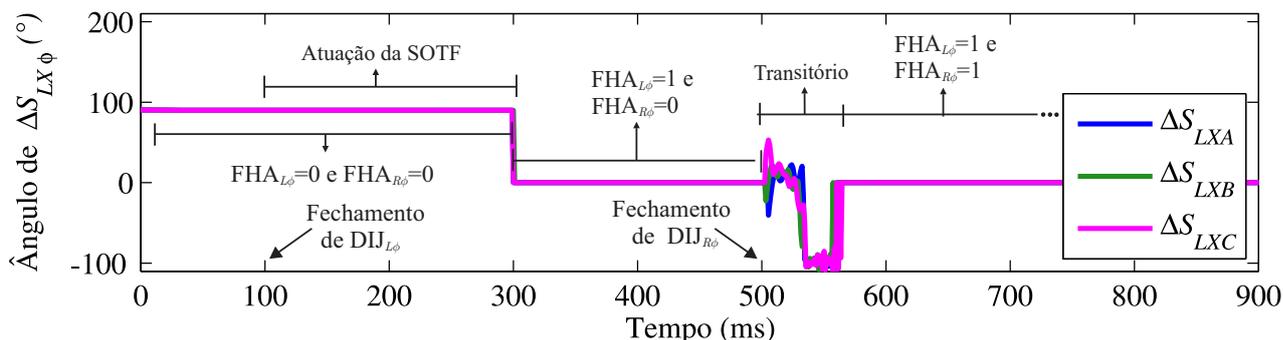
O fechamento de $DIJ_{L\phi}$ em 100 ms, faz com que a variável FCH passe a ser igual a 1 (um)

Tabela 5.2. Manobras simuladas nas análises transitórias e suas características.

Caso	SIR_L	SIR_R	δ	Descrição da manobra
ATM.1	0,1	1,0	-20°	Energização da linha: $DIJ_{L\phi}$ fecha em 100 ms $DIJ_{R\phi}$ fecha em 500 ms.
ATM.2	0,1	1,0	-20°	Energização do terminal líder da linha seguida de curto-circuito: $DIJ_{L\phi}$ fecha em 100 ms e ocorre um curto-circuito trifásico franco em F_4 em 400 ms.
ATM.3	0,1	0,1	-10°	Desligamento da linha: o sistema encontra-se em regime permanente, quando $DIJ_{R\phi}$ abre em 800 ms e $DIJ_{L\phi}$ abre em 900 ms.
ATM.4	0,1	0,1	-10°	Desligamento do terminal remoto da linha seguido de curto-circuito: o sistema encontra-se em regime permanente, quando $DIJ_{R\phi}$ abre em 800 ms, e em 850 ms ocorre um curto-circuito bifásico terra franco entre as fases B e C em F_3 .
ATM.5	1,0	1,0	-30°	Religamento monopolar: o sistema encontra-se em regime permanente, quando em 700 ms ocorre uma falta monofásica franca na fase B em F_2 . Em 770 ms, DIJ_{LB} e DIJ_{RB} abrem para isolar a falta. Em 800 ms, o curto-circuito cessa. O religamento monopolar ocorre com o fechamento de DIJ_{LB} em 1300 ms e de DIJ_{RB} em 1500 ms.
ATM.6	1,0	1,0	-30°	Religamento monopolar com curto-circuito: o sistema encontra-se em regime permanente, quando em 700 ms ocorre uma falta monofásica franca na fase B em F_2 . Em 770 ms, DIJ_{LB} e DIJ_{RB} abrem para isolar a falta. O curto-circuito persiste. O religamento monopolar ocorre com a tentativa de fechamento de DIJ_{LB} em 1300 ms.
ATM.7	1,0	1,0	-30°	Religamento monopolar seguido curto-circuito: o sistema encontra-se em regime permanente, quando em 700 ms ocorre uma falta monofásica franca na fase B em F_2 . Em 770 ms, DIJ_{LB} e DIJ_{RB} abrem para isolar a falta. A falta na fase B permanece, e em 850 ms (tempo morto do disjuntor) ocorre um curto-circuito na fase A, em F_2 .
ATM.8	0,1	0,1	-30°	Rejeição de carga: o sistema encontra-se em regime permanente quando em 800 ms uma carga de 500 MVA com fator potência igual a 0,8 indutivo é rejeitada.
ATM.9	0,1	0,1	-30°	Inserção de carga: o sistema encontra-se em regime permanente quando em 800 ms uma carga de 500 MVA com fator potência igual a 0,8 indutivo é inserida.

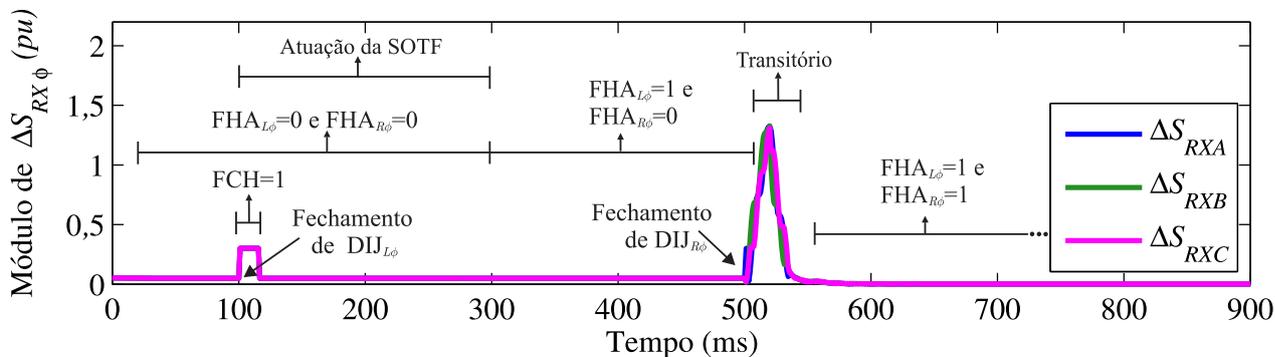


(a)

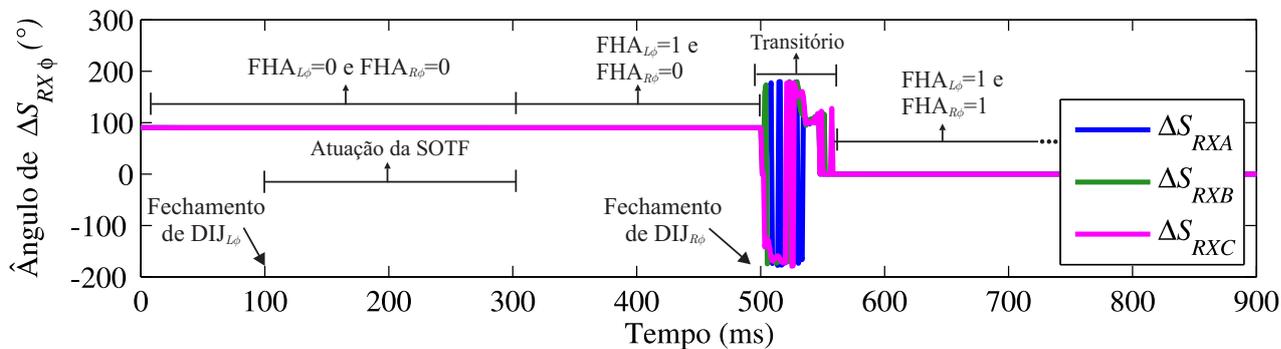


(b)

Figura 5.39. Caso ATM.1: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.



(a)



(b)

Figura 5.40. Caso ATM.1: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

por um ciclo, período no qual $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ são iguais a $0,3\angle 90^\circ$ pu. Isso ocorre porque a proteção força as potências complexas incrementais a serem iguais a $j\frac{\Delta S_{min}}{2}$, com ΔS_{min} igual a 0,6 pu em função da ocorrência do chaveamento. O fechamento de $DIJ_{L\phi}$ também garante a ativação da função SOTF por 200 ms apenas. Logo, em 300 ms, a variável $FHA_{L\phi}$ passa a ser igual a 1 (um), desabilitando a função SOTF – que era a única proteção ativa até então – e habilitando a função $87PL$ para esse terminal, o que resulta em $\Delta S_{LX\phi}$ próximo de zero.

O terminal remoto permanece com sua potência complexa incremental igual a $0,05\angle 90^\circ$ pu até o momento de sua energização em 500 ms, quando altera o valor de $FHA_{R\phi}$ para 1 (um), habilitando assim a proteção diferencial de potência para esse terminal, o que resulta em $\Delta S_{RX\phi}$ próximo de zero.

Sobre o comportamento dos coeficientes do plano alfa no momento da energização do terminal líder, verifica-se que todos eles permanecem no ponto de estabilidade (-1,0), conforme observado na Figura 5.41, a qual ilustra a atuação da proteção no intervalo entre 80 ms e 120 ms. Após a habilitação da proteção no terminal local, nota-se que os coeficientes ainda permanecem em (-1,0), conforme observado na Figura 5.42, a qual ilustra a atuação da proteção no intervalo entre 280 ms e 320 ms. Acerca do momento da energização do terminal remoto, observa-se que essa manobra aumenta os módulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais, enquanto seus sinais permanecem com sinais contrários durante o transitório de energização. Então, apesar de apresentarem uma pequena oscilação, todos os coeficientes permanecem na região de restrição, conforme observado na Figura 5.43, a qual ilustra a atuação da proteção no intervalo entre 480 ms e 520 ms.

5.3.2 Caso ATM.2: Energização da Linha de Transmissão Seguida de Curto-Circuito

O caso ATM.2 corresponde a uma situação incompleta de energização, na qual após o fechamento do disjuntor local em 100 ms ocorre um curto-circuito interno trifásico franco imediatamente antes do TC remoto (em F_4), em 400 ms. Para essa simulação, o sistema é configurado com fonte local forte e fonte remota fraca ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 1,0$), e o carregamento é moderado com $\delta = -20^\circ$. O comportamento dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais são apresentados nas Figuras 5.44 e 5.45.

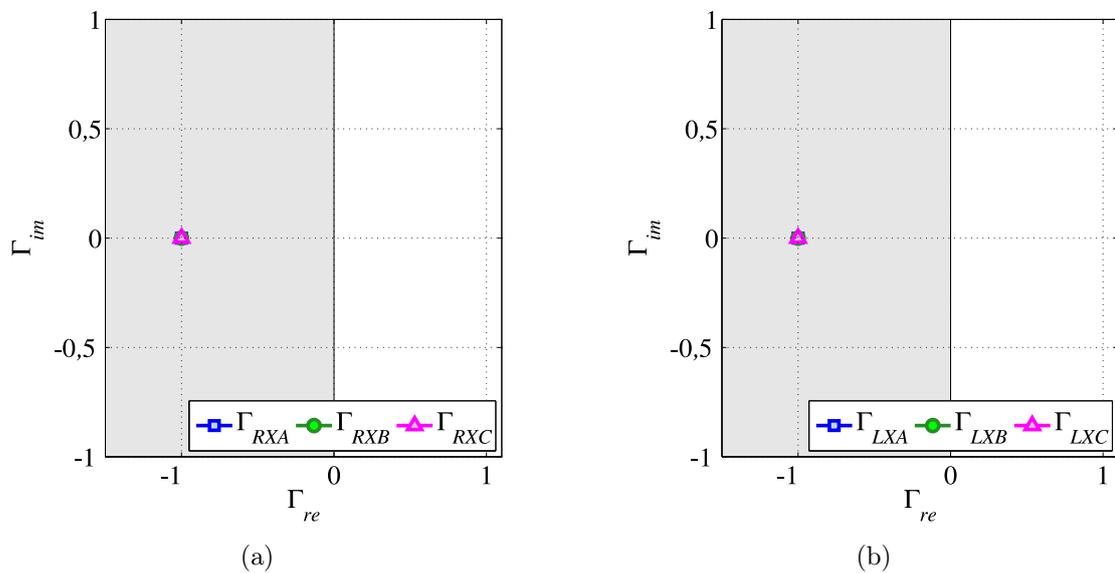


Figura 5.41. Caso ATM.1 no intervalo entre 80 ms e 120 ms (energização do terminal local): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

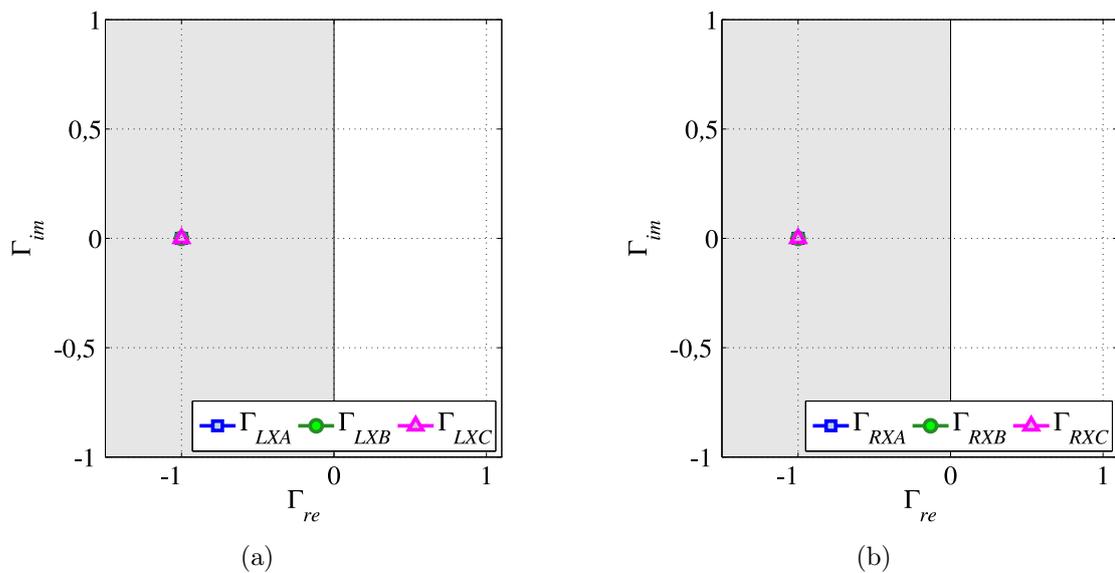


Figura 5.42. Caso ATM.1 no intervalo entre 280 ms e 320 ms (desligamento da função SOTF): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

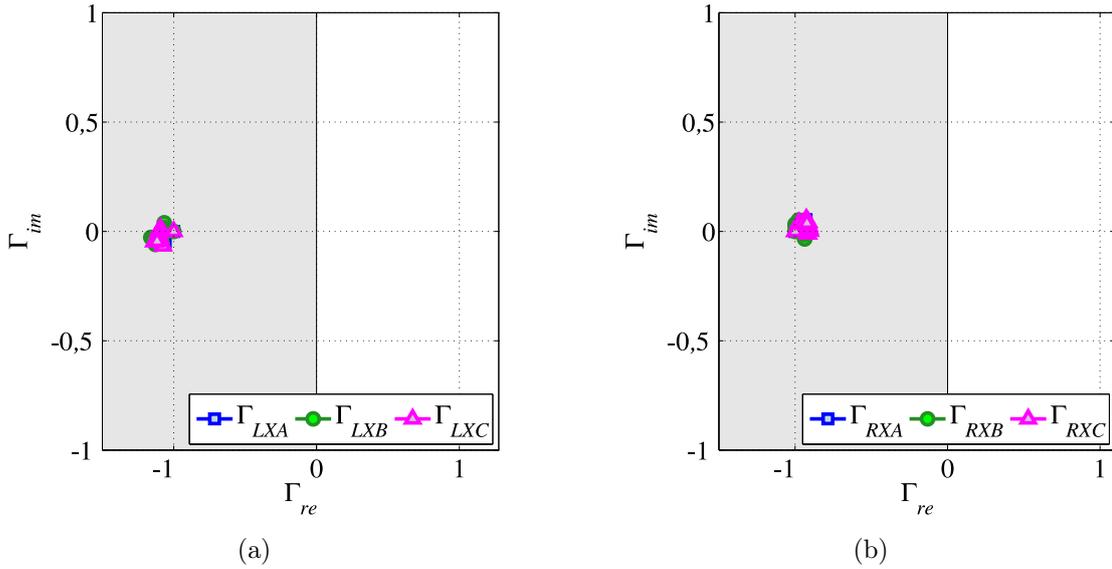


Figura 5.43. Caso ATM.1 no intervalo entre 480 ms e 520 ms (energização do terminal remoto): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

Fundamentado nas Figuras 5.44 e 5.45, verifica-se que antes de 100 ms a potência complexa incremental nos dois terminais é igual a $0,05\angle 90^\circ$ pu. Após a energização em 100 ms do terminal local, FCH passa a ser igual a 1 (um) por um ciclo, período no qual $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ alteram seus valores para $0,3\angle 90^\circ$ pu. Além disso, o fechamento de $DIJ_{L\phi}$ habilita a função SOTF por 200 ms. Em 300 ms, a variável $FHA_{L\phi}$ passa a ser igual a 1 (um), desabilitando função SOTF e habilitando assim a proteção diferencial de potência para esse terminal, o que resulta em $\Delta S_{LX\phi}$ próximo de zero até a ocorrência do curto-circuito em 400 ms. Como os módulos e ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais até 400 ms para o caso ATM.2 são iguais para o caso ATM.1 nesse mesmo período, o comportamento dos coeficientes do plano alfa são iguais aos apresentados nas Figuras 5.41 e 5.42.

Constata-se das Figuras 5.44(a) e 5.44(b) que, após a ocorrência do curto-circuito, ocorre um aumento no módulo de $\Delta S_{LX\phi}$ e seu ângulo passa a ter valor próximo de 90° . Já o terminal remoto permanece com $\Delta S_{RX\phi}$ igual a $0,05\angle 90^\circ$ pu mesmo com a ocorrência do curto-circuito, conforme observado nas Figuras 5.45(a) e 5.45(b).

Nota-se, portanto, que após a ocorrência do curto-circuito, $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ possuem ângulos próximos de 90° . Assim, a diferença angular entre essas potências complexas incrementais resulta em coeficientes do plano alfa com ângulos próximos de 0° . Isso é observado na Figura 5.46, a qual apresenta o comportamento do algoritmo proposto no intervalo entre 380 ms e

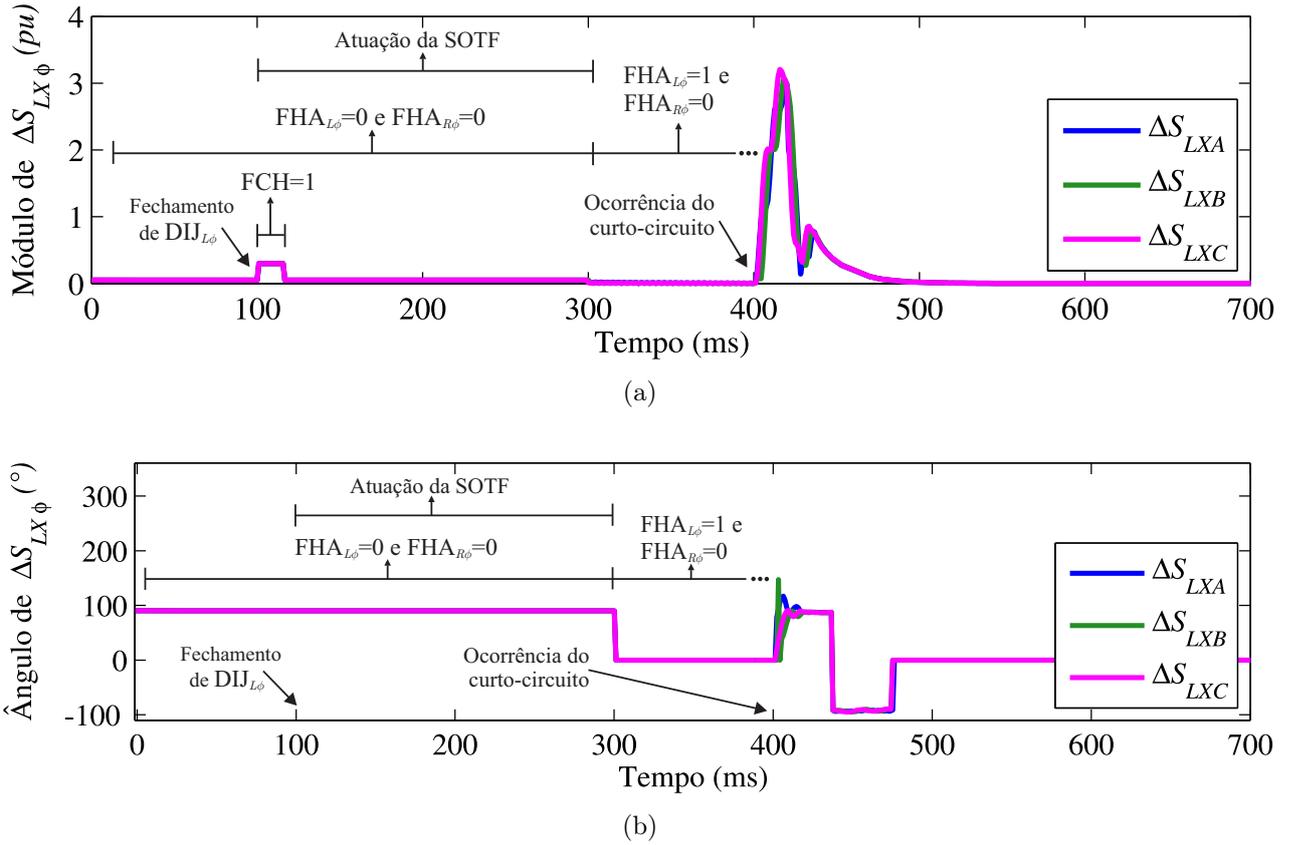


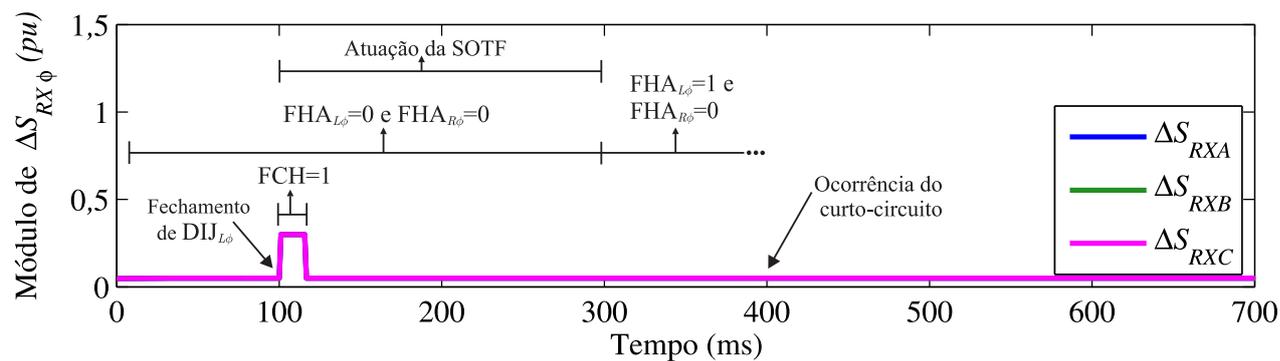
Figura 5.44. Caso ATM.2: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

420 ms. Observa-se que apesar de oscilar, $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ se localizam na região de atuação, fazendo com que a proteção opere por meio de um *trip* tripolar com tempo de atuação de 10,37 ms (0,62 ciclo).

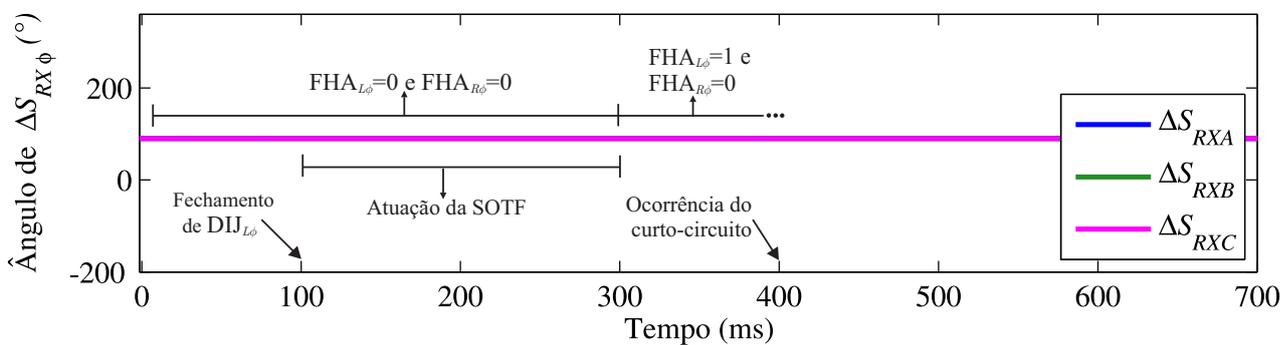
5.3.3 Caso ATM.3: Desligamento da Linha de Transmissão

A fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para a situação de desligamento, simula-se o caso ATM.3, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre a abertura de $DIJ_{R\phi}$ em 800 ms, seguida da abertura de $DIJ_{L\phi}$ em 900 ms. Para essa simulação, o sistema é configurado com ambas as fontes fortes ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 0,1$), e o carregamento é moderado com $\delta = -10^\circ$. O comportamento dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais são apresentados nas Figuras 5.47 e 5.48.

Constata-se das Figuras 5.47(a) e 5.48(a) que a abertura do disjuntor remoto em 800 ms resulta no aumento do módulo das potências complexas em ambos os terminais. Além dessa

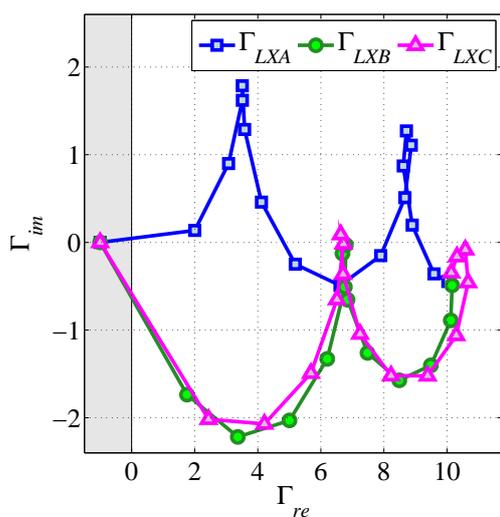


(a)

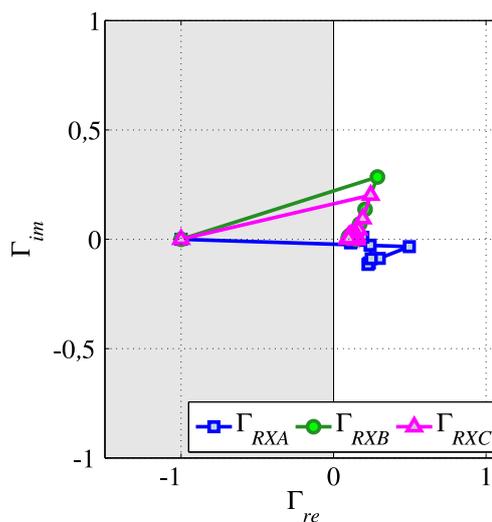


(b)

Figura 5.45. Caso ATM.2: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

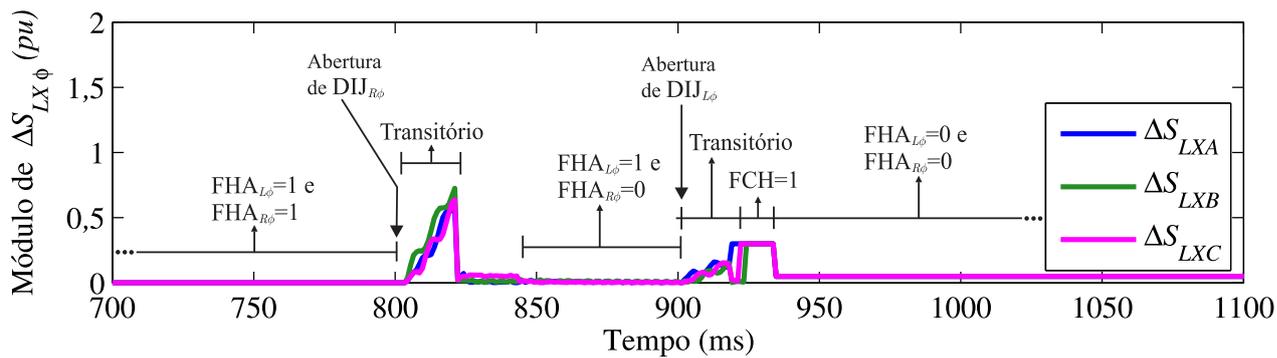


(a)

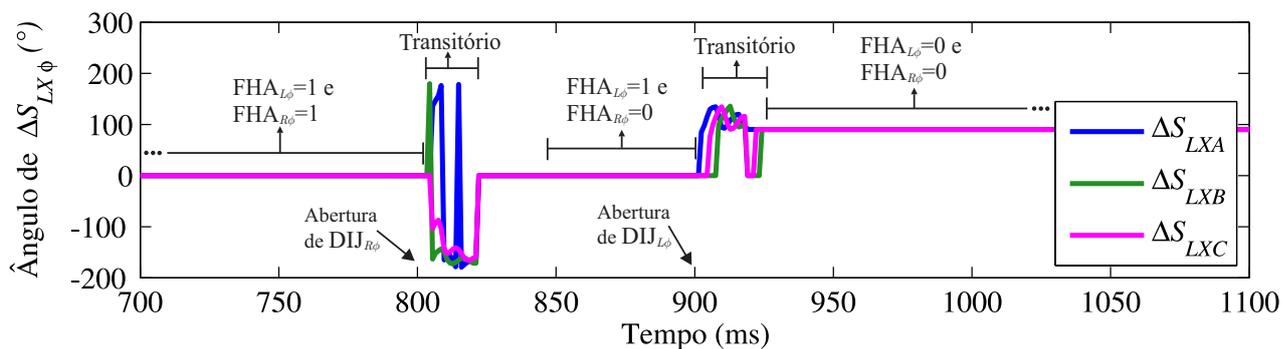


(b)

Figura 5.46. Caso ATM.2 no intervalo entre 380 ms e 420 ms (ocorrência do curto-circuito interno trifásico franco): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

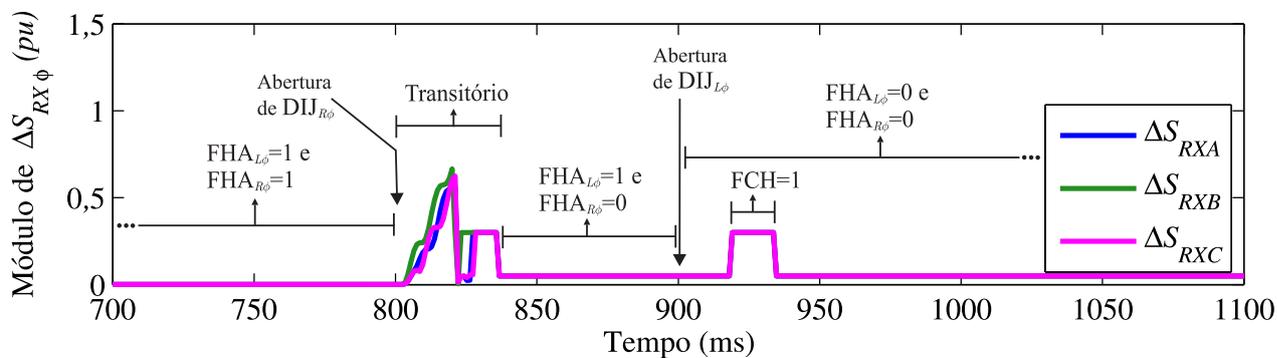


(a)

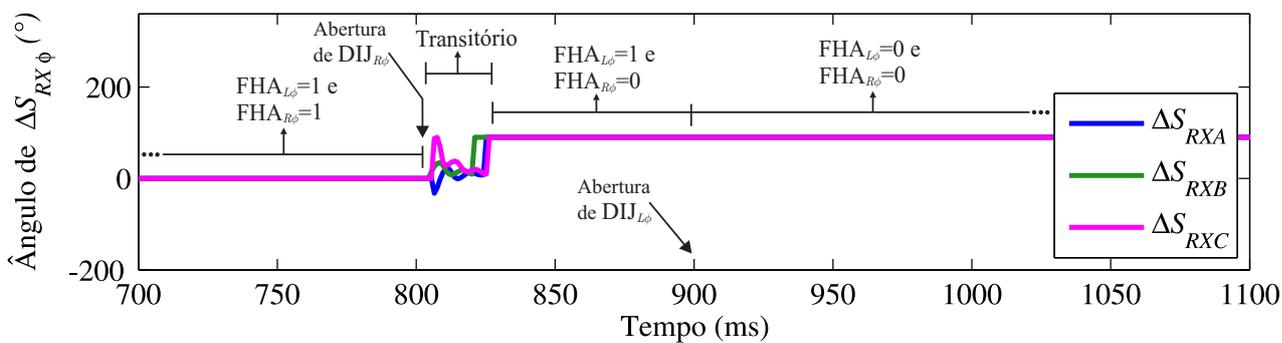


(b)

Figura 5.47. Caso ATM.3: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.



(a)



(b)

Figura 5.48. Caso ATM.3: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

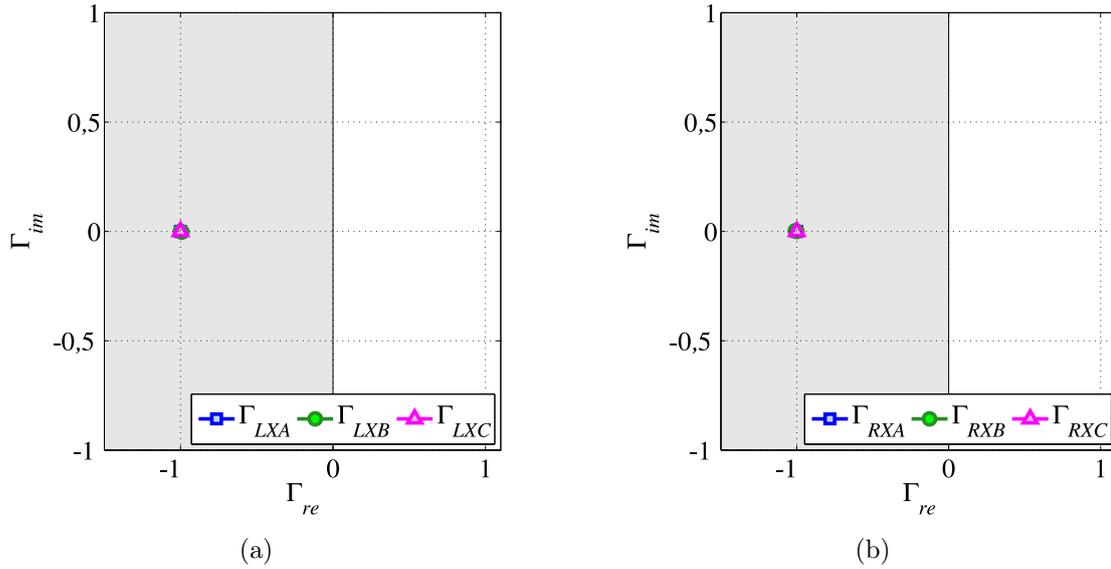


Figura 5.49. Caso ATM.3 no intervalo entre 780 ms e 820 ms (abertura do terminal remoto): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

alteração no módulo, verifica-se das Figuras 5.47(b) e 5.48(b) que os ângulos de $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ passam a ter sinais contrários após a abertura de $DIJ_{R\phi}$. Diante desse comportamento dos sinais das potências complexas incrementais, afirma-se que a proteção não atua para a abertura do terminal seguidor na manobra de desligamento, conforme observado na Figura 5.49, a qual ilustra a atuação da proteção no intervalo entre 780 ms e 820 ms.

Após o transitório causado pela abertura do disjuntor remoto, seu terminal deixa de identificar corrente, de maneira que a variável $FHA_{R\phi}$ passa a ser igual a 0 (zero). Assim, a proteção diferencial de potência para o terminal remoto é desabilitada, o que resulta em $\Delta S_{RX\phi}$ igual $0,05\angle 90^\circ$ pu após 800 ms, salvo no ciclo seguinte à abertura do disjuntor do terminal local, no qual $\Delta S_{RX\phi}$ permanece igual $0,3\angle 90^\circ$ pu.

No caso do terminal local, a abertura de seu disjuntor em 900 ms faz com que a variável $FHA_{L\phi}$ passe a ser igual a 0 (zero), desabilitando a proteção diferencial de potência para o terminal líder. Então, $\Delta S_{LX\phi}$ iguala-se a $0,05\angle 90^\circ$ pu após os transitórios de chaveamento. A abertura do disjuntor local não causa atuação da proteção, conforme ilustrado na Figura 5.50, a qual representa a atuação da proteção no intervalo entre 880 ms e 920 ms.

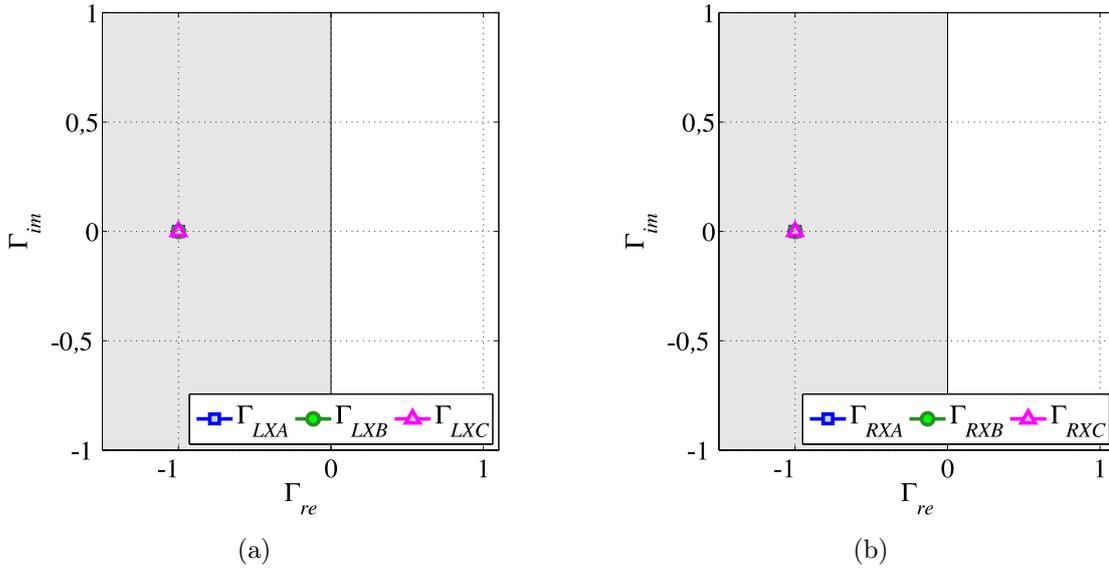


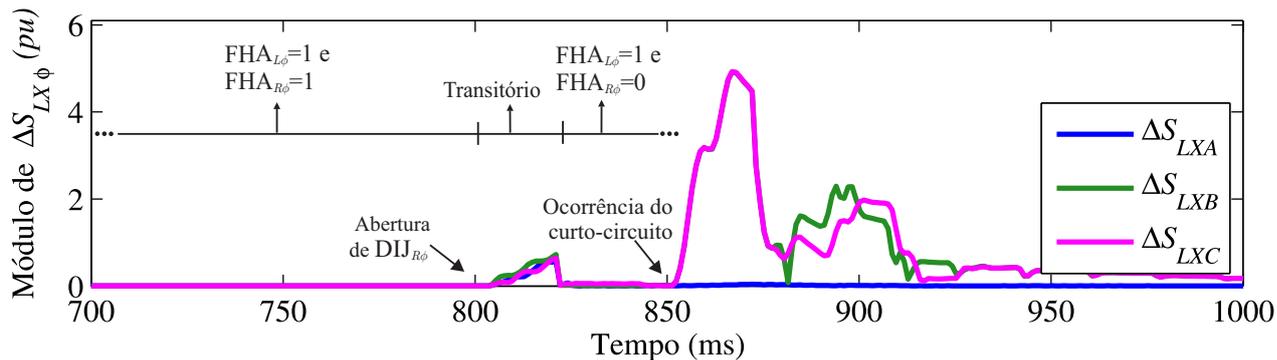
Figura 5.50. Caso ATM.3 no intervalo entre 880 ms e 920 ms (abertura do terminal local): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

5.3.4 Caso ATM.4: Desligamento da Linha de Transmissão Seguido de Curto-Circuito

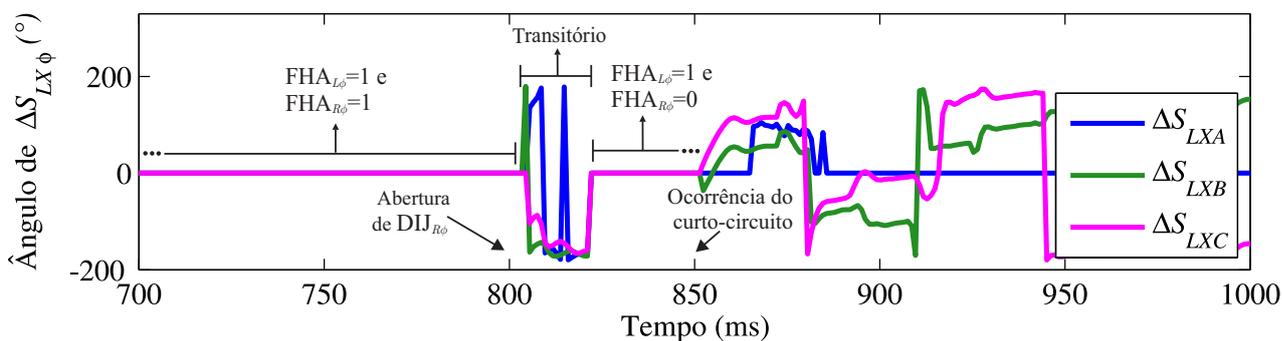
O caso ATM.4 corresponde a uma situação incompleta de desligamento, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre a abertura de $DIJ_{R\phi}$ em 800 ms, seguido da ocorrência em 850 ms de um curto-circuito interno bifásico terra franco entre as fases B e C em 50% da linha (em F_3). O comportamento dos módulos e dos ângulos de $\Delta S_{L\phi}$ e $\Delta S_{R\phi}$ são exibidos, respectivamente, nas Figuras 5.51 e 5.52.

Como a operação da linha até 850 ms é semelhante ao caso ATM.3 no mesmo período, as análises para esse intervalo de tempo são aquelas descritas na Seção 5.3.3. Nota-se da Figura 5.51 que após a ocorrência do curto-circuito em 850 ms, os módulos de ΔS_{LXB} e ΔS_{LXC} aumentam, e seus ângulos passam a ter valores próximos de 90° . Já o terminal remoto, por estar com seu disjuntor aberto, possui $\Delta S_{RX\phi}$ igual a $0,1 \angle 90^\circ$ pu, a menos do período transitório e do ciclo após o chaveamento, conforme ilustrado na Figura 5.52.

Logo, após a ocorrência do curto-circuito, a diferença angular entre as potências complexas das fases defeituosas faz com que seus coeficientes se situem na região de atuação, como ilustrado na Figura 5.53, a qual apresenta o comportamento da proteção entre 830 ms e 870 ms. Nesse caso, a função $87PL$ atua com *trip* tripolar com tempo de atuação de 14,37 ms (0,86 ciclo).

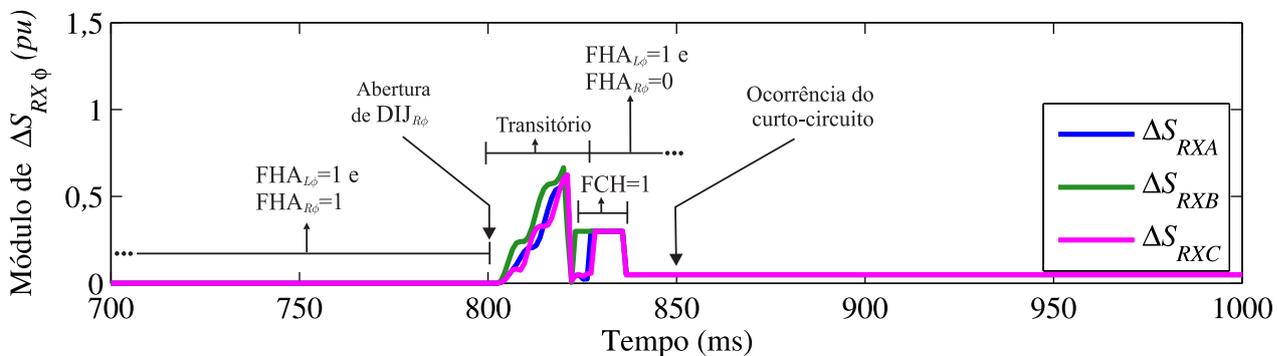


(a)

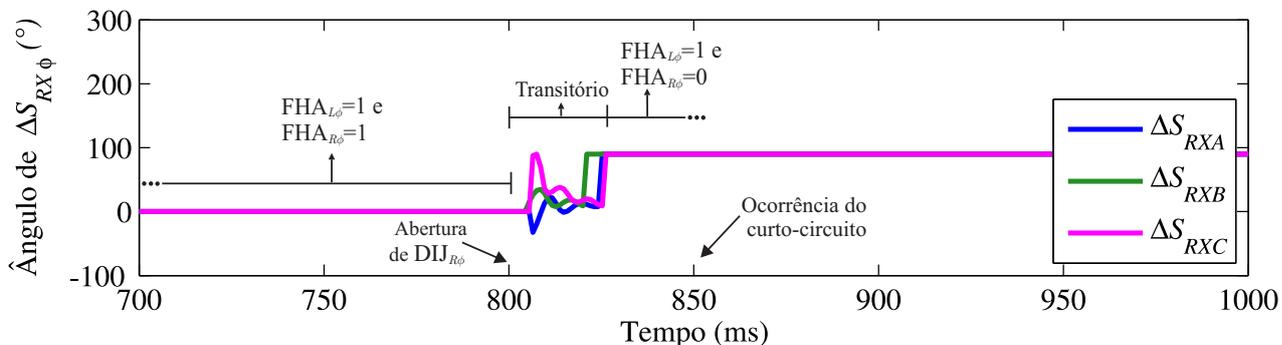


(b)

Figura 5.51. Caso ATM.4: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.



(a)



(b)

Figura 5.52. Caso ATM.4: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

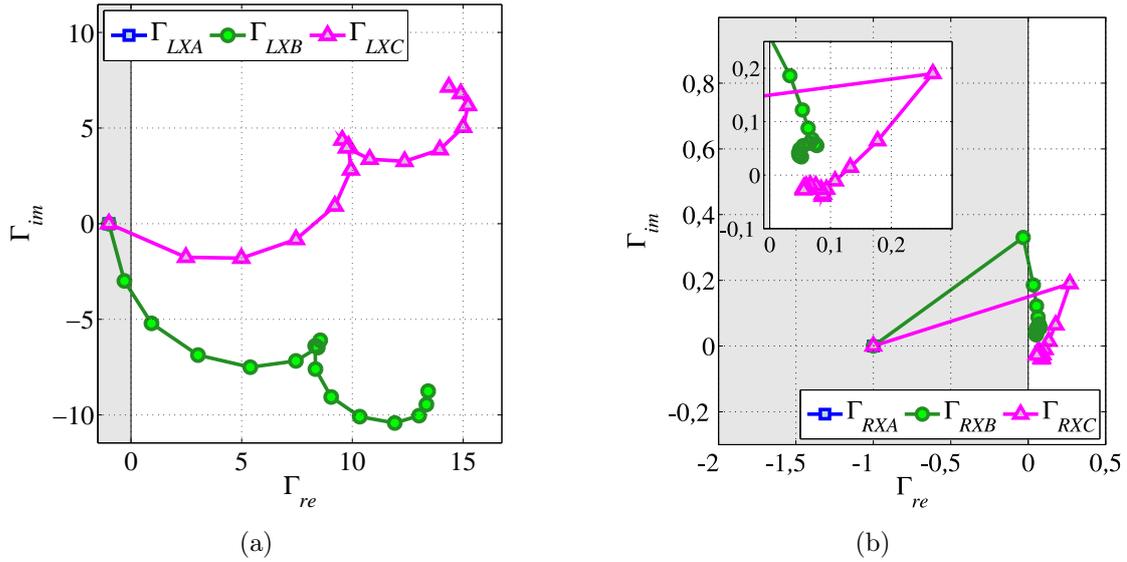
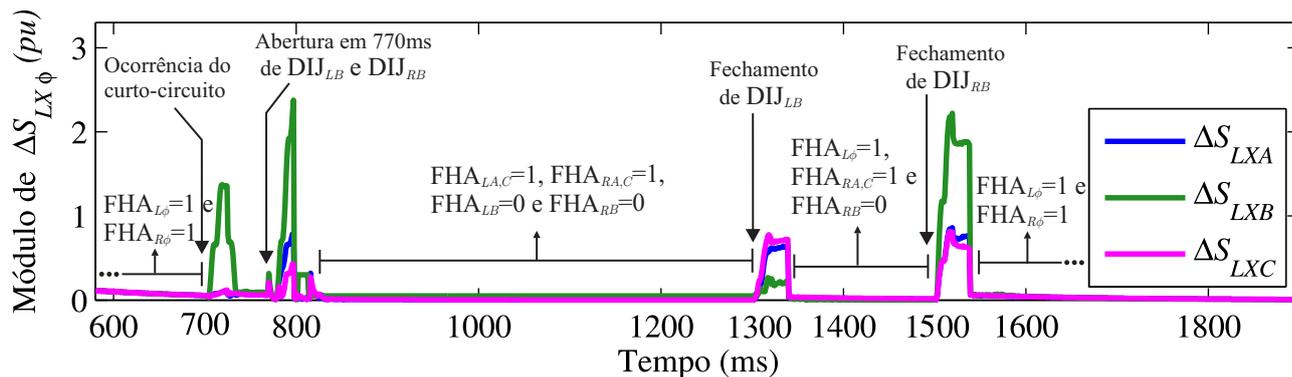


Figura 5.53. Caso ATM.4 no intervalo entre 830 ms e 870 ms (ocorrência do curto-circuito interno bifásico terra franco entre as fases B e C): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

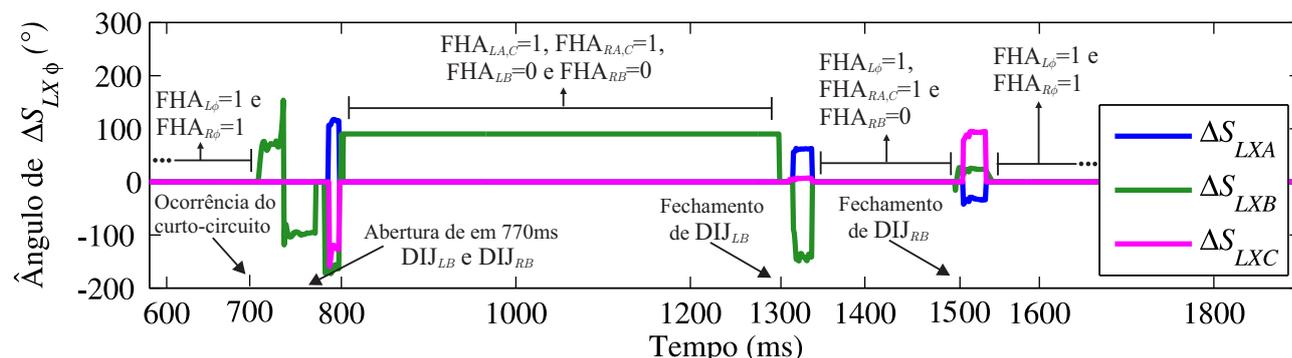
5.3.5 Caso ATM.5: Religamento Monopolar

A fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para uma situação de religamento monopolar, simula-se o caso ATM.5, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre em 700 ms um curto-circuito interno monofásico franco na fase B imediatamente após o TC local (em F_2), resultando no *trip* monopolar gerado pela proteção. Conseqüentemente, os disjuntores da fase B de ambos os terminais abrem no instante estimado de 770 ms, e em 800 ms considera-se que o arco-secundário autoextingue-se, cessando o curto-circuito. O religamento monopolar ocorre pelo fechamento de DIJ_{LB} em 1300 ms, seguido do fechamento de DIJ_{RB} em 1500 ms (tempo de disjuntor morto em torno de 500 ms (ONS, 2013b)). Para essa simulação, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$), e o carregamento é elevado com $\delta = -30^\circ$.

Nota-se das Figuras 5.54 e 5.55 – as quais ilustram os módulos e os ângulos das potências complexas incrementais para o caso ATM.5 – que após a ocorrência da falta em 700 ms, os módulos de ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} aumentam e possuem o mesmo sinal. Dessa forma, a proteção atua com *trip* monopolar, cujo tempo de atuação é igual a 16,37 ms (0,98 ciclo), conforme ilustrado na Figura 5.56, que apresenta o comportamento de $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ no intervalo entre 680 ms e 720 ms.

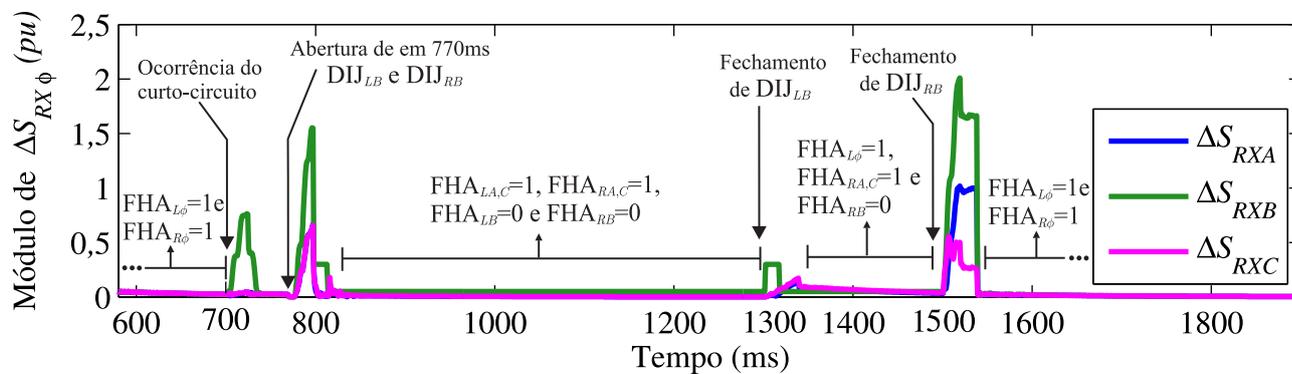


(a)

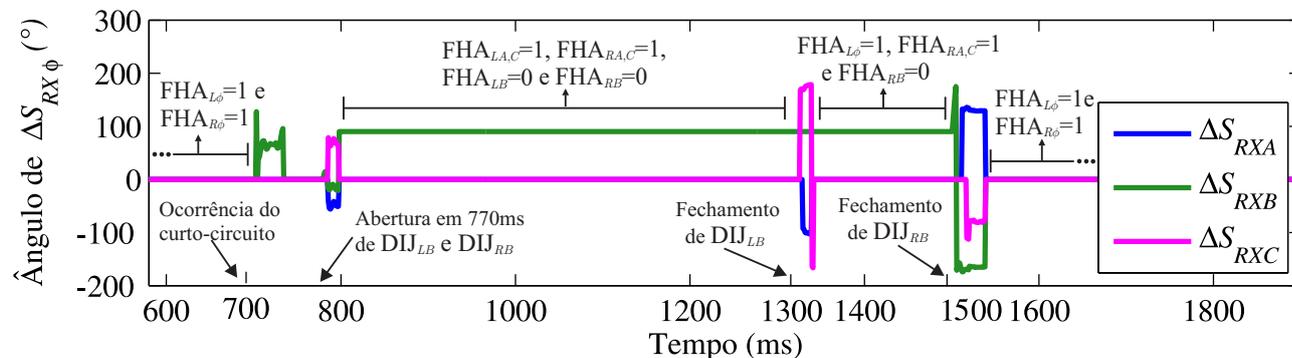


(b)

Figura 5.54. Caso ATM.5: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.



(a)



(b)

Figura 5.55. Caso ATM.5: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

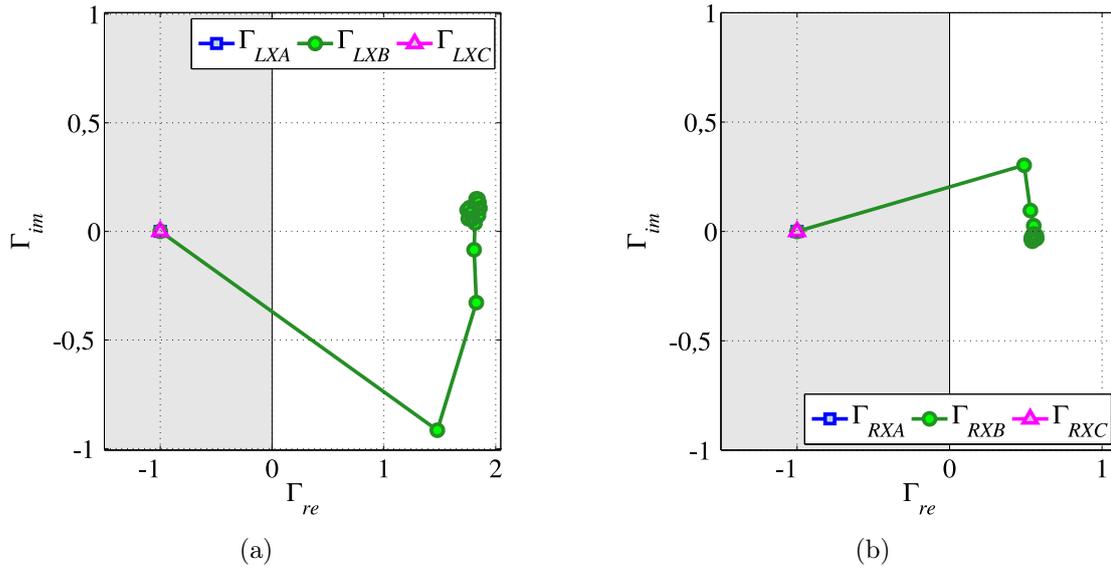


Figura 5.56. Caso ATM.5 no intervalo entre 680 ms e 720 ms (ocorrência do curto-circuito interno monofásico franco na fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

Como resultado da atuação da proteção, considera-se que os disjuntores na fase B em ambos os terminais são abertos em 770 ms, fazendo com que FHA_{LB} e FHA_{RB} sejam iguais a 0 (zero), desabilitando assim a proteção para essa fase. Dessa forma, ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} passam a ser iguais a $0,05\angle 90^\circ$ pu, conforme observado nas Figuras 5.54 e 5.55.

Destaca-se que a abertura dos disjuntores na fase defeituosa não gera uma atuação indevida da proteção nas fases sãs, conforme apresentado na Figura 5.57, que ilustra o comportamento dos coeficientes do plano alfa para o intervalo entre 750 ms e 790 ms. Além disso, a proteção das fases não envolvidas no curto-circuito continua operando normalmente com $FHA_{LA,C}$ e $FHA_{RA,C}$ iguais a 1 (um), de maneira que suas potências complexas incrementais são aproximadamente iguais a zero. Isso ocorre em função da reinicialização da memória de tensão, providenciada pela *flag* FDD que detecta a manobra de chaveamento. Assim, o filtro memória de tensão reinicializado passa a calcular a tensão de sequência positiva memorizada com base apenas nas duas fases sãs.

Após o intervalo de tempo morto do disjuntor de aproximadamente 500 ms, o religamento monopolar inicia-se com o fechamento do disjuntor local da fase B (terminal líder) em 1300 ms, fazendo com que FHA_{LB} passe a ser igual a 1 (um), o que resulta em ΔS_{LXB} aproximadamente igual a zero. Destaca-se que essa manobra não gera atuação indevida da proteção, conforme apresentado na Figura 5.58, que representa o comportamento dos coeficientes do plano alfa

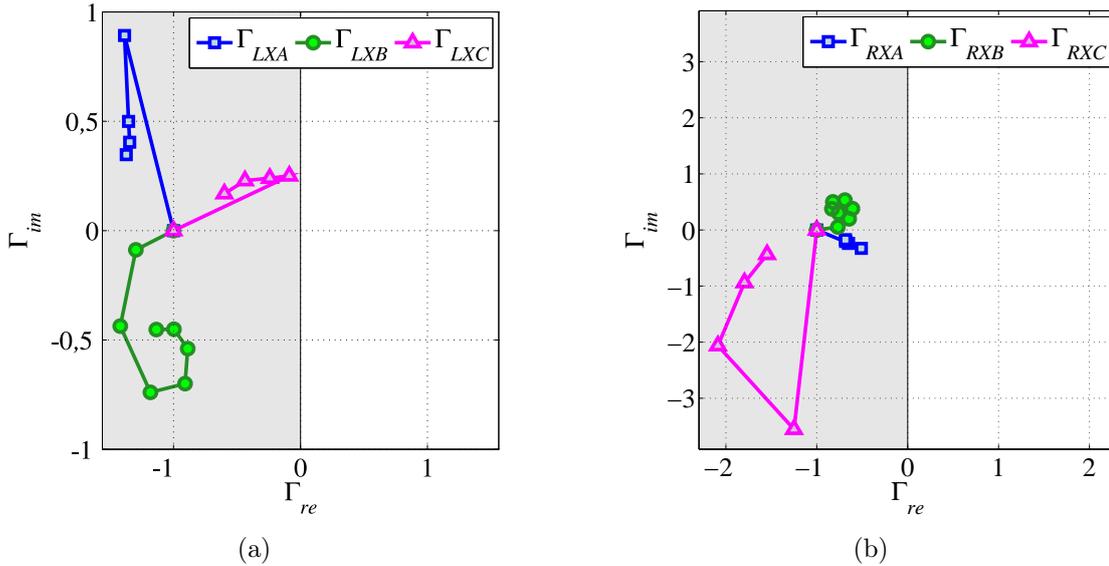


Figura 5.57. Caso ATM.5 no intervalo entre 750 ms e 790 ms (abertura dos disjuntores local e remoto da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

para o intervalo entre 1280 ms e 1320 ms.

Para a manobra completa de religamento monopolar, o disjuntor remoto da fase B é fechado em 1500 ms, causando a atualização de FHA_{RB} para 1 (um), o que resulta em ΔS_{RB} próximo de zero. Essa manobra também não gera atuação indevida da proteção, como apresentado na Figura 5.59, que ilustra o comportamento de $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ no intervalo entre 1480 ms e 1520 ms.

Avaliando-se as Figuras 5.54(a) e 5.55(a), nota-se que os fechamentos dos disjuntores local e remoto, em 1300 ms e 1500 ms, respectivamente, aumentam os módulos das potências complexas incrementais. Todavia, os sinais de $\Delta S_{LX\phi}$ e $\Delta S_{RX\phi}$ permanecem contrários durante essas manobras, o que justifica a não atuação da proteção durante o religamento monopolar, apesar das oscilações observadas nas Figuras 5.58 e 5.59. Após a completa realização dessa manobra, $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um), permitindo assim que a proteção atue caso uma nova situação de curto-circuito ocorra.

5.3.6 Caso ATM.6: Religamento Monopolar com Curto-Circuito

A fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para uma situação de religamento monopolar com curto-circuito, simula-se o caso ATM.6, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre em 700 ms

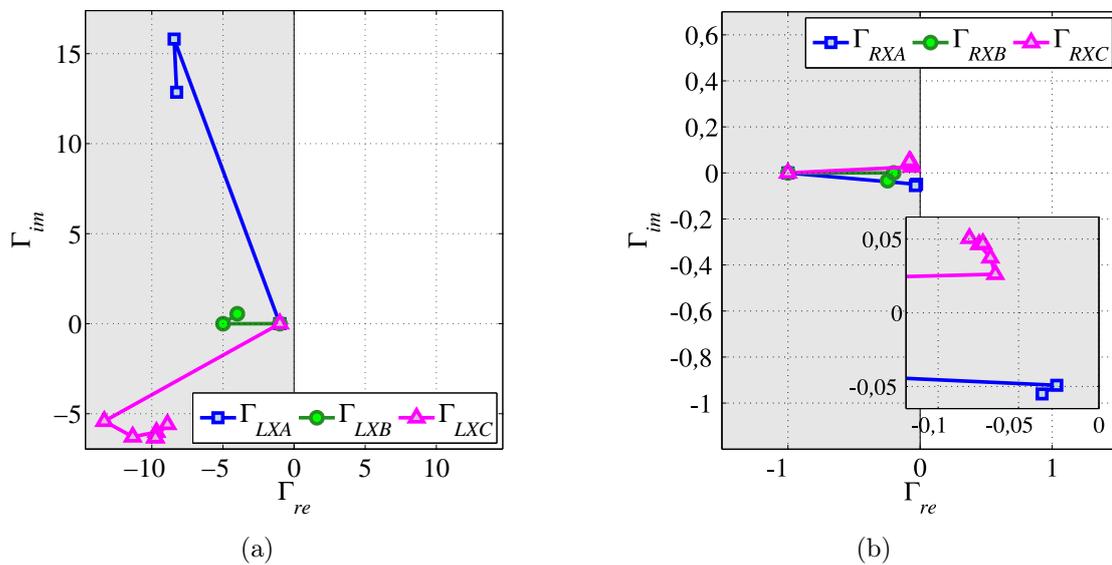


Figura 5.58. Caso ATM.5 no intervalo entre 1280 ms e 1320 ms (religamento do disjuntor local da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

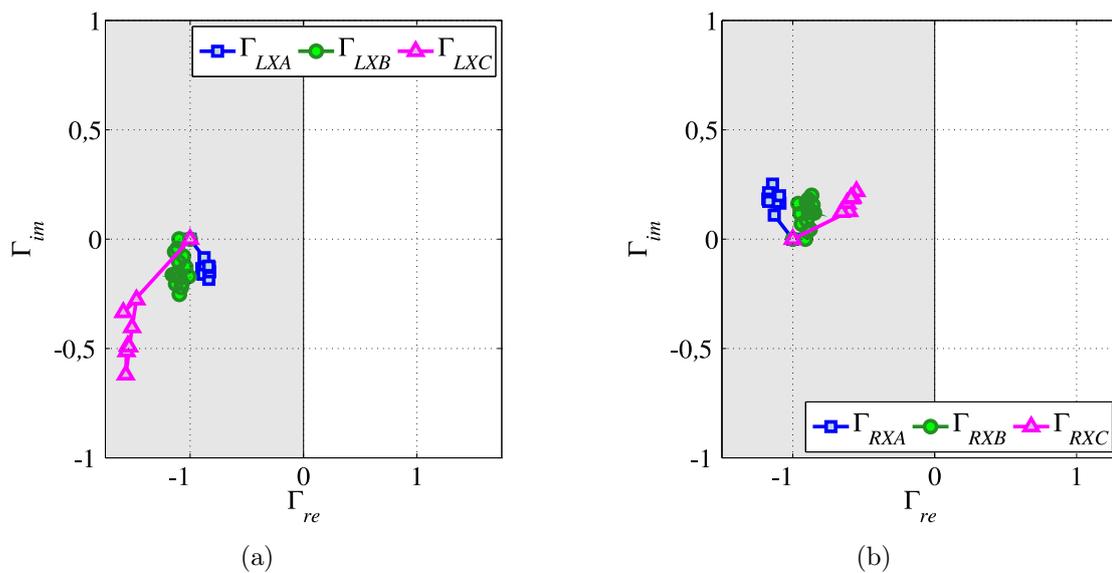


Figura 5.59. Caso ATM.5 no intervalo entre 1480 ms e 1520 ms (religamento do disjuntor remoto da fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

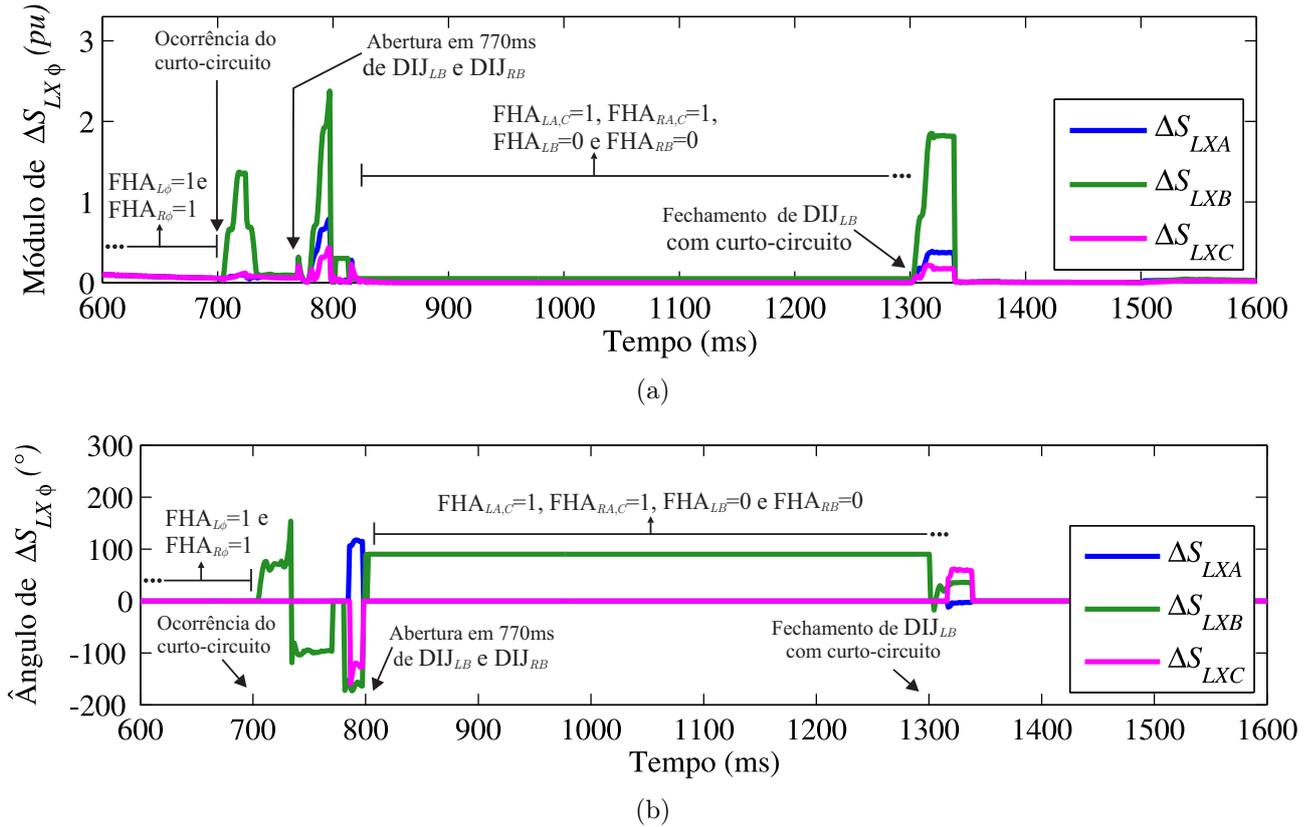


Figura 5.60. Caso ATM.6: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.

um curto-circuito interno monofásico franco na fase B imediatamente após o TC local (em F_2), resultando no *trip* monopolar gerado pela proteção. Consequentemente, os disjuntores da fase defeituosa de ambos os terminais abrem no instante estimado de 770 ms. Nessa situação, o curto-circuito é considerado permanente, de maneira que o religamento monopolar ocorre com a fase B curto-circuitada. Para essa simulação, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$), e o carregamento é elevado com $\delta = -30^\circ$.

Como a operação da linha até o religamento monopolar é semelhante ao caso ATM.5, as análises até 1300 ms são aquelas descritas no item 5.3.5. Nota-se da Figura 5.60 que após a ocorrência do curto-circuito, o fechamento do disjuntor local da fase B causa um aumento no módulo de ΔS_{LXB} , e seu ângulo passa ser positivo. Já o terminal remoto, por estar com o disjuntor da fase B aberto, possui ΔS_{RXB} igual a $0,05\angle 90^\circ$ pu todo o tempo, salvo após chaveamento do disjuntor do terminal local, conforme ilustrado na Figura 5.61.

Assim, após a tentativa de religamento de DIJ_{LB} em 1300 ms, a diferença angular entre as potências complexas incrementais da fase defeituosa faz com que seu coeficiente se situe na região de atuação, conforme observado na Figura 5.62, a qual apresenta o comportamento

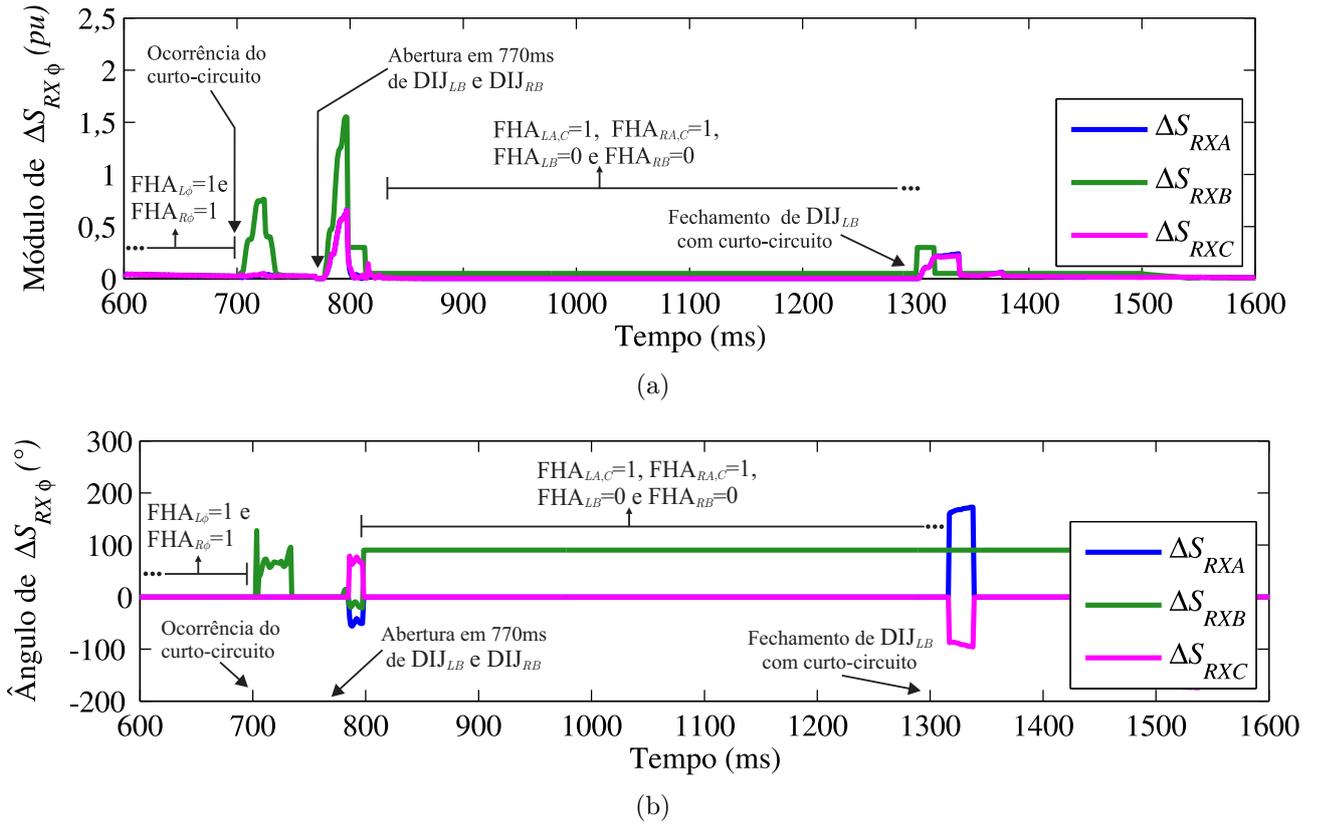


Figura 5.61. Caso ATM.6: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

da proteção entre 1280 ms e 1320 ms. Nessas condições, a proteção proposta opera com *trip* tripolar com tempo de atuação de 16,37 ms (0,98 ciclo).

5.3.7 Caso ATM.7: Religamento Monopolar Seguido de Curto-Circuito Durante Tempo Morto do Disjuntor

A fim de analisar o comportamento da proteção diferencial de potência para uma situação de religamento monopolar seguido de curto-circuito durante o tempo morto do disjuntor, simula-se o caso ATM.7, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre em 700 ms um curto-circuito interno monofásico franco na fase B imediatamente após o TC local (em F_2), resultando no *trip* monopolar gerado pela proteção. Conseqüentemente, os disjuntores da fase defeituosa de ambos os terminais abrem no instante estimado de 770 ms. Sendo que em 850 ms – durante o tempo morto dos disjuntores da fase B – ocorre um curto-circuito interno monofásico na fase A imediatamente após o TC local (em F_2). Para essa simulação, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($SIR_L = 1,0$ e

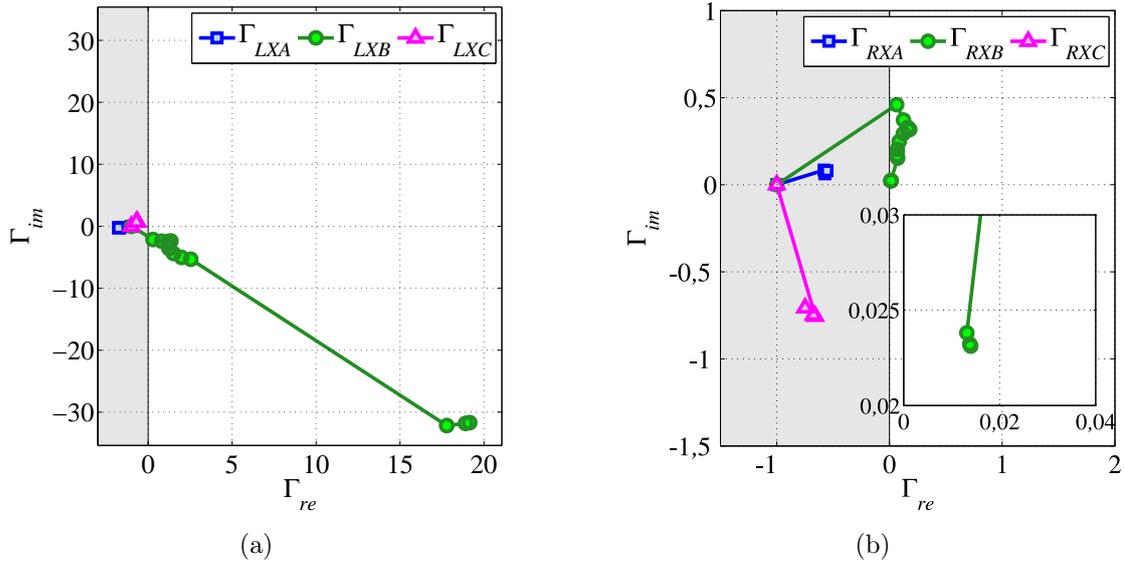


Figura 5.62. Caso ATM.6 no intervalo entre 1280 ms e 1320 ms (religamento do disjuntor local na fase B): (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

$SIR_R = 1, 0$), e o carregamento é elevado com $\delta = -30^\circ$.

Como a operação da linha até abertura dos disjuntores da fase B é semelhante ao caso ATM.5, as análises até 770 ms são aquelas descritas no item 5.3.5. Nota-se das Figuras 5.63 e 5.64 que, após a abertura dos disjuntores da fase B, o sistema continua operando apenas com as fases A e C, de maneira que ΔS_{LXB} e ΔS_{RXB} são iguais a $0,05 \angle 90^\circ$ pu e as fases sãs possuem suas potências complexas incrementais aproximadamente iguais a zero.

Após a ocorrência do curto-circuito na fase A em 850 ms – durante tempo morto dos disjuntores da fase B – ΔS_{LXA} e ΔS_{RXA} aumentam seus módulos, enquanto seus ângulos passam a ter o mesmo sinal. Esse comportamento das potências complexas incrementais na fase A resulta em *trip* na fase A, conforme ilustrado na Figura 5.65, a qual apresenta o comportamento da proteção entre 830 ms e 880 ms. Ressalta-se que essa atuação da função *87PL*, durante o tempo morto dos disjuntores no transcorrer de um religamento monopolar, gera um *trip* tripolar, o qual opera com tempo de atuação igual a 22,71 ms (1,36 ciclo).

5.3.8 Caso ATM.8: Rejeição de Carga

O caso ATM.8 corresponde a uma situação de rejeição de carga, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre em 800 ms a rejeição de uma carga de 500 MVA com fator de potência 0,8 indutivo da barra remota. Para

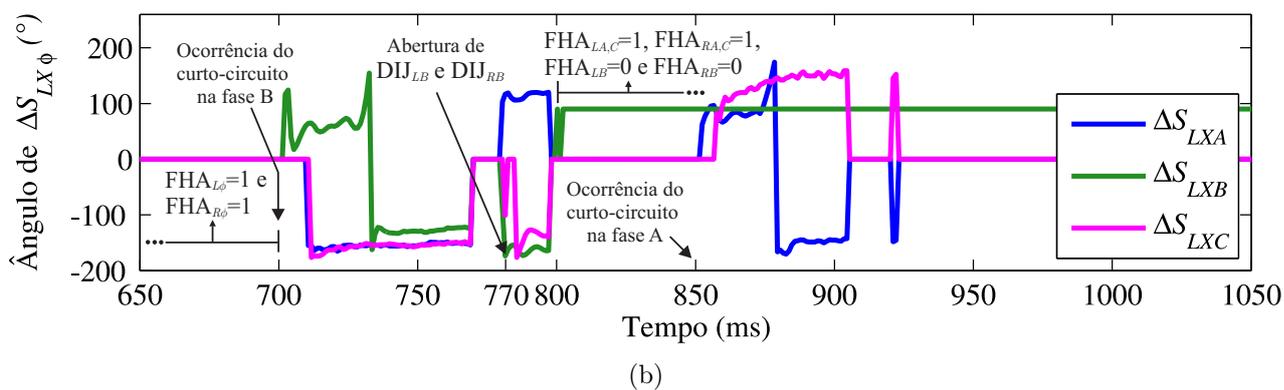
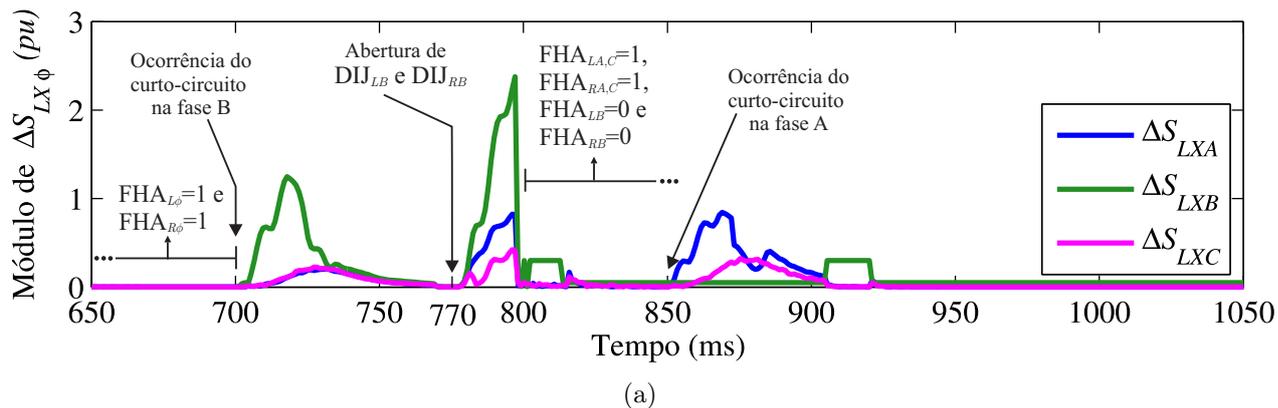


Figura 5.63. Caso ATM.7: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.

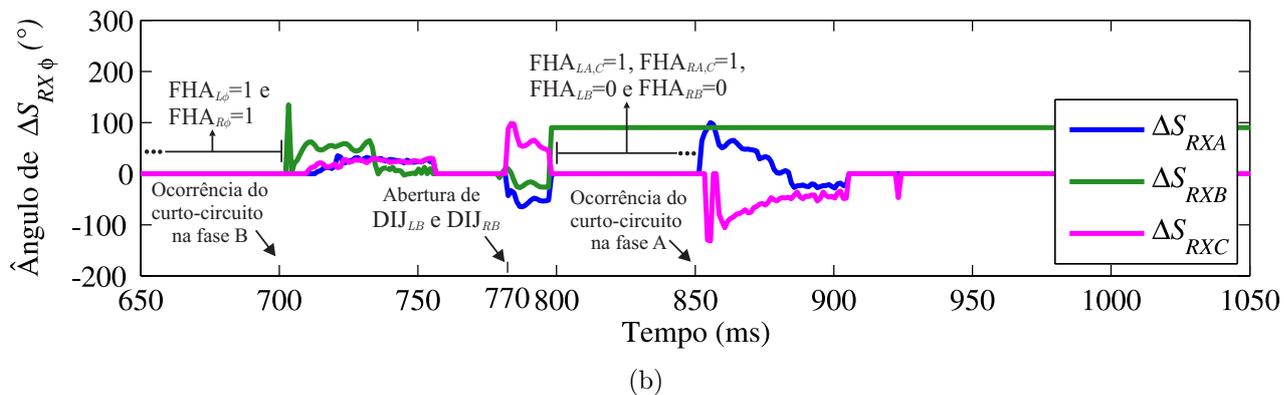
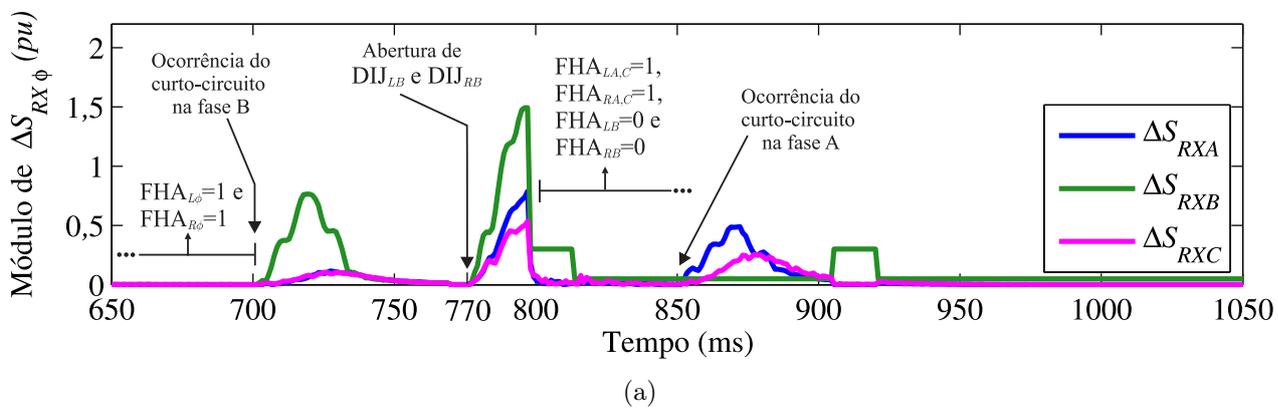


Figura 5.64. Caso ATM.7: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

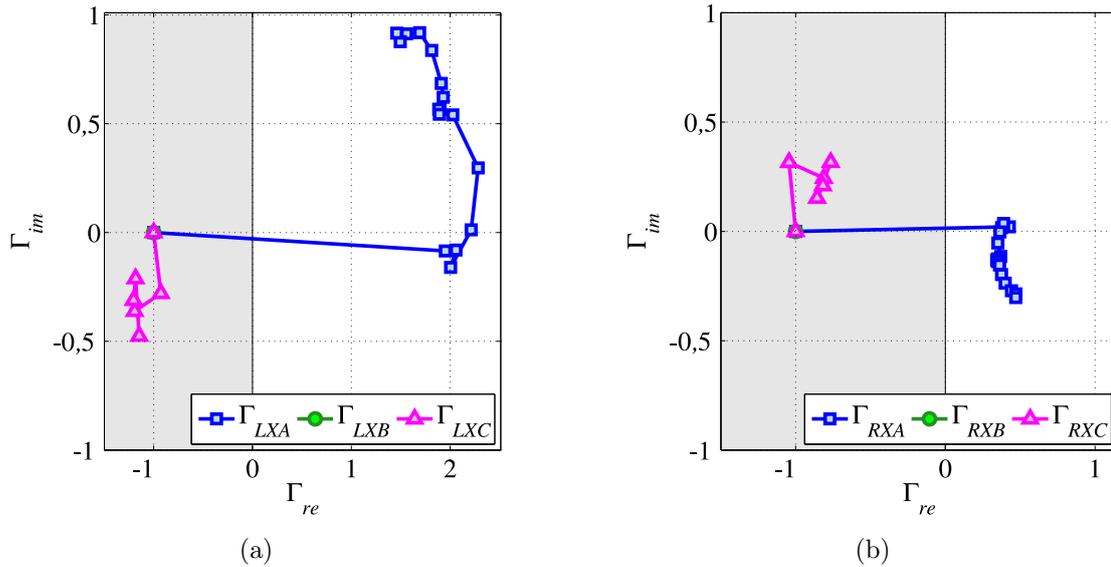


Figura 5.65. Caso ATM.7 no intervalo entre 830 ms e 880 ms (ocorrência de curto-circuito interno monofásico franco na fase A, durante o tempo morto dos disjuntores da fase B: (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

tanto, o sistema elétrico ilustrado na Figura 5.1 foi modificado, de maneira tal que em regime permanente de operação a carga supramencionada estava ligada à barra remota, conforme apresentado pela Figura 5.66, e somente em 800 ms essa carga é rejeitada. Destaca-se que o bloco Chaveamento só identifica manobras nos disjuntores da linha protegida, de modo que qualquer chaveamento que ocorra no sistema não é identificado por esse bloco. Assim, para o caso ATM.8 e também para o caso ATM.9, as ocorrências de rejeição e inserção de carga são vistas pela função $87PL$ como distúrbios e não chaveamentos.

O comportamento dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais são apresentados nas Figuras 5.67 e 5.68. Nota-se destas figuras após a rejeição de carga em 800 ms, $\Delta S_{LX\phi}$ permanece praticamente inalterado, enquanto $\Delta S_{RX\phi}$ apresenta uma pequena variação em seu módulo, mas seu ângulo não sofre alteração. Assim, a manobra analisada não resulta na operação indevida da proteção, conforme observado na Figura 5.69, a qual apresenta o comportamento da proteção no intervalo entre 780 ms e 820 ms.

5.3.9 Caso ATM.9: Inserção de Carga

O caso ATM.9 corresponde a uma situação de inserção de carga, no qual o sistema encontra-se em regime permanente – $FHA_{L\phi}$ e $FHA_{R\phi}$ são iguais a 1 (um) – quando ocorre em 800 ms a inserção de uma carga de 500 MVA com fator de potência 0,8 indutivo na barra remota.

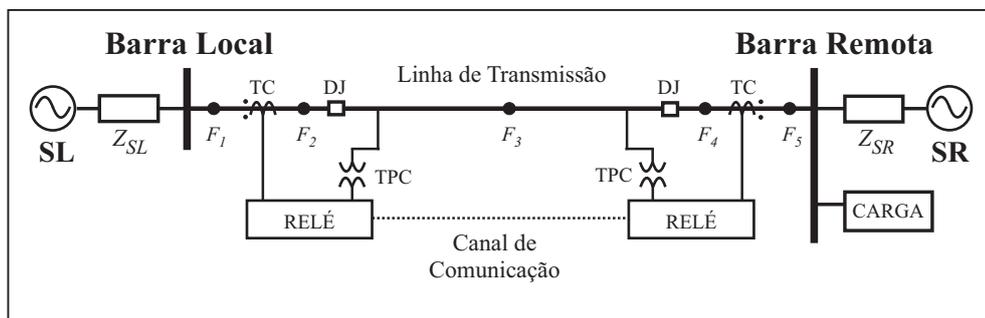
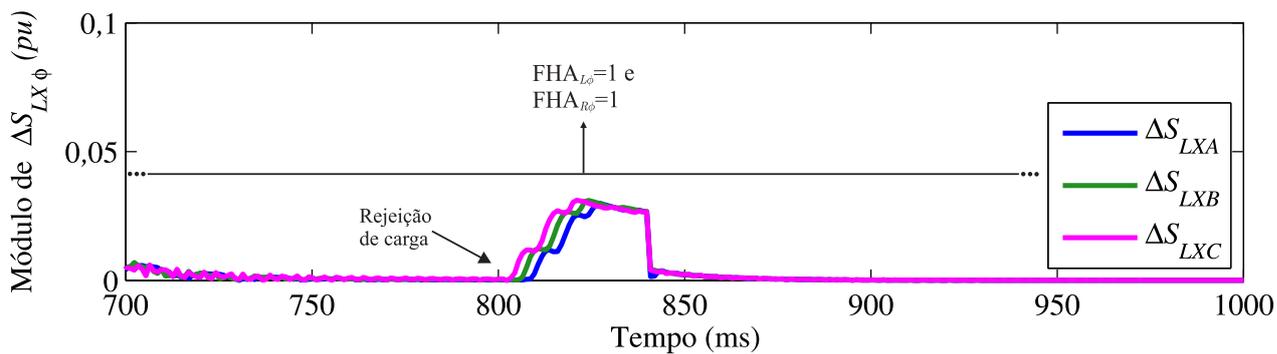
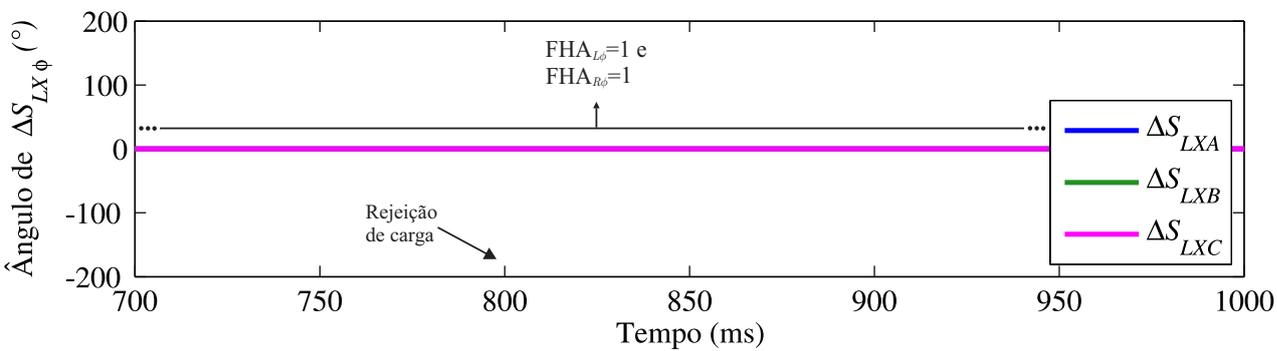


Figura 5.66. Modelo do sistema elétrico de potência utilizado nos casos ATM.8 e ATM.9.



(a)



(b)

Figura 5.67. Caso ATM.8: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.

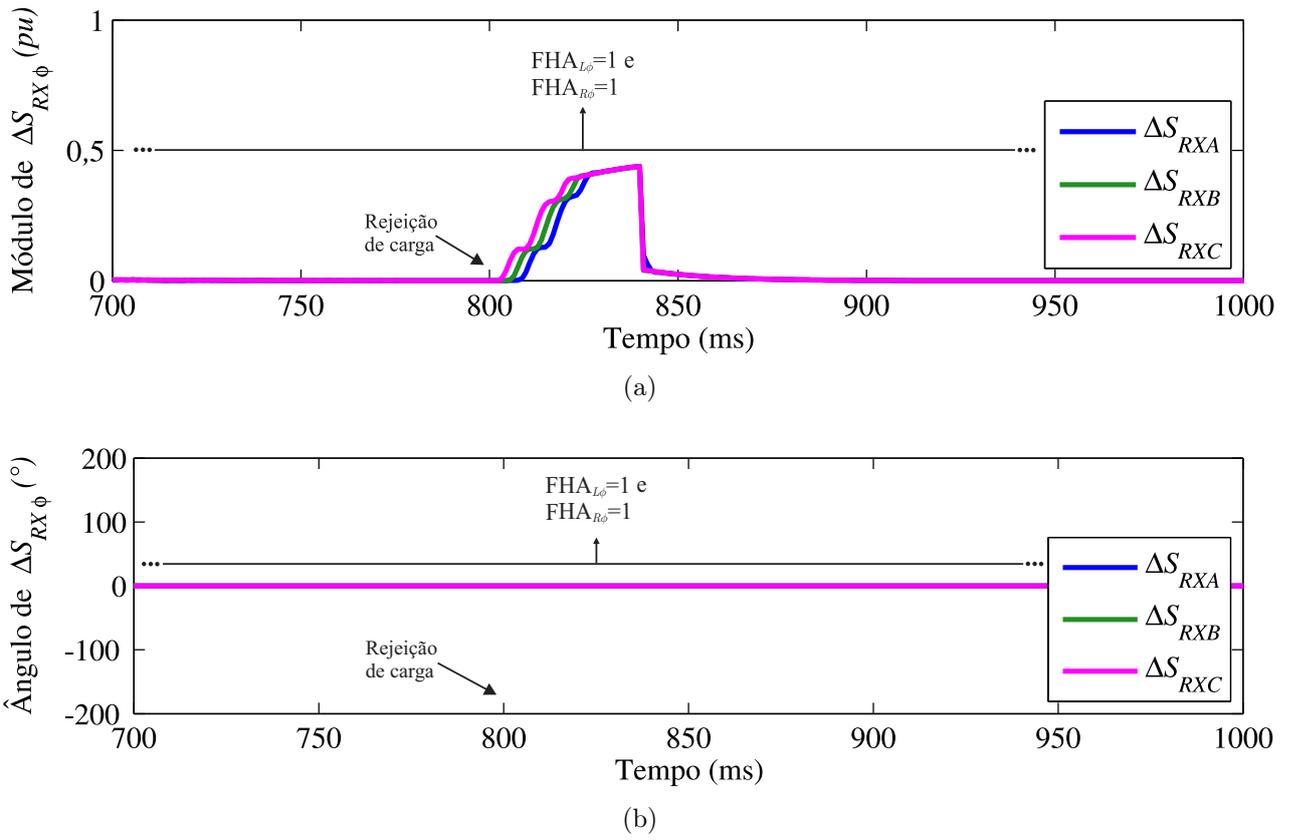


Figura 5.68. Caso ATM.8: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

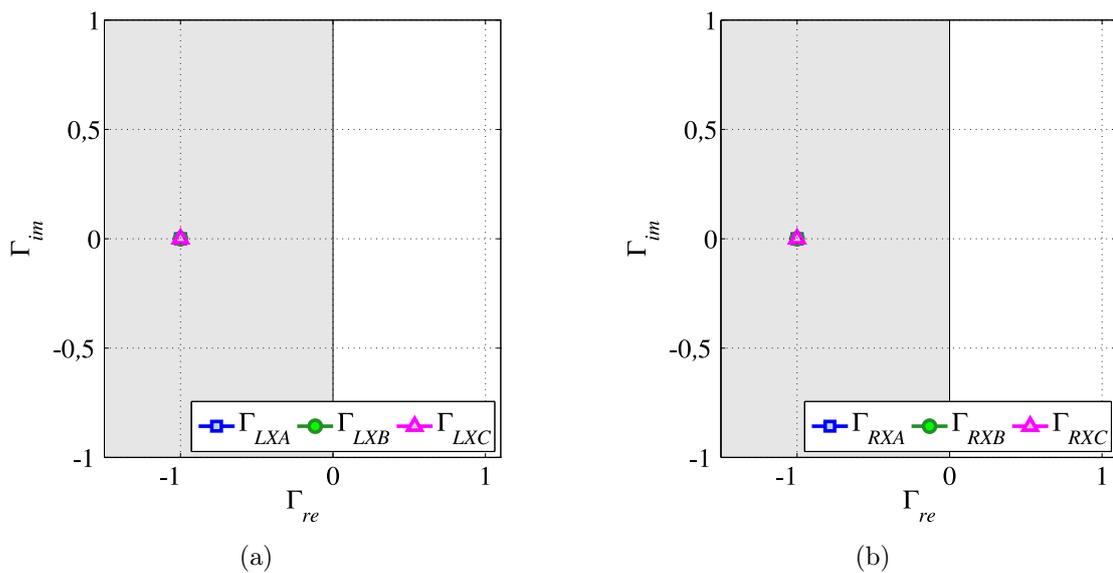


Figura 5.69. Caso ATM.8 no intervalo entre 780 ms e 820 ms: (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

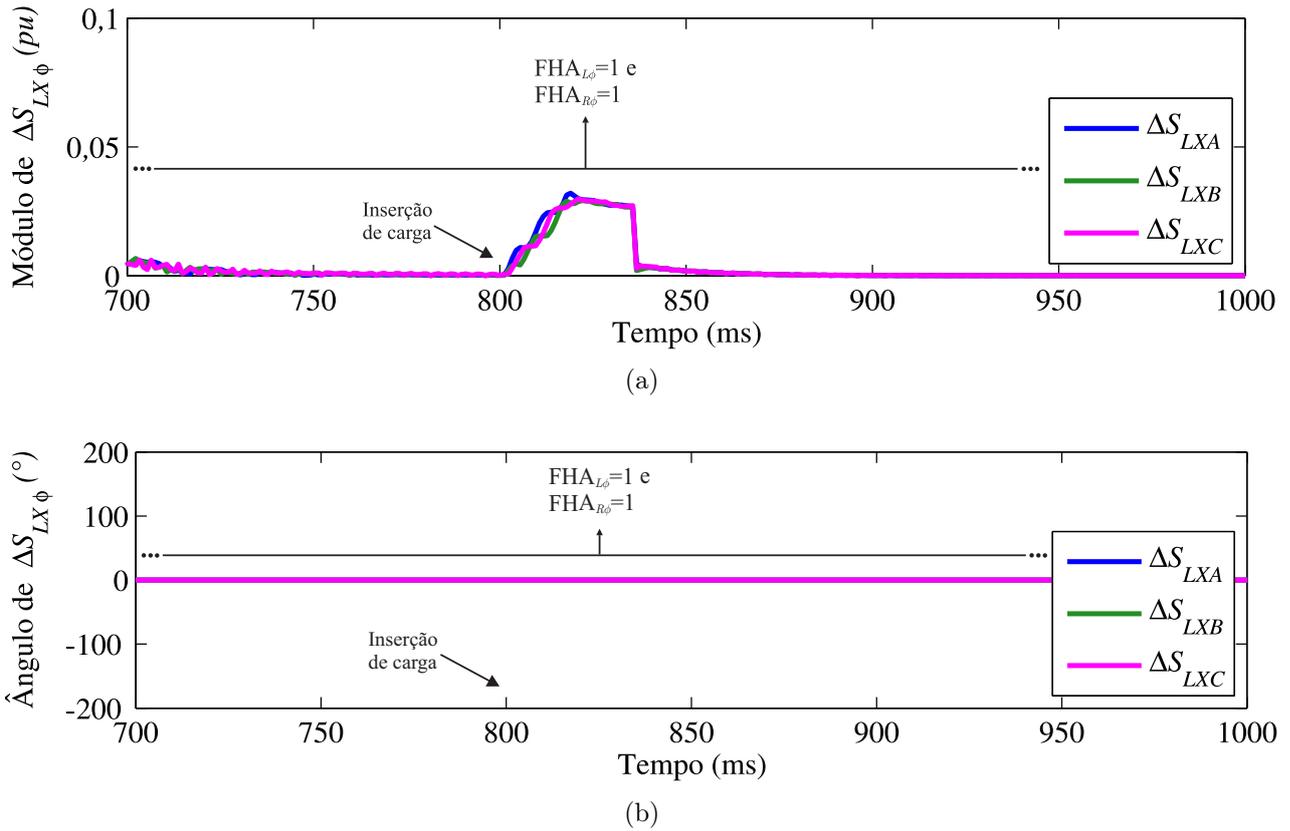


Figura 5.70. Caso ATM.9: (a) Módulo de $\Delta S_{LX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{LX\phi}$.

Para tanto, o sistema elétrico ilustrado na Figura 5.1 foi modificado, de maneira tal que em 800 ms a carga supramencionada é conectada à barra remota, ficando o sistema com a configuração apresentada na Figura 5.66. O comportamento dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais são apresentados nas Figuras 5.70 e 5.71.

Nota-se das Figuras 5.70 e 5.71 que após a inserção da carga em 800 ms, $\Delta S_{LX\phi}$ permanece praticamente inalterado, enquanto $\Delta S_{RX\phi}$ apresenta uma pequena variação em seu módulo, mas seu ângulo não sofre alteração. Assim, a manobra analisada não resulta na operação indevida da proteção, conforme observado na Figura 5.72, a qual apresenta o comportamento da proteção no intervalo entre 780 ms e 820 ms.

5.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARAMÉTRICA (ASP)

As ASPs são realizadas considerando o comportamento dos coeficientes do plano alfa de potências complexas incrementais em regime permanente de curto-circuito, o que possibilita uma análise da influência de cada um dos parâmetros envolvidos no defeito. Assim, as análises

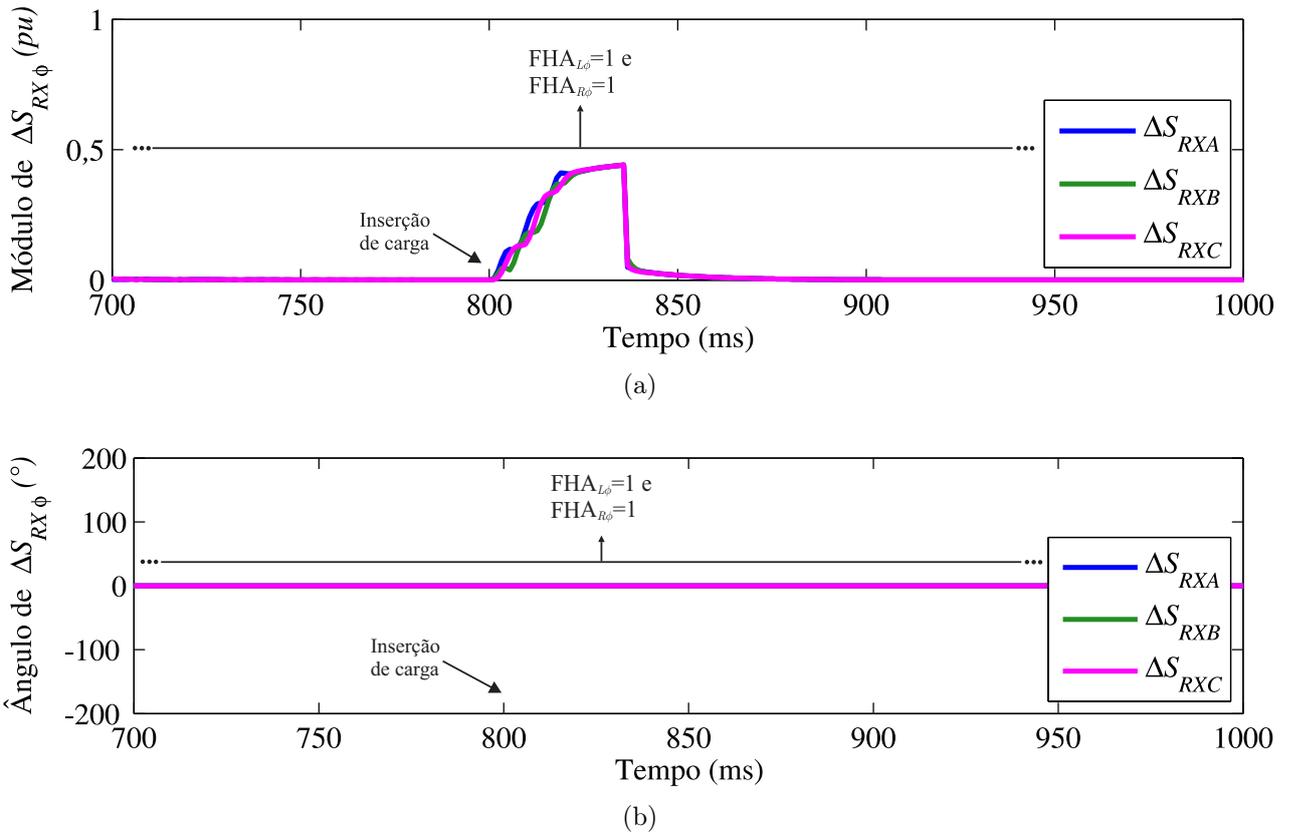


Figura 5.71. Caso ATM.9: (a) Módulo de $\Delta S_{RX\phi}$; (b) Ângulo de $\Delta S_{RX\phi}$.

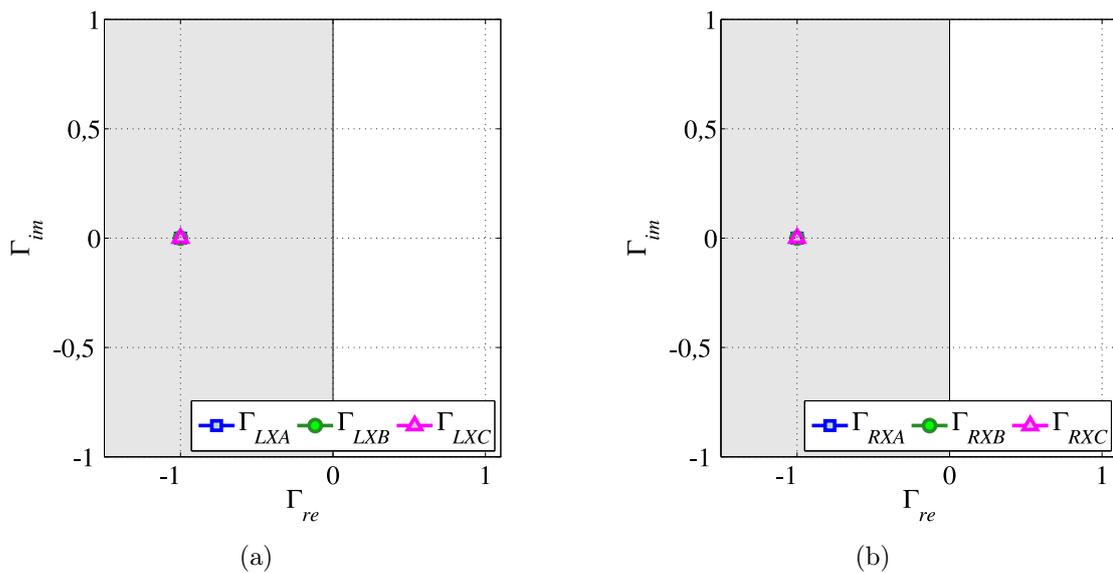


Figura 5.72. Caso ATM.9 no intervalo entre 780 ms e 820 ms: (a) Terminal local e (b) Terminal remoto.

de sensibilidade paramétrica permitem observações mais abrangentes, as quais aprofundam e fortificam as conclusões já obtidas com as análises transitórias.

Para efetuar as ASPs, primeiramente, define-se um caso base de uma linha implementado no ATP e configurado para fornecer as saídas desejadas no formato COMTRADE. Utiliza-se, no desenvolvimento desse caso, a rotina \$PARAMETER para parametrizar variáveis como módulo, ângulo e força das fontes, tipo de falta, resistências de falta, local de aplicação falta, entre outros. Por meio de uma planilha elaborada no software EXCEL (KüSEL, 2014), replica-se o caso base com alterações nas variáveis de interesse, gerando um banco de arquivos ATP para cada caso. Esses são simulados sequencialmente por meio de uma rotina .bat que automatiza a simulação. Por fim, os resultados são avaliados na função diferencial de potência proposta.

Um aspecto importante das ASPs é a possibilidade de identificar a influência de diferentes parâmetros relacionados ao curto-circuito ou a influência das possíveis configurações de operação do sistema. Para tanto, um único parâmetro é variado por vez em uma faixa específica, ao mesmo tempo que os outros permanecem com seu valor mantido constante. Nesse contexto, a Tabela 5.3 descreve as características das ASPs realizadas, enquanto a Tabela 5.4 descreve os intervalos e os passos das variações consideradas para cada parâmetro avaliado. Destaca-se que a nona coluna da Tabela 5.3 – referente à Fase Avaliada – é empregada apenas nas avaliações comparativas descritas na sessão 5.5 e indica a fase defeituosa escolhida para análise em cada um dos casos.

É importante mencionar que a variação da força da fonte é realizada separadamente para cada uma das fontes, de modo que enquanto o SIR de uma delas é variado, o da outra permanece inalterado. Além disso, a variação da força da fonte é realizada sempre considerando um mesmo valor de carregamento. Assim, as impedâncias equivalentes da fonte analisada são calculadas dependendo do valor do SIR e também do valor do carregamento a ser avaliado e, com base nesses parâmetros, as tensões na fonte analisada são determinadas.

Ademais, para a variação da tensão no terminal remoto (V_R), considerou-se que a tensão na barra local é mantida em $1,0\angle 0^\circ$ pu e a remota é igual a $V_R\angle -10^\circ$ pu. Ademais, para a variação do carregamento, considerou-se que a tensão na barra local é mantida em $1,0\angle 0^\circ$ pu e a remota é igual a $1,0\angle \delta$ pu. Nesses dois casos, para cada valor de V_R ou de δ , calculam-se os correspondentes valores de tensão e corrente das fontes.

Tabela 5.3. Curtos-circuitos simulados nas ASPs e suas características.

Caso	Tipo de Falta	p	R_f (Ω)	SIR_L	SIR_R	V_R (pu)	δ	Fase Avaliada*
ASP.1	BT	F_3	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	B
ASP.2	ACT	F_3	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	A
ASP.3	BC	F_3	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	C
ASP.4	ABC	F_3	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	C
ASP.5	AC	F_5	100,0	0,1	0,1	1,0	Varia	A
ASP.6	BT	F_2	0,0	0,1	0,1	1,0	Varia	B
ASP.7	BT	F_2	0,0	0,1	1,0	1,0	Varia	B
ASP.8	BT	F_2	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	B
ASP.9	BT	F_4	0,0	1,0	1,0	1,0	Varia	B
ASP.10	ABT	F_3	450,0	1,0	Varia	1,0	-30°	A
ASP.11	BC	Varia	100,0	1,0	1,0	1,0	-30°	C
ASP.12	ABC	F_4	Varia	1,0	1,0	1,0	-30°	C
ASP.13	CT	F_2	Varia	1,0	1,0	1,0	-30°	C
ASP.14	ACT	F_5	450,0	0,1	0,1	Varia	-10°	A
ASP.15	BT	F_4	450,0	0,1	0,1	Varia	-10°	B
ASP.16	ABC	F_2	0,0	0,1	0,1	Varia	-10°	A

(*) Indica a fase defeituosa avaliada nas análises comparativas descritas na sessão 5.5.

Sobre os limites de variação estabelecidos na Tabela 5.4 acerca do módulo da tensão no terminal remoto (V_R), salienta-se que o intervalo de variação definido para esse parâmetro contempla casos críticos de tensão correspondentes à condição operativa de emergência de uma linha com tensão nominal de operação de 500 kV. Salienta-se que para uma linha de transmissão com esse nível de tensão, o intervalo admissível de tensão corresponde à $1,0 \text{ pu} < V_R < 1,1 \text{ pu}$, para a condição operativa nominal, e é igual à $0,95 \text{ pu} < V_R < 1,1 \text{ pu}$, para a condição operativa de emergência (ONS, 2011).

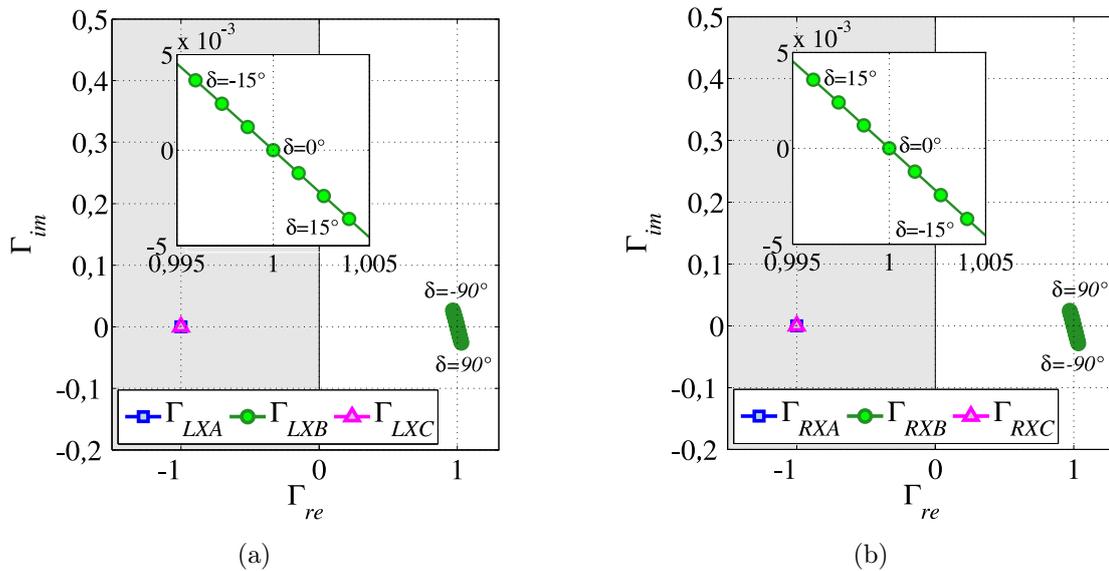
Acerca dos limites de variação estabelecidos para δ , destaca-se que, muito embora tenham sido avaliados ângulos de carregamento no intervalo $-90^\circ < \delta < 90^\circ$, na prática tipicamente eles ficam limitados a $\pm 35^\circ$ (SAADAT, 2010).

5.4.1 Casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4: Verificação da Influência do Tipo de Falta e do Carregamento

Os casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4 são simulados a fim de investigar a influência da variação do carregamento e do tipo de falta. Nesse sentido, para cada um desses curtos-circuitos

Tabela 5.4. Intervalo de variação dos parâmetros analisados.

Parâmetro	Intervalo de Variação
p (%)	10, 14, ... , 86 e 90
SIR_R	0,1, 0,2, ... , 0,9, 1,0, 3,0, 5,0, 7,0, 9,0 e 10,0
V_R (pu)	0,5, 0,6, ... , 1,4 e 1,5
δ	$-90^\circ, -85^\circ, \dots, 85^\circ$ e 90°
R_f (Ω)	Fase-Terra: 0, 50, 100, ... , 400 e 450 Fase-Fase: 0, 5, 10, ... , 40 e 45

**Figura 5.73.** Caso ASP.1 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

considera-se um tipo de falta e em todos eles varia-se o ângulo de carregamento no intervalo $-90^\circ < \delta < 90^\circ$, com passo de 5° . Para essas quatro situações, as fontes de ambos os terminais são consideradas fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$), e as faltas são francas e aplicadas em 50 % da linha de transmissão (em F_3). Ressalta-se que os curto-circuitos são aplicados na metade da linha em um sistema com ambas as fontes fracas justamente para que não haja influência nessas análises da localização de falta nem da força das fontes.

A partir da análise das Figuras 5.73, 5.74, 5.75 e 5.76, as quais apresentam os comportamentos do algoritmo proposto para os casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4, respectivamente, nota-se que os coeficientes das fases sãs permanecem no ponto de estabilidade, enquanto apenas os índices das fases defeituosas se deslocam para o semiplano direito, mostrando a correta atuação da proteção.

Analisando as trajetórias dos índices da função $87PL$ para essas quatro situações, verifica-se

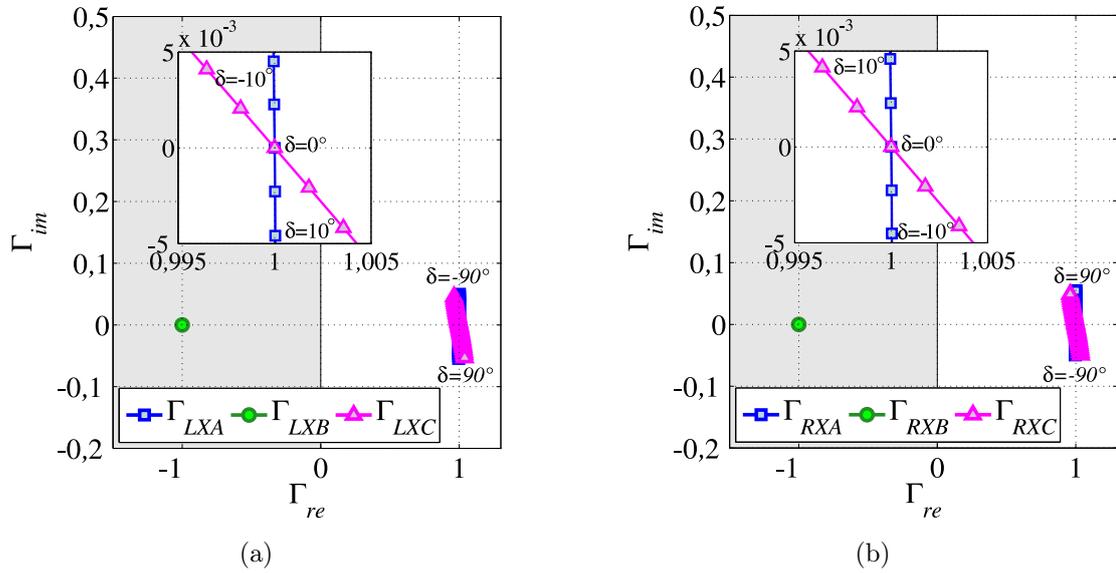


Figura 5.74. Caso ASP.2 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

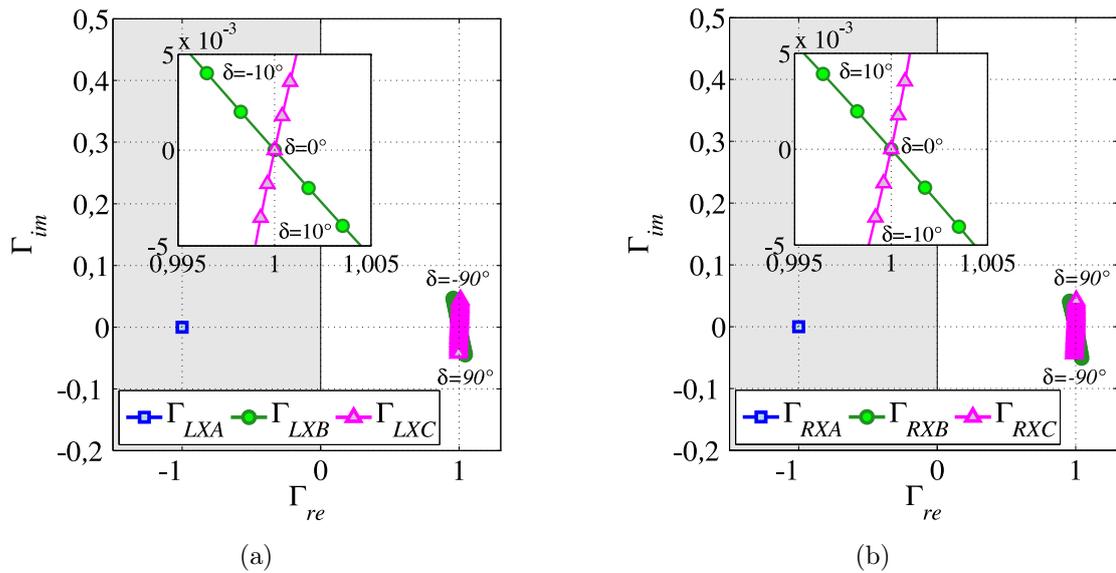


Figura 5.75. Caso ASP.3 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

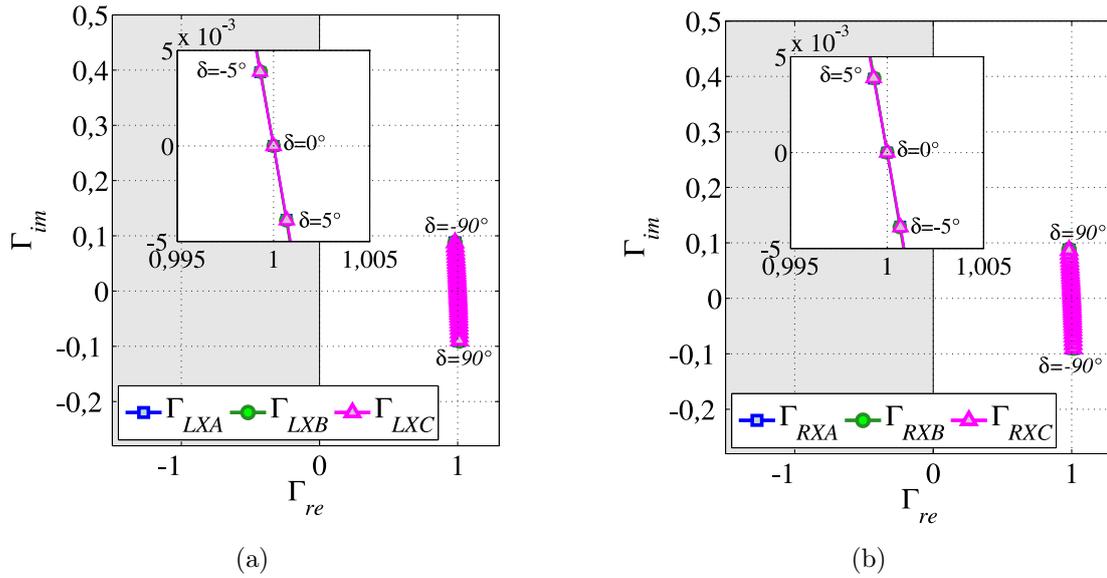


Figura 5.76. Caso ASP.4 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

que os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ das fases defeituosas se comportam de maneira estável e similar, com seus módulos próximos de 1, e suas partes imaginárias variando minimamente entre -0,1 e 0,1. Isso é justificado porque o tipo de falta influencia de forma aproximadamente igual na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais. Como os coeficientes da função $87PL$ são definidos pela razão entre as potências complexas incrementais dos terminais, o tipo de falta interfere de maneira aproximadamente igual tanto no denominador quanto no numerador, de forma tal que os coeficientes serão pouco influenciados pelo tipo de falta, ficando próximos do ponto (1,0). Então, a proteção diferencial proposta independe do tipo de falta.

Sobre a influência do carregamento, verifica-se que para a condição sem carga, os coeficientes nos casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4 ficam exatamente no ponto (1,0). Entretanto, para outros valores de δ , as partes imaginárias dos coeficientes variam no pequeno intervalo entre -0,1 e 0,1, sendo que o sentido da trajetória depende do terminal avaliado. Afirma-se, portanto, que o carregamento do sistema praticamente não interfere na parte imaginária de $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ e o sentido da trajetória é definido de acordo com o terminal analisado.

Desses resultados, verifica-se que o algoritmo proposto é robusto às variações na potência ativa transferida, uma vez que a variação da potência ativa está intimamente ligada com os ângulos de carregamento δ do sistema (SAADAT, 2010).

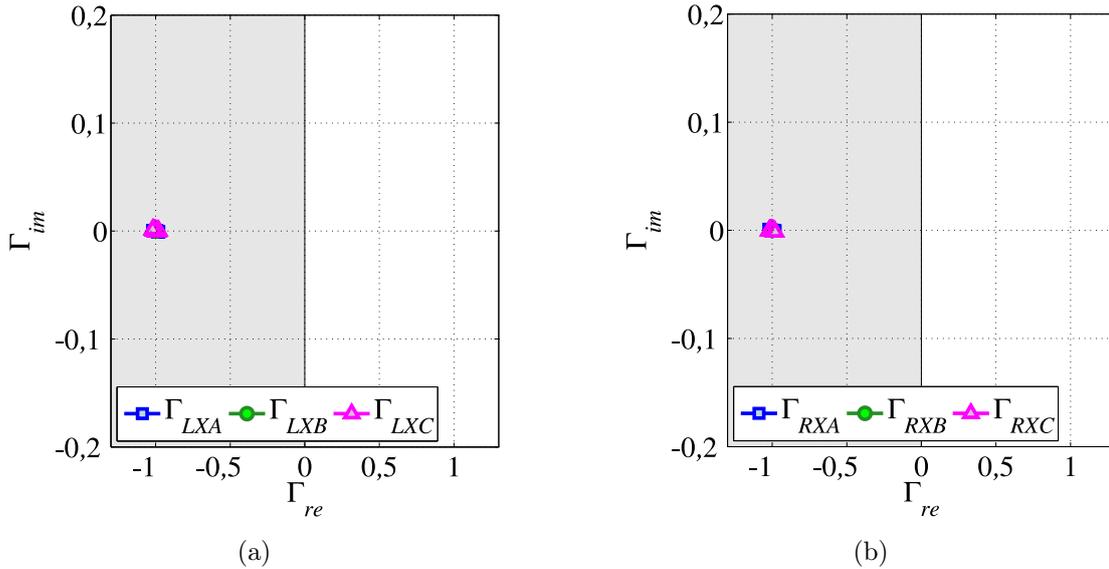


Figura 5.77. Caso ASP.5 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

5.4.2 Caso ASP.5: Verificação da Influência do Carregamento para uma Falta Externa

A Figura 5.77 ilustra o comportamento das funções $87PL$ para o caso ASP.5, no qual varia-se o ângulo de carregamento na simulação de um curto-circuito bifásico externo nas fases A e C aplicado imediatamente após o TC remoto (em F_5), com ambas as fontes fortes ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 0,1$) e com resistência de falta fase-fase elevada de 100Ω . Verifica-se pelo resultado obtido que os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ permanecem em $(-1,0)$ e, portanto, a função $87PL$ não atua para esse caso de curto-circuito externo.

5.4.3 Casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9: Verificação da Influência do Carregamento, da Força da Fonte e da Localização

Os casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9 são simulados a fim de verificar a influência do carregamento, da força da fonte e da localização. Para tanto, inicialmente, são analisados os casos ASP.6, ASP.7 e ASP.8, cujas simulações correspondem a aplicação de um curto-circuito interno franco monofásico na fase B imediatamente após o TC local (em F_2). Esses três casos diferem apenas pelos valores de SIR_L e SIR_R empregados: no primeiro caso ambas as fontes são fortes ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 0,1$), na segunda situação a fonte local é forte, enquanto a remota é fraca ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 1,0$), e por fim, na terceira condição ambas as fontes

são consideradas fracas ($SIR_L = 1, 0$ e $SIR_R = 1, 0$).

As Figuras 5.78, 5.79 e 5.80 exibem o comportamento da proteção diferencial de potência para os casos ASP.6, ASP.7 e ASP.8, respectivamente. Dessas figuras, observa-se que apenas os coeficientes da fase B se deslocam para a região de operação. Nota-se também da Figura 5.78 que o módulo de Γ_{LXB} é aproximadamente 100 vezes maior que o de Γ_{RXB} . Isso ocorre, pois o coeficiente $\Gamma_{LX\phi}$ é determinado, de maneira aproximada, pela razão $\frac{\Delta S_{LX\phi}}{\Delta S_{RX\phi}}$. Como o caso ASP.6 possui ambas as fontes fortes e a falta aplicada próxima à barra local, a contribuição de curto-circuito do terminal local é maior, fazendo com que a potência complexa incremental do terminal local seja maior e, conseqüentemente, o módulo de Γ_{LXB} também é maior.

Esse comportamento é observado com maior ênfase na Figura 5.79, referente ao comportamento da proteção diferencial de potência para caso ASP.7. Nesta situação, a fonte local é forte, enquanto a fonte remota é fraca. Conseqüentemente, a contribuição da fonte remota é menor, fazendo com que o módulo de Γ_{LXB} seja 400 vezes maior que o de Γ_{RXB} . Situação diferente é observada na Figura 5.80, correspondente ao caso ASP.8, na qual ambas as fontes são fracas e, portanto, o módulo de Γ_{LXB} é apenas 4 vezes maior que o de Γ_{RXB} (Γ_{LXB} ainda é maior que Γ_{RXB} devido a proximidade da aplicação do curto-circuito ao terminal local).

As mesmas condições do caso ASP.8 são repetidas no caso ASP.9, mas considerando a aplicação do curto-circuito imediatamente antes do TC do terminal remoto (em F_4). Nessa situação, a contribuição da fonte remota é maior em função da proximidade do curto-circuito a este terminal. Verifica-se então que o módulo de Γ_{LXB} é 4 vezes menor que o de Γ_{RXB} , como demonstrado na Figura 5.81, que ilustra o comportamento da proteção diferencial de potência para o caso ASP.9.

Dos resultados obtidos dos casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9, verifica-se que o algoritmo proposto é bastante influenciado pela localização da falta e pela força das fontes. Isso é justificado porque essas duas variáveis contribuem para o curto-circuito de maneira diferenciada, a depender do terminal analisado. Como os coeficientes da função $87PL$ são definidos pela razão entre as potências complexas incrementais dos terminais, a interferência de p e de SIR é contabilizada no denominador e no numerador de maneira bastante diferenciada de acordo com o terminal avaliado e, conseqüentemente, os coeficientes dos terminais local e remoto são alterados diferentemente. Desse modo, afirma-se que os coeficientes da função $87PL$ têm seus

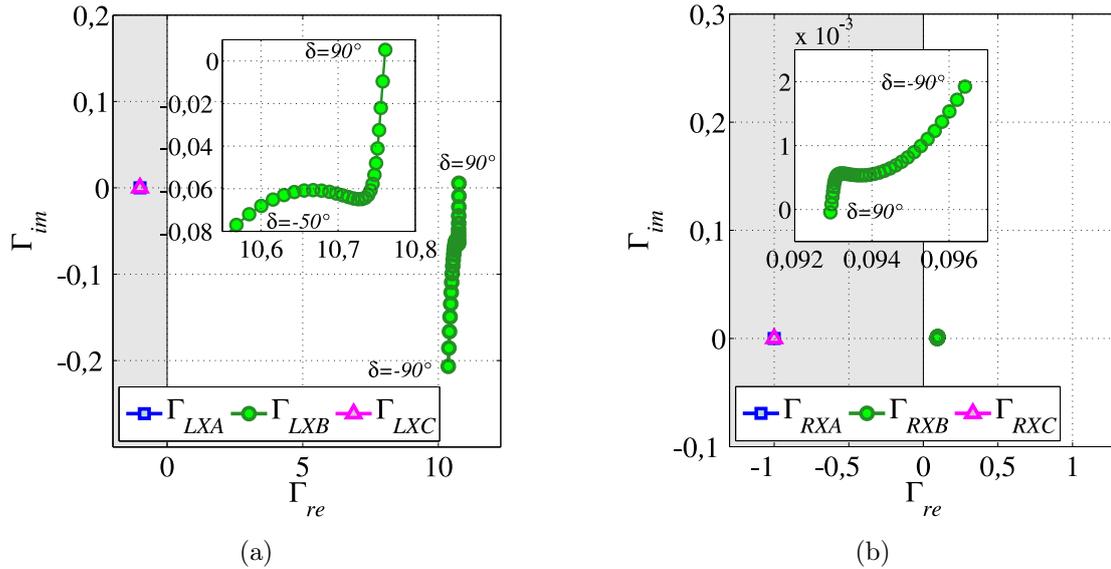


Figura 5.78. Caso ASP.6 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

comportamentos influenciados pela localização da falta e pela força das fontes, muito embora a variação nesses parâmetros não comprometa a correta atuação do algoritmo proposto.

5.4.4 Caso ASP.10: Verificação da Influência da Força da Fonte

O caso ASP.10 é simulado com o objetivo de avaliar a influência da força da fonte do terminal remoto. Assim, varia-se o parâmetro SIR_R no intervalo entre 0,1 e 10,0; enquanto se aplica um curto-circuito interno bifásico terra nas fases A e B em 50 % da linha (em F_3), com resistência de falta fase-terra elevada de 450Ω , com fonte local fraca ($SIR_L = 1, 0$) e carregamento elevado com $\delta = -30^\circ$. Ressalta-se que o curto-circuito é aplicado na metade da linha justamente para que não haja influência da localização nessa análise.

A atuação da função $87PL$ para o caso ASP.10 é ilustrada na Figura 5.82, na qual se observa que apenas os coeficientes das fases envolvidas se deslocam para a região de operação. Além disso, verifica-se que a variação da força da fonte remota interfere no comportamento dos coeficientes de maneira diferenciada a depender do terminal avaliado: quanto mais forte é a fonte remota ($SIR_R = 0, 1$), menor é o módulo de $\Gamma_{LX\phi}$ e maior o de $\Gamma_{RX\phi}$ das fases defeituosas. Esse comportamento é explicado porque quanto menor SIR_R , mais forte é a fonte remota e maior será a sua contribuição para o curto-circuito. Consequentemente, maior será o valor de $\Delta S_{RX\phi}$, fazendo com que o coeficiente do terminal remoto apresente magnitude maior,

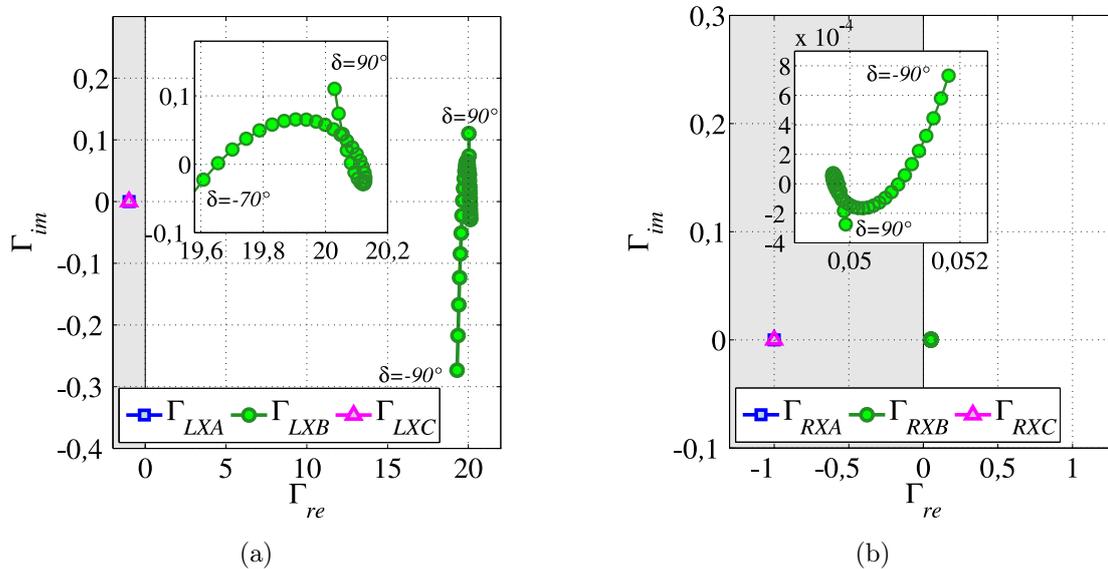


Figura 5.79. Caso ASP.7 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

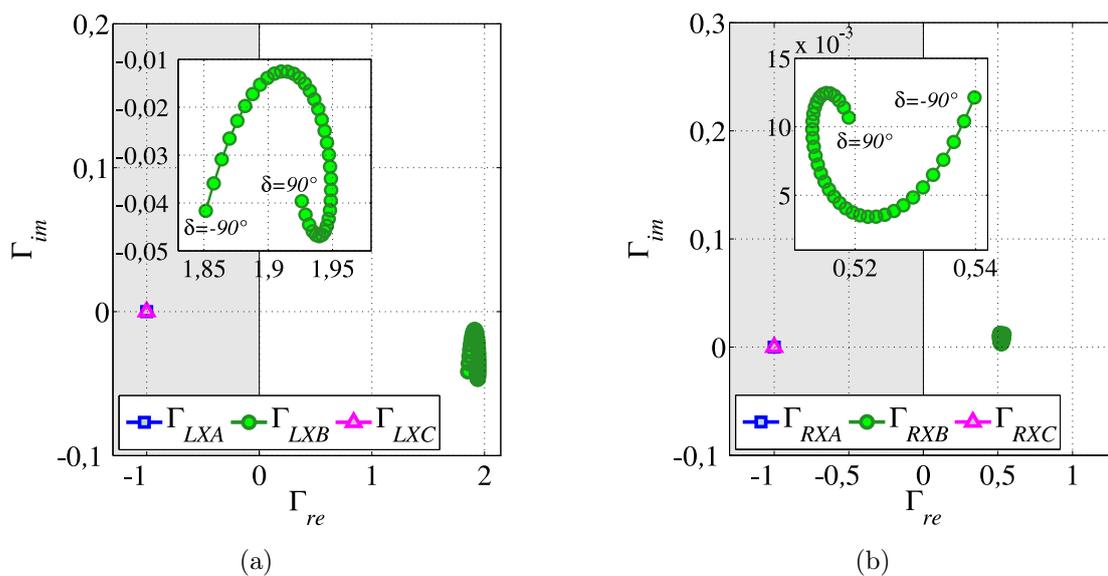


Figura 5.80. Caso ASP.8 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

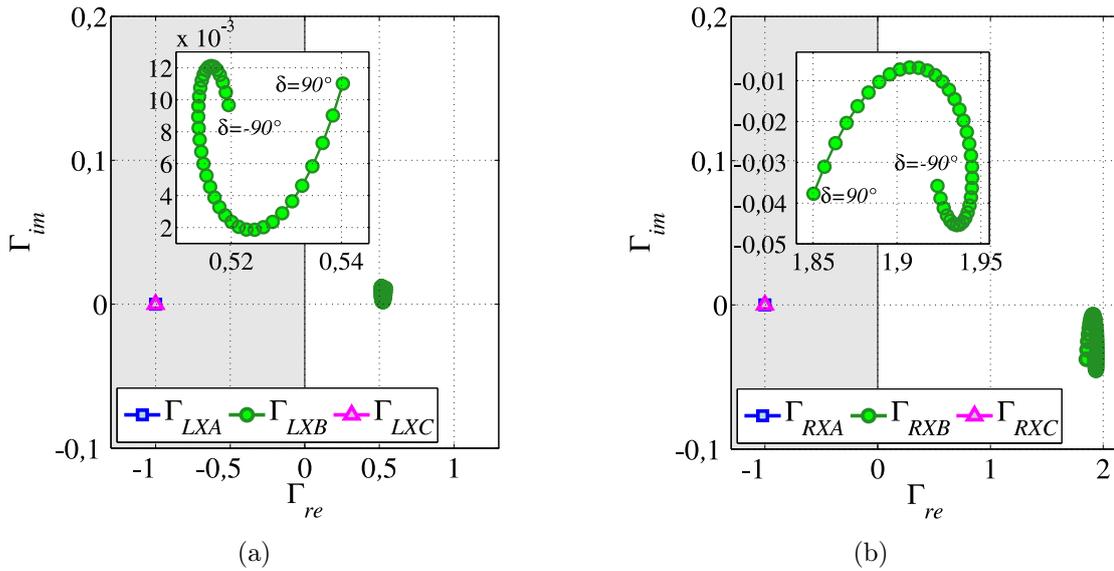


Figura 5.81. Caso ASP.9 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

ao contrário do coeficiente do terminal local que apresenta valor reduzido.

5.4.5 Caso ASP.11: Verificação da Influência da Localização da Falta

A análise fundamentada na simulação no caso ASP.11 objetiva avaliar a influência da localização da falta no comportamento do algoritmo proposto. Nesse sentido, varia-se o parâmetro p no intervalo entre 10 e 90 % da linha de transmissão (com passo de 4%), enquanto aplica-se um curto-circuito interno bifásico nas fases B e C, com resistência de falta fase-fase elevada e igual a 100Ω , com ambas as fontes fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$) e carregamento elevado com $\delta = -30^\circ$. Ressalta-se que para essa simulação a porcentagem de $p = 10\%$ é considerada mais próxima do terminal local da linha.

A atuação da função $87PL$ para o caso ASP.11 é ilustrada nas Figuras 5.83(a) e 5.83(b), nas quais observa-se que apenas os coeficientes das fases envolvidas se deslocam para o semiplano direito. Além disso, nota-se que a variação de p pouco interfere na parte imaginária dos coeficientes, entretanto, a parte real desses índices sofre maior influência dessa variável a depender do terminal analisado. Assim, quão maior o valor de p , menor será o módulo de $\Gamma_{LX\phi}$ e maior será o de $\Gamma_{RX\phi}$.

É importante mencionar que esse comportamento da função $87PL$ já havia sido observado nas ATCs quando se verificou que a localização da falta interfere no comportamento dos coefi-

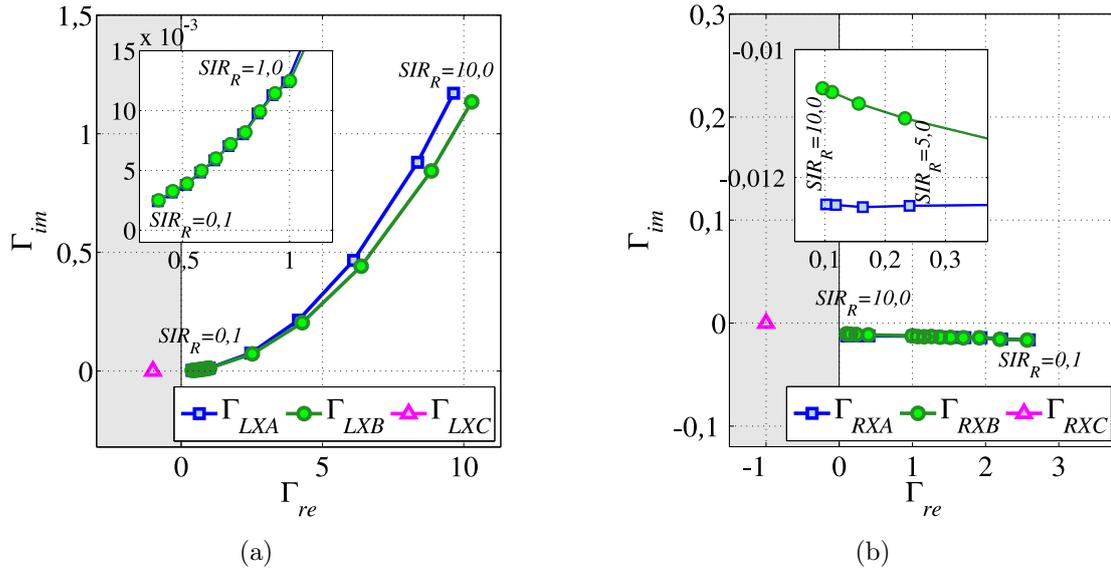


Figura 5.82. Caso ASP.10 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

cientes de maneira diferenciada a depender do terminal avaliado. Assim, quanto mais próximo a falta ocorrer de um determinado terminal, maior será sua contribuição para o curto-circuito e, portanto, maior será o módulo de seu coeficiente. Por outro lado, quanto mais distante a falta ocorrer de um terminal, menor será sua contribuição e, conseqüentemente, menor será a parte real de seu coeficiente.

5.4.6 Casos ASP.12 e ASP.13: Verificação da Influência da Resistência de Falta

As simulações dos casos ASP.12 e ASP.13 visam avaliar a influência da resistência de falta em um curto-circuito entre fases e em um curto-circuito entre fase e a terra, respectivamente. Para tanto, varia-se R_f no intervalo entre 0 e 45 Ω (com passo de 5 Ω) na condição de falta entre fases e depois no intervalo entre 0 e 450 Ω (com passo de 50 Ω) na situação do curto-circuito que envolve a terra. Assim, no caso ASP.12 aplica-se um curto-circuito interno trifásico imediatamente antes do TC remoto (em F_4). Já no caso ASP.13, o curto-circuito considerado é do tipo monofásico interno na fase C imediatamente depois do TC local (em F_2). Nessas duas condições simuladas ambas as fontes são fracas ($SIR_L = 1,0$ e $SIR_R = 1,0$) e o carregamento é elevado com $\delta = -30^\circ$.

A atuação da proteção diferencial de potência para os casos ASP.12 e ASP.13 é exibida nas Figuras 5.84 e 5.85, respectivamente, nas quais observa-se que apenas os coeficientes das

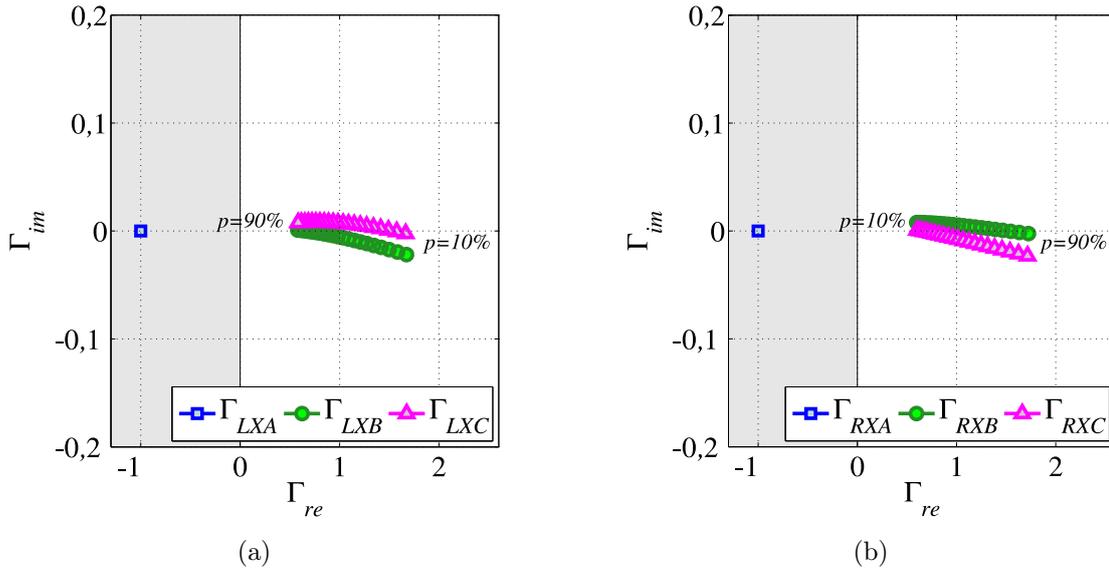


Figura 5.83. Caso ASP.11 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

fases defeituosas se deslocam para o semiplano direito. Verifica-se ainda, por meio desses dois comportamentos, que a variação da resistência da falta praticamente não interfere no comportamento dos coeficientes. Isso ocorre porque a resistência de falta influencia de maneira aproximadamente igual na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais. Como os coeficientes da função $87PL$ são definidos pela razão entre as potência complexas incrementais dos terminais, a resistência de falta interfere de maneira aproximadamente igual tanto no denominador quanto no numerador, fazendo com que os coeficientes $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ sejam pouco influenciados por R_f .

5.4.7 Casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16: Verificação da Influência do Módulo da Tensão no Terminal Remoto

As simulações dos casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16 visam avaliar a influência do módulo da tensão do terminal remoto. Para tanto, varia-se V_R no intervalo entre 0,5 e 1,5 pu (com passo de 0,1 pu), considerando um curto-circuito externo e dois curtos-circuitos internos. Assim, no caso ASP.14, aplica-se um curto-circuito externo bifásico terra entre as fases A e C imediatamente depois do TC remoto (em F_5) com resistência de falta elevada ($R_f = 450,0\Omega$). Já no caso ASP.15, o curto-circuito interno considerado é do tipo monofásico interno na fase B imediatamente antes do TC remoto (em F_4), também com resistência de falta elevada ($R_f = 450,0\Omega$).

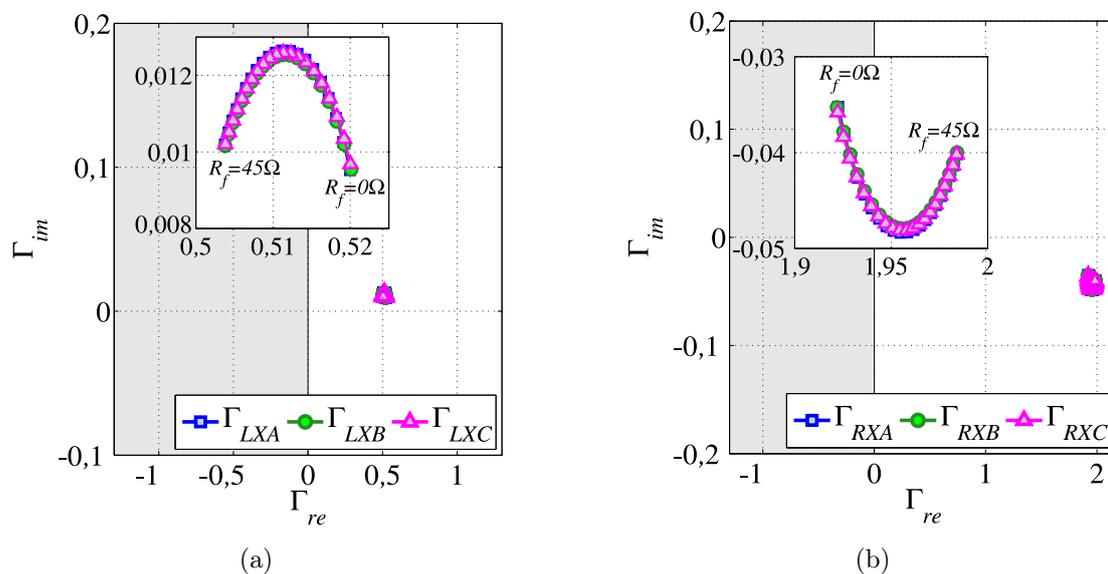


Figura 5.84. Caso ASP.12 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

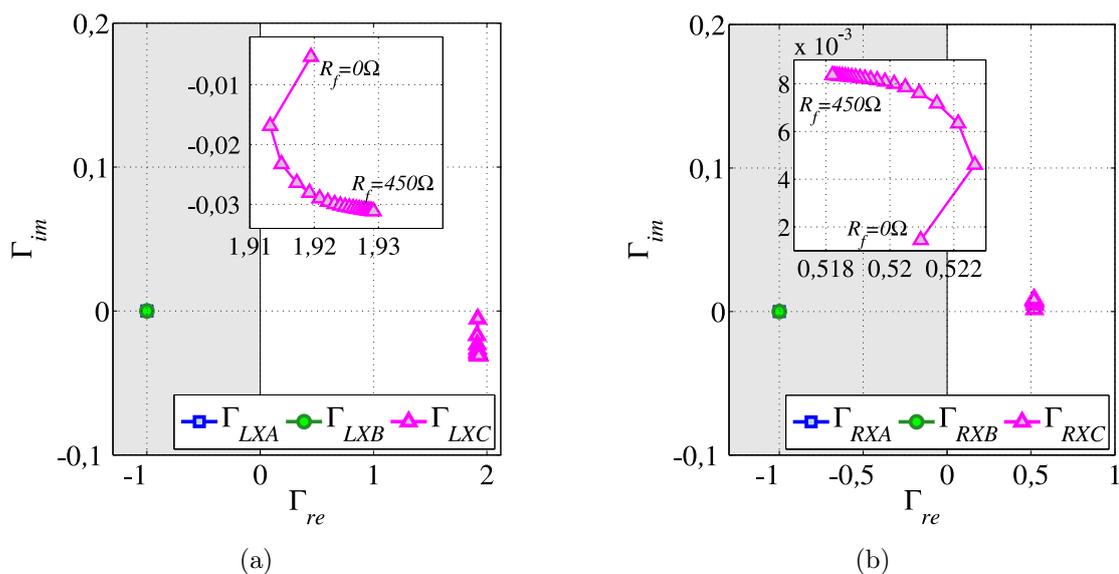


Figura 5.85. Caso ASP.13 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

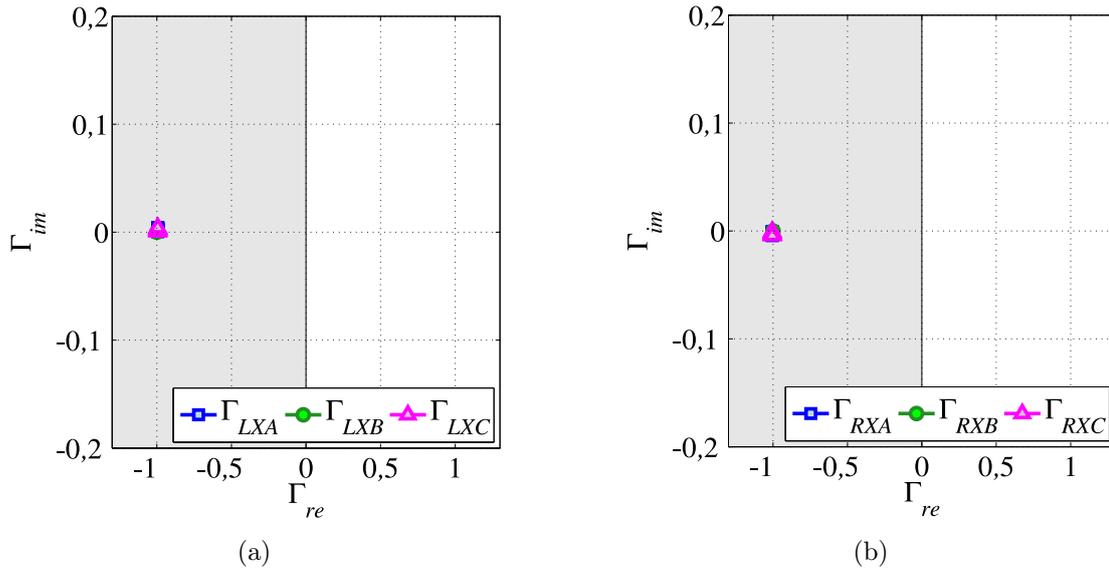


Figura 5.86. Caso ASP.14 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

Avalia-se ainda um curto-circuito interno trifásico franco na metade da linha (em F_3). Nessas três condições simuladas, ambas as fontes são fortes ($SIR_L = 0,1$ e $SIR_R = 0,1$), e o carregamento é moderado com $\delta = -10^\circ$.

A atuação da proteção diferencial de potência para o caso ASP.14 é exibida na Figura 5.86, na qual verifica-se que $\Gamma_{LX\phi}$ e $\Gamma_{RX\phi}$ permanecem em $(-1,0)$ e, portanto, a função $87PL$ não atua para esse caso de curto-circuito externo. Para os casos ASP.15 e ASP.16, o comportamento do algoritmo proposto é apresentado nas Figuras 5.87 e 5.88, respectivamente, nas quais observa-se que apenas os coeficientes das fases defeituosas se deslocam para o semiplano direito. Desses três casos, constata-se que a variação do módulo da tensão no terminal remoto praticamente não interfere no comportamento dos coeficientes, tendo apenas influenciado, de maneira mínima, a parte imaginária de Γ_{RXB} no caso ASP.15. Esses comportamentos verificados nos casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16 são justificados devido ao emprego da memória de tensão – que mantém igual o valor de V_R antes e após o curto-circuito – e também em função do uso da potência complexa incremental, a qual reduz a influência das variações no módulo da tensão do terminal remoto.

Desses resultados, verifica-se que o algoritmo proposto é robusto a variações na potência reativa transferida, uma vez que a variação da potência reativa está intimamente ligada com o módulo da tensão nos terminais (SAADAT, 2010).

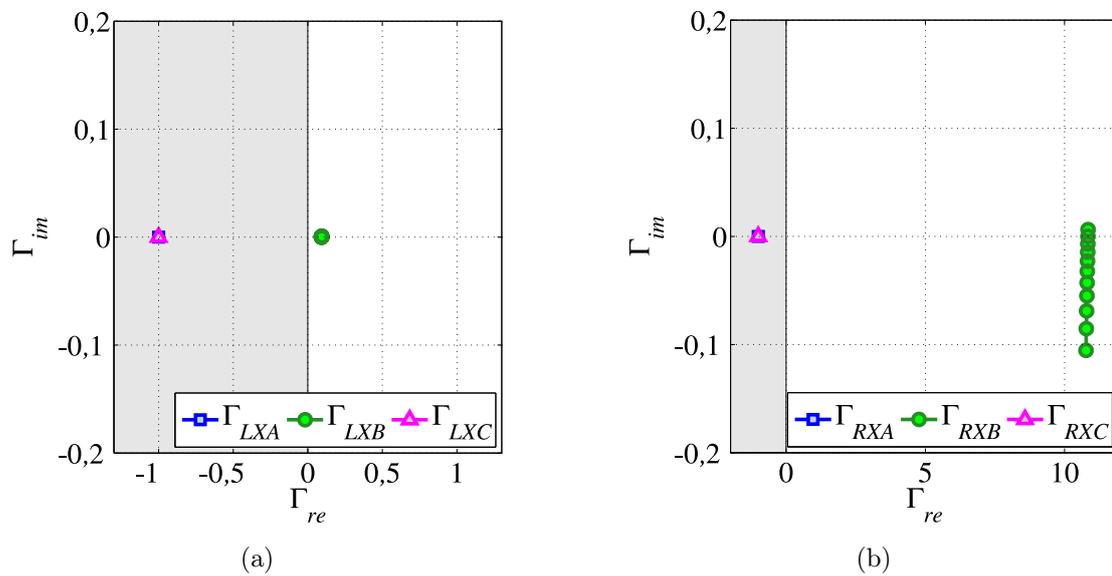


Figura 5.87. Caso ASP.15 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

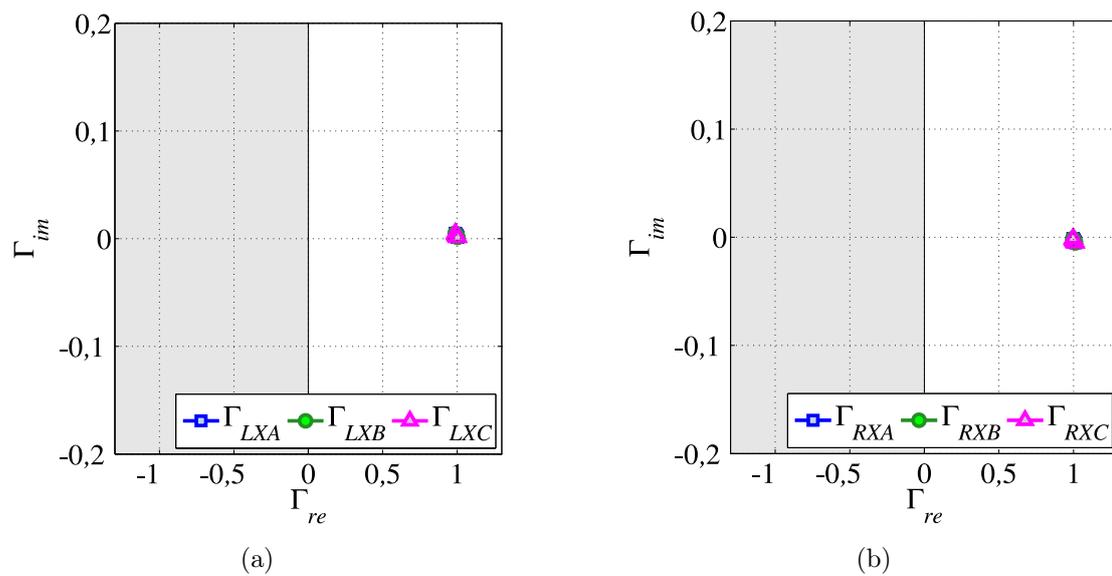


Figura 5.88. Caso ASP.16 no plano alfa de potências complexas: (a) Terminal local ; (b) Terminal remoto.

5.5 AVALIAÇÃO COMPARATIVA ENTRE AS PROTEÇÕES DIFERENCIAIS DE CORRENTE E DE POTÊNCIA

Com o intuito de realizar uma avaliação comparativa entre as diferentes proteções diferenciais empregadas em linhas de transmissão, a proteção diferencial de potência proposta ($87PL$) é comparada com a tradicional proteção diferencial de corrente descrita por Kasztenny *et al.* (2013), considerando tanto os elementos de fase ($87L$) quanto os elementos de sequência negativa ($87LQ$) e zero ($87LG$). Nesse sentido, as situações de curto-circuito apresentadas na Tabela 5.3 são reavaliadas, mas plotando, em um mesmo gráfico, as trajetórias das funções $87PL$, $87L$, $87LQ$ e $87LG$, a fim de possibilitar uma avaliação comparativa entre elas. Destaca-se que a implementação da proteção diferencial de corrente, fundamentada nos elementos de fase e nos de sequência, foi realizada com base no exposto no Capítulo 2.

Além disso, para que a avaliação comparativa realizada seja desenvolvida respeitando as características intrínsecas de cada uma das funções analisadas, os gráficos gerados nesta sessão possuem tanto a característica de restrição do plano alfa das potência complexas incrementais (proposta nesta tese) quanto a característica de restrição modificada (utilizada pela proteção diferencial) (TZIOUVARAS *et al.*, 2003). Assim, os ajustes de *pickup* para os elementos $87L$ são iguais a 1,0, enquanto os ajustes dos elementos de sequência $87LQ$ e $87LG$ são ambos iguais a 0,1. Ademais, a característica de restrição modificada empregada – para os elementos de fase e também os de sequência – é determinada conforme descrito por Altuve *et al.* (2004), e considera o ângulo β igual a 210° e o raio R igual a 6.

Ressalta-se que para as funções $87PL$ e $87L$, as quais empregam elementos de fase, apenas o comportamento de uma das fases defeituosas é plotado e analisado. A fase defeituosa selecionada em cada um dos casos é indicada pela nona coluna da Tabela 5.3.

5.5.1 Apresentação dos Resultados Comparativos

As Figuras 5.89, 5.90, 5.91 e 5.92 apresentam os comportamentos das proteções diferenciais avaliadas para os casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4, respectivamente, os quais são simulados para verificar a influência do tipo de falta e do carregamento. Dessas trajetórias, constata-se

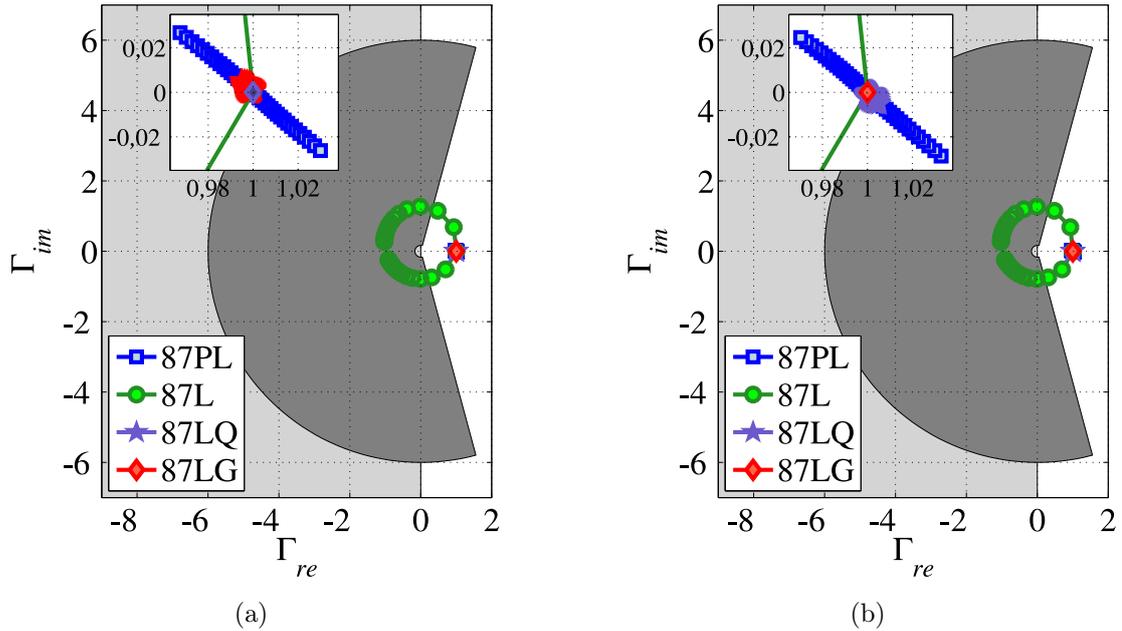


Figura 5.89. Análise Comparativa para o caso ASP.1: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

que, com exceção dos casos ASP.3 (o qual não possui corrente de sequência zero) e ASP.4 (o qual não possui correntes de sequência), o algoritmo proposto (*87PL*) e as funções *87LQ* e *87LG* apresentam comportamentos semelhantes, atuando corretamente para todos os tipos de falta e independente das condições de carregamento. Observa-se ainda que as funções *87PL*, *87LQ* e *87LG* variam minimamente com o valor de δ .

Contrariamente, a função *87L* demonstra ser sensível ao tipo de falta e às condições de carregamento, de maneira tal que a depender do tipo de falta e do valor de δ , as trajetórias dessa função deslocam-se erroneamente para a região de restrição. Vale ressaltar que a possível atuação inadequada dos elementos de fase da proteção diferencial de corrente já havia sido mencionado por Benmouyal (2005b).

Comparando-se ainda o comportamento das proteções diferenciais analisadas para os casos ASP.1, ASP.2, ASP.3 e ASP.4, afirma-se que a correta atuação do elemento *87L* para qualquer valor de carregamento e independente do tipo de falta somente seria assegurada por meio do emprego conjunto desse elemento com os elementos de sequência negativa e zero (BENMOUYAL; MOONEY, 2006). Todavia, essa associação torna a proteção diferencial de corrente mais complexa, uma vez que depende de uma lógica adicional para coordenar a atuação dos diferentes elementos de fase e de sequência. Por outro lado, a função *87PL* é mais simples, pois opera exclusivamente com base em elementos de fase, sendo capaz de identificar automatica-

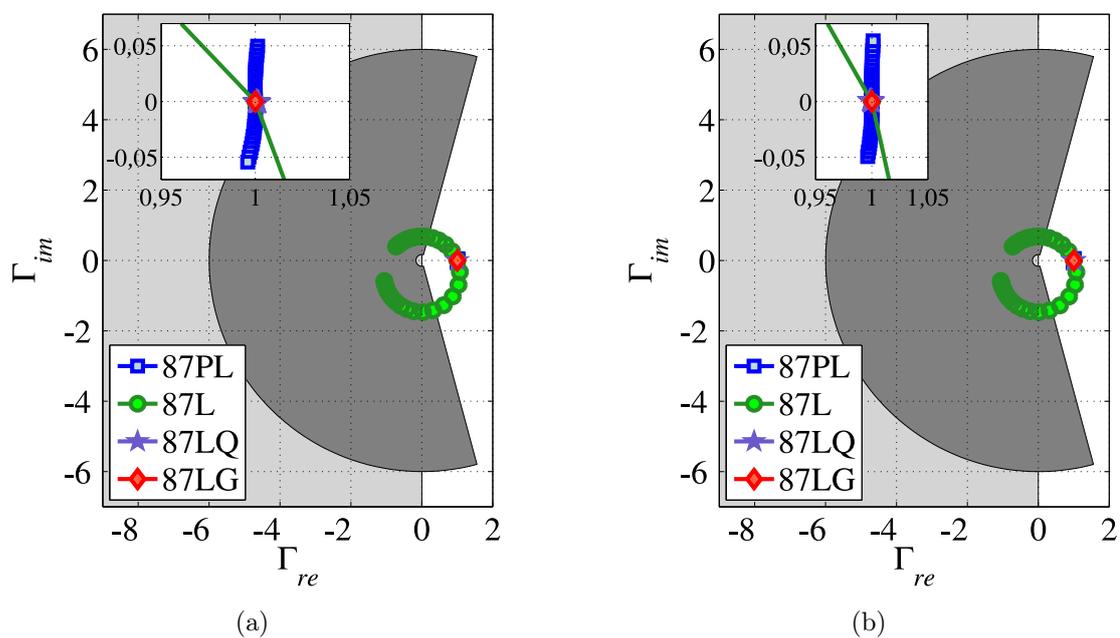


Figura 5.90. Análise Comparativa para o caso ASP.2: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

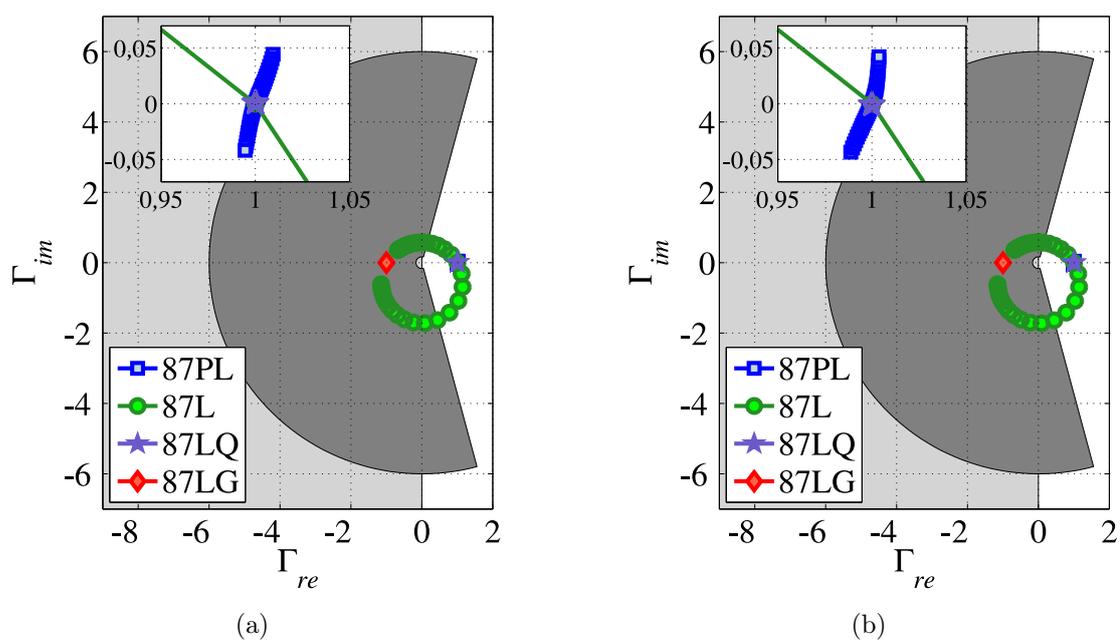


Figura 5.91. Análise Comparativa para o caso ASP.3: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

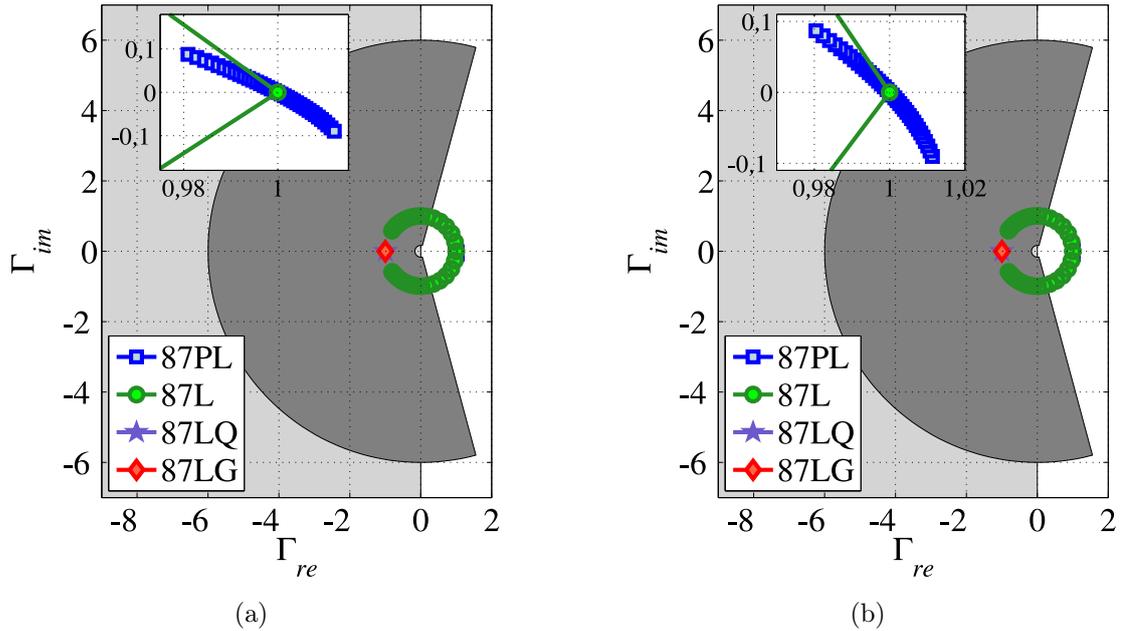


Figura 5.92. Análise Comparativa para o caso ASP.4: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

mente a(s) fase(s) defeituosa(s), além de atuar de maneira segura para qualquer condição de carregamento e tipo de falta. Verifica-se também que o algoritmo proposto e os elementos de sequência apresentam trajetórias semelhantes e mais estáveis.

A Figura 5.93 ilustra os comportamentos das proteções diferenciais avaliadas para o caso ASP.5, o qual é simulado para verificar a influência do carregamento em um curto-circuito externo. Dessa figura, constata-se que todos os elementos avaliados – *87PL*, *87L*, *87LQ* e *87LG* – permanecem na região de restrição, de maneira que as proteções avaliadas não atuam incorretamente para esse caso de curto-circuito externo.

Os comportamentos das funções *87PL*, *87L*, *87LQ* e *87LG* para os casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9 – os quais são simulados para verificar a influência do carregamento, da força da fonte e da localização da falta – são apresentados nas Figuras 5.94, 5.95, 5.96 e 5.97, nesta ordem. Dessas figuras, constata-se que a função *87L* opera erroneamente para determinados valores de δ , os quais forçam os índices a permanecerem na região de restrição. Observa-se ainda que os intervalos de atuação dessas funções – limites nos quais elas operam adequadamente – variam a depender da força da fonte e das condições de carregamento.

Verifica-se também que os módulos máximos dos elementos de fase e de sequência da proteção diferencial de corrente são influenciados pela força das fontes e pela localização da falta. Acerca da influência do carregamento, nota-se que a função *87L* obedece a uma trajetória cir-

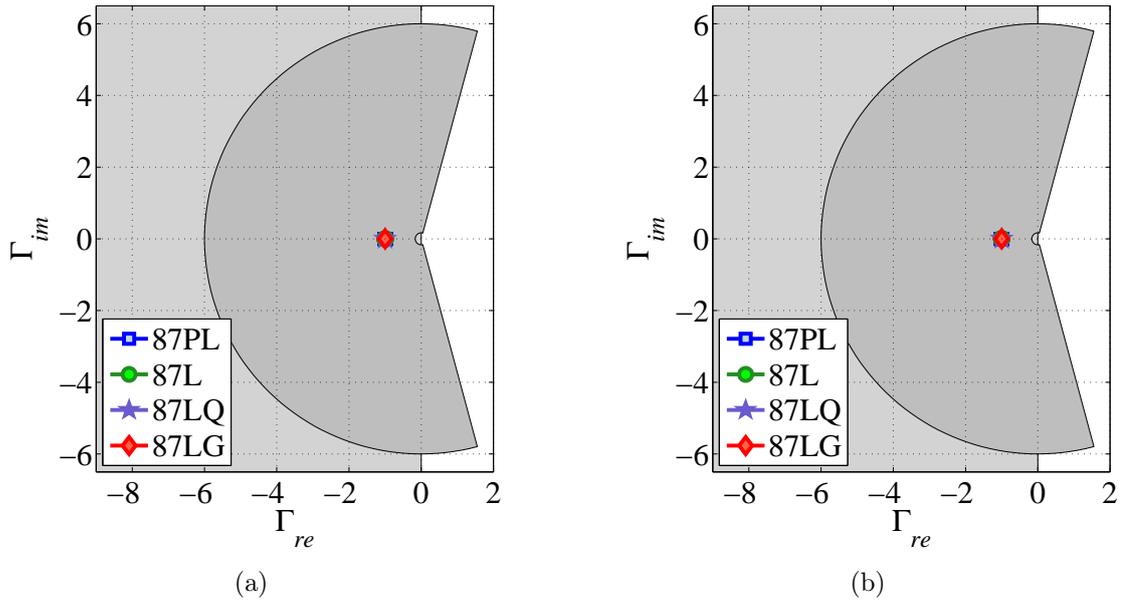


Figura 5.93. Análise Comparativa para o caso ASP.5: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

cular e, portanto, têm seus módulos bastante alterados pelo valor de δ , o que impossibilita a determinação de uma relação entre os módulos dos terminais local e remoto.

No entanto, avaliando-se os elementos de sequência, que não são influenciados pelas condições de carregamento, afirma-se que o caso ASP.6 – o qual possui ambas as fontes fortes e curto-circuito aplicado próximo ao terminal local – possui os módulos dos elementos do terminal local 100 vezes maiores que os módulos dos elementos do terminal remoto, conforme exposto na Figura 5.94. Considerando o caso ASP.7 – o qual possui fonte local forte, fonte remota fraca e curto-circuito aplicado próximo ao terminal local – a influência da força da fonte local fica ainda mais evidente, uma vez que os módulos dos elementos de sequência do terminal local são aproximadamente 400 vezes maiores que os módulos dos elementos de sequência do terminal remoto, conforme observado na Figura 5.95. Esse comportamento é justificado, porque a fonte local é forte, enquanto a remoto é fraca, de maneira que a razão entre as correntes de sequência do terminal local e remoto será maior que no caso ASP.6 (que possui ambas as fontes fortes).

Ainda considerando os elementos de sequência, observa-se uma situação diferente na Figura 5.96, correspondente ao caso ASP.8, o qual possui ambas as fontes fracas e a falta é aplicada próxima ao terminal local. Nesse caso, os módulos dos elementos do terminal local são aproximadamente 4 vezes maiores que os módulos dos elementos do terminal remoto. Esse comportamento é justificado, porque ambas as fontes são fracas, de maneira que a razão entre

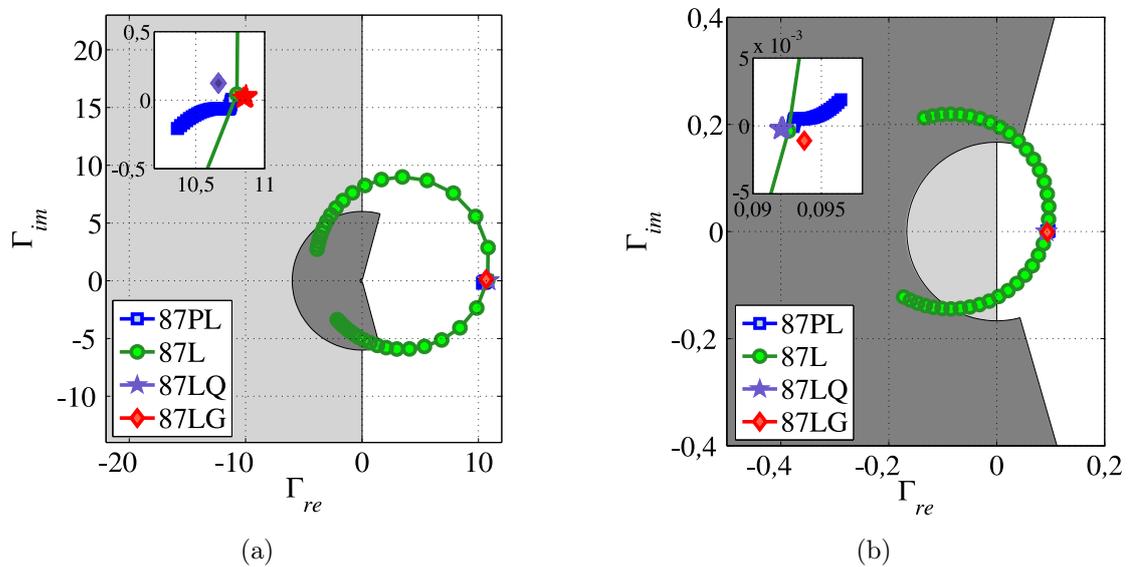


Figura 5.94. Análise Comparativa para o caso ASP.6: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

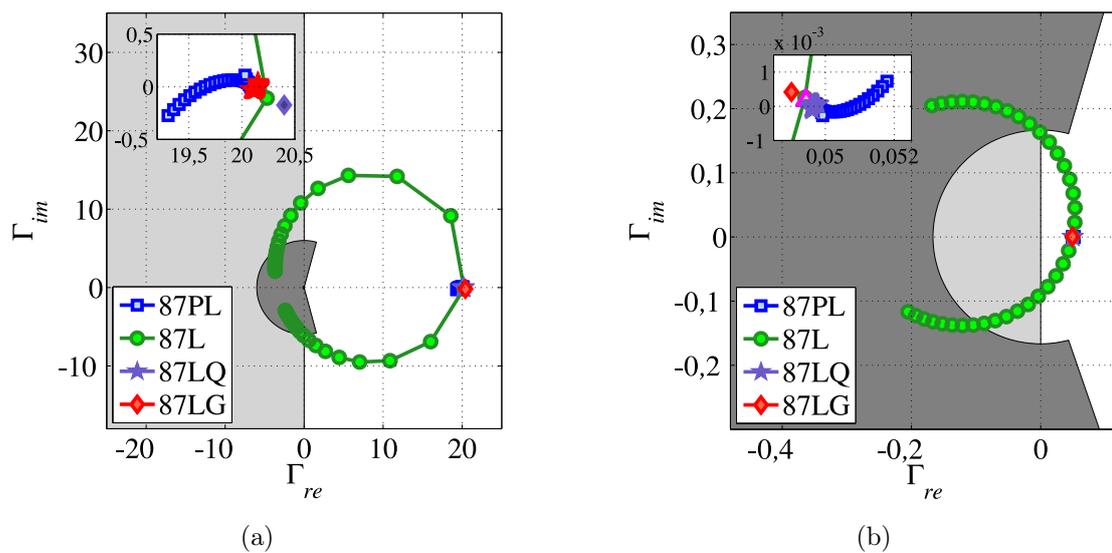


Figura 5.95. Análise Comparativa para o caso ASP.7: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

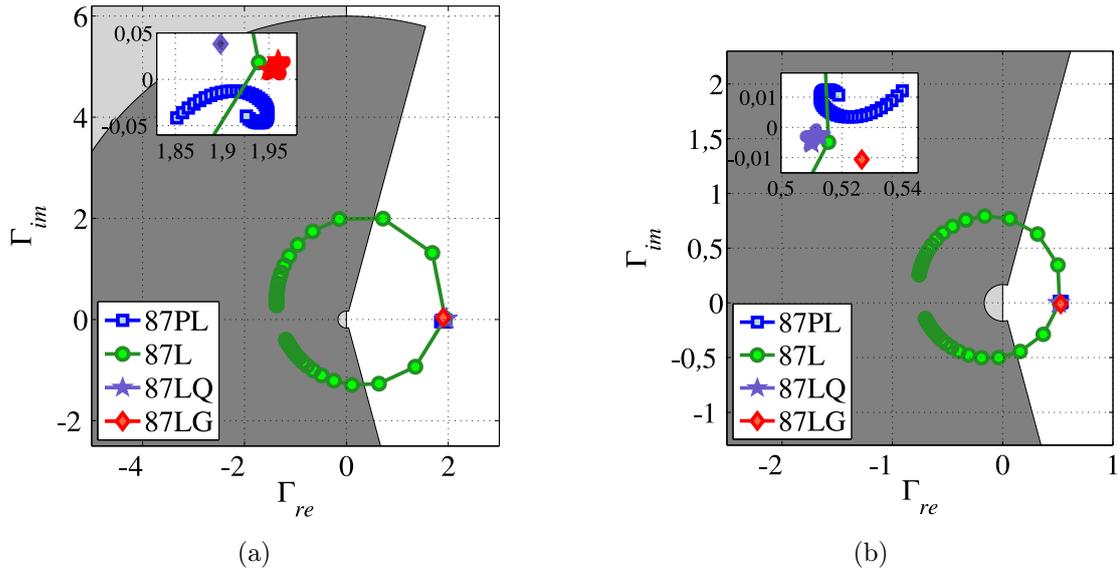


Figura 5.96. Análise Comparativa para o caso ASP.8: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

as correntes de sequência do terminal local e remoto será menor que no caso ASP.7 (que possui a fonte local forte e a remota fraca). Analisando o caso ASP.9 – o qual possui ambas as fontes fracas e curto-circuito aplicado próximo ao terminal remoto – os módulos dos elementos do terminal local são aproximadamente 4 vezes menores que os módulos dos elementos do terminal remoto, o que é justificado porque o curto-circuito foi aplicado próximo ao terminal remoto.

Assim, quão maior for a contribuição da fonte local para o curto-circuito em relação a contribuição do terminal remoto, e quanto mais próximo a falta ocorrer do terminal local, maior será a razão entre os módulos dos elementos de sequência do terminal local e do terminal remoto. Vale mencionar que essa influência de SIR_L , SIR_R e p também é verificada para os coeficientes da proteção diferencial de potência (conforme discutido na sessão 5.4.3), inclusive respeitando as mesmas razões numéricas entre os terminais local e remoto.

Ainda sobre os casos ASP.6, ASP.7, ASP.8 e ASP.9, constata-se novamente que a função $87L$ possui suas atuações restringidas a depender do valor de δ , fazendo necessário o emprego conjunto delas com os elementos de sequência para assegurar a correta operação da proteção diferencial de corrente. Em contrapartida, o algoritmo proposto opera adequadamente para todas as condições de carregamento. Além disso, verifica-se que os coeficientes de todas as funções analisadas são bastante influenciados pela força da fonte e pela localização da falta, e que as funções $87PL$, $87LQ$ e $87LG$ apresentam comportamentos semelhantes.

A Figura 5.98 apresenta as atuações das funções $87PL$, $87L$, $87LQ$ e $87LG$ para o caso

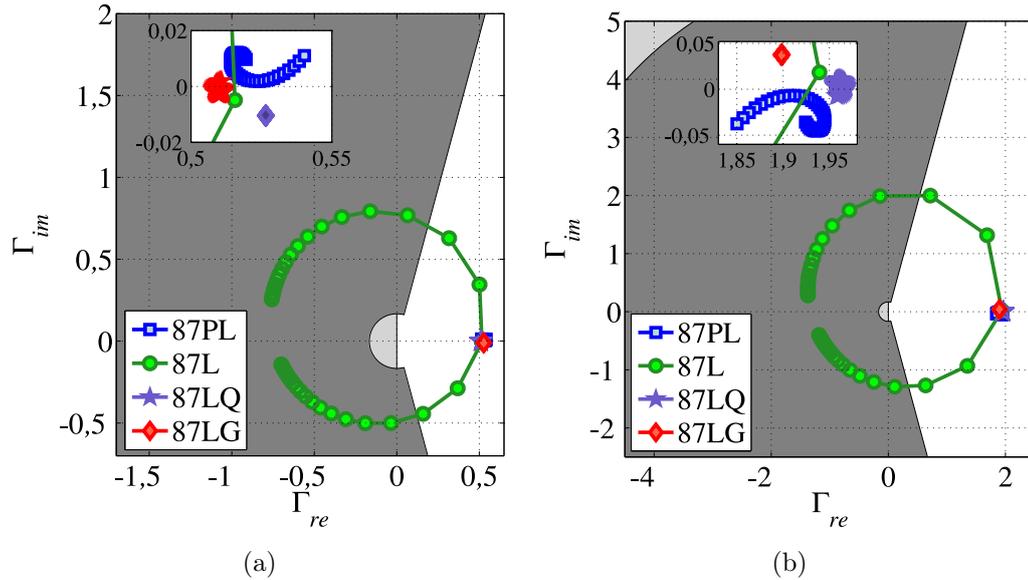


Figura 5.97. Análise Comparativa para o caso ASP.9: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

ASP.10, o qual é simulado para verificar a influência da força da fonte remota. Dessa figura, constata-se que a variação de SIR_R interfere no comportamento dos coeficientes de todas as funções analisadas. Além disso, verifica-se que os elementos 87L e 87LG têm suas atuações comprometidas para determinados valores de SIR_R , uma vez que elas permanecem na região de restrição. Destaca-se que, segundo Benmouyal & Lee (2004), a atuação elemento 87LG, de fato, pode ser comprometida por se tratar de uma função mais instável. Por outro lado, as funções 87PL e 87LQ operam corretamente para todos os valores de SIR_R , tendo inclusive trajetórias semelhantes.

A Figura 5.99 apresenta as atuações de todas as funções avaliadas para o caso ASP.11, o qual é simulado para verificar a influência da localização da falta. Dessa figura, constata-se que o elemento 87L oscila, mas permanece na região de restrição. Ademais, a função 87LG também não atua – permanecendo no ponto de estabilidade – o que é justificado por se tratar de um curto-circuito interno bifásico sem envolvimento com o terra. Para esse caso, nota-se que a variação da localização da falta influencia, mas não compromete as atuações das funções 87PL e 87LQ. Além disso, observa-se que a variação de p pouco interfere na parte imaginária dos elementos 87PL e 87LQ.

Comparando-se todas as proteções analisadas para os casos ASP.10 e ASP.11, verifica-se novamente que a proteção diferencial de corrente não opera adequadamente quando fundamentada apenas nos elementos de fase, sendo necessário o emprego conjunto dos elementos de

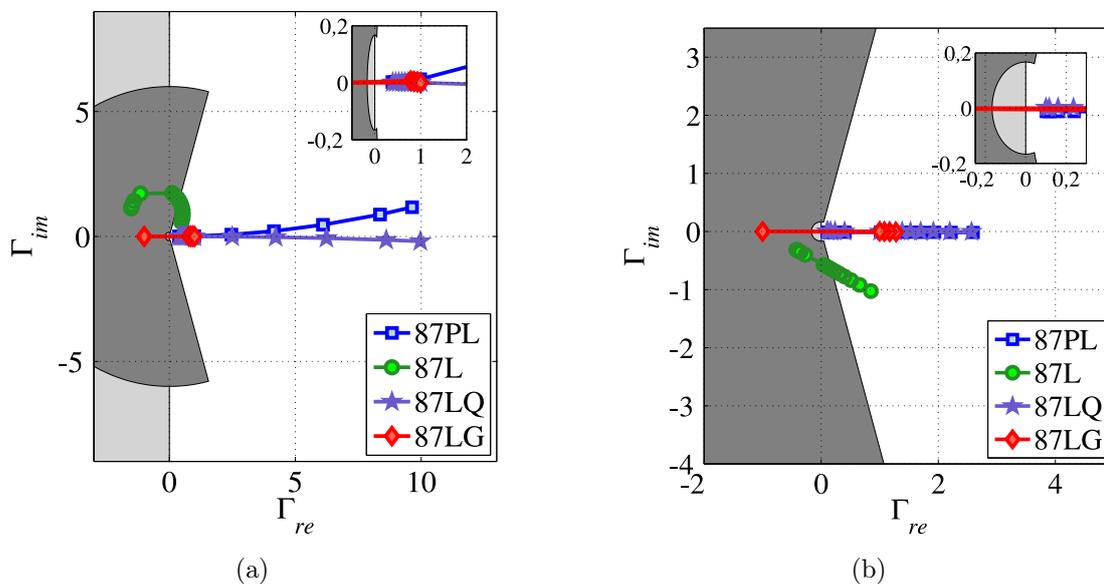


Figura 5.98. Análise Comparativa para o caso ASP.10: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

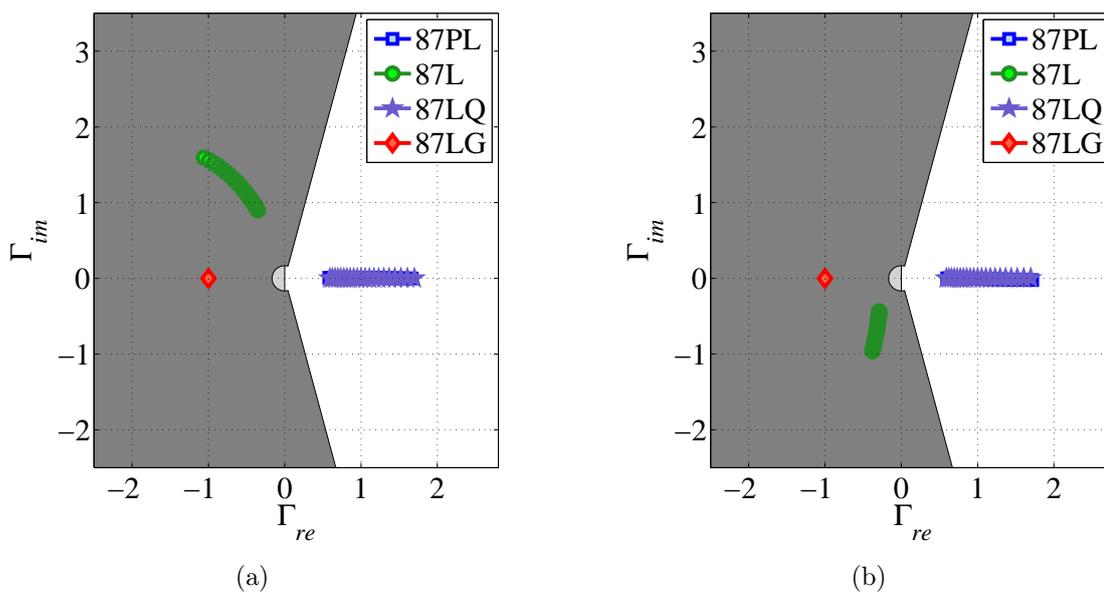


Figura 5.99. Análise Comparativa para o caso ASP.11: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

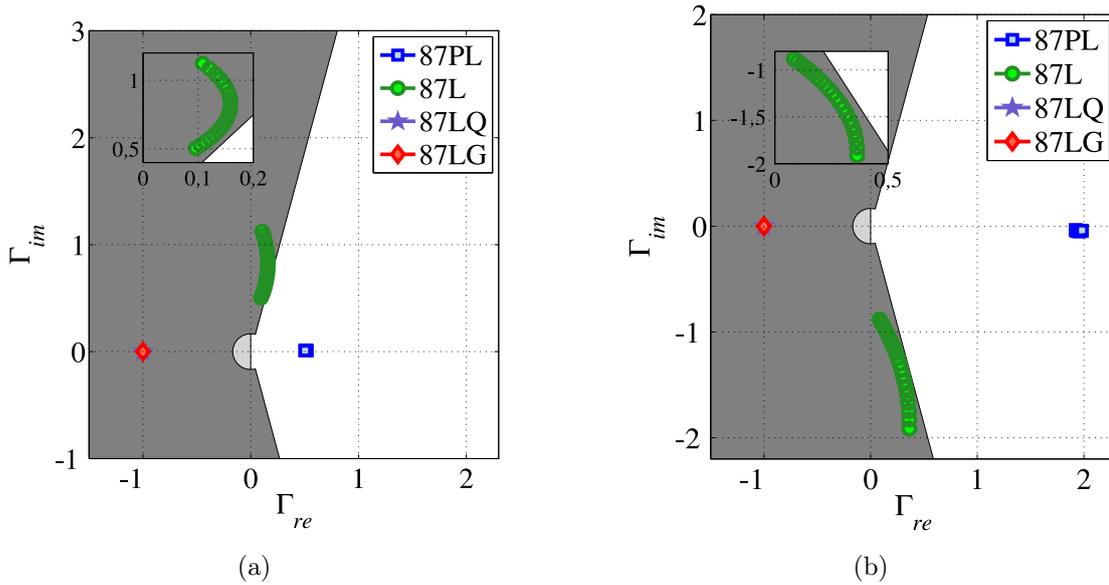


Figura 5.100. Análise Comparativa para o caso ASP.12: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

sequência. Contrariamente, a proteção diferencial de potência atua corretamente para todos os valores de SIR_R e p , sendo necessário o emprego apenas dos elementos de fase.

As Figuras 5.100 e 5.101 ilustram as atuações das funções $87PL$, $87L$, $87LQ$ e $87LG$ para os casos ASP.12 e ASP.13, nesta ordem, que são simulados a fim de verificar a influência da resistência de falta em um curto-circuito entre fases e em um curto-circuito entre fase e a terra, respectivamente.

Da Figura 5.100, referente ao caso ASP.12, observa-se que os elementos da função $87L$ oscilam, mas permanecem na região de restrição. Além disso, verifica-se que os elementos de sequência permanecem dentro da característica de restrição (no ponto de estabilidade), por se tratar de um curto-circuito simétrico. Afirma-se, portanto, que nenhum dos elementos da função $87L$ atua corretamente para o caso ASP.12, o que resultaria no comprometimento da integridade da linha de transmissão protegida. Para este caso, apenas a função $87PL$ atua corretamente.

Conforme observado na Figura 5.101, referente ao caso ASP.13, os elementos da função $87L$ não operam adequadamente, uma vez que a maioria dos valores de R_f simulados forçam seus índices a permanecerem na região de restrição. Entretanto, os elementos das funções $87PL$, $87LQ$ e $87LG$ atuam, obedecendo a trajetórias semelhantes.

Comparando-se a atuação dos elementos analisados para os casos ASP.12 e ASP.13, verifica-

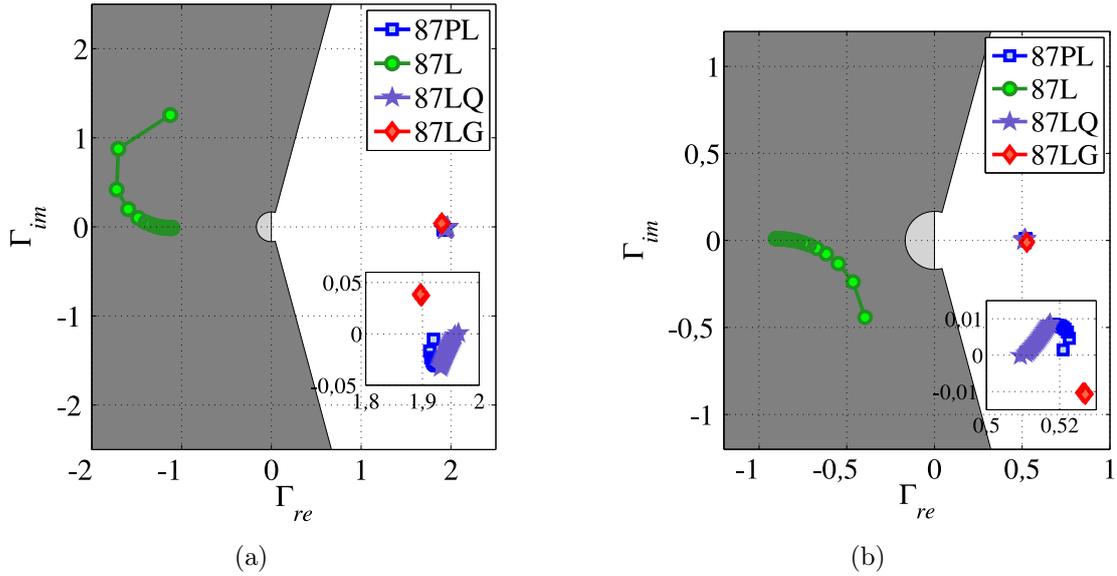


Figura 5.101. Análise Comparativa para o caso ASP.13: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

se que a função $87L$ não opera adequadamente para todos os valores de R_f , sendo necessário o emprego conjunto dos elementos de sequência. Contudo, destaca-se que para o caso ASP.12, por se tratar de um curto-circuito simétrico, os elementos de sequência também não atuam, resultando no comprometimento da integridade da linha de transmissão protegida. Por outro lado, o algoritmo proposto atua corretamente para todos os valores de R_f simulados.

As Figuras 5.102, 5.103 e 5.104 ilustram as atuações das funções $87PL$, $87L$, $87LQ$ e $87LG$ para os casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16, nesta ordem, que são simulados para verificar a influência do módulo da tensão no terminal remoto.

Da Figura 5.102, referente ao caso ASP.14, verifica-se que todos os elementos analisados permanecem em $(-1,0)$ e, portanto, não atuam para esse caso de curto-circuito externo. Da Figura 5.103, referente ao caso ASP.15, observa-se que os elementos de fase e de sequência da proteção diferencial não atuam corretamente para determinados valores de tensão no terminal remoto, enquanto o algoritmo proposto atua corretamente para todos os valores de V_R simulados. Da Figura 5.104, referente ao caso ASP.16, constata-se que as funções $87PL$, $87L$ operam adequadamente para todos os módulos simulados da tensão no terminal remoto, ao passo que os elementos de sequência não atuam por se tratar de um curto-circuito simétrico.

Comparando-se a atuação de todos os elementos analisados para os casos ASP.14, ASP.15 e ASP.16, verifica-se que as funções $87L$, $87LQ$ e $87LG$ podem ter suas atuações comprometidas a depender dos valores da tensão no terminal remoto. Destaca-se ainda que para o caso

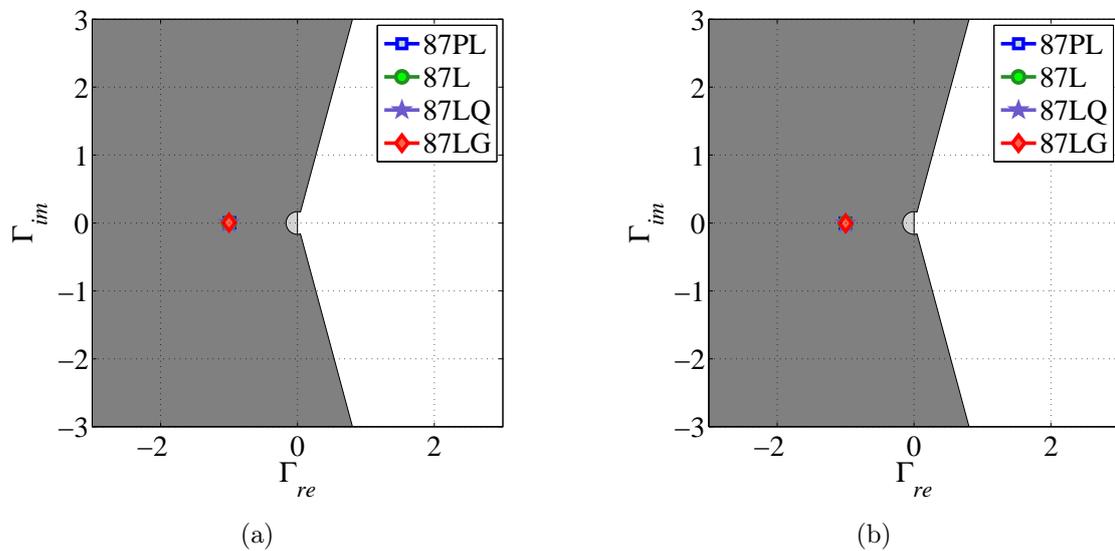


Figura 5.102. Análise Comparativa para o caso ASP.14: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

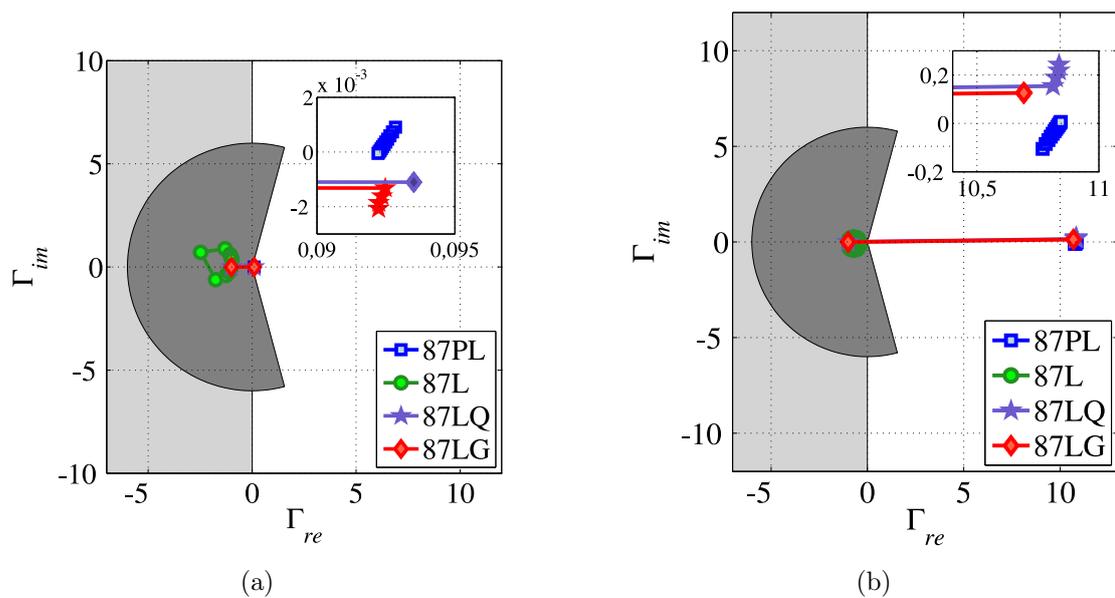


Figura 5.103. Análise Comparativa para o caso ASP.15: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

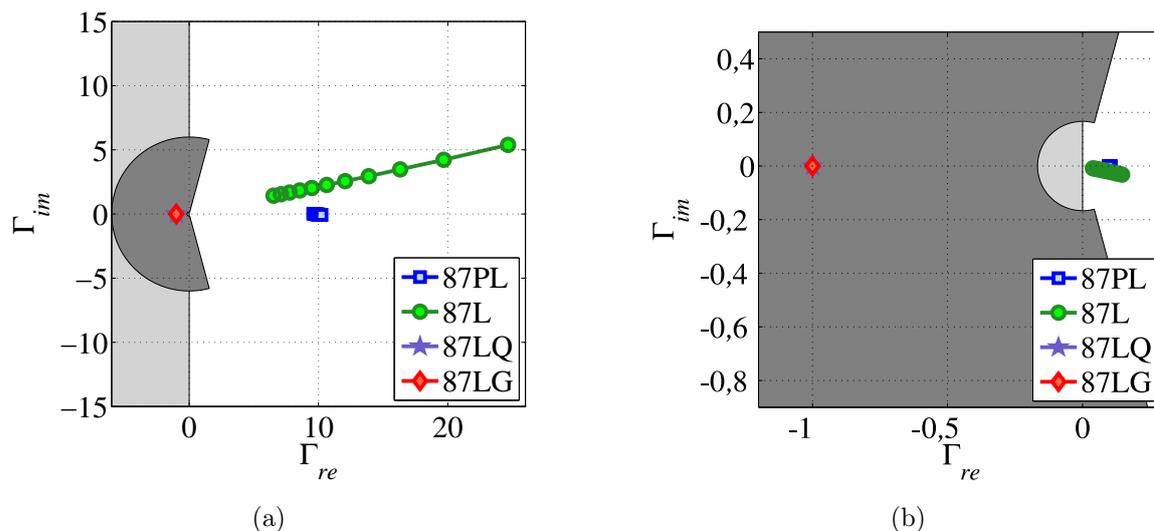


Figura 5.104. Análise Comparativa para o caso ASP.16: (a) terminal local; (b) terminal remoto.

ASP.15, correspondente a um curto-circuito interno bifásico com terra, nenhum dos elementos da proteção diferencial de corrente atua adequadamente para todos os valores de V_R simulados, o que resultaria no comprometimento da integridade da linha de transmissão protegida. Por outro lado, o algoritmo proposto atua corretamente nesses três casos para todos os valores de V_R simulados e ainda tem sua trajetória variando minimamente com a variação da tensão no terminal remoto.

5.5.2 Discussões

A fim de discutir e evidenciar as vantagens associadas à utilização do algoritmo proposto realiza-se uma análise dos resultados obtidos na subseção anterior, a qual permite elucidar as diferenças decorrentes da utilização dos elementos 87PL, 87L, 87LQ e 87LG. Ademais, comparam-se as características de operação da função 87PL com as peculiaridades da principal proteção diferencial de potência presente na literatura atinente (DARWISH *et al.*, 2005).

Das avaliações comparativas desenvolvidas, verifica-se que a função 87PL apresenta vantagens em relação aos elementos de fase da função 87L, tais como: a indiferença em relação ao tipo de falta, a mínima variação com as condições de carregamento e com o módulo da tensão no terminal remoto, e a robustez frente às variações na resistência de falta.

Outra vantagem importante decorrente da utilização da função 87PL é que ela independe de ajustes para a determinação de sua característica de restrição, a qual é simplesmente definida

pelo semiplano esquerdo do plano alfa de potências complexas incrementais. Contrariamente, a definição dos ajustes da característica de restrição modificada – empregada nas funções $87L$, $87LQ$ e $87LG$ – e também da característica de operação proposta em Darwish *et al.* (2005) podem não ser triviais, uma vez que esses ajustes dependem, para sua correta determinação, de informações relacionadas ao tipo de curto-circuito, à presença de desalinhamento de amostras e à presença de TC saturado.

Em relação a influência do SIR , verifica-se que a força da fonte afeta tanto o comportamento da função $87PL$ quanto o da função $87L$, incluindo seus elementos de fase e de sequência. Sobre a influência do SIR nos algoritmos existentes fundamentados na potência, muito embora não tenha sido relatada ainda, supõe-se que eles também são bastante sensíveis a variações na força da fonte. No caso da proteção diferencial de corrente, verifica-se que a força da fonte pode comprometer a atuação dos elementos de $87L$ e $87LG$, restringindo suas operações de acordo com o valor do carregamento. Por outro lado, mesmo sendo influenciado pelo SIR , o algoritmo proposto opera corretamente para qualquer condição de carregamento e para elevados valores de SIR (correspondentes a fontes extremamente fracas).

Acerca dos elementos de fase da função $87L$, observou-se que eles são bastante afetados pelos parâmetros do curto-circuito e pelas condições de carregamento do sistema, tendo sua operação comprometida a depender do valor de δ em situações de curto-circuito interno (como mostrado na maioria dos casos avaliados). A fim de solucionar esses problemas, os elementos de corrente de sequência são frequentemente utilizados. Contudo, as funções $87LQ$ e $87LG$ tendem a ser muito mais instáveis do que os elementos de fase para curtos-circuitos externos com saturação do TC, exigindo medidas adicionais para garantir a correta operação da proteção da linha (BENMOUYAL; MOONEY, 2006), (KASZTENNY; ALTUVE, 2014).

Ainda sobre o comportamento das funções $87LQ$ e $87LG$, ressalta-se a impossibilidade de utilização de seus elementos em situações de curto-circuitos simétricos, como nos casos ASP.12, ASP.14 e ASP.16. Os elementos de sequência também não poderiam ser empregados em situações semelhantes ao caso ASP.15, correspondente a um curto-circuito interno bifásico envolvendo o terra – variando-se o módulo da tensão no terminal remoto – para o qual os elementos de sequência não atuaram para determinados valores de V_R . Ademais, os elementos da sequência dependem de funções adicionais para a identificação da fase defeituosa, o que resulta

em uma lógica de *trip* mais complexa em situações com aplicação de religamento monopolar. Em contrapartida, o algoritmo proposto é praticamente insensível aos parâmetros relacionados ao curto-circuito, ao valor da tensão no terminal remoto e às condições de carregamento, e ainda fornece, inerentemente, comandos de *trip* segregados por fase.

Adicionalmente, sabe-se que os algoritmos fundamentados na corrente são bastante sensíveis ao desalinhamento de amostras, o que pode resultar em atuações incorretas para curtos-circuitos externos, além de *trips* atrasados no caso de curtos-circuitos internos. Assim, a presença de desalinhamentos deve ser necessariamente considerada na definição dos ajustes da característica de restrição modificada (KASZTENNY *et al.*, 2013). Por outro lado, tal como foi previamente relatada na literatura sobre o assunto (AZIZ *et al.*, 2008; NAMDARI *et al.*, 2007; NAMDARI *et al.*, 2008; DARWISH *et al.*, 2005; TAALAB *et al.*, 2007), os algoritmos fundamentados na potência são praticamente insensíveis ao desalinhamento de amostras, isso porque a fase da potência não rotaciona a depender do terminal, como ocorre com o fasor de corrente. Nesse sentido, o algoritmo proposto também apresenta robustez frente ao desalinhamento de amostras, mesmo para casos severos com mais de meio ciclo de desalinhamento.

Por último, mas não menos importante, destaca-se que a necessidade de medição das tensões nos terminais da linha, para o cálculo da potência na função $87PL$, não figura como uma desvantagem em relação às proteções diferenciais de corrente. Isso porque, apesar das funções $87L$, $87LQ$ e $87LG$ serem lógicas baseadas na corrente, as tradicionais proteções de corrente também utilizam medições de tensão para implementar lógicas de mitigação do efeito da corrente capacitiva em linhas longas ou com elevada tensão de operação (KASZTENNY *et al.*, 2013), (XUE *et al.*, 2012). Dessa forma, a medição das tensões nos terminais são essenciais em algoritmos fundamentados na corrente, assim como na proteção diferencial de potência proposta. Além disso, com o emprego dos modernos relés numéricos microprocessados, os quais oferecem várias funções de proteção e monitoramento, medições de tensão são geralmente disponibilizadas pelo relé. Portanto, o uso da função $87PL$ não resultaria em medições adicionais de tensão nem na utilização de equipamentos de proteção diferentes daqueles já empregados.

5.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada uma extensa avaliação do método proposto, realizada por meio de uma investigação do desempenho da proteção diferencial de potência frente a diferentes condições de curto-circuito em uma linha de transmissão. Para tanto, inicialmente foram apresentados os resultados obtidos da avaliação do filtro de tensão de sequência positiva memorizada empregado. Posteriormente, foram descritas as análises transitórias (ATs) – compostas por casos de curtos-circuitos e de manobras – e as análises de sensibilidade paramétrica (ASPs). Fundamentado também nas análises da sensibilidade paramétrica, apresentou-se ainda uma avaliação comparativa entre o algoritmo proposto e a proteção diferencial de corrente (baseada tanto nos elementos de sequência quanto nos de fase). Finalmente, e considerando os resultados obtidos das avaliações comparativas, descrevem-se discussões acerca das características associadas à utilização das proteções diferenciais de corrente e de potência para linhas.

Com base nos resultados obtidos sobre a memória de tensão de sequência positiva, verificou-se que a possibilidade de ajustar adaptativamente o valor da constante de decaimento M resultou em um filtro simples, estável e capaz de assegurar as referências de módulo e ângulo da tensão, garantindo assim a correta atuação da proteção mesmo em situações adversas de operação. Dessa forma, em condições de perda de sinal de tensão – como em curtos-circuitos com tensões próximas de zero – emprega-se a memória longa, e após a energização, opta-se pela implementação da memória curta. Além disso, a possibilidade de manter o ângulo de tensão praticamente estável após a ocorrência de faltas apresentou-se como uma vantagem, pois garante o correto funcionamento dos elementos de proteção que dependem da direcionalidade da tensão. Destaca-se também como vantagens do filtro proposto que sua utilização não exige qualquer alteração no sistema, além de que sua implementação pode ser associada a fasores tensão ou a sinais instantâneos de tensão – o que possibilita uma maior aplicação desse filtro.

Ainda sobre o filtro memória de tensão, e considerando as simulações de curto-circuito realizadas na presença de oscilação de potência, mostra-se que o algoritmo proposto também atua corretamente para essas condições de operação. Isso é justificado porque a polarização por memória de tensão de sequência positiva somente altera o valor da constante de decaimento quando há uma redução do módulo da tensão de sequência positiva para menos de 10% da tensão nominal. Como as alterações causadas no módulo da tensão de sequência positiva durante

oscilações de potência não foram suficientes para alterar o valor de M (FERRER; SCHWEITZER, 2010; HOU *et al.*, 1998), o filtro de memória não opera erroneamente quando submetido a variações de frequência. Ademais, observou-se que o filtro adaptativo proposto é capaz de alterar o valor da tensão com tempo mínimo de atraso o que assegura a correta operação da proteção em situações de religamento monopolar e também em condições de inversão de tensão, característico de sistemas com compensação série capacitiva (CICRÉ, 2011).

Fundamentado nos resultados decorrentes das ATs, observou-se que os valores dos módulos e dos ângulos das potências complexas incrementais em ambos os terminais estão intimamente ligados às condições de operação da linha, o que garantiu que a função $87PL$ atuasse corretamente, sendo capaz de distinguir entre faltas internas e externas à linha, mesmo em situações críticas de curto-circuito com *outfeed*, com presença de TC saturado, oscilações de potência ou desalinhamento entre as amostras e ainda durante manobras. Verificou também que a atuação da função $87PL$ ocorreu com elevada velocidade de operação: na grande maioria das situações investigadas, o tempo de atuação foi menor que um ciclo. Além disso, constatou-se que o plano alfa de potências complexas incrementais figura como uma ferramenta gráfica de análise simples e eficiente, na qual a característica de restrição é definida simplesmente pelo semiplano esquerdo, sendo, portanto, independente de ajustes complexos.

A realização das ASPs permitiu simular uma quantidade significativa de condições de curto-circuito, totalizando, aproximadamente, 8.500 simulações, as quais se dividem aproximadamente em: 6.020 simulações avaliando a variação o carregamento, 480 simulações avaliando a variação a localização da falta, 1.200 simulações avaliando a variação a resistência de falta e 800 simulações avaliando a variação a força da fonte (em todos esses casos variou-se o tipo de falta e as fases envolvidas). Os resultados dessas simulações fomentam as conclusões já obtidas nas simulações transitórias, as quais comprovam o correto funcionamento da proteção diferencial de potência, indicando assim que sua aplicação é um meio seguro, confiável e eficaz de garantir a integridade das linhas de transmissão.

Dentre as variáveis relacionadas ao curto-circuito, observa-se que a resistência de falta e o tipo da falta praticamente não interferem no comportamento dos coeficientes do plano alfa proposto, uma vez que essas variáveis influenciam de maneira aproximadamente igual na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais. Esses índices, todavia, têm

seus módulos bastante influenciadas pela localização da falta e pela força das fontes, pois essas variáveis influenciam de maneira diferenciada na contribuição de curto-circuito de cada um dos terminais. Verifica-se ainda que o carregamento e o módulo da tensão no terminal remoto também interferem, mesmo que de forma amena, nas partes imaginárias nos coeficientes.

Fundamentado nas análises da sensibilidade paramétrica, realizou-se também uma investigação comparativa entre o comportamento do algoritmo proposto e o da proteção diferencial de corrente fundamentada nos elementos $87L$, $87LQ$ e $87LG$. Os resultados decorrentes dessas avaliações comparativas foram utilizados como referência para o desenvolvimento das discussões descritas na sessão 5.5.2. Dessas análises, verificou-se que, na grande maioria das condições de curto-circuito simuladas, apenas o emprego dos elementos de fase da proteção diferencial de corrente $87L$ não foi suficiente para garantir a correta atuação da proteção. Assim, constatou-se a necessidade de utilizar conjuntamente os elementos de fase com os de sequência ($87LQ$ e $87LG$). Ainda sim, observou-se casos de curto-circuitos simétricos e assimétricos, para os quais nenhum dos elementos da função $87L$ operaria. Contrariamente, o algoritmo proposto atuou corretamente para todos as condições de curto-circuito simuladas. Dessa forma, reafirma-se que a função $87PL$ corresponde a uma alternativa segura de proteção de linhas de transmissão.

Ainda com base nas análises comparativas realizadas, verificaram-se vantagens decorrentes do emprego da proteção diferencial de potência proposta quando comparado com a utilização da tradicional proteção diferencial de corrente, quais sejam:

- Apresenta robustez frente às variações na resistência de falta e no tipo de falta;
- Varia minimamente com as condições de carregamento e com as variações no módulo do terminal remoto;
- Possui característica de operação de fácil determinação, dispensando a necessidade de ajustes complexos;
- Não é comprometida pela força das fontes e pela localização do curto-circuito;
- Não depende dos elementos de sequência e, portanto, também não necessita de lógicas adicionais para detecção da(s) fase(s) defeituosa(s);
- Não é afetada pelo desalinhamento de amostras; e

- Utiliza medições de tensão que já são empregadas nas proteções diferenciais fundamentadas na corrente.

Finalmente, apresenta-se a Tabela 5.5 a qual corresponde a um quadro resumo conclusivo composto por comentários sucintos acerca do comportamento da função $87PL$ frente aos aspectos indicados nas Tabelas 3.1 e 3.2. Relembrando, conforme discutido na sessão 3.3, essas tabelas indicam os principais parâmetros avaliados pela bibliografia atinente para analisar o desempenho dos algoritmos de proteção diferencial de corrente e de potência para linhas. Sendo assim, avalia-se na Tabela 5.5 a proteção diferencial de potência proposta em relação aos seguintes aspectos: condições de operação do sistema elétrico, características do curto-circuito e aspectos do algoritmo empregado.

Da Tabela 5.5 verifica-se que a investigação sobre o comportamento da função $87PL$ contemplou, a menos da compensação série, todos os itens indicados nas Tabelas 3.1 e 3.2. Ademais, observa-se que a proteção diferencial de potência proposta emprega soluções pontuais e eficazes para garantir sua correta operação e, conseqüentemente, assegurar a integridade da linha.

Tabela 5.5. Resumo do comportamento da função *87PL* frente aos aspectos avaliados nas Tabelas 3.1 e 3.2.

Aspecto Avaliado	Influência na função <i>87PL</i>	Comentário ou Justificativa
Plano empregado	–	Plano alfa de potências complexas incrementais
Elementos de fase	–	São empregados
Elementos de sequência	–	Não são empregados
Seleção da fase defeituosa	–	Intrínseca ao algoritmo
Resistência de falta	NI	Influencia igualmente na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais
Tipo de falta	NI	Influencia igualmente na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais
Localização de falta	IC	Influencia de maneira diferenciada na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais
Força das fontes	IC	Influencia de maneira diferenciada na contribuição de curto-circuito fornecida por cada um dos terminais
Carregamento do sistema	IC	Devido ao uso do bloco Filtro Delta
Desalinhamento entre amostras	NI	Devido a utilização dos fasores de potência complexa
Oscilação de potência	NI	Devido ao uso do bloco Memória de tensão
Corrente Capacitiva	NI	Devido ao uso bloco Remoção da Corrente Capacitiva
Ocorrência de <i>outfeed</i>	NI	Devido ao uso do bloco Filtro Delta
Manobra de energização ou abertura monopolar	NI	Devido ao uso dos blocos Chaveamento e Memória de tensão *
TC saturado	IC	Devido ao uso dos blocos Detecção de falta externa e Restrição Harmônica
Módulo da tensão no terminal remoto	NI	Devido ao uso dos blocos Filtro Delta e Memória de tensão
Compensação série	–	Não foi avaliado

Legenda:

NI: Não interfere no comportamento da função *87PL*;

IC: Interfere no comportamento da função *87PL*, mas não compromete sua atuação; e

(*) A função *87PL* também operou corretamente para outras manobras testadas na linha de transmissão.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta tese, foi apresentada uma nova metodologia de proteção diferencial para linhas de transmissão fundamentada em um inovador plano alfa de potências complexas incrementais, cuja característica de restrição é definida simplesmente por seu semiplano esquerdo. Considerando o emprego da memória de tensão de sequência positiva, essa metodologia calcula as potências complexas incrementais em cada uma das fases em ambos os terminais da linha, possibilitando o *trip* segregado por fase. Além disso, o método desenvolvido incorpora lógicas para restrição de componentes harmônicas e para detecção de distúrbios, de faltas externas e de manobras, assegurando assim a correta operação da função $87PL$ durante situações de curtos-circuitos externos com presença de TCs saturados e também de manobras no sistema de potência protegido.

Para o desenvolvimento da metodologia proposta, no Capítulo 2, foi descrita a fundamentação da proteção diferencial de corrente, a fim de identificar aspectos importantes sobre a operação da linha que podem interferir na lógica da proteção diferencial proposta. Dessa maneira, foram assinalados os possíveis problemas da proteção diferencial de corrente para linhas, identificando as soluções comumente empregadas. O conhecimento dessas características foi determinante na elaboração e desenvolvimento da proteção diferencial de potência proposta, uma vez que ele contribuiu para assegurar o desempenho da função $87PL$ frente às mais diversas condições de operação avaliadas.

Em seguida, realizou-se no Capítulo 3 uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos que versam sobre a proteção diferencial para linhas de transmissão. Com base nesse levantamento, foi possível verificar os tópicos pouco explorados até então, e os aspectos já identificados como possíveis problemas na atuação da proteção diferencial de linhas, bem como as soluções empregadas nos trabalhos analisados.

No Capítulo 4, o método proposto foi detalhadamente descrito por meio da especificação de cada uma das etapas envolvidas na manipulação dos sinais de tensão e corrente, as quais resultam na determinação dos coeficientes do plano alfa de potências complexas incrementais. O comportamento desses índices foi analisado, mostrando a lógica associada à proteção proposta.

No Capítulo 5, uma linha de transmissão foi submetida a diferentes condições de operação para que o desempenho da proteção diferencial de potência proposta fosse investigado. Inicialmente, avaliou-se o comportamento do filtro proposto de memória de tensão de sequência positiva. Dos resultados obtidos, verificou-se que a possibilidade de ajustar adaptativamente o valor da constante de decaimento resultou em um filtro simples, estável e capaz de assegurar as referências de módulo e ângulo da tensão, garantindo assim a correta atuação da proteção mesmo em situações adversas de operação. Destaca-se também que a utilização do filtro proposto não exige qualquer alteração no sistema, além de que seu uso pode ser associado a fasores tensão ou sinais instantâneos de tensão, o que possibilita uma maior aplicação desse filtro.

Ainda no Capítulo 5, as análises sobre a proteção diferencial de potência proposta foram apresentadas e classificadas em ATs e ASPs, sendo que os resultados da segunda fomentaram e confirmaram os principais aspectos observados nas análises da primeira. Das variáveis relacionadas ao curto-circuito, conclui-se que o algoritmo proposto independe do valor da resistência de falta e do tipo da falta, pois esses parâmetros interferem de maneira aproximadamente igual na contribuição de curto-circuito de cada um dos terminais. Já a localização da falta e a força das fontes interferem consideravelmente no comportamento dos coeficientes do plano alfa das potências complexas, uma vez que elas interferem de maneira diferenciada na contribuição de curto-circuito de cada um dos terminais. Verifica-se ainda que o carregamento e o módulo da tensão do terminal remoto também interferem, mesmo que de forma amena, nas partes imaginárias nos coeficientes.

Os resultados obtidos no Capítulo 5 ainda mostraram que o plano alfa de potências complexas incrementais corresponde a uma ferramenta gráfica de análise simples e eficiente, que garante uma atuação rápida e segura da proteção. Constatou-se também que a proteção diferencial de potência operou adequadamente em todos os casos analisados de curtos-circuitos e manobras, incluindo situações críticas de operação, tais como na presença de desalinhamentos de amostras, de oscilações de potência, de TCs saturados ou em curtos-circuitos com com

outfeed e com tensões próximas de zero.

No Capítulo 5 realizou-se também uma avaliação comparativa entre a tradicional proteção diferencial de corrente (fundamentada nos elementos de fase e de sequência) e a proteção diferencial potência proposta, mostrando que a função *87PL* apresenta vantagens em relação a função *87L*. Ao final do Capítulo 5, foi apresentada ainda uma tabela resumo conclusiva composta por comentários sucintos acerca do comportamento da função *87PL* frente aos principais parâmetros avaliados pela bibliografia atinente para analisar o desempenho dos algoritmos de proteção diferencial de linhas.

Conclui-se, portanto, que a proteção diferencial de potência proposta emprega soluções pontuais e eficazes para garantir sua correta operação e, conseqüentemente, assegurar a integridade da linha protegida. Assim, o algoritmo proposto – a função *87PL* – corresponde a uma alternativa segura, rápida e eficiente de proteção de linhas de transmissão.

Como continuação dos estudos realizados nesta tese, são sugeridas as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Avaliar a influência da compensação série capacitiva de linhas na proteção diferencial de potência proposta;
- Avaliar o uso de diferentes técnicas de eliminação do efeito da corrente capacitiva no desempenho da função proposta;
- Avaliar a aplicação da função diferencial de potência proposta na proteção de outros equipamentos de dois terminais, como transformadores e reatores;
- Associar a função proposta com uma estratégia de plano alfa generalizado, de modo a permitir sua utilização em linhas de múltiplos terminais e outros equipamentos com mais de dois terminais, como barramentos, transformadores e autotransformadores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALTUVE, H.; BENMOUYAL, G.; ROBERTS, J.; TZIOUVARAS, D. A. Transmission line differential protection with an enhanced characteristic. v. 2, p. 414–419 Vol.2, Abr. 2004. Citado 3 vezes nas páginas 26, 36 e 130.
- ALVES, R. S. B. *Análise do Desempenho da Proteção Diferencial Aplicada às Linhas de Transmissão de Ultra-Alta Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Dez. 2014. Citado na página 19.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999. Citado na página 6.
- AZIZ, M. M. A.; ZOBAA, A. F.; IBRAHIM, D. K.; AWAD, M. M. Transmission lines differential protection based on the energy conservation law. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 11, p. 1865 – 1872, 2008. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001065>>. Citado 4 vezes nas páginas 32, 34, 37 e 144.
- BENMOUYAL, G. *The Trajectories of Line Current Differential Faults in the Alpha Plane*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2005. Citado 6 vezes nas páginas 14, 21, 22, 24, 27 e 36.
- BENMOUYAL, G. *The Trajectories of Line Current Differential Faults in the Alpha Plane*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2005. Citado na página 131.
- BENMOUYAL, G.; LEE, T. *Securing Sequence-Current Differential Elements*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2004. Citado 5 vezes nas páginas 17, 23, 27, 36 e 137.
- BENMOUYAL, G.; MOONEY, J. B. *Advanced Sequence Elements for Line Current Differential Protection*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2006. Citado 4 vezes nas páginas 27, 36, 131 e 143.
- BI, T.; YU, Y.; HUANG, S.; YANG, Q. An accurate compensation method of distributed capacitance current in differential protection of uhv transmission line. p. 770–774 Vol. 1, Jun. 2005. Citado na página 19.
- CICRÉ. *Modern Techniques for Protecting and Monitoring of Transmission Lines*. Paris, FR, 2011. Citado 4 vezes nas páginas 43, 46, 49 e 146.
- DAMBHARE, S.; SOMAN, S. A.; CHANDORKAR, M. C. Adaptive current differential protection schemes for transmission-line protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 4, p. 1832–1841, Out. 2009. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 36.
- DARWISH, H.; TAALAB, A.-M.; AHMED, E. Investigation of power differential concept for line protection. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 20, n. 2, p. 617–624, Abr. 2005. ISSN 0885-8977. Citado 8 vezes nas páginas 32, 33, 35, 37, 81, 142, 143 e 144.

- DARWISH, H.; TAALAB, A.-M.; AHMED, E.; KAWADY, T. Dynamic performance simulink-based for the power differential relay system. v. 2, p. 476–480, Dec 2006. Citado 4 vezes nas páginas 33, 35, 37 e 50.
- DARWISH, H.; TAALAB, A. M.; AHMED, E.; MALIK, O. P. Experimental evaluation of power differential relay for transmission line protection. p. 1–7, Mar. 2009. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 37.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Projeção da Demanda de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, Brasil, 2015. Citado na página 1.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado 6 vezes nas páginas x, 16, 17, 46, 86 e 146.
- FISCHER, N.; BENMOUYAL, G.; HOU, D.; TZIOUVARAS, D.; BYRNE-FINLEY, J.; SMYTH, B. *Tutorial on Power Swing Blocking and Out-of-Step Tripping*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2012. Citado na página 24.
- GUZMÁN, C. L. A.; QIN, B.-L. *Reliable Busbar and Breaker Failure Protetion with Advanced zone selection*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2004. Citado na página 42.
- HALL, I.; BEAUMONT, P. G.; SHUTO, I.; SAGA, M.; OKUNO, K.; BABER, G. P.; ITO, H. New line current differential relay using gps synchronization. In: IEEE BOLOGNA POWER SYSTEM TECH CONFERENCE. Bologna, Italy: IEEE, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 36.
- ABB POWER T&D COMPANY INC. David G. Hart, Damir Novosel & Robert A. Smith. *Modified Cosine Filters*. 2000. US00615487A, apr. 15, 1998, Nov. 28, 2000. Citado na página 42.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 3rd. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons Inc, 2008. Citado na página 2.
- HOU, D.; GUZMÁN, A.; ROBERTS, J. *Innovative Solutions Improve Transmission Line Protection*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 1998. Citado 3 vezes nas páginas 46, 86 e 146.
- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 85.
- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines – IEEE PSRC WG D6*. [S.l.], 2005. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Citado na página 23.
- KASZTENNY, B.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J.; FISCHER, N. *Tutorial on Operating Characteristics of Microprocessor-Based Multiterminal Line Current Differential Relays*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 30, 36, 130 e 144.

- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; FODERO, K. *Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 29, 36 e 40.
- KASZTENNY, N. F. B.; ALTUVE, H. J. *Negative-Sequence Differential Protection - Principles, Sensitivity, and Security*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 22, 31, 36 e 143.
- KASZTENNY, N. F. B.; FODERO, K. *Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2011. Citado na página 81.
- KAWADY, T. A.; TAALAB, A.-M. I.; AHMED, E. S. Dynamic performance of the power differential relay for transmission line protection. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 32, n. 5, p. 390 – 397, 2010. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206150900177X>>. Citado 3 vezes nas páginas 33, 35 e 37.
- KÜSEL, B. F. *Proteção de linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Ago. 2014. Citado na página 115.
- LEUVEN EMTP CENTER. *ATP - Alternative Transient Program: Rule book*. Herverlee, Belgium, 1987. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 85.
- LOPES, F.; FERNANDES, D.; NEVES, W. A traveling-wave detection method based on park's transformation for fault locators. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 28, n. 3, p. 1626–1634, July 2013. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- MIAO, S.; LIU, P.; LIN, X. An adaptive operating characteristic to improve the operation stability of percentage differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 3, p. 1410–1417, Jul. 2010. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 36.
- MILLER, H.; BURGER, J.; FISCHER, N.; KASZTENNY, B. Modern line current differential protection solutions. In: TEXAS A&M CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS. Texas, USA, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 20, 23, 29 e 36.
- MILLS, D. L. Internet time synchronization: The network time protocol. *IEEE Transactions on Communications*, v. 39, n. 10, p. 1482–1493, Oct. 1991. Citado na página 17.
- MOLAS, E. C.; MORAIS, L. P.; SILVA, K. M. Análise das trajetórias no plano alfa referentes à operação da proteção diferencial de linhas de transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (XXII SNPTEE). Brasília, DF, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 36.
- MOLAS, E. C.; SILVA, K. M.; KÜSEL, B. F. Teoria de comparadores aplicada na avaliação da atuação da proteção diferencial de linhas de transmissão no plano alfa. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA). Campina Grande, PB, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 36.
- NAMDARI, F.; JAMALI, S.; CROSSLEY, P. Power differential based wide area protection. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 12, p. 1541 – 1551, 2007. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606002732>>. Citado 4 vezes nas páginas 31, 34, 37 e 144.

- NAMDARI, F.; JAMALI, S.; CROSSLEY, P. Power differential protection as primary. p. 80–85, Mar. 2008. ISSN 0537-9989. Citado 4 vezes nas páginas 32, 34, 37 e 144.
- OGATA, K. *Discrete-Time Control Systems*. 2. ed. Minnesota, USA: Prentice Hall, 1995. Citado na página 47.
- ONS. *Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2011. Citado na página 116.
- ONS. *Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2012 - RE 3/076/2013*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013. Citado 3 vezes nas páginas x, 1 e 2.
- ONS. *Diretrizes para a elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão – Estudos Elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013. Citado na página 101.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado na página 8.
- PAJUELO, E.; RAMAKRISHNA, G.; SACHDEV, M. S. Phasor estimation technique to reduce the impact of coupling capacitor voltage transformer transients. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 2, 2008. Citado na página 60.
- PHADKE, A.; THORP, J. *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. 1. ed. New York, USA: Springer, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 65.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC. Jeffrey B. Roberts & Daqing Hou. *Adaptive Polarizing Memory Voltage Time Constant*. 1998. US005790418, ago. 4, 1998. Citado na página 46.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. 3. ed. Minnesota, USA: PSA Publishing, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 116, 119 e 128.
- SILVA, K.; ALMEIDA, M. Positive sequence voltage memory filter for numerical digital relaying applications. *Electronics Letters*, v. 51, n. 21, p. 1697–1699, 2015. ISSN 0013-5194. Citado na página 46.
- SILVA, K.; ALMEIDA, M. Filtro de memória de tensão de sequência positiva para uso em relés numéricos microprocessados. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE). Natal, Brasil, 2016. Citado na página 46.
- SILVA, K. M.; KÜSEL, B. F. On combining wavelet-based designed filters and an adaptive mimic filter for phasor estimation in digital relaying. *Electric Power System Research*, v. 2892, p. 60–72, Nov. 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.05.019>>. Citado na página 41.
- TAALAB, A.-M.; DARWISH, H.; AHMED, E. Performance of power differential relay with adaptive setting for line protection. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 1, p. 50–58, Jan. 2007. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 33, 35, 37 e 144.

- THOMPSON, M. J.; SOMANI, A. *A Tutorial on Calculating Source Impedance Ratios for Determining Line Length*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2014. Citado na página 15.
- 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 8 vezes nas páginas x, 11, 13, 14, 18, 20, 26 e 36.
- TZIOUVARAS, D. A.; ALTUVE, H.; BENMOUYAL, G.; ROBERTS, J. *Line Differential Protection with an Enhanced Characteristic*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2003. Citado 6 vezes nas páginas 9, 14, 18, 26, 36 e 130.
- WARRINGTON, A. R. C. *Protective Relays: Their Theory and Practice, Volume 1*. 1. ed. London: Chapman & Hall, 1962. Citado na página 10.
- XU, Z.; DU, Z.; RAN, L.; WU, Y.; YANG, Q.; HE, J. A current differential relay for a 1000-kv uhv transmission line. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 3, p. 1392–1399, Jul. 2007. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 28, 36 e 44.
- XUE, Y.; FINNEY, D.; LE, B. *Charging Current in Long Lines and High Voltage Cables Protection Application Considerations*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 29, 36 e 144.
- XUE, Y.; KASZTENNY, B.; TAYLOR, D.; XIA, Y. *Series Compensation, Power Swings, and Inverter-Based Sources and Their Impact on Line Current Differential Protection*. American Electric Power and Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 36.
- ZIEGLER, G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 2nd. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 45.
- ZIEGLER, G. *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*. 2nd. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2012. Citado na página 2.