



**ANÁLISE NO PLANO ALFA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE  
LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE**

**OLAIA PINHEIRO DINIZ**

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

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**


UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE NO PLANO ALFA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE  
LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

OLAIA PINHEIRO DINIZ

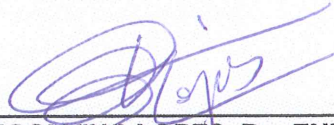
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:



---

KLEBER MELO E SILVA, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)



---

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



---

KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, Dr., UFCG  
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 30 de junho de 2016.

## FICHA CATALOGRÁFICA

DINIZ, OLÁIA PINHEIRO

Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série. [Distrito Federal] 2016.

xv, 93p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2016).

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

Departamento de Engenharia Elétrica

1. ATP

3. Plano Alfa

I. ENE/FT/UnB

2. Linha de Transmissão com Compensação Série

4. Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

DINIZ, O. P. (2016). Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 639/2016 DM PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 93p.

## CESSÃO DE DIREITOS

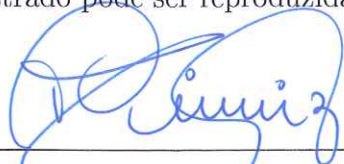
AUTOR: Olaia Pinheiro Diniz

TÍTULO: Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série.

GRAU: Mestre

ANO: 2016

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



Olaia Pinheiro Diniz

Departamento de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70910-900 - Brasília - DF - Brasil

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Lucinaide Pinheiro e Mangueira Diniz (*in memoriam*), por toda a dedicação que sempre tiveram comigo, em especial, por sempre priorizarem a minha educação e meus estudos acima de tudo. Vocês me presentearam da melhor maneira possível.

Agradeço também, ao meu companheiro, Renato Borges, por todo o incentivo e compreensão nesses últimos anos. Sua força de vontade e prazer em fazer o que gosta me motivam cada vez mais.

Principalmente, agradeço ao professor Kleber Melo e Silva (ENE-UnB) por toda a orientação e paciência durante a elaboração desta dissertação de mestrado. Como eu sempre digo, quando as ideias tornam-se confusas, em alguns poucos momentos, você as esclarece de forma prática e com talento nato.

Agradeço aos professores Felipe Vigolvino Lopes (ENE-UnB) e Karcius Marcelus Colaço Dantas (UFCEG) por terem aceito o convite para participar da banca de avaliação desta dissertação de mestrado. Sobretudo, por proporem sugestões bastante valiosas e fazerem parte no enriquecimento deste trabalho.

Agradeço aos demais colaboradores da UnB, especialmente, à Adriana, pela cordialidade e simpatia de sempre ao atender os alunos. Assim como aos colegas do LAPSE, Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos da UnB, pela grande cooperação e aprendizado adquirido durante esses últimos anos.

Finalmente, agradeço muito a colaboração de todos os profissionais da área que puderam auxiliar de alguma forma com este trabalho, em especial, aos engenheiros Carlos Floriano, Paulo César Campos, Antonino Claret, Leandro Fernandes e Igor Spinelli, bem como, aos meus colegas de trabalho, Rândel dos Santos Caetano e Mário Lúcio Hamdan, pela extrema compreensão quanto aos sacrifícios realizados durante a conclusão desta dissertação.

O meu muito obrigada pelo apoio de todos vocês.

## RESUMO

Apresenta-se nesta dissertação de mestrado a análise do desempenho da proteção diferencial de linhas de transmissão com compensação série implementada considerando-se a característica de restrição modificada do plano alfa (plano- $\alpha$ ). Para tanto, são considerados os elementos diferenciais de fase, assim como os de sequência negativa e zero. Utilizando-se do *software Alternative Transients Program (ATP)*, são apresentadas as modelagens de dois sistemas elétricos de potência de 500 kV. O primeiro sistema é constituído de dois equivalentes de Thévenin conectados por uma linha de transmissão de 400 km com compensação série instalada em ambas as extremidades. O segundo, fornecido pela Eletrobras Eletronorte, representa uma parte do sistema interligado nacional (SIN), no qual avalia-se a linha de transmissão circuito 2 (C2) compensada de 387 km do circuito duplo existente entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra, no estado do Maranhão (Brasil, MA). Com o propósito de se obter modelos mais fidedignos para os sistemas utilizados, a linguagem MODELS do ATP foi implementada nos esquemas de proteção dos bancos de capacitores série constituídos da combinação de um varistor de óxido metálico, do inglês *Metal Oxide Varistor (MOV)*, a um centelhador auto-induzido, do inglês *Spark GAP*, juntamente com um circuito RL amortecedor. Os centelhadores são controlados através de lógicas de disparo que se baseiam nos valores de corrente medidos e energia absorvida pelo MOV. As simulações apresentadas compreendem análises das respostas transitórias de alguns curtos-circuitos, bem como a sensibilidade paramétrica do sistema diante da variação de dois parâmetros de curto-circuito através das simulações em massa realizadas. Portanto, a fim de dar subsídios para o melhor entendimento da proteção diferencial de linhas de transmissão com compensação série, este trabalho evidencia interessantes análises do comportamento das trajetórias dos quocientes diferenciais no plano- $\alpha$ , principalmente em relação à influência da atuação da proteção dos bancos, inclusive diante de algumas variações paramétricas efetuadas.

**Palavras-chave:** ATP, linha de transmissão com compensação série, plano alfa, proteção diferencial de linhas de transmissão.

## ABSTRACT

This master thesis presents the performance of the differential protection function applied to transmission lines with series compensation, implemented through a modified restraint characteristic on the alpha plane ( $\alpha$ -plane). For this purpose, both phase and sequence differential elements are evaluated. By using the Alternative Transients Program (ATP), it is presented the modeling of two 500 kV power electrical systems. The first system consists of two equivalent Thevenin connected by a transmission line 400 km long with series compensation installed at both ends. The second one is provided by Eletrobras Eletronorte and represents a part of the Brazilian interconnected system, in which the evaluated equipment is the compensated transmission line named as 2nd circuit (C2) 387 km long from the existing double circuit between the Imperatriz and Presidente Dutra substations, in the state of Maranhão (Brazil, MA). In order to obtain more reliable designs for the used systems, the ATP MODELS language is implemented in the protection schemes of the series capacitor banks consisting of a combination of a metal oxide varistor (MOV), a self-induced spark GAP, along with an RL damping circuit. The spark GAP is controlled by trigger logics which are based on the measured current values and the energy absorbed by the MOV. The simulations presented covers transient response analysis for some short circuits as well as the system parametric sensitivity by means of the variation of two short-circuit parameters through the obtained mass simulations. Therefore, in order to accomplish a better understanding about the series compensated transmission line differential protection, this master thesis shows interesting analysis of the behavior of the differential quotient trajectories in the  $\alpha$ -plane, especially in relation to the effect due to the operated series capacitor banks protection, including through some parametric variations simulated.

**Keywords:** ATP, alpha plane, transmission lines differential protection, transmission line with series compensation.

# SUMÁRIO

<b>Sumário</b>	i
<b>Lista de Figuras</b>	iv
<b>Lista de Tabelas</b>	viii
<b>Lista de Símbolos</b>	ix
<b>Glossário</b>	xiv
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Contextualização do Tema . . . . .	1
1.2 Linhas de Transmissão com Compensação Série . . . . .	2
1.3 Motivação . . . . .	4
1.4 Objetivos . . . . .	5
1.5 Organização do Texto . . . . .	6
1.6 Publicação . . . . .	6
<b>Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica</b>	8
2.1 Estado da Arte da Proteção Diferencial de Corrente . . . . .	8
2.2 Estado da Arte das Análises no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Corrente	12
2.3 Estado da Arte da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série . . . . .	16
<b>Capítulo 3 – Fundamentação Teórica</b>	20
3.1 Fundamentos da Proteção Diferencial de Corrente . . . . .	20
3.2 Planos de Representação . . . . .	23
3.3 Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa . . . . .	25
3.3.1 Comportamento diante de Curtos-Circuitos e <i>Outfeed</i> . . . . .	26
3.3.2 Presença de Compensação Série na Linha de Transmissão . . . . .	28
3.3.3 Atrasos no Canal de Comunicação . . . . .	28

3.3.4	Saturação de TC . . . . .	29
3.3.5	Característica de Restrição Modificada . . . . .	30
3.4	Corrente Capacitiva . . . . .	32
3.4.1	Algoritmo de Remoção da Corrente Capacitiva . . . . .	34
3.5	Unidades de Sequência Negativa e Zero . . . . .	35
3.6	Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série . . . . .	37
3.6.1	Capacitores Série Sob Condições de Falta . . . . .	39
3.6.1.1	Baixas Contribuições de Correntes de Curto-circuito Monofásico Interno . . . . .	42
3.6.1.2	Altas Contribuições de Correntes de Curto-circuito Monofásico Interno . . . . .	44
<b>Capítulo 4 – Apresentação e Análises dos Resultados</b>		<b>47</b>
4.1	Sistema Elétrico Simplificado . . . . .	47
4.1.1	Análise Transitória de Curto-circuito (ATC) . . . . .	53
4.1.1.1	Caso ATC-1: Curto-circuito trifásico franco externo à linha de transmissão aplicado na barra remota . . . . .	53
4.1.1.2	Caso ATC-2: Curto-circuito monofásico na fase A com resistência de falta para terra de $R_f = 250 \Omega$ e aplicado na metade da linha de transmissão . . . . .	54
4.1.1.3	Caso ATC-3: Curto-circuito trifásico com resistência de falta entre as fases de $R_{ff} = 50 \Omega$ e aplicado na metade da linha de transmissão . . . . .	55
4.1.1.4	Caso ATC-4: Curto-circuito trifásico franco aplicado imediatamente após o banco de capacitores do terminal local . . . . .	56
4.1.2	Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP) . . . . .	57
4.1.2.1	Caso ASP-1: Variação da localização do curto-circuito monofásico franco na fase A aplicado internamente à linha de transmissão . . . . .	59
4.1.2.2	Caso ASP-2: Variação da localização do curto-circuito trifásico franco aplicado internamente à linha de transmissão . . . . .	60
4.1.2.3	Caso ASP-3: Variação da localização do curto-circuito trifásico com resistência de falta entre as fases de $R_{ff} = 50 \Omega$ aplicado internamente à linha de transmissão . . . . .	61
4.1.2.4	Caso ASP-4: Variação da localização do curto-circuito bifásico-terra franco nas fases B e C aplicado internamente à linha de transmissão . . . . .	62
4.1.2.5	Casos ASP-5 e ASP-6: Variação da resistência de falta do curto-circuito monofásico na fase A interno à linha de transmissão . . . . .	63
4.1.2.6	Casos ASP-7 e ASP-8: Variação da resistência de falta do curto-circuito trifásico interno à linha de transmissão . . . . .	65
4.1.2.7	Casos ASP-9, ASP-10, ASP-11 e ASP-12: Variação da resistência de falta para curtos-circuitos externos à linha de transmissão . . . . .	67



---

4.2	Sistema Elétrico da Empresa Eletrobras Eletronorte (ELN) . . . . .	71
4.2.1	Curtos-circuitos Trifásicos no Sistema da ELN: . . . . .	73
4.2.1.1	Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2: . . . . .	74
4.2.1.2	Casos ELN-ATC-3 e ELN-ATC-4: . . . . .	77
4.2.1.3	Casos ELN-ATC-5: . . . . .	80
4.2.2	Curtos-circuitos Monofásicos no Sistema da ELN: . . . . .	81
4.2.2.1	Casos ELN-ATC-6, ELN-ATC-7, ELN-ATC-8 e ELN-ATC-9: . . . . .	81
4.2.2.2	Casos ELN-ATC-10 e ELN-ATC-11: . . . . .	84
<b>Capítulo 5 – Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros</b>		<b>86</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>90</b>

## LISTA DE FIGURAS

3.1	(a) Relé diferencial da linha de transmissão protegida sob condição de falta externa, (b) relé diferencial sob condição de falta interna. . . . .	21
3.2	Planos de Representação. (a) Plano Operacional. (b) Plano- $\alpha$ . . . . .	24
3.3	Plano Operacional. (a) Característica estática <i>dual slope</i> . (b) Característica dinâmica. . . . .	24
3.4	Comparação do mapeamento entre os planos. (a) Plano Operacional. (b) Plano- $\alpha$ . . . . .	26
3.5	Sistema exemplo de uma linha de transmissão com canal de comunicação dedicado. . . . .	26
3.6	Regiões do plano- $\alpha$ . (a) Simples. (b) Com atraso da comunicação e saturação de TC. . . . .	27
3.7	(a) Característica de restrição modificada. (b) Vantagem em tolerância ao <i>outfeed</i> e saturação de TCs. (c) Vantagem em tolerância à assimetria do canal. . . . .	31
3.8	Representação simplificada da corrente capacitiva. . . . .	33
3.9	Componentes simétricas de um banco de capacitores. (a) Para baixas contribuições de corrente de curto-circuito. (b) Para altas contribuições de corrente de curto-circuito. . . . .	41
3.10	Circuitos equivalentes do sistema sob falta monofásica. (a) Para baixas contribuições de corrente de curto-circuito. (b) Para altas contribuições de corrente de curto-circuito. . . . .	44
4.1	Sistema elétrico simplificado utilizado de uma linha de transmissão longa com compensação série. . . . .	48
4.2	Arranjo implementado para o banco de capacitores série. (a) Trifásico, (b) Fase A. . . . .	51

4.3	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-1; (b) Sequência, Caso ATC-1. . . . .	54
4.4	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-2; (b) Sequência, Caso ATC-2. . . . .	55
4.5	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-3; (b) Sequência, Caso ATC-3. . . . .	56
4.6	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-4; (b) Sequência, Caso ATC-4. . . . .	57
4.7	Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-1; (b) Sequência, Caso ASP-1. . . . .	60
4.8	Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-2; (b) Sequência, Caso ASP-2. . . . .	61
4.9	Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-3; (b) Sequência, Caso ASP-3. . . . .	62
4.10	Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-4; (b) Sequência, Caso ASP-4. . . . .	63
4.11	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-5; (b) Sequência, Caso ASP-5. . . . .	64
4.12	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-6; (b) Sequência, Caso ASP-6. . . . .	65
4.13	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-7; (b) Sequência, Caso ASP-7. . . . .	66
4.14	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-8; (b) Sequência, Caso ASP-8. . . . .	67
4.15	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-9; (b) Sequência, Caso ASP-9. . . . .	68
4.16	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-10; (b) Sequência, Caso ASP-10. . . . .	68

4.17	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-11; (b) Sequência, Caso ASP-11. . . . .	69
4.18	Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-12; (b) Sequência, Caso ASP-12. . . . .	70
4.19	Mapa do ONS de parte do sistema de interligação norte-nordeste do Brasil (ONS, 2016) . . . . .	71
4.20	Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte de parte do sistema interligado nacional, regiões Norte e Nordeste. . . . .	72
4.21	Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte da linha de transmissão de circuito duplo em 500 kV com compensação série de interesse interligada ao SIN. . . . .	72
4.22	Tensões de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-1; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-2; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-1; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-2. . . . .	75
4.23	Correntes de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-1; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-2; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-1; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-2. . . . .	76
4.24	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-1; (b) Fase, Caso ELN-ATC-2. . . . .	77
4.25	Correntes de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-3; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-4; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-3; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-4. . . . .	78
4.26	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-3; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-3. . . . .	79
4.27	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-4; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-4. . . . .	79
4.28	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-5; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-5. . . . .	80

---

4.29	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-6; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-6. . . . .	82
4.30	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-7; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-7. . . . .	83
4.31	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-8; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-8. . . . .	83
4.32	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-9; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-9. . . . .	84
4.33	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-10; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-10. . . . .	85
4.34	Quocientes do Plano $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-11; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-11. . . . .	85

## LISTA DE TABELAS

1.1	Desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 (ONS, 2013). . . . .	2
4.1	Dados da linha de transmissão longa com compensação série do sistema simplificado. . . . .	49
4.2	Dados dos equivalentes de Thévenin das fontes do sistema simplificado. . . . .	49
4.3	Dados da característica não linear do MOV, tipo 92, utilizado no sistema simplificado. . . . .	52
4.4	Dados de energia e corrente absorvidas pelos MOVs para disparo dos GAPs do sistema simplificado. . . . .	52
4.5	Casos simulados no sistema simplificado para as análises de sensibilidade paramétrica. . . . .	58
4.6	Dados das linhas de transmissão do circuito duplo entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra. . . . .	73
4.7	Dados dos bancos de capacitores série presentes nas linhas IZPDC1 e IZPDC2. . . . .	73
4.8	Casos simulados para curtos-circuitos trifásicos no sistema da ELN. . . . .	74
4.9	Casos simulados para curtos-circuitos monofásicos no sistema da ELN. . . . .	81

## LISTA DE SÍMBOLOS

87	Código ANSI para a função diferencial de corrente.
87L	Código ANSI para a função diferencial de corrente de linhas de transmissão.
87LA	Código ANSI para a função diferencial de corrente correspondente à fase A da linha de transmissão.
87LB	Código ANSI para a função diferencial de corrente correspondente à fase B da linha de transmissão.
87LC	Código ANSI para a função diferencial de corrente correspondente à fase C da linha de transmissão.
87LG	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência zero da linha de transmissão.
87LQ	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência negativa da linha de transmissão.
$\alpha$	Ângulo que define a característica de restrição modificada do plano- $\alpha$ .
$\beta$	Ângulo que define a característica de restrição modificada do plano- $\beta$ .
$\theta$	Diferença angular entre as correntes dos dois terminais da linha.
$a$	Operador complexo $1\angle 120^\circ$ .
$a$	Parte real do vetor no plano- $\alpha$ das correntes.
$b$	Parte imaginária do vetor no plano- $\alpha$ das correntes.
$C_{total}$	Capacitância total da linha de transmissão.
$C_{AA}$	Capacitância própria da fase A.
$C_{AB}$	Capacitância mútua entre as fases A e B.
$C_{BB}$	Capacitância própria da fase B.

$C_{BC}$	Capacitância mútua entre as fases B e C.
$C_{CC}$	Capacitância própria da fase C.
$C_{CA}$	Capacitância mútua entre as fases C e A.
$f_{osc}$	Frequência natural de oscilação.
$h$	Porcentagem da linha para a localização da falta a partir do terminal local.
$I_{0L}$	Corrente de sequência zero medida pelo TC do terminal local.
$I_{0R}$	Corrente de sequência zero medida pelo TC do terminal remoto.
$\bar{I}_1$	Corrente medida pelo TC do terminal 1.
$I_{1L}$	Corrente de sequência positiva medida pelo TC do terminal local.
$I_{1R}$	Corrente de sequência positiva medida pelo TC do terminal remoto.
$\bar{I}_2$	Corrente medida pelo TC do terminal 2.
$I_{2L}$	Corrente de sequência negativa medida pelo TC do terminal local.
$I_{2R}$	Corrente de sequência negativa medida pelo TC do terminal remoto.
$I_{AL}$	Corrente da fase A medida pelo TC do terminal local.
$\bar{I}_{A,CAP}$	Corrente capacitiva na fase A da linha de transmissão.
$\bar{I}_{B,CAP}$	Corrente capacitiva na fase B da linha de transmissão.
$\bar{I}_{C,CAP}$	Corrente capacitiva na fase C da linha de transmissão.
$\bar{I}_C$	Corrente capacitiva da linha de transmissão.
$\bar{I}_{C,i}$	Corrente capacitiva individual para cada extremidade $i$ da linha de transmissão.
$\bar{I}_{C,LOC}$	Corrente capacitiva calculada no terminal local.
$\bar{I}_{C,REM}$	Corrente capacitiva calculada no terminal remoto.
$\bar{I}_{C,total}$	Corrente capacitiva total da linha de transmissão.
$I_{dif}$	Corrente diferencial calculada.
$I_{dif,comp}$	Corrente diferencial compensada.



---

$\bar{I}_i$	Corrente medida individualmente para cada extremidade $i$ da linha de transmissão.
$\bar{I}_{LD}$	Corrente de carregamento da linha de transmissão.
$I_{LOC}$	Corrente medida pelo TC do terminal local.
$I_{nom}^{max}$	Máxima corrente primária verificada pelos TCs da região de proteção.
$\bar{I}_{norm,n}$	Corrente normalizada em cada um dos $n$ terminais.
$\bar{I}_{sec,n}$	Corrente no enrolamento secundário no terminal $n$ .
$I_{op}$	Corrente de operação calculada.
$I_{pk}$	Corrente de <i>pick-up</i> da função diferencial de corrente.
$I_{REM}$	Corrente medida pelo TC do terminal remoto.
$I_{RX}$	Corrente compensada recebida no terminal local enviada pelos terminais remotos.
$I_{TX}$	Corrente compensada enviada pelo terminal local aos terminais remotos.
$MaL$	Unidade da fase A no plano- $\alpha$ .
$MaR$	Unidade da fase A no plano- $\beta$ .
$MbL$	Unidade da fase B no plano- $\alpha$ .
$MbR$	Unidade da fase B no plano- $\beta$ .
$McL$	Unidade da fase C no plano- $\alpha$ .
$McR$	Unidade da fase C no plano- $\beta$ .
$MGL$	Unidade de sequência zero no plano- $\alpha$ .
$MGR$	Unidade de sequência zero no plano- $\beta$ .
$MQL$	Unidade de sequência negativa no plano- $\alpha$ .
$MQR$	Unidade de sequência negativa no plano- $\beta$ .
$n$	Terminal $n$ .
$r$	Vetor no plano- $\alpha$ das correntes dado pela divisão entre $\bar{I}_{REM}$ e $\bar{I}_{LOC}$ .

$R$	Raio da circunferência externa da característica de restrição modificada do plano- $\alpha$ .
$r_0$	Quociente de sequência zero do plano- $\alpha$ .
$r_1$	Quociente de sequência positiva do plano- $\alpha$ .
$r_2$	Quociente de sequência negativa do plano- $\alpha$ .
$R_f$	Resistência de falta entre uma fase e a terra.
$R_{ff}$	Resistência de falta entre duas fases.
$RTC$	Relação de transformação do TC.
$RTC_n$	Relação de transformação do TC no terminal $n$ .
$RTP$	Relação de transformação do TP, TPI ou TPC.
$SLP$	Inclinação da característica de restrição no plano operacional da função diferencial de corrente.
$TAP_n$	TAP de normalização.
$\bar{V}_A$	Tensão na fase A.
$\bar{V}_B$	Tensão na fase B.
$\bar{V}_C$	Tensão na fase C.
$\bar{V}_i$	Tensão medida individualmente para cada extremidade $i$ da linha de transmissão.
$\bar{V}_{med}$	Tensão média das tensões medidas individualmente para cada extremidade $i$ da linha de transmissão.
$\bar{V}_N$	Tensão nominal do sistema.
$w$	Frequência angular fundamental do sistema.
$X_0$	Reatância de sequência zero da linha de transmissão.
$X_{0L}$	Reatância de sequência zero do equivalente da fonte local.
$X_{0R}$	Reatância de sequência zero do equivalente da fonte remota.
$X_1$	Reatância de sequência positiva da linha de transmissão.

---

$X_{1L}$	Reatância de sequência positiva do equivalente da fonte local.
$X_{1R}$	Reatância de sequência positiva do equivalente da fonte remota.
$X_C$	Reatância capacitiva do banco de capacitores instalado.
$Z_{012_{AT,Alta}}$	Matriz de impedâncias de sequências para altas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.
$Z_{012_{AB,Alta}}$	Matriz de impedâncias de sequências para altas correntes de curto-circuito bifásico entre as fases A e B.
$Z_{012_{AT,Baixa}}$	Matriz de impedâncias de sequências para baixas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.
$Z_0$	Impedância de sequência zero da linha de transmissão.
$Z_{0L}$	Impedância de sequência zero do equivalente da fonte local.
$Z_{0R}$	Impedância de sequência zero do equivalente da fonte remota.
$Z_1$	Impedância de sequência positiva da linha de transmissão.
$Z_{1L}$	Impedância de sequência positiva do equivalente da fonte local.
$Z_{1R}$	Impedância de sequência positiva do equivalente da fonte remota.
$Z_{ABC_{AT,Alta}}$	Matriz de impedâncias de fases para altas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.
$Z_{ABC_{AB,Alta}}$	Matriz de impedâncias de fases para altas correntes de curto-circuito bifásico entre as fases A e B.
$Z_{ABC_{AT,Baixa}}$	Matriz de impedâncias de fases para baixas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.

## GLOSSÁRIO

ABC	Curto-circuito trifásico
AC	<i>Alternating Current</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
AT	Curto-circuito monofásico da fase A para a terra
ATC	Análise transitória de curto-circuito
ASP	Análise de sensibilidade paramétrica
BC	Curto-circuito bifásico entre as fases B e C
BCT	Curto-circuito bifásico entre as fases B e C para a terra
COMTRADE	<i>Common Format for Transient Data Exchange</i>
DC	Componente de decaimento exponencial
ELN	Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GAP	<i>Spark GAP</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MOV	<i>Metal Oxide Varistor</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PSCAD	<i>Power System Computer Aided Design</i>
RMS	<i>Root-Mean-Square</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SDH	<i>Synchronous Digital Hierarchy</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIR	<i>Source Impedance Ratio</i>
SONET	<i>Synchronous Optical Networking</i>
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de potencial capacitivo
TPI	Transformador de potencial indutivo
UnB	Universidade de Brasília

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Diante do crescente aumento da demanda por energia elétrica, torna-se essencial transmitir maiores blocos de energia, mas sem comprometer a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Dentre as principais alternativas utilizadas para aumentar a capacidade de transmissão do sistema destaca-se a instalação de bancos de capacitores série em linhas de transmissão, devido à boa relação de custo-benefício obtida na instalação e manutenção. Todavia, muito embora essa seja uma boa alternativa no que concerne à operação em regime permanente do sistema elétrico, não raro ela apresenta desafios para a sua proteção, tais como situações de inversão de corrente e de tensão, impedância de fase desbalanceada, oscilações subsíncronas, etc (ANDERSON; FARMER, 1996). De fato, diante dessas situações, as funções de proteção, por exemplo, no caso da diferencial, podem perder sua capacidade de atuar com segurança e confiabilidade.

As linhas de transmissão possuem fundamental importância no sistema interligado nacional (SIN), visto que conectam as fontes geradoras de energia aos grandes centros consumidores de carga, os quais, geralmente, estão distantes entre si por até centenas de quilômetros. Assim, devido a sua grande extensão, as linhas de transmissão estão mais suscetíveis à ocorrência de defeitos do que qualquer outro equipamento de um sistema elétrico de potência. Basta olhar um mapa do SIN para constatar que a região de cobertura das linhas de transmissão no Brasil é extensa. Esses defeitos podem ocorrer devido ao rompimento e queda de cabos e/ou torres por causa de condições climáticas desfavoráveis, por causa de queimadas na faixa de servidão, descargas atmosféricas, defeitos nos isoladores, etc (DALLBELLO *et al.*, 2007). Segundo os dados da Tabela 1.1 fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, as linhas de transmissão sofreram cerca de 70 % dos defeitos registrados no SIN referentes ao ano de 2012 (ONS, 2013).

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

Equipamento	Desligamentos	Porcentagem (%)
Linhas de transmissão	6490	69,3
Transformadores	1306	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
<b>Total</b>	<b>9371</b>	<b>100</b>

Neste contexto, com o crescimento do SIN e da constante demanda proveniente dos grandes centros consumidores, torna-se essencial a utilização de projetos de proteção mais robustos e que garantam de forma seletiva e segura uma rápida eliminação de defeitos que possam surgir no sistema. Esses esquemas de proteção devem ser sensíveis o suficiente para garantir a confiabilidade necessária e a integridade dos equipamentos envolvidos, evitando-se desligamentos desnecessários e desencadeados devido a uma má coordenação de atuação em um dado sistema elétrico de potência (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Com o emprego de relés numéricos microprocessados em conjunto com sistemas de comunicação via fibras ópticas cada vez mais modernos, a utilização da função diferencial de corrente tem se tornado bastante atrativa na aplicação da proteção de linhas de transmissão (FERRER; SCHWEITZER, 2010; ZIEGLER, 2012). Portanto, torna-se essencial a investigação do comportamento dessa proteção aplicada em linhas de transmissão com compensação série, as quais são objetos de estudo desta dissertação de mestrado, inclusive, diante das diversas situações operativas e de curtos-circuitos que possam vir a ocorrer no SIN.

## 1.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

No âmbito de desenvolvimento do país, um maior consumo de energia elétrica exige do sistema elétrico de potência um maior fornecimento dessa energia. Quanto maior o consumo, mais carregado torna-se o SIN, e, dessa forma, tornam-se mais suscetíveis os problemas de instabilidade da rede, diminuindo assim a capacidade desse sistema de se manter equilibrado

em condições normais de operação ou de se restabelecer diante das perturbações ocorridas. Portanto, é coerente que a solução para manter a estabilidade da rede controlada envolva uma maior geração de energia, o que geralmente não acontece de forma imediata, por exemplo, devido ao custo de instalação, ou ao impedimento de construção de novas linhas de transmissão diante de restrições ambientais ou concessão de terras. Sendo assim, a compensação série ressalta-se como uma alternativa extremamente vantajosa no intuito de postergar a instalação de mais linhas de transmissão ao SIN permitindo não só uma maior capacidade de transmissão de energia aos centros de carga, mas também elevando a estabilidade da rede.

O conceito da compensação série aplicada em uma linha de transmissão respalda-se na redução da reatância indutiva da linha por meio do uso de bancos de capacitores em série associados. Com isso, há um aumento da potência transmitida ao sistema de carga, melhorias quanto aos limites de estabilidade da rede, e uma expressiva redução das perdas causadas pela transmissão de energia através do sistema (MILLER, 1982).

Outras vantagens acerca da utilização da compensação série são elencadas por Anderson & Farmer (1996), tais como:

- Reduz os requerimentos de isolamento da linha de transmissão na qual é instalada;
- Melhora a regulação de tensão do sistema elétrico de potência conectado;
- Permite o uso de métodos para controle da divisão de carga em circuitos paralelos;
- Minimiza as quedas de tensão diante de perturbações da rede.

A implementação da compensação série em uma linha de transmissão pode ser realizada de duas formas: através da compensação estática ou dinâmica. A primeira, mais conhecida como compensação série fixa, constitui-se essencialmente da associação em série de capacitores à linha. Esse tipo de compensação é mundialmente utilizado devido a uma maior simplicidade de instalação. O segundo tipo, também denominado como compensação série controlada, consiste na associação em série de reatores controlados por tiristores à módulos de capacitores em paralelo. Tal compensação permite o controle do fluxo máximo de potência nas linhas de transmissão e um maior amortecimento diante dos distúrbios presentes na rede. Ainda, se utiliza da eletrônica de potência, e, conforme vem sendo desenvolvidas e aprimoradas as



tecnologias dos semicondutores e conversores, os equipamentos FACTS, do inglês *Flexible AC Transmission Systems*, devem ganhar cada vez mais espaço na aplicação de sistemas de alta tensão (FRONTIN, 2011).

Segundo Anderson & Farmer (1996), a configuração geralmente utilizada para a instalação da compensação série em uma linha de transmissão é aquela na qual a compensação é feita no início e no fim da linha, dentro das instalações da subestação. Essa configuração de compensação série apresenta vantagens e melhor custo-benefício devido ao aproveitamento das instalações já existentes para sua implantação, bem como a facilidade de manutenção e operação imediata pelos próprios operadores da subestação. Em contrapartida, a compensação no centro da linha de transmissão torna-se cada vez mais eficiente requerendo bancos menores para compensar a reatância indutiva da linha de transmissão à medida que a extensão da linha de transmissão é aumentada. Além disso, em termos de proteção, a compensação ao centro da linha de transmissão evita os problemas de inversões de tensão e corrente.

### 1.3 MOTIVAÇÃO

A progressiva evolução dos sistemas de proteção, aliada ao uso de modernos sistemas de comunicação verificada nas últimas décadas, tem impulsionado o uso da proteção diferencial de linhas de transmissão, tendo sido considerada por algumas empresas do setor como padrão para a proteção principal de novas linhas de transmissão. Além disso, nota-se também um maior interesse por parte da sociedade acadêmica em relação à proteção diferencial, a julgar pela grande quantidade de pesquisas, inclusive várias descritas no Capítulo 2, que vem sendo realizadas acerca deste tema e que proporcionam diversos aperfeiçoamentos em relação à tradicional proteção diferencial de corrente.

Quanto à proteção de linhas de transmissão com compensação série, a proteção diferencial também apresenta um melhor comportamento de atuação quando comparada à proteção de distância, que, atualmente, ainda é a proteção tipicamente empregada em linhas de transmissão no SIN. Neste contexto, este trabalho visa complementar à literatura oferecendo o estudo da proteção diferencial de corrente avaliada no plano- $\alpha$  e aplicada na proteção de linhas de transmissão com compensação série para diferentes sistemas, sendo um deles parte integrante

do SIN, especificamente um subsistema da Eletrobras Eletronorte (ELN).

## 1.4 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é avaliar a proteção diferencial de corrente via plano- $\alpha$  para linhas de transmissão de alta tensão com compensação série fixa. Portanto, os objetivos específicos a serem alcançados ao longo deste trabalho compreendem as seguintes atividades:

- Revisar os fundamentos da proteção diferencial de corrente via plano- $\alpha$  aplicada em linhas de transmissão de alta tensão;
- Identificar os desafios a serem contornados acerca da utilização da proteção diferencial de corrente em linhas de transmissão de alta tensão com compensação série instalada através de bancos de capacitores;
- Modelar um sistema simplificado com compensação série no qual possam ser feitas diversas simulações de curtos-circuitos com o propósito de avaliar as trajetórias dos quocientes diferenciais do plano- $\alpha$  frente a diferentes situações operativas e de defeitos que são recorrentes aos sistemas elétricos de transmissão;
- Empregar um algoritmo capaz de prover análises de desempenho da atuação do relé diferencial de linha mais fidedigno possível;
- Validar o algoritmo utilizado para a proteção diferencial do sistema simplificado também para uma linha de transmissão existente no SIN, com compensação série aplicada em seus dois terminais, e modelada no *software Alternative Transients Program* (ATP) com o propósito de ilustrar o desempenho prático da função diferencial de proteção;
- Apresentar as conclusões a respeito dos resultados obtidos de forma a motivar futuras pesquisas.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto desta dissertação está organizado e apresentado de acordo com a estrutura listada a seguir:

- No Capítulo 2, são resumidamente descritos os diversos trabalhos consultados para o desenvolvimento desta dissertação. O levantamento do estado da arte aborda principalmente a proteção diferencial de corrente utilizada em linhas de transmissão com compensação série.
- No Capítulo 3, são abordados os conceitos relativos à proteção diferencial de corrente de linhas de transmissão, principalmente, avaliando-se as trajetórias no plano alfa (plano- $\alpha$ ) de representação. Esses conceitos agrupam a fundamentação teórica básica necessária para o desenvolvimento das análises apresentadas neste trabalho.
- As simulações realizadas com o uso do *software* ATP, do inglês *Alternative Transients Program*, e em conjunto com a linguagem de programação do ambiente MODELS agregada ao ATP, são analisadas no Capítulo 4. Para as análises, são considerados dois sistemas distintos, um primeiro sistema simplificado e fictício, e um segundo sistema parte integrante do SIN existente modelado no ATP e fornecido pela ELN. Além disso, as análises dos resultados apresentam-se de duas formas: por meio de simulações de casos pontuais, nos quais são avaliadas as respostas transitórias, e, simulações em massa, para a verificação da sensibilidade paramétrica diante da variação de um parâmetro de curto-circuito por vez, tais como tipo, localização e resistência de falta.
- Finalmente, as conclusões da presente dissertação e as propostas para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 5.

## 1.6 PUBLICAÇÃO

No que concerne à divulgação dos estudos realizados ao longo do período de trabalho nesta dissertação, a seguinte publicação foi realizada:

- *Análise no Plano Alfa da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão com Compensação Série*, artigo apresentado no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VI SBSE) realizado na cidade de Natal (RN) em Maio de 2016.

## CAPÍTULO 2

# REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se um pouco da evolução e da conjuntura atual acerca da proteção diferencial de linhas de transmissão. Primeiramente, na Seção 2.1, apresenta-se o estado da arte acerca da proteção diferencial de corrente utilizada para linhas de transmissão sem compensação série. Em seguida, na Seção 2.2, são apontados diversos trabalhos que abordam as análises da proteção diferencial de linhas de transmissão via plano- $\alpha$ , e, por fim, na Seção 2.3, apresenta-se o estado da arte do uso da proteção diferencial de corrente para linhas de transmissão com compensação série.

### 2.1 ESTADO DA ARTE DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

Na década de 80, a proteção diferencial de corrente voltou a ter grande destaque devido ao advento dos relés digitais e da comunicação por fibra óptica. Foram surgindo novas pesquisas e trabalhos com o objetivo de estudar e aprimorar as novas tecnologias, proporcionando a devida segurança e confiabilidade para os relés de proteção diferencial os quais, antes, não eram capazes de assegurar. Em virtude do aperfeiçoamento da comunicação e troca de informações entre relés, a proteção diferencial pôde ser melhor explorada na proteção de linhas de transmissão. Neste contexto, são apresentados em sequência cronológica alguns trabalhos acerca da proteção diferencial de corrente e em seguida as pesquisas que foram sendo realizadas posteriormente.

Sun & Ray (1983) recomendam a substituição do fio piloto pela fibra óptica como alternativa de comunicação entre relés e troca de informações, evidenciando as vantagens quanto à imunidade contra interferências eletromagnéticas. Além disso, são exibidas técnicas comparativas de amostras de corrente provenientes de terminais distintos, permitindo-se um aumento considerável da confiabilidade do sistema de comunicação entre os relés diferenciais, e, portanto, a aplicabilidade deste esquema de proteção e canal para longas linhas de transmissão.

Analogamente, Sugiyama *et al.* (1984) discorrem a respeito de alguns distúrbios ocasionados pelo uso do fio piloto na proteção diferencial de linhas de transmissão, tais como indução eletromagnética e limitação quanto ao comprimento da linha protegida. Adiante, sugerem como solução o uso da fibra óptica na transmissão de dados entre os relés diferenciais, e exemplificam na prática o esquema proposto para uma linha de transmissão de nível de tensão de 245 kV.

Aggarwal & Johns (1986) descrevem um novo esquema de proteção diferencial de alta velocidade aplicado em uma linha de transmissão de três terminais dispondo de um *link* de fibra óptica para o canal de comunicação entre os relés. Os autores desenvolvem novas técnicas de filtragem e de processamento de sinais que promovem um melhor desempenho na atuação da proteção diferencial da linha de três terminais garantindo maior confiabilidade e segurança.

Ernst *et al.* (1992) propõem um método baseado nos conceitos aplicados em relés de proteção diferencial de corrente, entretanto, utilizando-se da comparação de cargas. Dessa forma, definem um novo sistema de proteção diferencial para linhas de transmissão, no qual a comparação de cargas se apresenta como uma alternativa à proteção diferencial de corrente, além de resolver problemas críticos relacionados a essa proteção, tais como a perda ou falha de comunicação do canal, o requerimento de uma grande largura de banda do canal e a necessidade de compensação do atraso deste canal. O método proposto pelos autores pode ser aplicado na proteção de linhas de transmissão em corrente alternada de até três terminais, de qualquer comprimento e nível de tensão, com ou sem compensação série ou *shunt*, bem como para linhas de transmissão com abertura monopolar ou tripolar dos disjuntores isoladores. Ainda, os autores apresentam a característica de restrição do plano polar denominada arco-íris, do inglês *rainbow*, a qual antecede a característica de restrição modificada do plano- $\alpha$  utilizada nesta dissertação.

Ward & Erwin (1993) avaliam e comparam a velocidade de atuação, sensibilidade, confiabilidade e segurança que as proteções diferenciais de corrente e de carga desempenham para um sistema em comum. São considerados fatores como erro devido à saturação de transformadores de corrente (TCs), carregamentos variados, atraso e assimetria do canal de comunicação, presença da corrente capacitiva, entre outros. Por fim, o estudo apresenta contribuições que auxiliam na escolha da parametrização dos ajustes de relés de proteção diferencial de linhas.

Adamiak *et al.* (1998) propõem uma nova abordagem para a proteção diferencial de linhas de transmissão que oferece um melhor desempenho em relação à atuação da proteção diferen-

cial percentual convencional. O método desenvolvido faz uso do algoritmo de Fourier de janela variável que permite ao sistema de proteção a utilização de sinais parciais de Fourier chamados *phaselets* ao invés da janela fixa de Fourier normalmente empregada nos algoritmos de um e meio ciclo. O emprego dos *phaselets* também facilita na estimação dos fasores das correntes medidas tornando-as mais confiáveis, e permitindo que o sistema de proteção adapte as suas características de operação e restrição baseado na qualidade dos valores de corrente medidos, oferecendo ao sistema maior segurança e confiabilidade. Também são discutidas novas abordagens acerca da comunicação entre os terminais da linha, compensação da corrente capacitiva, técnicas de modulação e interfaces físicas pertinentes aos meios de comunicação.

Acerca da compensação dos atrasos de comunicação entre os relés diferenciais, os canais são previstos como simétricos, isto é, os atrasos na ida do sinal de um terminal ao outro do canal são iguais aos da volta. Entretanto, como nem sempre isso é verdadeiro, Hall *et al.* (2003) recomendam a sincronização dos sinais via GPS, do inglês *Global Positioning System*, utilizando-se dos padrões SONET, do inglês *Synchronous Optical Networking*, ou SDH, do inglês *Synchronous Digital Hierarchy*, mesmo para canais assimétricos, pois permitem uma comunicação de alta velocidade na troca de dados ao utilizar a fibra óptica ou micro-ondas entre os terminais. Ainda, de acordo com o estudo, é apresentado um relé testado em campo o qual realiza a correta sincronização do canal via GPS tornando o sistema robusto mesmo quando houver a assimetria deste canal. Além disso, se porventura o sinal do GPS for perdido, essa configuração garante um sistema de *backup* o qual se encarrega da sincronização na transmissão de informação.

Com relação a sistemas de múltiplos terminais, os quais estão se tornando cada vez mais comuns, principalmente em sistemas de sub-transmissão com níveis de tensão de 60 kV à 160 kV, no estudo realizado por Gajic *et al.* (2007), recomenda-se a utilização da proteção diferencial em detrimento da proteção de distância. No caso do estudo, dois sub-sistemas teste de 132 kV com linhas de 3 e 5 terminais foram instalados pela ABB, nos quais utilizou-se o esquema de proteção diferencial percentual para múltiplos terminais em conjunto com um algoritmo de detecção de faltas internas e externas. Os resultados obtidos evidenciam a efetividade da correta eliminação de defeitos para o esquema de proteção diferencial empregado, mesmo em casos de *outfeed* para um dos terminais.

Sezi *et al.* (2008) retratam experiências práticas de campo quanto ao uso de relés diferenciais para linhas de transmissão com ênfase nas influências da aplicação de sistemas complexos de telecomunicações entre os dispositivos, como por exemplo, atrasos e correções no canal de comunicação, sincronização de tempo das amostras adquiridas, tipos de fibra e topologias de comunicação disponíveis no mercado. Além do mais, os autores introduzem o conceito de uma característica de restrição diferencial adaptativa, discutindo os aspectos relacionados à parametrização do relé para uso da característica, e, os obstáculos enfrentados pela proteção diferencial da linha de transmissão característicos.

SCHWEITZER III *et al.* (2011) apresentam uma pesquisa detalhada quanto aos limites de sensibilidade que alguns tipos de proteção fornecem quando utilizadas em linhas de transmissão, dentre elas, a proteção diferencial, de distância, de sobrecorrente e direcional. Para cada uma dessas proteções, são abordados fatores tais como resistência de falta, desequilíbrio da linha e correntes de carregamento, impacto dos reatores de linha, capacidade de curto-circuito do sistema, atuações sucessivas e terminais de fonte fraca, dentre outros. No que tange à proteção diferencial de linhas, o artigo enfatiza a importância na utilização das unidades de sequência negativa e zero com o objetivo de aumentar a confiabilidade e sensibilidade na atuação das proteções, sem prejudicar a segurança nas mesmas. Além disso, os autores propõem alternativas que elevem a sensibilidade durante erros de transitórios e de regime permanente ocasionados por transformadores de instrumentos.

Kasztenny *et al.* (2011) investigam as técnicas e conceitos desenvolvidos acerca da proteção diferencial com ênfase na comunicação entre os relés, bem como na sincronização das amostras de dados permutadas entre os terminais. No trabalho, são detalhadamente apresentadas as vantagens e desvantagens quanto às diferenças entre os esquemas de canais diretos e multiplexados; as premissas e peculiaridades relativas à sincronização de dados, principalmente, no caso do uso de fontes de tempo externas e estratégias de *backup*; as configurações implementadas em relés diferenciais que visam a solução de problemas típicos para a comunicação e monitoramento de canais. Por fim, destaca-se que o desempenho proporcionado pela proteção diferencial de linha, quando comparada às demais funções de proteção, está intimamente relacionado a uma série de particularidades acerca da comunicação utilizada entre os relés. Portanto, o projeto de infra-estrutura do canal de comunicação deve considerar precisamente os dispositivos e instala-



ções disponíveis nas subestações de forma a garantir a melhor execução da proteção diferencial de linha.

Molas & Silva (2012) propõem um algoritmo de relé diferencial numérico para a proteção de uma linha de transmissão de 230 kV com 180 km de extensão sem compensação modelada no *software* ATP, no qual, através do ambiente MODELS, os sinais de tensão e corrente verificados pelos transformadores de instrumento do sistema são exportados e fornecidos ao modelo desenvolvido do algoritmo de proteção. Este algoritmo proposto inclui todos os estágios da operação do relé numérico, desde à aquisição dos sinais analógicos, filtragem, digitalização, estimação fasorial e as lógicas diferenciais implementadas. Também são modelados atrasos no canal de comunicação que utiliza o GPS como meio de sincronização das amostras cruzadas entre os terminais. Vários curtos-circuitos são simulados a fim de se avaliar o desempenho do algoritmo proposto, e diante dos eficientes resultados obtidos na correta atuação da proteção, permitiu-se a validação do modelo, podendo o mesmo ser aplicado para sistemas elétricos de potência mais complexos.

## 2.2 ESTADO DA ARTE DAS ANÁLISES NO PLANO ALFA DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

Inicialmente, o plano- $\alpha$  foi proposto por Warrington (1962), com o intuito de aplicar a teoria dos comparadores no mapeamento dos planos complexos plano- $\alpha$  e plano- $\beta$  para a verificação e análise da atuação da proteção diferencial percentual. O plano- $\beta$  é o plano de representação que retrata o inverso do quociente do plano- $\alpha$ . Com o passar dos anos e com o desenvolvimento de novas tecnologias, vários aperfeiçoamentos se tornaram possíveis em relação à função de proteção diferencial de linhas de transmissão.

Dentre as mais recentes melhorias, destaca-se a utilização de novas características de restrição, por exemplo, Tziouvaras *et al.* (2001) recorrem à característica *rainbow* proposta por Ernst *et al.* (1992) no intuito de melhorá-la e torná-la mais sensível e segura diante de defeitos do sistema. Dessa forma, utilizando-se de múltiplas configurações de proteção nas quais cada uma retrata uma nova característica de operação, sendo circular ou não no plano de representação plano- $\alpha$ . Ao combinar algumas funções de proteção, pode-se avaliar a atuação dessas

proteções diante de situações que possam comprometer o desempenho técnico na perspectiva da confiabilidade e segurança do sistema de proteção, tais como variações na resistência de falta, curtos-circuitos externos, atrasos na comunicação entre os terminais, compensação da linha de transmissão, saturação de TCs e assimetria de canal.

Em complementação aos trabalhos acima mencionados, uma nova característica de restrição modificada do plano- $\alpha$  foi proposta por Tziouvaras *et al.* (2002). No trabalho, são utilizadas cinco unidades diferenciais no plano- $\alpha$ , tratando-se de três unidades para cada uma das fases, responsáveis por identificar os curtos-circuitos trifásicos e seleção de fases em manobras monopolares, e duas unidades de sequência, negativa e zero, encarregadas da verificação de curtos-circuitos assimétricos, principalmente, com elevada resistência de falta. A característica de restrição modificada é apresentada mais detalhadamente nos capítulos seguintes de fundamentação teórica e análise dos resultados e será empregada nas simulações desta dissertação.

Em colaboração ao trabalho de Tziouvaras *et al.* (2002), Altuve *et al.* (2004) também implementa a característica de restrição modificada para o estudo das vantagens e desvantagens da utilização deste modelo. Os resultados obtidos demonstram que o modelo garante uma proteção sensível o bastante e com elevada segurança e estabilidade atuando corretamente, principalmente, diante de saturação de TCs e ocorrência de faltas externas, certificando boa tolerância quanto aos atrasos de comunicação no canal. Além disso, o emprego desta nova característica assegura um menor tempo de atuação para a proteção diferencial, inclusive, na proteção de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão, e com compensação série.

No estudo realizado por Benmouyal & Lee (2004), primeiramente, são recapituladas as características de restrição implementadas no plano- $\alpha$  em comparação ao princípio de proteção diferencial percentual do plano operacional. Aproveitando-se da nova característica de restrição modificada do plano- $\alpha$ , com o objetivo de demonstrar o comportamento das unidades de sequência negativa e zero da proteção diferencial frente a curtos-circuitos externos com saturação de TC. Em uma análise particular, os autores obtêm resultados bastante instáveis de atuação, mesmo para baixos níveis de saturação de TC. Com isso, sugerem uma técnica para a mitigação da saturação de TCs através da componente DC de decaimento exponencial e harmônicas de segunda ordem provenientes das correntes medidas, tornando a atuação dos elementos diferenciais de sequência mais segura e confiável, garantindo a elevada sensibilidade no relé

diferencial mesmo diante de curtos-circuitos com altas resistências de falta.

Benmouyal (2005) realiza um estudo minucioso das trajetórias no plano- $\alpha$ , bem como suas regiões que caracterizam situações tais como carregamento do sistema, comprimento da linha de transmissão, valores de resistência de falta, ocorrência de faltas externas e graus de saturação de TCs, ocorrência de uma abertura monopolar na linha de transmissão, presença da compensação capacitiva em série na linha e componentes de baixa frequência. São definidos os equacionamentos dos elementos diferenciais para uma linha de transmissão curta evidenciando quais são os principais aspectos que afetam o correto funcionamento da proteção diferencial. Uma das principais conclusões do estudo é a demonstração da sensibilidade finita das unidades de fase em relação a curtos-circuitos com elevada resistência de falta, enquanto que as unidades de sequência independem deste parâmetro, bem como do carregamento do sistema. Entretanto, caso haja a abertura monopolar de alguma fase, esses parâmetros passam a influenciar as unidades de sequência, assim como a corrente capacitiva para longas linhas de transmissão, comprometendo a correta atuação da proteção diferencial.

Na continuação do estudo anterior, Benmouyal & Mooney (2006) adotam o plano- $\alpha$  baseado nas correntes de sequências negativa e zero, no intuito de tornar a proteção ainda mais sensível frente a curtos-circuitos assimétricos e com alta impedância de falta. Desta forma, os autores apresentam um algoritmo capaz de proporcionar maior estabilidade e segurança de atuação para os elementos de sequência considerando nos cálculos a corrente de pré-falta obtida através do filtro nomeado *Delta* devolvendo, assim, a confiabilidade das unidades de sequência, mesmo na ocorrência de faltas com abertura monopolar.

Miller *et al.* (2010) apresentam as soluções atualmente utilizadas em linhas de transmissão com ênfase na aplicação da proteção diferencial avaliada no plano- $\alpha$  através da característica de restrição modificada. Com o crescimento de um sistema elétrico de potência, o mesmo torna-se mais ramificado, perdendo sua característica inicialmente radial. Conseqüentemente, aparecem linhas de transmissão com múltiplos terminais que exigem da proteção um maior cuidado em sua parametrização para que não seja comprometida a segurança, confiabilidade e seletividade do sistema. Neste estudo, os autores apresentam algoritmos aplicados em linhas de transmissão com terminais conectados em barramentos de configuração de disjuntores duplos, com reatores *shunt*, linhas de múltiplos terminais (plano- $\alpha$  generalizado), esquemas de abertura e religamento

monopolar e compensação da corrente capacitiva do sistema.

Mais além, Miller *et al.* (2010) ainda propõem um método que calcula a contribuição individual da corrente capacitiva proveniente de cada um dos terminais, sendo esta subtraída da corrente medida em cada extremidade da linha. A corrente resultante compensada é utilizada tradicionalmente no cálculo diferencial. Uma desvantagem desse método, é a dependência de sinais de tensão nos terminais, os quais demandam a análise de sinais de tensão provenientes de transformadores de potencial (TPC), os quais podem apresentar distorções de medição nos secundários desses equipamentos. Por fim, comenta-se acerca das premissas relativas à comunicação do canal, velocidade, largura de banda, atrasos intrínsecos, multiplexação de sinais, sincronização de dados, entre outros.

Molas *et al.* (2012) propõem um algoritmo de detecção de faltas adotando a teoria de comparadores que resulta na delimitação de uma região de restrição obtida pela utilização de quatro comparadores de fase, os quais fazem uso somente das partes real e imaginária das grandezas envolvidas na determinação da localização do curto-circuito no plano- $\alpha$ . Os resultados obtidos mostram a correta atuação da proteção investigada, com boa velocidade de eliminação de defeitos, e, sendo possível analisar a variável binária indicativa da atuação ou restrição da proteção para determinado curto-circuito.

Neste mesmo contexto e em complementação ao trabalho Molas *et al.* (2012), Molas *et al.* (2013) deduzem analiticamente as trajetórias no plano- $\alpha$  para os curtos-circuitos monofásico, trifásico, bifásico e bifásico terra, evidenciando a dependência da corrente de carga na atuação das unidades de fase em contrapartida à independência para as unidades de sequência. Além disso, os autores demonstram a influência da corrente capacitiva nas trajetórias das unidades diferenciais para circuitos de linhas de transmissão longas, retratando a remoção desta e da corrente de carga de pré-falta dos elementos de fase do sistema proposto.

Kasztenny *et al.* (2013) realizam um estudo comparativo criterioso a respeito do comportamento de atuação de ambas as proteções diferenciais parametrizadas nos mais modernos relés microprocessados: a proteção diferencial percentual e via plano- $\alpha$ . Os autores expõem as semelhanças e diferenças entre as duas abordagens, bem como as vantagens e desvantagens comparativas entre elas. Algumas condições operativas e de curto-circuito são aplicadas e analisadas para diferentes tipos de sistemas, abrangendo-se as principais dificuldades enfrentadas

pela proteção diferencial, tais como saturação de TCs, desalinhamento de fasores e presença da corrente capacitiva em longas linhas de transmissão. Além desses fatores mencionados, também são retratados algoritmos adaptativos que incrementam a lógica da proteção diferencial, permitindo a alternância de modos de operação e/ou ajustes do relé diante de situações específicas de funcionamento do sistema.

Molas (2014) implementa um modelo de relé digital da proteção diferencial de linhas de transmissão sem compensação utilizando-se da característica modificada do plano- $\alpha$  para a detecção de curtos-circuitos. Para o desenvolvimento do trabalho, no ambiente MODELS do ATP é implementada toda a modelagem da proteção diferencial em conjunto com técnicas adicionais complementares, tais como o plano- $\alpha$  generalizado, algoritmos de eliminação da corrente capacitiva, restrição por harmônicas e detecção de falta externa. O algoritmo foi utilizado na avaliação de diversas simulações de curtos-circuitos em um dado sistema elétrico visando a obtenção das análises transitórias de curto-circuito e de sensibilidade paramétrica.

### 2.3 ESTADO DA ARTE DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

Alguns dos trabalhos citados nas Seções anteriores, também abordam o comportamento da proteção diferencial de linhas com compensação série. Nesse sentido, esses trabalhos são convenientemente citados novamente nessa seção.

Tziouvaras *et al.* (2001) aponta parte das dificuldades enfrentadas por esquemas de proteção diante de uma linha de transmissão com compensação série. Por exemplo, uma das primeiras complicações envolvem casos de inversão de tensão, nos quais, na decorrência de curtos-circuitos internos à linha e muito próximos aos bancos de capacitores, a impedância calculada por um relé até a localização do defeito passa a ser predominantemente capacitiva, e com isso, o relé torna-se incapaz de operar corretamente, visto que interpreta a falta como sendo reversa, à montante da linha protegida. Outra problemática é decorrente de situações de inversão de corrente, as quais podem ocasionar erros de alcance da proteção de distância, enquanto que para os relés diferenciais, a depender da localização do defeito, a contribuição ao curto-circuito interno fornecida por um dado terminal da linha, indica a saída de corrente ao invés de sua

entrada, isto é, configurando uma condição de *outfeed*. Por fim, os autores comentam acerca dos efeitos transitórios provenientes de oscilações de baixa frequência provocadas por causa do circuito LC da linha compensada. Essas oscilações ora acarretam em um sub-alcance da proteção de distância, ora, em um sobre-alcance.

Benmouyal (2005) apresenta aspectos únicos presentes nas trajetórias do plano- $\alpha$  quando linhas de transmissão com compensação série são protegidas por relés diferenciais. O principal impacto nas trajetórias dos elementos diferenciais representa o surgimento de uma componente adicional de frequência nas correntes medidas ocasionada devido ao fenômeno conhecido como ressonância de sub-frequências. A ressonância sub-síncrona ocorre, tipicamente, entre 5 e 20 Hz, podendo causar uma instabilidade e grande variação na fase das correntes diferenciais, sendo dificilmente removida por processos de filtragem, haja visto que o valor exato da frequência não é conhecido a priori.

Xu *et al.* (2007) desenvolvem um novo algoritmo com o objetivo de simular a proteção diferencial de corrente a ser empregada para uma linha de transmissão na China, com mais de 600 km de extensão, e de ultra alta tensão, 1000 kV. Devido aos elevados valores de corrente capacitiva que podem surgir na linha de interesse, a modelagem proposta se baseia na natureza distribuída dos parâmetros da linha ao utilizar o modelo  $\pi$  exato. Dessa forma, as correntes medidas nos terminais passam a ter um novo referencial, o qual pode ser escolhido para um ponto arbitrário da linha, para o qual a proteção diferencial tradicional é aplicada. Ou seja, tal modelagem permite a comparação das correntes para o mesmo referencial. São realizadas diversas simulações para sistemas sem compensação, assim como em sistemas compensados através de bancos de capacitores série e reatores *shunt*. Os resultados obtidos revelam uma operação satisfatória da proteção permitindo a validação do algoritmo, o qual apresenta a robustez desejada diante dos efeitos capacitivos da linha. Em relação à compensação da linha, os autores sugerem que o ponto de comparação das correntes a ser escolhido para linhas com bancos de capacitores série ou reatores *shunt* deve ser o ponto de conexão desses equipamentos na linha de transmissão.

Altuve *et al.* (2009) detalham criteriosamente os desafios anteriormente citados e enfrentados pela proteção de linhas de transmissão compensadas, tais como inversões de tensão, inversões de corrente, erros de alcance de atuação sub ou sobre-estimados, bem como as soluções utiliza-

das para contornar tais problemáticas. Alguns recursos adotados consistem no uso da memória de tensão, da medição de impedâncias para as componentes de sequência, de uma lógica de detecção para faltas à jusante do banco de capacitores, de um esquema de comparação direcional de segurança, e, por fim, o emprego das unidades de fase e sequência do plano- $\alpha$  e sua característica modificada. Além disso, os autores propõem uma série de ajustes e recomendações para cada uma das três topologias de instalação da compensação série para uma linha de transmissão: na metade da linha, em apenas um terminal ou em ambas as extremidades. Finalmente, são analisadas algumas simulações de curtos-circuitos reais para sistemas de transmissão com compensação série existentes.

Xue *et al.* (2013) descrevem algumas condições do sistema que impactam diretamente na proteção diferencial de linhas de transmissão tais como compensação série aplicada na linha protegida, a ocorrência de oscilações de potência no sistema e as contribuições de curtos-circuitos originárias de fontes inversoras. Tais condições ainda não são bem compreendidas quando relacionadas à proteção diferencial de linhas de transmissão. O artigo analisa o desempenho da atuação da proteção diferencial, conferida pelas cinco unidades diferenciais, diante das situações citadas do sistema, discutindo um pouco sobre a segurança da função 87, mas principalmente, sobre a confiabilidade alcançada com o algoritmo utilizado.

Xue *et al.* (2012) abordam um pouco mais além que Xue *et al.* (2013). Avaliam ainda o comportamento da proteção diferencial de linhas diante de mais duas condições do sistema tais como a influência de uma fonte fraca interligada em um dos terminais da linha de transmissão protegida e a abertura monopolar e religamento de uma das fases da linha protegida acometida por uma falta monofásica. Os dois trabalhos concluem que o uso das cinco unidades diferenciais reduzem consideravelmente as dificuldades enfrentadas pela proteção diferencial quando comparada com outros esquemas de proteção baseados nas informações de apenas um dos terminais da linha, tais como a proteção de distância, sobrecorrente e direcional.

Bakie *et al.* (2015) retratam um estudo de caso realizado em duas linhas de transmissão com nível de tensão de 230 kV existentes no sul do estado de Idaho nos Estados Unidos da América. Com o objetivo de fornecer maior potência ao sistema elétrico interligado, e, aproveitando que os bancos de capacitores existentes estavam chegando ao fim de sua vida útil e seriam substituídos em breve, a empresa Idaho Power propôs aumentar o grau de compensação série desses bancos de

capacitores de 28 % para 70 % e realizar diversos testes práticos para avaliar o comportamento da proteção das linhas nessa configuração de maior compensação afim de dimensionar os novos bancos de capacitores a serem instalados. Para isso, inicialmente, o fabricante desenvolve um modelo do sistema existente no PSCAD, do inglês *Power System Computer Aided Design*, capaz de prover simulações em regime transitório e de avaliar o sistema de proteção do varistor de óxido metálico, MOV, do inglês *Metal Oxide Varistor*, inserido nos bancos de capacitores série. Vários cenários de defeitos foram testados com o uso do formato COMTRADE, do inglês *Common Format for Transient Data Exchange*, e, devido à exigência de um maior grau de compensação para o sistema, observaram-se casos de inversão de tensão e de severas inversões de corrente. A melhora nos resultados de atuação da proteção diferencial é obtida através de ajustes realizados nos parâmetros das correntes diferenciais de *pick-up*, e para o ângulo  $\alpha$  de bloqueio e raio  $R$  de restrição da característica modificada do plano- $\alpha$ . Os autores ressaltam que a garantia de segurança desse esquema, depende da simetria do canal de comunicação e da não saturação de TCs.

Apesar de Conceição (2015) não avaliar um esquema de proteção para o sistema com linha de transmissão com compensação série apresentado, mas somente a proteção do banco fornecida pelo MOV associado a um centelhador auto-induzido, do inglês *Spark GAP*, é importante citar este trabalho devido à contribuição quanto aos resultados obtidos através das análises transitórias de curto-circuito que abordam a influência da compensação série fixa sobre as tensões de restabelecimento transitórias e ressonâncias subsíncronas, bem como por meio das análises de sensibilidade paramétrica as quais avaliam a cobertura e o tempo de atuação do GAP assim como o impacto da não atuação deste componente. No trabalho, um sistema fictício de uma linha de transmissão com compensação série fixa é avaliado em configurações distintas de força das fontes e com dois valores de porcentagem diferentes para o grau da compensação série aplicada. Ressalta-se que este mesmo sistema foi utilizado como base inicial para esta dissertação de mestrado com a diferença do parâmetro de comprimento da linha utilizada o qual acarreta em uma série de novos ajustes para a compensação série.



## FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fim de elucidar os princípios da proteção diferencial e apontar os principais problemas a serem contornados, este capítulo apresenta tópicos relevantes acerca da proteção diferencial de linhas de transmissão, particularmente, para linhas com compensação série, bem como os equacionamentos necessários para o desenvolvimento desta dissertação.

### 3.1 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE CORRENTE

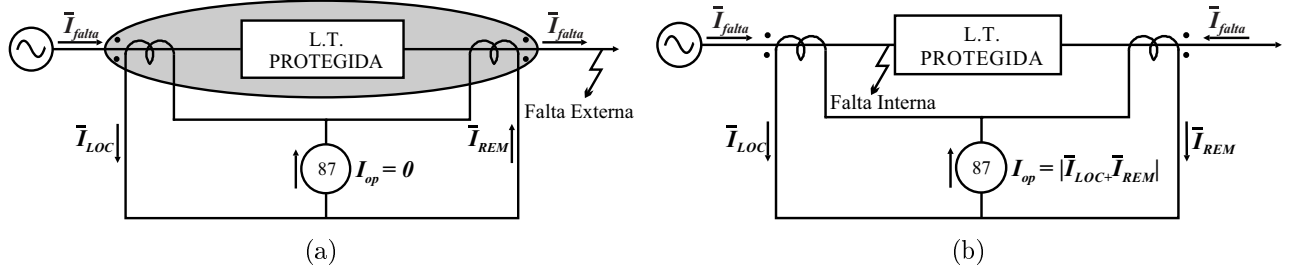
A função de proteção diferencial de corrente (código ANSI 87) baseia-se na Lei de Kirchhoff das correntes. Isto é, em condições normais de operação do sistema, a corrente diferencial  $I_{dif}$  resultante da soma das correntes que entram e que saem do elemento protegido é idealmente igual a zero. Em contrapartida, na ocorrência de um curto-circuito interno, esta soma apresenta valores diferentes de zero, e caso essa magnitude seja maior que um valor limítrofe, denominado de corrente de *pick-up*, os relés detectam o defeito e enviam o comando de abertura aos disjuntores de forma a extinguir o curto-circuito (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

Para uma linha de transmissão de dois terminais, as correntes medidas nesses terminais,  $\bar{I}_1$  e  $\bar{I}_2$ , são basicamente equacionadas para os cálculos das correntes diferenciais de operação e de restrição, respectivamente  $I_{op}$  e  $I_{res}$ , conforme em (3.1) e (3.2).

$$I_{dif} = I_{op} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| \quad (3.1)$$

$$I_{res} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| \quad (3.2)$$

No caso desta dissertação, o objeto de estudo a ser protegido sempre se refere a uma linha de transmissão de dois terminais, e, conforme ilustrado na Figura 3.1(a), os TCs delimitam a zona de proteção, ou seja, toda a extensão da linha protegida pela função diferencial. A partir deste



**Figura 3.1.** (a) Relé diferencial da linha de transmissão protegida sob condição de falta externa, (b) relé diferencial sob condição de falta interna.

ponto, as correntes medidas pelos TCs serão referidas como sendo  $\bar{I}_1 = \bar{I}_{Loc}$  para a corrente verificada no TC do terminal local e  $\bar{I}_2 = \bar{I}_{REM}$  para a corrente verificada no TC do terminal remoto da linha de interesse. Ainda sobre a Figura 3.1(a), nota-se a ocorrência de uma falta externa, logo, a corrente medida no terminal local que entra na linha,  $\bar{I}_{Loc}$ , é essencialmente igual à medida no terminal remoto,  $\bar{I}_{REM}$ , a qual sai da linha. Isto é, as duas correntes possuem mesmo módulo, porém, estão  $180^\circ$  defasadas entre si. Dessa forma, o cálculo da corrente de operação por meio de (3.1) tem resultado idealmente nulo, enquanto que a corrente de restrição de (3.2) resulta no dobro da corrente passante pela linha.

Em contrapartida, na situação ilustrada pela Figura 3.1(b), a falta é interna à linha de transmissão, e com isso, a corrente de operação passa a ser o dobro da corrente medida, por exemplo, no terminal local, igualmente como ocorre para a corrente de restrição. Isto é, ambas resultam no dobro da corrente passante pela linha, e, visando a correta extinção da falta, para que o relé diferencial seja sensibilizado e o comando de abertura seja enviado aos disjuntores das fases envolvidas no curto-circuito, as condições de operação de (3.3) e (3.4) devem ser atendidas. Logo, a corrente de operação  $I_{op}$  deve ser maior que a corrente de restrição  $I_{res}$  conforme o ajuste do coeficiente de proporcionalidade  $SLP$  empregado em (3.3), bem como deve ser maior que um valor de *pick-up* pré-estabelecido definido em (3.4).

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} \quad (3.3)$$

$$I_{op} > I_{pk} \quad (3.4)$$

sendo  $SLP$  denominado de *slope*, o ajuste percentual para a curva de atuação da proteção, de tal forma a garantir maior sensibilidade ao relé (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

Cabe ressaltar que, assim conforme abordado por Tziouvaras *et al.* (2001), além da definição

da corrente de restrição em (3.2), também podem ser utilizadas outras expressões para  $I_{res}$  tais como apresentadas em (3.5) à (3.8):

$$I_{res} = SLP \cdot |\bar{I}_{LOC} - \bar{I}_{REM}| \quad (3.5)$$

$$I_{res} = SLP \cdot (|\bar{I}_{LOC}| + |\bar{I}_{REM}|) \quad (3.6)$$

$$I_{res} = \max(|\bar{I}_{LOC}|, |\bar{I}_{REM}|) \quad (3.7)$$

$$I_{res} = \sqrt{|\bar{I}_{LOC}| \cdot |\bar{I}_{REM}| \cdot \cos \theta} \quad (3.8)$$

sendo  $\theta$  a diferença angular entre as correntes  $I_{REM}$  e  $I_{LOC}$ .

Dentre estas, as Equações (3.6) e (3.7) são normalmente preferidas, por permitem que a corrente de restrição seja calculada para um equipamento a ser protegido que contenha mais de dois terminais ou que se utilize do método de restrição por harmônicas.

Outro aspecto relevante sobre a parametrização da função de proteção diferencial é que ela é implementada de forma segregada por fase. Isto é, o sistema de proteção torna-se capaz de comandar a abertura monopolar dos disjuntores apenas para a fase defeituosa envolvida, garantindo, assim, maior seletividade ao sistema elétrico de potência. As unidades diferenciais de fase são geralmente referenciadas na literatura como 87LA, 87LB e 87LC.

Cabe verificar também se os TCs em todos os terminais do equipamento protegido possuem a mesma relação de transformação. Caso não tenham a mesma ordem de grandeza, a proteção diferencial de corrente poderá atuar indevidamente. Para contornar este problema, as correntes medidas devem ser normalizadas para o sistema por unidade (pu) através de um valor de corrente de referência. Por exemplo, escolhe-se a máxima corrente primária verificada pelos TCs da região de proteção como a corrente base, também chamada de  $I_{nom}^{max}$ . Esta corrente de referência é utilizada no cálculo do TAP de normalização  $TAP_n$  e na corrente normalizada  $\bar{I}_{norm,n}$  de cada um dos  $n$  terminais, respectivamente, conforme as Equações (3.9) e (3.10).

$$TAP_n = \frac{I_{nom}^{max}}{RTC_n} \quad (3.9)$$

$$\bar{I}_{norm,n} = \frac{\bar{I}_{sec,n}}{TAP_n} \quad (3.10)$$

sendo  $RTC_n$  a relação de transformação do TC no terminal  $n$  e  $\bar{I}_{sec,n}$  a corrente no enrolamento secundário também do terminal  $n$ .

### 3.2 PLANOS DE REPRESENTAÇÃO

As duas ferramentas gráficas de representação comumente utilizadas na avaliação da proteção diferencial são o plano operacional e o plano alfa (plano- $\alpha$ ) que são ilustrados respectivamente pelas Figuras 3.2(a) e 3.2(b). No primeiro, a corrente de operação é representada no plano cartesiano em função da corrente de restrição. Observa-se, da Figura 3.2(a), que a delimitação entre as regiões de operação e restrição é definida pelas condições de atuação já mencionadas nas Equações (3.3) e (3.4). Portanto, haverá atuação do relé caso a corrente de operação  $I_{op}$  seja maior que o percentual  $SLP$  da corrente de restrição  $I_{res}$ , bem como, maior que o valor de corrente de *pick-up* pré-definido,  $I_{pk}$ .

Além do mais, é possível definir um segundo percentual que confere a inclinação pontilhada da Figura 3.3(a). Essa característica com duas inclinações, denominada *dual slope*, confere ao relé maior segurança na ocorrência de curtos-circuitos externos com saturação de TCs. Por outro lado, utilizando-se de um algoritmo de detecção de falta externa, também é possível estabelecer um terceiro percentual, apresentado na Figura 3.3(b), responsável por aumentar a região de restrição, quando há um curto-circuito externo ao elemento protegido, garantindo maior segurança ao relé de modo a evitar uma possível atuação indevida.

O segundo plano de representação, o plano- $\alpha$ , proposto originalmente por Warrington (1962), tem apresentado grandes vantagens de desempenho em sua utilização na proteção diferencial de linhas de transmissão (TZIOUVARAS *et al.*, 2002). O plano- $\alpha$  tem como representação no plano complexo as partes real e imaginária da razão entre as correntes medidas em ambos os terminais da linha de transmissão protegida. A Figura 3.2(b) ilustra este gráfico, e os equacionamentos básicos que definem o plano- $\alpha$  são apresentados de (3.11) à (3.14).

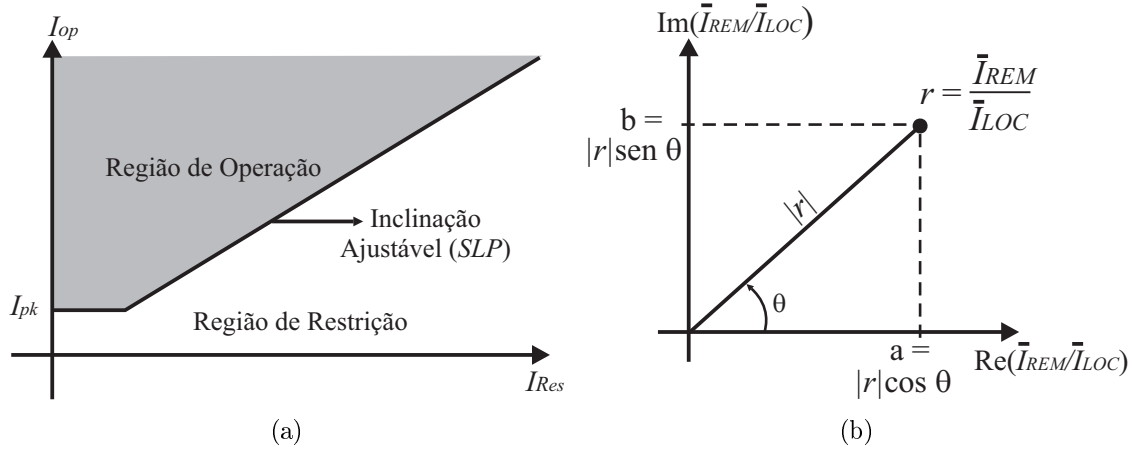
$$\frac{\bar{I}_{REM}}{\bar{I}_{LOC}} = a + jb = r = |r|e^{j\theta} \quad (3.11)$$

$$a = |r| \cos \theta, \quad b = |r| \sin \theta \quad (3.12)$$

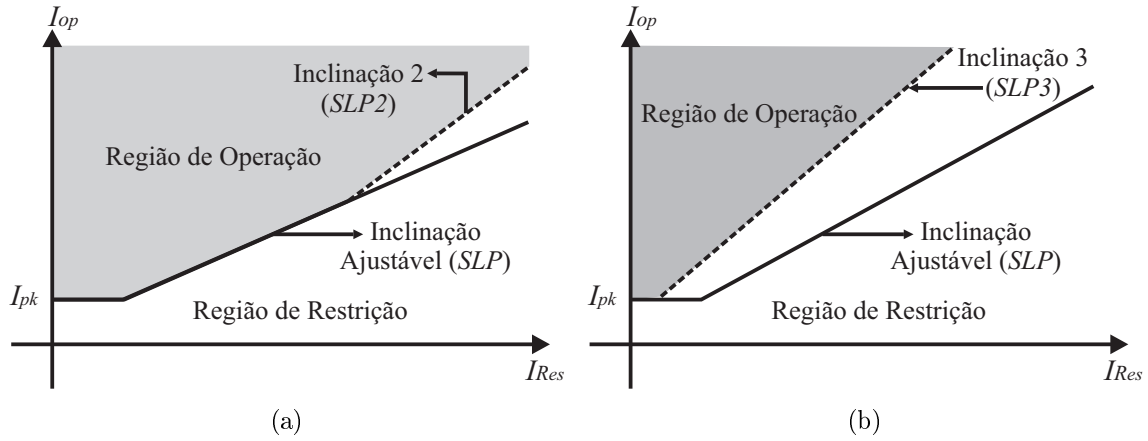
$$|r| = \frac{|\bar{I}_{REM}|}{|\bar{I}_{LOC}|} = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (3.13)$$

$$\theta = \arctan \frac{b}{a} \quad (3.14)$$

sendo:  $\bar{I}_{LOC}$  e  $\bar{I}_{REM}$ , respectivamente, as correntes medidas nos terminais local e remoto e  $\theta$ , como já mencionado, a defasagem angular entre essas correntes.



**Figura 3.2.** Planos de Representação. (a) Plano Operacional. (b) Plano- $\alpha$ .



**Figura 3.3.** Plano Operacional. (a) Característica estática *dual slope*. (b) Característica dinâmica.

Existe também o plano de representação que retrata o inverso do quociente do plano- $\alpha$ , chamado de plano beta (plano- $\beta$ ). Este apresenta resultados equivalentes ao plano- $\alpha$ , porém, por meio de outro referencial escolhido. O quociente do plano- $\beta$  divide a corrente  $I_{LOC}$  medida no terminal local pela corrente  $I_{REM}$  medida no terminal remoto (MOLAS, 2014). Em outras palavras, o plano- $\beta$  do terminal local corresponde ao plano- $\alpha$  do terminal remoto.

Com o objetivo de obter uma correspondência entre as delimitações de atuação e restrição da proteção diferencial representadas no plano operacional para o plano- $\alpha$ , Tziouvaras *et al.* (2001) propuseram um mapeamento utilizando-se de manipulações algébricas, bem como a partir da condição de atuação na qual a corrente de operação  $I_{op}$  pode ser igualada à corrente de restrição  $I_{res}$  definidas respectivamente em (3.1) e (3.5). Para o cálculo dos equacionamentos de (3.15) à (3.21), é importante frisar que a corrente de *pick-up* foi desconsiderada, e que a escolha da expressão que representa a corrente de restrição implica diretamente no formato resultante da

característica mapeada para o plano- $\alpha$ .

$$|\bar{I}_{REM} + \bar{I}_{LOC}| = SLP |\bar{I}_{LOC} - \bar{I}_{REM}| \quad (3.15)$$

$$\left| \frac{\bar{I}_{REM}}{\bar{I}_{LOC}} + 1 \right| = SLP \left| 1 - \frac{\bar{I}_{REM}}{\bar{I}_{LOC}} \right| \quad (3.16)$$

$$|a + jb + 1| = SLP |-a - jb + 1| \quad (3.17)$$

$$\sqrt{(a+1)^2 + b^2} = SLP \sqrt{(1-a)^2 + b^2} \quad (3.18)$$

$$a^2(1 - SLP^2) + b^2(1 - SLP^2) + 2a(1 + SLP^2) + 1 - SLP^2 = 0 \quad (3.19)$$

$$a^2 + b^2 + 2a \frac{(1 + SLP^2)}{(1 - SLP^2)} + 1 = 0, \quad (3.20)$$

completando os quadrados para  $a$ , obtém-se:

$$\left( a^2 + \frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2} \right)^2 + b^2 = \left( \frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2} \right)^2 - 1, \quad (3.21)$$

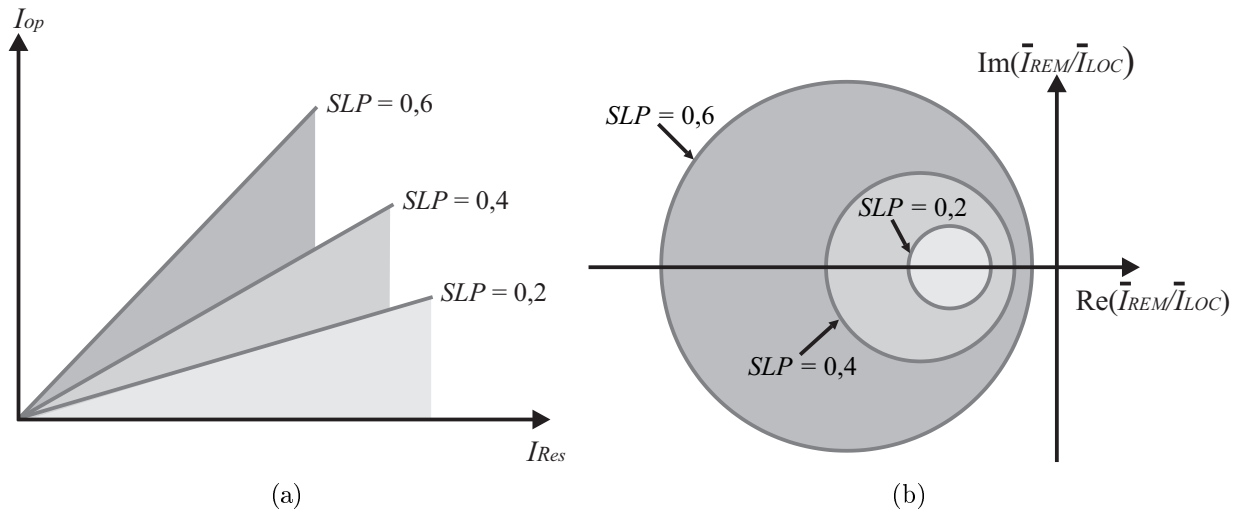
que representa a equação de uma circunferência com centro e raio iguais a:

$$CENTRO : \left( -\frac{1 + SLP^2}{1 - SLP^2}, 0 \right); \quad RAIIO : \frac{2SLP}{1 - SLP^2}. \quad (3.22)$$

Na Figura 3.4(b), são apresentadas três características de restrição circulares do plano- $\alpha$ , obtidas através da Equação (3.21) que define as três circunferências para três valores diferentes do percentual *slope*. Para cada característica circular de centro e raio calculados conforme (3.22), a região de operação encontra-se externa à circunferência, enquanto que a região interna representa a restrição da proteção. A partir desse contexto, fica claro que o valor escolhido para o *slope* influencia na sensibilidade do relé. Ou seja, conforme esse valor cresce, a característica de restrição aumenta, portanto, diminuindo a sensibilidade de atuação da proteção diferencial. Esse mesmo comportamento é observado na Figura 3.4(a) para o plano operacional. Para os mesmos três valores de *slope* escolhidos, conforme esse parâmetro aumenta, a região de restrição torna-se maior, minimizando novamente a sensibilidade de atuação do relé diferencial. Além disso, comparando ambos os planos da Figura 3.4, constata-se a correspondência do mapeamento entre as características de restrição do plano operacional para o plano- $\alpha$ .

### 3.3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO PLANO ALFA

Uma das principais vantagens na utilização do plano- $\alpha$  para a proteção diferencial de linhas de transmissão em relação ao plano operacional é a correlação imediata entre regiões do plano- $\alpha$



**Figura 3.4.** Comparação do mapeamento entre os planos. (a) Plano Operacional. (b) Plano- $\alpha$ .

correspondentes às diversas situações de operação do sistema elétrico. O que não é facilmente verificado no uso do plano operacional. Neste contexto, esta seção apresenta um resumo das situações operativas mais relevantes e a qual região do plano- $\alpha$  cada uma delas corresponde.

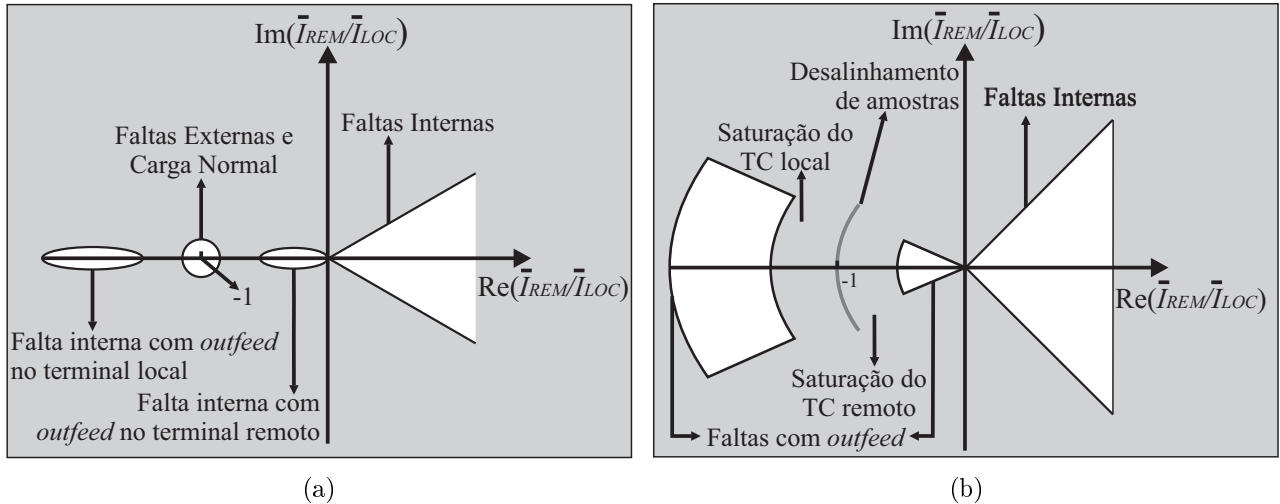
### 3.3.1 Comportamento diante de Curtos-Circuitos e *Outfeed*

Considerando o sistema exemplo de uma linha de transmissão de dois terminais ilustrado na Figura 3.5, para o funcionamento normal do sistema ou curto-circuito externo à linha de transmissão, de acordo com a polaridade dos TCs retratada, tem-se que  $\bar{I}_{LOC} = -\bar{I}_{REM}$  e a razão entre essas correntes representa o quociente do plano- $\alpha$  no ponto de repouso  $(-1, 0)$  do plano complexo. A Figura 3.6(a) ilustra a região em torno deste ponto na qual a razão entre as correntes pode recair.

Para curtos-circuitos internos à linha de transmissão, os ângulos dos fasores das correntes de contribuição passam a ter valores bem próximos, podendo apresentar ligeira defasagem de tipicamente até  $30^\circ$  entre si, segundo Tziouvaras *et al.* (2002). Com isso, e levando em



**Figura 3.5.** Sistema exemplo de uma linha de transmissão com canal de comunicação dedicado.



**Figura 3.6.** Regiões do plano- $\alpha$ . (a) Simples. (b) Com atraso da comunicação e saturação de TC.

consideração fatores como imprecisões acerca da classe de exatidão dos TCs e relés utilizados, carregamento do sistema e impedância das fontes até o local da falta, o quociente  $r$  do plano- $\alpha$  tende a recair em torno do eixo real positivo, conforme ilustrado na Figura 3.6(a).

Outro fator de grande relevância que determina a região na qual o quociente entre as correntes recairá é a ocorrência do *outfeed* para faltas internas à linha de transmissão. O *outfeed* ocorre quando uma das correntes a qual deveria entrar na linha para contribuir com o curto-circuito interno se apresenta muito pequena e com inversão de sentido, consequentemente, a razão entre as correntes passa a incidir no semi-plano esquerdo do plano- $\alpha$ . O *outfeed* pode sofrer interferência diante da variação do carregamento, do valor da resistência de falta, e, principalmente, da força das fontes do sistema (SIR, do inglês *Source Impedance Ratio*).

O valor de SIR está intimamente relacionado à capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito que cada fonte é capaz de fornecer. Este parâmetro é calculado através da divisão entre a impedância equivalente do sistema referente à tal fonte e a impedância da linha de transmissão na qual está conectada. Assim sendo, quanto menor for o SIR, menor é a impedância equivalente do sistema para a fonte correspondente, maior é a sua força, e, portanto, maior a sua capacidade de contribuição para a corrente de curto-circuito (THOMPSON; SOMANI, 2014).

Neste contexto, e tendo como base a Figura 3.6(b), quando uma componente de curto-circuito interno à linha de transmissão possui módulo desprezível diante de outras contribuições, o quociente do plano- $\alpha$  pode recair na região em torno do eixo real próxima à origem no



semiplano esquerdo indicada, dessa forma, correspondendo a situações de *outfeed* em um dado terminal remoto. Similarmente, o quociente do plano- $\alpha$  pode se estabilizar na região de valores negativos elevados do eixo real neste mesmo semiplano, quando são verificadas condições de *outfeed* no terminal local de referência.

### 3.3.2 Presença de Compensação Série na Linha de Transmissão

É interessante elucidar que, para uma linha de transmissão compensada através do uso de bancos de capacitores em série, são identificadas oscilações de baixa frequência (subsíncronas) devido à ressonância entre a capacitância série e as indutâncias do sistema. Tais oscilações não são facilmente removidas mesmo com o uso de filtros passa-baixas em virtude de atrasos associados ao processo de filtragem (BENMOUYAL, 2005). Por conseguinte, os quocientes calculados do plano alfa circulam em torno de seu valor de regime permanente. Por exemplo, no caso de um sistema com elevado carregamento, o regime permanente de curto-circuito pode se posicionar muito próximo ao limiar que demarca a região de restrição do esquema de proteção diferencial. Dessa forma, os quocientes calculados no plano- $\alpha$  ora recaem dentro ora fora da característica, resultando em atrasos de atuação e, possivelmente, prejudicando a confiabilidade do sistema de proteção.

### 3.3.3 Atrasos no Canal de Comunicação

Quando o elemento a ser protegido por um ou mais relés possui tamanha dimensão como no caso de uma linha de transmissão, é inevitável a ocorrência de atrasos na troca de informações entre os terminais, qual seja o canal de comunicação utilizado. Em relação à proteção diferencial de linhas, tais atrasos podem representar correntes diferenciais espúrias devido à defasagem angular resultante da utilização de fasores obtidos em instantes de tempo diferentes.

Em um sistema que opera na frequência dos 60 Hz, 1 ms de diferença no instante de amostragem entre dois fasores equivale a uma defasagem angular de  $21,6^\circ$ , o que pode acarretar uma decisão de atuação ou restrição da proteção no plano- $\alpha$  indevida. Assim sendo, a sincronização das amostras enviadas entre os relés torna-se extremamente necessária para solucionar esses

problemas de comunicação.

Mills (1991) apresentou duas soluções para compensar os atrasos na comunicação. A primeira consiste em uma estratégia de sincronização baseada no canal de comunicação do tipo "ping-pong", exigindo simetria deste canal, no qual os caminhos de ida e de volta devem apresentar atrasos idênticos, tal como ocorre na comunicação ponto a ponto com fibra óptica dedicada. Este método pode acarretar em atrasos da ordem de 1 à 2 ms. A segunda solução é obtida através do uso de uma referência externa de tempo, por exemplo, o GPS (do inglês *Global Positioning System*), sendo que esta segunda opção independe da simetria do canal, entretanto, depende de sinais de satélite e dispositivos adicionais que torna o sistema de proteção vulnerável à defeitos que possam não ser contornáveis.

Por fim, a Figura 3.6(b) identifica o desalinhamento das amostras ocasionado pelos atrasos do canal de comunicação. Esse desalinhamento provoca erros de sincronização que propiciam a rotação angular em relação à origem dos quocientes do plano- $\alpha$ . Segundo Ferrer & Schweitzer (2010), a extensão da linha de transmissão impacta diretamente no tamanho do atraso de propagação do canal, e, portanto, torna-se essencial para a proteção diferencial a consideração deste atraso no cálculo do tempo de atuação do algoritmo de proteção do relé, principalmente para linhas de transmissão longas, entre 250 km à 500 km, que podem acarretar em atrasos da ordem de 833,3  $\mu$ s à 1,666 ms para um canal de comunicação do tipo *wireless* e de 1,223 ms à 2,446 ms no caso da fibra óptica.

### 3.3.4 Saturação de TC

A principal problemática com a saturação de um TC ocorre para curtos-circuitos externos. De fato, TCs saturados fornecem medições espúrias ao relé, as quais, geralmente, são reduzidas em termos de sua magnitude e avançadas em relação à fase dos fasores obtidos no terminal saturado. Conseqüentemente, a razão entre as correntes plotada no plano- $\alpha$  é afastada do ponto ideal de bloqueio  $(-1, 0)$  (BENMOUYAL; LEE, 2004). Em concordância com a Figura 3.6(b), caso o TC do terminal remoto sature, o quociente  $r$  do plano- $\alpha$  apresentará uma redução de módulo e um aumento na fase, voltando-se para o terceiro quadrante na direção da reta indicada em tal figura. Em contrapartida, caso o TC do terminal local sature, o quociente sofrerá um

aumento no módulo e uma redução de fase, convergindo no sentido oposto da reta de saturação em direção ao segundo quadrante.

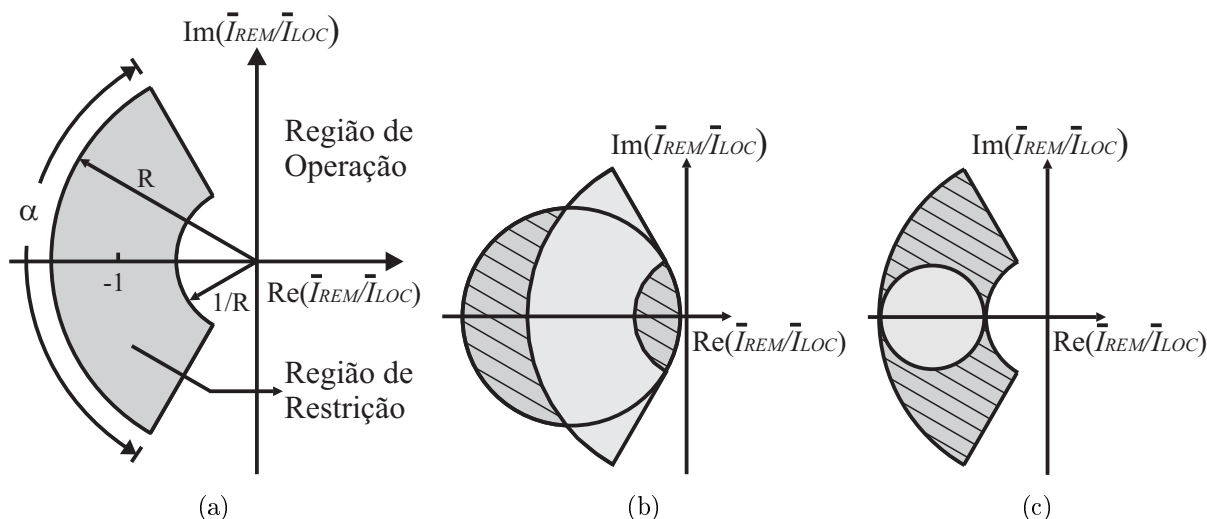
É importante ressaltar que a reta de saturação representada na Figura 3.6(b) indica apenas uma orientação para o comportamento do quociente do plano- $\alpha$  durante a saturação de um TC. Entretanto, ela não é uma determinação, visto que a saturação é um fenômeno transitório e dependente de outros fatores. Apesar disso, tal comportamento possibilita a concepção de uma característica de restrição que englobe tal região de saturação tornando a proteção mais segura até mesmo em casos de saturações mais severas. Tal reflexão, inicialmente apresentada por Tziouvaras *et al.* (2001), propiciou a implementação de uma nova característica de restrição modificada do plano- $\alpha$ , a qual é amplamente utilizada nesta dissertação e será apresentada na próxima Seção 3.3.5.

### 3.3.5 Característica de Restrição Modificada

Recentemente, a utilização do plano- $\alpha$  tem se tornado bastante atraente na aplicação da proteção diferencial de linhas de transmissão, justamente por possibilitar a construção de características de restrição direcionadas à melhor se adaptarem diante das particularidades citadas anteriormente, a saber: curtos-circuitos internos e externos, ocorrência de *outfeed* para faltas internas, presença de compensação série na linha, desalinhamento de amostras causado por atrasos no canal de comunicação, saturação de TCs, dentre outras (MOLAS *et al.*, 2012).

Nesse contexto, Tziouvaras *et al.* (2001) propôs uma característica de restrição modificada, que é ilustrada na Figura 3.7(a). Tal característica é definida por dois parâmetros: um ângulo  $\alpha$  e um raio  $R$ . A região de restrição delimita-se entre duas retas que saem da origem e vão em direção ao segundo e terceiro quadrantes do plano- $\alpha$  defasadas entre si pelo ângulo  $\alpha$ , e que se interceptam com duas circunferências de raios  $R$  e  $\frac{1}{R}$ .

O ângulo  $\alpha$  fornece a abertura necessária para se adequar aos mais severos casos de erros de comunicação. As maiores assimetrias de canal provocam atrasos da ordem de 3 à 5 ms, que ocorrem para linhas de transmissão longas com mais de 160 km. Um ajuste de  $216^\circ$  para o ângulo  $\alpha$  é capaz de contornar tal falha. Por sua vez, o ajuste pelo raio  $R$  fornece boa adaptação para as demais situações como saturação de TCs e oscilações de baixa frequência



**Figura 3.7.** (a) Característica de restrição modificada. (b) Vantagem em tolerância ao *outfeed* e saturação de TCs. (c) Vantagem em tolerância à assimetria do canal.

(TZIOUVARAS *et al.*, 2002).

Na intenção de demonstrar as vantagens que levaram à concepção da característica de restrição modificada e sua utilização ao invés da característica tradicional circular, ambas são ilustradas nos planos- $\alpha$  da Figura 3.7 em diferentes configurações comparativas. Primeiramente, na Figura 3.7(b), as duas características são igualadas de maneira a garantir aproximadamente a mesma tolerância em relação aos atrasos de comunicação e à saturação de TCs, com isso, a característica modificada apresenta um ganho de sensibilidade quando comparada à circular, permitindo a correta atuação da proteção diferencial de corrente mesmo na ocorrência de faltas internas com *outfeed*, as quais recaem na região hachurada da Figura.

Por outro lado, conforme retratadas na Figura 3.7(c), as duas características são novamente igualadas, porém, com o intuito de prover uma tolerância similar em relação às faltas internas com *outfeed*. Mais uma vez, a característica modificada demonstra-se mais vantajosa em comparação à circular, visto que provê maior sensibilidade da proteção mesmo diante de curtos-circuitos internos com erros ocasionados por atrasos de comunicação. Tais curtos-circuitos não são identificados corretamente caso a característica circular tradicional seja adotada, pois se posicionam na região hachurada do plano- $\alpha$  da Figura 3.7(c).

Por fim, conclui-se que o emprego da característica modificada do plano- $\alpha$  aplicada na proteção diferencial de corrente de linhas de transmissão traz inúmeros benefícios, inclusive, em relação à característica percentual do plano operacional. O formato da característica modificada possui maior flexibilidade de ajuste de tal modo que as situações operativas citadas sejam

levadas em consideração proporcionando a correta atuação da proteção. Por outro lado, o ajuste da inclinação proveniente do parâmetro  $SLP$  da característica percentual não é capaz de prover tal versatilidade.

### 3.4 CORRENTE CAPACITIVA

Uma importante particularidade a ser levada em consideração na proteção diferencial de linhas de transmissão é que, na prática, ao longo de toda a extensão da linha, existem capacitâncias distribuídas as quais drenam a chamada corrente capacitiva da linha,  $\bar{I}_C$ . Para linhas curtas, normalmente, esta corrente tem valor desprezível. Entretanto, conforme a linha de transmissão aumenta em extensão e nível de tensão, a corrente capacitiva torna-se suficientemente significativa a ponto de prejudicar a segurança e confiabilidade da proteção diferencial de corrente (BI *et al.*, 2005).

$$r = \frac{\bar{I}_{REM}}{\bar{I}_{LOC}} = \frac{-\bar{I}_{LD} + \bar{I}_C}{\bar{I}_{LD} + \bar{I}_C} \quad (3.23)$$

sendo  $\bar{I}_{LD}$  a corrente de carga de uma linha de transmissão.

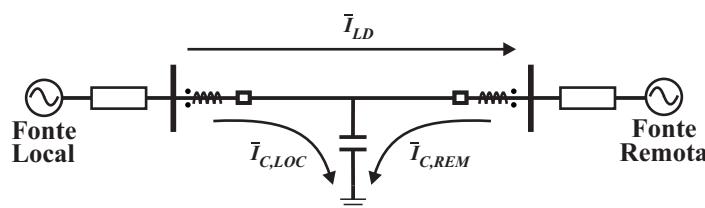
A Equação (3.23) é formulada de acordo com o circuito representativo de um sistema elétrico de potência simplificado ilustrado na Figura 3.8, sendo que a corrente capacitiva total representa a soma das correntes capacitivas provenientes de ambos os terminais da linha:  $\bar{I}_C = \bar{I}_{C,LOC} + \bar{I}_{C,REM}$ . Observa-se que, para valores desprezíveis de  $\bar{I}_C$ , o quociente  $r$  do plano- $\alpha$  tende a se estabelecer no ponto de restrição desejado da proteção diferencial, ou seja, no ponto  $(-1, 0)$ . Por outro lado, conforme  $\bar{I}_C$  se eleva, e considerando o limite da Equação (3.23) na qual a corrente de carregamento  $\bar{I}_{LD}$  torna-se desprezível em relação à corrente capacitiva, fazendo com que o quociente do plano- $\alpha$  se oriente na direção do ponto  $(1, 0)$  contido na região representativa de atuação da proteção diferencial diante de faltas internas à linha. Portanto, fica evidente que a corrente capacitiva interfere na região do plano- $\alpha$  na qual o quociente reincide, diminuindo, assim, a segurança e confiabilidade de atuação da proteção. Uma forma de solucionar esse problema consiste no cálculo da corrente capacitiva da linha de tal forma a elevar o valor de *pick-up* do relé para uma quantia acima do calculado (MILLER *et al.*, 2010).

Não obstante, a corrente capacitiva, responsável por provocar o efeito Ferranti na linha, não é capaz de ser medida diretamente, e, portanto, não é considerada na formulação básica

do algoritmo de proteção para um relé diferencial. Dessa forma, principalmente para longas linhas de transmissão e diante de uma falta externa ou funcionamento normal do sistema, esta corrente capacitiva pode ser identificada equivocadamente como uma corrente de curto-circuito interno espúria ocasionando a atuação indevida da proteção diferencial da linha (KASZTENNY *et al.*, 2013).

Ainda, uma das situações mais críticas em relação à corrente capacitiva ocorre durante a energização de uma linha de transmissão, enquanto  $\bar{I}_C$  é fornecida em sua totalidade por apenas um dos terminais. Conseqüentemente, o quociente  $r$  do plano- $\alpha$  pode resultar em um valor nulo ou infinito dependendo de qual terminal da linha esteja aberto. Além disso, a componente DC de decaimento exponencial proveniente do chaveamento no terminal energizado provoca uma elevação demasiada no valor de pico da corrente de energização quando comparada ao correspondente valor em regime permanente. Tal situação, obriga que o valor de *pick-up* seja bastante elevado, ao menos durante o período transitório da energização. Contudo, a elevação necessária do  $I_{pk}$  pode reduzir consideravelmente a sensibilidade do esquema de proteção, visto que a corrente de energização é capaz de alcançar a ordem de centenas de amperes primários para linhas de transmissão longas. Em tais situações, esta corrente de energização pode atingir a mesma ordem de grandeza de uma corrente de curto-circuito interno, possibilitando, dessa forma, a indevida sensibilização do relé diferencial (MILLER *et al.*, 2010).

Por fim, ressalta-se que na literatura são encontradas lógicas diferenciais que levem em consideração a compensação da corrente capacitiva, assim como, algoritmos que possibilitam a remoção desta corrente, sendo vários destes detalhadamente descritos e discutidos por Alves (2014). Contudo, os métodos de compensação existentes demandam o uso de transformadores de potencial indutivos (TPIs) ou capacitivos (TPCs) para a medição dos sinais de tensão nos terminais da linha, fazendo com que a função diferencial deixe de ser baseada unicamente nas correntes medidas nos terminais da linha protegida.



**Figura 3.8.** Representação simplificada da corrente capacitiva.

### 3.4.1 Algoritmo de Remoção da Corrente Capacitiva

O método de remoção da corrente capacitiva escolhido para esta dissertação, originalmente descrito por Miller *et al.* (2010), tem sua formulação apresentada a seguir. O algoritmo de remoção, independentemente da contribuição singular de cada terminal, tem como objetivo eliminar a corrente capacitiva total presente na linha. O cálculo desta corrente é realizado por meio da média obtida da tensão na linha  $\bar{V}_{med}$  descrita na Equação (3.24) e de sua capacitância total  $C_{total}$  conforme indicado na Equação (3.25). Nesse contexto, é como se houvesse um capacitor conectado em cada terminal da linha representando uma contribuição individual de corrente capacitiva  $\bar{I}_{C,i}$  tal como equacionado em (3.26). Cada uma dessas contribuições calculadas não correspondem à contribuição real destes terminais, entretanto, quando somadas, resultam na corrente capacitiva total da linha.

$$\bar{V}_{med} = \sum_{i=1}^n \bar{V}_i / n \quad (3.24)$$

$$\bar{I}_{C,total} = j\omega C_{total} \cdot \bar{V}_{med} \quad (3.25)$$

$$\bar{I}_{C,i} = \frac{1}{n} \cdot j\omega C_{total} \cdot \bar{V}_i \quad (3.26)$$

sendo  $n$  o número de terminais da linha protegida,  $\bar{V}_i$  a tensão medida individualmente para cada extremidade  $i$  da linha, e  $\omega$ , a frequência angular fundamental do sistema.

Para cada terminal  $i$ , o relé determina a corrente compensada  $\bar{I}_{TX}$ , descrita na Equação (3.27), subtraindo a contribuição de corrente capacitiva individual calculada  $\bar{I}_{C,i}$  da corrente medida  $\bar{I}_i$ . Então, tal corrente compensada é enviada através do canal de comunicação aos demais terminais, sendo recebida e identificada como a corrente  $\bar{I}_{RX}$ .

$$\bar{I}_{TX} = \bar{I}_i - \bar{I}_{C,i} \quad (3.27)$$

À medida que o relé diferencial recebe a corrente compensada de todos os terminais remotos da linha de transmissão, a compensação total pode ser calculada automaticamente através da corrente diferencial equacionada em (3.28).

$$I_{dif,comp} = \left| \bar{I}_{TX} + \sum_{i=1}^n \bar{I}_{RX} \right| = \left| \sum_{i=1}^n \bar{I}_i - \sum_{i=1}^n \bar{I}_{C,i} \right| = \left| \bar{I}_{dif} - \bar{I}_{C,total} \right| \quad (3.28)$$

sendo  $\bar{I}_{RX}$  cada parcela compensada de corrente recebida dos  $n$  terminais remotos e  $\bar{I}_{dif}$  o fasor de corrente diferencial calculado no terminal local.

É interessante citar que, para uma eventual perda do sinal de tensão ou mesmo para sistemas que não possuem medição em todos os terminais da linha protegida, é possível criar uma variável de controle enviada por cada relé contido na zona protegida aos demais terminais que indique se o mesmo deve ser considerado no cálculo da compensação ou não. Dessa forma, os relés que realizam a compensação em seus respectivos terminais podem adaptar o valor de  $n$  sem contar com os terminais que não o fazem. É evidente que para a proteção, o melhor é que todos os terminais da linha protegida realizem a compensação da corrente capacitiva. Entretanto, caso algum terminal não possa proceder com o equacionamento devido à impedimentos técnicos como mencionado, a qualidade do resultado torna-se reduzida, porém, ainda são significativamente superiores se comparado à situação de não compensação (MILLER *et al.*, 2010).

Para o caso de sistemas trifásicos, deve-se considerar a matriz capacitância da linha de transmissão para a estimação da corrente capacitiva, a saber:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix}_{CAP} = \begin{bmatrix} C_{AA} & C_{AB} & C_{AC} \\ C_{BA} & C_{BB} & C_{BC} \\ C_{CA} & C_{CB} & C_{CC} \end{bmatrix} \cdot j\omega \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_A \\ \bar{V}_B \\ \bar{V}_C \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

na qual, os termos  $C_{AA}$ ,  $C_{BB}$  e  $C_{CC}$  da matriz  $3 \times 3$  representam, respectivamente, as capacitâncias próprias das fases  $A$ ,  $B$  e  $C$ , enquanto que os demais termos da mesma matriz, equivalem às capacitâncias mútuas entre as fases.

### 3.5 UNIDADES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E ZERO

As unidades de sequência negativa e zero, reconhecidas respectivamente pelas nomenclaturas em código ANSI como 87LQ e 87LG, foram criadas com o intuito de particularizar a detecção de determinados curtos-circuitos alternativamente às unidades de fase 87LA, 87LB e 87LC. Por exemplo, diante de faltas assimétricas ou curtos-circuitos com elevada resistência de falta, as unidades de sequência apresentam um aumento considerável de sensibilidade na detecção desses defeitos sem perda de segurança na atuação (BENMOUYAL, 2005). Assim sendo, os elementos de sequência definem-se analogamente às unidades de fase, porém, utilizando-se das correntes de sequência negativa e zero. Conseqüentemente, ficam responsáveis por identificar curtos-circuitos assimétricos provendo maior sensibilidade de atuação, enquanto que as unidades de fase ficam encarregadas pela detecção de faltas trifásicas e situações normais de operação, dispondo de maior velocidade e segurança de atuação perante tais casos.



Uma grande vantagem no emprego das unidades de sequência no plano- $\alpha$  consiste na sensibilidade teórica infinita, termo originalmente utilizado por Benmouyal (2005), proporcionada por tais unidades na detecção de curtos-circuitos com elevada resistência de falta. Nesse contexto, a região infinita de cobertura, diante de uma possível detecção através de um mínimo de corrente medida, torna-se o semi-plano direito do plano- $\alpha$ . Entretanto, refere-se à sensibilidade como teórica devido aos fatores que, na prática, podem prejudicar a trajetória dos quocientes de sequência do plano- $\alpha$ .

Por exemplo, em curtos-circuitos que não envolvam uma determinada sequência, podem-se destacar no plano- $\alpha$  quocientes aleatórios com valores espúrios provenientes das correntes de sequência utilizadas nos relés. Portanto, visando manter a segurança da proteção, faz-se necessário que seja estabelecido um valor de *pick-up* para as correntes diferenciais de sequência, assim como já é realizado para as correntes de fase. Esse parâmetro limita sobremaneira a sensibilidade da proteção que torna-se finita e mensurável (BENMOUYAL, 2005).

O comportamento para o quociente do plano- $\alpha$  referente às unidades de sequência pode apresentar uma trajetória indesejada diante de algumas circunstâncias do sistema, conseqüentemente, essas unidades acabam por gerar correntes espúrias de sequência provocando uma atuação indevida. Tais situações podem ocorrer diante dos curtos-circuitos com elevada resistência de falta, ou quando o quociente das unidades de sequência, normalmente em regime permanente, apresenta valores muito próximos de zero, ou quando há a permanência da saturação de um TC durante a extinção de uma falta externa, ou até mesmo no período transitório da estimação dos fasores (BENMOUYAL, 2005).

Com o objetivo de impedir as atuações indevidas das unidades de sequência, o algoritmo da proteção diferencial pode ser incrementado, primeiramente, de forma a evitar a operação dos elementos 87LQ e 87LG, quando suas respectivas correntes diferenciais apresentarem valores muito reduzidos, e, portanto, não confiáveis. Uma segunda implementação do algoritmo consiste na detecção de qualquer falta externa à região protegida. Então, determina-se um ajuste de *pick-up* responsável por restringir a atuação desses elementos em tal situação. Ainda, se essa detecção ocorrer em conjunto com a presença de harmônicas de segunda ordem nos sinais de entrada, as quais caracterizam a saturação de um TC, a atuação das unidades de sequência é temporariamente bloqueada. Em terceiro lugar, é usual atrasar a operação das unidades

de sequência durante o regime transitório de curto-circuito interno ou enquanto são realizadas manobras na linha de transmissão protegida. No caso de faltas internas, a atuação dessas unidades passa a ser permitida somente após um atraso, que pode ser da ordem de dois a três ciclos da fundamental, que é suficiente para prevenir uma atuação inadequada durante tais eventos (KASZTENNY *et al.*, 2014).

Por fim, citam-se dois aspectos pertinentes à corrente capacitiva existente na linha de transmissão protegida quando se avalia seu impacto na trajetória dos quociente de sequência. Primeiro, sabe-se que as unidades de sequência são minimamente afetadas pela corrente capacitiva, uma vez que esta é predominantemente de sequência positiva em condições normais e equilibradas de operação do sistema (BENMOUYAL, 2005). Além disso, mesmo durante a ocorrência de faltas assimétricas, nas quais possam surgir componentes capacitivas de sequência negativa e/ou zero, estas são muito inferiores em relação às correntes de sequência, portanto, não devem prejudicar a atuação dos elementos 87LQ e 87LG. A segunda situação envolve a energização de uma linha de transmissão, na qual a corrente capacitiva é temporariamente fornecida por apenas um dos terminais da linha. Nesta circunstância, desequilíbrios da tensão nas fontes, má transposição da linha e longos períodos transitórios relacionados à energização, podem acarretar a atuação indevida da unidade 87LQ. Com o intuito de prevenir que isso aconteça, pode-se elevar o *pick-up* desta unidade permanentemente ou podem ser incorporadas às lógicas de proteção variáveis que verifiquem a informação do estado físico referente aos disjuntores dos demais terminais da linha. Como já mencionado na Seção 3.4.1, o algoritmo de remoção da corrente capacitiva fornece mais segurança na preservação da sensibilidade das unidades de sequência.

### 3.6 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE

Apesar da proteção diferencial de linhas de transmissão ser mais robusta quando comparada às outras funções de proteção, e, geralmente, menos influenciada diante de fatores tais como existência de fontes fracas no sistema, presença de compensação série na linha, diferentes níveis de correntes de falta, eventuais inversões de corrente, oscilações de potência, dentre outros, torna-se essencial a avaliação em termos de confiabilidade, seletividade e segurança dessa proteção a respeito dos impactos causados por tais condições e situações operativas que venham a

ocorrer no sistema interligado.

Os elementos diferenciais são sensíveis o bastante e rapidamente capazes de detectar uma corrente diferencial medida em um determinado terminal da linha de transmissão protegida. Durante a detecção de faltas internas e restrição diante de faltas externas, a proteção diferencial dispõe de mais informação acerca do curto-circuito ocorrido no sistema quando comparada a qualquer outro método de proteção que se baseie nas informações obtidas em apenas um terminal. Tais métodos são muito mais afetados durante as circunstâncias operativas anteriormente citadas.

Com o intuito de tornar a proteção diferencial ainda mais segura, em conjunto com as unidades diferenciais de fase, os elementos de sequência negativa e zero, 87LQ e 87LG, são agregados à função 87L de modo a fornecer uma sensibilidade precisa para a detecção de defeitos menos críticos que possam vir a ocorrer na linha de transmissão protegida.

Diante do exposto, esta seção visa esclarecer as consequências diretas na proteção diferencial de linhas acerca da utilização da compensação série na mesma. Primeiramente, sabe-se que a compensação série inserida em uma linha permite uma maior transmissão de potência através da redução elétrica da linha de transmissão a qual foi incorporada. Isto é, para uma linha de transmissão não compensada, sua impedância apresenta-se predominantemente indutiva. Ao acrescentar bancos de capacitores em série com esta impedância indutiva, tem-se a redução de seu valor visto que a impedância capacitiva do banco compensa parte da impedância indutiva da linha, tornando a impedância total menos indutiva e com menos perdas na transmissão de energia.

Devido à impedância capacitiva inserida na linha, e dependendo de seu valor, problemas como inversões de tensão e de corrente podem ocorrer criando desafios extras para os métodos de proteção baseados em apenas um terminal, tais como a proteção de distância, direcional ou sobrecorrente. Esses problemas tem sido objeto de inúmeros trabalhos abordados na literatura e as soluções atualmente empregadas enfatizam a segurança dos esquemas de proteção, requerendo inúmeras simulações de forma a validar os ajustes a serem utilizados em tais proteções.

Quando a compensação série é agregada a uma linha de transmissão protegida pela função 87L, convém melhor analisar a confiabilidade na sua utilização em comparação à segurança requerida pelas outras funções de proteção. Os esquemas de proteção do banco, fornecidos pela

associação do MOV ao *Spark GAP*, são instalados para prevenir as sobretensões nos bancos. Isto é, conforme há uma elevação da tensão nos terminais do MOV, o mesmo passa a conduzir reduzindo efetivamente a sua resistência não linear e grampeando a tensão nos terminais do banco correspondente. Deste modo, quando a corrente passante pelos bancos atinge valores típicos de curto-circuito, esta é, então, parcialmente desviada de forma a manter constante a tensão nos terminais dos bancos de capacitores.

Ainda, para evitar o aquecimento do MOV devido à passagem prolongada de corrente através do mesmo, o GAP tem seu disparo controlado por meio de certos quantitativos pré-definidos de energia e corrente acumulados pelo MOV. Logo, assim que os valores de algum desses parâmetros, corrente e/ou energia, sejam atingidos, o GAP tem seu disparo acionado e, com isso, envia um comando de fechamento para o disjuntor de desvio, ou *bypass*, o qual está em paralelo ao circuito de cada banco monofásico de capacitores série (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

### 3.6.1 Capacitores Série Sob Condições de Falta

Sob circunstâncias de falta, existem duas configurações passíveis de análise. A primeira corresponde à ocorrência de um curto-circuito fraco com baixas contribuições de corrente à falta provocando a não condução do MOV, e, portanto, mantendo a passagem de tais correntes pelos bancos de capacitores. A segunda representa uma situação de falta com elevadas correntes de contribuição ao defeito, fazendo com que o MOV conduza, desviando dos bancos de capacitores, toda essa corrente de falta. Estes dois arranjos impactam diretamente na matriz de impedâncias representativa do banco de capacitores. Por exemplo, durante uma falta na fase A para a terra, essas matrizes podem ser descritas conforme as Equações (3.30) e (3.31) (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

$$Z_{ABC_{AT},Baixa} = \begin{bmatrix} -jX_C & 0 & 0 \\ 0 & -jX_C & 0 \\ 0 & 0 & -jX_C \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$Z_{ABC_{AT},Alta} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -jX_C & 0 \\ 0 & 0 & -jX_C \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

nas quais,  $X_C$ ,  $Z_{ABC_{AT,Baixa}}$  e  $Z_{ABC_{AT,Alta}}$  representam, respectivamente, a impedância capacitiva do banco de capacitores instalado, a matriz de impedâncias de fases representativa deste banco diante de situações de baixas e altas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.

Das Equações (3.30) e (3.31), observa-se que não há acoplamento mútuo entre as fases dos bancos de capacitores instalados e que para as situações de altas correntes de curtos-circuitos assimétricos, as impedâncias tornam-se diferentes entre as três fases. Convertendo-se as impedâncias de fase das Equações (3.30) e (3.31) para impedâncias de sequência, novamente considerando as duas configurações de condução através do MOV, obtém-se as Equações (3.32) e (3.33) (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

$$Z_{012_{AT,Baixa}} = -jX_C \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

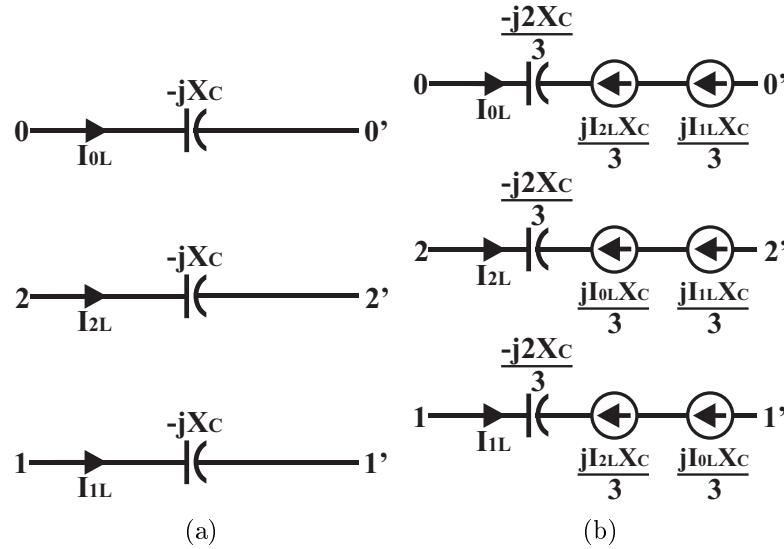
$$Z_{012_{AT,Alta}} = -j\frac{X_C}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

nas quais, os termos  $Z_{012_{AT,Baixa}}$  e  $Z_{012_{AT,Alta}}$  representam, respectivamente, a matriz de impedâncias de sequências representativa deste banco diante de situações de baixas e altas correntes de curto-circuito monofásico na fase A.

A Equação (3.32) significa que, sob condições de baixas correntes de falta, as três componentes simétricas contém entre si a mesma reatância capacitiva, a qual se iguala à reatância capacitiva por fase do banco de capacitores. Além disso, há o desacoplamento mútuo entre as componentes simétricas, de tal forma que as análises sejam mais simplificadas e equivalentes à linhas de transmissão sem compensação série. Em contrapartida, através da Equação (3.33), para contribuições de corrente de curto-circuito elevadas, cada impedância de sequência contém  $\frac{2}{3}$  da reatância capacitiva  $X_C$ , havendo, ainda, o acoplamento mútuo entre as componentes simétricas, o que torna as análises mais complexas.

As componentes simétricas de corrente que passam em um dado banco de capacitores podem ser representadas respectivamente em casos de curtos-circuitos com baixas e altas contribuições de corrente através da Figuras 3.9(a) e 3.9(b).

Nota-se da Figura 3.9(b) que, quando as correntes de curto-circuito são elevadas, apenas



**Figura 3.9.** Componentes simétricas de um banco de capacitores. (a) Para baixas contribuições de corrente de curto-circuito. (b) Para altas contribuições de corrente de curto-circuito.

$\frac{2}{3}$  da reatância capacitiva  $X_C$  é inserida nas componentes simétricas, o que sugere uma menor probabilidade de ocorrerem as inversões de tensão e/ou de corrente se comparadas às componentes simétricas da Figura 3.9(a) referente ao caso de baixas contribuições de corrente de curto-circuito. Entretanto, a existência do acoplamento mútuo entre os circuitos de sequência torna mais complexa a condição de análise da situação (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

Acerca das faltas com elevadas contribuições de corrente, nas quais o MOV desvia a corrente de curto-circuito dos bancos de capacitores, cabe ressaltar também que a corrente de sequência positiva provoca uma queda de tensão nos circuitos de sequência negativa e zero afetando o fluxo de corrente e as condições de operação das unidades de sequência da linha, 87LQ e 87LG, tornando-as, portanto, dependentes da corrente de carregamento do sistema. Ainda, a corrente de carregamento pode contribuir para a ocorrência das inversões de tensão e/ou de corrente nos circuitos de sequência uma vez que a entrada desta corrente na linha de transmissão causa uma queda de tensão nos circuitos de sequência negativa e zero.

Além disso, os casos de inversões de tensão e/ou de corrente na fase defeituosa tornam-se menos prováveis devido ao acoplamento mútuo, em especial, quando não há inversões de corrente nas fases sãs da linha sob condição de falta. Por fim, devido ao acoplamento mútuo entre os circuitos de sequências, os elementos diferenciais não respondem independentemente às condições de falta, mas estão, na verdade, mutuamente correlacionadas (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

Analogamente, sob condições de faltas com elevadas correntes de curto-circuito entre fases, por exemplo, para um curto-circuito entre as fases A e B, as matrizes de impedâncias de fases e de seqüências podem ser obtidas respectivamente através das Equações (3.34) e (3.35) (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

$$Z_{ABC_{AB,Alta}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -jX_C \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$Z_{012_{AB,Alta}} = -j\frac{X_C}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

nas quais, os termos  $a$ ,  $Z_{ABC_{AB,Alta}}$  e  $Z_{012_{AB,Alta}}$  representam, respectivamente, o operador complexo  $1\angle 120^\circ$ , a matriz de impedâncias de fases e a de seqüências cada qual representativa do banco de capacitores sob condição de falta bifásica entre as fases A e B com altas contribuições de correntes de curto-circuito.

No caso para as faltas bifásicas, constata-se que apenas  $\frac{1}{3}$  da reatância capacitiva  $X_C$  instalada aparece no equacionamento das impedâncias para os circuitos de seqüências, entretanto, em relação ao acoplamento mútuo desses circuitos, o mesmo apresenta-se mais complexo visto que induz tensões defasadas de  $30^\circ$  e  $-210^\circ$  em relação às correntes acopladas (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

### 3.6.1.1 Baixas Contribuições de Correntes de Curto-circuito Monofásico Interno

A configuração da compensação série apresentada para a linha de transmissão da Figura 3.10(a) é a mais simples em termos de análise de circuito, e, portanto, é a escolhida para demonstrar as condições de atuação das unidades diferenciais de seqüência, 87LG e 87LQ. Dessa forma, a instalação dos bancos de capacitores é realizada apenas no terminal local dessa linha e a falta aplicada é monofásica com baixas contribuições de corrente de curto-circuito provenientes dos dois terminais.

As componentes de seqüência da Figura 3.9(a) são incorporadas aos circuitos equivalentes de curto-circuito da Figura 3.10(a). Ainda, é importante destacar que as impedâncias do circuito de seqüência negativa são consideradas iguais às correspondentes impedâncias do circuito de

sequência positiva e que a porcentagem em relação ao terminal local da localização da falta, com resistência de  $R_f$ , é dada pela variável  $h$ .

Primeiramente, analisando-se o circuito de sequência zero da Figura 3.10(a), obtêm-se a Equação (3.36). Para os elementos diferenciais baseados no plano- $\alpha$ , a manipulação algébrica em (3.37) define o quociente  $r_0$  deste plano através da razão entre as correntes de sequência zero de contribuição ao curto-circuito dos dois terminais.

$$I_{0L}(Z_{0L} - jX_C + hZ_0) = I_{0R}(Z_{0R} + (1 - h)Z_0) \quad (3.36)$$

$$r_0 = \frac{I_{0L}}{I_{0R}} = \frac{Z_{0R} + (1 - h)Z_0}{Z_{0L} - jX_C + hZ_0} \quad (3.37)$$

Desconsiderando a parte resistiva nas impedâncias do circuito de sequência zero, devido aos seus pequenos valores quando comparados aos valores das reatâncias correspondentes, obtêm-se o quociente do plano- $\alpha$  da Equação (3.38). Em prosseguimento, para que haja atuação da unidade de sequência zero, 87LG, o cálculo deste quociente deve recair fora da característica de restrição modificada. Portanto, levando em consideração somente o parâmetro  $R$  do raio desta característica, haverá atuação se o quociente for positivo, isto é, se o denominador de (3.38) for positivo, ou, caso seja negativo, se o módulo do quociente for menor que  $\frac{1}{R}$  ou maior que  $R$ . Essas condições estão respectivamente descritas em (3.39), (3.40) e (3.41).

$$r_0 = \frac{X_{0R} + (1 - h)X_0}{X_{0L} - X_C + hX_0} \quad (3.38)$$

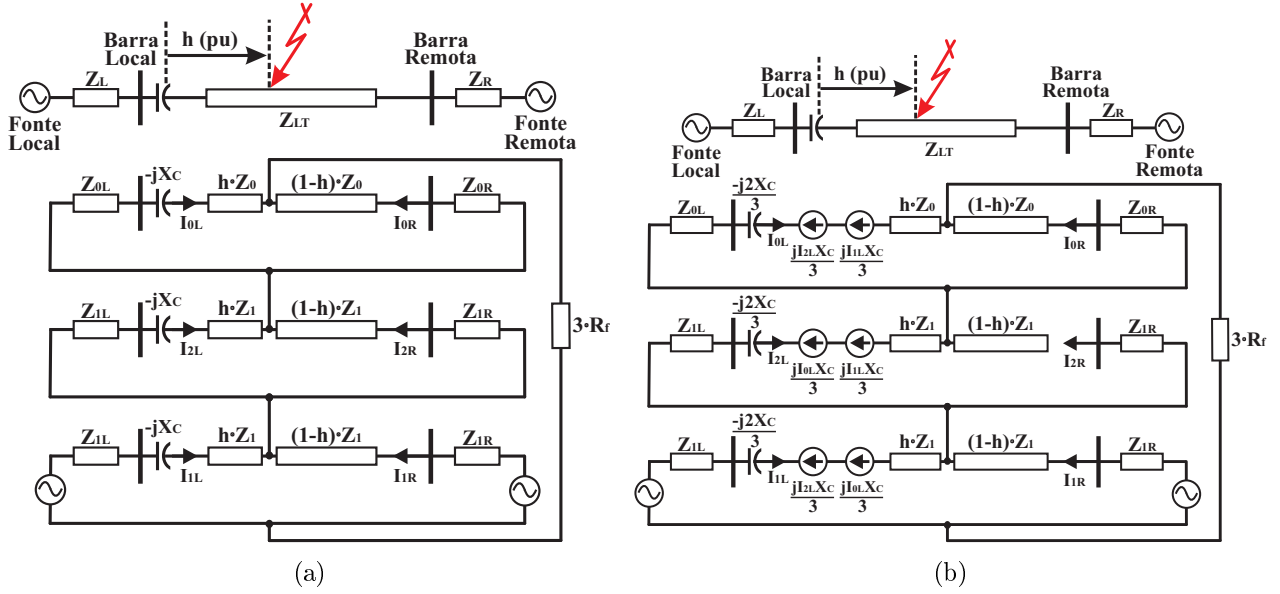
$$X_{0L} - X_C + hX_0 > 0 \quad \text{ou} \quad h > \frac{X_C - X_{0L}}{X_0} \quad (3.39)$$

$$h > \frac{R(X_0 + X_{0R}) - (X_C - X_{0L})}{X_0(R - 1)} \quad \text{e} \quad h < \frac{X_C - X_{0L}}{X_0} \quad (3.40)$$

$$h > \frac{R(X_C - X_{0L}) - (X_0 + X_{0R})}{X_0(R - 1)} \quad \text{e} \quad h < \frac{X_C - X_{0L}}{X_0} \quad (3.41)$$

Dessa forma, o elemento 87LG atuará com a devida confiabilidade para todo o comprimento da linha de transmissão protegida se: da condição em (3.39), a reatância  $X_C$  do banco de capacitores série instalado for menor que a reatância  $X_{0L}$  equivalente da fonte do terminal





**Figura 3.10.** Circuitos equivalentes do sistema sob falta monofásica. (a) Para baixas contribuições de corrente de curto-circuito. (b) Para altas contribuições de corrente de curto-circuito.

local; da condição em (3.40), a corrente remota for consideravelmente maior que a corrente local, mesmo se houver inversão de corrente no terminal local; da condição em (3.41), a corrente local for consideravelmente maior que a corrente remota, mesmo se houver inversão de corrente novamente no terminal local, no qual estão instalados os bancos de capacitores série (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

Analogamente, para o circuito de sequência negativa também da Figura 3.10(a) e para o elemento diferencial 87LQ, pode-se obter a mesma ordem de equacionamento, resultando nas condições de operação descritas em (3.42), (3.43) e (3.44).

$$X_{1L} - X_C + hX_1 > 0 \quad \text{ou} \quad h > \frac{X_C - X_{1L}}{X_1} \quad (3.42)$$

$$h > \frac{R(X_1 + X_{1R}) - (X_C - X_{1L})}{X_1(R - 1)} \quad \text{e} \quad h < \frac{X_C - X_{1L}}{X_1} \quad (3.43)$$

$$h > \frac{R(X_C - X_{1L}) - (X_1 + X_{1R})}{X_1(R - 1)} \quad \text{e} \quad h < \frac{X_C - X_{1L}}{X_1} \quad (3.44)$$

### 3.6.1.2 Altas Contribuições de Correntes de Curto-circuito Monofásico Interno

Novamente para a mesma configuração de instalação da compensação série somente no terminal local da linha de transmissão agora da Figura 3.10(b), aplica-se uma falta monofásica mais

severa localizada a  $h$  % do terminal local com altas contribuições de corrente de curto-circuito. Nesse contexto, também são analisadas as condições de atuação das unidades diferenciais de sequência, 87LG e 87LQ, conforme demonstrado adiante.

Mais uma vez, as correspondentes componentes simétricas da Figura 3.9(b) estão presentes nos circuitos equivalentes de curto-circuito da Figura 3.10(b) e as impedâncias do circuito de sequência negativa são também consideradas iguais às respectivas impedâncias do circuito de sequência positiva.

Devido ao acoplamento mútuo presente nos circuitos de sequência, a resolução do sistemas desses circuitos apresentados na Figura 3.10(b) torna-se mais complicada. Conseqüentemente, a Equação (3.45) obtida para o circuito de sequência zero em questão evidencia-se de forma mais complexa.

$$I_{0L}(Z_{0L} - j\frac{2}{3}X_C + hZ_0) + j\frac{1}{3}X_C(I_{2L} + I_{1L}) = I_{0R}(Z_{0R} + (1-h)Z_0) \quad (3.45)$$

Conforme exibido em (3.46), sabe-se que no domínio das componentes simétricas, a corrente local medida na fase A,  $I_{AL}$ , é igual à soma das três correntes de seqüências positiva, negativa e zero calculadas para o mesmo terminal. Com isso, substituindo  $I_{2L} + I_{1L}$  desta Equação (3.46) em (3.45), tem-se como resultado a Equação (3.47).

$$I_{AL} = I_{2L} + I_{1L} + I_{0L} \quad (3.46)$$

$$-j\frac{1}{3}X_C I_{AL} = I_{0L}(Z_{0L} - jX_C + hZ_0) - I_{0R}(Z_{0R} + (1-h)Z_0) \quad (3.47)$$

Analogamente ao circuito de sequência zero, pode-se obter o mesmo equacionamento para o circuito de sequência negativa de acordo com a Equação (3.48). Assim sendo, igualando a Equação (3.47) à (3.48), sucede-se a Equação (3.49).

$$-j\frac{1}{3}X_C I_{AL} = I_{2L}(Z_{1L} - jX_C + hZ_1) - I_{2R}(Z_{1R} + (1-h)Z_1) \quad (3.48)$$

$$I_{0L}(Z_{0L} - jX_C + hZ_0) - I_{0R}(Z_{0R} + (1-h)Z_0) = I_{2L}(Z_{1L} - jX_C + hZ_1) - I_{2R}(Z_{1R} + (1-h)Z_1) \quad (3.49)$$

Ainda pela Figura 3.9(b), pode-se obter a correspondência descrita pela Equação (3.50). Substituindo-a na Equação (3.49) e reescrevendo em termos dos quocientes das correntes de sequências negativa e zero,  $r_2$  e  $r_0$ , do plano- $\alpha$ , tem-se a Equação (3.51), a qual explicita a interdependência entre as unidades de sequência negativa e zero.

$$I_{0L} + I_{0R} = I_{2L} + I_{2R} \quad (3.50)$$

$$\frac{1 + r_2}{1 + r_0} = \frac{(Z_{1R} + (1 - h)Z_1) - r_2(Z_{1L} - jX_C + hZ_1)}{(Z_{0R} + (1 - h)Z_0) - r_0(Z_{0L} - jX_C + hZ_0)} \quad (3.51)$$

As análises apresentadas são em termos dos valores em regime permanente do sistema. Em regime transitório, as correntes medidas nos terminais da linha estão suscetíveis às oscilações subssíncronas, as quais podem afetar a precisão e velocidade de atuação das unidades diferenciais. Normalmente, as unidades diferenciais de sequência são minimamente afetadas por tais oscilações. Ainda, cabe ressaltar que para a implantação da proteção diferencial em um sistema existente é importante utilizar as cinco unidades diferenciais, das fases e das sequências negativa e zero (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013).

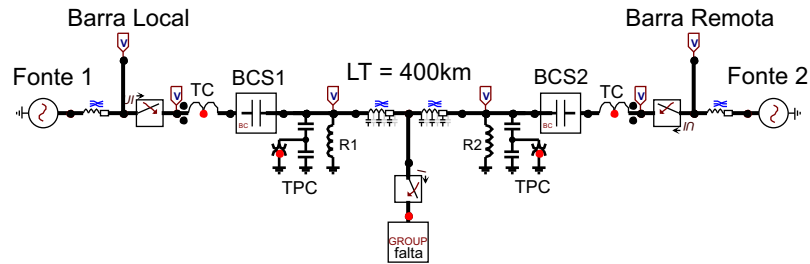
# APRESENTAÇÃO E ANÁLISES DOS RESULTADOS

A fim de avaliar a proteção diferencial de linhas de transmissão com compensação série, com a utilização do *software* ATP, inicialmente, foi proposto o sistema simplificado ilustrado na Figura 4.1, com o qual foram realizadas simulações de casos pontuais, visando a análise transitória de curto-circuito, sucedidas de simulações em regime permanente de falta, no intuito de avaliar a sensibilidade paramétrica diante da variação de um dos parâmetros do sistema, tal como localização do curto-circuito, resistência e tipo de falta.

Posteriormente, com a colaboração da área de engenharia e manutenção de transmissão da empresa Eletrobras Eletronorte (OETA/ELN), obteve-se um arquivo modelo no *software* ATP de parte do SIN, no qual uma linha de transmissão longa compensada de 500 kV e 387 km é objeto de estudo para a simulação de alguns casos pontuais. Esta linha de transmissão de interesse representa o segundo circuito de transmissão existente entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra do estado do Maranhão (MA), Brasil, sendo a compensação série instalada em ambos os terminais da linha. As análises com este sistema serão detalhadas na Seção 4.2 deste capítulo.

## 4.1 SISTEMA ELÉTRICO SIMPLIFICADO

O sistema elétrico simplificado inicialmente utilizado neste trabalho está ilustrado na Figura 4.1. Nas simulações no *software* ATP, os dados resultantes foram exportados pelo ambiente MODELS a uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo. Estes dados foram salvos em arquivos no formato ASCII, do inglês *American Standard Code for Information Interchange*, de tal forma a serem analisados pela função de proteção diferencial de linha implementada através dos três elementos diferenciais de fase (87LA, 87LB e 87LC) e dos dois de sequência, negativa (87LQ) e zero (87LG).



**Figura 4.1.** Sistema elétrico simplificado utilizado de uma linha de transmissão longa com compensação série.

Este sistema simplificado modela uma linha de transmissão longa com extensão de 400 km e tensão nominal de 500 kV. A topologia escolhida para a compensação série aplicada nesta linha de transmissão consiste na instalação de bancos de capacitores com 40 % de grau de compensação inseridos nos dois terminais da linha. Dessa forma, tanto para o banco do terminal local BCS1 quanto para o banco do terminal remoto BCS2 da Figura 4.1, o valor da capacitância foi definido em  $48911,488 \mu\text{S}$ . Esta topologia foi escolhida como objeto de estudo por ser a mesma topologia utilizada no sistema elétrico de potência apresentado na Seção 4.2 parte integrante do SIN. Portanto, este sistema simplificado serve de referência como estudo comparativo para o modelo fornecido pela Eletrobras Eletronorte.

Ainda, a compensação *shunt* fornecida pelos reatores em paralelo da Figura 4.1 está ajustada com 50 % de grau de compensação, também em ambas as extremidades da linha. Isto é, para cada reator, R1 e R2 da Figura 4.1, o valor da impedância indutiva foi definido em  $1597,166 \Omega$ . Os reatores em derivação são geralmente acrescentados no sistema para realizar o controle da tensão nas barras, mantendo-a em nível aceitável de operação (FRONTIN, 2013).

Além disso, a linha de transmissão compensada foi implementada como perfeitamente transposta e a parâmetros distribuídos e constantes com a frequência (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Os dados específicos utilizados neste sistema estão descritos nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Para cada extremidade da linha de transmissão, tem-se um transformador de potencial capacitivo (TPC), que mede a tensão primária do terminal a qual está conectado em paralelo e transforma para valores secundários de tensão a serem medidos pelos relés de proteção, e um TC, conectado em série ao disjuntor, que mede a corrente primária passante pelo terminal correspondente da linha de transmissão transformando-a em valores secundários de corrente a serem transmitidos aos relés de proteção. Os TPCs utilizados foram modelados conforme (PAJUELO *et al.*, 2008), enquanto que os TCs, os quais delimitam a zona de proteção da linha

**Tabela 4.1.** Dados da linha de transmissão longa com compensação série do sistema simplificado.

Parâmetro	Valor	Unidade
Comprimento: $Tam_{LT}$	400	km
Tensão Nominal: $V_N$	500	kV
$r_1$	0,0186	$\Omega/\text{km}$
$r_0$	0,4930	$\Omega/\text{km}$
$x_1$	0,2670	$\Omega/\text{km}$
$x_0$	1,3390	$\Omega/\text{km}$
$\omega c_1$	6,1240	$\mu\text{S}/\text{km}$
$\omega c_0$	2,8900	$\mu\text{S}/\text{km}$
$z_1 = r_1 + jx_1$	0,0186 + j0,2670	$\Omega/\text{km}$
$z_0 = r_0 + jx_0$	0,4930 + j1,3390	$\Omega/\text{km}$
$R_1 = r_1 \cdot Tam_{LT}$	7,4400	$\Omega$
$R_0 = r_0 \cdot Tam_{LT}$	197,20	$\Omega$
$X_1 = x_1 \cdot Tam_{LT}$	106,80	$\Omega$
$X_0 = x_0 \cdot Tam_{LT}$	535,60	$\Omega$
$\omega C_1 = \omega c_1 \cdot Tam_{LT}$	2449,6	$\mu\text{S}$
$\omega C_0 = \omega c_0 \cdot Tam_{LT}$	1156,0	$\mu\text{S}$
$Z_1 = R_1 + jX_1$	7,4400 + j106,80	$\Omega$
$Z_0 = R_0 + jX_0$	197,20 + j535,60	$\Omega$

de transmissão compensada, são do tipo C800 e possuem relação de transformação de 1200-5 A (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2004).

**Tabela 4.2.** Dados dos equivalentes de Thévenin das fontes do sistema simplificado.

Parâmetro	Valor	Unidade
$SIR_{1_{LOC}} = SIR_{1_{REM}}$	0,063555	adimensional
$SIR_{0_{LOC}} = SIR_{0_{REM}}$	0,101732	adimensional
$R_{1_{EQLOC}} = r_1 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{1_{LOC}}$	0,472850	$\Omega$
$X_{1_{EQLOC}} = x_1 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{1_{LOC}}$	6,787688	$\Omega$
$R_{0_{EQLOC}} = r_0 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{0_{LOC}}$	20,06150	$\Omega$
$X_{0_{EQLOC}} = x_0 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{0_{LOC}}$	54,48753	$\Omega$
$R_{1_{EQREM}} = r_1 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{1_{REM}}$	0,472850	$\Omega$
$X_{1_{EQREM}} = x_1 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{1_{REM}}$	6,787688	$\Omega$
$R_{0_{EQREM}} = r_0 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{0_{REM}}$	20,06150	$\Omega$
$X_{0_{EQREM}} = x_0 \cdot Tam_{LT} \cdot SIR_{0_{REM}}$	54,48753	$\Omega$
$Z_{1_{EQLOC}} = R_{1_{EQLOC}} + jX_{1_{EQLOC}}$	0,47285 + j6,787688 = 6,80 $\angle$ 86,02°	$\Omega$
$Z_{0_{EQLOC}} = R_{0_{EQLOC}} + jX_{0_{EQLOC}}$	20,0615 + j54,48753 = 58,06 $\angle$ 69,79°	$\Omega$
$Z_{1_{EQREM}} = R_{1_{EQREM}} + jX_{1_{EQREM}}$	0,47285 + j6,787688 = 6,80 $\angle$ 86,02°	$\Omega$
$Z_{0_{EQREM}} = R_{0_{EQREM}} + jX_{0_{EQREM}}$	20,0615 + j54,48753 = 58,06 $\angle$ 69,79°	$\Omega$
Magnitude da Tensão da Fonte Local ( $V_{LOC}$ )	406,5704225	kV
Ângulo da Fase A da Fonte Local $fase_{A_{LOC}}$	0,5422	°
Magnitude da Tensão da Fonte Local ( $V_{REM}$ )	406,8547783	kV
Ângulo da Fase A da Fonte Remota $fase_{A_{REM}}$	-5,5043	°

A partir dos sinais de entrada amostrados são estimados os fasores de tensão e corrente na

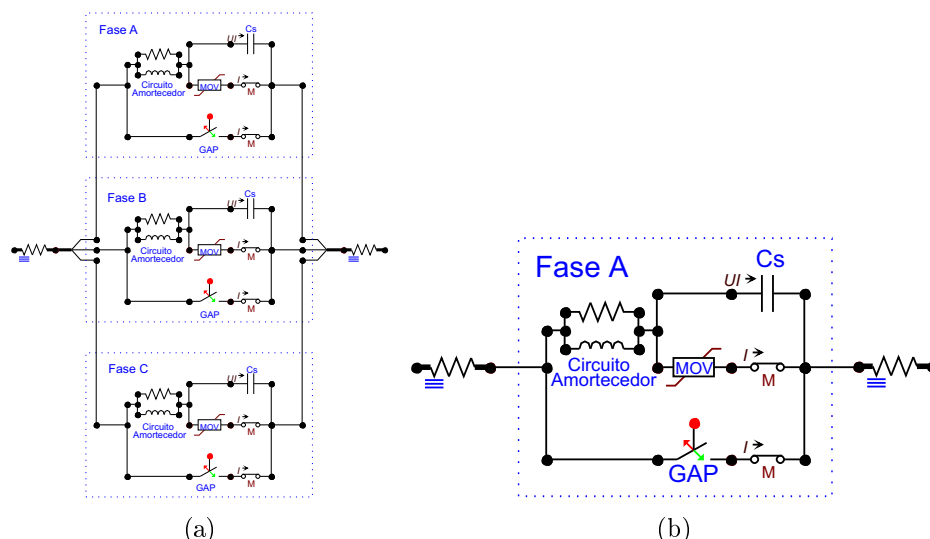
frequência fundamental de 60 Hz através do algoritmo não-recursivo denominado Filtro Cosseno Modificado (HART *et al.*, 2000), cujo método apresenta uma boa capacidade de remoção da componente DC de decaimento exponencial utilizando apenas uma amostra adicional quando comparado a outros algoritmos, por exemplo, ao Fourier de um ciclo.

Os equivalentes das barras local e remota foram definidos a partir da razão entre as impedâncias de cada fonte pela impedância da linha de transmissão. Essa razão representa a definição de SIR, do inglês *Source Impedance Ratio*. No caso, para todas as simulações apresentadas, o valor de sequência positiva do SIR das duas fontes foi definido para aproximadamente 0,06, caracterizando, dessa maneira, ambas as fontes como fortes. Esses valores de SIR foram calculados considerando, respectivamente, a capacidade de curto-circuito para faltas trifásicas e monofásicas de  $I_{RMS,3\phi} = 30$  kA e  $I_{RMS,1\phi} = 25$  kA.

Com o objetivo de limitar o tamanho e o alto custo de instalação de um banco de capacitores série, faz-se necessário a utilização de mecanismos de proteção de alta velocidade de atuação contra sobretensões. Diante deste objetivo e dentre as configurações construtivas disponíveis no mercado, para este sistema simplificado, escolheu-se o arranjo ilustrado na Figura 4.2(a), sendo este composto por três circuitos monofásicos em paralelo, conforme exemplificado para a fase A do banco de capacitores série da Figura 4.2(b).

Cada arranjo monofásico apresenta a proteção do banco de capacitores composta por um MOV, varistor de óxido metálico, do inglês *Metal Oxide Varistor*, associado a um GAP, centelhador auto-induzido, do inglês *Spark GAP*. Novamente conforme a Figura 4.2(b), observa-se que estes dois componentes são conectados paralelamente ao conjunto de unidades capacitivas, e, ainda, em série com o paralelo entre o banco e o MOV, é acrescentado um circuito RL amortecedor.

As lógicas de controle de disparo do GAP baseiam-se nos valores de corrente e energia acumuladas pelo MOV, os quais são definidos ao se aplicar curtos-circuitos trifásicos francos em cada uma das barras da linha de transmissão, e ao se obter os maiores valores medidos desses parâmetros acrescidos como margem de segurança em 5 a 10 %. Tais lógicas de disparo não são seletivas o suficiente, de modo que há regiões da linha de transmissão para as quais um ou os dois GAPs não atuam, inclusive, a depender do tipo de curto-circuito. Conseqüentemente, torna-se fundamental a correta atuação da função de proteção associada escolhida.



**Figura 4.2.** Arranjo implementado para o banco de capacitores série. (a) Trifásico, (b) Fase A.

O MOV utilizado para o sistema simplificado modelado no ATP é do tipo 92 e os pontos correspondentes à característica não linear deste elemento estão exibidos na Tabela 4.3. O MOV passa a conduzir quando a tensão em seus terminais ultrapassa  $V_{LIM}$ , dessa forma, desvia parte da corrente de curto-circuito das células capacitivas dos bancos de capacitores série enquanto não há o disparo do GAP. A atuação do GAP é da ordem de 1 ms após a detecção da falta, independentemente do tipo e do nível da corrente de curto-circuito (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013). Todo o dimensionamento deste sistema simplificado, bem como o equacionamento empregado, são detalhadamente apresentados por Conceição (2015).

Usualmente, para proteger termicamente o MOV devido à condução prolongada de corrente pelo mesmo, além do disparo do GAP, tem-se um disjuntor de *bypass* conectado paralelamente ao GAP. Este disjuntor recebe um comando de fechamento proveniente do centelhador, desviando permanentemente, assim, a corrente de curto-circuito passante pelas unidades capacitivas do banco (ANDERSON; FARMER, 1996).

No caso do modelo de sistema simplificado utilizado neste trabalho, sem comprometer os resultados das simulações, o GAP é o responsável por desviar tal corrente. Em uma situação real, esta corrente de curto-circuito é desviada dos bancos de capacitores inicialmente pelo GAP por ser um dispositivo de disparo rápido, da ordem de 1 ms (XUE *et al.*, 2012; XUE *et al.*, 2013), e, posteriormente, através do disjuntor de *bypass*. O disjuntor consegue suportar por longos períodos de tempo a passagem da corrente de curto-circuito cuja elevada temperatura não é igualmente tolerada através do GAP, entretanto seu tempo de fechamento é maior sendo da ordem de 2 ciclos ou 33 ms. Os valores de energia e corrente definidos para disparo dos



**Tabela 4.3.** Dados da característica não linear do MOV, tipo 92, utilizado no sistema simplificado.

Corrente [A]	Tensão [V]
0,00011920928955	$0,625V_{LIM}$
5,9029581036	$V_{LIM}$
1000,0	$1,25V_{LIM}$

**Tabela 4.4.** Dados de energia e corrente absorvidas pelos MOVs para disparo dos GAPs do sistema simplificado.

Energia [MJ]	Corrente [kA]
$E_{MOV_{LOCAL}} = EGL = 11,008426$	$I_{MOV_{LOCAL}} = IGL = 6,266658006$
$E_{MOV_{REMOTO}} = EGR = 11,008624$	$I_{MOV_{REMOTO}} = IGR = 6,9986653905$

GAPs do sistema simplificado estão apresentados na Tabela 4.4.

Para a avaliação do sistema modelado, nas simulações de curtos-circuitos foram consideradas as variações dos seguintes parâmetros: tipo de falta (dentre as opções: monofásica, trifásica, bifásica e bifásica para a terra), localização da falta ( $h$ ) e resistência de falta ( $R_f$ ). Foram mantidos sempre constantes os parâmetros de instante de aplicação da falta ( $t = 50$  ms), de SIR das fontes local e remota conforme apresentado na Tabela 4.2 ( $SIR_{1_{LOC}} = SIR_{1_{REM}} \approx 0,06$ ) e de carregamento (leve) do sistema ( $\delta \approx -5^\circ$ ). Este carregamento foi definido de acordo com a diferença angular entre as barras em torno de  $-5^\circ$ .

Além disso, a magnitude das tensões foi mantida igual, de tal forma que na barra local definiu-se a tensão de  $1\angle 0^\circ$  pu e na barra remota,  $1\angle \delta^\circ$  pu. Em relação ao período de aplicação do curto-circuito, do instante inicial da falta em  $t = 50$  ms, até o final de cada simulação, isto é, até  $t = 300$  ms, os curtos-circuitos aplicados permaneceram no sistema possibilitando a avaliação em regime permanente de falta.

Para as análises apresentadas neste capítulo, as três unidades diferenciais de fase e as duas de sequência do plano- $\alpha$  são respectivamente denominadas MaL, MbL, Mcl, MQL e MGL, e para o plano- $\beta$ , MaR, MbR, McR, MQR e MGR. Cabe lembrar que o plano de representação plano- $\beta$  apresenta resultados de atuação equivalentes ao plano- $\alpha$ , mas tendo como referência o terminal remoto. Isto é, o quociente do plano- $\alpha$  que indica a operação da proteção diferencial também informa a mesma atuação correspondente no plano- $\beta$ . Analogamente, para a restrição da proteção, ambos os quocientes recaem na região de restrição, porém, em pontos diferentes do plano de representação.

Finalmente, caso não seja mencionada nenhuma alteração para os ajustes do raio  $R$  externo e do ângulo  $\alpha$  referentes à característica de restrição modificada, estes parâmetros são definidos iguais a 6 e  $210^\circ$  nesta ordem.

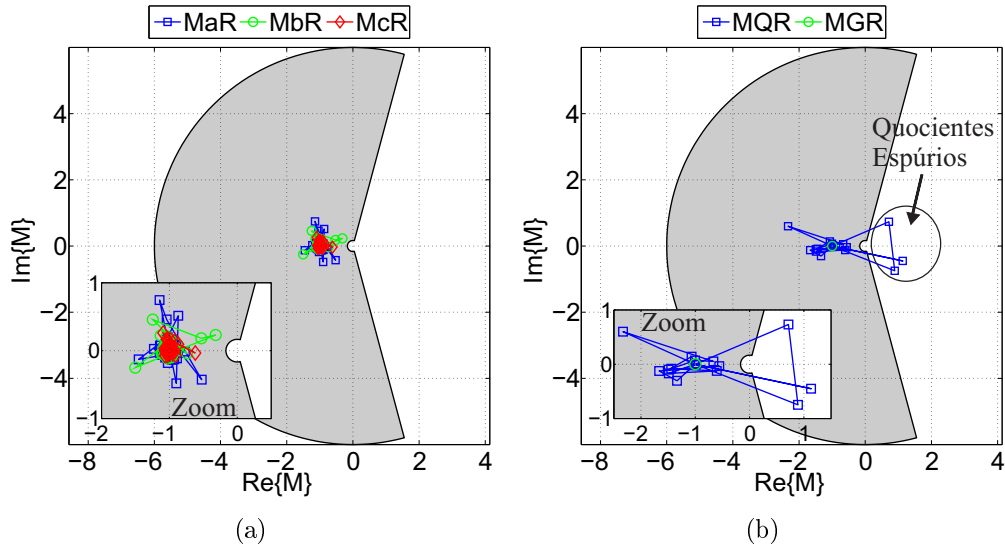
#### 4.1.1 Análise Transitória de Curto-circuito (ATC)

As simulações mencionadas nesta Seção 4.1.1 foram realizadas com o intuito de avaliar a resposta transitória da proteção diferencial diante de alguns casos específicos de curtos-circuitos. Sendo assim, essas análises transitórias de curto-circuito são, convenientemente, denominadas deste ponto em diante através da sigla ATC.

##### 4.1.1.1 Caso ATC-1: Curto-circuito trifásico franco externo à linha de transmissão aplicado na barra remota

O Caso ATC-1 representa um curto-circuito trifásico franco externo à linha de transmissão aplicado na barra remota. Observa-se, pela Figura 4.3(a), que as unidades de fase permanecem devidamente restringidas próximas ao ponto  $(-1, 0)$  do plano- $\beta$ . Em contrapartida, pela Figura 4.3(b), nota-se que a unidade de sequência negativa apresenta alguns quocientes espúrios na região de operação, o que não deveria acontecer para um curto-circuito externo, trifásico e equilibrado.

De fato, isso ocorre durante a fase de transição entre os regimes permanentes de pré-falta e de falta, assim como erros na estimação decorrentes da não eliminação completa do efeito da componente DC de decaimento exponencial na estimação. Tal acontecimento pode ser evitado ao se implementar no algoritmo do relé um atraso intencional das unidades de sequência, isto é, fazendo com que o sinal de *trip* aos disjuntores seja enviado somente após um número determinado de amostras consecutivas de curto-circuito identificadas. Uma outra forma consiste na implementação da detecção de faltas externas, perante as quais impõe-se um bloqueio de atuação temporário para as unidades diferenciais da linha. Ainda em relação à Figura 4.3(b), verifica-se a correta restrição da unidade de sequência zero durante toda a aplicação da falta.

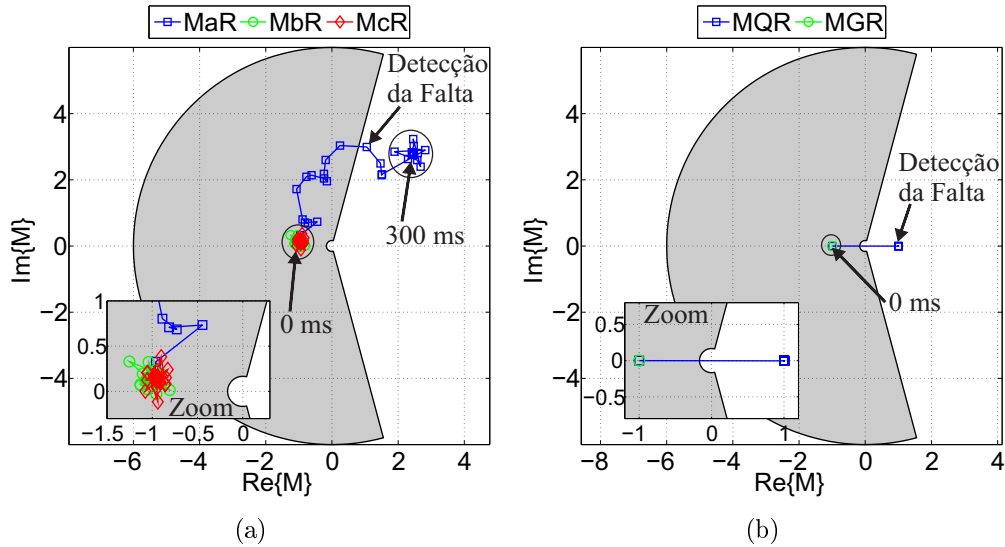


**Figura 4.3.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-1; (b) Sequência, Caso ATC-1.

#### 4.1.1.2 Caso ATC-2: Curto-circuito monofásico na fase A com resistência de falta para terra de $R_f = 250 \Omega$ e aplicado na metade da linha de transmissão

O Caso ATC-2, ilustrado na Figura 4.4, representa um curto-circuito interno monofásico na fase A aplicado com resistência de falta de  $250 \Omega$  na metade da linha de transmissão. Foi constatado através do arquivo de plotagem gerado pelo ATP que para essa situação em teste, não houve o disparo dos GAPs referente à fase A de nenhum dos dois terminais. Por causa disso, a trajetória do elemento da fase A da Figura 4.4(a) mostrou-se relativamente instável e com um formato característico, visto que o banco de capacitores série continua inserido no circuito. Com isso, surgem frequências subsíncronas que afetam a estimação dos fasores, e por consequência, impactam diretamente no valor dos quocientes do plano- $\beta$ .

Com relação à atuação das unidades de sequência, pela Figura 4.4(b), nota-se uma indevida restrição da unidade de sequência zero, MGR, devido à perda de sensibilidade desta unidade. Caberia um ajuste em seu valor de *pick-up* para que o curto-circuito fosse corretamente identificado. Por outro lado, a unidade de sequência negativa, MQR, detecta corretamente a falta monofásica permanecendo a atuação durante todo o regime permanente de falta.



**Figura 4.4.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-2; (b) Sequência, Caso ATC-2.

#### 4.1.1.3 Caso ATC-3: Curto-circuito trifásico com resistência de falta entre as fases de $R_{ff} = 50 \Omega$ e aplicado na metade da linha de transmissão

Em comparação ao Caso ATC-2, o Caso ATC-3, ilustrado na Figura 4.5, indica um curto-circuito interno trifásico aplicado com resistência de falta de  $50 \Omega$  entre as fases também na metade da linha de transmissão. Novamente através do arquivo de plotagem gerado pelo ATP, observa-se que, ao contrário do caso anterior, os GAPs de ambos os terminais foram disparados. Conseqüentemente, a trajetória dos elementos de fase da Figura 4.5(a) mostraram-se mais estáveis e diretas em direção à região de operação devido à retirada do banco de capacitores série pelo esquema de proteção fornecido pelo MOV associado ao *Spark* GAP.

Além disto, ressalta-se que, muito embora o Caso ATC-3 corresponda a um curto-circuito trifásico, o elemento de sequência negativa, MQR, apresenta um comportamento oscilatório resultando nos vários pontos calculados fora da característica de restrição, e, portanto, contidos na região de operação no plano- $\alpha$  da Figura 4.5(b). Isso ocorre devido ao surgimento de uma componente de sequência negativa espúria durante a fase de transição da estimação do fasor e devido ao efeito da componente DC de decaimento exponencial.

Por fim, ainda pela Figura 4.5(b), nota-se a devida restrição da unidade de sequência zero, MGR, diante da falta trifásica aplicada.

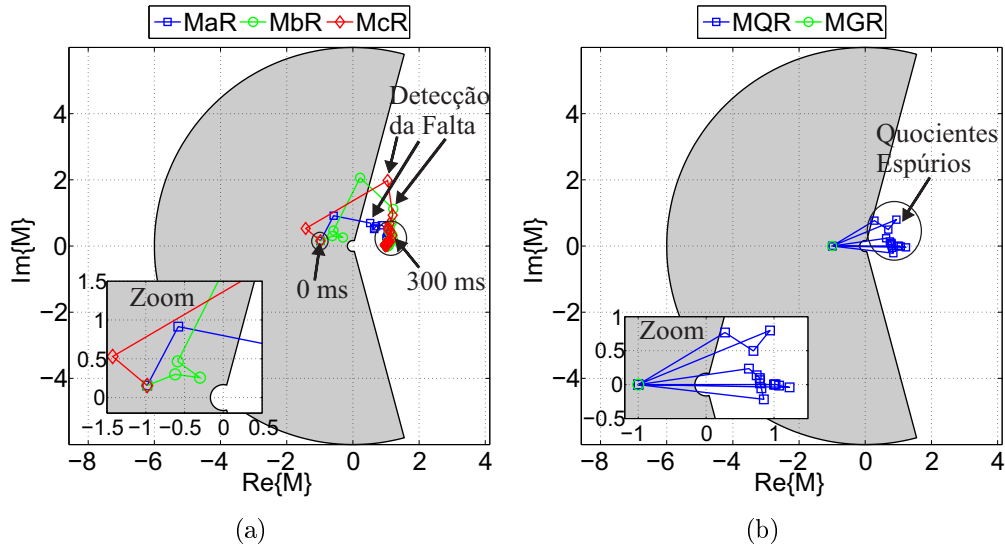


Figura 4.5. Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-3; (b) Sequência, Caso ATC-3.

#### 4.1.1.4 Caso ATC-4: Curto-circuito trifásico franco aplicado imediatamente após o banco de capacitores do terminal local

No Caso ATC-4 aplicou-se um curto-circuito trifásico franco imediatamente após o banco de capacitores do terminal local. Através do arquivo de plotagem, verifica-se que a proteção do banco atua pelos três GAPs locais logo após o instante de aplicação da falta, em torno de 54 ms, e pelos três GAPs remotos, atua em regime permanente de falta a partir de 258 ms até 271 ms. A atuação praticamente imediata da proteção dos bancos monofásicos locais deve-se ao fato do curto-circuito ter ocorrido muito próximo deste terminal. Analogamente, o disparo dos GAPs remotos ocorrem tardiamente em decorrência da grande distância entre a localização da falta e os bancos de capacitores do terminal remoto.

Com relação à atuação da proteção diferencial, primeiramente pela Figura 4.6(a), nota-se que antes dos quocientes se estabilizarem na região de operação, tem-se duas amostras de atuação seguidas de um quociente de restrição. Tais amostras representam os transitórios das correntes medidas. Para o terminal local, logo após a aplicação do curto-circuito, transitoriamente, a unidade da fase B do relé oscila entre a atuação e restrição da falta. Este comportamento é devido à inversão no sentido da corrente medida na fase B, a qual, antes de entrar em regime permanente de falta, hora indica que entra na linha de transmissão e hora, que sai. Essa oscilação não acontece para o terminal remoto, que, após a aplicação do curto-circuito, indica diretamente que as correntes das três fases, que antes saiam da linha de transmissão, agora entram em direção ao defeito.

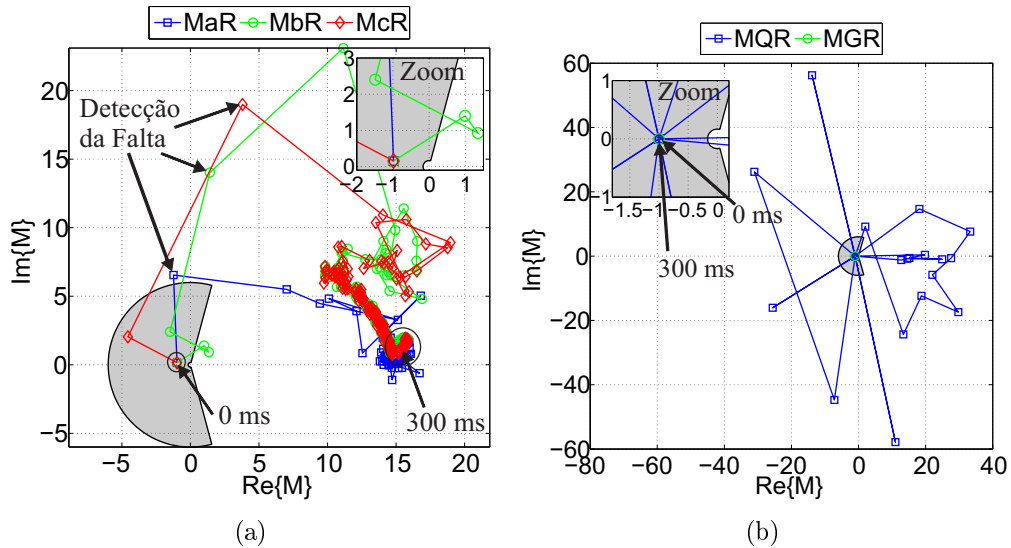


Figura 4.6. Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ATC-4; (b) Sequência, Caso ATC-4.

Finalmente, na Figura 4.6(b), a unidade de sequência zero, MGR, corretamente não atua, entretanto, a unidade de sequência negativa, MQR, em vários instantes apresenta atuação indevida.

#### 4.1.2 Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP)

Esta Seção 4.1.2 discorre acerca das simulações em massa realizadas no sistema simplificado da Figura 4.1 visando a obtenção das análises de sensibilidade paramétrica, identificadas deste ponto em diante no texto por meio da sigla ASP. As ASPs utilizam-se dos valores em regime permanente de falta para o cálculo dos quocientes no plano- $\alpha$  ou plano- $\beta$ . Portanto, para cada simulação em massa, são gerados de maneira automatizada casos individuais e suscetivos nos quais o parâmetro de interesse a ser avaliado recebe um novo valor. O quociente é calculado por meio da divisão entre os fasores de corrente estimados para o último instante de tempo de cada um desses casos individuais.

Por exemplo, se o parâmetro em análise for a localização da falta interna à linha de transmissão protegida, tendo como primeiro ponto de localização em 5 % a partir do terminal local e último em 95 %, com variação da localização a cada 3 %, então, a ASP avaliará o quociente calculado em regime permanente de falta de 31 simulações individuais. Isto é, para as localizações de 5 % a partir do terminal local, 8 %, 11 %, ..., 89 %, 92 %, e, por fim, 95 %. Essas 31 simulações compreendem o mesmo sistema, com o mesmo tipo e resistência de falta aplicada,

variando-se somente a localização do curto-circuito em relação ao terminal local. Equivalentemente, o parâmetro variado pode ser a resistência de falta, elevando-a desde zero até uma certa quantia relevante.

As correntes de curto-circuito em regime permanente de falta são medidas pelos TCs de ambas as extremidades da linha de transmissão e da razão entre elas são calculados os quocientes do plano- $\alpha$ . Cabe ressaltar que para cada conjunto de casos simulados em massa, foi considerada a variação de apenas um dos parâmetros, enquanto os demais são mantidos constantes. A Tabela 4.5 resume os casos de ASP avaliados.

**Tabela 4.5.** Casos simulados no sistema simplificado para as análises de sensibilidade paramétrica.

Caso	Tipo de Falta	$h$ (%)	$R_f$ ( $\Omega$ )	$SIR_L$	$SIR_R$	$\delta$
ASP-1	AT	$h^*$	0,0	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-2	ABC	$h^*$	0,0	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-3	ABC	$h^*$	50,0	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-4	BCT	$h^*$	0,0	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-5	AT	50	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-6	AT	5	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-7	ABC	50	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-8	ABC	5	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-9	ABC	$B_{LOC}$	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-10	ABC	$B_{REM}$	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-11	BC	$B_{LOC}$	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$
ASP-12	BC	$B_{REM}$	$R_f^*$	0,06	0,06	$-5^\circ$

**Legenda:**

$h^*$  representa 5 %, 8 %, ... , 92 % e 95 % da localização na linha a partir do terminal local;

$R_f^*$  representa 0, 10, 20, ... , 990 e 1000  $\Omega$  para curtos-circuitos monofásicos e 0, 10, 20, ... , 490 e 500  $\Omega$  para trifásicos.

Nos Casos ASP-1, ASP-2, ASP-3 e ASP-4, varia-se a localização da falta interna aplicada ao longo da linha de transmissão diante de diferentes tipos de curtos-circuitos. Sob outra perspectiva, nos Casos ASP-5, ASP-6, ASP-7 e ASP-8, varia-se a resistência de falta ao invés da localização do defeito, no intuito de, também, realizar as análises de sensibilidade paramétrica para curtos-circuitos aplicados internamente à linha de transmissão. Por fim, nos Casos ASP-9, ASP-10, ASP-11 e ASP-12, o parâmetro variado é novamente a resistência de falta, entretanto, os curtos-circuitos simulados são externos à linha de transmissão, aplicados ora na barra local, ora na barra remota.

É importante comentar que para as análises de sensibilidade paramétrica referentes aos casos de variação da resistência de falta interna à linha de transmissão, o plano- $\beta$  é utilizado por apresentar trajetórias mais ilustrativas do que as correspondentes ao plano- $\alpha$ . No entanto, os quocientes apresentados são sempre equivalentes para os dois planos, isto é, apresentam a mesma informação com respeito à atuação ou restrição da proteção diferencial.

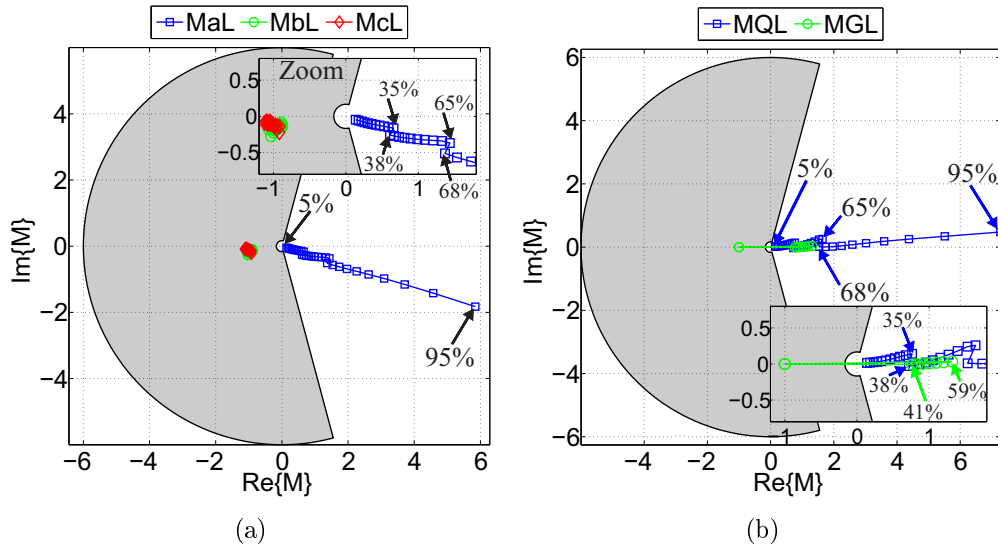
#### 4.1.2.1 Caso ASP-1: Variação da localização do curto-circuito monofásico franco na fase A aplicado internamente à linha de transmissão

Para o Caso ASP-1, observa-se da Figura 4.7(a) que, para toda a extensão da linha de transmissão, há a atuação da unidade diferencial da fase A, MaL, bem como a restrição das demais unidades diferenciais de fase, MbL e McL. Acrescenta-se que a restrição ocorre ao redor do ponto  $(-1,0)$ , mas não exatamente no ponto devido ao efeito capacitivo da linha de transmissão. Por outro lado, a Figura 4.7(b) apresenta o comportamento das unidades diferenciais de sequência. Observa-se a atuação da unidade de sequência negativa, MQL, em toda a linha de transmissão, no entanto, nota-se que a unidade de sequência zero, MGL, sensibiliza o relé para este tipo de defeito somente de  $h = 41\%$  até  $h = 59\%$  com referência ao terminal local da linha de transmissão. Essa perda de sensibilidade pode ser contornada com o ajuste no valor da corrente de *pick-up* da unidade de sequência zero.

Ressalta-se, a partir da Figura 4.7, o comportamento não contínuo dos quocientes MaL e MQL durante a variação da localização do defeito. Isto é, observam-se duas descontinuidades nos valores calculados desses quocientes devido à atuação ou não dos GAPs presentes no circuito de proteção dos bancos de capacitores da linha de transmissão.

Para a unidade da fase A, MaL, da Figura 4.7(a) e para a unidade de sequência zero, MQL, da Figura 4.7(b), estas descontinuidades dividem a atuação da proteção dos bancos em três regiões de acordo com a variação da localização do curto-circuito: a primeira região compreende a localização do defeito de  $h = 0\%$  até  $h = 35\%$  (140 km), a segunda, de  $h = 38\%$  (152 km) até  $h = 65\%$  (260 km), e a terceira, de  $h = 68\%$  (272 km) à  $h = 95\%$  (380 km), todas com referência a partir do terminal local. Para a primeira região citada, há a atuação do GAP local, enquanto que para a segunda região não há a atuação de nenhum dos GAPs.





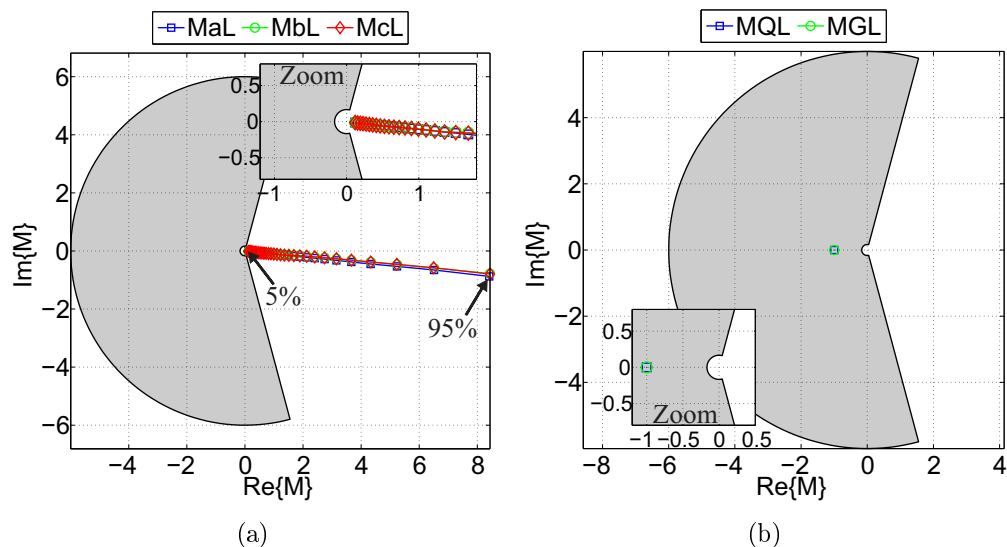
**Figura 4.7.** Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-1; (b) Sequência, Caso ASP-1.

Por fim, na terceira região, há apenas a atuação do GAP remoto, visto que nessa região a falta monofásica AT sem resistência de falta está mais próxima ao terminal remoto da linha.

#### 4.1.2.2 Caso ASP-2: Variação da localização do curto-circuito trifásico franco aplicado internamente à linha de transmissão

No Caso ASP-2, para o curto-circuito trifásico franco aplicado, o relé atua devidamente em todo o comprimento da linha de transmissão tanto para as unidades diferenciais de fase quanto para as de sequência. Na Figura 4.8(a), observa-se a atuação das três unidades de fase, e na Figura 4.8(b), a correta restrição das unidades de sequência, em razão do defeito ser equilibrado e não envolver a terra.

Com relação à proteção dos bancos, através dos arquivos de plotagem gerados pelo ATP, verifica-se que, desde a primeira localização simulada em  $h = 5\%$  até a última, em  $h = 95\%$ , há o disparo dos GAPs em ambas as extremidades da linha. Dessa forma, a proteção dos bancos desvia a corrente de curto-circuito dos capacitores, e a linha de transmissão torna-se não compensada. Conseqüentemente, as trajetórias dos quocientes do plano- $\alpha$  indicadas na Figura 4.8(a), ao contrário do Caso ASP-1, não revelam as descontinuidades ocorridas, e, as unidades diferenciais se equiparam ao comportamento dos quocientes da proteção diferencial para uma linha de transmissão sem compensação série.



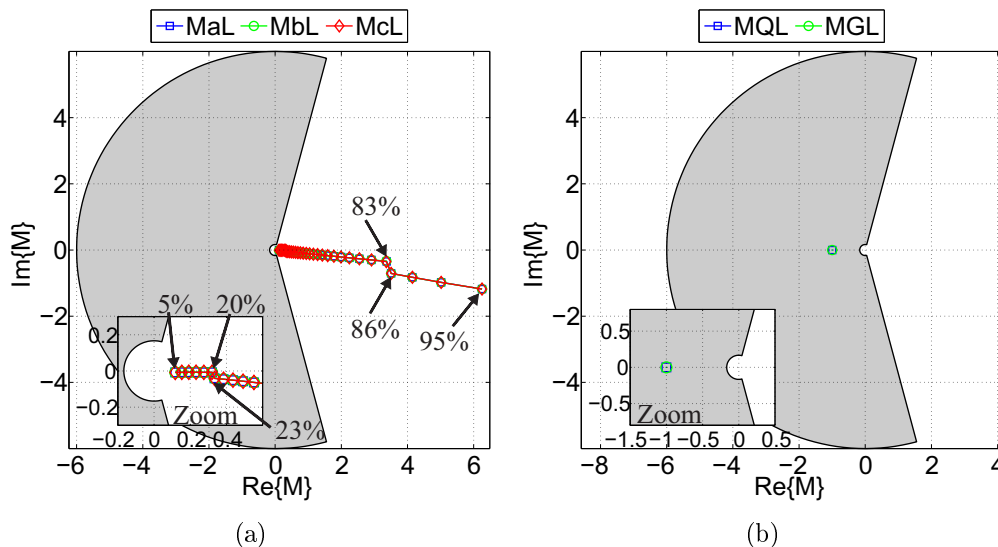
**Figura 4.8.** Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-2; (b) Sequência, Caso ASP-2.

#### 4.1.2.3 Caso ASP-3: Variação da localização do curto-circuito trifásico com resistência de falta entre as fases de $R_{ff} = 50 \Omega$ aplicado internamente à linha de transmissão

Diferentemente do Caso ASP-2, no Caso ASP-3, aplica-se o curto-circuito trifásico com uma resistência de falta entre as fases no valor de  $50 \Omega$ . Devido à inserção dessas resistências de falta entre as fases, retratam-se novamente as descontinuidades nas trajetórias calculadas dos quocientes similarmente ao curto-circuito monofásico, conforme pode ser visualizado na Figura 4.9.

Mais uma vez, em relação à atuação da proteção dos bancos, essas descontinuidades segmentam a linha de transmissão em três regiões referentes à localização de simulação do curto-circuito trifásico com resistência de falta: na primeira região, compreendida entre o TC local até  $h = 20 \%$  da linha, tem-se apenas a atuação do GAP local, enquanto que na segunda região, de  $h = 23 \%$  até  $h = 83 \%$ , ambos os GAPs apresentam atuação, e finalmente, na terceira região, apenas o GAP remoto realiza o *bypass* dos bancos de capacitores no respectivo terminal. Novamente, tais informações acerca do disparo dos GAPs foram obtidas pelos arquivos de plotagem gerados nas simulações em massa do ATP.

Conclui-se que o acréscimo da resistência de falta de  $50 \Omega$  entre as fases ocasiona em uma perda de sensibilidade da proteção do banco, porém, a proteção diferencial é sensível o bastante para atuar corretamente ao longo de toda a linha de transmissão, sensibilizando devidamente as



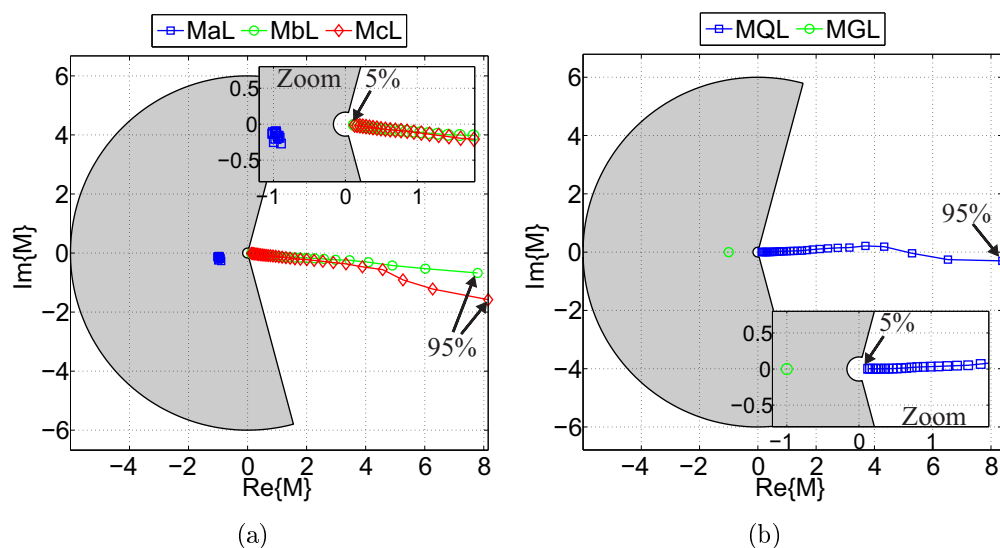
**Figura 4.9.** Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-3; (b) Sequência, Caso ASP-3.

três unidades de fase, conforme a Figura 4.9(a), e restringindo as duas unidades de sequência, como pode ser visto na Figura 4.9(b). Fica evidente que a atuação da proteção dos bancos afeta no comportamento dos quocientes diferenciais calculados, entretanto, não compromete o desempenho da função diferencial de linhas.

#### 4.1.2.4 Caso ASP-4: Variação da localização do curto-circuito bifásico-terra franco nas fases B e C aplicado internamente à linha de transmissão

Para o curto-circuito franco bifásico-terra do Caso ASP-4 aplicado ao longo da linha, observa-se, conforme ilustrado na Figura 4.10(a), que as unidades de fase do relé diferencial atuam independentemente da variação da localização do defeito na linha de transmissão. Em contrapartida, através da Figura 4.10(b), para toda a variação deste parâmetro, nota-se que não há a atuação da unidade de sequência zero. Tal unidade MGL deveria ter sido sensibilizada visto que o curto-circuito BCT envolve a terra. Pela mesma Figura, a unidade de sequência negativa atua corretamente qualquer que seja a localização do defeito interno à linha de transmissão.

Além disso, os arquivos de plotagem gerados pelo ATP durante as simulações em massa confirmam que para a localização do defeito a partir do TC local até 5 % da linha, os GAPs locais e remotos das fases B e C envolvidas no curto-circuito atuam a exceção do GAP remoto da fase B. Por outro lado, para a falta aplicada de 92 % até o fim da linha imediatamente antes



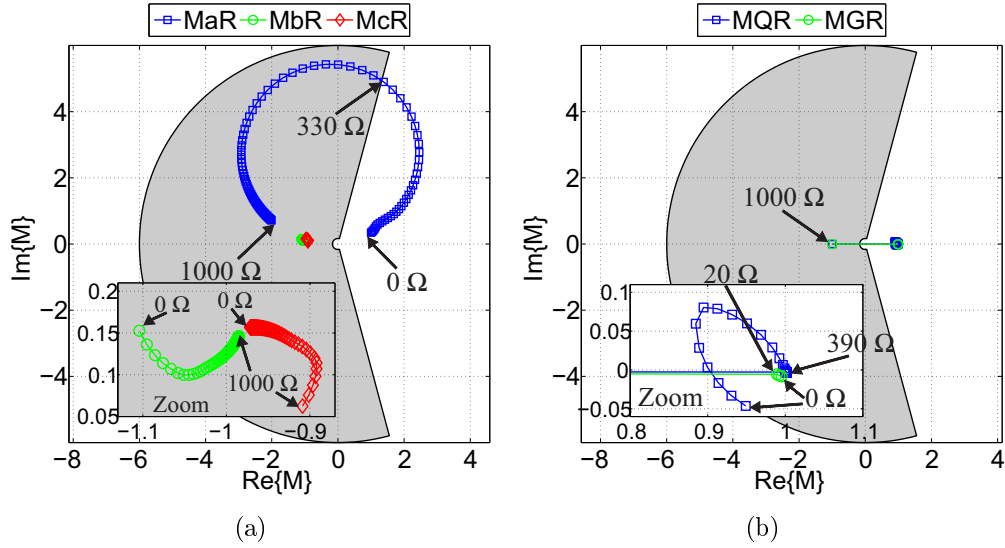
**Figura 4.10.** Variação da Localização de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-4; (b) Sequência, Caso ASP-4.

do TC remoto, tem-se a atuação dos GAPs remotos das fases B e C, mas somente a atuação do GAP local correspondente à fase B. Por isso que a trajetória dos quocientes das fases B e C da Figura 4.10(a) apresentam-se ligeiramente diferentes, devido à sensibilidade da proteção diante do defeito. Por fim, para a localização do curto-circuito além dos 5 % da linha e antes dos 95 %, a proteção fornecida pelos GAPs locais e remotos apresenta atuação para ambas as fases B e C defeituosas.

#### 4.1.2.5 Casos ASP-5 e ASP-6: Variação da resistência de falta do curto-circuito monofásico na fase A interno à linha de transmissão

A partir do Caso ASP-5, o parâmetro variado é a resistência de falta aplicada. Para este Caso ASP-5, quando o curto-circuito monofásico na fase A é aplicado na metade da linha de transmissão, observa-se, da Figura 4.11(a), que a trajetória dos quocientes da fase A apresenta formato circular. Além disso, para valores pequenos de resistências de falta, os quocientes recaem na região de operação, e, conforme esta resistência aumenta, a trajetória se direciona à região de restrição dentro da característica modificada. Para este curto-circuito, o limite de atuação da unidade diferencial da fase A, MaL, corresponde à resistência de falta de 330  $\Omega$ .

Através dos arquivos de plotagem do ATP, verifica-se a não atuação dos GAPs de ambos os terminais da linha. Dessa forma, para os quocientes das fases sãs, a restrição das unidades diferenciais de fase correspondentes não ocorre exatamente no ponto ótimo de  $(-1, 0)$ .



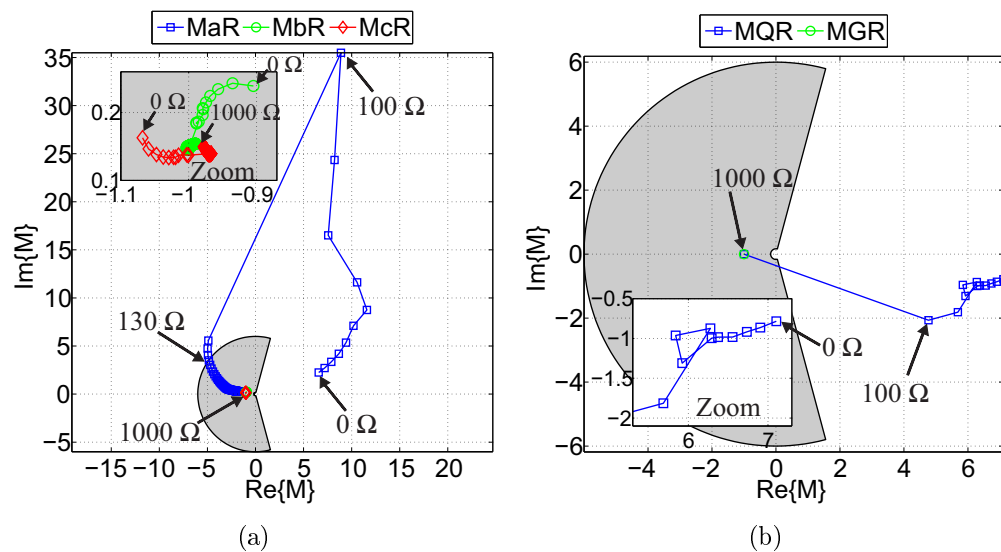
**Figura 4.11.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-5; (b) Sequência, Caso ASP-5.

Conseqüentemente, o capacitor série que continua inserido no circuito causa o surgimento de frequências subsíncronas que afetam as trajetórias no plano- $\beta$ .

Para as unidades de sequência do Caso ASP-5, na Figura 4.11(b), verifica-se que a unidade de sequência zero, MGR, é sensibilizada somente para curtos-circuitos com resistência de até  $20 \Omega$ , restringindo no ponto  $(-1, 0)$  do plano- $\beta$  após esse valor. A unidade de sequência negativa, MQR, apresenta uma melhor condição de atuação identificando o curto-circuito para resistências de falta de até  $390 \Omega$ . Para valores maiores, a unidade de sequência negativa também restringe no ponto  $(-1, 0)$ .

Ao contrário do Caso ASP-5, na situação do Caso ASP-6 em que a falta é aplicada em 5 % da linha de transmissão a partir do terminal local, conforme a Figura 4.12(a), a trajetória dos quocientes torna-se ligeiramente instável perdendo seu comportamento circular, porém seguindo o mesmo sentido a partir da região de operação até a região de restrição. O limite de atuação do Caso ASP-6 em relação ao Caso ASP-5, decai para a resistência de falta de  $130 \Omega$ . A perda do formato circular deve-se à atuação da proteção do GAP local correspondente à fase A até a resistência de falta de  $100 \Omega$  indicada na Figura 4.12 tanto para a unidade diferencial da fase A, MaR, quanto para a unidade de sequência negativa, MQR.

Em relação aos quocientes das fases sãs, a restrição ocorre ainda mais distante do ponto ótimo de  $(-1, 0)$  quando comparada ao caso anterior. Novamente, não houve atuação dos GAPs para essas fases, de modo que os bancos de capacitores série continuam inseridos no circuito



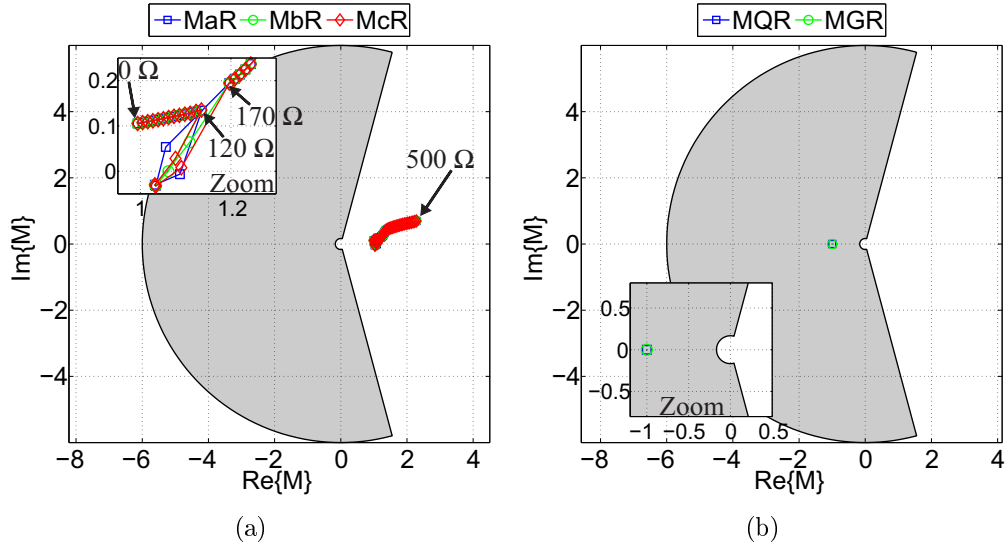
**Figura 4.12.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-6; (b) Sequência, Caso ASP-6.

ocasionando o surgimento das frequências subsíncronas que afetam as trajetórias no plano- $\beta$ .

No Caso ASP-6, em relação às unidades de sequência da Figura 4.12(b), a unidade de sequência zero, MGR, indevidamente não atua, independentemente da resistência de falta aplicada. Tal fato revela a falta de sensibilidade desta unidade de proteção. Além disso, a unidade de sequência negativa, MQR, é sensibilizada somente para faltas com resistência de até 100  $\Omega$ , perdendo também sua sensibilidade para valores maiores de resistência.

#### 4.1.2.6 Casos ASP-7 e ASP-8: Variação da resistência de falta do curto-circuito trifásico interno à linha de transmissão

Do Caso ASP-7 da Figura 4.13(a), verifica-se que para a falta trifásica aplicada na metade da linha de transmissão, tem-se a correta atuação das três unidades de fase para todo o intervalo aplicado na variação da resistência de falta. Entretanto, na parte ampliada da Figura 4.13(a), nota-se uma descontinuidade nas trajetórias dos quocientes das unidades de fase. Pelos arquivos de plotagem, constata-se que até a resistência de falta de 120  $\Omega$ , tem-se o disparo da proteção dos GAPs locais e remotos. Para os valores de resistência de falta de 130  $\Omega$  à 160  $\Omega$ , há apenas o disparo dos GAPs locais, e para as resistências de 170  $\Omega$  à 500  $\Omega$ , não há mais atuação da proteção dos bancos. Portanto, confirma-se novamente que a atuação da proteção do banco influencia diretamente na trajetória dos quocientes da proteção diferencial.



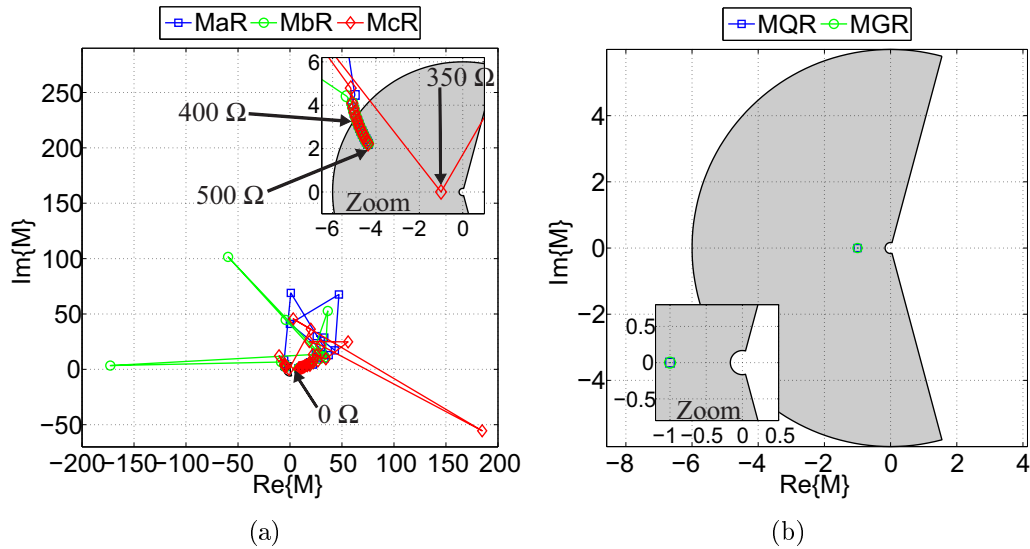
**Figura 4.13.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-7; (b) Sequência, Caso ASP-7.

Em relação às unidades de sequência, observa-se da Figura 4.13(b), que as unidades restringem exatamente no ponto ótimo  $(-1, 0)$  do plano- $\beta$ , visto que o curto-circuito trifásico, além de ser equilibrado, não envolve a terra.

Para o Caso ASP-8, devido à proximidade da mesma falta trifásica à 5 % de distância da barra local, conforme a Figura 4.14(a), percebe-se uma instabilidade crítica da trajetória dos quocientes. No entanto, apesar de tal instabilidade, as unidades de fase atuam para curtos-circuitos trifásicos com resistência de falta de até 400  $\Omega$ . A única exceção neste intervalo, pode ser visualizada na parte ampliada da Figura 4.14(a) como o cálculo espúrio do quociente referente à resistência de falta de 350  $\Omega$ , o qual recai indevidamente dentro da característica de restrição.

Mais uma vez, de acordo com os dados fornecidos pelos arquivos de plotagem gerados durante a simulação em massa pelo ATP, sabe-se que somente para os casos de resistência de falta nula ou igual a 10  $\Omega$  certifica-se a atuação dos GAPs de ambos os terminais da linha. Para valores de resistência de curto-circuito de 20  $\Omega$  à 370  $\Omega$  ainda é verificado o disparo dos GAPs locais, e, por fim, para resistências maiores que 370  $\Omega$  até 500  $\Omega$ , a proteção dos bancos não apresenta operação. Certamente, devido às baixas contribuições de curto-circuito em razão dos valores elevados de resistência de falta, os GAPs não são acionados, e os bancos de capacitores continuam inseridos na linha sob falta.

Finalmente, em relação às unidades de sequência da Figura 4.14(b), os quocientes são de-



**Figura 4.14.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-8; (b) Sequência, Caso ASP-8.

vidamente restringidos exatamente no ponto ótimo  $(-1, 0)$  do plano- $\beta$  para o curto-circuito trifásico equilibrado aplicado.

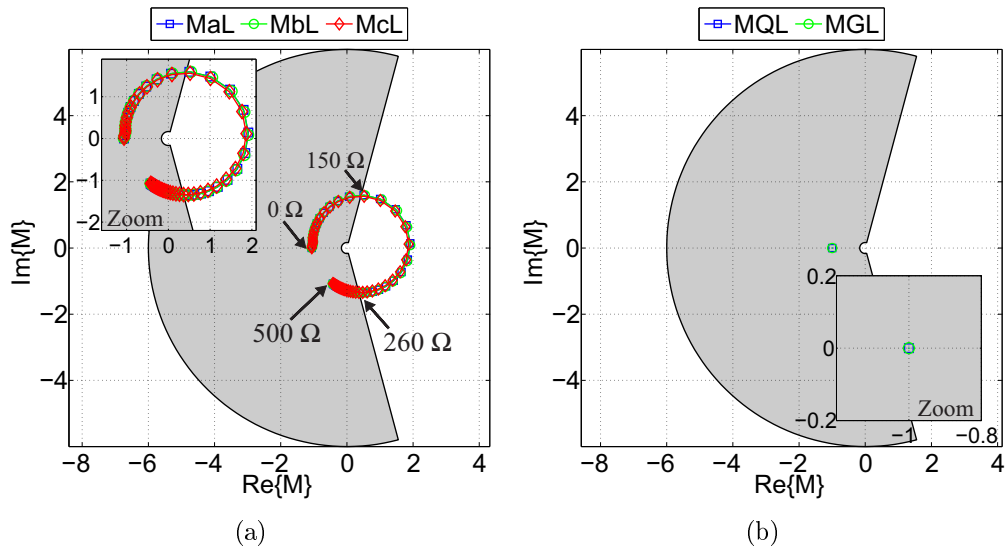
#### 4.1.2.7 Casos ASP-9, ASP-10, ASP-11 e ASP-12: Variação da resistência de falta para curtos-circuitos externos à linha de transmissão

Os Casos ASP-9, ASP-10, ASP-11 e ASP-12 representam a variação do parâmetro de resistência de falta respectivamente para a aplicação dos curtos-circuitos externos: trifásico na barra local, trifásico na barra remota, bifásico entre as fases B e C na barra local e bifásico também entre as fases B e C, porém, na barra remota.

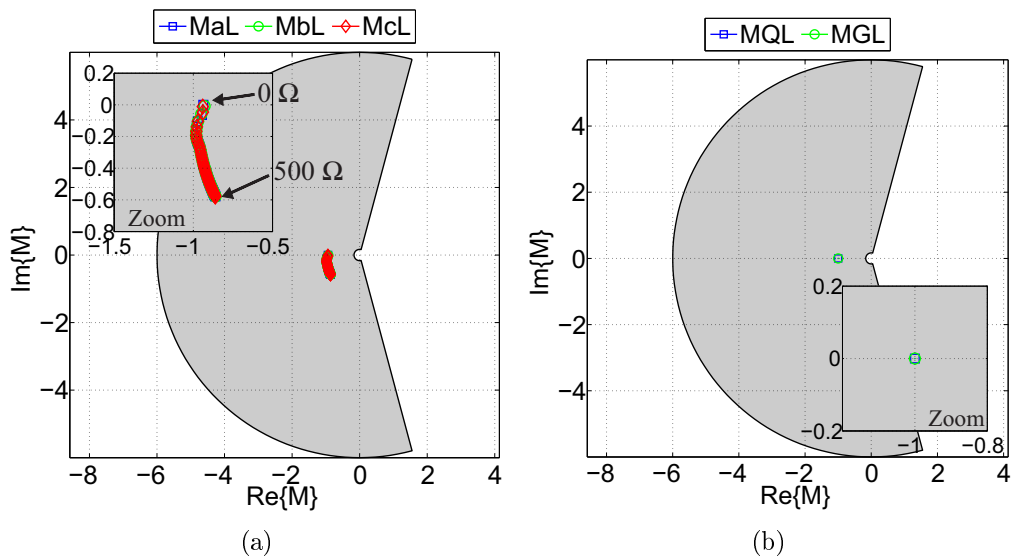
Para os Casos ASP-9 e ASP-10, observa-se, das Figuras 4.15(a) e 4.16(a), que a localização mais crítica do curto-circuito trifásico externo à linha de transmissão encontra-se na barra local referente à Figura 4.15(a). Para o terminal local, observa-se que para os valores de resistência de falta compreendidos no intervalo de 150  $\Omega$  à 260  $\Omega$  a proteção diferencial da linha opera indevidamente, o que não acontece no terminal remoto. Neste, a proteção diferencial está corretamente restringida independentemente do parâmetro de resistência de falta conforme ilustra a Figura 4.16(a).

Em contrapartida, as unidades de sequência se comportam apropriadamente, também restringindo suas respectivas atuações exatamente no ponto  $(-1, 0)$  do plano- $\alpha$  para ambas as





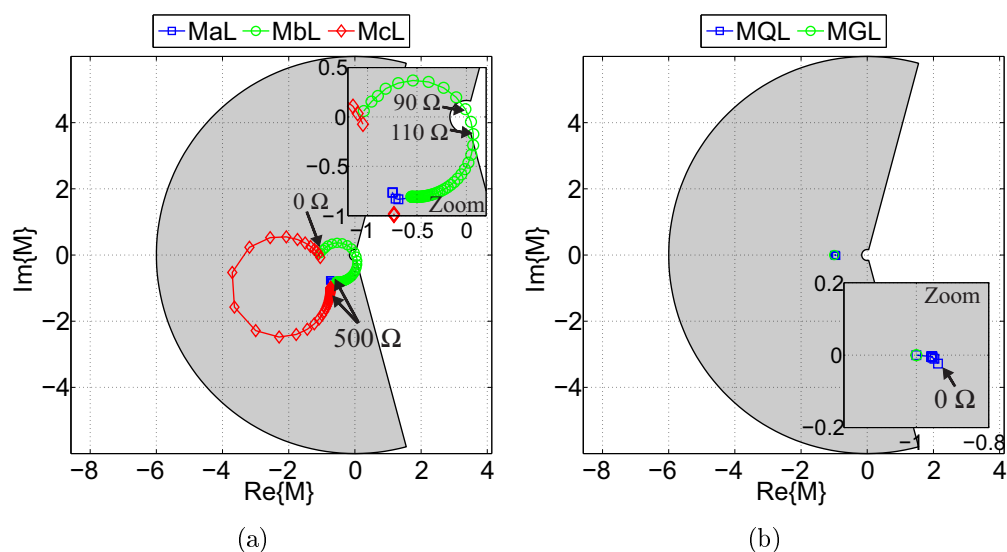
**Figura 4.15.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-9; (b) Sequência, Caso ASP-9.



**Figura 4.16.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-10; (b) Sequência, Caso ASP-10.

localidades do curto-circuito trifásico externo: barra local conforme Figura 4.15(b) e barra remota de acordo com a Figura 4.16(b).

No que diz respeito à atuação da proteção dos bancos, através dos arquivos de plotagem do ATP, verifica-se que, para os curtos-circuitos externos francos, nos quais as correntes de falta apresentam os maiores valores, há a atuação indevida dos GAPs locais e remotos, o que sugere que os valores de parâmetro utilizados para o disparo desses dispositivos pode ser elevado, de forma a garantir que não haja atuação da proteção dos bancos para qualquer curto-circuito externo à linha de transmissão compensada, conforme exige o procedimento de rede



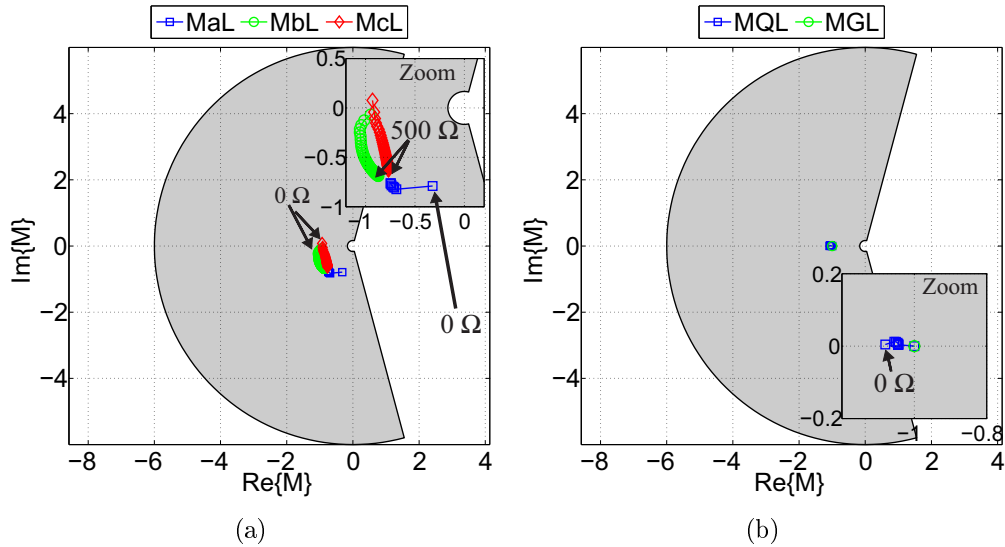
**Figura 4.17.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-11; (b) Sequência, Caso ASP-11.

em ONS (2011). Entretanto, conforme a variável de resistência de falta é acrescida em cada caso individual de 10 em 10  $\Omega$ , a proteção dos bancos não é atuada permanecendo com os capacitores série na linha de transmissão.

Ao se alterar o tipo de curto-circuito externo simulado de trifásico para bifásico conforme retratado nos Casos ASP-11 e ASP-12, evidencia-se pela Figura 4.17(a) que, novamente, a localização mais crítica da falta bifásica corresponde ao curto-circuito entre as fases B e C aplicado na barra local. O quociente da fase B do plano- $\alpha$ , MbL, opera indevidamente quando a resistência entre as fases B e C assume valores entre 90  $\Omega$  à 110  $\Omega$ . Em contrapartida, o quociente da fase C, McL, restringe devidamente diante de toda a variação do parâmetro.

As diferenças nas trajetórias dos dois quocientes de fase MbL e McL indicam que para o curto-circuito franco, primeiro ponto simulado na variação paramétrica, as correntes passantes nas fases B e C de ambos os terminais são similares em magnitude, em virtude de seus quocientes recaírem próximos ao ponto  $(-1,0)$  do plano- $\alpha$ . Entretanto, a medida em que a resistência entre essas fases aumenta, a corrente verificada na fase B do terminal local cresce em relação à respectiva corrente medida no terminal remoto, enquanto que na fase C acontece o inverso e com maior discrepância entre as magnitudes das correntes local e remota dessa fase. Com isso, observa-se o maior formato circular da trajetória do quociente da fase C da Figura 4.17(a) comparado ao menor círculo relativo ao correspondente à fase B.

Para as faltas externas na barra local com resistências mais elevadas, em torno de 400  $\Omega$



**Figura 4.18.** Variação da Resistência de Falta - Quocientes do Plano  $\alpha$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ASP-12; (b) Sequência, Caso ASP-12.

à 500  $\Omega$ , os quocientes das três fases da linha de transmissão se encontram próximos a um mesmo ponto no plano- $\alpha$  dentro da região de restrição, o que significa que a contribuição de curto-circuito das fases defeituosas à montante do relé diferencial tornam-se baixas o suficiente para se assemelhar aos valores de corrente medidos em ambos os terminais e passantes pela fase A sã da linha protegida.

Mais uma vez em relação à proteção dos bancos, através dos arquivos de plotagem do ATP, constata-se que, para os curtos-circuitos externos francos também há a atuação indevida dos GAPs locais e remotos. No entanto, para os demais casos em cada simulação em massa que já apresentam resistência de falta, a proteção dos bancos corretamente não é sensibilizada mantendo os bancos de capacitores série inseridos na linha de transmissão.

Por outro lado, para o curto-circuito externo aplicado na barra remota da Figura 4.18(a), observa-se a correta restrição das unidades diferenciais de fase diante de todo o intervalo de variação paramétrica da resistência de falta. O mesmo acontece para as unidades de sequência, as quais são restringidas tanto para o curto-circuito bifásico aplicado na barra local da Figura 4.17(b) quanto para a falta na barra remota ilustrada na Figura 4.18(b).

Finalmente, diferentemente do comportamento observado para as unidades de sequência dos curtos-circuitos trifásicos dos Casos ASP-9 e ASP-10, as unidades MQL e MGL dos curtos-circuitos bifásicos dessas duas Figuras, não se restringem exatamente no ponto  $(-1, 0)$  do plano- $\alpha$  em razão da falta ser assimétrica e do acoplamento mútuo entre as fases defeituosas

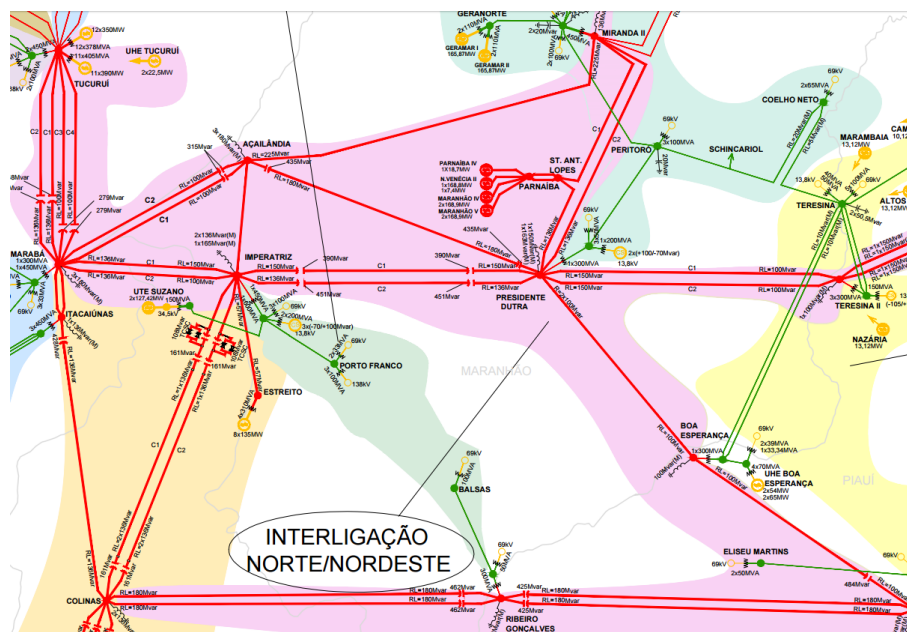


Figura 4.19. Mapa do ONS de parte do sistema de interligação norte-nordeste do Brasil (ONS, 2016)

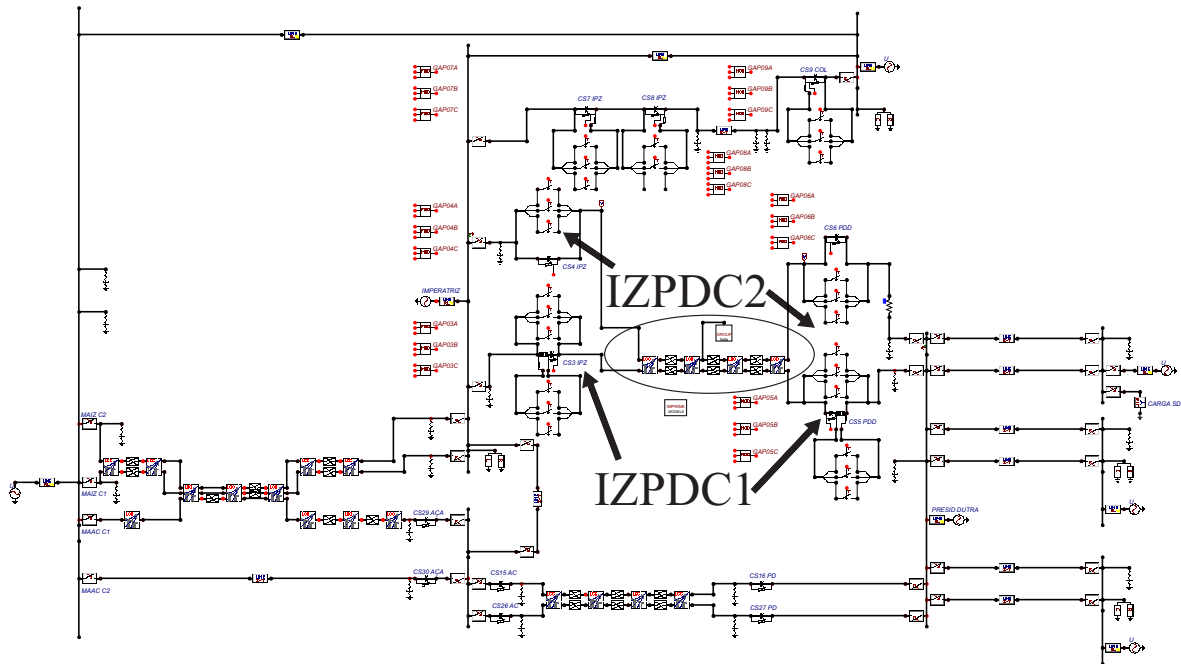
com a fase sã.

## 4.2 SISTEMA ELÉTRICO DA EMPRESA ELETOBRAS ELETRONORTE (ELN)

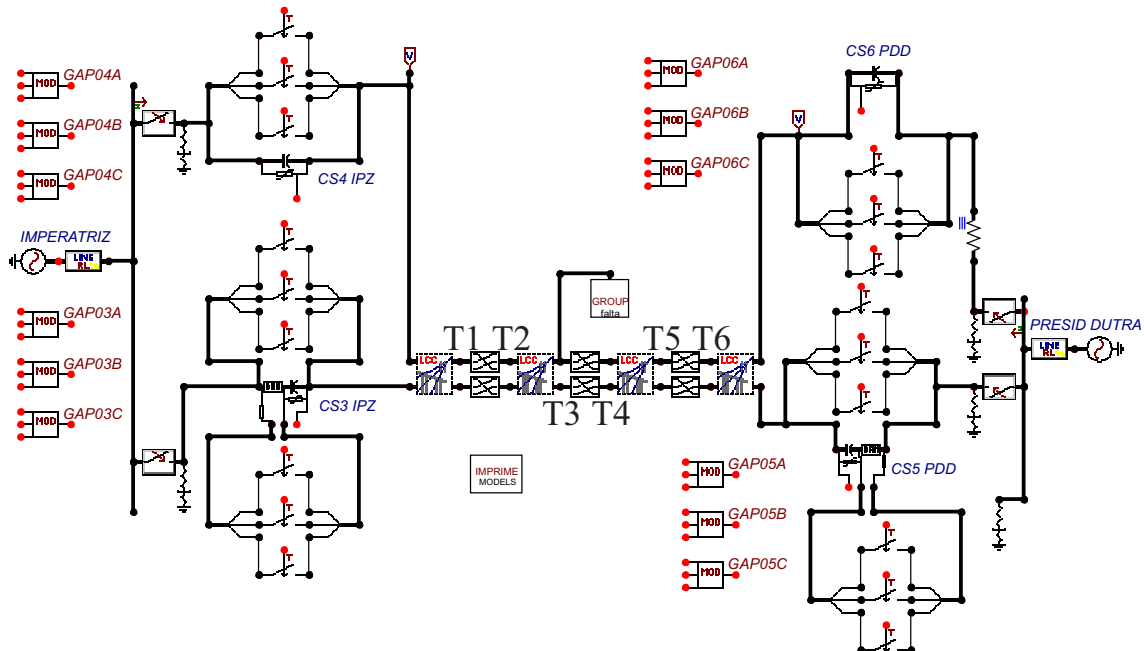
O sistema fornecido pela ELN engloba o circuito duplo da linha de interesse entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra, objeto de estudo deste trabalho, bem como as demais linhas de transmissão adjacentes a este circuito duplo, as quais se conectam às subestações de Marabá, Açailândia, Colinas, Miranda II, Teresina II e Boa Esperança conforme pode ser visto na Figura 4.19 obtida em (ONS, 2016).

A modelagem completa no ATP deste sistema parte integrante do SIN pode ser visualizada na Figura 4.20. Nesta Figura, notam-se as várias linhas adjacentes à linha compensada de interesse denominada IZPDC2 (circuito C2) as quais também possuem compensação série. Nas simulações descritas a seguir, será estudada a influência do sistema malhado constituído dessas demais linhas compensadas no comportamento da proteção diferencial aplicada para a linha IZPDC2 ilustrada. Este sistema foi modelado pela empresa Eletrobras Eletronorte para a comparação de desempenho das proteções empregadas nas linhas de transmissão através do *software* ATP e do RTDS, do inglês *Real Time Digital Simulator*.

A Figura 4.21 retrata isoladamente o circuito duplo da linha entre as subestações de Im-



**Figura 4.20.** Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte de parte do sistema interligado nacional, regiões Norte e Nordeste.



**Figura 4.21.** Modelagem no ATP fornecida pela Eletrobras Eletronorte da linha de transmissão de circuito duplo em 500 kV com compensação série de interesse interligada ao SIN.

peratriz e de Presidente Dutra por meio da ampliação de parte da Figura 4.20. A proteção diferencial avaliada nas simulações das Seções 4.2.1 e 4.2.2 está implementada no segundo circuito da linha identificado como circuito IZPDC2. Os dados para as linhas deste circuito duplo, bem como para os disparos dos GAPs instalados nos dois terminais estão informados respectivamente nas Tabelas 4.6 e 4.7. Os bancos de capacitores série instalados nas duas extremidades do circuito C2 são do fabricante Inebrasa/GE e estão identificados na linha como

**Tabela 4.6.** Dados das linhas de transmissão do circuito duplo entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra.

Parâmetro	Valor	Unidade
Comprimento: $Tam_{LT}$	387	km
Tensão Nominal: $V_N$	500	kV
Circuito 1: $r_1$	0,0257	$\Omega/\text{km}$
Circuito 1: $r_0$	0,4270	$\Omega/\text{km}$
Circuito 1: $x_1$	0,3210	$\Omega/\text{km}$
Circuito 1: $x_0$	1,2580	$\Omega/\text{km}$
Circuito 1: $\omega c_1$	5,1540	$\mu\text{S}/\text{km}$
Circuito 1: $\omega c_0$	3,4350	$\mu\text{S}/\text{km}$
Circuito 2: $r_1$	0,0170	$\Omega/\text{km}$
Circuito 2: $r_0$	0,4240	$\Omega/\text{km}$
Circuito 2: $x_1$	0,2660	$\Omega/\text{km}$
Circuito 2: $x_0$	1,3570	$\Omega/\text{km}$
Circuito 2: $\omega c_1$	6,0860	$\mu\text{S}/\text{km}$
Circuito 2: $\omega c_0$	2,7080	$\mu\text{S}/\text{km}$

**Tabela 4.7.** Dados dos bancos de capacitores série presentes nas linhas IZPDC1 e IZPDC2.

Parâmetro	Valor	Unidade
CS3 IPZ (C1): $jX$	j34,20	$\Omega$
CS3 IPZ (C1): $EGL3$	4,0	MJ
CS3 IPZ (C1): $IGL3$	7,8	kA
CS4 IPZ (C2): $jX$	j28,60	$\Omega$
CS4 IPZ (C2): $EGL4$	12,5	MJ
CS4 IPZ (C2): $IGL4$	12,0	kA
CS5 PDD (C1): $jX$	j34,20	$\Omega$
CS5 PDD (C1): $EGL5$	10,2	MJ
CS5 PDD (C1): $IGL5$	6,6	kA
CS6 PDD (C2): $jX$	j28,60	$\Omega$
CS6 PDD (C2): $EGL6$	4,0	MJ
CS6 PDD (C2): $IGL6$	12,0	kA

CS4 IPZ e CS6 PDD. Ainda, a linha IZPDC2 possui nível de tensão de 500 kV e comprimento de 387 km e as transposições entre as fases da linha ocorrem respectivamente nos quilômetros  $T1 = T2 = 64,5$  km,  $T3 = T4 = 193,5$  km e  $T5 = T6 = 322,5$  km a partir do terminal local em Imperatriz.

#### 4.2.1 Curtos-circuitos Trifásicos no Sistema da ELN:

No sistema da ELN, foram simulados curtos-circuitos trifásicos em alguns pontos de interesse, conforme apresentados na Tabela 4.8.

**Tabela 4.8.** Casos simulados para curtos-circuitos trifásicos no sistema da ELN.

Caso	Tipo de Falta	Interna ou Externa	Local da Falta	$h$ (%)	LT (km)	$R_{ff}$ ( $\Omega$ )
ELN-ATC-1	ABC	Interna	T1	16,67	64,5	0,0
ELN-ATC-2	ABC	Interna	T1	16,67	64,5	100,0
ELN-ATC-3	ABC	Interna	T3	50,00	193,5	0,0
ELN-ATC-4	ABC	Interna	T3	50,00	193,5	100,0
ELN-ATC-5	ABC	Externa	BR.IPZ	-	-	0,0

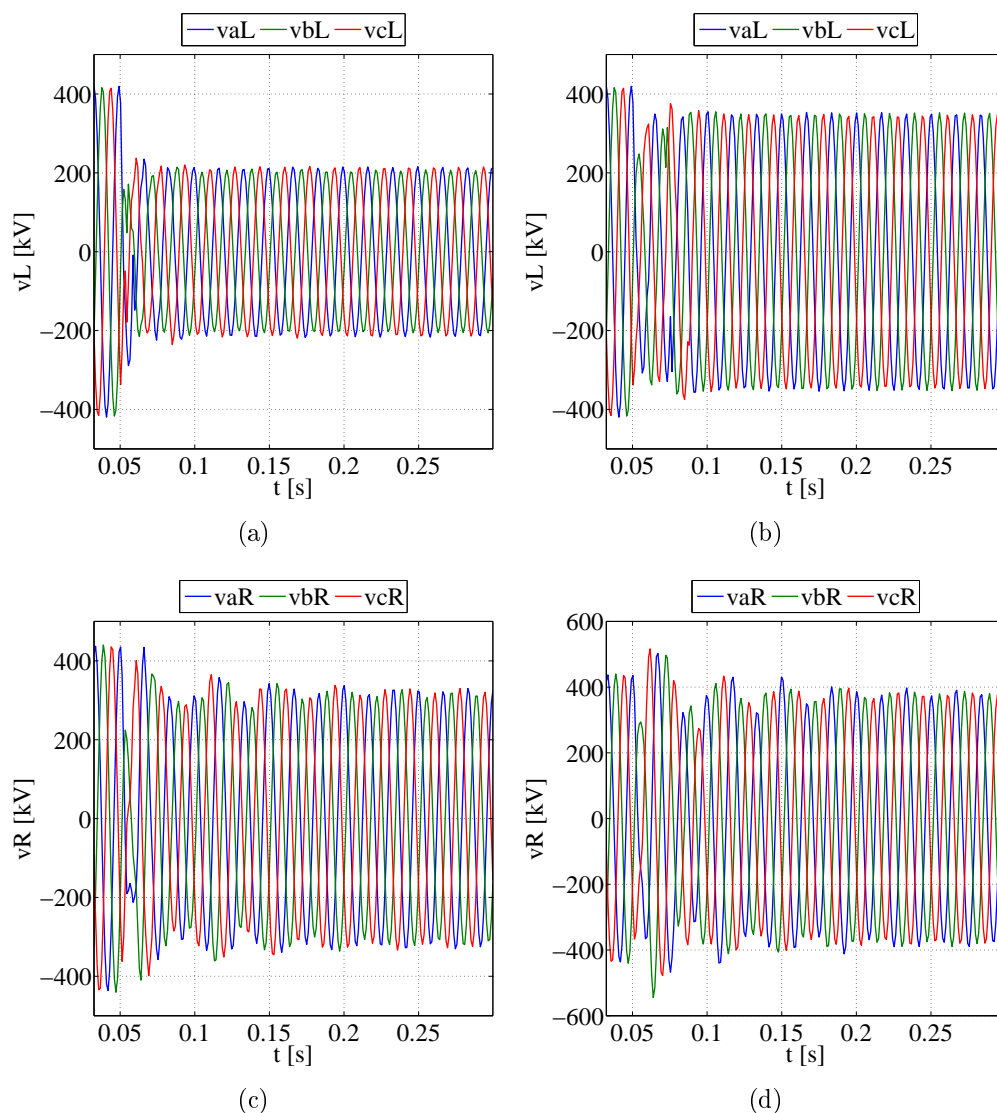
#### 4.2.1.1 Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2:

Os Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2 representam curtos-circuitos trifásicos aplicados internamente à linha IZPDC2 no primeiro ponto de transposição T1 da linha, no quilômetro 64,5 km. Eles se diferem apenas em relação à resistência de falta utilizada. No Caso ELN-ATC-1, o curto-circuito simulado é franco, ou seja, sem resistência de falta, e no Caso ELN-ATC-2, possui uma resistência de falta entre cada duas fases no valor de  $R_{ff} = 100 \Omega$ .

Observa-se na Figura 4.22(a) que o afundamento das tensões na barra local é mais severo para a falta franca do que o afundamento das tensões na mesma barra para o curto-circuito com resistência de falta da Figura 4.22(b). Esse comportamento é esperado devido ao amortecimento do circuito provocado pela resistência de falta, e, também pode ser observado em relação às correntes. Por exemplo, através das Figuras 4.23(a) e 4.23(b), constata-se que as correntes medidas no terminal local durante o curto-circuito franco são consideravelmente maiores quando comparadas às correntes verificadas no mesmo terminal diante da falta com resistência.

Analogamente, no terminal remoto, as tensões da Figura 4.22(c) para o curto-circuito franco apresentam uma maior queda nos valores medidos quando comparadas às tensões devido à presença da resistência de falta ilustradas na Figura 4.22(d). Além disso, observa-se um comportamento peculiar das tensões medidas no terminal remoto para os dois casos, o qual não é observado para as tensões do terminal local. A envoltória da amplitude dos sinais de tensão remotos apresenta-se na forma de batimentos, o que pode ser explicado devido ao aparecimento das ressonâncias subsíncronas. Tal fenômeno reflete a interação dos bancos de capacitores série com a reatância indutiva da linha de transmissão, formando, assim, um circuito LC cuja frequência natural de oscilação é calculada como  $f_{osc} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$  (MILLER, 1982).

Novamente, a influência do amortecimento da resistência de falta pode ser verificada nas

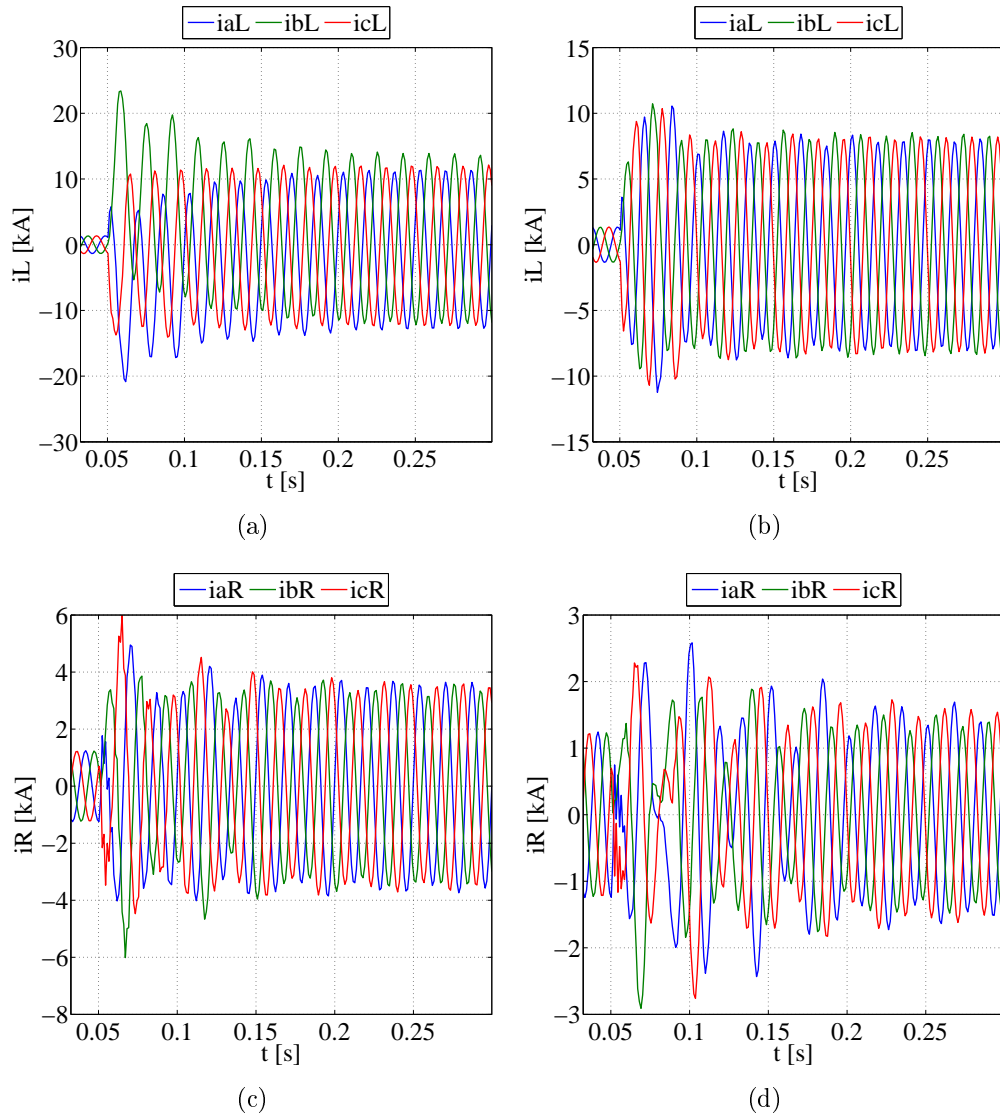


**Figura 4.22.** Tensões de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-1; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-2; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-1; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-2.

correntes do terminal remoto da Figura 4.23(d) em comparação aos sinais medidos pelo mesmo TC no caso da falta franca da Figura 4.23(c). Mais uma vez, o fenômeno da ressonância subsíncrona pode ser observado, e ainda, de forma mais evidente para os sinais de corrente.

Acerca da proteção diferencial empregada à linha compensada em análise, de acordo com a Figura 4.24(a), tem-se a devida atuação das três unidades diferenciais de fase para o caso do curto-circuito franco, assim como para o defeito com resistência de falta ilustrado na Figura 4.24(b). Entretanto, nota-se que a presença da resistência de falta implica em um atraso não intencional na atuação da proteção. Ou seja, a partir do instante de aplicação do defeito, ao invés das trajetórias dos quocientes de fase seguirem diretamente em direção à região de operação da Figura 4.24(b), ainda permanecem na região de restrição por um tempo maior que

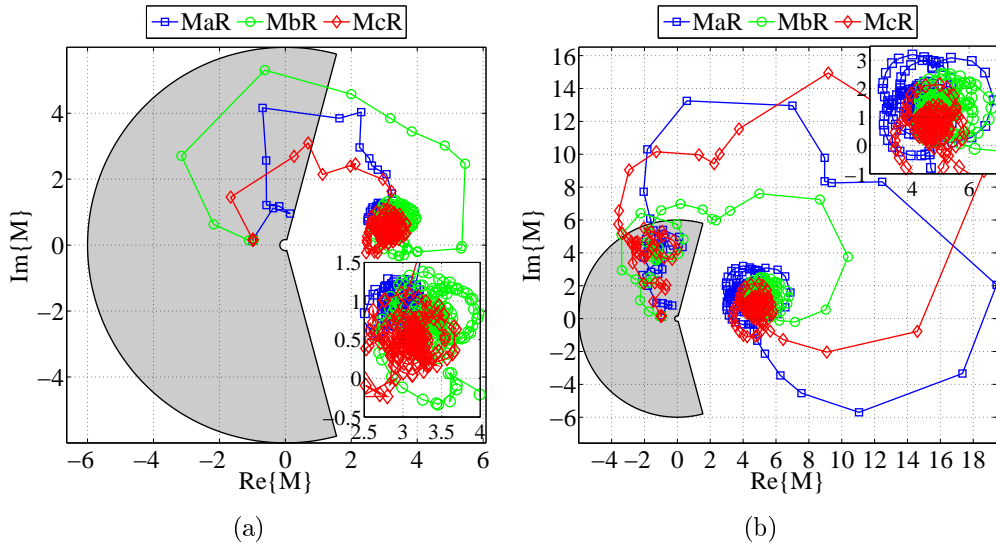




**Figura 4.23.** Correntes de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-1; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-2; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-1; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-2.

o necessário, como pode ser visto pelos trajetos circulares dentro da região hachurada. Outro aspecto relevante à respeito da presença da resistência de falta no curto-circuito ilustrado na Figura 4.24(b) é que as trajetórias das unidades de fase do plano- $\alpha$  se assemelham ao formato de pétalas de um rosa.

As trajetórias da Figura 4.24 assim como no sistema simplificado anteriormente analisado também são bastante influenciadas pela atuação da proteção dos bancos de compensação série da linha IZPDC2. De acordo com os arquivos de plotagem gerados nas simulações dos Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2, constata-se somente a atuação da proteção dos bancos locais, visto a proximidade dos curtos-circuitos ao terminal local, respectivamente em torno de 59 ms e 75 ms, lembrando que o instante de aplicação da falta foi em 50 ms. Ou seja, novamente para



**Figura 4.24.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-1; (b) Fase, Caso ELN-ATC-2.

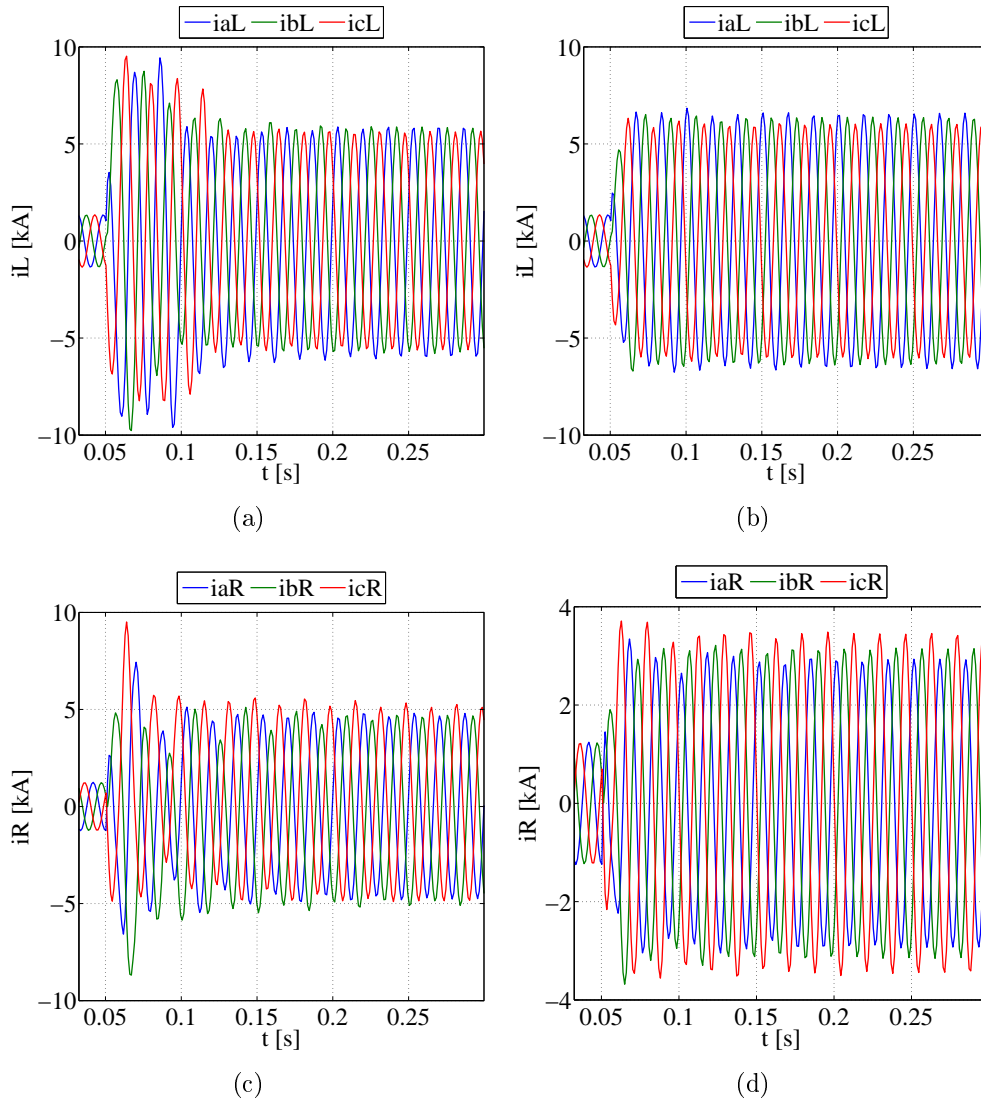
o caso com a resistência de falta, conclui-se que o atraso na atuação da proteção do banco local reflete diretamente no atraso observado da proteção diferencial da linha IZPDC2.

#### 4.2.1.2 Casos ELN-ATC-3 e ELN-ATC-4:

Os Casos ELN-ATC-3 e ELN-ATC-4 representam curtos-circuitos trifásicos aplicados na metade da linha IZPDC2 no terceiro ponto de transposição T3, quilômetro 193,5 km. Novamente, esses casos se distinguem somente em relação à resistência de falta utilizada. No Caso ELN-ATC-3, o curto-circuito simulado não possui resistência de falta, e no Caso ELN-ATC-4, a resistência de falta adotada entre as fases é de  $R_{ff} = 100 \Omega$ .

Em comparação aos Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2, para as correntes dos Casos ELN-ATC-3 e ELN-ATC-4 das Figuras em 4.25, nota-se que, tanto para a falta franca quanto com resistência de falta de  $100 \Omega$ , há uma diminuição na magnitude dessas correntes no terminal local, enquanto que verifica-se um aumento das mesmas no terminal remoto. A razão disso deve-se ao fato de que o curto-circuito foi empregado na metade da linha de transmissão, e não mais perto do terminal local.

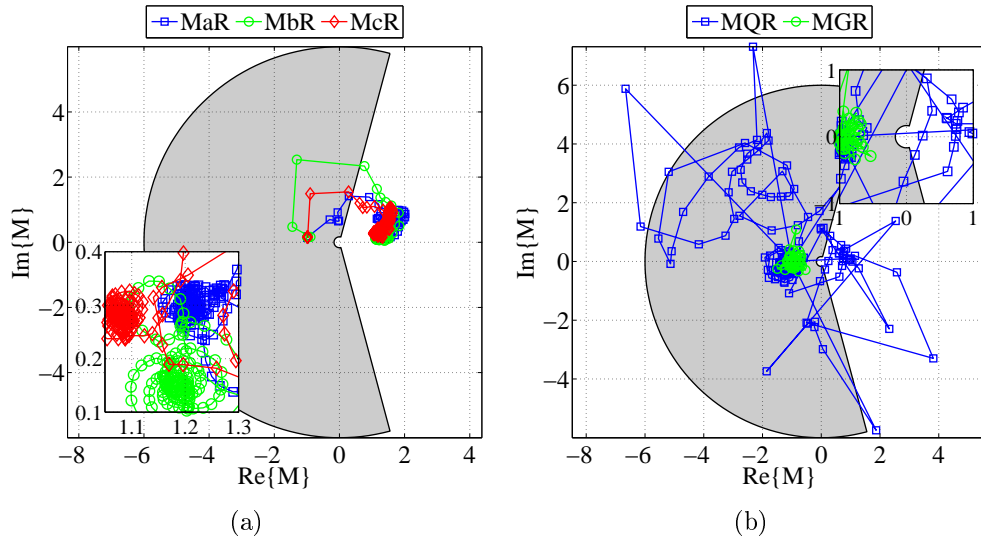
Dessa forma, as contribuições de corrente à falta provenientes das duas extremidades da linha tornam-se similares. Ainda, para o curto-circuito franco, novamente as correntes se apresentam maiores, conforme as Figuras 4.25(a) e 4.25(c), quando contrastadas com as Figuras 4.25(b) e 4.25(d) para o curto-circuito com resistência de falta de  $100 \Omega$ .



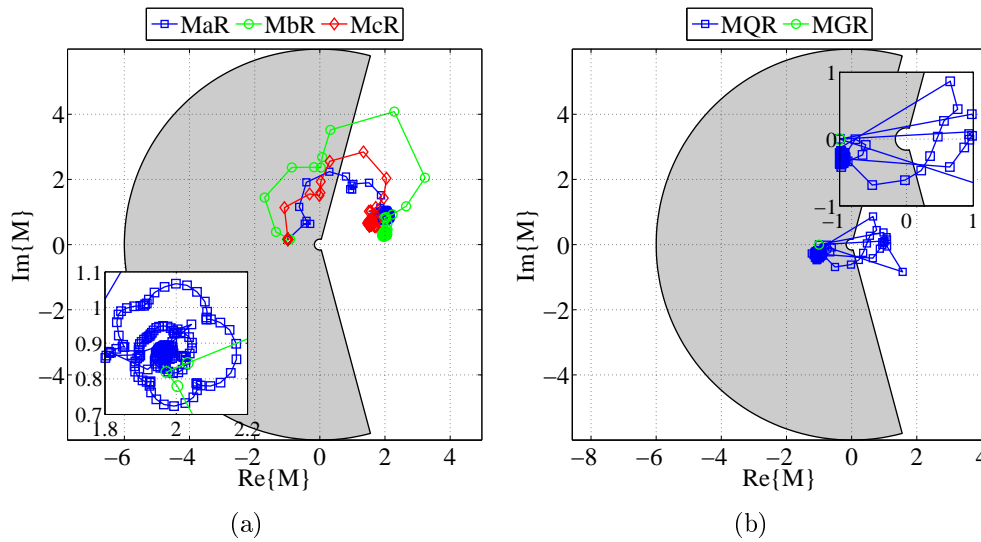
**Figura 4.25.** Correntes de entrada da proteção diferencial: (a) Terminal local, Caso ELN-ATC-3; (b) Terminal local, Caso ELN-ATC-4; (c) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-3; (d) Terminal remoto, Caso ELN-ATC-4.

De acordo com os arquivos de plotagem gerados pelo ATP, verifica-se para o Caso ELN-ATC-3, referente ao curto-circuito trifásico franco, a atuação dos três GAPs locais em até 74 ms e para os GAPs remotos em 96 ms. Em contrapartida, para o curto-circuito trifásico com resistência de falta de  $100 \Omega$  do Caso ELN-ATC-4, a proteção dos bancos não é sensibilizada em nenhum dos dois terminais, o que não impede a atuação da proteção diferencial, mas acarreta em um atraso não intencional conforme abordado a seguir.

No que concerne à operação da proteção diferencial, e, mais uma vez, comparando-se os Casos ELN-ATC-1 e ELN-ATC-2, as Figuras 4.26(a) e 4.27(a), referentes aos Casos ELN-ATC-3 e ELN-ATC-4, ilustram a correta atuação das unidades de fase para o curto-circuito. Entretanto, para a falta franca, a operação dessas unidades ocorre mais rapidamente e sem atrasos adicionais quando equiparada à atuação atrasada para a falta com resistência de  $100 \Omega$ .



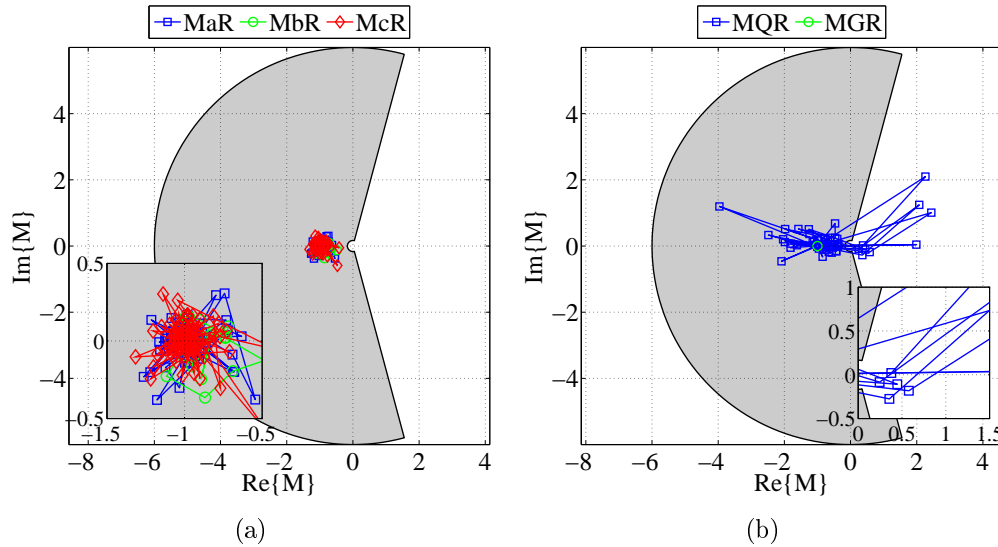
**Figura 4.26.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-3; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-3.



**Figura 4.27.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-4; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-4.

Além disso, as trajetórias de MaR, MbR e McR em direção à região de atuação, para os dois curtos-circuitos aplicados no meio da linha, são menos expressivas, se estabilizando em regime permanente de falta em pontos mais próximos à direita da origem do plano- $\beta$ . Esse comportamento deve-se ao fato das magnitudes das correntes serem parecidas e, com isso, a razão entre as correntes do plano- $\beta$ ,  $\frac{|\bar{I}_{LOC}|}{|I_{REM}|}$ , recaírem proximamente ao ponto (1,0) do plano- $\beta$ .

Finalmente, nas Figuras 4.26(b) e 4.27(b), as unidades de sequência apresentam bastante instabilidade na presença das faltas trifásicas simuladas, sendo pior para o curto-circuito franco do Caso ELN-ATC-3. Tais unidades de sequência podem ser temporariamente bloqueadas



**Figura 4.28.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-5; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-5.

diante de curtos-circuitos equilibrados e que não envolvam a terra, isto é, quando as correntes de sequência negativa e zero detectadas pelos seus respectivos elementos diferenciais são desprezíveis. Outra medida consiste na elevação dos valores de *pick-up*, porém, tal mudança compromete a sensibilidade de atuação dessas unidades quando da ocorrência de curtos-circuitos menos críticos.

#### 4.2.1.3 Casos ELN-ATC-5:

Finalizando com os curtos-circuitos trifásicos simulados no sistema da Eletrobras Eletro-norte, tem-se o curto-circuito externo aplicado na barra local sem resistência de falta. A proteção dos bancos de capacitores série de ambos os terminais corretamente não é sensibilizada, e as unidades de fase representadas na Figura 4.28(a) também são devidamente restringidas durante a aplicação do curto-circuito externo.

No entanto, as unidades de sequência da Figura 4.28(b) exibem diversos quocientes espúrios calculados na região de operação, sendo pior para a unidade de sequência negativa MQR. Conforme já mencionado, tal problema pode ser contornado com o uso de um algoritmo de detecção de falta externa o qual bloqueie temporariamente a atuação dessas unidades de sequência, as quais apresentam maior sensibilidade do que as unidades de fase diante do curto-circuito externo ocorrido.

### 4.2.2 Curtos-circuitos Monofásicos no Sistema da ELN:

Novamente no sistema da Eletrobras Eletronorte, foram simulados curtos-circuitos monofásicos para os pontos de interesse a seguir indicados. Os dados relevantes quanto a esses curtos-circuitos estão identificados na Tabela 4.9.

**Tabela 4.9.** Casos simulados para curtos-circuitos monofásicos no sistema da ELN.

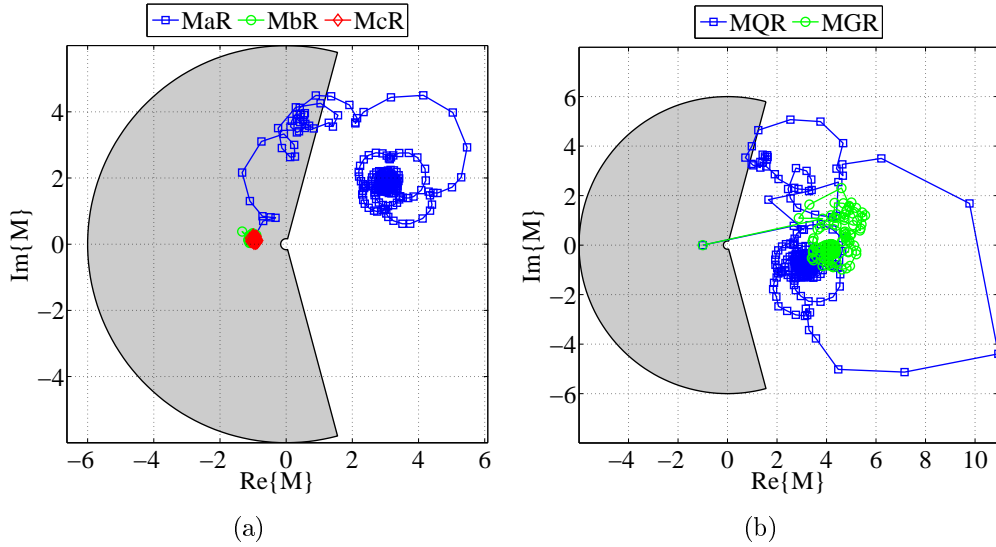
Caso	Tipo de Falta	Interna ou Externa	Local da Falta	$h$ (%)	LT (km)	$R_f$ ( $\Omega$ )
ELN-ATC-6	AT	Interna	T1	16,67	64,5	0,0
ELN-ATC-7	AT	Interna	T1	16,67	64,5	50,0
ELN-ATC-8	AT	Interna	T1	16,67	64,5	200,0
ELN-ATC-9	AT	Interna	T1	16,67	64,5	400,0
ELN-ATC-10	AT	Externa	BR.PDD	-	-	0,0
ELN-ATC-11	AT	Externa	BR.PDD	-	-	250,0

#### 4.2.2.1 Casos ELN-ATC-6, ELN-ATC-7, ELN-ATC-8 e ELN-ATC-9:

Os Casos ELN-ATC-6 ao ELN-ATC-9 apresentados nesta Seção 4.2.2.1 foram selecionados de forma a exibir a influência da resistência de falta em relação à sensibilidade de atuação da proteção diferencial. Portanto, só serão ilustradas as trajetórias dos quocientes de fase e de sequência do plano- $\alpha$  para cada simulação e não mais os sinais de tensão e de corrente.

Acerca dos disparos dos GAPs, os centelhadores responsáveis pela proteção dos bancos de capacitores série, através dos arquivos de plotagem gerados nas simulações do ATP, sabe-se que, somente no Caso ELN-ATC-6 sem resistência de falta, verifica-se a atuação em torno de 77 ms dos GAPs locais presentes no terminal da linha IZPDC2 da subestação de Imperatriz. Os GAPs remotos não são sensibilizados em nenhum dos casos simulados e para os Casos ELN-ATC-7 ao ELN-ATC-9 com resistência de falta os GAPs locais também passam a não atuar.

Em relação à operação da unidade diferencial da fase A, constata-se pela Figura 4.29(a) que, no Caso ELN-ATC-6 do curto-circuito AT sem resistência, tem-se a devida atuação durante o regime permanente de falta, porém, com um ligeiro atraso, em virtude da permanência de várias amostras ainda na região de restrição antes dos quocientes recaírem na região de operação. Esse atraso também é observado na atuação da proteção local dos bancos, visto que os GAPs locais foram disparados somente após 27 ms do instante de aplicação da falta. Por isso, torna-se

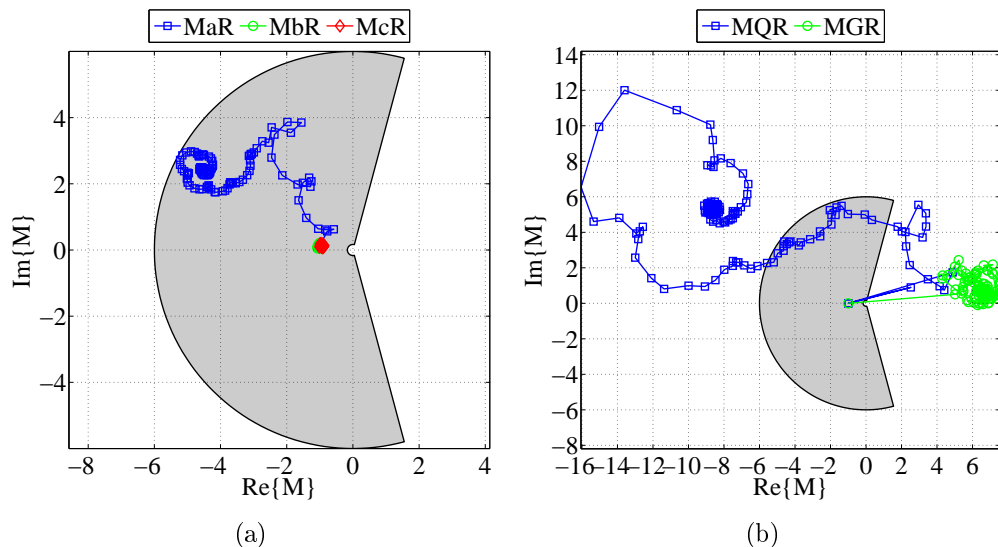


**Figura 4.29.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-6; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-6.

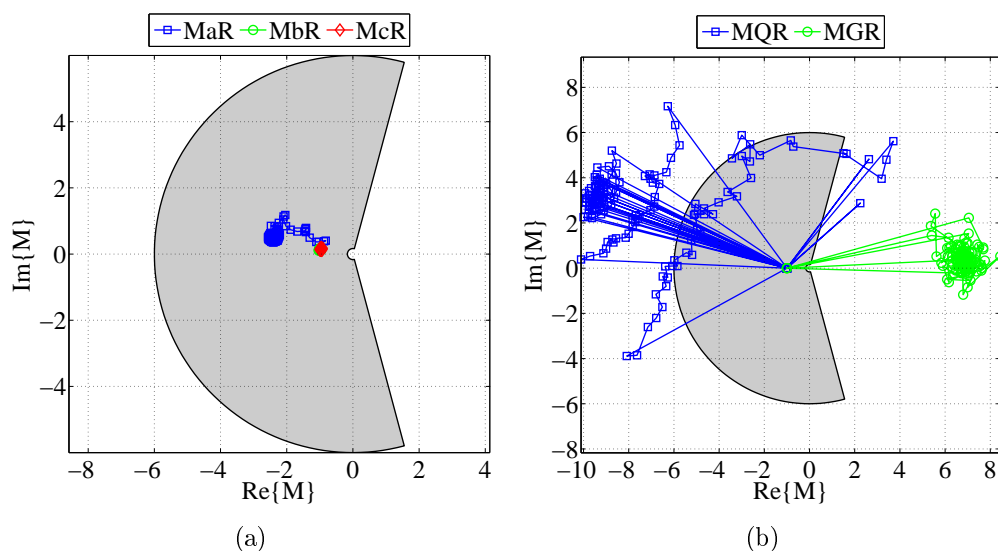
evidente que a unidade diferencial referente à fase defeituosa para um curto-circuito monofásico pode não ser o melhor elemento diferencial para detecção.

Neste contexto, conforme aumenta-se a resistência de falta, vide a Figura 4.30(a) correspondente à resistência de falta de  $50 \Omega$ , e, para casos mais severos, conforme as Figuras 4.31(a) e 4.32(a) referentes às resistências de falta de  $200 \Omega$  e  $400 \Omega$ , percebe-se que a unidade MaR perde rapidamente a sua sensibilidade de detecção e atuação diante do curto-circuito. Apesar que para o Caso ELN-ATC-7, em que  $R_f = 50 \Omega$ , os quocientes se estabilizam em regime permanente de falta próximos ao limiar da característica de restrição, isto é, se o raio  $R$  fosse diminuído do seu valor original igual a 6 para 5, a unidade MaR seria capaz de detectar corretamente o curto-circuito.

Por outro lado, em relação à atuação das unidades de sequência para o curto-circuito monofásico AT aplicado, observa-se a correta atuação de ambas as unidades MQR e MGR para a falta franca da Figura 4.29(b). As trajetórias dos quocientes se apresentam diretamente em direção à região de operação a partir do instante de aplicação do defeito. No entanto, quando se acrescenta a resistência de falta de  $50 \Omega$  correspondente à Figura 4.30(b), a resposta transitória da unidade de sequência negativa, MQR, apresenta algumas amostras na região de restrição, antes de se estabilizar na região de operação durante o regime permanente de falta. A unidade de sequência zero, MGR, ainda demonstra corretamente uma rápida atuação com a trajetória direta para a região operação.



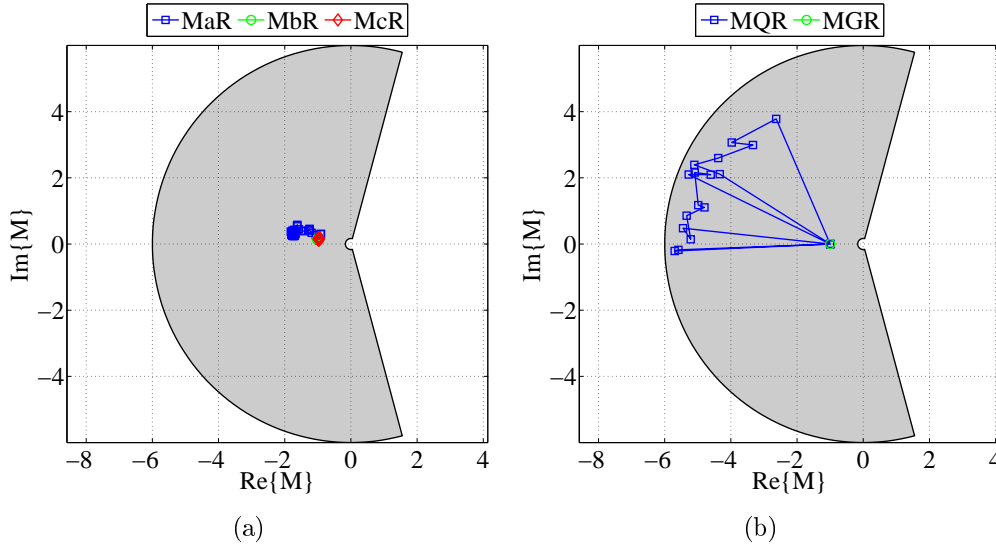
**Figura 4.30.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-7; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-7.



**Figura 4.31.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-8; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-8.

Conforme o valor da resistência de falta é acrescido nas simulações descritas, por exemplo, para  $200 \Omega$  e  $400 \Omega$  representados nas Figuras 4.31(b) e 4.32(b), a sensibilidade da unidade de sequência negativa, MQR, torna-se cada vez pior. Por exemplo, para  $200 \Omega$ , já apresenta várias amostras instáveis e consecutivas de operação e restrição no plano- $\alpha$ . Além disso, perde totalmente sua sensibilidade para a resistência de  $400 \Omega$ , visto que todas as amostras recaem dentro da característica de restrição. No entanto, mesmo com a perda de sensibilidade, a atuação desta unidade ainda é mais sensível e confiável em relação à unidade da fase A, por atuar para curtos-circuitos com maior resistência de falta.





**Figura 4.32.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-9; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-9.

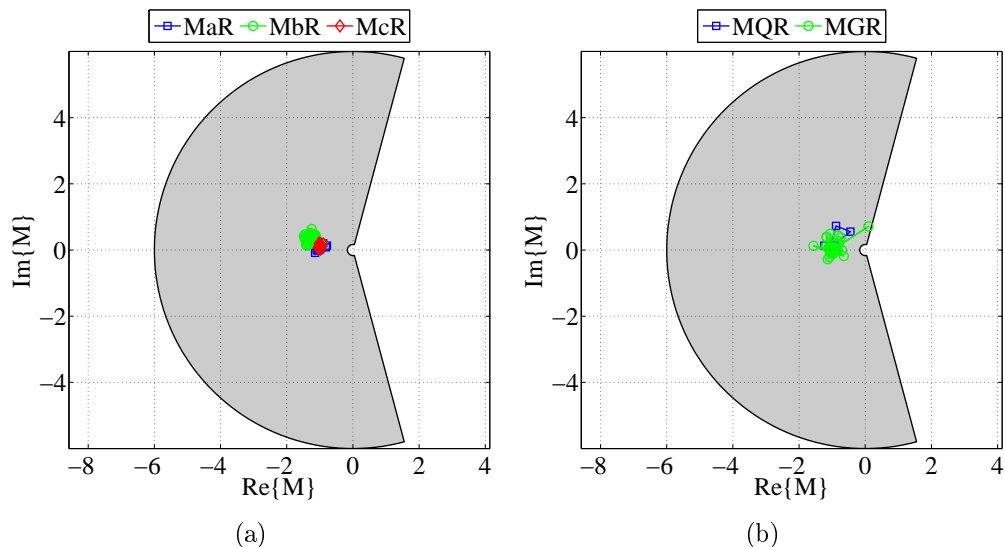
Pelas mesmas Figuras 4.31(b) e 4.32(b), no que diz respeito à diferença entre as duas unidades MQR e MGR, conforme aumenta-se o valor da resistência de falta, a unidade de sequência zero, MGR, também sofre perda de sensibilidade cada vez maiores. Mesmo assim, retrata uma ligeira vantagem em comparação à unidade de sequência negativa, MQR, visto que a atuação da unidade MGR ocorre mais rápida e diretamente em direção à região de operação. Isto é, praticamente não contendo amostras na região de restrição durante a resposta transitória do curto-circuito.

#### 4.2.2.2 Casos ELN-ATC-10 e ELN-ATC-11:

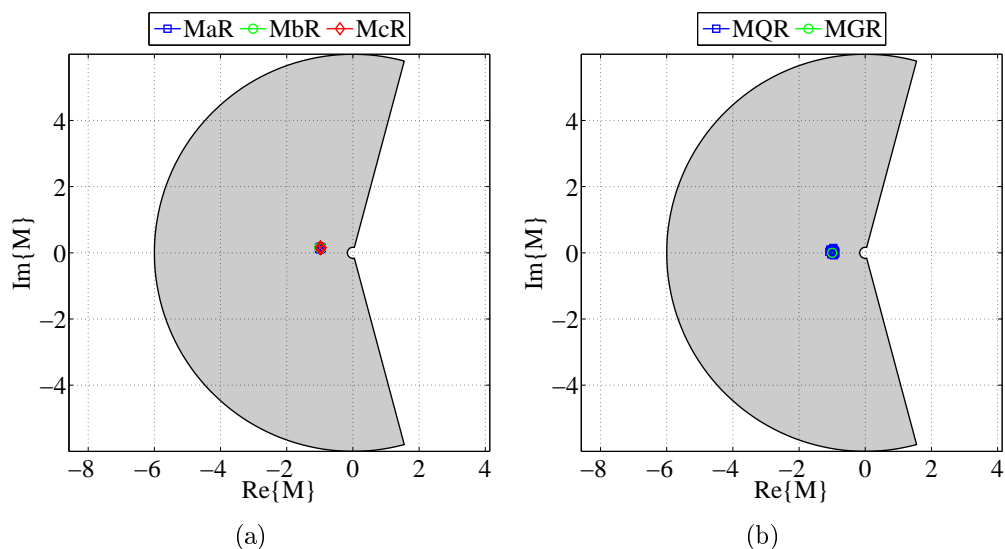
Por fim, os últimos curtos-circuitos monofásicos simulados no sistema da Eletrobras Eletronorte são externos à linha de transmissão, aplicados na barra remota dentro da subestação de Presidente Dutra. Os Casos ELN-ATC-10 e ELN-ATC-11 diferenciam-se entre si apenas em relação à resistência de falta. No primeiro, o curto-circuito é franco e no segundo, possui resistência de falta de  $250 \Omega$ .

Através dos arquivos de plotagem gerados pelo ATP, verifica-se que corretamente não há atuação da proteção dos bancos em nenhum dos terminais da linha IZPDC2, uma vez que os curtos-circuitos aplicados são externos à região de proteção desta linha de transmissão.

Em relação à atuação da proteção diferencial, na presença do curto-circuito externo franco



**Figura 4.33.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-10; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-10.



**Figura 4.34.** Quocientes do Plano  $\beta$ , Unidades de: (a) Fase, Caso ELN-ATC-11; (b) Sequência, Caso ELN-ATC-11.

das Figuras 4.33(a) e 4.33(b), respectivamente, as unidades de fase e de sequência são devidamente restringidas, apesar da unidade de sequência zero exibir uma amostra de quociente próxima ao limiar de atuação.

Analogamente, e sem perda de sensibilidade da proteção diferencial dos relés, como pode ser visualizado nas Figuras 4.34(a) e 4.34(b), para a falta com resistência do Caso ELN-ATC-11, as unidades de fase e de sequência mais uma vez restringem corretamente a atuação da proteção diferencial diante do curto-circuito externo.

# CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação, foram apresentadas análises de desempenho das unidades diferenciais de proteção aplicadas em linhas de transmissão com compensação série e avaliadas com o uso da característica modificada do plano- $\alpha$ . Para realizar tais análises, inicialmente, foi proposto um sistema simplificado de linha de transmissão longa com compensação série modelado no *software* ATP em conjunto com o ambiente MODELS, e, posteriormente, utilizou-se, também no ATP, da modelagem de parte do SIN correspondente ao circuito duplo de linhas de transmissão com compensação série entre as subestações de Imperatriz e Presidente Dutra do estado do Maranhão (MA), Brasil.

O estudo indispensável para a constituição de tais análises foi exposto nos primeiros capítulos. Primeiramente, no Capítulo 2, realizou-se um levantamento do estado da arte em relação à proteção diferencial de corrente avaliada no plano- $\alpha$  e utilizada na proteção de linhas de transmissão de alta tensão com e sem compensação série. No Capítulo 3, discutiram-se os principais conceitos acerca da fundamentação teórica necessária para a aplicabilidade da proteção diferencial de linhas de transmissão via plano- $\alpha$ , assim como, problemas a serem contornados, que possam comprometer o correto funcionamento das lógicas de proteção habilitadas, bem como as soluções usualmente empregadas.

Em continuação à pesquisa realizada e concretizando os conhecimentos obtidos, no Capítulo 4, os sistemas elétricos de potência analisados foram submetidos a diversos tipos de curtos-circuitos para a avaliação do desempenho da proteção diferencial implementada. Para o sistema simplificado, foram examinadas as respostas transitórias para alguns tipos de curtos-circuitos simulados, bem como a sensibilidade paramétrica diante da variação de parâmetros tais como localização, tipo e resistência de falta. Em contrapartida, para o sistema da ELN, foram considerados casos pontuais para as análises transitórias de curto-circuito desenvolvidas.

Dentre os diferentes tipos de simulações realizadas, ressalta-se que as análises de sensibilidade paramétrica, ASPs, avaliadas no plano- $\alpha$  e verificadas para o sistema simplificado possibilitaram uma boa compreensão acerca da atuação da proteção diferencial de linhas de transmissão com compensação série. Dessa forma, a escolha coerente de casos pontuais de interesse tornou-se possível para que tais resultados pudessem ser comprovados durante as análises transitórias de curto-circuito, principalmente, quanto ao sistema malhado e de maior complexidade fornecido pela Eletrobras Eletronorte, o qual também foi objeto de estudo desta dissertação.

Os resultados obtidos, em sua maioria, apresentaram boas condições de atuação da função diferencial de linhas, 87L, inclusive, melhor atuação quando comparada à atuação da proteção do banco fornecida pelo MOV associado ao *Spark* GAP controlado. A principal conclusão adquirida neste trabalho refere-se à direta relação entre a atuação dessas duas proteções, e, como a trajetória dos quocientes no plano- $\alpha$  é afetada devido ao disparo ou não dos centelhadores (GAPs). Sabe-se que diante de certas situações de curto-circuito, a proteção do banco não desvia completamente as contribuições de corrente de falta que continuam passando através dos bancos de capacitores. Deste modo, torna-se necessária a rápida atuação da proteção diferencial de linha visando garantir a segurança dos equipamentos do sistema de potência sem que haja algum dano físico nos mesmos.

Com base nas análises apresentadas, a operação das unidades de fase, 87LA, 87LB e 87LC, mostrou-se adequada perante curtos-circuitos trifásicos e monofásicos sem resistência de falta. À medida que foram sendo realizadas simulações de curtos-circuitos com resistências de falta cada vez maiores, a atuação isolada de cada uma dessas unidades foi comprometida conforme já se esperava, visto que estas unidades não são ajustadas com muita sensibilidade. Alternativamente, a atuação das unidades de sequência diante de tais casos, demonstraram-se satisfatórias provendo a sensibilidade necessária, operando corretamente na maioria dos casos e isolando os possíveis defeitos presentes no sistema de interesse.

No entanto, diante da sensibilidade das unidades de sequência negativa e zero, 87LQ e 87LG, devido à compensação série das linhas de transmissão avaliadas, tais unidades, em alguns casos, apresentaram cálculos espúrios dos quocientes, isto é, indevidamente atuaram ou deixaram de atuar corretamente. Algumas soluções para contornar tais problemas foram citadas durante a

ocorrência dos mesmos, tais como o bloqueio temporário ou atraso intencional dessas unidades, ou mesmo a associação da atuação desses elementos com a detecção de curtos-circuitos externos à linha de transmissão protegida.

Portanto, dado que a proteção diferencial de linha atuou incorretamente para alguns casos simulados, pode-se propor como uma alternativa a utilização de um esquema de proteção mais robusto, por exemplo, que considere a detecção necessária de amostras consecutivas de curto-circuito. Assim sendo, a proteção diferencial atuaria somente diante da certificação de uma falta interna. Por conseguinte, os relés enviariam o sinal de *trip* aos disjuntores da linha protegida com maior segurança de tal forma a isolar o defeito e garantir a confiabilidade e seletividade do sistema.

Finalmente, ressalta-se a contribuição à literatura e relevância dos resultados obtidos em razão de não se ter muitos trabalhos nos quais sejam abordadas avaliações de desempenho da proteção diferencial para linhas de transmissão com compensação série utilizando-se da característica modificada do plano- $\alpha$ . Principalmente, para as simulações para avaliação da sensibilidade paramétrica.

Diante do exposto, para trabalhos futuros, é sugerida a realização das seguintes propostas:

- Incorporar a detecção de faltas externas à lógica do algoritmo utilizado de maneira a garantir maior segurança na atuação da proteção diferencial;
- Avaliar o uso de um elemento misto/
- Comparar os resultados apresentados com um algoritmo de comparação de fases;
- Realizar análises de desempenho dos sistemas estudados para uma eventual ocorrência de saturação de TC, que incluem componentes harmônicas aos sinais de entrada;
- Forçar a ocorrência de inversões de corrente para avaliar como a proteção diferencial é comprometida e quais soluções podem ser agregadas ao algoritmo de proteção de forma a minimizar tais efeitos;
- Aumentar o carregamento dos sistemas empregados visando a qualificação do algoritmo da proteção diferencial de linhas adotado;

- Simular nas análises de sensibilidade paramétrica a variação de outros parâmetros do sistema, tais como instante de aplicação da falta e SIR dos equivalentes;
- Avaliar a atuação da proteção diferencial para diferentes topologias da compensação série instalada, por exemplo, implantada no centro da linha de transmissão protegida ou somente em um de seus terminais, inclusive, comparando também com a mesma linha sem a compensação série inserida;
- Analisar o impacto da elevação do grau de compensação série para os sistemas avaliados no desempenho da proteção diferencial de corrente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMIAK, M. G.; ALEXANDER, G. E.; PREMARLANI, W. A new approach to current differential protection for transmission lines. In: PROTECTIVE RELAYING COMMITTEE MEETING. Portsmouth, NH, 1998. Citado na página 9.
- AGGARWAL, R. K.; JOHNS, A. T. The development of a new high speed 3-terminal line protection scheme. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 1, n. 1, jan. 1986. Citado na página 9.
- ALTUVE, H.; BENMOUYAL, G.; ROBERTS, J.; TZIOUVARAS, D. A. Transmission line differential protection with an enhanced characteristic. v. 2, p. 414–419 Vol.2, April 2004. Citado na página 13.
- ALTUVE, H. J.; MOONEY, J. B.; ALEXANDER, G. E. Advances in series-compensated line protection. In: *Protective Relay Engineers, 2009 62nd Annual Conference for*. [S.l.: s.n.], 2009. Citado na página 17.
- ALVES, R. S. B. *Análise do Desempenho da Proteção Diferencial Aplicada às Linhas de Transmissão de Ultra-Alta Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, dec. 2014. Citado na página 33.
- ANDERSON, P. M.; FARMER, R. G. *Series Compensation of Power Systems*. Encinitas, California, EUA: PBLSH! Inc., 1996. Citado 4 vezes nas páginas 1, 3, 4, and 51.
- BAKIE, E.; WESTHOFF, C.; FISCHER, N.; BELL, J. Voltage and current inversion challenges when protecting series-compensated lines - a case study. In: 42ND ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE. Spokane, Washington, EUA, 2015. Citado na página 18.
- 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, 17, 28, 35, 36, and 37.
- BENMOUYAL, G.; LEE, T. *Securing Sequence-Current Differential Elements*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 29.
- BENMOUYAL, G.; MOONEY, J. B. *Advanced Sequence Elements for Line Current Differential Protection*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2006. Citado na página 14.
- BI, T. S.; YU, Y. L.; HUANG, S. F.; YANG, Q. X. An accurate compensation method of distributed capacitance current in differential protection of uhv transmission line. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING. [S.l.], 2005. Citado na página 32.

- CONCEIÇÃO, J. B. R. *Análise de Transitórios em Linhas de Transmissão com Compensação Série*. [S.l.], 2015. Citado 2 vezes nas páginas 19 and 51.
- DALLBELLO, A. C.; SILVEIRA, P. M.; PARENTONI, M. F. C.; ADAMI, J. F. Análise de sinais provocados por defeitos em linhas de transmissão utilizando técnicas de telecomunicação e processamento de sinais. In: IV CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA. Araxá, Minas Gerais, Brasil, 2007. Citado na página 1.
- ERNST, L. J.; HINMAN, W. L.; QUAM, D. H.; THORP, J. S. Charge comparison protection of transmission lines - relaying concepts. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 4, oct. 1992. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 12.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 29.
- FRONTIN, S. de O. *Alternaticas não-convencionais para a transmissão de energia elétrica - estado da arte*. 1. ed. Brasília, Brasil: Goya Editora LTDA, 2011. Citado na página 4.
- FRONTIN, S. de O. *Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. Brasília, DF, Brasil: Goya Editora LTDA, 2013. Citado na página 48.
- GAJIC, Z.; BRNCIC, I.; EINARSSON, T.; LUDQVIST, B. Practical experience from multiterminal line differential protection installations. In: RELAY PROTECTION AND SUBSTATION AUTOMATION OF MODERN POWER SYSTEMS. Cheboksary, Russia, 2007. Citado na página 10.
- 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 na página 10.
- 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 50.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 3rd. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons Inc, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 20.
- IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE. *EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org>>. Citado na página 49.
- KASZTENNY, B.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J.; FISCHER, N. *Tutorial on Operating Characteristics of Microprocessor-Based Multiterminal Line Current Differential Relays*. Wrocław University of Technology, Wrocław, Poland, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 15 and 33.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; ALTUVE, H. J. *Negative-Sequence Differential Protection - Principles, Sensitivity, and Security*. Spokane, WA, 2014. Citado na página 37.



- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; FODERO, K. *Communications and Data Synchronization for Line Current Differential Schemes*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2011. Citado na página 11.
- LEUVEN EMTP CENTER. *ATP - Alternative Transient Program: Rule book*. Herverlee, Belgium, 1987. Citado na página 48.
- 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 6 vezes nas páginas 14, 15, 32, 33, 34, and 35.
- MILLER, T. J. E. *Reactive power control in electric systems*. New York, USA: Wiley, 1982. Citado 2 vezes nas páginas 3 and 74.
- MILLS, D. L. Internet time synchronization: The network time protocol. *IEEE Transactions on Communications*, v. 39, n. 10, p. 1482–1493, out. 1991. Citado na página 29.
- MOLAS, E. C. *Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no Plano Alfa: Modelagem e Simulação*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, dec. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 16 and 24.
- MOLAS, E. C.; MORAIS, L. P.; SILVA, K. M. Análise das trajetórias no plano alfa referentes á operação da proteção diferencial de linhas de transmissão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (XXII SNPTEE). Brasília, DF, 2013. Citado na página 15.
- MOLAS, E. C.; SILVA, K. M. Modelagem e simulação da proteção diferencial de linhas de transmissão no atp. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (IV SBSE). Goiânia, Brasil, 2012. Citado na página 12.
- 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 15 and 30.
- 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 viii, 1, and 2.
- ONS. *Rede de Operação, Áreas de Controle da Transmissão, Regiões Norte e Nordeste*. 2016. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/mapas\\_rede\\_operacao/n\\_ne/DU-CT.NNE.01A\\_r132.pdf](http://www.ons.org.br/download/mapas_rede_operacao/n_ne/DU-CT.NNE.01A_r132.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas vi and 71.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos*. Brasília, 2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Citado na página 69.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado na página 21.
- 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 48.

- SCHWEITZER III, E. O.; FISCHER, N.; KASZTENNY, B. A fresh look at limits to the sensitivity of line protection. In: TEXAS A&M CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS. Texas, USA, 2011. Citado na página 11.
- SEZI, T.; STRUECKER, O. L. A.; CHAGAS, M. Aspectos práticos e experiências de campo no uso de relés diferenciais de linha utilizando sistemas complexos de telecomunicação e suas influências. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE (IX STPC). Belo Horizonte, Brasil, 2008. Citado na página 11.
- SUGIYAMA, T.; KANO, T.; HATATA, M.; AZUMA, S. Development of a PCM current differential relaying system using fiber-optic data transmission. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 103, n. 1, jan. 1984. Citado na página 9.
- SUN, S. C.; RAY, R. E. A current differential relay system using fiber optics communications. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 102, n. 2, feb. 1983. Citado na página 8.
- 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 27.
- 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 5 vezes nas páginas 12, 16, 21, 24, and 30.
- TZIOUVARAS, D.; ALTUVE, H.; BENMOUYAL, G.; ROBERTS, J. *Line Differential Protection with an Enhanced Characteristic*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2002. Citado 4 vezes nas páginas 13, 23, 26, and 31.
- WARD, S.; ERWIN, T. *Current Differential Line Protection Setting Considerations*. RFL Electronics Inc., Boonton, New Jersey, 1993. Citado na página 9.
- WARRINGTON, A. R. C. *Protective Relays: Their Theory and Practice, Volume 1*. 1. ed. London: Chapman & Hall, 1962. Citado 2 vezes nas páginas 12 and 23.
- XU, Z. Y.; DU, Z. Q.; RAN, L.; WU, Y. K.; YANG, Q. X.; HE, J. L. A current differential relay for a 1000-kv uhv transmission line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 3, p. 1392–1399, Jul 2007. Citado na página 17.
- XUE, Y.; KASZTENNY, B.; TAYLOR, D.; XIA, Y. Line differential protection under unusual system conditions. In: 39ND ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE. Spokane, Washington, EUA, 2012. Citado 8 vezes nas páginas 18, 39, 40, 41, 42, 44, 46, and 51.
- XUE, Y.; KASZTENNY, B.; TAYLOR, D.; XIA, Y. Series-compensation, power swings, and inverter-based sources and their impact on line current differential protection. In: 66ND ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS. College Station, Texas, EUA, 2013. Citado 8 vezes nas páginas 18, 39, 40, 41, 42, 44, 46, and 51.
- ZIEGLER, G. *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*. 2. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2012. Citado na página 2.