



**PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM
POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**

BERNARD FERNANDES KÜSEL

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM
POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

BERNARD FERNANDES KÜSEL

ORIENTADOR: KLEBER MELO E SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM - 568/2014

BRASÍLIA/DF: AGOSTO - 2014

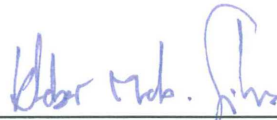
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM POUCO MAIS
DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA


BERNARD FERNANDES KÜSEL

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.

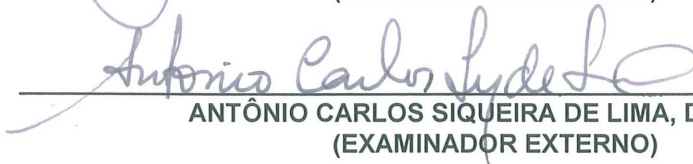
APROVADA POR:



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



DENIS VINICIUS COURY, PhD., USP
(EXAMINADOR EXTERNO)



ANTÔNIO CARLOS SIQUEIRA DE LIMA, Dr., UFRJ
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 08 de agosto de 2014.

FICHA CATALOGRÁFICA

KÜSEL, BERNARD FERNANDES

Proteção de linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda.

[Distrito Federal] 2014.

xxviii, 132p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2014).

Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|--|---|
| 1. Transmissão de energia em muito longa distância | 2. Linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda |
| 3. Proteção de sistemas elétricos de potência | 4. Localização de defeitos |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

KÜSEL, B. F. (2014). Proteção de linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM - 568/2014, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 132p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Bernard Fernandes Küsel

TÍTULO: Proteção de linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda.

GRAU: Mestre

ANO: 2014

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 dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.



Bernard Fernandes Küsel
Universidade de Brasília – UnB
Campus Darcy Ribeiro
Faculdade de Tecnologia – FT
Departamento de Engenharia Elétrica
Brasília – DF
CEP: 70910-900

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Ronaldo e Hilda, pela educação, criação, dedicação, apoio e todo o incentivo que sempre me deram, sendo os principais responsáveis pela formação do meu caráter e por eu ter conseguido chegar onde estou.

À minha namorada e companheira em todos os momentos Isabella, pelo compreensão, paciência, carinho, incentivo e apoio incondicional ao longo desses anos, sendo primordial para a conclusão e sucesso deste trabalho.

Ao professor Kleber Melo, que também tenho a satisfação de chamar de amigo, por me abrir as portas para o meio acadêmico, pela confiança depositada em mim nos mais diversos momentos e por me ajudar a moldar e aperfeiçoar minha forma de pensar, escrever, simular e analisar, chamando a atenção até para os mais ínfimos detalhes, o que, no todo, fez a diferença. Pelas inestimáveis conversas técnicas – e não-técnicas –, que contribuíram de forma significativa para meu crescimento não só como profissional, mas também pessoal. E, por fim, pela melhor orientação que um aluno poderia receber, contemplando praticamente toda minha formação acadêmica, desde a iniciação científica, passando pelo trabalho de graduação e concluindo nesta dissertação de Mestrado.

Ao amigo Felipe Lopes, pelas inúmeras reuniões e discussões sobre ciência, que contribuíram sobremaneira para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas da Eletronorte e, em especial, ao Camilo, por expandir minha visão e ampliar meus conhecimentos nesse maravilhoso mundo dos sistemas elétricos de potência, sempre com uma paciência inesgotável para responder meus questionamentos e curiosidades. Por todas as conversas, ideias trocadas e material disponibilizado sobre o tema deste trabalho, que colaboraram para que a profundidade almejada nas pesquisas fosse alcançada.

Aos colegas de trabalho do ONS, pelo grande incentivo dado para a conclusão deste trabalho, pela revisão cuidadosa do texto e pelas excelentes sugestões para a apresentação.

Aos membros da banca examinadora, pelas valiosas contribuições que vieram no intuito de enriquecer esta pesquisa.

RESUMO

Muitos têm sido os estudos voltados para buscar soluções não convencionais para a transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias no Brasil e no mundo. Nesta área, um tópico que vem sendo bastante discutido é a utilização de linhas de transmissão em corrente alternada (AC) com pouco mais de meio comprimento de onda. As publicações acerca do tema datam desde a década de 1940 ao redor do mundo, sendo que no Brasil, os primeiros trabalhos relacionados ao tema foram publicados a partir de 1981.

Apesar da transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda ter sido muito estudada em diversos aspectos, não há relatos de uma avaliação ampla e aprofundada com respeito ao desempenho dos esquemas de proteção para esta tecnologia na literatura. Com base na pesquisa existente, pode-se verificar que o comportamento das tensões e correntes frente a curtos-circuitos em linhas desta natureza é bastante diferente daquele encontrado em linhas com dimensões convencionais, o que pode afetar significativamente a operação dos relés de proteção que a monitoram.

Este trabalho apresenta uma análise sobre os principais aspectos dos sistemas de proteção de uma linha de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda, visando determinar a viabilidade do uso de funções disponíveis em relés comerciais ou na literatura para sua operação confiável e segura. São feitas avaliações detalhadas do comportamento das grandezas de tensão e corrente para faltas ao longo da linha, do desempenho de algoritmos de estimação de fasores, do desempenho de algoritmos de seleção de fases, do desempenho da proteção de distância e do desempenho de algoritmos de localização de faltas. Ao final, conclui-se que as principais funções de proteção disponíveis no mercado e algumas alternativas reportadas na literatura não são capazes de fornecer um esquema de proteção confiável e seguro para essa tecnologia.

Palavras-chave: Transmissão de energia em muito longa distância, linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda, proteção de sistemas elétricos.

ABSTRACT

In the last decade, many studies have been directed towards finding unconventional solutions for bulk power transmission over very long distances. In this area, the use of AC transmission lines little longer than a half-wavelength has been thoroughly discussed. Literature on the subject from all around the world dates back to the 1940s, whereas, in Brazil, the researches regarding this technology have been reported since 1981.

Even though power transmission in half-wavelength has been widely studied in many aspects, the literature brings no reports of an extensive and thorough analysis regarding the performance of protection schemes for this technology. Based on existing research, it can be seen that current and voltage waveforms originated from fault occurrences in transmission lines little longer than a half-wavelength are very different from those found in lines with conventional lengths, what can significantly affect the operation of protective relays.

This dissertation presents a thorough analysis on the main aspects of protection systems of a transmission line little longer than a half-wavelength, aiming to determine the viability of using protective functions available in commercial relays or in the literature for its safe and reliable operation. Evaluations regarding phasor estimation algorithms performance, faulted phase selection algorithms, distance protection performance and fault location algorithms performance were made. In the end, it is concluded that the main protection functions available on the market and some alternatives reported in the literature fail to provide a safe and reliable protection scheme for this technology.

Keywords: Very long distance power transmission, half-wavelength transmission line, power systems protection.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xix
Lista de Símbolos	xxi
Glossário	xxvii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Motivação	7
1.3 Objetivos e contribuições	7
1.4 Organização do texto	8
1.5 Publicações associadas ao projeto de mestrado	9
1.5.1 Trabalhos publicados em periódicos internacionais	9
1.5.2 Trabalhos publicados em anais de eventos	9
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	11
Capítulo 3 – Fundamentos da transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda	17
3.1 Aspectos gerais de linhas de transmissão	17

3.2	Principais conceitos de linhas com pouco mais de meio comprimento de onda . . .	22
3.3	Perfil de tensão e corrente ao longo da linha	27
3.4	Conclusões parciais	32
Capítulo 4 – Avaliação das grandezas de curto-circuito		33
4.1	Regime permanente	34
4.1.1	Grandezas vistas do terminal local	34
4.1.2	Grandezas vistas ao longo da linha	36
4.1.3	Análise de sensibilidade	40
4.2	Regime transitório	42
4.3	Conclusões parciais	45
Capítulo 5 – Estimação de fasores		47
5.1	Fundamentos da estimação de fasores	48
5.1.1	Esquema de janelamento dos sinais	48
5.1.2	Filtragem em relés de proteção	48
5.1.3	Algoritmos de estimação de fasores	51
5.1.4	Algoritmos baseados da análise de Fourier	52
5.1.4.1	Algoritmo de Fourier de um ciclo	53
5.1.4.2	Algoritmo de Fourier de meio ciclo	54
5.1.5	Resposta no tempo e em frequência de algoritmos de estimação de fasores	54
5.2	Algoritmo de Fourier modificado	57
5.3	Estimação de fasores em sinais de defeito em linhas $\lambda/2^+$	59
5.4	Conclusões parciais	67
Capítulo 6 – Proteção de distância		69
6.1	Fundamentos da proteção de distância	70

6.1.1	Impedâncias a medir	70
6.1.2	O diagrama $R-X$ e as características de operação	72
6.1.3	Zonas de proteção de distância	73
6.2	Seleção de fases	75
6.3	Avaliação de desempenho para sinais em regime permanente	78
6.3.1	Impedâncias vistas pelas unidades do relé de distância	78
6.3.2	Atuação da proteção	80
6.3.3	Análise de sensibilidade	81
6.3.4	Impedâncias vistas pela proteção da linha MA	86
6.4	Avaliação de desempenho para sinais em regime transitório	86
6.5	Proteção de distância não convencional	89
6.5.1	Identificação do problema	89
6.5.2	Descrição do algoritmo de Xu <i>et al.</i> (2008)	89
6.5.3	Aplicação do algoritmo em linhas de até 1000 km	91
6.5.4	Aplicação do algoritmo em linhas com pouco mais de meio comprimento de onda	92
6.5.5	Método de correção proposto	94
6.6	Conclusões parciais	95
Capítulo 7 – Localização de defeitos		97
7.1	Localização de defeitos em linhas de transmissão	97
7.2	Localização de defeitos em linhas com pouco mais de meio comprimento de onda	99
7.3	Novo algoritmo de localização de defeitos	101
7.3.1	Ideia geral	101
7.3.2	Descrição do algoritmo	102
7.3.3	1º Estágio: seleção das grandezas de entrada	103
7.3.4	2º Estágio: estimação da localização do defeito	104
7.3.5	3º Estágio: correção da localização estimada	104

7.4	Apresentação e análise dos resultados	106
7.5	Conclusões parciais	108
Capítulo 8 – Conclusões		111
8.1	Propostas para trabalhos futuros	114
Referências Bibliográficas		117
Apêndice A – Descrição do sistema elétrico de potência avaliado		125
Apêndice B – Entrada para rotina <i>Line Constants</i> do ATP		129
Apêndice C – Implementação do algoritmo de estimação de fasores utilizado no trabalho		131

LISTA DE FIGURAS

1.1	Distâncias entre as usinas na Bacia do Amazonas e os principais centros de carga brasileiros e distribuição geográfica das usinas hidrelétricas em operação no ano de 2008 (adaptação do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2008a)).	4
3.1	Segmento infinitesimal do modelo elétrico de uma linha de transmissão monofásica.	18
3.2	Circuito π equivalente de uma linha de transmissão.	22
3.3	Grandezas Z' e $Y'/2$ em função do comprimento elétrico da linha.	24
3.4	Relação entre a tensão no terminal receptor e no terminal emissor em função do comprimento elétrico da linha.	25
3.5	Potência ativa transmitida através de linhas de transmissão de comprimentos elétricos distintos em função da diferença angular entre os terminais.	26
3.6	Perfil de tensão ao longo de uma linha de pouco mais de meio comprimento de onda para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.	28
3.7	Perfil de corrente ao longo de uma linha de pouco mais de meio comprimento de onda para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.	28
3.8	Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a potência característica e diferentes níveis de fator de potência.	29
3.9	Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha de $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 80% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.	29
3.10	Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 50% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.	30

3.11	Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 20% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.	30
3.12	Perfil de tensão ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ com perdas para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.	31
3.13	Perfil de corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ com perdas para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.	31
3.14	Rendimento em função da potência transmitida em uma linha $\lambda/2^+$	32
4.1	Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.	33
4.2	Correntes vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.	35
4.3	Tensões vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.	35
4.4	Partes real e imaginária da impedância vista pela fonte F1 para curtos-circuitos trifásicos ao longo da linha.	36
4.5	Correntes de sequência vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.	37
4.6	Tensões de sequência vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.	37
4.7	Correntes vistas ao longo da linha para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.	38
4.8	Tensões vista ao longo da linha para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.	38
4.9	Correntes observadas ao longo da linha para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.	39
4.10	Tensões observadas ao longo da linha para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.	39
4.11	Análise de sensibilidade quanto ao carregamento de pré-defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra A para curtos-circuitos AT ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A. As curvas de corrente mostram a relação entre a situação de defeito e a de pré-defeito.	41

4.12	Análise de sensibilidade quanto à resistência de defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra <i>A</i> para curtos-circuitos AT ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A.	41
4.13	Análise de sensibilidade quanto ao carregamento de pré-defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra <i>A</i> para curtos-circuitos ABC ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A. As curvas de corrente mostram a relação entre a situação durante e anterior ao defeito.	42
4.14	Análise de sensibilidade quanto à resistência de defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra <i>A</i> para curtos-circuitos ABC ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A.	42
4.15	Correntes na fase A vistas na Barra <i>A</i> para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.	43
4.16	Tensões na fase A vistas na Barra <i>A</i> para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.	43
4.17	Correntes na fase A vistas na Barra <i>A</i> para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km. . .	44
4.18	Tensões na fase A vistas na Barra <i>A</i> para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km. . .	44
5.1	Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente.	48
5.2	Tempo de operação do relé de proteção em função da taxa de amostragem (figura modificada de (SCHWEITZER; HOU, 1993)).	50
5.3	Sinal de corrente típico para curtos-circuitos em linhas de transmissão e módulo do seu fasor estimado.	55
5.4	Ganho das respostas em frequência dos filtros de Fourier de: (a) um ciclo; (b) meio ciclo.	56
5.5	Fluxograma do algoritmo de estimação de fasores proposto por Silva & Küsel (2013).	59
5.6	Sinais vistos pelo relé antes de depois da filtragem analógica: (a) corrente; (b) tensão.	60

5.7	Sinais de corrente na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	61
5.8	Sinais de tensão na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	61
5.9	Sinais de corrente na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	62
5.10	Sinais de tensão na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	62
5.11	Espectro de frequências para sinais de corrente na fase A referentes a curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	64
5.12	Espectro de frequências para sinais de tensão na fase A referentes a curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	64
5.13	Espectro de frequências para sinais de corrente na fase A referentes a curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	65
5.14	Espectro de frequências para sinais de tensão na fase A referentes a curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.	65
5.15	Módulo da admitância vista pela fonte F1 em função da frequência para um curto-circuito trifásico a (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1.000 km; (d) 1.500 km; (e) 2.000 km e (f) 2.500 km da Barra A.	66
6.1	(a) Diagrama $R-X$; (b) Representação da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão (SILVA, 2009).	72

6.2	Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistância (SILVA, 2009).	73
6.3	Representação das zonas de proteção de distância (ANDERSON, 1999).	74
6.4	Representação das zonas de proteção de distância no diagrama $R-X$ (SILVA, 2009).	74
6.5	Diferença angular entre as correntes de sequência negativa e zero para curtos-circuitos (a) monofásicos; (b) bifásicos e; (c) bifásicos-terra francos ao longo das linhas de transmissão.	76
6.6	Unidade(s) de impedância do relé de distância desbloqueadas para operação pelo algoritmo proposto por ROBERTS & SCHWEITZER III (1996) para curtos-circuitos (a) AT; (b) BT; (c) CT; (d) AB; (e) BC; (f) CA; (g) ABT; (h) BCT; (i) CAT e; (j) ABC ao longo das linhas de transmissão.	77
6.7	Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para faltas ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para faltas AT; (b) Unidade BC para faltas BC; (c) Unidade BC para faltas BCT e; (d) Unidade AT para faltas ABC.	79
6.8	Realce das impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para faltas ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para faltas AT; (b) Unidade BC para faltas BC; (c) Unidade BC para faltas BCT e; (d) Unidade AT para faltas ABC.	79
6.9	Impedâncias aparentes vistas pelas unidades de um relé de distância na Barra A que não deveriam atuar para os seguintes tipo de defeito ao longo da linha de transmissão $\lambda/2^+$: (a) AT; (b) BC; (c) BCT e; (d) ABC.	80
6.10	Atuação da proteção de distância para diferentes tipos de defeito ao longo das linhas de transmissão partindo de três premissas distintas: apenas a unidade de impedância correta para cada tipo de defeito é habilitada para atuar; todas as unidades de impedância são habilitadas para atuar e; um algoritmo de seleção de fases é usado para determinar as unidades a serem habilitadas para atuar.	81
6.11	Análise de sensibilidade da impedância vista em relação ao carregamento de pré-defeito para defeitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.	82

6.12	Análise de sensibilidade da impedância vista em relação à resistência de defeito para curtos-circuitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.	83
6.13	Análise de sensibilidade da impedância vista em relação à força das fontes para curtos-circuitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.	84
6.14	Percentual de casos com operação do relé em primeira zona por localização do defeito e por tipo de curto-circuito.	85
6.15	Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra M para curtos-circuitos ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para curtos-circuitos AT; (b) Unidade BC para curtos-circuitos BC; (c) Unidade BC para curtos-circuitos BCT e; (d) Unidade AT para curtos-circuitos ABC.	87
6.16	Impedâncias aparentes vistas pelas unidades de um relé de distância na Barra M para curtos-circuitos ao longo da linha de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.	87
6.17	Impedâncias aparentes vistas no tempo por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos (AT); (b) bifásicos (BC); (c) bifásicos-terra (BCT) e; (d) trifásicos (ABC) em pontos específicos da linha $\lambda/2^+$	88
6.18	(a) Modelo de linha curta - usado com base para proteção de distância convencional; (b) Modelo de linha longa - usado como base para proteção de distância não-convencional.	90
6.19	(a) Módulo e (b) fase das grandezas K_U e K_I para uma linha de 650 km.	91
6.20	(a) Módulo e (b) fase das grandezas K_U e K_I para uma linha $\lambda/2^+$	91
6.21	Sistema elétrico em 500 kV utilizado para validar a formulação não-convencional da proteção de distância.	92
6.22	Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos e (b) trifásicos ao longo da linha. São considerados 3 formulações para o cálculo das impedâncias: convencional; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para o final da linha (Caso 1) e; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para a localização exata do defeito (Caso 2).	92

6.23	Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos (AT); (b) bifásicos (BC); (c) bifásicos-terra (BCT) e; (d) trifásicos (ABC) ao longo da linha $\lambda/2^+$. São considerados 2 formulações para o cálculo das impedâncias: não-convencional com k_1 e k_2 calculados para o final da linha (Caso 1) e; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para a localização exata do defeito (Caso 2).	93
6.24	Impedância de sequência positiva da linha $\lambda/2^+$ e impedância vista pela unidade AT da proteção de distância não-convencional para defeitos internos considerando k_1 e k_2 calculados para a localização exata do curto-circuito.	94
6.25	Partes (a) real e (b) imaginária da impedância corrigida em pu vista por uma das unidades de proteção de distância não-convencional para curtos-circuitos ao longo das linhas MA , AB e BJ	95
6.26	Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para qualquer tipo de defeito ao longo da linha $\lambda/2^+$ considerando a formulação não-convencional acrescentada do método proposto para identificação e correção do deslocamento indesejado.	96
7.1	Algoritmos de localização de defeitos de dois terminais aplicadas à linhas $\lambda/2^+$ para curtos-circuitos monofásicos: (a) localização de defeito estimada; (b) Erros percentuais ϵ	100
7.2	Algoritmos de localização de defeitos de dois terminais aplicadas à linhas $\lambda/2^+$ para curtos-circuitos trifásicos: (a) localização de defeito estimada; (b) Erros percentuais ϵ	100
7.3	Erros na localização de defeito para métodos que consideram o efeito da capacitância em derivação da linha.	102
7.4	Detector de defeitos simétricas implementado.	104
7.5	Localizações de defeitos estimadas x_L e x_R : (a) Parte real $\Re\{x_L\}$ e $\Re\{x_R\}$; (b) Parte imaginária $\Im\{x_L\}$ and $\Im\{x_R\}$	106
7.6	Valor médio do erro percentual ϵ para diferentes tipos de curto-circuito: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.	108
7.7	<i>Boxplots</i> do erro percentual ϵ considerando todos os casos simulados para: (a) linha perfeitamente transposta; (b) linha transposta.	108

7.8	Erro médio de localização de defeitos para diferentes fatores de potência e condições de carregamento: (a) linha perfeitamente transposta; (b) linha transposta.	109
A.1	Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.	125
A.2	Geometria da linha de transmissão utilizada nas simulações (adaptada do trabalho de Dias (2008)).	126
A.3	Esquema de transposição da linha de transmissão: 16 ciclos de 162 km.	127

LISTA DE TABELAS

1.1	Potencial hidráulico no Brasil (MME, 2007)	2
1.2	Desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 (ONS, 2013).	6
6.1	Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do relé de distância. . .	71
6.2	Unidades do relé que devem operar para cada tipo de defeito.	72
6.3	Resumo do algoritmo de seleção de fases proposto por ROBERTS & SCHWEITZER III (1996)	76
6.4	Variáveis escolhidas para simular curtos-circuitos para análise estatística.	84
6.5	Percentual de casos com operação do relé em primeira zona.	85
6.6	Tempos necessários (em ms) para que a primeira amostra da impedância calculada entre na característica após a incidência do defeito.	88
6.7	Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do relé de distância não convencional.	90
7.1	Variáveis considerada nas simulações de defeitos.	107
A.1	Posição relativa dos condutores em cada feixe.	126
A.2	Parâmetros do sistema	127

LISTA DE SÍMBOLOS

λ	Comprimento de onda da linha de transmissão
λ^+	Em/com pouco mais de meio comprimento de onda
ℓ	Comprimento físico da linha de transmissão
γ	Constante de propagação da linha de transmissão em m^{-1}
α	Constante de atenuação da linha de transmissão em Neper/m
β	Constante de fase da linha de transmissão em rad/metro
f	Frequência fundamental em Hz
ω	Frequência angular fundamental em rad/s
Θ	Comprimento elétrico da linha de transmissão
V_{base}	Tensão base para o sistema por unidade (pu)
I_{base}	Corrente base para o sistema por unidade (pu)
P_{base}	Potência base para o sistema por unidade (pu)
P_C	Potência característica da linha de transmissão
Z_C	Impedância característica da linha de transmissão
δ	Defasagem angular entre as tensões nos terminais da linha
pu	Por unidade
V_N	Tensão nominal da linha de transmissão
R	Resistência série da linha de transmissão em Ω/m
L	Indutância série da linha de transmissão em H/m

C	Capacitância em derivação da linha de transmissão em F/m
G	Condutância em derivação da linha de transmissão em S/m
i	Corrente de linha no domínio do tempo
v	Tensão de fase no domínio do tempo
I	Corrente de linha no domínio de Laplace
V	Tensão de fase no domínio de Laplace
\hat{I}	Fasor de corrente de fase (domínio da frequência)
\hat{V}	Fasor de tensão de fase (domínio da frequência)
$Y'/2$	Admitância transversal da linha de transmissão em Ω
Z'	Impedância série da linha de transmissão em Ω
y	Admitância em derivação da linha de transmissão em S/m
z	Impedância série da linha de transmissão em Ω/m
Δx	Comprimento do segmento infinitesimal do modelo elétrico de uma linha de transmissão monofásica
\hat{I}_E	Corrente de linha no terminal emissor
\hat{I}_R	Corrente de linha no terminal receptor
\hat{V}_E	Tensão de fase no terminal emissor
\hat{V}_R	Tensão de fase no terminal receptor
ν	Velocidade de propagação das ondas na linha de transmissão
P_E	Potência ativa no terminal emissor
P_R	Potência ativa no terminal receptor
X_{im}^*	Parte imaginária do fasor estimado sem os efeitos da componente DC de decaimento exponencial
$X_{im}^{impar,M}$	Parte imaginária da saída do filtro de Fourier aplicado às amostras ímpares da janela decimada por M

$X_{im}^{par,M}$	Parte imaginária da saída do filtro de Fourier aplicado às amostras pares da janela decimada por M
X_{re}^*	Parte real do fasor estimado sem os efeitos da componente DC de decaimento exponencial
$X_{re}^{impar,M}$	Parte real da saída do filtro de Fourier aplicado às amostras ímpares da janela decimada por M
$X_{re}^{par,M}$	Parte real da saída do filtro de Fourier aplicado às amostras pares da janela decimada por M
Λ	Igual a $\frac{2\pi}{N}$
Δt	Passo de amostragem dos sinais
\mathbf{h}_c	Filtro relacionado a parte real do fasor
\mathbf{h}_s	Filtro relacionado a parte imaginária do fasor
τ	Constante de tempo de decaimento da componente DC do sinal
φ_n	Fase do fasor da n -ésima harmônica do sinal
A_0	Amplitude da componente DC do sinal
A_n	Amplitude do fasor da n -ésima harmônica do sinal
f_s	Frequência de amostragem do sinal
h_{ck}	k -ésimo coeficiente do filtro \mathbf{h}_c relacionado a parte real do fasor
h_{sk}	k -ésimo coeficiente do filtro \mathbf{h}_s relacionado a parte imaginária do fasor
M	Fator de decimação da janela de dados
n	Ordem da componente harmônica do sinal
N	Número de amostras em um ciclo da frequência fundamental do sinal
T	Período fundamental do sinal
t_k	Tempo de amostragem dos sinais
$x(t)$	Sinal no domínio do tempo contínuo
$x[n]$	Sinal no domínio do tempo discreto
x_k	k -ésima amostra do sinal $x(t)$ no domínio do tempo discreto

x_k^*	k -ésima amostras do sinal filtrado com o filtro mímico
Y_{c1}	Parte real da componente de frequência fundamental do sinal
Y_{s1}	Parte imaginária da componente de frequência fundamental do sinal
θ_{L1}	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão
θ_R	Ângulo da impedância aparente vista pelo relé
K_0	Fator de compensação de sequência zero
T_2	Tempo de atraso da atuação da segunda zona de proteção do relé
T_3	Tempo de atraso da atuação da terceira zona de proteção do relé
\hat{I}_R	Fasor da corrente vista pelo relé
\hat{V}_R	Fasor da tensão vista pelo relé
z_{L0}	Impedância de sequência zero por unidade de comprimento da linha de transmissão
z_{L1}	Impedância de sequência positiva por unidade de comprimento da linha de transmissão
r_{L1}	Parte real da impedância de sequência positiva da linha de transmissão
r_R	Parte real da impedância aparente vista pelo relé
x_{L1}	Parte imaginária da impedância de sequência positiva da linha de transmissão
x_R	Parte Imaginaria da impedância aparente vista pelo relé
Z_A	Impedância do alcance da zona de proteção
Z_{AB}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases A e B do sistema
Z_{AT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase A do sistema
Z_{BC}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases B e C do sistema
Z_{BT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase B do sistema
Z_{CA}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases C e A do sistema
Z_{CT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase C do sistema

Z_R	Impedância aparente vista pelo relé
\hat{I}_a	Fasor da corrente na fase A
\hat{I}_b	Fasor da corrente na fase B
\hat{I}_c	Fasor da corrente na fase C
\hat{V}_{ab}	Fasor da tensão entre as fases A e B
\hat{V}_{bc}	Fasor da tensão entre as fases B e C
\hat{V}_{ca}	Fasor da tensão entre as fases C e A
\hat{V}_a	Fasor da tensão na fase A
\hat{V}_b	Fasor da tensão na fase B
\hat{V}_c	Fasor da tensão na fase C
Δd	Diferente entre a localização da falta estimada e a real para $d > \lambda/4$
ϵ	Erro percentual na localização de falta estimada
μ_d	Inclinação da reta localização estimada \times localização real
d	Localização da falta
d^*	Localização da falta estimada corrigida
d_{est}	Localização da falta estimada
x_L	Distância complexa estimada entre a falta e o terminal local da linha
x_R	Distância complexa estimada entre a falta e o terminal remoto da linha
$[\cdot]^{-1}$	Operador matemático que representa a inversão de uma matriz
$[\cdot]^T$	Operador matemático que representa a transposição de uma matriz
\Im	Operador matemático que retorne a parte imaginária de um número complexo
∂	Operador matemático que representa a derivada parcial
\Re	Operador matemático que retorne a parte real de um número complexo
$\sqrt{\quad}$	Operador matemático que representa a raiz quadrada

Σ	Operador matemático que representa um somatório
$ $	Operador matemático que retorna o valor absoluto de um número complexo
a	Operador matemático complexo usado na transformação em componentes simétricas ($a = 1\angle 120^\circ$)
arg	Operador matemático que obtém o ângulo (ou argumento) de um número complexo
I_{op}	Corrente de operação utilizada na detecção de faltas simétricas
I_{rt}	Corrente de restrição utilizada na detecção de faltas simétricas
j	Operador matemático de representação de números complexos
$round$	Operador matemático que arredonda um número em ponto flutuante para o inteiro mais próximo
s	Operador matemático usado na Transformada de Laplace
z^{-1}	Operador matemático usado na transformada Z

GLOSSÁRIO

A/D	Analógico/Digital
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
EHS	<i>Extra High Strength</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FCDFDFT	<i>Full Cycle Discrete Fourier Transform</i>
FIR	<i>Finite Impulse Response</i>
HCDFDFT	<i>Half Cycle Discrete Fourier Transform</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IIR	<i>Infinite Impulse Response</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIR	<i>System Impedance Ratio</i>
TC	Transformador de Corrente

TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
UHE	Usina Hidrelétrica
UnB	Universidade de Brasília
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Os sistemas elétricos de potência ao redor do mundo têm apresentado um constante aumento nas suas demandas, implicando na necessidade permanente de expansão do parque gerador. Concomitantemente, as possibilidades de construção de novas usinas próximas aos centros de carga vão se esgotando, surgindo a necessidade de se buscar opções em locais cada vez mais distantes. Aliado a esta necessidade, está o interesse em se aproveitar recursos energéticos naturais, como o hidráulico ou o eólico, para os quais é imprescindível que as usinas sejam construídas nos locais onde será possível obter o melhor aproveitamento do recurso em questão, de modo que não raro essas usinas sejam instaladas em locais distantes dos grandes centros urbanos. Nesses casos, na maioria das vezes, a demanda local é muito baixa e o interesse é que a energia produzida nessas usinas seja toda – ou em grande parte – escoada para os principais centros de carga. Para isso, normalmente são dispostas duas opções: interligar a usina na malha de transmissão mais próxima e planejar a operação para que a energia chegue onde se queira através da rede ou; construir uma linha de transmissão conectando a usina diretamente aos pontos com maior demanda. No caso de usinas com uma potência instalada muito grande, a necessidade de um alto investimento para reforçar a malha de transmissão local e da adequação de todas as medidas operativas da área normalmente levam à escolha da segunda opção.

No caso do Brasil, estima-se que o incremento médio na demanda energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) será de 3.000 MW médios (ou 4,2%) ao ano até 2022, sendo o subsistema Sul/Sudeste responsável por mais de 70% deste aumento. Como o país ainda possui um enorme potencial hidráulico a ser explorado, conforme apresentado na Tabela 1.1 (MME, 2007), é natural que o governo decida por suprir essa demanda através dele, já que se trata de uma energia limpa, barata e renovável. Entretanto, percebe-se que o potencial das bacias mais próximas aos grandes centros de carga – como as do Paraná e do São Francisco – já possuem um

Tabela 1.1: Potencial hidráulico no Brasil (MME, 2007)

Bacia	Aproveitado	Inventário Realizado	Adicional Estimado	Total	% Aprov.
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	0,8%
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	72,1%
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	43,5%
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	57,9%
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	27,9%
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	40,4%
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	30,1%
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	26,9%
Paraguai	499	846	1.757	3.102	16,1%
Parnaíba	225	819	0	1.044	21,6%

Notas: 1) o potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005; 2) o inventário realizado indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial; 3) valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 4) valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétricas.

alto índice de aproveitamento; por outro lado, a bacia amazônica, que possui o maior potencial hidráulico no país, ainda foi pouco explorada. Atento a este fato, o governo vem tomando providências para viabilizar a construção de grandes usinas na região, das quais destacam-se:

- UHE Santo Antônio: com uma potência instalada 3.150 MW, está localizada no Rio Madeira e sua primeira unidade geradora entrou em operação comercial em março de 2012.
- UHE Jirau: com uma potência instalada 3.750 MW, está localizada no Rio Madeira e sua primeira unidade geradora entrou em operação comercial em setembro de 2013.
- UHE Belo Monte: com uma potência instalada de 11.233 MW, está em construção no Rio Xingu e a previsão de entrada em operação da primeira unidade geradora é para fevereiro de 2015.
- Complexo Hidrelétrico Teles Pires: conjunto de 5 usinas em construção no rio Teles Pires totalizando uma potência instalada de 3.450 MW. A previsão de entrada em operação da primeira unidade geradora é de abril para 2015.
- UHE São Luiz do Tapajós: com uma potência instalada de 6.133 MW, a usina está em estudo de viabilidade no Rio Tapajós.
- UHE Jatobá: com uma potência instalada de 2.338 MW, a usina está em estudo de viabilidade no Rio Tapajós.

Apesar de se estar conseguindo aumentar o aproveitamento do potencial hidráulico na Amazônia, observa-se na Figura 1.1 que as grandes usinas estão muito distantes dos principais centros de carga do país, o que oferece um desafio para a transmissão de energia. Historicamente, apenas a transmissão em corrente contínua (CC) em alta tensão tem sido considerada para distâncias superiores a 600 km. Para essa faixa de distância, essa solução possui custos mais competitivos do que os sistemas convencionais de transmissão em corrente alternada (CA) em extra-alta tensão. Porém, para distâncias da ordem de 2500 km, outra solução apresenta-se como possibilidade factível: a transmissão em CA por uma linha sem compensação e com um comprimento elétrico¹ ligeiramente superior ao meio comprimento de onda² na frequência industrial de 60 Hz (WATANABE *et al.*, 2013).

Após a fase de estudos de integração das usinas do Rio Madeira ao SIN, a proposta do edital para sua licitação contemplando as alternativas de referência foi colocada em audiência pública visando receber contribuições da sociedade. Nesse momento, foi sugerido que a solução de transmissão $\lambda/2^+$ (a expressão pouco mais de meio comprimento de onda será denominada por $\lambda/2^+$ ao longo desta Dissertação) fosse adotada como uma das alternativas para o leilão, tendo em vista que ela se mostrava mais vantajosa em relação às soluções apresentadas com respeito a custo, risco tecnológico, confiabilidade e tempo de execução (PORTELA, 2008). Contudo, foi colocado que não haveria tempo hábil para avaliar a solução, uma vez que todos os estudos para as alternativas de referência já tinham sido realizados. A solução efetivamente adotada foi a de dois bipolos em CC ± 600 kV com 2384 km cada entre as subestações Coletora Porto Velho, em Rondônia, e Araraquara 2, em São Paulo.

Quando da fase de estudos de integração da usina de Belo Monte ao SIN, a transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda foi considerada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) dentre as principais alternativas. Contudo, ainda durante a fase inicial dos estudos, a EPE emitiu um relatório detalhando a alternativa em $\lambda/2^+$ e concluindo que ainda existiam questões técnicas que inviabilizavam a implantação imediata da solução, além de que ela não era vantajosa em relação às outras alternativas consideradas em termos econômicos (EPE, 2010). Com isso, a EPE descartou a alternativa de transmissão $\lambda/2^+$ para expansão da interligação

¹O comprimento elétrico de uma linha de transmissão pode ser diferente do seu comprimento físico quando da utilização de compensação reativa

²O comprimento de uma onda eletromagnética periódica na frequência de 60 Hz é de aproximadamente 5000 km. Esse conceito é apresentando em maiores detalhes no Capítulo 3.

Norte-Sudeste/Centro-Oeste e integração da UHE Belo Monte ao SIN. A solução efetivamente adotada, entre outros reforços na rede, foi a de dois bipolos em CC ± 800 kV: um entre as subestações de Xingu, no Pará, e Estreito, em Minas Gerais, totalizando 2140 km e; outro entre as subestações de Xingu, no Pará, e Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro, totalizando 2439 km (EPE, 2013b; EPE, 2013a).



Figura 1.1: Distâncias entre as usinas na Bacia do Amazonas e os principais centros de carga brasileiros e distribuição geográfica das usinas hidrelétricas em operação no ano de 2008 (adaptação do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2008a)).

Além de incentivar o aproveitamento do potencial hidráulico na Amazônia, o governo brasileiro vem realizando acordos internacionais e empresas brasileiras vêm participando de estudos em países da América do Sul a fim de aumentar integração energética com esses países. O principal objetivo é alcançar benefícios compartilhados, como o aproveitamento da complementaridade dos regimes hidráulicos, já que a associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com fontes que geram energia renovável e de baixo custo, como é o caso das usinas hidrelétricas. No Peru, existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas que totalizam cerca de 7 GW de capacidade instalada, indicando a possibilidade de exportação da energia excedente para o Brasil com a interligação dos sistemas elétricos no estado de Rondônia. Com a Bolívia, analisa-se a viabilidade da participação conjunta do Brasil no projeto da hidrelétrica Cachoeira Ribeirão, localizada a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, também apresentando potencial de exportação de excedentes de energia para o Brasil. Guiana, Suriname e Guiana Francesa firmaram acordos com o governo brasileiro para o desenvolvimento de estudos que têm como propósito a implementação de três hidrelétricas, sendo duas na Guiana, no rio Mazaruni, e a terceira no Suriname, no rio Aper. A previsão é de que as três hidrelétricas juntas atinjam 3 GW. Os excedentes da energia produzida pelas hidrelétricas poderão ser importados pelo Brasil, por meio de interligações no estado de Roraima. Entre Brasil e Argentina – país com 40,4 GW de potencial hidrelétrico a ser explorado –, estuda-se a construção das hidrelétricas Garabi e Panambi, no rio Uruguai. Além desses projetos, está em estudo a integração eletroenergética entre o Brasil e Uruguai para aproveitamento dos recursos disponíveis pelos dois países (MME, 2013).

O desafio da transmissão de grandes blocos de energia por longas distâncias não é exclusivamente brasileiro. A China avalia a possibilidade de transmitir a energia da região nordeste – onde se encontra boa parte das fontes hidráulicas e eólicas – para seu grande centro consumidor na região sul através de uma distância de quase 3000 km (XIANG, 2010). Na África, existe um grande potencial hidrelétrico na região do Inga, na República Democrática do Congo, e na região de Kwanza, em Angola, a serem consumidos na África do Sul situada a milhares de quilômetros de distância (NAIDOO *et al.*, 2005). Existe ainda a possibilidade de interconexão de subsistemas, como a conexão entre a Rússia e a Alemanha usando um elo de 4 GW de potência e a interconexão do Nordeste asiático, que conectará Rússia, China, Mongólia, Coreia do Sul e Japão (DIAS, 2008).

Tabela 1.2: Desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 (ONS, 2013).

Tipo de 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
Total	9371	100,0

Seja qual for a alternativa adotada para transmitir esses grandes blocos de energia para os centros de carga através de distâncias muito elevadas, faz-se necessário analisar, sobre diversos aspectos, o impacto da sua inserção nos sistemas elétricos existentes. No caso de linhas $\lambda/2^+$, estudos mostram que a depender de sua configuração elas não raro podem atingir a capacidade de transmissão da ordem de 9 GW para o nível de tensão de 1000 kV. Notadamente, a entrada em operação de uma linha desse tipo acarretaria um aumento significativo da complexidade operacional do sistema, exigindo, dentre outras coisas, a utilização de modernos sistemas de proteção, a fim de garantir que curtos-circuitos sejam extintos rápido e apropriadamente. Assim, preserva-se a integridade dos equipamentos e evita-se o desencadeamento de *blackouts* de energia de grandes proporções.

Aliado a exigência de eficientes sistemas de proteção pelos grandes montantes de energia envolvidos, está o fato de que a linha de transmissão é o elemento de um sistema elétrico de potência mais suscetível aos defeitos. Na Tabela 1.2, é apresentado o quantitativo de desligamentos forçados no SIN no ano de 2012 para diferentes tipos de equipamentos, onde se observa que o número de defeitos ocorridos em linhas de transmissão é aproximadamente 70% do total. Fato esse devido às suas próprias dimensões físicas, que as torna suscetível às mais adversas condições climáticas e ambientais. Além disso, as linhas de transmissão são geralmente construídas em locais de difícil acesso e distantes dos centros urbanos, o que aumenta a dificuldade na realização da sua manutenção preventiva (SILVA, 2009).

Nesse contexto, os sistemas de proteção se mostram essenciais para a viabilização operacional da linha $\lambda/2^+$, sendo sua principal função, de modo amplo, detectar defeitos no sistema elétrico, desligando as partes afetadas rápida e seletivamente, preservando, assim, a integridade dos seus equipamentos e evitando o desencadeamento de outros eventos.

1.2 MOTIVAÇÃO

Apesar da transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda já ter sido muito estudada em diversos aspectos, até os momentos iniciais desta pesquisa, não foram encontrados, na literatura, trabalhos que avaliassem o desempenho dos sistemas de proteção em linhas de transmissão desta natureza. Com base na literatura existente, percebeu-se que o comportamento dos sinais de corrente e tensão frente a curtos-circuitos em linhas desta natureza é bastante diferente daquele encontrado em linhas com dimensões convencionais, o que pode afetar significativamente a operação dos relés de proteção que a monitoram.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho das principais funções convencionais de proteção disponíveis em relés comerciais ou na literatura quando aplicados em linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda, visando fornecer embasamento sobre sua viabilidade operacional em possíveis implantações dessa tecnologia no futuro. Como objetivos específicos citam-se:

- Avaliar o comportamento das grandezas de corrente e tensão para defeitos ao longo de uma linha $\lambda/2^+$.
- Avaliar o desempenho de algoritmos de estimação de fasores quando aplicados às grandezas de curto-circuito.
- Avaliar o desempenho de algoritmos de seleção de fases quando aplicados às grandezas de curto-circuito.
- Avaliar o desempenho da proteção de distância em uma linha $\lambda/2^+$.
- Avaliar o desempenho de algoritmos de localização de defeitos em uma linha $\lambda/2^+$.
- Propor uma solução para localização de defeitos em uma linha $\lambda/2^+$.

Muito embora ainda não haja em operação no mundo linhas de transmissão com a configuração de um pouco mais de meio comprimento de onda, estudos vêm atestando a viabilidade

técnica e econômica dessa alternativa quando da necessidade de transmissão de grandes blocos de potência por longas distâncias. Nesse sentido, o presente projeto de pesquisa pode contribuir sobremaneira para o estado da arte de linhas de transmissão com a configuração $\lambda/2^+$, podendo seus resultados dar subsídio para análises da viabilidade técnica dessa alternativa em futuros empreendimentos de transmissão.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado em 8 (oito) Capítulos, considerando-se este de introdução e o de conclusão. O texto foi estruturado de forma que cada um dos capítulos 4 a 7 apresentem resultados e análises inovadoras na literatura.

No Capítulo 2, é realizado o levantamento do estado da arte da transmissão $\lambda/2^+$.

No Capítulo 3, são abordados os conceitos fundamentais de linhas de transmissão, seguido de um enfoque na transmissão $\lambda/2^+$.

No Capítulo 4, é apresentado o comportamento das grandezas de tensão e corrente frente a curtos-circuitos em um sistema com uma linha de transmissão $\lambda/2^+$.

No Capítulo 5, são apresentados resultados referentes a uma avaliação de desempenho de um algoritmo de estimação de fasores aplicados às grandezas de curto-circuito.

No Capítulo 6, é feita uma avaliação de desempenho de um algoritmo de seleção de fases, seguido de uma análise da proteção de distância em uma linha de transmissão $\lambda/2^+$. Por fim, é apresentada uma formulação alternativa para a proteção de distância e avaliado o seu desempenho.

No Capítulo 7, é feita uma avaliação do desempenho de algoritmos de localização de defeitos baseados na medição de fasores nos dois terminais. Em seguida, é feita a proposta de um novo algoritmo de localização de defeitos e avaliado o seu desempenho.

Por fim, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões obtidas deste projeto de pesquisa e propostas para trabalhos futuros.

1.5 PUBLICAÇÕES ASSOCIADAS AO PROJETO DE MESTRADO

No que concerne à divulgação dos resultados obtidos ao longo do período de trabalho nesta Dissertação, enumeram-se as publicações listadas abaixo.

1.5.1 Trabalhos publicados em periódicos internacionais

LOPES, F. V.; KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M.; FERNANDES JR., D.; NEVES, W. L.A. Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength. *Electric Power System Research*, vol. 114, pp. 101–109, Set. 2014.

Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.014>.

SILVA, K. M.; KÜSEL, B. F. A Novel DFT Based Phasor Estimation Algorithm for Numerical Digital Relaying. *IET Electronic Letters*, vol. 49, no. 6, pp. 412–414, Mar. 2013.

Disponível em <http://dx.doi.org/10.1049/el.2012.3920>.

SILVA, K. M.; KÜSEL, B. F. On Combining Wavelet-Based Designed Filters and an Adaptive Mimic Filter for Phasor Estimation in Digital Relaying. *Electric Power System Research*, vol. 92, pp. 60–72, Nov. 2012.

Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.05.019>.

1.5.2 Trabalhos publicados em anais de eventos

KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M. Um Novo Algoritmo de Estimação de Fasores para Relés Numéricos Baseado Na DFT. *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. Abril de 2014, Foz do Iguaçu, PR.

KÜSEL, B. F.; LOPES, F. V.; SILVA, K. M. Proteção de Distância Não Convencional Aplicada às Linhas de Transmissão com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda. *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*. Outubro de 2013, Brasília, DF.

KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M.; MOLAS, E. C. Pode a Função de Distância Ser Utilizada na Proteção de Linhas de Transmissão com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda? *XI Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC)*. Novembro de 2012, Florianópolis, SC.

KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M.; MOLAS, E. C. Análise da Estimção de Fasores em Sinais Provenientes de Faltas em Linhas de Transmissão com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda. *XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*. Setembro de 2012, Campina Grande, PB.

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. *XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*. Setembro de 2012, Campina Grande, PB.

KÜSEL, B. F.; SORDI, M. A.; SILVA, K. M. Avaliação do Desempenho da Proteção de Distância Aplicada às Linhas de Transmissão com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda. *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. Maio de 2012, Goiânia, GO.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os primeiros estudos referentes à transmissão em meio comprimento de onda datam da década de 1940 na antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS) (WOLF; SCHERBATCHOV, 1940 apud PRABHAKARA *et al.*, 1969a). Relatos indicam que esse trabalho resume as principais análises desenvolvidas por pesquisadores soviéticos sobre a compensação de linhas de transmissão longas para a sintonização em meio comprimento de onda, onde se verificou, por exemplo, a existência de uma proporcionalidade direta da tensão no ponto médio da linha em relação à corrente no terminal de carga (VIDIGAL, 2010). Há indícios que os russos continuaram os estudos nas décadas seguintes, publicando um livro e 78 artigos técnicos relacionadas ao tema (SHCHERBAKOV *et al.*, 1963 apud PRABHAKARA *et al.*, 1969a); contudo, não foi possível ter acesso a essas publicações.

O primeiro trabalho referente à transmissão $\lambda/2^+$ facilmente disponível na literatura e escrito em língua inglesa foi publicado por Hubert & Gent (1965). Motivados pelo alto custo e dificuldades na operação de linhas longas com compensações elevadas que estavam sendo construídas nos Estados Unidos e no Canadá, os autores propõem compensar a linha para aumentar (ao invés de reduzir) o seu comprimento elétrico até o terceiro quadrante – entre 180° e 270° –, mostrando existir uma série de vantagens operativas ao fazer isso. Além disso, os autores relatam que a solução se mostra vantajosa economicamente para linhas com um comprimento superior a aproximadamente 1450 km. Por fim, Hubert & Gent (1965) indicaram haver problemas na sintonização de meio comprimento de onda exato, recomendando uma margem de ao menos 10° além dos 180° , levando a linha a ter por volta de 190° elétricos.

Em 1968, um trabalho relatando a realização de um teste de campo da transmissão $\lambda/2^+$ foi publicado na URSS (VERSHKOV *et al.*, 1968 apud VIDIGAL, 2010). O teste consistiu na interligação de linhas da rede de 500 kV existente no sistema elétrico da parte europeia da URSS, formando uma linha com comprimento de cerca de 3000 km, mas sintonizada a um

comprimento elétrico de um pouco mais do que 180 graus elétricos. Os pesquisadores russos verificaram que os resultados dos testes foram bem próximos daqueles obtidos nos estudos teóricos, de forma que a transmissão de energia se deu sem dificuldades e de acordo com o previsto. Percebeu-se apenas a necessidade de representar melhor o efeito corona para estudos de fenômenos transitórios, nos quais os resultados práticos foram menos aderentes aos obtidos dos cálculos. Além disso, foi verificada a necessidade de se desenvolverem esquemas especiais para a proteção da linha (VERSHKOV *et al.*, 1968 apud VIDIGAL, 2010).

Em 1969, Prabhakara *et al.* publicaram trabalhos avaliando o desempenho de linhas $\lambda/2^+$ naturais e sintonizadas através de compensação (PRABHAKARA *et al.*, 1969a; PRABHAKARA *et al.*, 1969b). As principais constatações a respeito das linhas naturais são que a tensão na barra de geração pode variar muito a depender do carregamento da linha; a linha não pode transportar mais que sua potência característica sem que um isolamento reforçado seja utilizado na sua região central; o fator de potência da carga afeta drasticamente o perfil de tensão e corrente ao longo da linha; a eficiência da linha é muito baixa para carregamentos baixos; a linha não pode ser seccionada durante curtos-circuito e; sobretensões muito elevadas ocorrem durante defeitos trifásicos, de forma que centelhadores devem ser usados para se proteger contra eles. Com respeito às linhas sintonizadas, Prabhakara *et al.* (1969b) avaliam a possibilidade de fazer a compensação de três formas: circuito RL em π nos terminais local e remoto da linha; circuito RL em T nos terminais local e remoto da linha e; capacitâncias em derivação ao longo da linha. Concluem que os resultados dos dois primeiros casos são bastante similares entre si e que são mais eficientes que o terceiro caso. Por outro lado, a compensação com capacitâncias reduz a impedância característica da linha e, conseqüentemente, aumenta a capacidade de transmissão.

Anos mais tarde, Iliceto & Cinieri (1988) apresentam análises da transmissão $\lambda/2^+$ quando da consideração das perdas por efeito Corona. Os autores concluem que essas perdas estabelecem um teto para o limite de transmissão, indicando que desprezá-las deve levar a uma capacidade de carregamento superestimada. Também mostram que as sobretensões resultantes de defeitos são atenuadas drasticamente ao se considerar o efeito Corona nos modelos de simulação.

Visando contribuir com os estudos de viabilidade técnica da transmissão $\lambda/2^+$, Gatta & Iliceto (1992) publicaram um trabalho apresentando os principais desafios operacionais dessa

tecnologia. Dentre eles, citam-se: dificuldade de implementar religamento monopolar devido às altas correntes de arco secundário; necessidade de lidar com sobretensão elevadas provocadas por curtos-circuitos e; necessidade de utilização de transformadores defasadores para adequar o ângulo entre barras do sistema.

No Brasil, as primeiras publicações acerca do tema datam da década de 80 (PAVEL, 1981 apud VIDIGAL, 2010). Nele, o autor apresenta uma análise detalhada do comportamento de uma linha de meio comprimento de onda e atesta que, para comprimentos superiores a 1450 km, é possivelmente a solução mais econômica e com maiores vantagens operacionais.

Na sequência, visando contribuir com os desafios da transmissão de energia de futuros empreendimentos de geração na amazônia, uma série de trabalhos voltados ao tema foram publicados em seminários nacionais (PORTELA, 2009; PORTELA; ALVIM, 2007; PORTELA; GOMES JR, 1998; PORTELA *et al.*, 1993). Devido ao grande interesse econômico para o país, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem se esforçando para incentivar a pesquisa nessa área e, em 2008, lançou duas chamadas de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) estratégicos (ANEEL, 2008b; ANEEL, 2008c) que acabaram unindo universidades e empresas do setor elétrico. No âmbito destes projetos, foram publicados livros com estudos detalhados sobre as melhores alternativas não convencionais para transmissão de energia (FRONTIN *et al.*, 2011; FRONTIN *et al.*, 2012; WATANABE *et al.*, 2013) e uma série de trabalhos com uma proposta de ensaio de energização de uma linha $\lambda/2^+$ interligando linhas de 500 kV do sistema elétrico brasileiro (TAVARES; PORTELA, 2009; GOMES *et al.*, 2012).

No últimos anos, pesquisadores brasileiros também vêm dedicando dissertações de Mestrado e teses de Doutorado ao tema. Em 2008, Dias (2008) apresentou uma solução para se drenar energia ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ com o uso de dispositivos de eletrônica de potência, possibilitando a inserção regional (DIAS *et al.*, 2011). Em 2010, Vidigal (2010) apresentou uma análise do comportamento de linhas $\lambda/2^+$ para diferentes regimes de operação. Em 2011, Souza (2011) apresentou uma análise de uma linha $\lambda/2^+$ integrada ao SIN, avaliando seu desempenho frente a eventos no sistema ao seu redor. Em 2012, Santos (2012) realizou uma comparação técnico-econômica entre as soluções de transmissão em corrente contínua e em meia onda, concluindo que a primeira ainda é mais vantajosa (SANTOS *et al.*, 2014). Ainda em 2012, Gomes (2012) fez uma comparação do desempenho de linhas de transmissão semelhantes ligadas em

série para formar uma linha $\lambda/2^-$ – proposta para um ensaio real no sistema elétrico brasileiro – com aquele de uma linha $\lambda/2^+$ única, concluindo que os resultados são muito semelhantes e validando uma possível execução do ensaio no futuro. No início de 2014, Gomes (2014) apresentou uma análise de como se comportaria o sistema elétrico brasileiro caso uma linha $\lambda/2^+$ fosse utilizada para integrar a usina de Belo Monte ao SIN.

No que tange trabalhos relacionados a aspectos de proteção em linhas $\lambda/2^+$, o primeiro trabalho com relatos sobre o desempenho da função de distância convencional aplicada em linhas $\lambda/2^+$ foi apresentado por Küsel *et al.* (2012b). Constatou-se que, para esse tipo de linha, a impedância aparente vista pelo relé de distância apresenta um comportamento muito diferente daqueles observados em linhas de tamanho convencional, de modo que o relé de distância não identifica curtos-circuitos em grande parte da extensão da linha. Os resultados corroboram com aqueles do trabalho de Wedepohl & Mohamed (1970), que analisa o comportamento da impedância vista pela proteção de distância em linhas muito longas.

Pouco depois, os mesmos autores apresentaram uma análise da estimação de fasores aplicada a sinais provenientes de curtos-circuitos em linhas $\lambda/2^+$ (KüSEL *et al.*, 2012a). Os resultados indicam que, a medida que o ponto de defeito se afasta da barra, podem surgir componentes inter ou sub-harmônicas de amplitude significativa e frequência dependente da localização do defeito nos sinais de tensão e corrente. Como a grande maioria dos algoritmos de estimação de fasores implementados em relés comerciais são baseados na transformada de Fourier, que não é capaz de eliminar essas componentes, os fasores utilizados nos algoritmos da proteção em si poderão estar sujeitos a erros severos, o que pode causar atuações indevidas dos relés.

Em 2011, Shiwu *et al.* (2011) avaliaram o desempenho de um algoritmo de proteção diferencial baseado no modelo de linhas de Bergeron para linhas de transmissão $\lambda/2^+$. Muito embora os autores apresentem resultados preliminares, não foi avaliado de forma adequada a segurança, a velocidade e a confiabilidade do algoritmo, requisitos fundamentais de um sistema proteção.

Em 2013, trabalhos apresentaram soluções usando relés comerciais para possibilitar a atuação do sistema de proteção para curtos-circuitos em qualquer ponto de uma linha $\lambda/2^+$ (GOMES *et al.*, 2013; FABIÁN; TAVARES, 2013). As soluções, no entanto, são voltadas para viabilizar um ensaio de energização usando linhas do sistema elétrico brasileiro, de forma que os ajustes das proteções são feitos para atuarem de forma instantânea, inclusive, para defeitos externos à

linha $\lambda/2^+$. Como o sistema a ser ensaiado é isolado – sendo composto apenas de fonte, transformador e linha –, a proposta parece ser válida, mas não seria aplicável no caso da utilização em um sistema completo.

Ainda em 2013, Küsel *et al.* (2013) apresentaram uma avaliação de desempenho de uma proteção de distância não-convencional aplicada a uma linha $\lambda/2^+$. O algoritmo de proteção se baseia no modelo π -exato de linhas de transmissão, readequando o cálculo das impedâncias aparentes, mas mantendo a filosofia da função de distância. A análise dos resultados mostrou que a alternativa não-convencional não pode ser aplicada diretamente em linhas $\lambda/2^+$, mas que alguns ajustes no algoritmo podem viabilizar sua utilização.

Em 2014, Lopes *et al.* (2014) apresentaram uma análise da localização de defeitos em linhas $\lambda/2^+$. Os autores mostraram que algoritmos tradicionais baseados na medição fasorial de dois terminais podem fornecer resultados com erros grosseiros a depender do ponto de defeito. Em seguida, propuseram uma solução inédita para obter resultados precisos de localização de defeitos, realizando testes exaustivos para validar o algoritmo.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTOS DA TRANSMISSÃO EM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

A natureza da transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda não é uma mera extrapolação da transmissão convencional. O comportamento elétrico desta configuração se mostra bastante diferente do comum e oferece uma série de vantagens operativas que incitam o seu uso em grandes interligações no futuro. Neste Capítulo, são apresentados os conceitos fundamentais da transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda, os quais foram necessários para o desenvolvimento do tema ao qual se refere esta Dissertação.

3.1 ASPECTOS GERAIS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Do movimento de cargas elétricas através de uma linha de transmissão, surgem dois efeitos preponderantes. O primeiro, é a queda de tensão ao longo da linha provocado pela resistência elétrica dos condutores, o que pode ser representado por uma resistência série, R , dada em Ω/m . O segundo, é o fluxo magnético que surge devido à corrente que flui pelos condutores, o qual pode ser representado por uma indutância série, L , dada em H/m . Além disso, a existência de cargas elétricas nos condutores e no solo dá origem a um campo elétrico e, conseqüentemente, leva ao surgimento de uma capacitância distribuída ao longo de toda a linha. Esse fenômeno é representado por uma capacitância em derivação, C , expressa em F/m . Por fim, existem, ainda, perdas oriundas das imperfeições dos isoladores, as quais podem ser representadas por uma condutância em derivação, G , expressa em S/m (DIAS, 2008). A linha de transmissão pode ser representada por uma rede de circuitos equivalentes em série, que representam uma sequência de trechos infinitesimais. A Figura 3.1 ilustra o modelo elétrico de um desses segmentos de comprimento Δx , sendo a tensão fase-terra e a corrente de linha representadas por v e i , respectivamente.

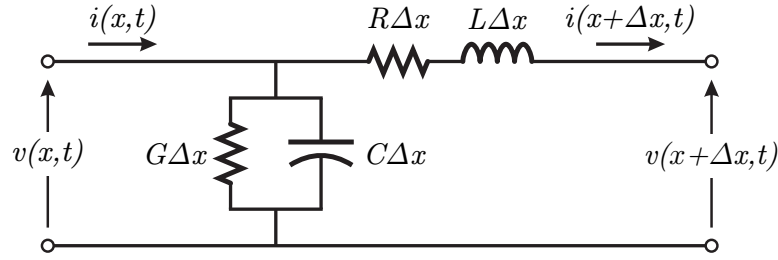


Figura 3.1: Segmento infinitesimal do modelo elétrico de uma linha de transmissão monofásica.

Analisando o trecho de linha apresentado na Figura 3.1, observa-se que as relações entre correntes e tensões no início e fim do segmento infinitesimal podem ser obtidas através do uso das Leis de Kirchhoff (ARAÚJO; NEVES, 2005):

$$v(x + \Delta x, t) = v(x, t) - R\Delta x \cdot i(x + \Delta x, t) - L\Delta x \cdot \frac{\partial i(x + \Delta x, t)}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$i(x + \Delta x, t) = i(x, t) - G\Delta x \cdot v(x, t) - C\Delta x \cdot \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (3.2)$$

Isolando as tensões e correntes nas equações (3.1) e (3.2), respectivamente, obtém-se:

$$\frac{v(x + \Delta x, t) - v(x, t)}{\Delta x} = - \left(R + L \frac{\partial}{\partial t} \right) \cdot i(x + \Delta x, t) \quad (3.3)$$

$$\frac{i(x + \Delta x, t) - i(x, t)}{\Delta x} = - \left(G + C \frac{\partial}{\partial t} \right) \cdot v(x, t) \quad (3.4)$$

Fazendo o comprimento Δx do segmento tender a zero, obtém-se as equações diferenciais de uma linha de transmissão no domínio do tempo:

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = -R \cdot i(x, t) - L \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = -G \cdot v(x, t) - C \cdot \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (3.6)$$

A solução desse par de equações determina a variação das grandezas de tensão e corrente tanto no tempo quanto ao longo da linha (ARAÚJO; NEVES, 2005). Para se obter essa solução, normalmente é utilizada uma ferramenta matemática apropriada para auxiliar na resolução de equações diferenciais: a Transformada de Laplace. Aplicando a Transformada nas equações (3.5) e (3.5), chega-se a

$$\frac{\partial V(x, s)}{\partial x} = - (R + sL) \cdot I(x, s) \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial I(x, s)}{\partial x} = - (G + sC) \cdot V(x, s) \quad (3.8)$$

No caso de sistemas de potência, é comum tratar as grandezas para uma frequência específica com base no uso da Transformada de Fourier. Para isso, toma-se a variável s do domínio de Laplace como sendo igual a $j\omega$, onde j é referente à unidade imaginária, $j = \sqrt{-1}$, e ω é a frequência angular em rad/s, podendo ser calculada como $\omega = 2\pi f$ (sendo f a frequência em Hz). Aplicando essa relação em (3.7) e (3.8), obtém-se as equações diferenciais de uma linha de transmissão no domínio da frequência:

$$\frac{\partial \hat{V}(x, \omega)}{\partial x} = -z(\omega) \hat{I}(x, \omega) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial \hat{I}(x, \omega)}{\partial x} = -y(\omega) \hat{V}(x, \omega), \quad (3.10)$$

onde $z(\omega) = R + j\omega L$ Ω/m e $y(\omega) = G + j\omega C$ S/m.

Derivando as expressões em relação à distância, tem-se:

$$\frac{\partial^2 \hat{V}(x, \omega)}{\partial x^2} = -z(\omega) \cdot \frac{\partial \hat{I}(x, \omega)}{\partial x} \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial^2 \hat{I}(x, \omega)}{\partial x^2} = -y(\omega) \cdot \frac{\partial \hat{V}(x, \omega)}{\partial x} \quad (3.12)$$

Substituindo a Transformada de (3.6) em (3.11) e a Transformada de (3.5) em (3.12), respectivamente, obtém-se as equações de onda para tensões fase-terra e correntes na linha:

$$\frac{\partial^2 \hat{V}(x, \omega)}{\partial x^2} = z(\omega) \cdot y(\omega) \cdot \hat{V}(x, \omega) \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial^2 \hat{I}(x, \omega)}{\partial x^2} = y(\omega) \cdot w(\omega) \cdot \hat{I}(x, \omega). \quad (3.14)$$

Resolvendo (3.13) por inspeção, obtém-se:

$$\hat{V}(x) = A_1(\omega)e^{-\gamma(\omega)x} + A_2(\omega)e^{\gamma(\omega)x}, \quad (3.15)$$

onde $A_1(\omega)$ e $A_2(\omega)$ são determinadas pelas condições de contorno e a frequência considerada e $\gamma(\omega)$ é a chamada constante de propagação da linha, cuja unidade é m^{-1} e é definida por:

$$\gamma(\omega) = \sqrt{z(\omega) \cdot y(\omega)} = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}. \quad (3.16)$$

Deste ponto em diante, para simplificar a notação, a dependência das grandezas com a frequência – representada pelo termo (ω) – será suprimida.

A constante de propagação γ pode ser decomposta em partes real e imaginária de forma a se ter uma melhor interpretação física de seu significado:

$$\gamma = \alpha + j\beta. \quad (3.17)$$

A parte real, α , afeta as amplitudes de tensão e corrente ao longo da linha e é denominada constante de atenuação, cuja unidade é Neper/m. A parte imaginária, β , afeta os ângulos das grandezas de tensão e corrente ao longo da linha e é denominada constante de fase, cuja unidade é rad/metro.

Calculando a derivada de (3.15) e substituindo em (3.5), obtém-se:

$$\frac{\partial \hat{V}(x)}{\partial x} = -A_1 \gamma e^{-\gamma x} + A_2 \gamma e^{\gamma x} = -z \cdot \hat{I}(x). \quad (3.18)$$

Resolvendo para $\hat{I}(x)$, chega-se a:

$$\hat{I}(x) = \frac{A_1 e^{-\gamma x} - A_2 e^{\gamma x}}{z/\gamma}. \quad (3.19)$$

Usando (3.16), faz-se

$$\frac{z}{\gamma} = \frac{z}{\sqrt{z \cdot y}} = \sqrt{\frac{z}{y}}, \quad (3.20)$$

obtendo-se a definição da impedância característica da linha de transmissão, Z_C :

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}}. \quad (3.21)$$

A impedância característica é a relação entre as ondas viajantes de tensão e corrente ao longo da linha até que haja uma reflexão. No caso de linhas ideais sem perdas (R e G iguais a 0), ela assume um numero puramente real.

A potência entregue a uma carga igual a impedância característica, Z_C , é chamada de potência característica da linha de transmissão, P_C , e pode ser determinada através da expressão (GLOVER *et al.*, 2011):

$$P_C = \frac{V_N^2}{Z_C}, \quad (3.22)$$

onde V_N é a tensão nominal da linha de transmissão. Para um carregamento igual a sua potência característica, também chamado de carregamento natural, a linha transmissão nem gera nem consome potência reativa.

Usando a definição de Z_C , a solução para a equação diferencial de corrente ao longo da linha se dá por:

$$\hat{I}(x) = \frac{A_1 e^{-\gamma x} - A_2 e^{\gamma x}}{Z_C}. \quad (3.23)$$

Para determinar os parâmetros A_1 e A_2 , considera-se que a tensão e corrente no terminal emissor da linha de transmissão, dadas por \hat{V}_E e \hat{I}_E , respectivamente, são conhecidas:

$$\hat{V}(0) = \hat{V}_E \quad (3.24)$$

$$\hat{I}(0) = \hat{I}_E . \quad (3.25)$$

Tomando $x = 0$ em (3.15) e (3.23), obtém-se:

$$\hat{V}_E = A_1 + A_2 \quad (3.26)$$

$$\hat{I}_E = \frac{A_1 - A_2}{Z_C} . \quad (3.27)$$

Resolvendo para A_1 e A_2 , obtém-se:

$$A_1 = \frac{\hat{V}_E + Z_C \hat{I}_E}{2} \quad (3.28)$$

$$A_2 = \frac{\hat{V}_E - Z_C \hat{I}_E}{2} . \quad (3.29)$$

Substituindo A_1 e A_2 em (3.15) e (3.23), obtém-se:

$$\hat{V}(x) = \left(\frac{\hat{V}_E + Z_C \hat{I}_E}{2} \right) e^{-\gamma x} + \left(\frac{\hat{V}_E - Z_C \hat{I}_E}{2} \right) e^{\gamma x} \quad (3.30)$$

$$\hat{I}(x) = \left(\frac{\hat{V}_E + Z_C \hat{I}_E}{2} \right) \frac{1}{Z_C} e^{-\gamma x} - \left(\frac{\hat{V}_E - Z_C \hat{I}_E}{2} \right) \frac{1}{Z_C} e^{\gamma x} . \quad (3.31)$$

Rearranjando, chega-se a:

$$\hat{V}(x) = \left(\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right) \hat{V}_E - Z_C \left(\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right) \hat{I}_E \quad (3.32)$$

$$\hat{I}(x) = -\frac{1}{Z_C} \left(\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right) \hat{V}_E + \left(\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right) \hat{I}_E . \quad (3.33)$$

Substituindo as expressões entre parênteses pelas funções hiperbólicas *senh* e *cosh*, chega-se a:

$$\hat{V}(x) = \cosh(\gamma x) \hat{V}_E - Z_C \sinh(\gamma x) \hat{I}_E \quad (3.34)$$

$$\hat{I}(x) = -\frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) \hat{V}_E + \cosh(\gamma x) \hat{I}_E . \quad (3.35)$$

Pode-se observar que, conhecendo as tensões e correntes no terminal emissor, é possível determinar as tensões e correntes em qualquer outro ponto da linha. Tomando-se o caso específico

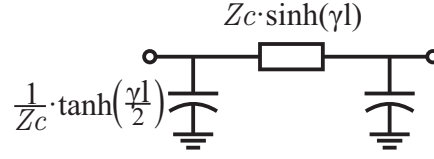


Figura 3.2: Circuito π equivalente de uma linha de transmissão.

em que x é igual ao comprimento total da linha, ℓ , pode-se representar a função transferência entre as grandezas nos dois terminais no formato de quadripolo:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma\ell) & -Z_C \sinh(\gamma\ell) \\ -\frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma\ell) & \cosh(\gamma\ell) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_E \\ \hat{I}_E \end{bmatrix}, \quad (3.36)$$

no qual \hat{V}_R e \hat{I}_R são a tensão e corrente no terminal receptor, respectivamente. O circuito elétrico que sintetiza esse quadripolo, denominado circuito π equivalente (GLOVER *et al.*, 2011), pode ser visto na Figura 3.2, sendo

$$Z' = Z_C \sinh(\gamma\ell) \quad (3.37)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma\ell}{2}\right). \quad (3.38)$$

A saber, a função transferência também pode ser representada tomando-se como referência as grandezas no terminal receptor:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_E \\ \hat{I}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma\ell) & Z_C \sinh(\gamma\ell) \\ \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma\ell) & \cosh(\gamma\ell) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix}. \quad (3.39)$$

Apesar do desenvolvimento das expressões ter tomado como base um modelo de linha de transmissão monofásica, ele poderia ser generalizado para o caso polifásico tomando-se as variáveis como matriciais, quando geralmente são empregadas transformações modais, e considerando o devido tratamento da ordem do termos nos produtos. (ZANETTA JR, 2003).

3.2 PRINCIPAIS CONCEITOS DE LINHAS COM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

O comprimento de onda, λ , é definido como a distância necessária para que a fase de um sinal de tensão ou corrente seja defasado em 360° (ou 2π rad) (GLOVER *et al.*, 2011). Conhecendo as relações

$$\cosh(\alpha + j\beta) = \cosh(\alpha) \cos(\beta) + \sinh(\alpha) \sen(\beta) \quad (3.40)$$

$$\sinh(\alpha + j\beta) = \sinh(\alpha) \cos(\beta) + \cosh(\alpha) \sen(\beta) \quad (3.41)$$

e considerando uma linha sem perdas, na qual $\alpha = 0$, as expressões (3.34) e (3.35) podem ser reescritas como:

$$\hat{V}(x) = \cos(\beta x)\hat{V}_E - jZ_C \text{sen}(\beta x)\hat{V}_E \quad (3.42)$$

$$\hat{I}(x) = -\frac{j}{Z_C} \text{sen}(\beta x)\hat{I}_E + \cos(\beta x)\hat{I}_E . \quad (3.43)$$

A partir de (3.42) e (3.43), percebe-se que o comprimento de onda é dado por

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} = \frac{2\pi}{\omega\sqrt{LC}} = \frac{1}{f\sqrt{LC}} \text{ m} , \quad (3.44)$$

na qual f é a frequência da rede. Considerando que o termo $(1/\sqrt{LC})$ é a velocidade de propagação das ondas de tensão e corrente ao longo da linha, ν , que alcança valores muito próximos à velocidade da luz, c , tem-se que, para a frequência de 60 Hz, o comprimento de onda é igual a

$$\lambda = \frac{1}{f\sqrt{LC}} = \frac{\nu}{f} \approx \frac{c}{f} = \frac{3 \times 10^8}{60} = 5 \times 10^6 \text{ m} = 5.000 \text{ km}. \quad (3.45)$$

Dessa forma, uma linha de transmissão com meio comprimento de onda teria 2.500 km de extensão.

Neste momento, é oportuno definir a variável Θ como o comprimento elétrico da linha, a fim de dar continuidade aos desenvolvimentos seguintes:

$$\Theta = \beta \ell , \quad (3.46)$$

de forma que $\Theta = \pi$ corresponde à exato meio comprimento de onda. Como comparação, as linhas CA mais longas encontradas em operação no Brasil tem extensões da ordem de 400 km, o que corresponde a um comprimento elétrico de $0,16\pi$ rad (ou $28,8^\circ$).

Duas vantagens técnicas se sobressaem ao serem consideradas linhas desta extensão: a capacidade de transmissão e a regulação de tensão. A primeira delas pode ser avaliada ao se observar o comportamento das grandezas Z' e $Y'/2$ – expressas em (3.37) e (3.38) – que, para linhas sem perdas, são:

$$Z' = jZ_C \text{sen}(\Theta) \quad (3.47)$$

$$\frac{Y'}{2} = j\frac{1}{Z_C} \tan\left(\frac{\Theta}{2}\right) . \quad (3.48)$$

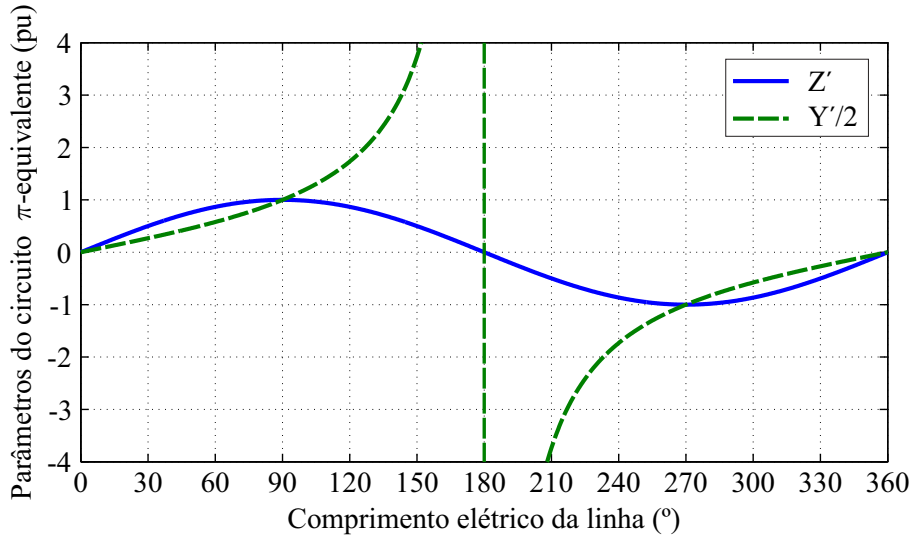


Figura 3.3: Grandezas Z' e $Y'/2$ em função do comprimento elétrico da linha.

A Figura 3.3 mostra a variação das grandezas Z' e $Y'/2$ em relação ao comprimento elétrico, Θ , para uma linha sem perdas. Percebe-se que, para linhas com um comprimento elétrico próximo a 180° , o módulo da impedância série passa a ser equivalente ao de linhas curtas, de forma que a potência transmitida pode chegar a valores elevados sem a necessidade de compensação reativa. Já quanto à admitância em derivação, percebe-se que, para comprimentos próximos a 180° elétricos, ela assume valores muito elevados e bem diferentes daqueles encontrados em linhas de tamanho convencional. Essas análises reforçam o fato de que o comportamento elétrico de linhas muito longas não é uma mera extrapolação do comportamento de uma linha com poucos quilômetros de extensão (DIAS, 2008).

A segunda vantagem pode ser observada levando-se em conta o quadripolo expresso em (3.36) para linhas sem perdas:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Theta) & -jZ_C \sin(\Theta) \\ -j\frac{1}{Z_C} \sin(\Theta) & \cos(\Theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_E \\ \hat{I}_E \end{bmatrix}. \quad (3.49)$$

Considerando um comprimento elétrico de exato meio comprimento de onda, essa relação se torna:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_E \\ \hat{I}_E \end{bmatrix}, \quad (3.50)$$

o que indica que as grandezas de tensão e corrente no terminal remoto sempre serão exatamente iguais às do terminal local em módulo e com uma defasagem de 180° , sendo uma relação válida para qualquer que seja o carregamento na linha. Para o caso específico de uma energização, em que a corrente \hat{I}_R é igual a zero, pode-se utilizar o quadripolo (3.39) para expressar a relação

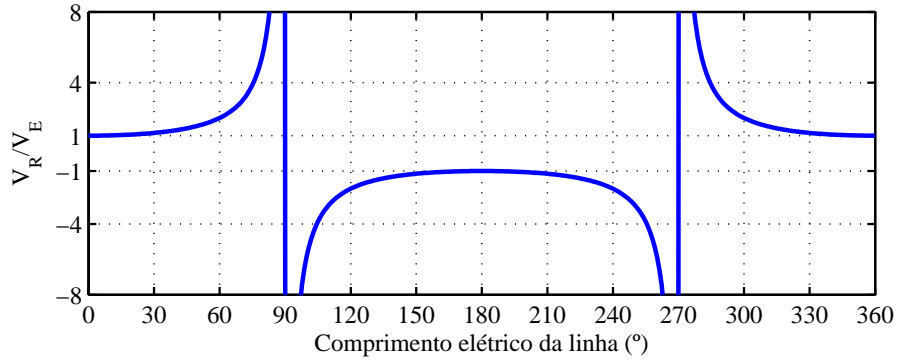


Figura 3.4: Relação entre a tensão no terminal receptor e no terminal emissor em função do comprimento elétrico da linha.

entre a tensão no terminal receptor e no terminal emissor em função do comprimento elétrico da linha através de:

$$\begin{aligned}\hat{V}_E &= \cos(\Theta)\hat{V}_R + jZ_C \text{sen}(\Theta)\hat{I}_R \\ &= \cos(\Theta)\hat{V}_R \\ \frac{\hat{V}_R}{\hat{V}_E} &= \frac{1}{\cos(\Theta)}.\end{aligned}\tag{3.51}$$

A Figura 3.4 mostra esta relação para o comprimento elétrico variando de zero a 360°. É possível notar a ocorrência do conhecido efeito Ferranti a medida que a extensão da linha de transmissão aumenta até um quarto de um comprimento onda (90°) e, para extensões maiores, uma redução em módulo até meio comprimento de onda (180°), para o qual o efeito deixa de existir. Estes fatos levam à conclusão que, em regime permanente, não é necessária a utilização de compensação reativa para controle de tensão nos terminais da linha de transmissão.

Por questões de estabilidade, sabe-se que, para linhas de comprimento convencional, a defasagem angular entre os terminais não deve se situar entre 90° e 180° (GLOVER *et al.*, 2011). Contudo, pode-se mostrar que essa situação pode ser contornada para linhas com característica específicas. Denominando a diferença angular entre os terminais de δ , sabe-se que a potência ativa transmitida na linha de transmissão é dada por:

$$P = \frac{|\hat{V}_E| \cdot |\hat{V}_R|}{X'} \text{sen } \delta ,\tag{3.52}$$

sendo X' é a parte imaginária de Z' . Considerando que as tensões em ambos os terminais são iguais à tensão nominal da linha, V_N , e usando o valor de X' expresso em (3.47), a relação pode ser reescrita como:

$$P = \frac{V_N^2}{Z_C} \cdot \frac{\text{sen } \delta}{\text{sen } \Theta} ,\tag{3.53}$$

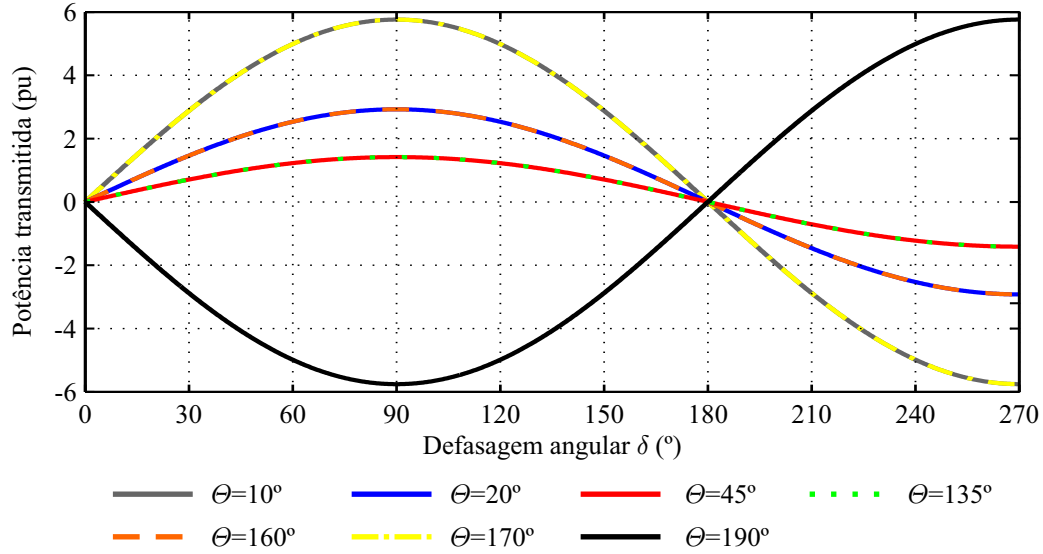


Figura 3.5: Potência ativa transmitida através de linhas de transmissão de comprimentos elétricos distintos em função da diferença angular entre os terminais.

ou, usando valores por unidade (pu), como

$$P_{pu} = \frac{\text{sen } \delta}{\text{sen } \Theta} . \quad (3.54)$$

A Figura 3.5 apresenta o comportamento da potência ativa transmitida através de linhas de transmissão de comprimentos elétricos distintos em função da diferença angular entre os terminais. São considerados os seguintes casos:

- (a) $\Theta = 10^\circ$ (≈ 140 km)
- (b) $\Theta = 20^\circ$ (≈ 278 km)
- (c) $\Theta = 45^\circ$ (≈ 625 km)
- (d) $\Theta = 135^\circ$ (≈ 1.875 km)
- (e) $\Theta = 160^\circ$ (≈ 2.222 km)
- (f) $\Theta = 170^\circ$ (≈ 2.361 km)
- (g) $\Theta = 190^\circ$ (≈ 2.639 km)

Percebe-se que o comportamento da potência ativa transmitida para linhas com comprimento elétrico entre 90° e 180° é o mesmo de linhas com comprimento elétrico até 90° , ressaltando-se a sobreposição das curvas para os casos (a) e (f), (b) e (e), (c) e (d). Entretanto,

na prática, a defasagem angular entre os terminais tende a se manter em valores $\pm 30^\circ$ em relação ao comprimento elétrico da linha, Θ (SAADAT, 2010). Dessa forma, linhas de transmissão com comprimento elétrico entre 90° e 180° são naturalmente instáveis, requerendo um complexo sistema de controle ou um elevado grau de compensação para a operação (DIAS, 2008). Já no caso (g), observa-se que a derivada da potência ativa em relação a δ é positiva na vizinhança de $\delta = 180^\circ$, causando uma estabilidade eletromecânica natural, da mesma forma que linhas curtas na proximidade de $\delta = 0^\circ$. Por outro lado, analisando a expressão (3.54), percebe-se que exato meio comprimento de onda é um ponto de singularidade, podendo tornar o sistema instável para pequenas variações no carregamento.

Diante dos fatos apresentados, a recomendação é que a linha de transmissão tenha um pouco mais de meio comprimento de onda, preservando as vantagens apresentadas por uma linha de exato meio comprimento de onda e assegurando uma operação com grande margem de estabilidade (PORTELA; GOMES JR, 1998).

3.3 PERFIL DE TENSÃO E CORRENTE AO LONGO DA LINHA

Tomando como tensão base a tensão nominal da linha de transmissão, V_N , e como corrente base a corrente relacionada à transmissão da potência característica da linha, I_C ¹, pode-se usar (3.42) e (3.43) para determinar as tensões e correntes ao longo da linha para diferentes condições de carregamento. Para uma mais fácil comparação entre os casos, considera-se sempre a tensão no terminal emissor como tendo módulo igual a V_N e fase igual a 0° .

Nas Figuras 3.6 e 3.7, são apresentados os perfis de tensão e corrente ao longo da linha para um carregamento variando de 0 a 2 vezes a potência característica da linha em passos de 0,5 vezes. Percebe-se que, quando a potência característica é transmitida, a tensão e corrente ao longo da linha são constantes e iguais a 1 pu, um efeito comum a qualquer linha de transmissão e mantido nesta solução. No entanto, ao variar o carregamento da linha, alguns fenômenos diferentes daqueles observados em linhas de extensão convencional podem ser percebidos:

- Independentemente do carregamento, a tensão e corrente no terminal receptor são iguais às do terminal emissor em módulo, e com uma defasagem de 180° .

¹Calculada como $I_C = P_C/V_N$

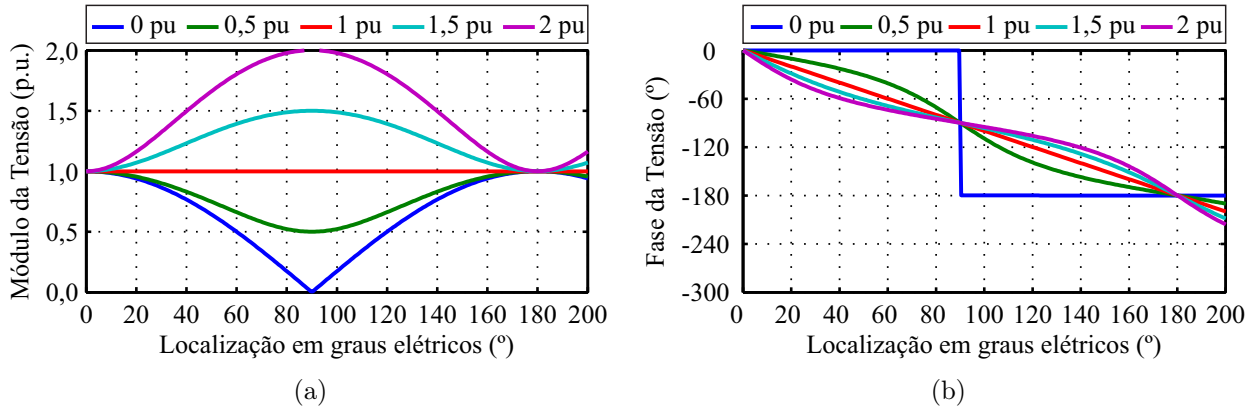


Figura 3.6: Perfil de tensão ao longo de uma linha de pouco mais de meio comprimento de onda para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.

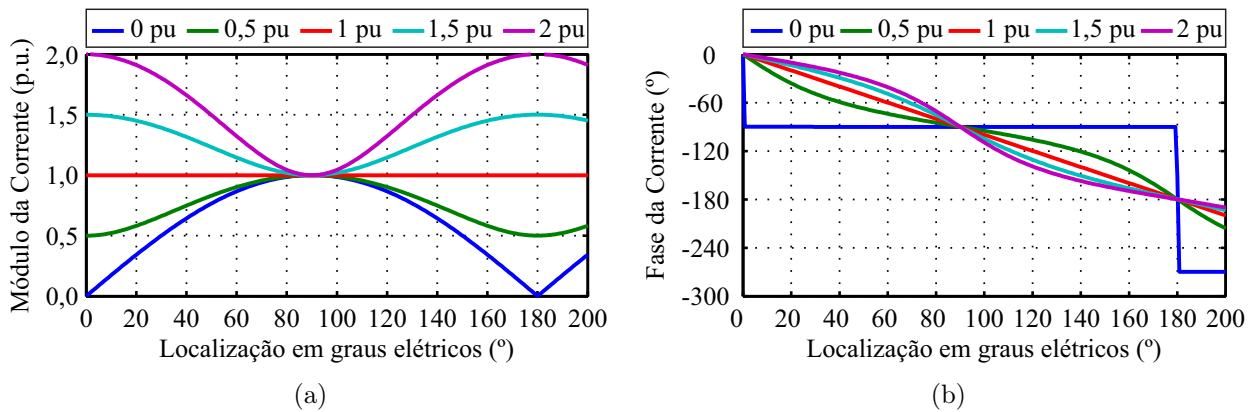


Figura 3.7: Perfil de corrente ao longo de uma linha de pouco mais de meio comprimento de onda para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.

- Independentemente do carregamento, a corrente na parte central da linha é igual a 1 pu, mesmo quando ela está energizada em vazio.
- O módulo da tensão na parte central da linha é proporcional ao carregamento, de forma que, ao se transferir potências superiores à potência característica da linha, são verificadas tensões superiores à nominal.
- Pode-se concluir que a linha de transmissão consome toda a potência reativa que gera.

Apesar do terceiro item aparentar ser uma questão desfavorável para a utilização de linhas desta extensão, é comum se projetar este tipo de linha com uma potência característica bastante elevada (DIAS, 2008; SANTOS, 2012), de forma que é improvável que se transfira montantes superiores a ela.

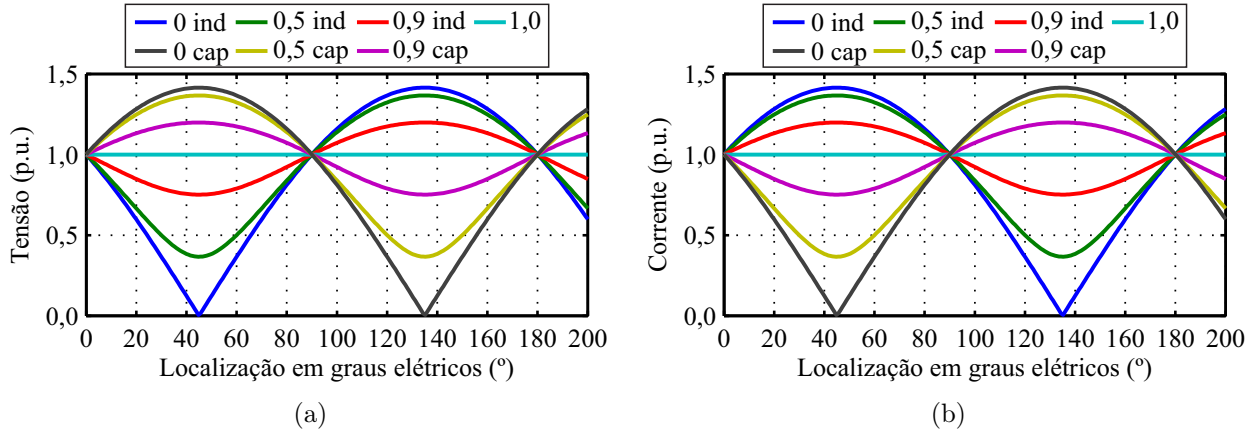


Figura 3.8: Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a potência característica e diferentes níveis de fator de potência.

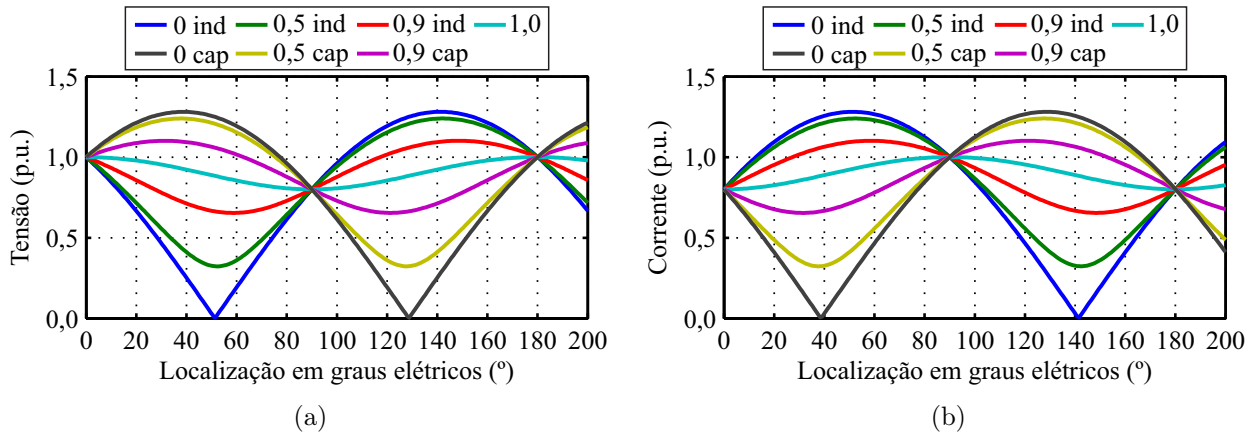


Figura 3.9: Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha de $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 80% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.

Outra questão a se analisar é a influência do fator de potência da carga nos perfis de tensão e corrente ao longo da linha. Para isso, fez-se o módulo da carga constante e considerou-se os seguintes fatores de potência: totalmente indutivo, 0,5 indutivo; 0,9 indutivo; unitário; 0,9 capacitivo; 0,5 capacitivo e; totalmente capacitivo. As Figuras 3.8, 3.9, 3.10 e 3.11 mostram esses casos considerando o módulo da carga como 100%, 80%, 50% e 20% de Z_C , respectivamente.

Para o trecho da linha de transmissão menor que um quarto de comprimento de onda ($\Theta < 90^\circ$), percebe-se que os perfis de corrente e tensão são similares aos de linhas com extensões convencionais: cargas indutivas levam a uma redução dos níveis de tensão, enquanto cargas capacitivas levam a um aumento dos mesmos. Já para o trecho entre um quarto e meio comprimento de onda, o comportamento é invertido: quando a carga é indutiva, observa-se um aumento no perfil de tensão; enquanto quando a carga é capacitiva, há uma redução do perfil de tensão. É possível perceber a existência de uma simetria em relação à um quarto

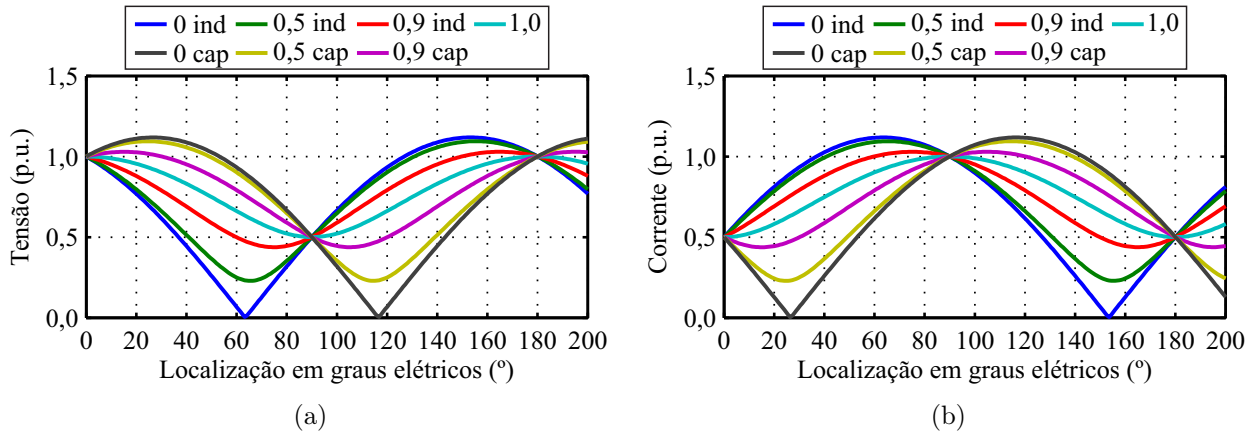


Figura 3.10: Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 50% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.

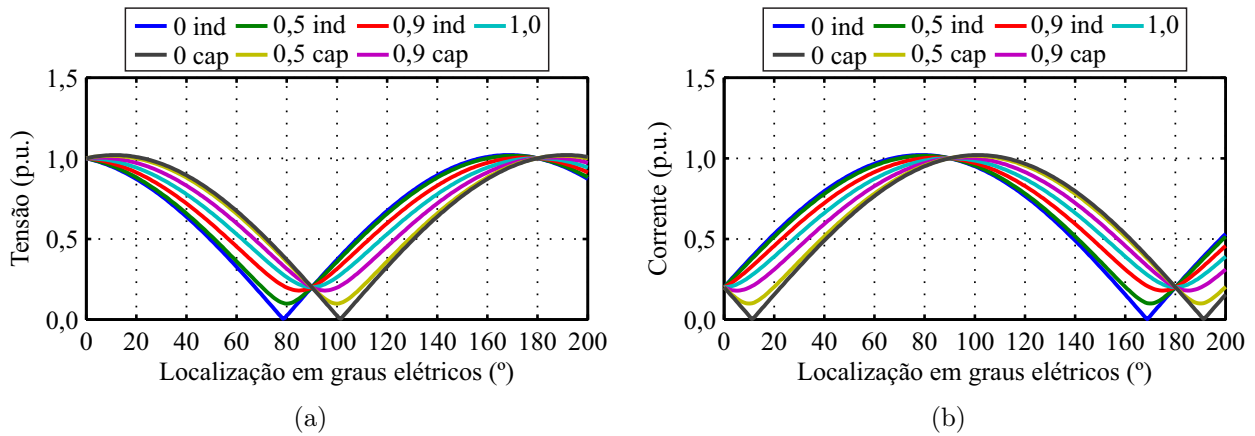


Figura 3.11: Perfil de (a) tensão e (b) corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ para carregamento igual a 20% da potência característica e diferentes níveis de fator de potência.

de comprimento de onda quando se considera cargas de mesmo módulo, mas com fatores de potência opostos. Além disso, observa-se que os perfis se repetem a cada meio comprimento de onda.

Apesar dos perfis de corrente e tensão para cargas com fatores de potência diferentes do unitário serem bastante distintos, alguns fenômenos já observados são preservados: independentemente do carregamento, a tensão e corrente no terminal receptor são sempre iguais às do terminal emissor em módulo e a corrente na parte central da linha é sempre igual a 1 pu.

Até o momento, as análises foram baseadas em uma linha sem perdas. No entanto, é possível mostrar que, ao se considerar perdas na linha, o comportamento elétrico das grandezas não se distancia dos resultados apresentados. Para isso, parte-se do princípio que o comprimento de onda é igual a 5.000 km e que a parte real de γ , α , é 3% do valor de β , uma consideração

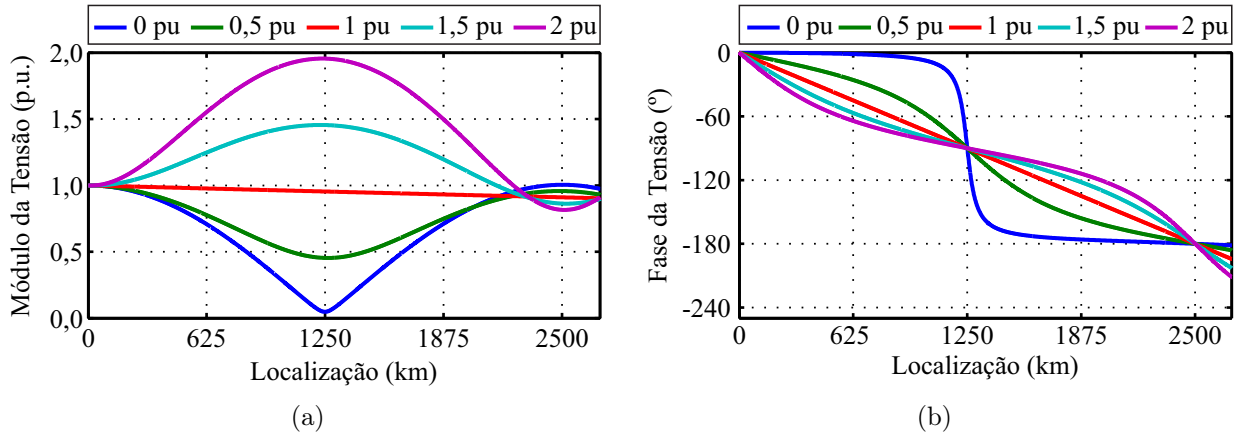


Figura 3.12: Perfil de tensão ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ com perdas para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.

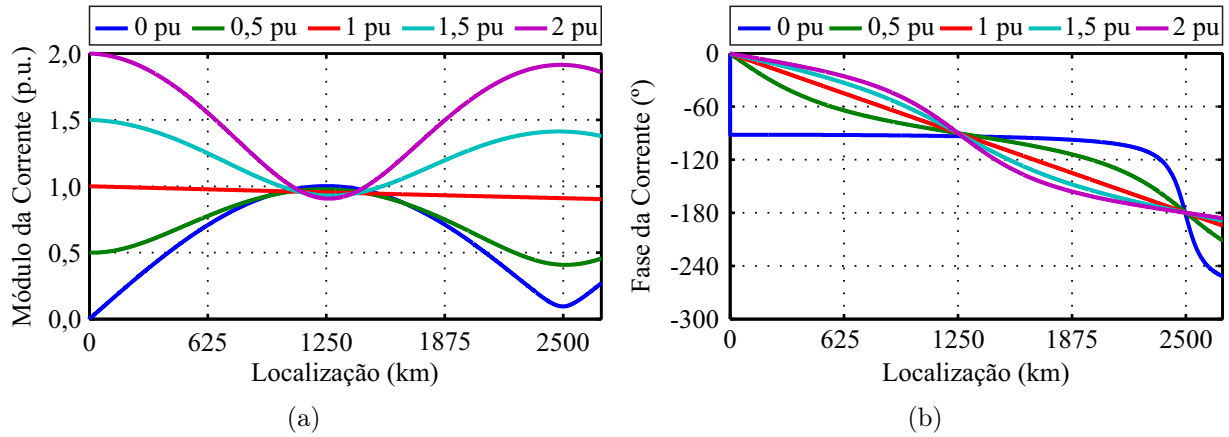


Figura 3.13: Perfil de corrente ao longo de uma linha $\lambda/2^+$ com perdas para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário, sendo (a) módulo e (b) fase.

razoável para linhas desta natureza. Dessa forma, tem-se que:

$$\gamma = (0,03 + j) \frac{2\pi}{5000} = (0,0377 + 1,2566j) \times 10^{-3} \text{ km}^{-1} . \quad (3.55)$$

Utilizando as expressões (3.34) e (3.35) considerando as mesmas bases do caso sem perdas, pode-se determinar as tensões e correntes em pu ao longo da linha para diferentes condições de carregamento para o valor de γ determinado na expressão (3.55). Mais uma vez, considera-se sempre a tensão no terminal emissor com módulo V_N e fase 0° .

Nas Figuras 3.12 e 3.13, são apresentados os perfis de tensão e corrente ao longo da linha com perdas para um carregamento variando de 0 a 2 vezes a potência característica da linha em passos de 0,5 vezes. Comparando estes resultados com aqueles apresentados nas Figuras 3.6 e 3.7, percebe-se que os perfis de corrente e tensão são bastante similares. A diferença está apenas na queda de tensão causada pelas perdas na linhas, de forma que, caso se deseje

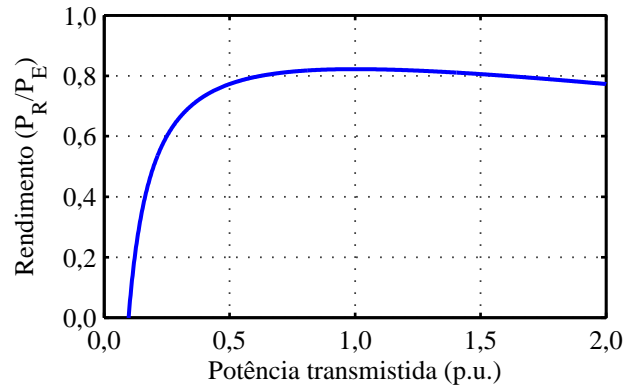


Figura 3.14: Rendimento em função da potência transmitida em uma linha $\lambda/2^+$.

entregar a tensão nominal no terminal receptor, haverá a necessidade de se elevar a tensão no terminal emissor.

Ainda considerando o caso com perdas, a Figura 3.14 apresenta a relação entre a potência ativa no terminal receptor, P_R , e a potência ativa no terminal emissor, P_E , em função da potência transmitida. Observa-se que, caso seja transmitida uma potência muito inferior à potência característica da linha, o rendimento é muito baixo, trazendo a recomendação para que se opere sempre transmitindo um valor próximo à potência característica.

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Pelas características de operação de uma linha $\lambda/2^+$ apresentadas, ela se mostra como a solução natural para a transmissão de grandes blocos de energia em distâncias da ordem de 2.500 km. Dentre as principais vantagens, destacam-se a regulação de tensão, a inexistência de efeito *Ferranti* e a grande margem de estabilidade. Além disso, têm-se como vantagens econômicas o fato de que não são necessárias subestações intermediárias ou equipamentos de compensação reativa.

As análises apresentadas também mostram que alguns detalhes operativos devem ser observados caso uma linha dessa natureza seja colocada em operação: as perdas na linha são muito elevadas para carregamentos baixos, de forma que o ideal é que ele seja mantido sempre próximo à potência característica da linha e; o perfil de tensão e corrente ao longo da linha varia bastante com as condições de carregamento, podendo superar os valores nominais na sua região central para alguns casos. Com isso, é necessário que essa questão seja levada em conta nos estudos de coordenação de isolamento e de dimensionamento dos condutores da linha.

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO DAS GRANDEZAS DE CURTO-CIRCUITO

Na ocorrência de defeitos, assim como durante a operação normal do sistema, o comportamento das grandezas de tensão e corrente nos terminais da linha de transmissão $\lambda/2^+$ são muito diferentes daquelas encontrados em linhas de comprimento convencional. Levantando a hipótese de que esse comportamento pode comprometer o bom funcionamento das funções de proteção tradicionais, este capítulo apresenta uma análise detalhada dessas grandezas frente a curtos-circuitos, bem como os sinais que serão usados como base para os resultados apresentados nos capítulos seguintes. De forma a focar o estudo nas peculiaridades da linha apenas, todas as análises são baseadas nas grandezas de tensão e corrente primárias, evitando os erros inerentes impostos pelos transformadores para instrumento (ANDERSON, 1999).

Para avaliar o comportamento das grandezas de tensão e corrente durante defeitos na linha de transmissão $\lambda/2^+$, foram simulados curtos-circuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos-terra e trifásicos ao longo de toda a extensão das três linhas de transmissão – MA , AB e BJ – que formam o sistema elétrico descrito no Apêndice A e para o qual, por conveniência, o diagrama unifilar é repetido na Figura 4.1. São apresentados os resultados das simulações de regime permanente e de regime transitório, sendo todos obtidos pelo programa *Alternative Transients Program*.

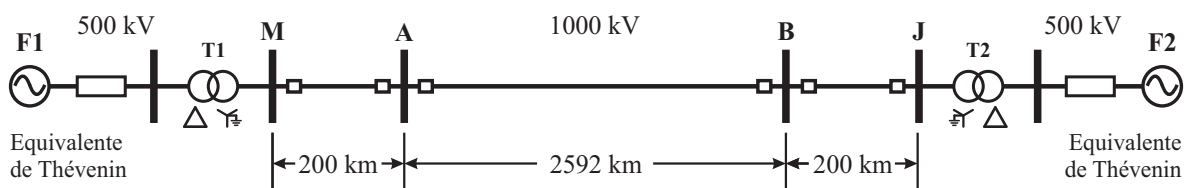


Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.

4.1 REGIME PERMANENTE

Como primeira análise, foram simuladas curtos-circuitos francos do tipo AT, BC, BCT e ABC ao longo das linhas de transmissão e avaliadas as grandezas de tensão e corrente em regime permanente vistas da Barra *A*, considerando uma condição de pré-defeito específica. Em seguida, avaliou-se o comportamento das grandezas vistas ao longo da linha para casos específicos de defeito. Por fim, fez-se uma análise de sensibilidade quanto à resistência de defeito e ao carregamento de pré-defeito. Ao longo do texto, as grandezas são representadas em pu (por unidade):

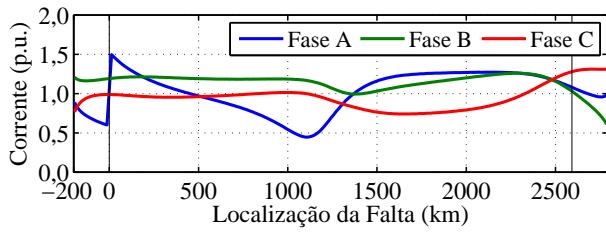
- Potência monofásica base: $P_{base} = P_C/3$;
- Tensão fase-terra base: $V_{base} = 1000/\sqrt{3}$ kV;
- Corrente de linha base, $I_{base} = P_{base}/V_{base} = 4.356$ A.

A solução em regime permanente do ATP foi utilizada para se obter os fasores de cada grandeza em cada situação de defeito. Desta forma, para a avaliação das grandezas de curto-circuito nesta seção, não foram aplicados algoritmos de estimação de fasores aos sinais.

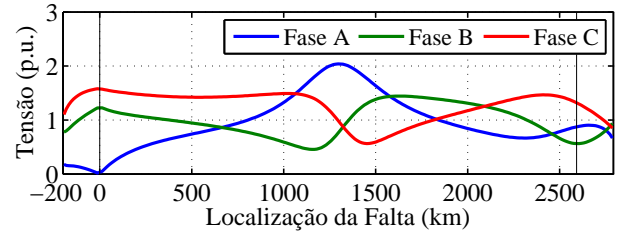
4.1.1 Grandezas vistas do terminal local

Nas Figuras 4.2 e 4.3, são apresentadas as grandezas de corrente e tensão, respectivamente, observadas na Barra *A* para curtos-circuitos francos do tipo AT, BC, BCT e ABC ao longo das linhas de transmissão. Em todos os casos, as fontes do sistema foram ajustadas para que, previamente ao defeito, a tensão na Barra *A* fosse igual a 1 pu com fase 0° e fluísse pela linha $\lambda/2^+$ uma potência igual a sua potência característica com fator de potência unitário.

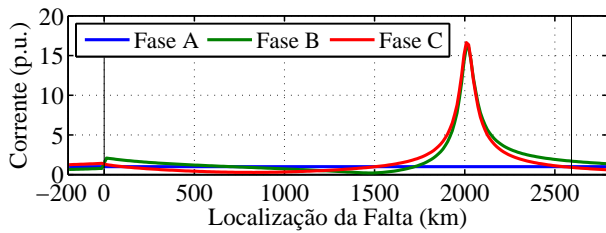
Para os casos de curtos-circuitos monofásicos, percebe-se que o módulo da corrente que seria vista pelo relé varia muito pouco para defeitos ao longo da linha. Em defeitos próximos ao terminal local, a corrente chega a ser apenas 1,5 vezes a de pré-defeito nos casos mais críticos; já para defeitos em outros pontos da linha $\lambda/2^+$ ou nas linhas *MA* e *BJ*, a corrente chega a assumir valores até menores que os de pré-defeito. Avaliando as tensões, percebe-se que os valores observados para curtos-circuitos próximos à barra são baixos, como em linhas de tamanho convencional, mas que, para defeitos em boa parte da extensão da linha, a tensão é maior que a de pré-defeito.



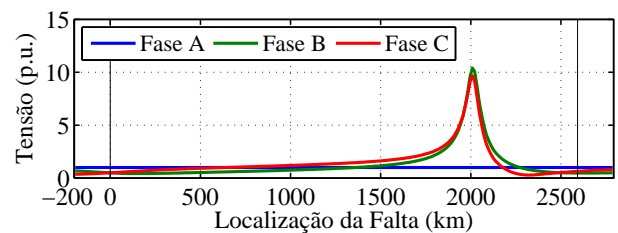
(a)



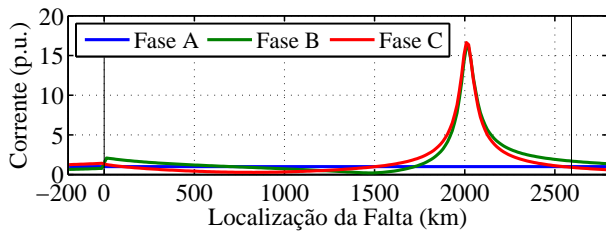
(a)



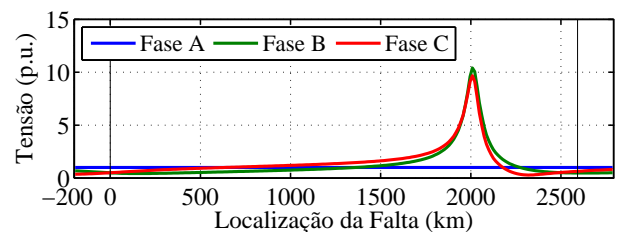
(b)



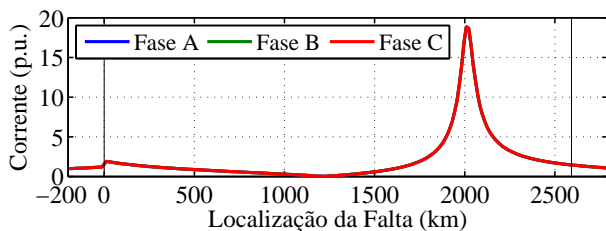
(b)



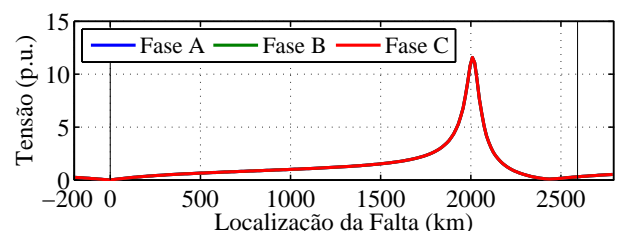
(c)



(c)



(d)



(d)

Figura 4.2: Correntes vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

Figura 4.3: Tensões vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

Para curtos-circuitos envolvendo mais de uma fase, observa-se que o comportamento das tensões e correntes é bastante semelhante para as fases envolvidas no defeito. Entretanto, esse comportamento se destaca para defeitos em dois pontos específicos da linha: na metade e próximo aos 2000 km. Percebe-se que há uma redução drástica da corrente vista da Barra A para defeitos próximos à metade da linha – sendo que para curtos-circuitos trifásicos essa corrente chega quase a zero – e um aumento significativo da mesma para próximos aos 2000 km de extensão, acarretando num aumento também significativo das tensões vistas da barra. Essas observações podem ser melhor entendidas a partir da análise das partes real e imaginária

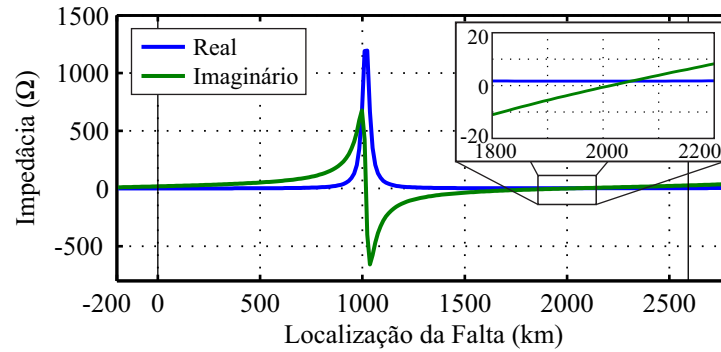


Figura 4.4: Partes real e imaginária da impedância vista pela fonte F1 para curtos-circuitos trifásicos ao longo da linha.

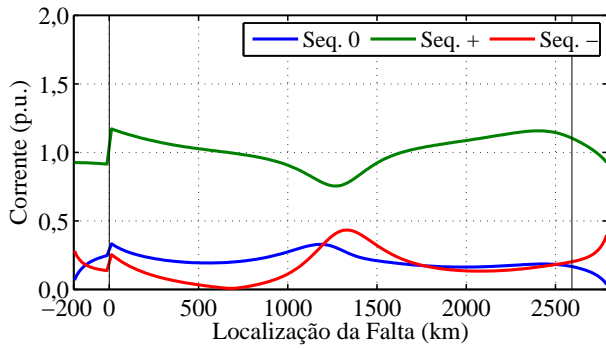
da impedância vista pela fonte F1 para curtos-circuitos trifásicos (Figura 4.4). Percebe-se que, na metade da linha, a redução da corrente é causada pelo elevado valor da parte resistiva da impedância vista. Por outro lado, a elevação da corrente se deve a uma ressonância das partes reativas das impedâncias combinada a um baixo valor de resistência.

Como algumas funções de proteção são baseadas em grandezas no domínio de seqüências, vale avaliar os resultados também nesse domínio. As grandezas das Figuras 4.2 e 4.3 convertidas para o domínio de seqüências usando a matriz de Fortescue são apresentadas nas Figuras 4.5 e 4.6, respectivamente.

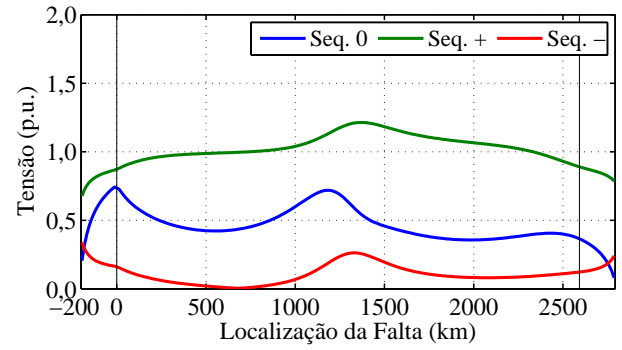
Sabe-se que, na prática, alguns desses valores elevados de corrente e tensão poderiam não ser atingidos, já que outros fenômenos como o efeito corona, o rompimento do isolamento da cadeia de isoladores em outros pontos da linha e outras questões que não foram consideradas nas simulações podem influenciar os resultados (ILICETO; CINIERI, 1988). Ainda assim, os resultados apresentados servem como uma boa base para o entendimento e previsão do comportamento elétrico desse tipo de linha de transmissão.

4.1.2 Grandezas vistas ao longo da linha

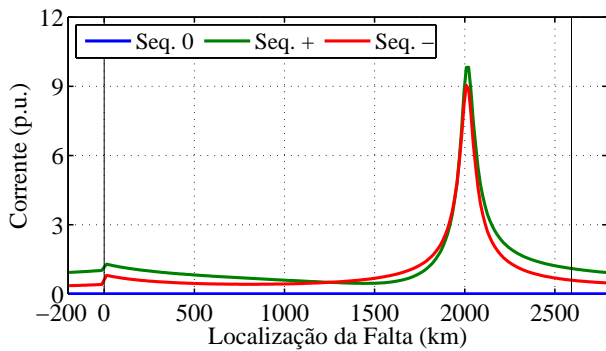
De forma a obter mais informações sobre o comportamento das grandezas durante defeitos em linhas de transmissão $\lambda/2^+$, foram avaliadas as tensões e correntes vistas em 16 pontos ao longo da linha para casos de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos aplicados em 500, 1000, 1500, 2000 e 2500 km. Essas grandezas vistas ao longo da linha para defeitos monofásicos podem ser vistas nas Figuras 4.7 e 4.8, respectivamente. Já as grandezas resultantes da aplicação de curtos-circuitos trifásicos são apresentadas nas Figuras 4.9 e 4.10.



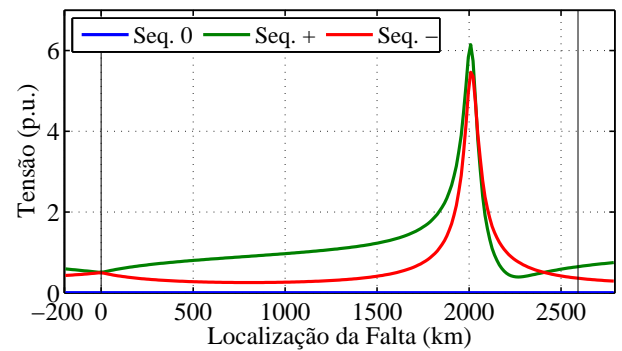
(a)



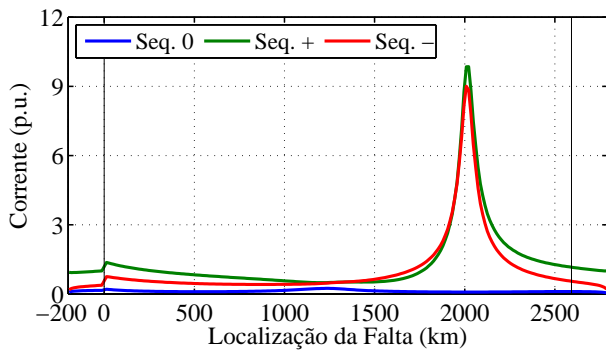
(a)



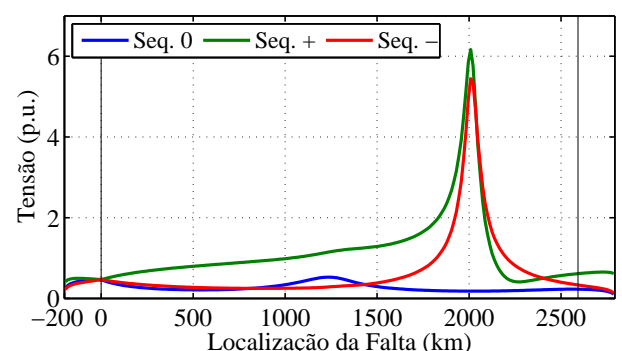
(b)



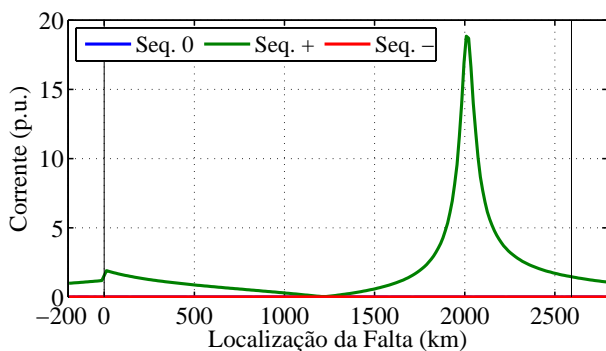
(b)



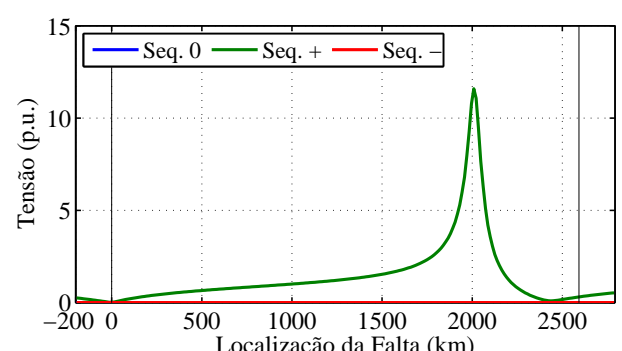
(c)



(c)



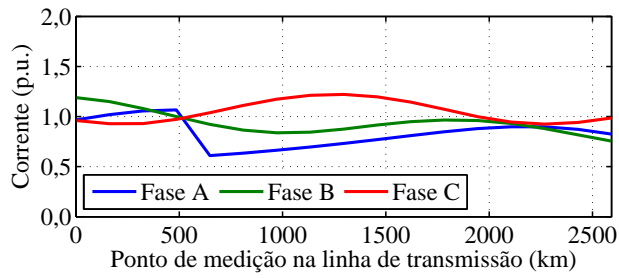
(d)



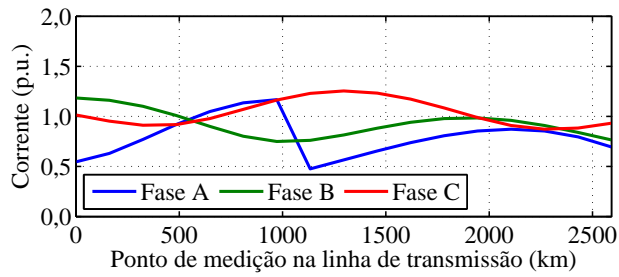
(d)

Figura 4.5: Correntes de sequência vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

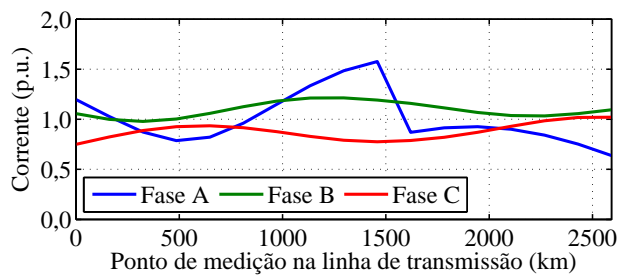
Figura 4.6: Tensões de sequência vistas na Barra A para curtos-circuitos francos ao longo da linha: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.



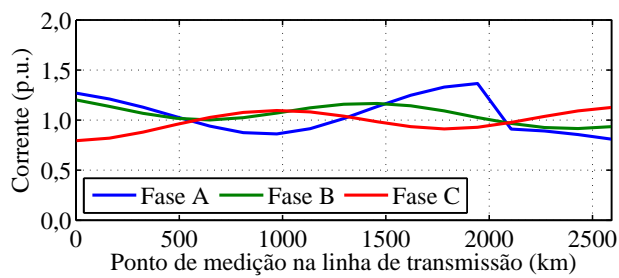
(a)



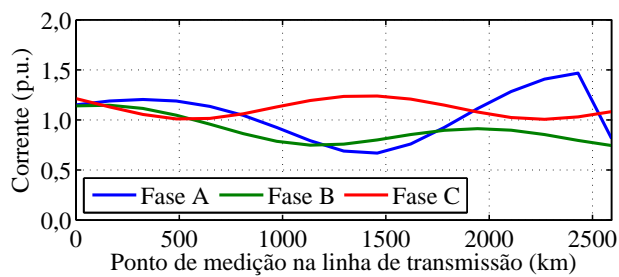
(b)



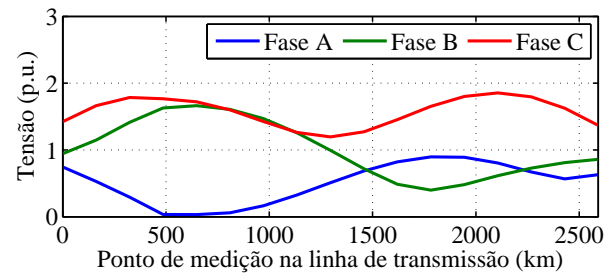
(c)



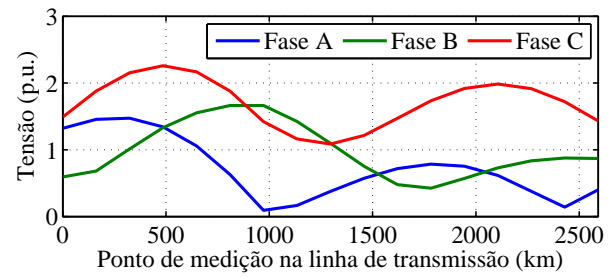
(d)



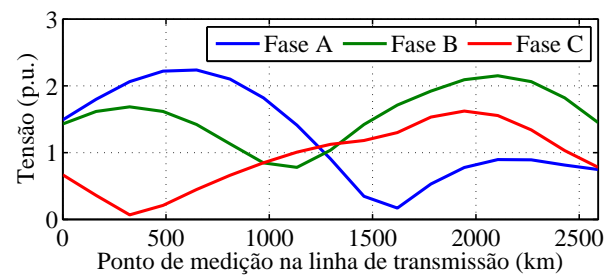
(e)



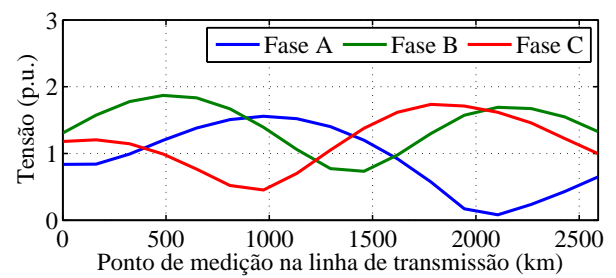
(a)



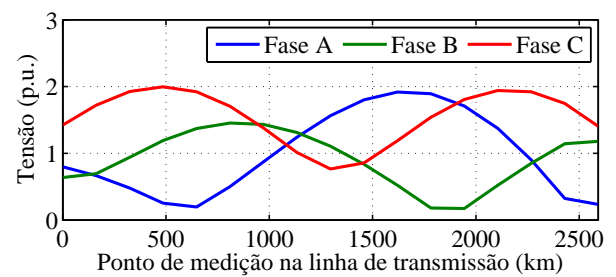
(b)



(c)



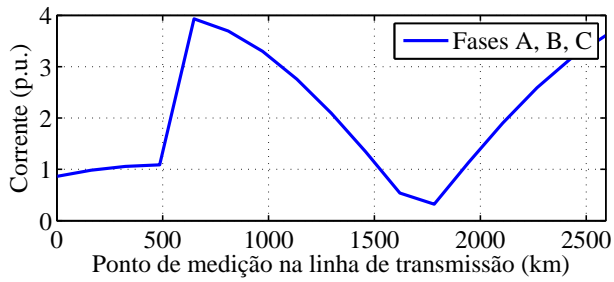
(d)



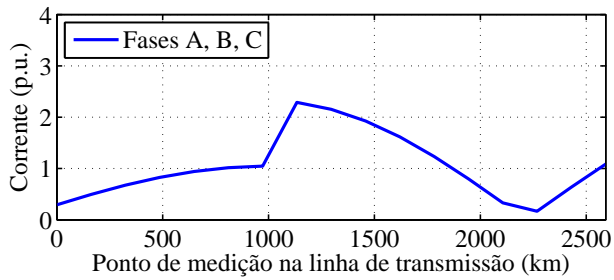
(e)

Figura 4.7: Correntes vistas ao longo da linha para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.

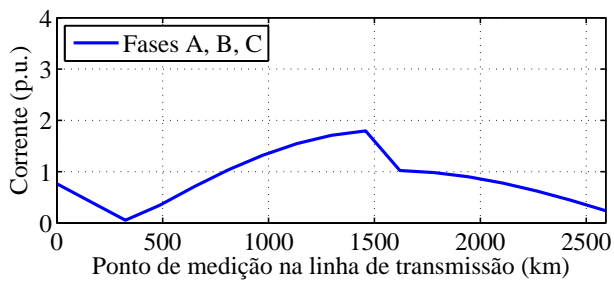
Figura 4.8: Tensões vista ao longo da linha para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.



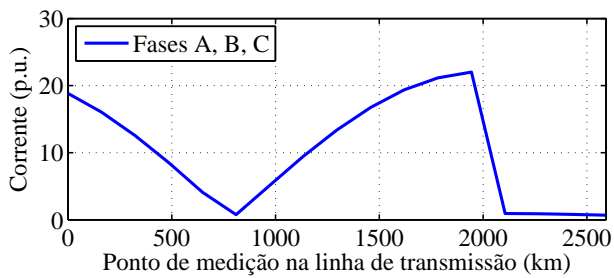
(a)



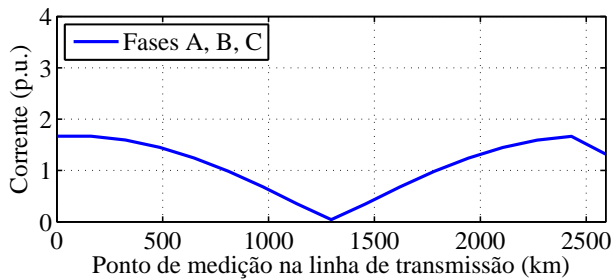
(b)



(c)

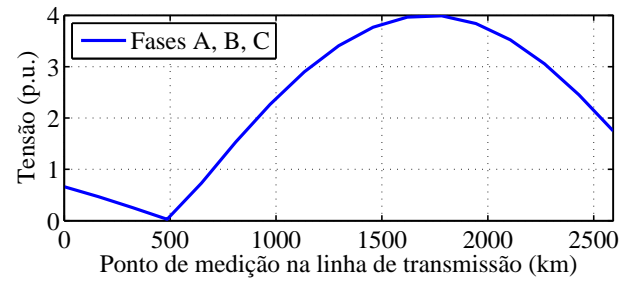


(d)

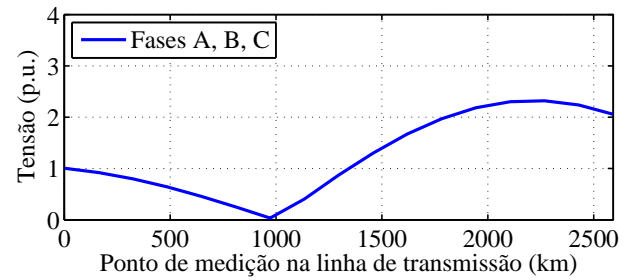


(e)

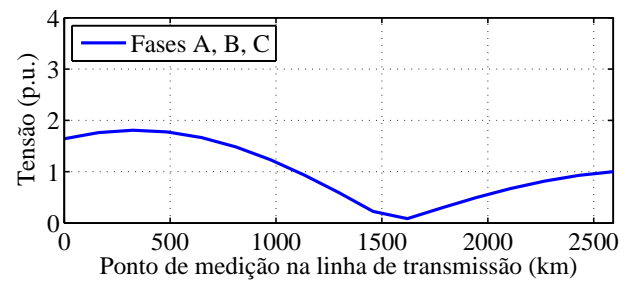
Figura 4.9: Correntes observadas ao longo da linha para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.



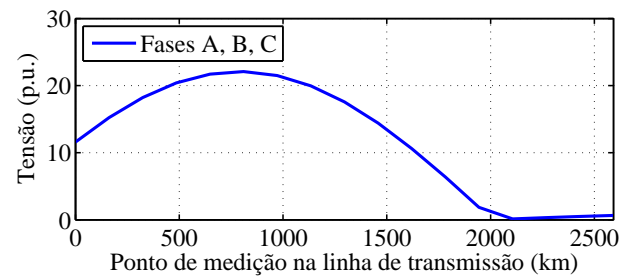
(a)



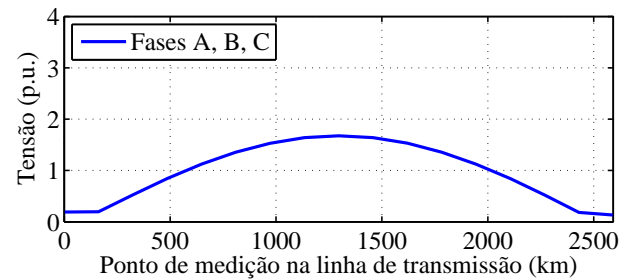
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 4.10: Tensões observadas ao longo da linha para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1000 km; (c) 1500 km; (d) 2000 km; (e) 2500 km.

Para curtos-circuitos monofásicos, percebe-se que a variação do módulo da corrente ao longo da linha é muito parecida para as diferentes localizações de defeito; o que ocorre é basicamente um deslocamento das curvas. No caso das tensões, percebem-se comportamentos um pouco diferentes para cada localização de defeito: para curtos-circuitos mais próximas ao terminal local, as tensões nas fases sãs apresentam uma sobretensão mais elevada.

Para curtos-circuitos trifásicos, duas características se destacam:

- Em pelo menos um ponto da linha, a corrente vista é muito próxima de zero; neste mesmo ponto, a tensão é máxima.
- Os pontos de maior e menor corrente (ou tensão) são sempre separados por $\lambda/4$ ($\simeq 1220$ km).

4.1.3 Análise de sensibilidade

Nas seções anteriores, todos os casos simulados consideraram curtos-circuitos francos (sem resistência) e as fontes ajustadas de forma que a corrente saindo da Barra *A* fosse correspondente à potência característica da linha (1 pu). De forma a avaliar a sensibilidade das grandezas vistas da barra quanto a esses parâmetros, foram simulados defeitos com resistências iguais a 0Ω , 30Ω e 60Ω e carregamentos de pré-defeito iguais a 0,5, 0,75, 1,0 e 1,5 vezes a potência característica. Para observar a influência de cada parâmetro independentemente, a resistência de defeito foi fixada em zero quando se variava o carregamento e o carregamento foi fixado em 1 pu quando se variava a resistência de defeito.

Na Figuras 4.11 e 4.12, são apresentadas as análises de sensibilidade com relação à resistência de defeito e ao carregamento de pré-defeito, respectivamente, das grandezas de corrente e tensão vistas das na Barra *A* para curtos-circuitos monofásicos. Para obter uma melhor comparação entre os casos na Figura 4.11(a), a unidade base é considerada como a corrente de pré-defeito. Ao analisar esta Figura, percebe-se que, quanto maior o carregamento, menor é a variação da corrente em relação aos valores de pré-defeito. Já no caso da tensão, observa-se que maiores carregamentos levam a maiores sobretensões para defeitos próximas ao centro da linha. Com relação à resistência de defeito, percebe-se que as grandezas são pouco sensíveis a esse parâmetro.

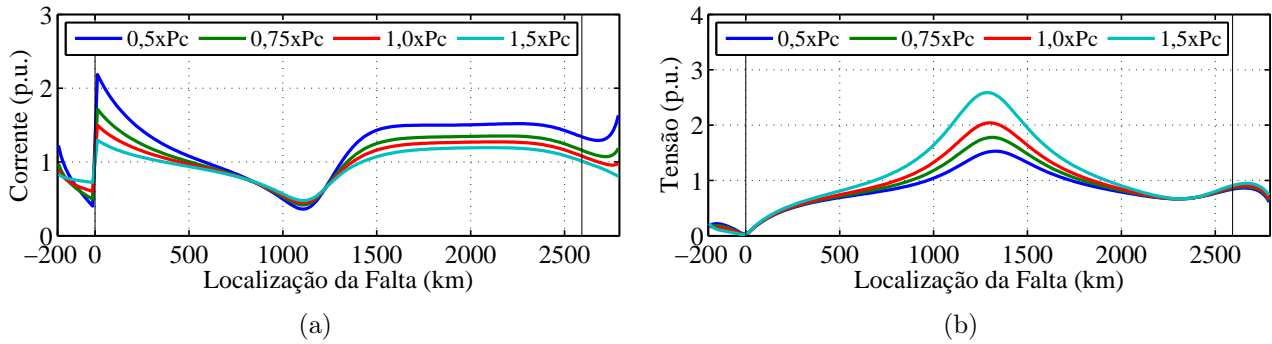


Figura 4.11: Análise de sensibilidade quanto ao carregamento de pré-defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra A para curtos-circuitos AT ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A. As curvas de corrente mostram a relação entre a situação de defeito e a de pré-defeito.

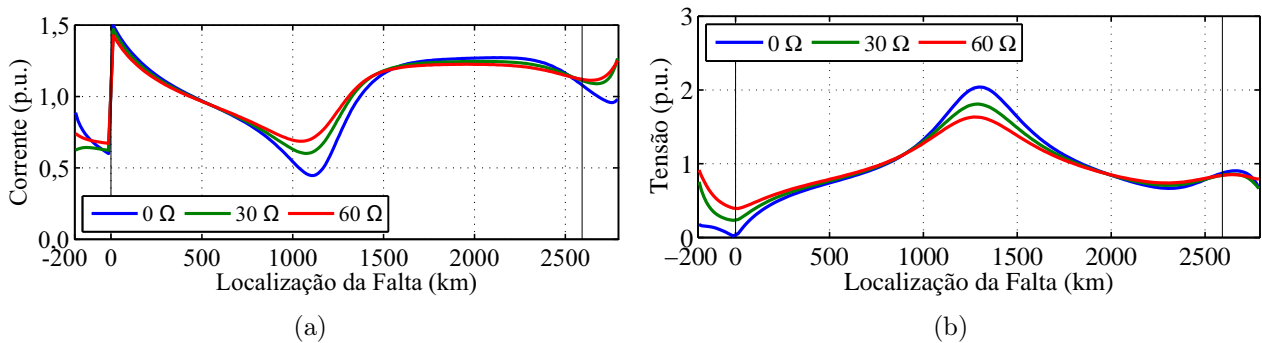


Figura 4.12: Análise de sensibilidade quanto à resistência de defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra A para curtos-circuitos AT ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A.

Na Figuras 4.13 e 4.14, são apresentadas análises de sensibilidade semelhantes considerando curtos-circuitos trifásicos. Da mesma forma que para os monofásicos, a unidade base para a Figura 4.13(a) é considerada como a corrente de pré-defeito. Analisando esta figura, percebe-se que, quão menor o carregamento, maior é a variação da corrente em relação aos valores de pré-defeito. Entretanto, vale ressaltar que, ao serem considerados valores absolutos, pode-se observar que os maiores carregamentos são os que levam às maiores correntes de curto-circuito. Percebe-se também que, independentemente do carregamento, são observadas correntes muito próximas de zero para defeitos próximos a $\lambda/4$ ($\simeq 1220$ km). Com relação às tensões para curtos-circuito trifásicos, observa-se que são pouco sensíveis às variações no carregamento. Já quanto à resistência de defeito, percebe-se que sua existência atenua significativamente as tensões e correntes observadas para curtos-circuitos ocorridos nas proximidades dos 2000 km, onde mostrou-se ocorrer uma ressonância.

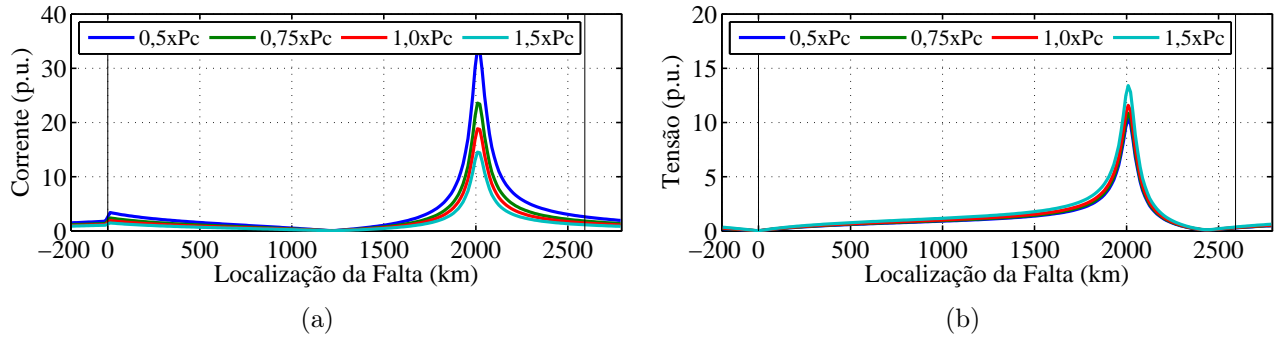


Figura 4.13: Análise de sensibilidade quanto ao carregamento de pré-defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra A para curtos-circuitos ABC ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A. As curvas de corrente mostram a relação entre a situação durante e anterior ao defeito.

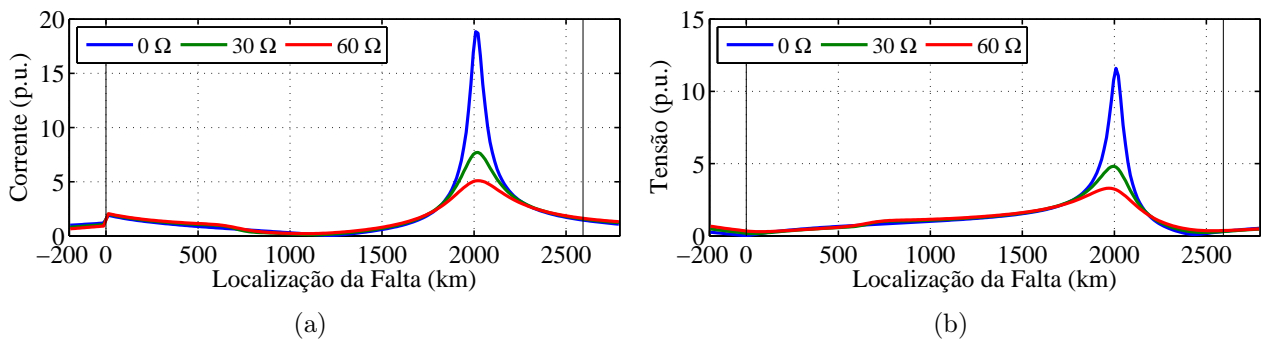
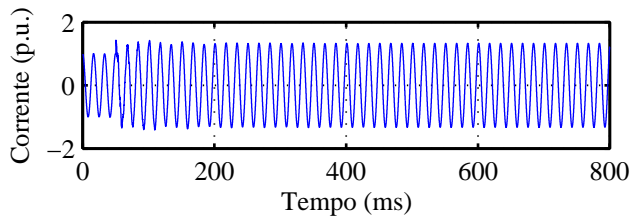


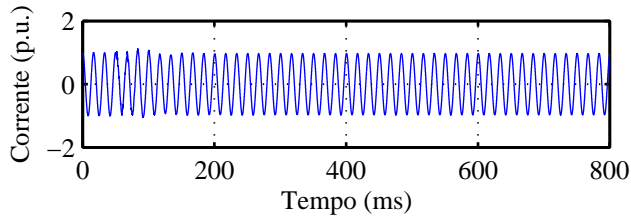
Figura 4.14: Análise de sensibilidade quanto à resistência de defeito em grandezas de (a) corrente e (b) tensão vista da Barra A para curtos-circuitos ABC ao longo da linha. As grandezas são referentes à fase A.

4.2 REGIME TRANSITÓRIO

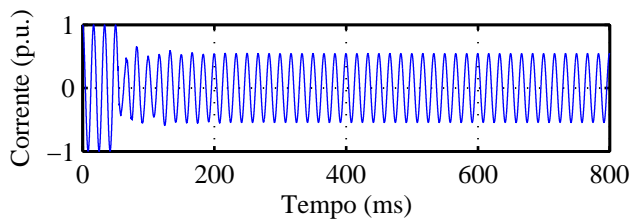
Para fins de análise de proteção, é importante conhecer o comportamento transitório das tensões e correntes durante a ocorrência de um curto-circuito, sendo esse o período crítico para um relé que deve tomar a decisão de comandar ou não a abertura de disjuntores. Dessa forma, foram simulados defeitos ao longo da linha e avaliadas as correntes e tensões em regime permanente vistas da Barra A. Para isso, da mesma forma que na Seção 4.1.1, as fontes foram ajustadas para que, no pré-defeito, a tensão na Barra A fosse igual a 1 pu com fase 0° e fluísse pela linhas $\lambda/2^+$ uma potência igual à sua potência característica. Foram considerados curtos-circuitos trifásicos e monofásicos francos em 100, 500, 1000, 1500, 2000 e 2500 km da linha de transmissão. As Figuras 4.15 e 4.16 apresentam as grandezas de corrente e tensão vistas da Barra A, respectivamente, para os casos dos curtos-circuitos monofásicos simulados. As Figuras 4.17 e 4.18 apresentam as mesmas grandezas para os casos de curtos-circuitos trifásicos.



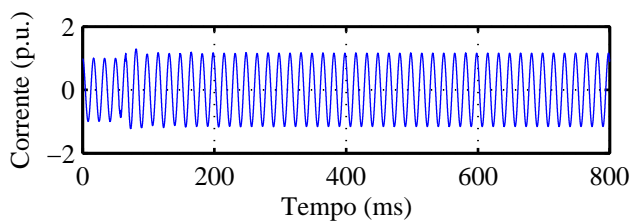
(a)



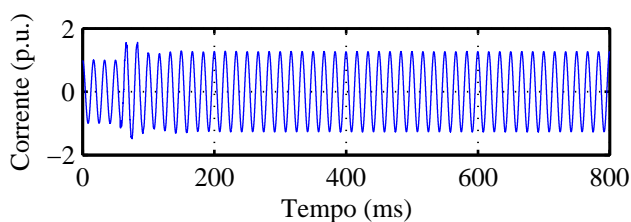
(b)



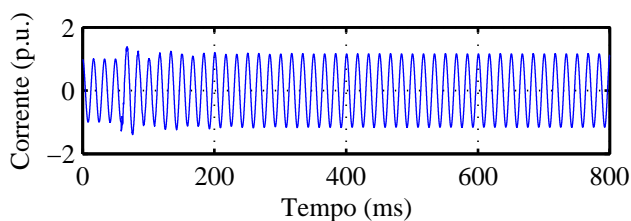
(c)



(d)

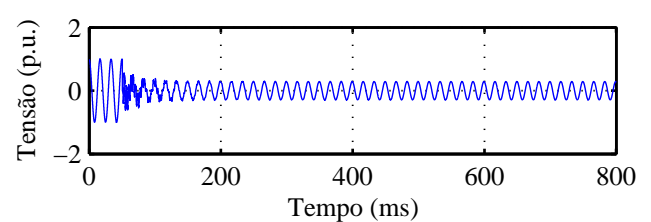


(e)

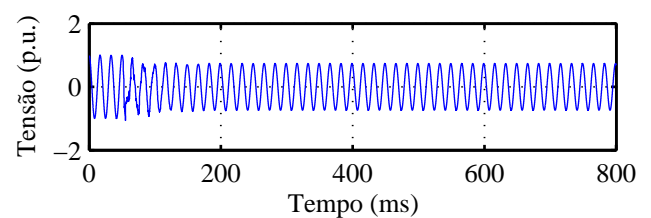


(f)

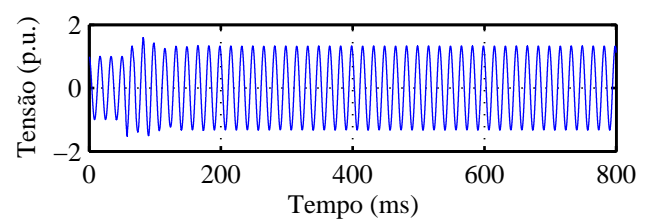
Figura 4.15: Correntes na fase A vistas na Barra A para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.



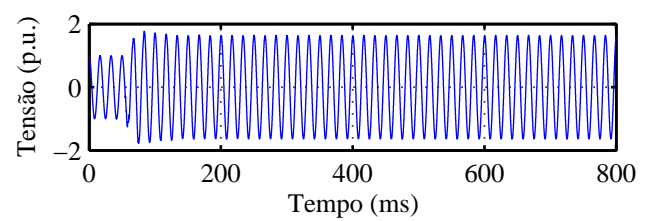
(a)



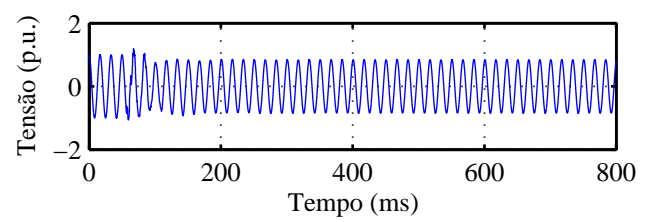
(b)



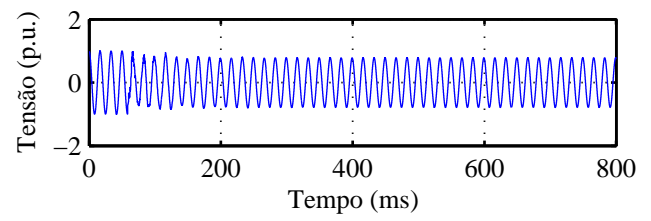
(c)



(d)

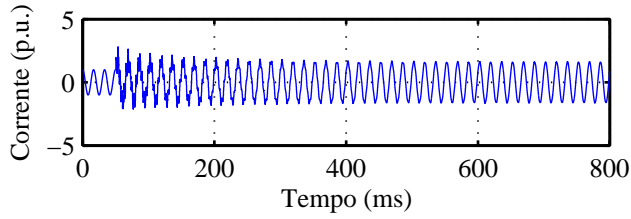


(e)

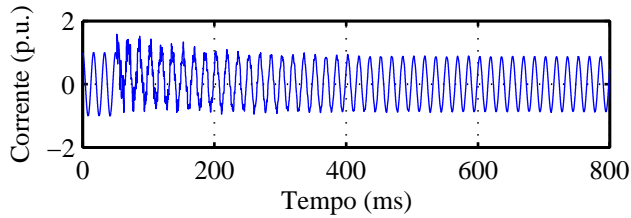


(f)

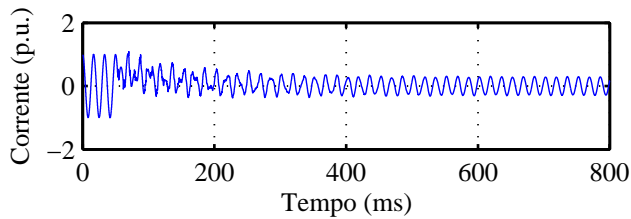
Figura 4.16: Tensões na fase A vistas na Barra A para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.



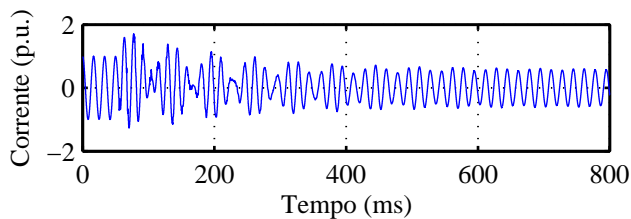
(a)



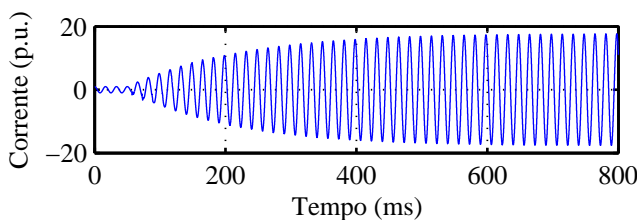
(b)



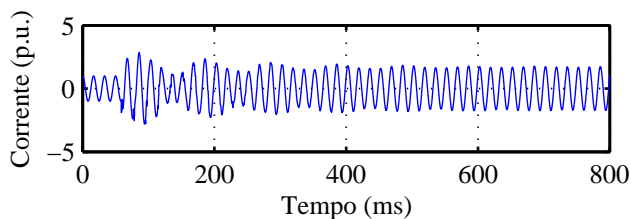
(c)



(d)

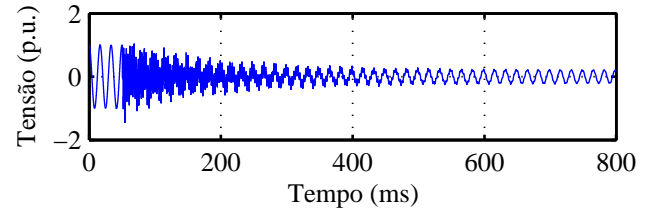


(e)

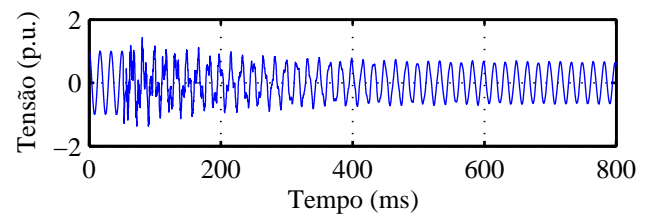


(f)

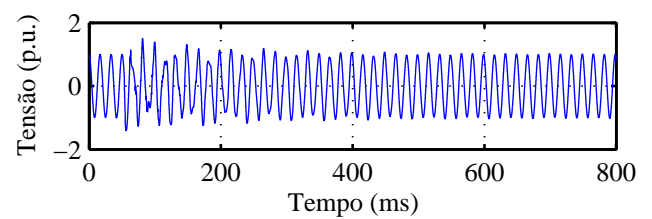
Figura 4.17: Correntes na fase A vistas na Barra A para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.



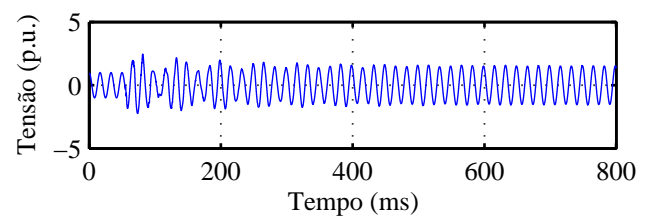
(a)



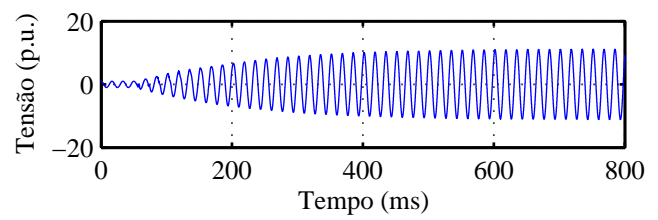
(b)



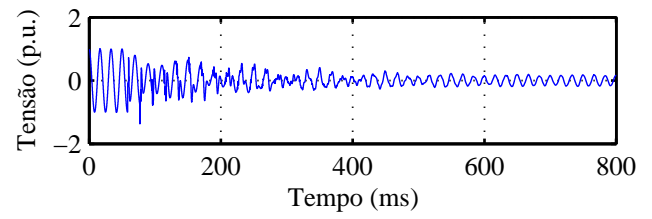
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.18: Tensões na fase A vistas na Barra A para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1000 km; (d) 1500 km; (e) 2000 km; (f) 2500 km.

Percebe-se que, na maioria dos casos de curtos-circuitos monofásicos, as componentes transitórias são quase que completamente atenuadas dois ciclos após a incidência do defeito. Além disso, podem-se observar em maiores detalhes alguns dos comportamentos apresentados na Seção 4.1.1, como aquelas para curtos-circuitos a 1000 km da Barra. Percebe-se que a corrente de defeito apresenta uma amplitude menor que a de pré-defeito acompanhada de um aumento na amplitude das tensões; um comportamento que normalmente corresponderia a uma perda de carga.

Ao contrário do caso de curtos-circuitos monofásicos, percebe-se que as componentes transitórias levam muito tempo para serem atenuadas após a incidência de defeitos trifásicos. Além disso, para defeitos a partir de 1500 km, fica clara a existência de componentes de frequência de baixa ordem. No caso específico de um curto-circuito a 2000 km, a ressonância apresentada na Seção 4.1.1 fica clara, além de se notar que são necessários ao menos 600 ms para que as grandezas atinjam seu valor de regime permanente.

4.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este Capítulo apresentou uma análise detalhada do comportamento das grandezas de tensão e corrente em uma linha $\lambda/2^+$, quando da aplicação de curtos-circuitos ao longo de sua extensão. Os pontos de destaque das análises realizadas foram os seguintes:

- As grandezas de corrente vistas dos terminais da linha sofrem pouca alteração em relação ao pré-defeito para curtos-circuitos monofásicos, chegando até a reduzir em módulo.
- As grandezas de tensão nos terminais da linha assumem valores baixos para curtos-circuitos monofásicos próximas à barra, como em linhas de tamanho convencional, mas apresentam valores maiores que os de pré-defeito para defeitos em grande parte da extensão da linha.
- O comportamento das grandezas vistas nos terminais é semelhante para defeitos com mais de uma fase envolvida.
- Para curtos-circuitos com mais de uma fase envolvida, existe um ponto de defeito próximo à metade da linha onde a corrente vista pelos terminais é quase nula.

- Para curtos-circuitos com mais de uma fase envolvida, existe um ponto de defeito em aproximadamente 2000 km da barra onde a corrente e tensão vista dos terminais assumem valores elevadíssimos.
- A existência de resistência de defeito atenua significativamente as correntes e tensões resultantes de curtos-circuitos com mais de uma fase envolvida no ponto de ressonância em aproximadamente 2000 km.
- O perfil das grandezas vistas pelo terminal da linha na ocorrência de curtos-circuitos são poucos sensíveis ao carregamento de pré-defeito.
- As componentes transitórias são rapidamente atenuadas para curtos-circuitos monofásicos, mas, por outro lado, demoram para atenuar na ocorrência de um defeito trifásico.

CAPÍTULO 5

ESTIMAÇÃO DE FASORES

Ao se considerar uma proteção baseada em relés numéricos, é necessário levar em conta que existe um processo adicional – e essencial – prévio aos algoritmos de proteção propriamente ditos: a estimação dos fasores na frequência fundamental. De um modo geral, os sinais que chegam aos relés não são puramente senoidais. Eles podem estar corrompidos por diversas fontes, como componentes harmônicas provocadas por cargas não-lineares, componente CC de decaimento exponencial surgida na ocorrência de defeitos, saturação do núcleo de transformadores de corrente (TC), resposta transitória do transformador de potencial capacitivo (TPC), componentes sub-harmônicas introduzidas por compensação série em linhas de transmissão, entre outros (PHADKE; THORP, 2009). Como esses fasores são a base do funcionamento das funções de proteção, um algoritmo de estimação confiável é de suma importância.

Nos relés comerciais e na literatura relacionada ao tema, os algoritmos de estimação de fasores focam na eliminação de componentes harmônicas e da componente CC de decaimento exponencial, sendo a segunda delas a mais difícil de se lidar, já que se trata de um sinal aperiódico cujo espectro engloba uma ampla faixa de frequências (KüSEL, 2011). Questões como correção da saturação do TC, correção da resposta transitória do TPC, eliminação de componentes sub-harmônica, dentre outras, são geralmente deixadas de lado ou tratadas através de algoritmos específicos.

O objetivo deste capítulo é avaliar se os sinais transitórios observados durante curtos-circuitos em linhas de transmissão $\lambda/2^+$ podem comprometer os resultados dos algoritmos de estimação de fasores tradicionalmente utilizados e descritos na literatura. Para isso, é feita uma explanação sobre os fundamentos da estimação de fasores, seguido da apresentação dos resultados obtidos para a aplicação de um algoritmo disponível na literatura recente nos sinais apresentados na Seção 4.2 e de uma análise da impedância vista pelas fontes para defeitos em diferentes pontos da linha de transmissão em função da frequência.

5.1 FUNDAMENTOS DA ESTIMAÇÃO DE FASORES

5.1.1 Esquema de janelamento dos sinais

Os algoritmos de estimação de fasores não recursivos de janela fixa (categoria mais difundida e utilizada) baseiam-se na avaliação de um conjunto específico de amostras do sinal a ser estimado, denominado de janela de dados. Para cada instante, esta janela é deslocada, de modo que uma nova amostra seja incluída e a mais antiga seja descartada (PHADKE; THORP, 2009). Este procedimento é representado na Figura 5.1, na qual é ilustrado o processo de janelamento de um sinal de corrente, evidenciando-se as fases de pré-defeito, de transição e de defeito. Para cada janela de dados, estimam-se a amplitude e a fase do fasor na frequência fundamental do sinal avaliado. Observa-se que, durante o pré-defeito, a janela só contém amostras do sinal sem defeito. Após a incidência do defeito, a janela passa por uma fase de transição, na qual ela contém amostras do sinal com e sem defeito. A medida que a janela vai se deslocando, ela sai da fase de transição e passa a conter apenas amostras do sinal com defeito.

5.1.2 Filtragem em relés de proteção

Os relés de proteção devem filtrar seus sinais de entrada de forma a eliminar grandezas indesejadas, mantendo apenas as componentes de interesse (SCHWEITZER; HOU, 1993). Para a proteção de linhas de transmissão, os requisitos de filtragem nos relés são ainda mais críticos

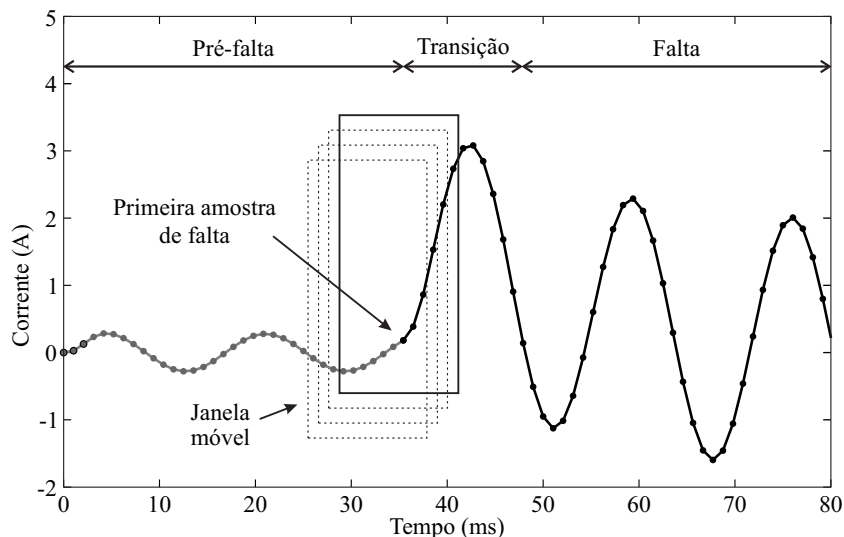


Figura 5.1: Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente.

devido à grande quantidade de fontes de ruídos, conforme já mencionado. De um modo geral, os requisitos de filtragem dependem dos princípios da proteção e de suas aplicações. Em relés baseados em ondas viajantes, a componente de frequência fundamental do sistema de potência é uma das interferências e os transitórios são as informações úteis (JOHNS; SALMAN, 1997). Para a maioria dos outros relés, a componente na frequência fundamental do sistema é a informação desejada e todo o resto é ruído. Entre as exceções, pode-se citar os relés utilizados na proteção de transformadores, que fazem a medição da segunda e quinta harmônica para evitar atuações indevidas durante situações de energização e sobreexcitação.

Independentemente do método de implementação, os filtros utilizados na proteção devem possuir certas características, a saber (SCHWEITZER; HOU, 1993):

- Banda passante nas proximidades da frequência fundamental;
- Rejeição de rampa e nível CC, de forma a atenuar os efeitos das componentes CC de decaimento exponencial;
- Rejeição de componentes harmônicas;
- Largura de banda razoável, de forma a não provocar atrasos significativos no sinal;
- Boa resposta transitória;
- Facilidade de projeto e implementação.

Tratando-se de filtros digitais, o projeto pode ser baseado em uma das duas classes de filtros principais: de resposta ao impulso infinita ou de resposta ao impulso finita, mais conhecidos como filtros IIR e filtros FIR (do inglês, *infinite impulse response* e *finite impulse response*). A saída de um filtro IIR depende de todo o histórico do sinal de entrada, enquanto que a saída de um filtro FIR depende apenas de um histórico finito do sinal de entrada.

Pode-se dizer que a utilização de filtros FIR para a proteção é mais vantajosa por duas razões principais (SCHWEITZER; HOU, 1993):

1. Em uma situação de defeito, o filtro FIR rapidamente deixa de sofrer influência das condições de pré-defeito;
2. Os filtros FIR possuem, naturalmente, zeros em sua resposta em frequência, que podem ser alocados convenientemente nas frequências harmônicas e CC, a fim de torná-los imunes a essas componentes.

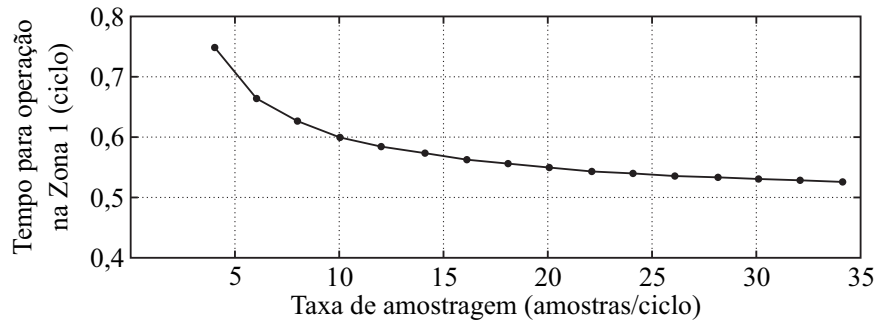


Figura 5.2: Tempo de operação do relé de proteção em função da taxa de amostragem (figura modificada de (SCHWEITZER; HOU, 1993)).

Para escolher o tamanho da janela, leva-se em conta que, quão menor o seu tamanho, mais rápida será a resposta do relé, uma vez que será necessário menos tempo para que as amostras relativas ao pré-defeito deixem de ter influência na saída do filtro. No entanto, é importante lembrar que uma compressão no domínio do tempo é equivalente a uma expansão no domínio da frequência. Dessa forma, quão menor a janela, pior será a resposta em frequência do filtro e, em consequência, pior será sua resposta transitória (SILVA, 2009).

Em relação à taxa de amostragem, é intuitivo pensar que quão maior ela for, mais rápida será a operação do relé. Entretanto, Schweitzer & Hou (1993) fizeram uma análise a respeito de como a taxa de amostragem realmente afeta este tempo de atuação. Eles simularam um curto-circuito muito próximo ao ponto de instalação do relé e estimaram os fasores a partir do algoritmo de Fourier de um ciclo, variando a taxa de amostragem dos sinais e avaliando o tempo de operação do relé para cada caso. Perceberam que, ao aumentar a taxa de quatro para oito amostras por ciclo, o tempo de operação era reduzido em aproximadamente $1/8$, ao custo de se dobrar o esforço computacional. Ao dobrar a taxa de amostragem novamente, observaram uma redução de apenas $1/16$ de ciclo no tempo de operação, ao custo de novamente se dobrar o esforço computacional. Dobrando de dezesseis para trinta e duas amostras por ciclo, o tempo de operação foi reduzido em apenas $1/32$ de ciclo, e assim por diante. O resultado gráfico desta análise pode ser visto na Figura 5.2 (SCHWEITZER; HOU, 1993). Com base nesta constatação, a maioria dos relés comerciais utilizam taxas de amostragem entre 8 e 64 amostras por ciclo, sendo as taxas de 8 e 16 amostras as mais utilizadas.

O motivo pelo qual o aumento da taxa de amostragem é tão pouco significativo na redução do tempo de operação é que os filtros digitais são baseados em uma janela de um ciclo. Dessa forma, independentemente da taxa de amostragem, os algoritmos precisam de um ciclo completo para

se livrarem da influência das amostras de pré-defeito e calcularem o fasor referente ao regime de defeito de forma precisa. Para curtos-circuitos remotos, os tempos de operação são maiores, mas a redução deles devido ao aumento da taxa de amostragem permanece praticamente a mesma.

5.1.3 Algoritmos de estimação de fasores

Os primeiros trabalhos relacionados à área de proteção digital de sistemas elétricos de potência surgiram no final da década de 60, impulsionando uma série de pensamentos sobre a aplicação dos computadores nesta área. De um modo geral, os algoritmos propostos existentes para uso em relés numéricos microprocessados podem ser divididos em duas categorias. A primeira delas envolve algoritmos que levam em conta modelos dos elementos sendo protegidos, como uma linha de transmissão ou um transformador de potência. A segunda envolve os algoritmos baseados apenas nas formas de onda dos sinais de tensão e corrente (MCLAREN *et al.*, 2001).

Na segunda categoria, os trabalhos de estimação de fasores encontrados na literatura podem ser divididos nos seguintes grupos:

- Algoritmos de janelas curtas
- Algoritmos baseados na Transformada de Walsh
- Algoritmos baseados no Filtro de Kalman
- Algoritmos baseados na Transformada Wavelet
- Algoritmos baseados nos Mínimos Quadrados
- Algoritmos baseados na Transformada Discreta de Fourier (DFT)

Desses, os baseados na DFT são os mais difundidos tanto em relés comerciais quanto na literatura recente (GU; YU, 2000; SIDHU *et al.*, 2003; GUO *et al.*, 2003; CHEN *et al.*, 2006; CHO *et al.*, 2009; KANG *et al.*, 2009; SILVA; KüSEL, 2013) e serão o foco das análises apresentadas neste capítulo.

5.1.4 Algoritmos baseados da análise de Fourier

Um sinal contínuo periódico qualquer $x(t)$ pode ser decomposto em uma série de Fourier da seguinte forma (OPPENHEIM; SCHAFER, 1989):

$$x(t) = \frac{Y_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} Y_{cn} \cos(2\pi nft) + \sum_{n=1}^{\infty} Y_{sn} \sen(2\pi nft), \quad (5.1)$$

onde f é a frequência fundamental do sinal e nf representa a n -ésima harmônica do sinal $x(t)$.

Os coeficientes da série de Fourier são determinados como:

$$Y_0 = \int_t^{t+T} x(t) dt \quad (5.2)$$

$$Y_{cn} = \int_t^{t+T} x(t) \cos(n\omega t) dt \quad (5.3)$$

$$Y_{sn} = \int_t^{t+T} x(t) \sen(n\omega t) dt, \quad (5.4)$$

onde T representa o período do sinal e ω sua frequência angular, calculada como $\omega = 2\pi f$.

Alternativamente, (5.1) pode ser reescrita combinando-se os coeficientes correspondentes à mesma frequência harmônica:

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} A_n \sen(n\omega t + \varphi_n), \quad (5.5)$$

onde:

$$A_0 = \frac{Y_0}{2}, \varphi_0 = 0 \quad (5.6)$$

e

$$A_n = \sqrt{Y_{cn}^2 + Y_{sn}^2}, \varphi_n = \tan^{-1} \left(\frac{Y_{sn}}{Y_{cn}} \right). \quad (5.7)$$

Como em relés numéricos os sinais são amostrados, o tratamento dado à análise de Fourier deve se dar em tempo discreto. Assim, um sinal discreto periódico qualquer $x[n]$, com período N , pode ser representado pela série discreta de Fourier como (OPPENHEIM; SCHAFER, 1989):

$$x[n] = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X[k] e^{j\frac{2\pi}{N}kn}, \quad (5.8)$$

onde os coeficientes $X[k]$ podem ser obtidos a partir da seguinte relação:

$$X[k] = \sum_{n=0}^{N-1} x[n] e^{-j\frac{2\pi}{N}kn}. \quad (5.9)$$

Considerando uma sequência finita, ou uma janela contendo N amostras de um sinal, a mesma expressão utilizada para obter os termos da série discreta de Fourier pode ser aplicada ao sinal de forma a se obter seus coeficientes no domínio da frequência. Neste caso, essa operação é denominada Transformada Discreta de Fourier ou, do inglês, DFT (*Discrete Fourier Transform*) (OPPENHEIM; SCHAFER, 1989).

5.1.4.1 Algoritmo de Fourier de um ciclo

O algoritmo de Fourier de um ciclo consiste em extrair a componente de frequência fundamental de um sinal discreto x_k a partir da aplicação direta da DFT. Para tanto, recorre-se a (5.9), separada em partes real e imaginária, particularizada para a frequência fundamental e com um ajuste no ganho, de forma a obter o fasor com o módulo igual ao valor de pico do sinal no domínio do tempo (PHADKE; THORP, 2009):

$$Y_{c1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \quad (5.10a)$$

$$Y_{s1} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sen\left(\frac{2\pi k}{N}\right). \quad (5.10b)$$

Estas equações representam o processo de filtragem digital do algoritmo de Fourier de um ciclo, que pode ser escrito como:

$$Y_{c1} = \sum_{k=0}^{N-1} x_k h_{ck} \quad (5.11a)$$

$$Y_{s1} = \sum_{k=0}^{N-1} x_k h_{sk}, \quad (5.11b)$$

onde h_{ck} e h_{sk} são, respectivamente, os coeficientes dos filtros de Fourier de um ciclo \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s :

$$\mathbf{h}_c = \frac{2}{N} [\cos \omega t_0 \quad \cos \omega t_1 \quad \cos \omega t_2 \quad \dots \quad \cos \omega t_{N-1}] \quad (5.12a)$$

$$\mathbf{h}_s = \frac{2}{N} [\sen \omega t_0 \quad \sen \omega t_1 \quad \sen \omega t_2 \quad \dots \quad \sen \omega t_{N-1}] \quad (5.12b)$$

Uma característica importante deste algoritmo é o fato de que os filtros \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s são ortogonais para a frequência fundamental. Além disso, ele não requer um grande esforço computacional, pois os coeficientes dos filtros \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s podem ser calculados *off-line* (REBIZANT *et al.*, 2011).

A amplitude e a fase do fasor na frequência fundamental podem ser calculadas como:

$$A_1 = \sqrt{Y_{c1}^2 + Y_{s1}^2} \quad (5.13a)$$

$$\varphi_1 = \tan^{-1} \left(\frac{Y_{s1}}{Y_{c1}} \right). \quad (5.13b)$$

5.1.4.2 Algoritmo de Fourier de meio ciclo

O algoritmo de Fourier de meio ciclo é bastante semelhante ao de um ciclo, mas como o próprio nome indica, utiliza apenas meio ciclo da frequência fundamental do sinal x_k . Desta forma, pode-se verificar que (5.10) passa a ser escrita como (PHADKE; THORP, 2009):

$$Y_{c1} = \frac{4}{N} \sum_{k=0}^{N/2-1} x_k \cos \left(\frac{2\pi k}{N} \right) \quad (5.14a)$$

$$Y_{s1} = \frac{4}{N} \sum_{k=0}^{N/2-1} x_k \sin \left(\frac{2\pi k}{N} \right) \quad (5.14b)$$

e os filtros \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s passam a ser:

$$\mathbf{h}_c = \frac{4}{N} [\cos \omega t_0 \quad \cos \omega t_1 \quad \cos \omega t_2 \quad \dots \quad \cos \omega t_{N/2-1}] \quad (5.15a)$$

$$\mathbf{h}_s = \frac{4}{N} [\sin \omega t_0 \quad \sin \omega t_1 \quad \sin \omega t_2 \quad \dots \quad \sin \omega t_{N/2-1}] \quad (5.15b)$$

Este algoritmo baseia-se no fato de que as funções seno e cosseno também são ortogonais no intervalo de meio ciclo, de modo que os filtros \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s também são ortogonais na frequência fundamental (REBIZANT *et al.*, 2011).

5.1.5 Resposta no tempo e em frequência de algoritmos de estimação de fasores

Uma análise da resposta no tempo de algoritmos de estimação de fasores é importante para verificar como se comportam durante o período transitório, durante o qual a janela de dados contém tanto amostras de defeito como de pré-defeito. Dessa forma, algumas características importantes para a proteção digital, como velocidade e precisão, podem ser evidenciadas. A Figura 5.3 ilustra a amplitude dos fasores estimados a partir dos algoritmos de Fourier de um (FCDFT) e de meio ciclo (HCDFT) para um sinal de corrente típico de curtos-circuitos em linhas de transmissão.

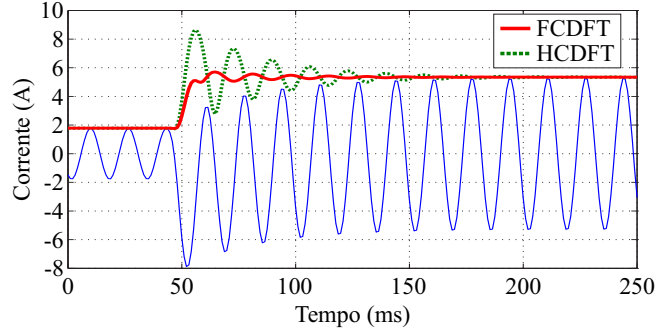


Figura 5.3: Sinal de corrente típico para curtos-circuitos em linhas de transmissão e módulo do seu fasor estimado.

Observa-se que, a partir do momento de incidência do defeito, a corrente deixa de ser puramente senoidal devido ao surgimento de uma componente CC de decaimento exponencial. A amplitude e constante de tempo desta componente dependem dos parâmetros da linha, do sistema e do valor da corrente no instante imediatamente anterior à ocorrência do defeito, de forma que não são conhecidas *a priori*. Percebe-se que a componente CC de decaimento exponencial provoca um erro de estimação na amplitude da corrente, que fica oscilando em torno do seu valor de regime permanente de defeito (SCHWEITZER; HOU, 1993).

A análise da resposta em frequência dos filtros de estimação de fasores é importante para verificar o seu desempenho durante os regimes permanente de pré-defeito e de defeito, mostrando quais componentes de frequência serão eliminadas ou atenuadas. Além disso, a influência da componente CC de decaimento exponencial pode ser evidenciada analisando-se esta resposta nas frequências menores que a fundamental (SCHWEITZER; HOU, 1993).

A função transferência de um filtro digital pode ser expressa, no domínio da transformada Z , da seguinte forma (OPPENHEIM; SCHAFER, 1989):

$$H(z) = \frac{a_0 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2} + \dots + a_{n-1} z^{-n+1}}{1 + b_1 z^{-1} + b_2 z^{-2} + \dots + b_{n-1} z^{-n+1}}. \quad (5.16)$$

Fazendo $z = e^{-j\omega}$, pode-se obter a resposta em frequência dos filtros fazendo uma varredura na frequência angular ω e avaliando a amplitude e fase da função $H(e^{-j\omega})$. Como os filtros utilizados em relés de proteção são do tipo FIR, os termos b_1, b_2, \dots, b_n são todos nulos, de forma que o denominador da função transferência é sempre igual a 1 (REBIZANT *et al.*, 2011).

Como exemplo, são apresentadas as respostas em frequência dos filtros de Fourier de um e de meio ciclo. Para encontrar os coeficientes dos filtros Fourier de um ciclo, pode-se reescrever (5.12) de uma maneira mais adequada:

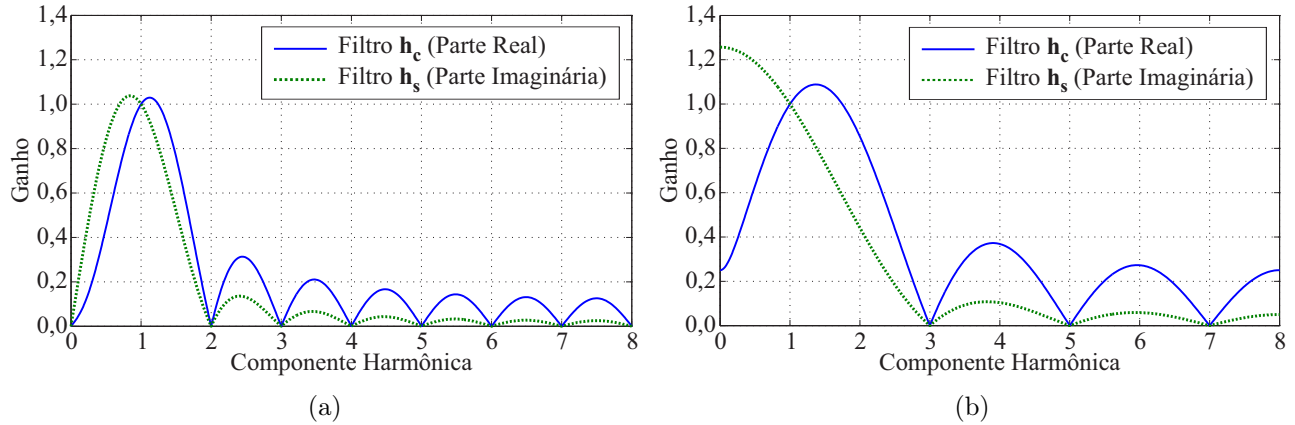


Figura 5.4: Ganho das respostas em frequência dos filtros de Fourier de: (a) um ciclo; (b) meio ciclo.

$$\mathbf{h}_c = \frac{2}{N} [\cos(0 \cdot \Lambda) \quad \cos(1 \cdot \Lambda) \quad \cos(2 \cdot \Lambda) \quad \dots \quad \cos((N-1) \cdot \Lambda)] \quad (5.17a)$$

$$\mathbf{h}_s = \frac{2}{N} [\sin(0 \cdot \Lambda) \quad \sin(1 \cdot \Lambda) \quad \sin(2 \cdot \Lambda) \quad \dots \quad \sin((N-1) \cdot \Lambda)] , \quad (5.17b)$$

sendo $\Lambda = \frac{2\pi}{N}$. Dessa forma, a função transferência desses filtros podem ser expressas no domínio da transformada Z como:

$$H_c(z) = h_{cn-1} + h_{cn-2}z^{-1} + h_{cn-3}z^{-2} + \dots + h_{c1}z^{-N+2} + h_{c0}z^{-N+1} \quad (5.18a)$$

$$H_s(z) = h_{sn-1} + h_{sn-2}z^{-1} + h_{sn-3}z^{-2} + \dots + h_{s1}z^{-N+2} + h_{s0}z^{-N+1} \quad (5.18b)$$

De forma semelhante, pode-se expressar as funções transferência dos filtros de Fourier de meio ciclo no domínio da transformada Z . Nas Figuras 5.4(a) e 5.4(b), são ilustrados, respectivamente, os ganhos das respostas em frequência dos filtros \mathbf{h}_c e \mathbf{h}_s referentes aos algoritmos de Fourier de um e de meio ciclo, obtidos a partir de suas representações no domínio Z . Observa-se que, em ambos os algoritmos, os filtros possuem ganho unitário na frequência fundamental. Além disso, no caso dos filtros de um ciclo, o ganho para todas as frequências harmônicas é igual a zero, ou seja, estes filtros eliminam todas as harmônicas de um sinal. Por outro lado, os filtros de Fourier de meio ciclo não eliminam as harmônicas pares. Isto ocorre devido ao tamanho da janela, que piora a resposta em frequência dos filtros a medida que diminui. Observa-se também que, em ambos os algoritmos, as respostas em frequência dos filtros \mathbf{h}_c possuem maiores lóbulos laterais do que as dos filtros \mathbf{h}_s , o que implica que os filtros cosseno sejam mais afetados pelas componentes de frequência interharmônicas do que os filtros seno (SCHWEITZER; HOU, 1993). De toda forma, fica claro que ambos os algoritmos são incapazes de filtrar componentes interharmônicas dos sinais.

5.2 ALGORITMO DE FOURIER MODIFICADO

Silva & Küsel (2013) propuseram um algoritmo de estimação de fasores baseado na DFT que mantém as vantagens de filtragem harmônica e velocidade do algoritmo de Fourier de um ciclo e incorpora um eficiente método de eliminação da componente CC de decaimento exponencial. Por apresentar excelentes resultados para defeitos em linhas de comprimento convencional, esse algoritmo foi utilizado ao longo desta Dissertação nas simulações no domínio do tempo em que a estimação dos fasores foi necessária. Para apresentar a formulação do algoritmo, considera-se o sinal discreto $x(k)$ a seguir:

$$\begin{aligned} x(k) &= A_0 \Gamma^k + \sum_{n=1}^{N/2} A_n \cos(nk\Lambda + \varphi_n) \\ &= x_{cc}(k) + x^*(k), \end{aligned} \quad (5.19)$$

em que $\Gamma = e^{-\Delta t/\tau}$ é o termo exponencial; A_0 e τ são a amplitude e a constante de tempo da componente CC de decaimento exponencial; A_n e φ_n são a amplitude e a fase da n -ésima componente harmônica; Δt é o intervalo de amostragem; $\Lambda = 2\pi/N$ e; N é o número total de amostras por ciclo.

As partes real e imaginária do fasor na frequência fundamental, $\widehat{X}(k)$, podem ser calculadas através da aplicação dos filtros de Fourier de um ciclo às amostras pares e ímpares obtidas pela decimação da janela de dados de $x(k)$ por um fator de dois ou quatro. Considerando o fator de decimação como M , esses termos podem ser obtidos através das seguintes expressões:

$$X_{re}^{par,M}(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N/M} x(k - N + Mn) \cos(Mn\Lambda) \quad (5.20)$$

$$X_{im}^{par,M}(k) = -\frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N/M} x(k - N + Mn) \sen(Mn\Lambda) \quad (5.21)$$

$$X_{re}^{impar,M}(k) = \frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N/M} x(k - N + Mn - 1) \cos[(Mn - 1)\Lambda] \quad (5.22)$$

$$X_{im}^{impar,M}(k) = -\frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N/M} x(k - N + Mn - 1) \sen[(Mn - 1)\Lambda] \quad (5.23)$$

Os autores mostram que as partes real e imaginária do fasor na frequência fundamental desejado – sem os efeitos da componente CC de decaimento exponencial –, $X_{re}^*(k)$ e $X_{im}^*(k)$,

podem ser obtidos através das seguintes expressões (SILVA; KüSEL, 2013):

$$X_{re}^*(k) = c [dX_{re}^{impar,2}(k) - bX_{im}^{impar,2}(k) + eX_{re}^{par,2}(k) + bX_{im}^{par,2}(k)] \quad (5.24)$$

e

$$X_{im}^*(k) = c [bX_{re}^{impar,2}(k) + dX_{im}^{impar,2}(k) - bX_{re}^{par,2}(k) + eX_{im}^{par,2}(k)] \quad (5.25)$$

em que $a = \lambda \cos \Lambda$, $b = \lambda \sin \Lambda$, $c = \frac{2}{1 - 2a + \lambda^2}$, $d = 1 - a$, $e = \lambda^2 - a$ e $\lambda = \Gamma^{-1}$. O sobrescrito 2 é referente à aplicação do sinal às equações (5.20)-(5.23) considerando-se uma decimação da janela por 2 ($M = 2$).

Para se obter o parâmetro λ , mostram que a seguinte expressão pode ser utilizada:

$$\lambda = \frac{f}{g \cos \Lambda - h \sin \Lambda} \quad (5.26)$$

em que

$$f = X_{re}^{impar,2}(k) - 2X_{re}^{impar,4}(k) , \quad (5.27)$$

$$g = X_{re}^{par,2}(k) - 2X_{re}^{par,4}(k) , \quad (5.28)$$

$$h = X_{im}^{par,2}(k) - 2X_{im}^{par,4}(k) . \quad (5.29)$$

O sobrescrito 4 é referente à aplicação do sinal às equações (5.20)-(5.23) considerando-se uma decimação da janela por 4 ($M = 4$).

De forma a evitar efeitos de *aliasing* na conversão A/D, um filtro analógico Butterworth passa-baixas de segunda ordem com frequência de corte em $f_s/4$ (onde f_s é a frequência de amostragem) é aplicado ao sinal antes do processo de amostragem. Além disso, para evitar efeitos de *aliasing* no processo de decimação das amostras usado na estimação do parâmetro λ , um filtro digital Butterworth passa-baixas de primeira ordem com frequência de corte em $f_s/8$ é aplicado ao sinal discreto $x(k)$. Como o filtro digital impõe um atraso ao sinal, um novo processo de decimação por dois deve ser realizado de forma a estimar o parâmetro λ corretamente. O fluxograma apresentado na Fig. 5.5 resume o processo de estimação proposto por Silva & Küsel (2013).

A implementação do algoritmo em MATLAB[®] pode ser vista no Anexo C.

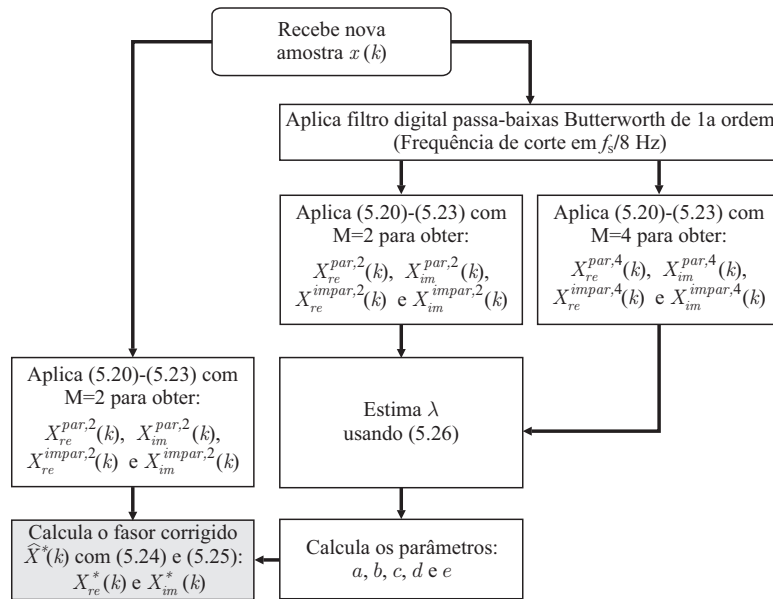


Figura 5.5: Fluxograma do algoritmo de estimação de fasores proposto por Silva & Küsel (2013).

5.3 ESTIMAÇÃO DE FASORES EM SINAIS DE DEFEITO EM LINHAS $\lambda/2^+$

Para avaliar o desempenho de algoritmos de estimação de fasores, foram tomados como base os sinais apresentados no Capítulo 4. Esses sinais foram obtidos através de simulações no *software* ATP, considerando-se um passo de cálculo de $5,208 \mu\text{s}$. Como os algoritmos de proteção utilizam taxas de amostragem mais baixas, os sinais foram reamostrados a um passo de $5,208 \text{ ms}$ (1920 Hz), que é equivalente a uma taxa de amostragem de 32 amostras por ciclo. Vale ressaltar que o passo de cálculo do ATP foi escolhido como sendo exatamente 1000 vezes menor que o da amostragem final de forma a minimizar os erros nos cálculos dos fasores por defasagem das amostras. Para evitar efeitos de *aliasing*, um filtro Butterworth passa-baixas de segunda ordem com frequência de corte em 800 Hz foi aplicado aos sinais antes do processo de reamostragem. Na Figura 5.6, é ilustrado um exemplo de sinais de corrente e tensão que seriam vistos pelo relé antes e depois da filtragem. Percebe-se que os sinais filtrados são suavizados e as componentes de mais altas frequências são severamente atenuadas. Contudo, apresentam um atraso com relação aos originais, o que é inerente ao processo de filtragem com filtros Butterworth, sendo maior quanto maior for a ordem do filtro.

Nas Figuras 5.7 e 5.8, são apresentados os sinais filtrados e os fasores de corrente e tensão estimados, respectivamente, para os casos de curtos-circuitos monofásicos francos a 500 km , 1.000 km , 1.500 km , 2.000 km e 2.500 km do terminal local da linha. Nas Figuras 5.9 e 5.10 são apresentadas as mesmas grandezas considerando curtos-circuitos trifásicos. No caso de curtos-

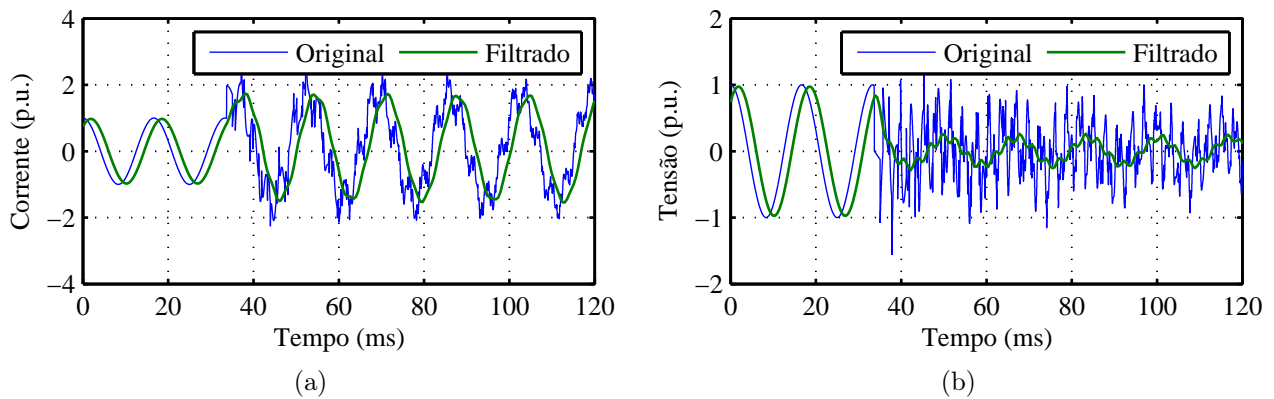
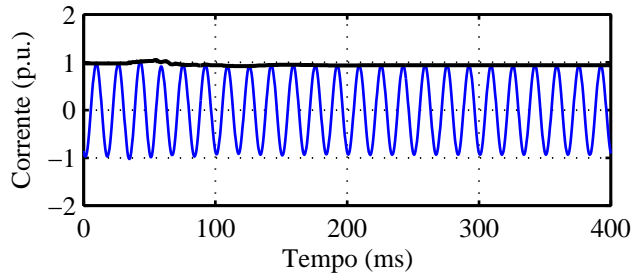


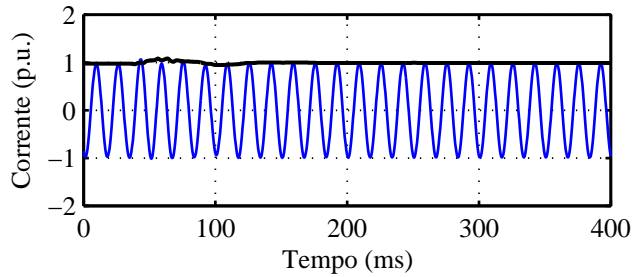
Figura 5.6: Sinais vistos pelo relé antes de depois da filtragem analógica: (a) corrente; (b) tensão.

circuitos monofásicos, percebe-se que as características adversas dos sinais provocam oscilações no módulo dos fasores estimados nos primeiros ciclos de defeito. Apesar das oscilações serem brandas e quase que completamente atenuadas após poucos ciclos, elas podem comprometer uma atuação rápida da proteção. Para curtos-circuitos trifásicos, percebe-se que o algoritmo de estimação de fasores é severamente afetado pela natureza incomum dos sinais, sendo incapaz de extrair a componente de frequência fundamental com fidelidade a partir da incidência do defeito. Além disso, ao contrário dos casos de curtos-circuitos monofásicos, as oscilações levam muito tempo para serem atenuadas, podendo causar erros graves na atuação dos algoritmos de proteção. Os resultados da estimação dos fasores para curtos-circuitos bifásicos e bifásicos-terra não são apresentados por serem praticamente idênticos aos de curtos-circuitos trifásicos para as fases afetadas.

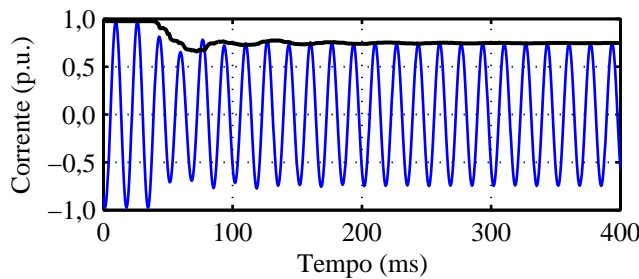
A fim de melhor avaliar os resultados obtidos, procurou-se identificar quais as componentes de frequência estão envolvidas nos transitórios de curto-circuito. Para isso, foram calculados os espectros de frequência (OPPENHEIM; SCHAFER, 1989) dos sinais dos casos considerados. Levando-se em consideração os quesitos de menor atenuação das componentes e melhor resolução do espectro, foram usados como entrada para a transformada de Fourier 40 ciclos ($\simeq 666$ ms) do sinal a partir do instante de ocorrência do defeito. O módulo dos espectros de frequência obtidos a partir desses cálculos para os sinais de corrente e tensão podem ser vistos, respectivamente, nas Figuras 5.11 e 5.12 para os casos de curtos-circuitos monofásicos e nas Figuras 5.13 e 5.14 para os casos de curtos-circuitos trifásicos, estando os valores normalizados em relação ao módulo da componente fundamental (60 Hz) e o eixo das ordenadas apresentado em escala logarítmica para uma mais fácil comparação entre os casos.



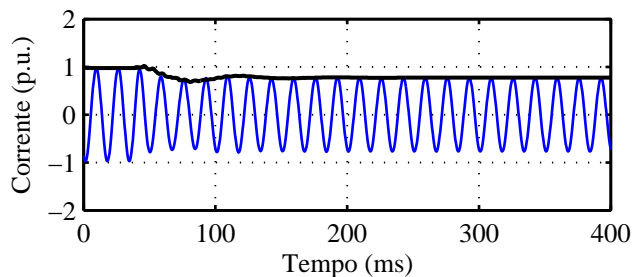
(a)



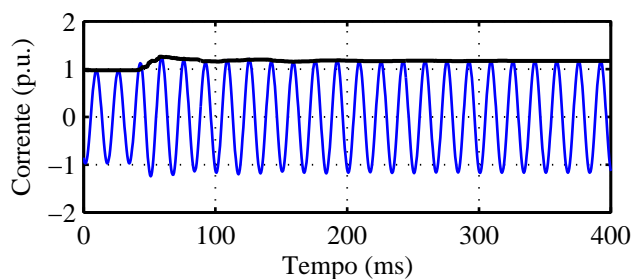
(b)



(c)

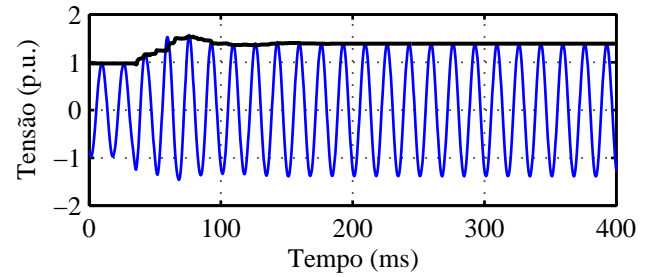


(d)

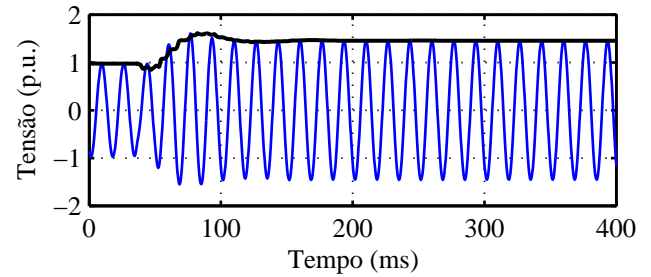


(e)

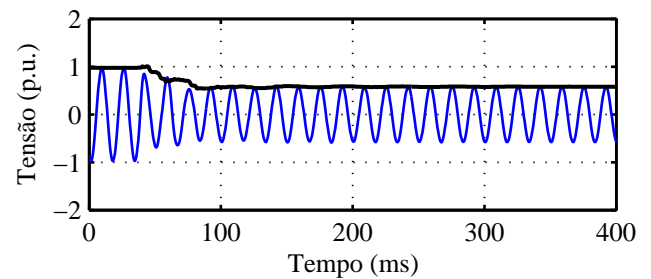
Figura 5.7: Sinais de corrente na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.



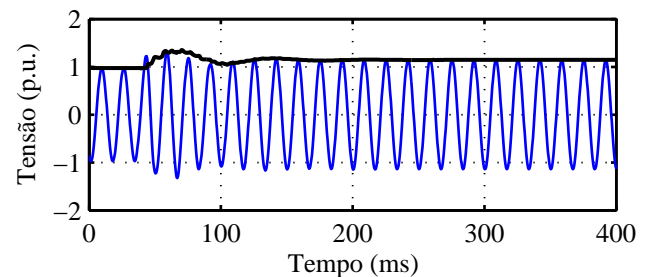
(a)



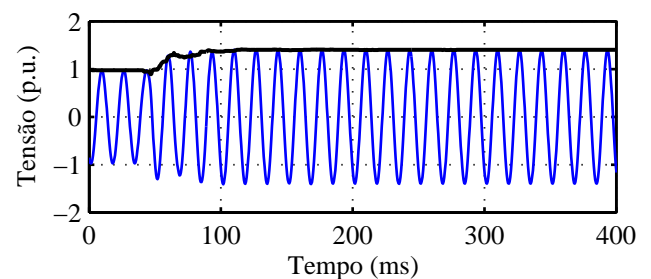
(b)



(c)

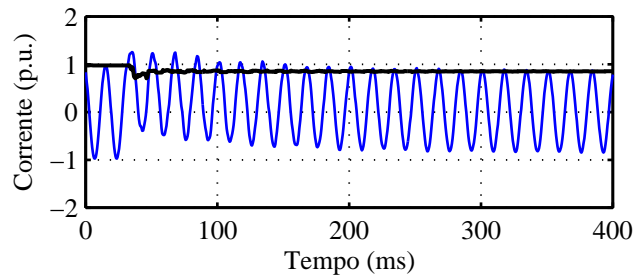


(d)

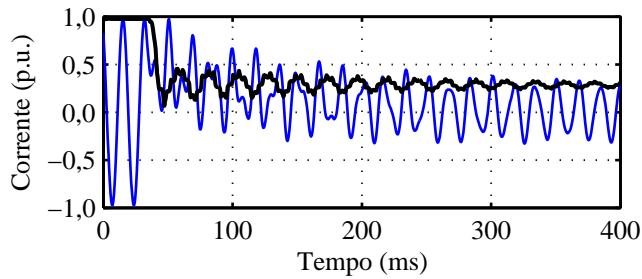


(e)

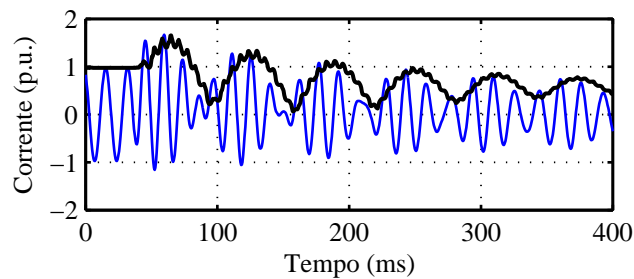
Figura 5.8: Sinais de tensão na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.



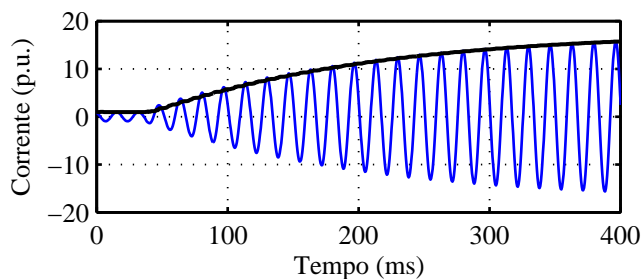
(a)



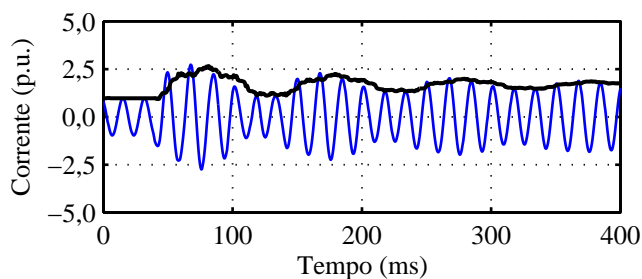
(b)



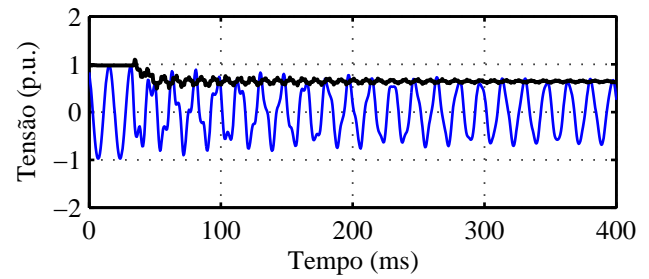
(c)



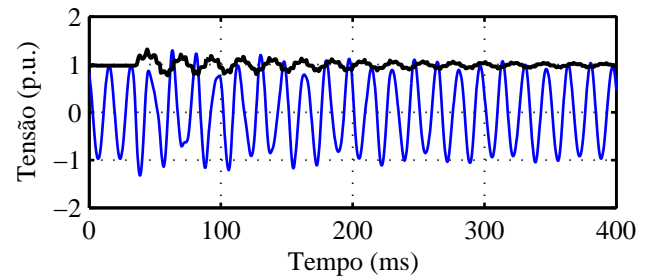
(d)



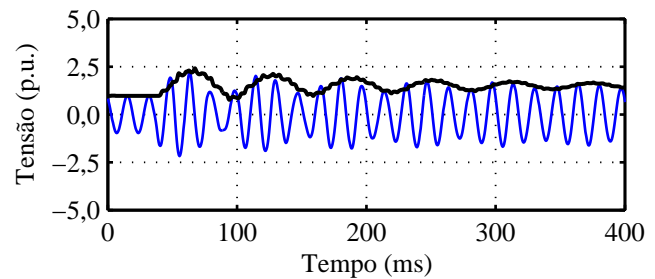
(e)



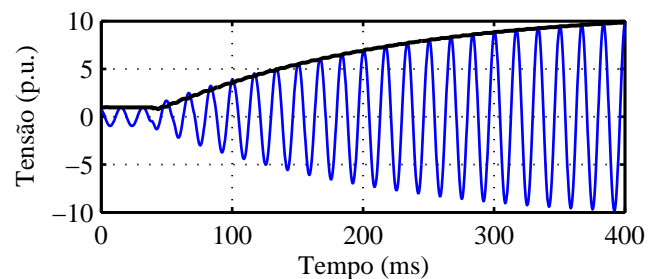
(a)



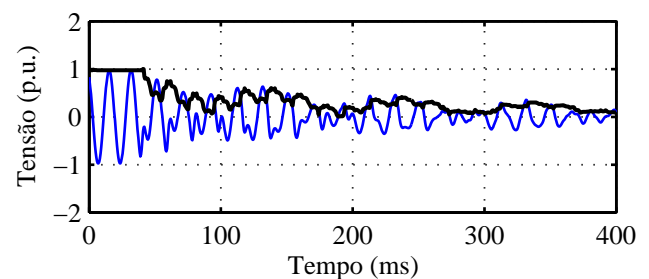
(b)



(c)



(d)



(e)

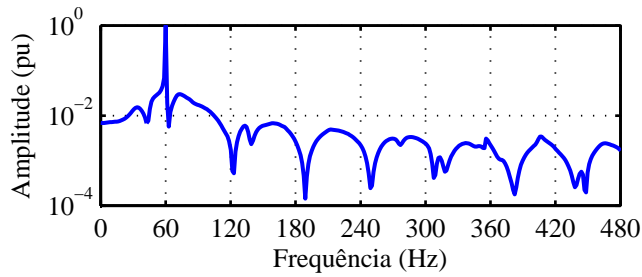
Figura 5.9: Sinais de corrente na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.

Figura 5.10: Sinais de tensão na fase A filtrados e fasores respectivos estimados para curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.

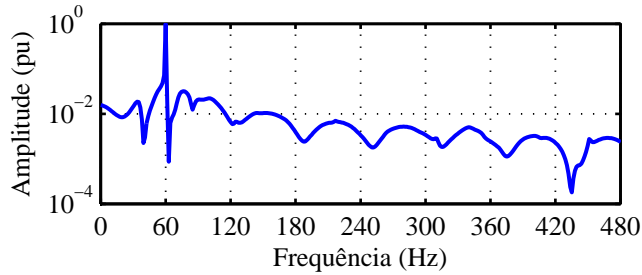
Como esperado, observa-se que, para defeitos monofásicos, as componentes de frequência diferentes da fundamental assumem valores pequenos para todos os pontos de incidência do defeito ao longo da linha. Para curtos-circuitos trifásicos, com exceção do caso com incidência em 2.000 km, as componentes inter-harmônicas assumem amplitudes significativas. Além disso, observa-se que as frequências dessas componentes são múltiplas entre si. Para o caso de defeito em 2.500 km, por exemplo, elas possuem frequências de aproximadamente 50 Hz, 100 Hz, 150 Hz, 200 Hz, e assim por diante. Para o defeito em 2.000 km, ao se relacionar com os resultados dos sinais e dos fasores estimados, infere-se que haja, na realidade, uma sobreposição de componentes em 60 Hz provocada por uma ressonância.

De forma a melhor entender a razão do surgimento das componentes inter-harmônicas nos curtos-circuitos trifásicos, foi realizada uma análise das impedâncias vistas pelas fontes em função frequência utilizando a rotina *Frequency Scan* do ATP. A fonte F2 foi colocada em repouso, a fonte F1 foi substituída por uma fonte de tensão com módulo 1 A e fase 0° . Como no processo de estimação dos fasores foi considerada uma taxa de amostragem de 32 amostras por ciclo, só deveriam estar presentes no sinal componentes de frequência até a oitava harmônica, sendo as de mais alta eliminadas por um filtro analógico passa-baixas antes do processo de conversão A/D. Dessa forma, foi realizada uma varredura de 0 a 960 Hz na frequência da fonte de tensão e avaliada a corrente fornecida por ela para cada um dos casos de curto-circuito avaliados previamente. Além disso, para avaliar a influência das impedâncias do sistema nos resultados, três configurações foram consideradas: original; sem as linhas de 200 km e; sem as linhas de 200 km e com transformadores ideais. Os resultados destas simulações podem ser observados na Figura 5.15, na qual estão plotados os módulos das admitâncias vistas pela fonte F1 em função da frequência para cada localização de defeito.

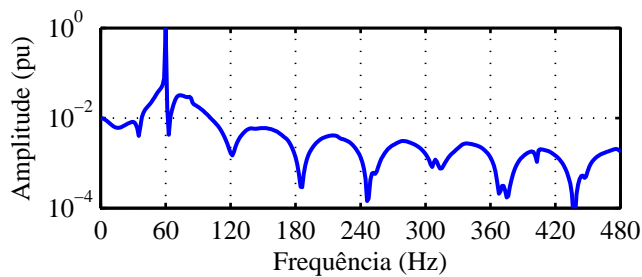
Comparando os resultados mostrados nas Figuras 5.15 referentes ao sistema completo com os espectros mostrados nas Figs. 5.13 e 5.14, percebe-se que as componentes inter-harmônicas presentes nos sinais estão nas mesmas frequências dos picos de admitâncias vistas pela fonte F1. Assim como nos espectros, percebe-se que quanto mais distante da barra é o defeito, mais baixas são as frequências das componentes inter-harmônicas. No caso específico de um curto-circuito a 2.000 km da Barra A, percebe-se que há um pico de admitância exatamente em 60 Hz para o sistema completo, causando o efeito ressonante observado nas figuras 5.9(d) e 5.9(d).



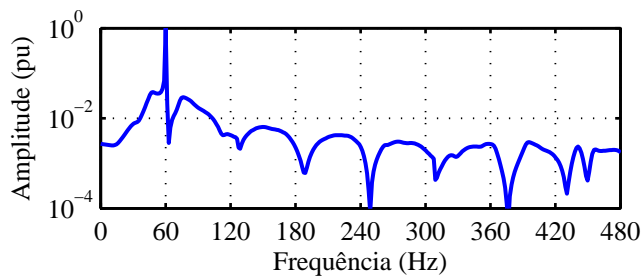
(a)



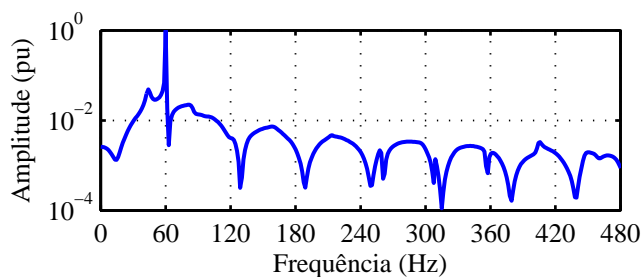
(b)



(c)

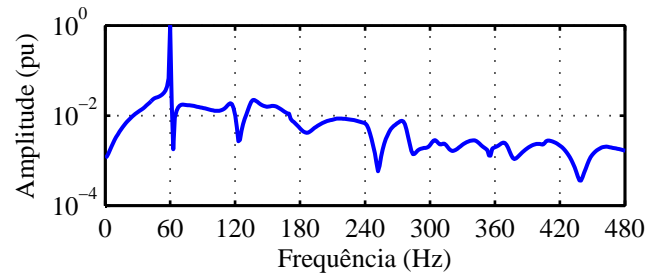


(d)

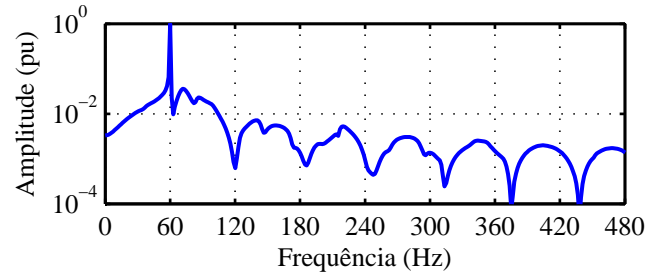


(e)

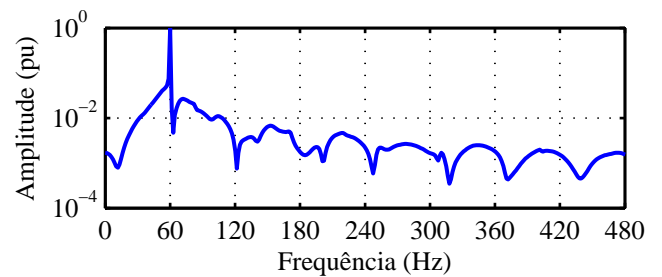
Figura 5.11: Espectro de frequências para sinais de corrente na fase A referentes a curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.



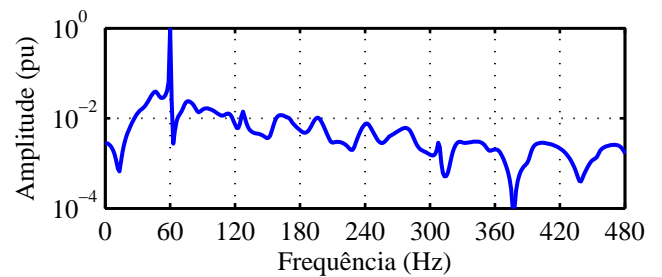
(a)



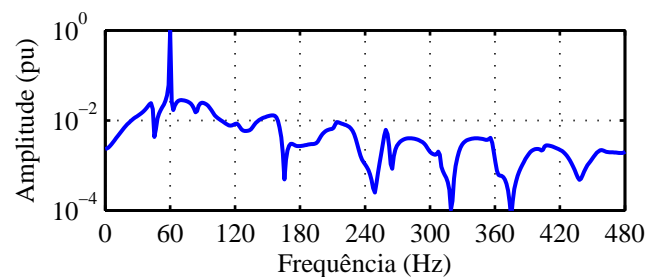
(b)



(c)

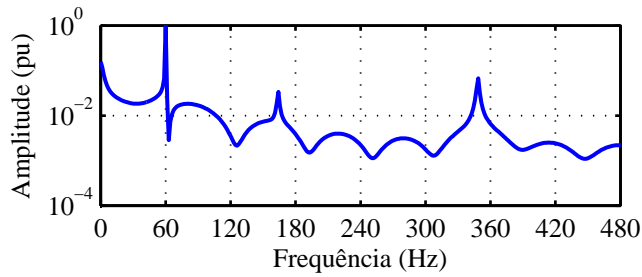


(d)

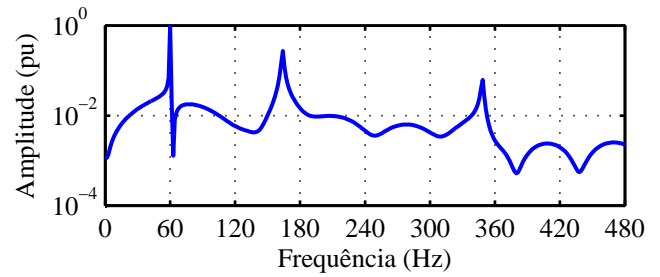


(e)

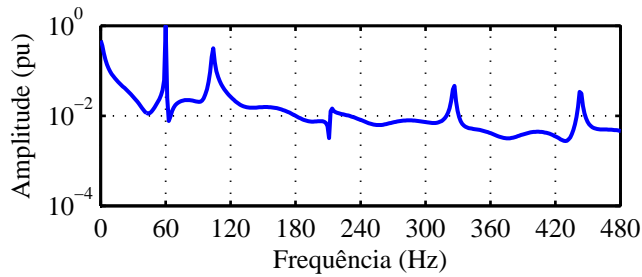
Figura 5.12: Espectro de frequências para sinais de tensão na fase A referentes a curtos-circuitos monofásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.



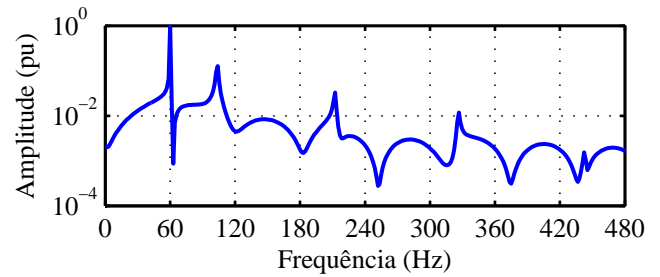
(a)



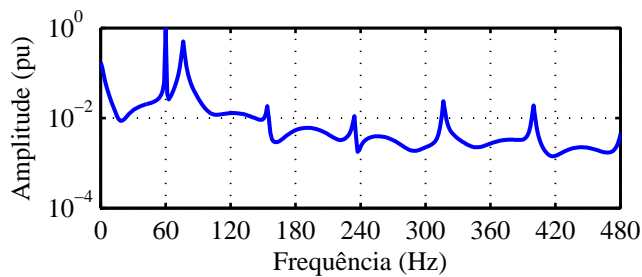
(a)



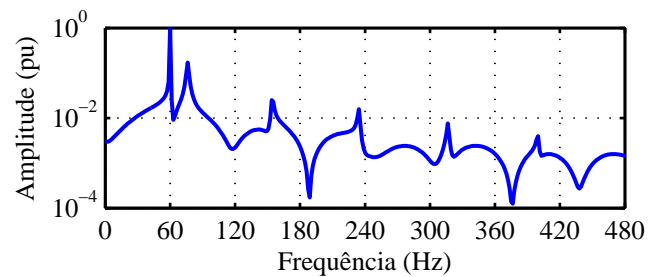
(b)



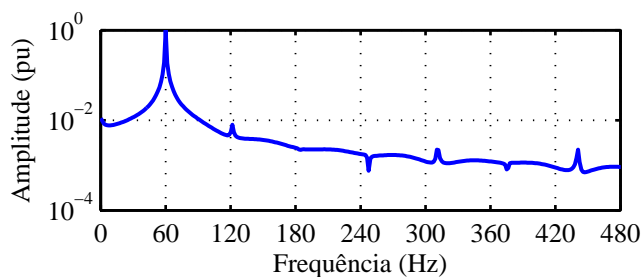
(b)



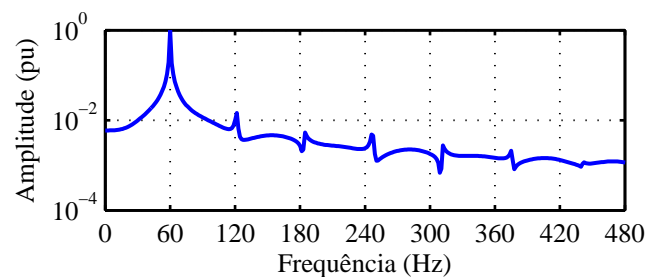
(c)



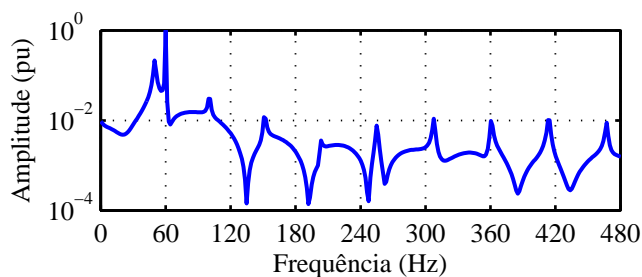
(c)



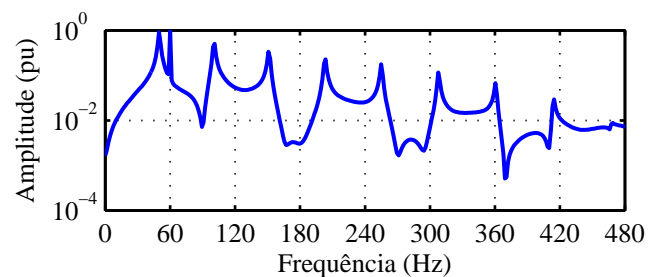
(d)



(d)



(e)



(e)

Figura 5.13: Espectro de frequências para sinais de corrente na fase A referentes a curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.

Figura 5.14: Espectro de frequências para sinais de tensão na fase A referentes a curtos-circuitos trifásicos francos em: (a) 500 km; (b) 1.000 km; (c) 1.500 km; (d) 2.000 km; (e) 2.500 km.

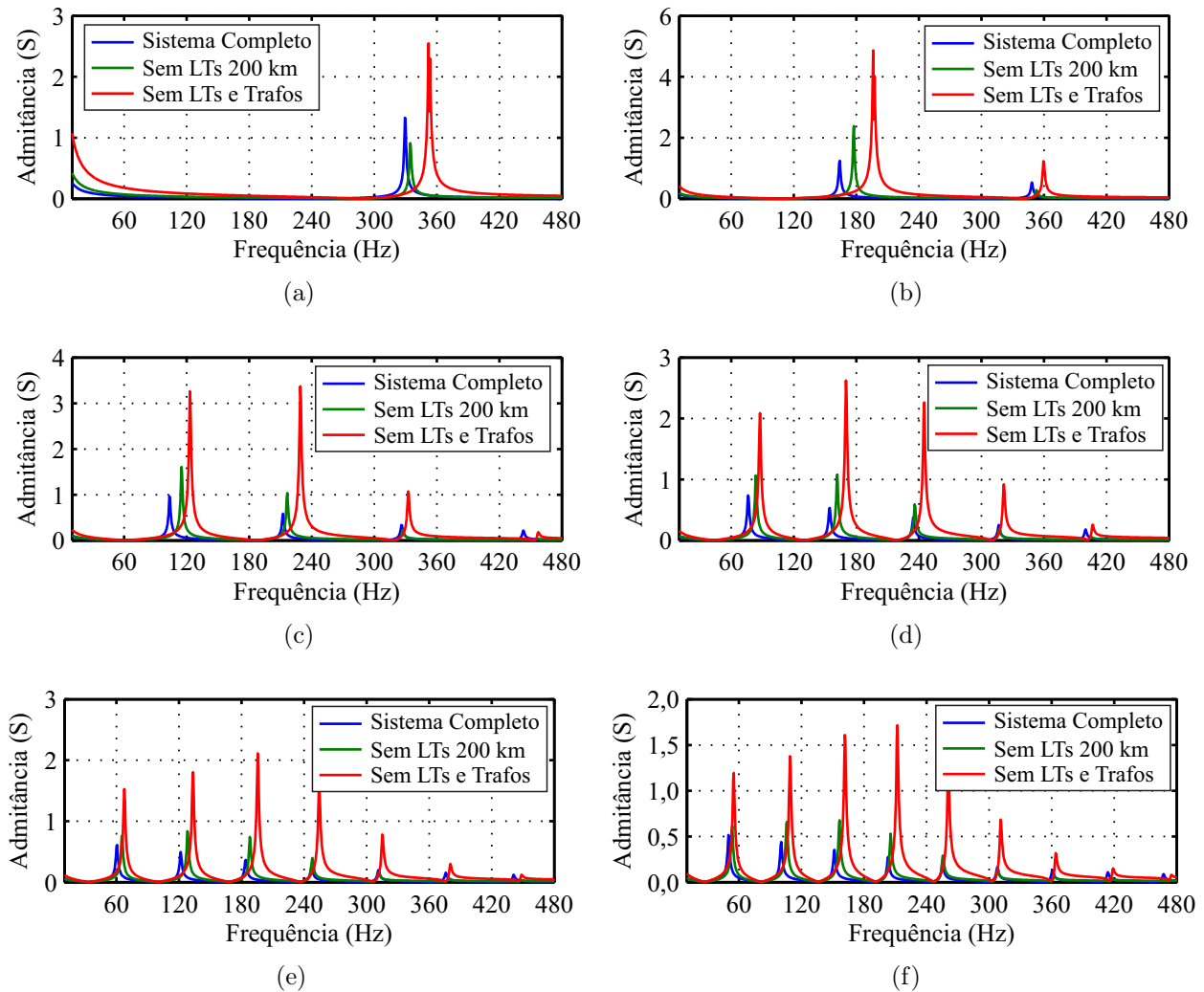


Figura 5.15: Módulo da admitância vista pela fonte F1 em função da frequência para um curto-circuito trifásico a (a) 100 km; (b) 500 km; (c) 1.000 km; (d) 1.500 km; (e) 2.000 km e (f) 2.500 km da Barra A.

Com relação a comparação dos resultados em relação à configuração sistema, percebe-se que, a medida que as impedâncias diminuem, maiores são as frequências das componentes e maiores são as amplitudes das admitâncias. Esses resultados mostram, de forma ainda mais clara, que as frequências das componentes inter-harmônicas dependem da localização do defeito e que são provocadas pela própria configuração do sistema. Vale frisar que, para todos os casos, as componentes inter-harmônicas são amortecidas nos sinais de tensão e corrente, já que surgem apenas durante o transitório de curto-circuito.

Notadamente, percebe-se que, a medida que o defeito se distancia da barra, as frequências das componentes inter-harmônicas diminuem. Para o caso de defeito em 500 km, por exem-

plo, a componente inter-harmônica mais significativa tem frequência de 164 Hz; já para o caso de defeito em 2.500 km, a componente inter-harmônica tem frequência de aproximadamente 50 Hz. A explicação para isso está no fato de que, quanto mais distante for localizado o defeito, maiores serão os tempos de propagação das ondas viajantes, o que resulta em transitórios de mais baixa frequência. De fato, esse comportamento pode ser observado em qualquer linha de transmissão. Todavia, em linhas com comprimentos convencionalmente usados – da ordem de poucas centenas de quilômetros – os tempos de propagação das ondas são menores, ocasionando o surgimento de transitórios de frequências altas o suficiente para serem quase que totalmente suprimidas pelo filtro *anti-aliasing*. Além disso, a multiplicidade das frequências das componentes inter-harmônicas está relacionada com o comportamento da própria linha de transmissão, podendo ser evidenciado pela periodicidade das funções hiperbólicas envolvidas no seu modelo.

5.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

As análises mostraram que, a medida que o ponto de defeito se afasta da barra, podem surgir componentes inter ou sub-harmônicas amortecidas de amplitude elevada nos sinais de tensão e corrente com frequência dependente da localização do defeito e da configuração do sistema. A grande maioria dos relés comerciais utilizam algoritmos baseados na transformada de Fourier, que, intrinsecamente, admite que estejam presentes no sinal apenas as componentes fundamental e harmônicas e a componente CC de decaimento exponencial, que é convenientemente eliminada. Na verdade, esses algoritmos são basicamente filtros digitais do tipo FIR, de modo que, inerentemente, suas respostas em frequência possuem lóbulos laterais, sobretudo quando se usa uma janela retangular na estimação (SCHWEITZER; HOU, 1993). Assim, qualquer outra componente de frequência que esteja presente no sinal irá afetar o processo de estimação da componente fundamental, principalmente se forem frequências de mais baixa ordem, para as quais os filtros possuem maiores ganhos, o que pode ser evidenciado pelos maiores lóbulos laterais em suas respostas em frequência.

Como a frequência de cada componente inter-harmônica nos sinais de defeito é uma variável que, a princípio, não é conhecida *a priori*, a sua eliminação no processo de estimação de fasores não é trivial, podendo exigir algoritmos que primeiro identifiquem as frequências presentes nos

sinais para só então estimar as suas amplitudes e fases e tratá-las de forma adequada. Devido ao grande esforço computacional envolvido e com a finalidade de prover tempos de processamento compatíveis com as funções de proteção, um algoritmo dessa natureza pode exigir um *hardware* bem mais complexo que aqueles comumente utilizados em relés numéricos, o que certamente irá encarecer o projeto. Assim, um estudo específico é necessário para se identificar a melhor maneira de se realizar a estimação de fasores em sinais de defeito em linhas $\lambda/2^+$. De toda forma, os erros provocados pela existência das componentes inter-harmônicas na estimação dos fasores usando algoritmos tradicionais podem comprometer a confiabilidade e a segurança da proteção da linha de transmissão, conforme apresentado em maiores detalhes nos próximos capítulos.

CAPÍTULO 6

PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

Dentre os diferentes tipos de proteção para linhas de transmissão de alta tensão, o mais empregado é a proteção de distância (ONS, 2011), que é baseada na medição indireta da distância entre o relé e o local do defeito mediante o cálculo da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre esses dois pontos. Em relação à proteção de sobrecorrente – mais utilizada nas redes de subtransmissão e distribuição –, a proteção de distância apresenta as seguintes vantagens (ELMORE, 2003):

- Maior cobertura para atuação instantânea;
- Maior sensibilidade, já que os relés de sobrecorrente devem ser ajustados para pelo menos duas vezes a corrente de carga;
- Coordenação e parametrização mais simples;
- Zonas de proteção fixas, praticamente independente de variações no sistema.

No caso da linha $\lambda/2^+$, a principal vantagem esperada da proteção de distância é em relação ao aumento da sensibilidade, já que, conforme apresentado no Capítulo 4, em muitos casos de curto-circuito, a corrente sofre variações muito pequenas ou mesmo é reduzida em relação ao pré-defeito; características que dificilmente poderiam ser abordadas por uma proteção de sobrecorrente. Por outro lado, a formulação da proteção de distância é baseada no modelo de linhas curtas – composto apenas por uma impedância série –, de forma que seu desempenho frente às grandezas de curto-circuito em uma linha tão longa é incerto.

O objetivo deste capítulo é avaliar se a função de distância é capaz de garantir a proteção confiável e segura de uma linha de transmissão com pouco mais de comprimento de onda frente a curtos-circuitos. Para isso, é inicialmente feita uma revisão sobre os fundamentos da proteção de distância, seguida de uma avaliação de desempenho dos algoritmos de seleção

de fases – essenciais para o bom funcionamento da proteção de distância – frente aos sinais de curto-circuito obtidos no Capítulo 4. Em seguida, é feita a apresentação e análise dos resultados obtidos para sinais em regime permanente, onde se pôde verificar o comportamento das impedâncias vistas pelas unidades de um relé de proteção e concluir sobre atuação ou não frente aos casos de defeito, e a apresentação e análise dos resultados obtidos para sinais em regime transitório, onde se pôde verificar os tempos necessários para garantir uma atuação ou identificar efeitos transitórios indesejados que possam levar a atuações incorretas. Por fim, apresenta-se uma formulação alternativa para a proteção de distância e os resultados de sua aplicação aos sinais de curto-circuito em linhas com pouco mais de meio comprimento de onda.

Para se ter uma referência com relação à impedância vista nos resultados apresentados, foi considerada uma característica mho autopolarizada com impedância de alcance ajustada para cobrir 85% da impedância série da linha monitorada.

6.1 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

6.1.1 Impedâncias a medir

Na proteção de distância, uma condição de defeito é detectada a partir de medições de impedância pelo relé. No caso de um curto-circuito franco, a impedância medida será diretamente proporcional à distância entre o relé e o ponto do defeito. Essa medição é normalmente realizada por seis unidades: três usadas para as medições relativas aos curtos-circuitos entre fases e outras três para medições relativas aos curtos-circuitos para a terra. Espera-se que, na ocorrência de um defeito, ao menos uma delas o identifique no interior sua característica de operação.

Cada uma das unidades deve ser alimentada pelos devidos sinais de corrente (\widehat{I}_r) e tensão (\widehat{V}_r), de forma que a impedância medida por cada uma delas seja a relação entre as duas grandezas, ou seja $Z_r = \widehat{V}_r / \widehat{I}_r$. Um aspecto importante na concepção da proteção de distância é selecionar os sinais \widehat{V}_r e \widehat{I}_r de forma que, nas condições de qualquer tipo de curto-circuito franco, a impedância medida por alguma das unidades seja igual a impedância de sequência positiva entre a localização do relé e o ponto de defeito (COOK, 1985).

Tabela 6.1: Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do relé de distância.

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

A escolha por medir a impedância de sequência positiva se deve ao fato de que ela é distribuída e considerada constante com relação à distância. De fato, seu valor depende apenas das características dos condutores e de suas disposições geométricas. Além disso, ela é comum a todos os tipos de curto-circuito e é pouco afetada pela resistividade do solo (SILVA, 2009).

Na Tabela 6.1, apresenta-se um resumo dos sinais de entrada das seis unidades de impedância do relé de distância (ZIEGLER, 2006), sendo o termo K_0 denominado de fator de compensação de sequência zero, que pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$K_0 = \frac{z_{L0} - z_{L1}}{z_{L1}}, \quad (6.1)$$

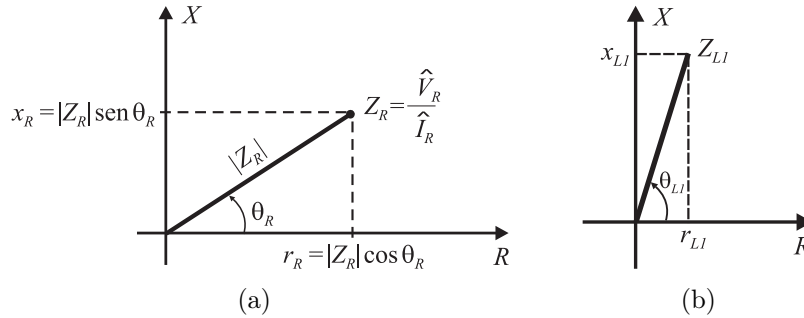
na qual z_{L0} e z_{L1} são as impedâncias de sequência zero e positiva da linha de transmissão que o relé protege, respectivamente.

Na Tabela 6.2, apresenta-se um resumo das unidades de impedância do relé de distância que devem ser capazes de medir a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local do defeito para cada tipo de curto-circuito (SILVA, 2009).

Em aplicações práticas de proteção de linhas de transmissão, as unidades de impedância do relé de distância podem ser influenciadas por diversos parâmetros que modificam sobremaneira o valor da impedância aparente Z_R vista pelo relé, de tal forma que ela seja diferente da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local do defeito, tais como: a resistência de defeito, a relação entre a impedância da fonte e da linha, conhecida pelo termo em inglês *System Impedance Ratio* - SIR, as correntes de *infeed*, a presença de dispositivos de compensação série, etc (SILVA, 2009). De todo modo, a formulação apresentada é conveniente para abordar os fundamentos básicos da proteção de distância, sendo apresentada na maioria das referências sobre o tema (ZIEGLER, 2006; ROBERTS *et al.*, 1993; ANDERSON, 1999).

Tabela 6.2: Unidades do relé que devem operar para cada tipo de defeito.

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

**Figura 6.1:** (a) Diagrama R - X ; (b) Representação da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão (SILVA, 2009).

6.1.2 O diagrama R - X e as características de operação

As características de um relé de distância são apresentadas de forma conveniente em um diagrama de impedâncias denominado de diagrama R - X , cujo eixo das abscissas representa a resistência R e o eixo das ordenadas a reatância X .

A partir da razão entre os fasores \widehat{V}_R e \widehat{I}_R medidos pelo relé, obtém-se a impedância aparente Z_R vista pelo relé, cujas coordenadas no diagrama R - X são $r_R = |Z_R| \cos \theta_R$ e $x_R = |Z_R| \sin \theta_R$. Pela sua natureza distribuída, o lugar geométrico da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão no diagrama R - X é um segmento de reta. A representação do diagrama R - X e característica da linha de transmissão neste plano podem ser vistas nas Figuras 6.1. O relé deve operar caso Z_R esteja dentro de sua característica de operação, que consiste de uma figura geométrica no plano R - X . Diversas figuras geométricas são utilizadas, como círculos,

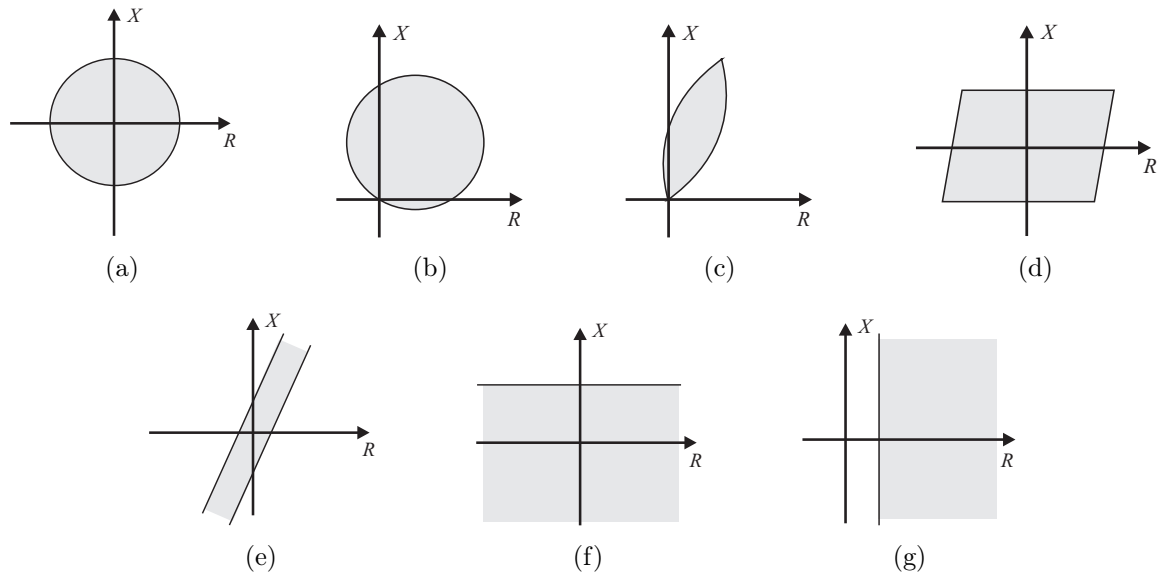


Figura 6.2: Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistância (SILVA, 2009).

retângulos e elipses, bem como a combinação delas, conforme ilustrado na Figura 6.2. A escolha da característica a ser usada depende de um estudo do comportamento do sistema a ser protegido e das características disponíveis nos relés.

6.1.3 Zonas de proteção de distância

As características de seletividade e coordenação de um relé de distância estão relacionadas ao ajuste de suas zonas de proteção, que consistem de diferentes alcances, associado a diferentes tempos de atraso. Não raro são utilizadas duas zonas de proteção na operação do relé, mas, a depender da aplicação, mais zonas podem ser consideradas (ZIEGLER, 2006).

Tipicamente, a impedância de alcance da primeira zona de proteção corresponde a uma porcentagem de 80 a 85% da impedância total da linha protegida. A margem de segurança de 20 a 15% é necessária devido às imprecisões provocadas por diversas fontes de erro, tais como os transformadores para instrumento, que podem tornar o relé sobrealçado ou subalçado¹, causando sua operação inadequada (COOK, 1985). Esta zona não possui tempo de atraso intencional em sua operação.

¹Define-se que um relé de distância encontra-se *sobrealçado* quando o valor da impedância que ele mede é menor do que o seu valor real. Por outro lado, se o valor da impedância medida é maior do que o seu valor real, define-se que o relé encontra-se *subalçado*.

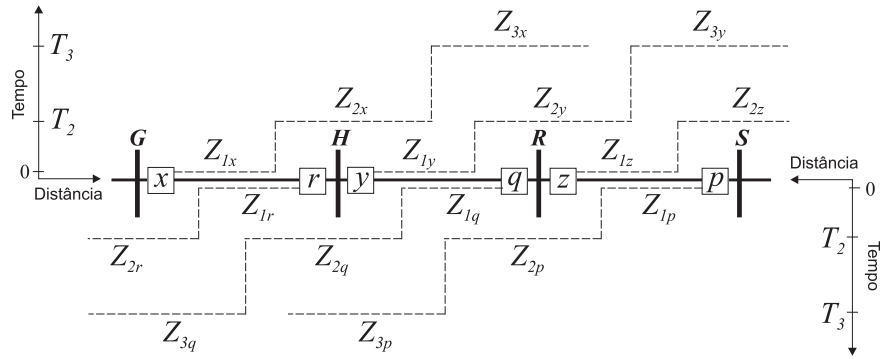


Figura 6.3: Representação das zonas de proteção de distância (ANDERSON, 1999).

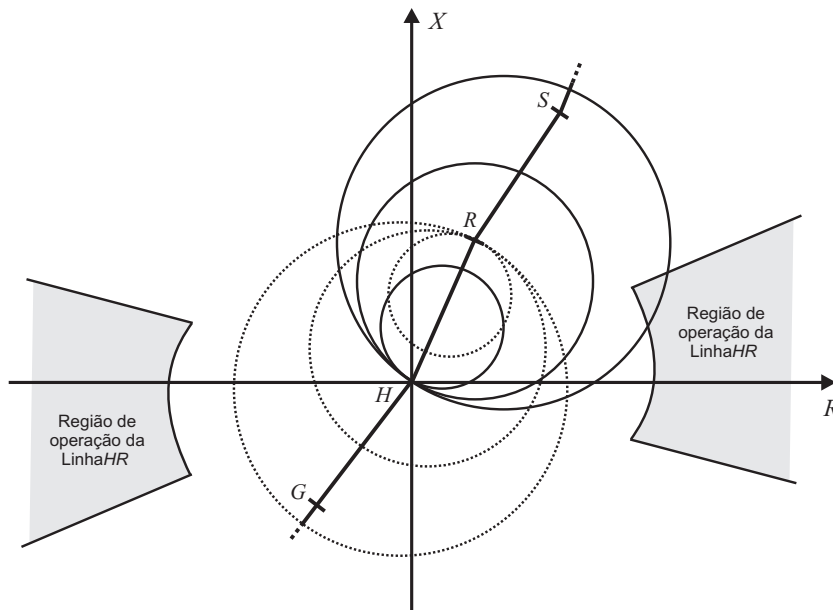


Figura 6.4: Representação das zonas de proteção de distância no diagrama R - X (SILVA, 2009).

A segunda zona de proteção deve cobrir 100% da linha protegida pela primeira zona, mais em torno de 50% da menor linha que emane de seu terminal remoto. Tipicamente, a sua operação é retardada de um tempo T_2 da ordem de 200 a 500 ms.

Na Figura 6.3, ilustram-se as zonas de proteção de distância de um sistema de transmissão, evidenciando-se seus alcances e tempos de atraso associados. Nesta figura, as zonas são especificadas de acordo com a nomenclatura associada aos disjuntores das linhas de transmissão.

Na Figura 6.4, representa-se no diagrama R - X as diferentes zonas de proteção dos relés nos terminais da linha HR mostrada na Figura 6.3, considerando-se a característica de operação mho. Também são ilustradas as regiões do plano R - X relacionadas à operação normal da linha HR . Observa-se uma intersecção entre a característica mho e a região de operação normal da linha, a qual exige um tratamento especial para que não haja operação indevida do relé.

6.2 SELEÇÃO DE FASES

Apesar das seis unidades de impedância do relé de distância estarem constantemente monitorando o elemento protegido, sabe-se que, na prática, a fim de evitar atuações indevidas, um algoritmo de seleção de fases deve ser usado para permitir que apenas uma das unidades de impedância possa tomar decisão sobre a operação do relé (STOKES-WALLER, 2006). Dessa forma, antes de se realizar uma análise da proteção de distância em si, julgou-se importante avaliar se os algoritmos de seleção de fases tradicionais são capazes de classificar os defeitos corretamente e permitir a atuação apenas das unidades devidas do relé de distância. Para isso, foi tomado como base o algoritmo proposto por ROBERTS & SCHWEITZER III (1996), que tem sido utilizado em relés numéricos em escala comercial.

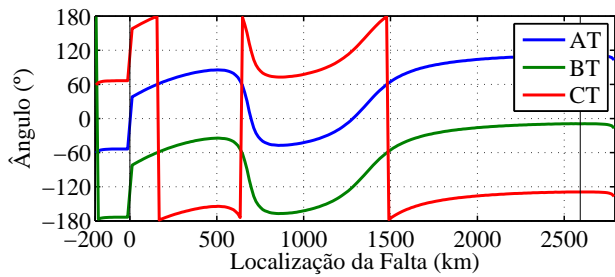
O algoritmo é baseado nos fasores na frequência fundamental e consiste em dois estágios de análise: o primeiro é resultado da diferença angular entre as fases das correntes de sequência negativa e zero e o segundo é de comparações entre os módulos das impedâncias e resistências calculadas por cada unidade do relé. Um resumo do algoritmo é descrito na Tabela 6.3.

Para avaliar o desempenho do algoritmo, optou-se por verificar o comportamento da diferença angular entre as fases das correntes de sequência negativa e zero vistas pelo relé durante um defeito; grandezas de entrada para o primeiro estágio. Os resultados desta análise, separados por tipo de curto-circuito podem ser vistos na Figura 6.5. Percebe-se que, apesar das diferenças angulares sofrerem pouca variação nas primeiras centenas de quilômetros, elas excursionam por quase 180° para curtos-circuitos monofásicos e bifásicos-terra e por quase toda a faixa de 360° para curtos-circuitos bifásicos a depender da localização do defeito. Esse comportamento atípico das correntes acaba por inviabilizar a utilização deste algoritmo de seleção de fases ou de outros que sejam baseados nos ângulos dos fasores de corrente ou tensão de defeito.

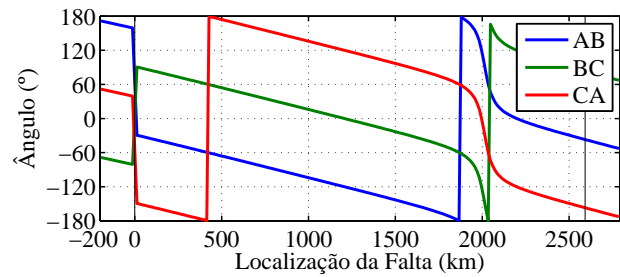
A fim de conhecer quais unidades de impedância do relé de distância seriam desbloqueadas pelo algoritmo avaliado para cada tipo de curto-circuito ao longo das linhas de transmissão, sua formulação completa foi implementada e os resultados são apresentados na Figura 6.6. Como pode ser observado, para todos os tipos de curto-circuito, as unidades que devem atuar ficam bloqueadas para operação para defeitos em boa parte da extensão da linha. Por outro lado, unidades que deveriam ser bloqueadas por poderem provocar atuações indevidas são habilitadas.

Tabela 6.3: Resumo do algoritmo de seleção de fases proposto por ROBERTS & SCHWEITZER III (1996)

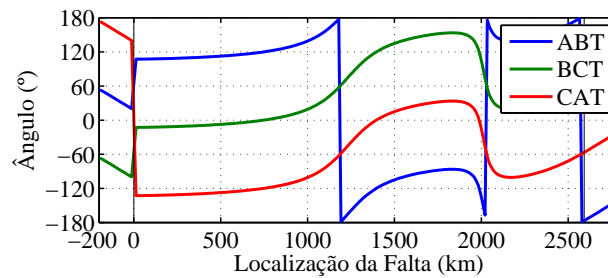
$\angle \left(\frac{\hat{I}_2}{\hat{I}_0} \right)$	<i>Etapa 1</i>	<i>Etapa 2</i>
$[-30^\circ, 30^\circ]$	Desbloqueia Unidade AT ou BC	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
$[-150^\circ, -90^\circ]$	Desbloqueia Unidade BT ou CA	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
$[90^\circ, 150^\circ]$	Desbloqueia Unidade CT ou AB	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
$[-60^\circ, -30^\circ]$ ou $[30^\circ, 60^\circ]$	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade Z_{AT} . Se a da Z_{AT} for menor, ela pode ser desbloqueada.
$[-90^\circ, -60^\circ]$ ou $[-180^\circ, -150^\circ]$	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade Z_{BT} . Se a da Z_{BT} for menor, ela pode ser desbloqueada.
$[60^\circ, 90^\circ]$ ou $[150^\circ, 180^\circ]$	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade Z_{CT} . Se a da Z_{CT} for menor, ela pode ser desbloqueada.



(a)



(b)



(c)

Figura 6.5: Diferença angular entre as correntes de sequência negativa e zero para curtos-circuitos (a) monofásicos; (b) bifásicos e; (c) bifásicos-terra francos ao longo das linhas de transmissão.

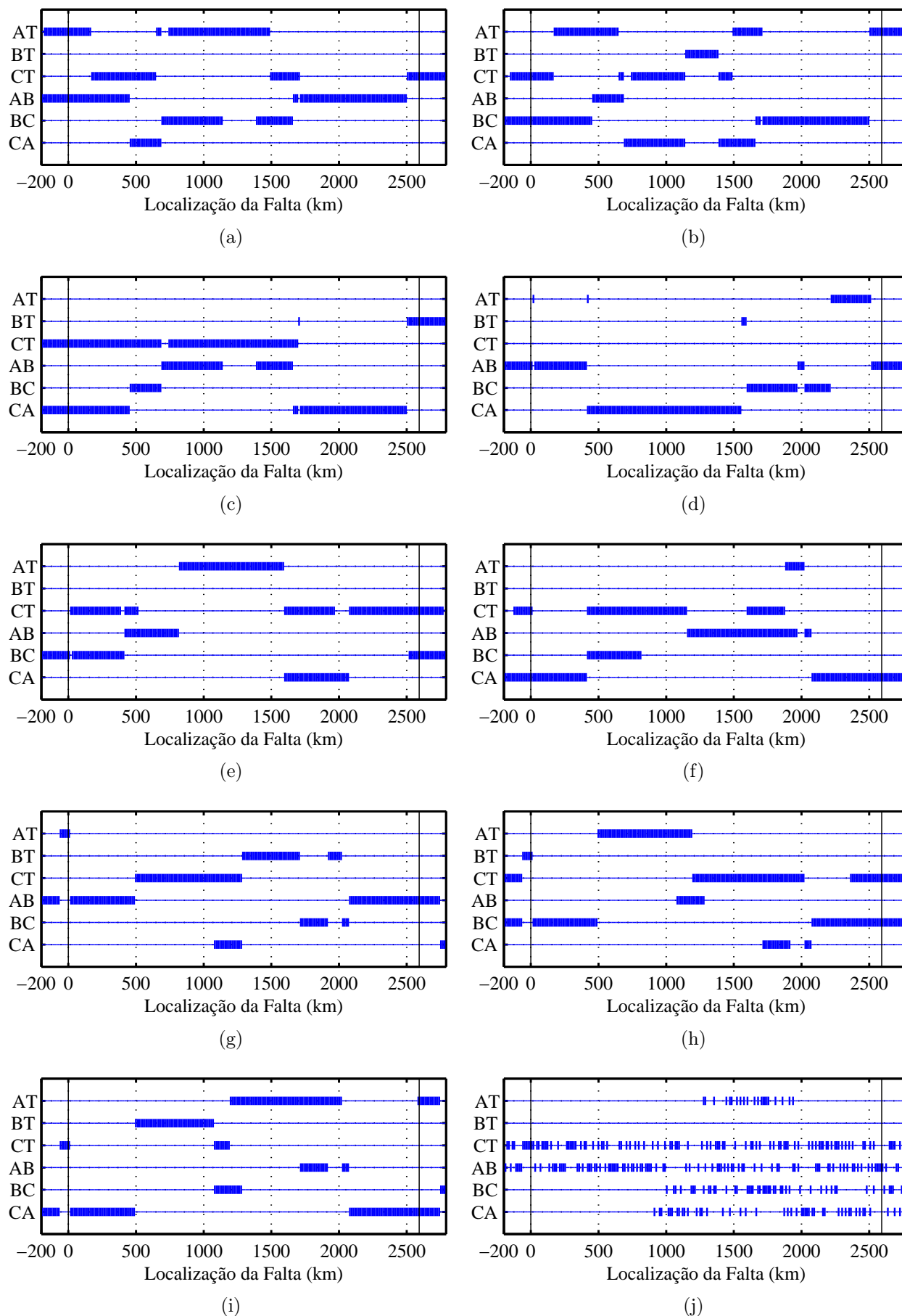


Figura 6.6: Unidade(s) de impedância do relé de distância desbloqueadas para operação pelo algoritmo proposto por ROBERTS & SCHWEITZER III (1996) para curtos-circuitos (a) AT; (b) BT; (c) CT; (d) AB; (e) BC; (f) CA; (g) ABT; (h) BCT; (i) CAT e; (j) ABC ao longo das linhas de transmissão.

6.3 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO PARA SINAIS EM REGIME PERMANENTE

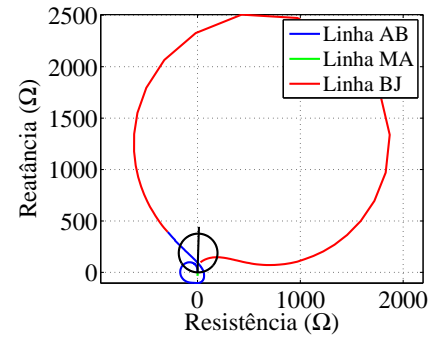
Para avaliar o desempenho da proteção de distância frente a sinais de curtos-circuitos em linhas de transmissão $\lambda/2^+$ em regime permanente, os aspectos listados abaixo foram estudados, estando os resultados obtidos para cada um deles apresentados nas seções seguintes.

- Impedância vista pelas unidades de um relé de distância para os casos base e avaliação da atuação em primeira zona.
- Sensibilidade da impedância vista com relação à resistência de defeito e ao carregamento de pré-defeito.
- Impedância vista pela proteção de distância da linha MA .

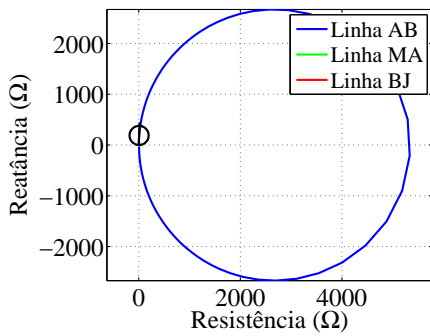
6.3.1 Impedâncias vistas pelas unidades do relé de distância

Na Figura 6.7, são apresentadas as impedâncias vistas pelas unidades que deveriam ser habilitadas para atuar pelo algoritmo de seleção de fases para cada tipo de curto-circuito, ressaltando que, para curtos-circuitos AT, apenas a unidade Z_{AT} deveria ser habilitada; para curtos-circuitos BC, apenas a unidade Z_{BC} ; para curtos-circuitos BCT, apenas a unidade Z_{BC} e; para curtos-circuitos ABC, qualquer das unidades poderiam ser habilitadas. Por conveniência, a Figura 6.8 apresenta um realce nas impedâncias vistas nas proximidades da característica de operação do relé. Pode ser observado que, para todos os tipos de defeito, a impedância é vista pelas unidades do relé em regiões fora da característica de operação para defeitos a partir de um ponto próximo à metade da linha de transmissão e volta a ser vista no interior da característica de operação para defeitos próximos ao terminal remoto. A primeira condição leva o relé a não operar em primeira zona quando ele deveria; a segunda leva o relé a operar em primeira zona quando ele não deveria. Esses problemas são ainda mais grave quando o defeito envolve mais de uma fase, uma vez que a região da linha de transmissão não coberta pela primeira zona de operação do relé é ainda maior e defeitos em toda a extensão da linha à jusante seriam identificados como curtos-circuitos internos.

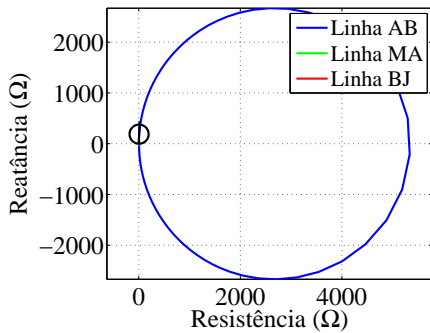
A Figura 6.9 apresenta o comportamento das impedâncias vistas pelas unidades da função de distância que não deveriam atuar para cada tipo de defeito, devendo ser bloqueadas



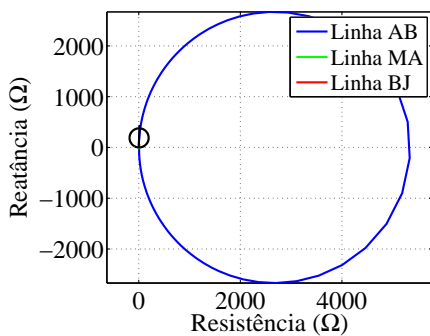
(a)



(b)

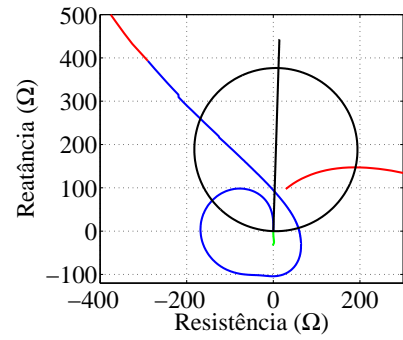


(c)

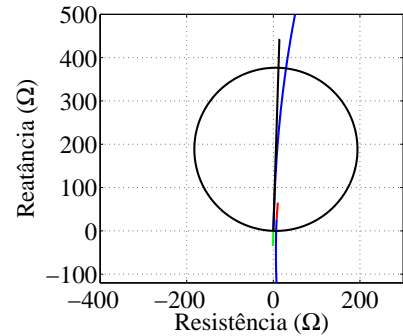


(d)

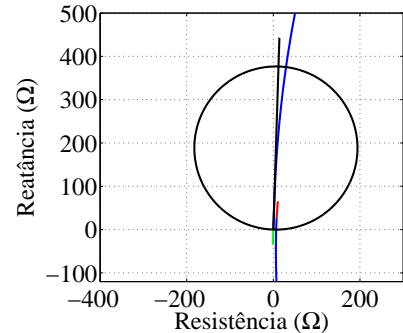
Figura 6.7: Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para faltas ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para faltas AT; (b) Unidade BC para faltas BC; (c) Unidade BC para faltas BCT e; (d) Unidade AT para faltas ABC.



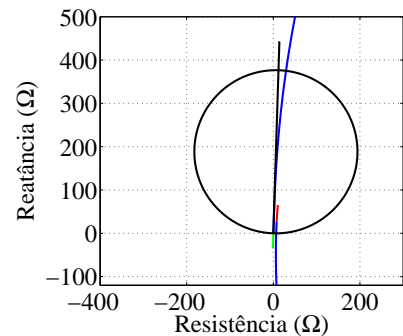
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6.8: Realce das impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para faltas ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para faltas AT; (b) Unidade BC para faltas BC; (c) Unidade BC para faltas BCT e; (d) Unidade AT para faltas ABC.

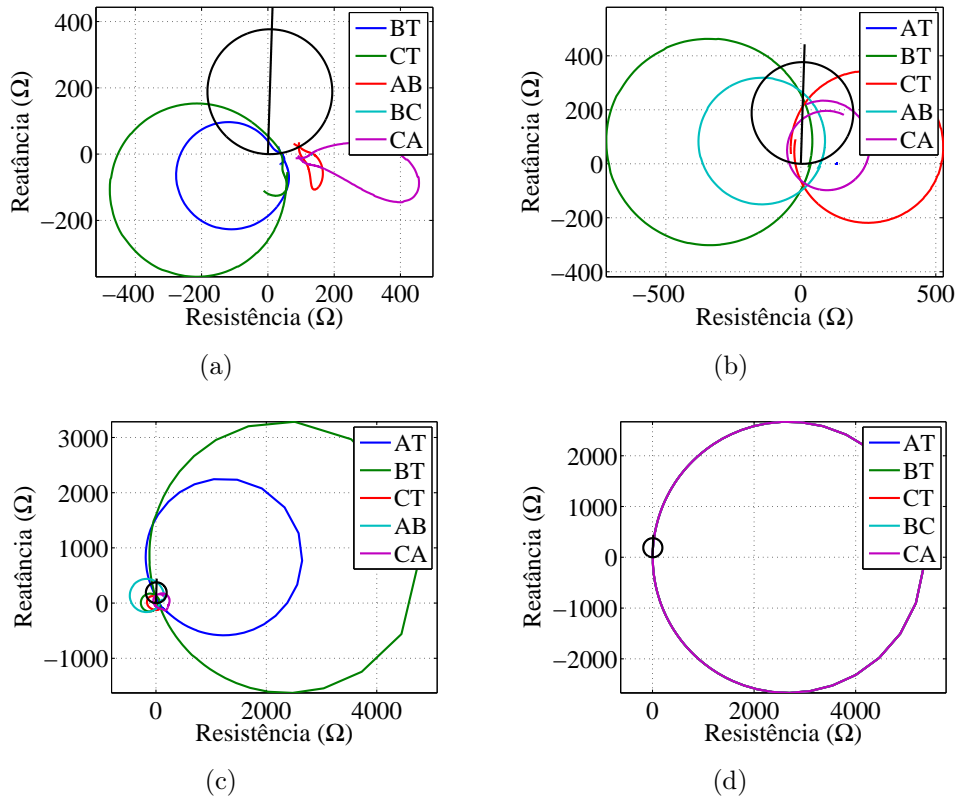


Figura 6.9: Impedâncias aparentes vistas pelas unidades de um relé de distância na Barra A que não deveriam atuar para os seguintes tipo de defeito ao longo da linha de transmissão $\lambda/2^+$: (a) AT; (b) BC; (c) BCT e; (d) ABC.

pelo algoritmo de seleção de fases. Percebe-se que essas impedâncias são vistas no interior da característica de operação para curtos-circuitos em boa parte da extensão da linha $\lambda/2^+$ e possivelmente para trechos das linhas MA e BJ , o que pode levar a operações indevidas caso um algoritmo de seleção de fases não funcione de forma adequada.

6.3.2 Atuação da proteção

Conforme apresentado na Seção 6.2, existe uma dificuldade para que um algoritmo de seleção de fases seja capaz de identificar corretamente as fases envolvidas nos defeitos. Sem esse recurso, as unidades do relé de distância não são habilitadas adequadamente e qualquer uma delas poderia atuar para qualquer tipo de curto-circuito. Dessa forma, para avaliar em quais casos a proteção de distância ajustada com uma característica mho autopolarizada atuaria, três cenários foram considerados: apenas a unidade de impedância correta para cada tipo de curto-circuito é habilitada para atuar; todas as unidades de impedância são habilitadas para atuar e; o algoritmo de seleção de fases apresentado na Seção 6.2 é usado para determinar as unidades

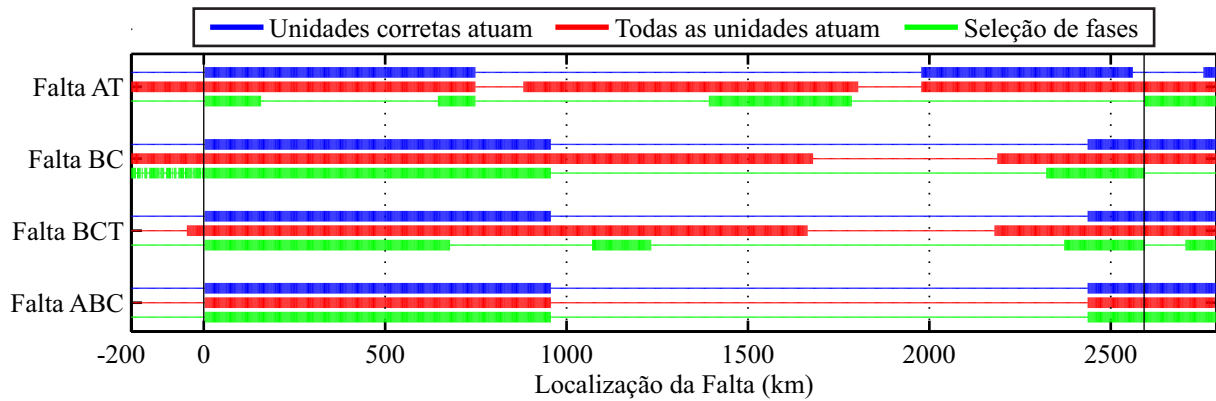


Figura 6.10: Atuação da proteção de distância para diferentes tipos de defeito ao longo das linhas de transmissão partindo de três premissas distintas: apenas a unidade de impedância correta para cada tipo de defeito é habilitada para atuar; todas as unidades de impedância são habilitadas para atuar e; um algoritmo de seleção de fases é usado para determinar as unidades a serem habilitadas para atuar.

a serem habilitadas para atuar. Com isso, utiliza-se uma variável binária para avaliar em quais defeitos ao longo da linha o relé operaria, enviando um sinal de trip aos disjuntores associados.

Os resultados desta análise podem ser vistos na Figura 6.10, na qual a linha mais espessa indica um nível lógico alto, em que o relé iria atuar e a linha mais fina indica um nível lógico baixo, em que o relé não atuaria. Com exceção do caso de curtos-circuitos trifásicos – em que a impedância vista é a mesma para todas as unidades –, percebe-se que, ao permitir que qualquer unidade atue, uma maior cobertura da linha é obtida. No entanto, vale lembrar que isso ocorre devido ao comportamento atípico das impedâncias vistas pelas unidades que não deveriam atuar, levando a uma operação insegura e podendo causar *trips* indevidos. A partir do pressuposto que apenas as unidades devidas seriam habilitadas para atuar, percebe-se que a proteção não atua para defeitos de todos os tipos em grande parte da extensão da linha e ainda atuaria em primeira zona para curtos-circuitos na linha *BJ*. Por fim, observa-se que ao usar o algoritmo de seleção de fases, os resultados ficam ainda mais incertos, comprometendo a segurança e confiabilidade da proteção.

6.3.3 Análise de sensibilidade

Da mesma forma que os sinais de tensão e corrente, foi feita uma análise de sensibilidade das impedâncias vistas em relação à resistência de defeito, ao carregamento de pré-defeito e ao SIR. Para o carregamento de pré-defeito, foram considerados valores de 0,5, 0,75, 1,0 e 1,5 vezes a potência característica da linha, além de um caso com o terminal remoto em aberto,

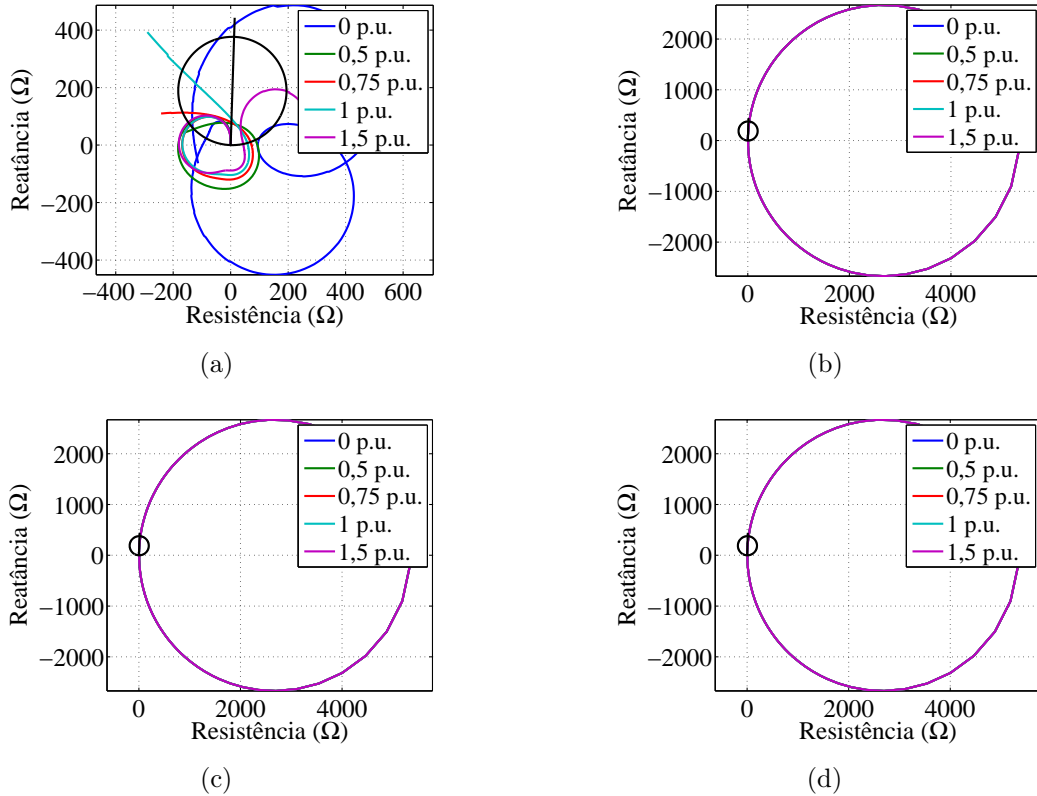


Figura 6.11: Análise de sensibilidade da impedância vista em relação ao carregamento de pré-defeito para defeitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.

simulando a ocorrência de uma energização sobre defeito. Para a resistência de defeito, foram considerados valores de 0Ω , 30Ω e 60Ω e, para o SIR, as impedâncias de Thévenin local e remota foram dobradas e quadruplicadas. Os resultados obtidos para a análise de sensibilidade em relação ao carregamento, à resistência de defeito e à força das fontes podem ser vistos na Figuras 6.11, 6.12 e 6.13, respectivamente, nas quais são mostradas as impedâncias vistas pelas unidades que devem estar habilitadas atuar para cada tipo de curto-circuito.

Para curtos-circuitos monofásicos, percebe-se que o carregamento de pré-defeito afeta os resultados, mas de forma pouco significativa; apenas no caso com o terminal remoto em aberto um comportamento muito diferente dos outros é observado. Para os outros tipos de defeito, nota-se que a impedância vista é completamente insensível ao carregamento de pré-defeito, o que é evidenciado pela sobreposição das impedâncias aparentes vistas.

Pelos resultados apresentados na Figura 6.12, percebe-se que a resistência de defeito é uma variável que impacta de forma significativa os resultados. Para curtos-circuitos monofásicos, o aumento da resistência de defeito faz com que a trajetória da impedância vista atinja valores mais distantes da origem. Por outro lado, para defeitos envolvendo mais de uma fase o

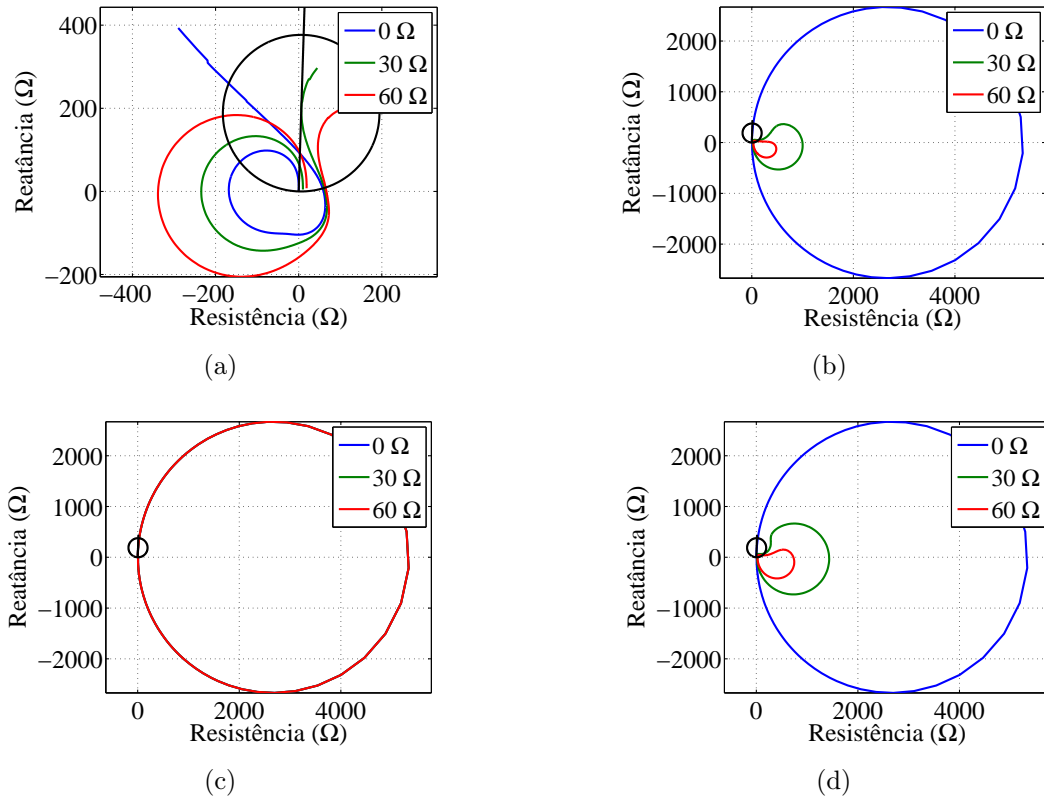


Figura 6.12: Análise de sensibilidade da impedância vista em relação à resistência de defeito para curtos-circuitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.

comportamento é oposto: o aumento da resistência de defeito faz com que a trajetória fique mais próxima do origem. Além disso, observa-se que nesses casos há uma tendência da parte resistiva da impedância vista crescer mais rapidamente, tornando a proteção ainda menos sensível. De toda forma, o comportamento das impedâncias não se altera de um modo geral: ela percorre uma trajetória circular – horária para curtos-circuitos envolvendo mais de uma fase e anti-horária para curtos-circuitos monofásicos –, saindo da característica para defeitos incidentes a partir de um determinado ponto da linha e retornando para seu interior para defeitos próximos ao terminal remoto, onde passam a se confundir com defeitos próximos ao relé. Para o caso de curtos-circuitos bifásicos para terra (Figura 6.12(c)), percebe-se que a resistência de defeito aparenta não ter influência sobre a impedância vista. No entanto, isso só ocorre pois a unidade de impedância apresentada é a Z_{BC} – que deveria ser a única habilitada para atuar pelo algoritmo de seleção de fases – e a resistência de defeito considerada nas simulações foi no ramo fase-terra, possibilitando essa análise e consequente conclusão. Ao considerar a resistência de defeito no ramo fase-fase do curto-circuito durante as simulações, os resultados para este tipo de curto-circuito são idênticos ao de um curto-circuito bifásico.

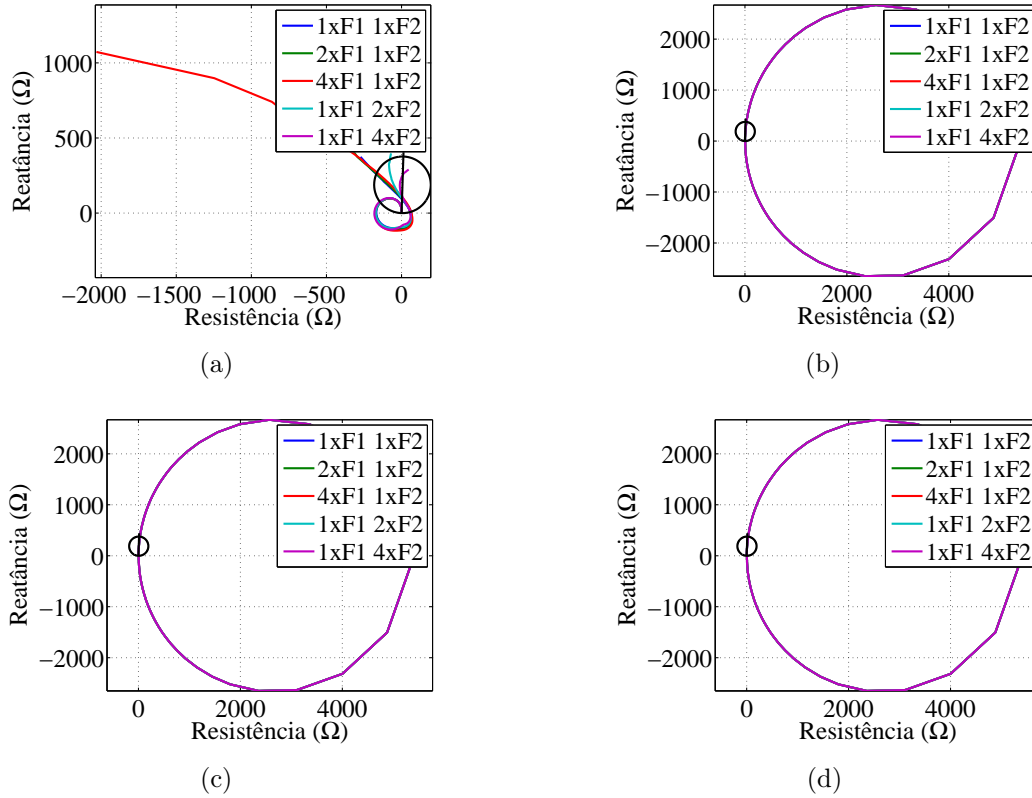


Figura 6.13: Análise de sensibilidade da impedância vista em relação à força das fontes para curtos-circuitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.

Tabela 6.4: Variáveis escolhidas para simular curtos-circuitos para análise estatística.

Variáveis de Simulação	Valores Escolhidos
Localização do defeito (%)	-7, -6, ..., -1, 1, 2, ..., 99, 101, ..., 106 e 107
Resistência de defeito (Ω)	Fase-Fase: 0, 30 e 60 Fase-Terra: 0, 30 e 60
Impedância da Fonte (Múltiplo do valor nominal)	Fonte 1: 1, 2 e 4 Fonte 2: 1, 2 e 4
Carregamento	$0,5 \times P_C$, $1,0 \times P_C$, $1,5 \times P_C$
Tipo de defeito	AT, BC, BCT e ABC

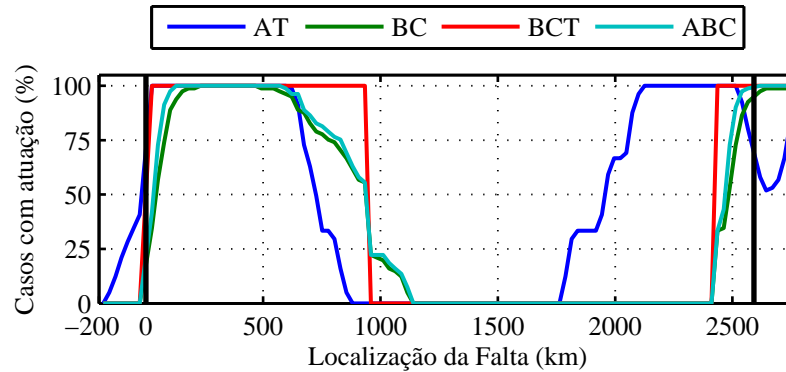
De forma a melhor avaliar o desempenho da proteção de distância convencional, o sistema avaliado foi simulado para diferentes condições de configuração de força das fontes, carregamento, resistência e tipo de defeito, sendo que os valores escolhidos para cada parâmetro estão resumidos na Tabela 6.4, somando um total de 36.612 casos².

Considerando que são 81 curtos-circuitos para cada local de incidência na linha para cada

²Da Tabela 6.4: 113 localizações de defeito \times 3 resistências de defeito \times 3 impedâncias da fonte 1 \times 3 impedâncias da fonte 2 \times 3 carregamentos \times 4 tipos de defeito = 36.612 casos.

Tabela 6.5: Percentual de casos com operação do relé em primeira zona.

Tipo de defeito	Trecho do defeito					
	$d < 0\%$	$[0\%, 85\%]$	$[85\%, 100\%]$	$[45\%, 65\%]$	$[0\%, 100\%]$	$d > 100\%$
AT	20,28	45,34	98,06	0,00	52,80	66,14
BC	0,00	37,84	26,63	0,00	36,25	98,77
BCT	0,00	42,35	42,86	0,00	42,42	100,00
ABC	0,00	39,22	31,13	0,00	38,07	100,00

**Figura 6.14:** Percentual de casos com operação do relé em primeira zona por localização do defeito e por tipo de curto-circuito.

tipo de defeito, na Figura 6.14 é apresentado o percentual desses casos para os quais a proteção iria atuar considerando que o algoritmo de seleção de fases funcionaria de forma adequada, ou seja, para curtos-circuitos AT, apenas a unidade Z_{AT} é habilitada; para curtos-circuitos BC, apenas a unidade Z_{BC} ; para curtos-circuitos BCT, apenas a unidade Z_{BC} e; para curtos-circuitos ABC, qualquer das unidades seriam habilitadas. Na Tabela 6.5, são apresentadas as porcentagens dos casos para os quais o relé iria operar em primeira zona para 6 trechos notáveis.

Avaliando os resultados obtidos, alguns pontos se destacam:

- A proteção não atuaria para mais da metade dos casos para os quais foi ajustada para operar em primeira zona (até 85% da linha monitorada).
- A proteção atuaria em primeira zona para quase a totalidade dos defeitos ocorridas na linha BJ , indicando perda de seletividade do sistema de proteção.
- A proteção atuaria em primeira zona para uma série de casos de defeitos monofásicos na linha MA , indicando perda de seletividade do sistema de proteção.
- A proteção não detecta defeitos em um trecho na região central da linha correspondente a mais de 20% da sua extensão total.

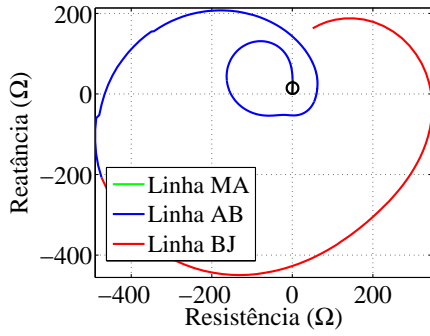
6.3.4 Impedâncias vistas pela proteção da linha MA

Outro aspecto importante a se avaliar é como os defeitos internos à linha $\lambda/2^+$ afetam os sistemas de proteção dos equipamentos circunvizinhos. Nas Figuras 6.15 e 6.16 são apresentadas as impedâncias vistas pelas unidades que devem ser habilitadas para atuar e as que devem ser bloqueadas, respectivamente, de um relé de distância instalado na Barra M ajustado para proteger a linha de transmissão MA para defeitos ao longo das três linhas do sistema. Percebe-se que a trajetória da impedância para curtos-circuitos internos é equivalente àquela encontrada em linhas convencionais. No entanto, para curtos-circuitos envolvendo mais de uma fase, percebe-se que defeitos em um pequeno trecho da linha $\lambda/2^+$, próximo ao seu terminal remoto, podem ser confundidos com um defeito interno à linha MA , levando sua proteção a operar indevidamente em primeira zona. Além disso, caso haja falha no algoritmo de seleção de fases, nota-se que outras unidades de impedância podem levar a proteção a atuar de forma indevida no caso de curtos-circuitos bifásicos-terra.

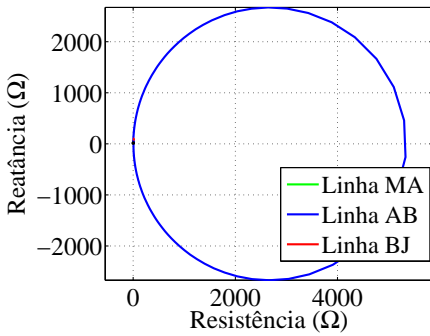
6.4 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO PARA SINAIS EM REGIME TRANSITÓRIO

De forma a avaliar a trajetória da impedância vista pelas unidades do relé no período transitório de curto-circuito, os fasores dos sinais obtidos das simulações no domínio do tempo foram convertidos em impedâncias e representados no diagrama $R-X$ da proteção de distância. Na Figura 6.17, são apresentadas as trajetórias das impedâncias em regime transitório para curtos-circuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos-terra e trifásicos em seis pontos distintos ao longo da linha $\lambda/2^+$, sendo considerados os cinco primeiros ciclos após a incidência do defeito. Os tempos necessários para que a primeira amostra da impedância calculada entre na característica após incidência do defeito estão representados na Tabela 6.6.

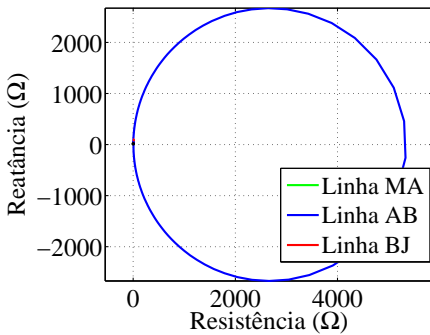
Ao avaliar as trajetórias das impedâncias e a tabela com os tempos de atuação, percebem-se alguns resultados diferentes daqueles observados quando se considerava apenas os sinais em regime permanente: para curtos-circuitos em 1000 e 1500 km, em que o resultado de regime permanente indica que a proteção não atuaria para nenhum tipo de curto-circuito (ver Figura 6.10), nota-se que a impedância passa por dentro da característica em alguns momentos para defeitos envolvendo mais de uma fase, o que poderia levar o relé a atuar a depender do seu ajuste.



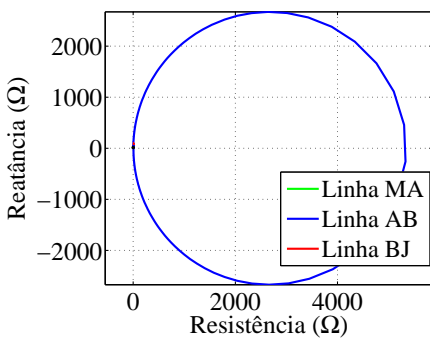
(a)



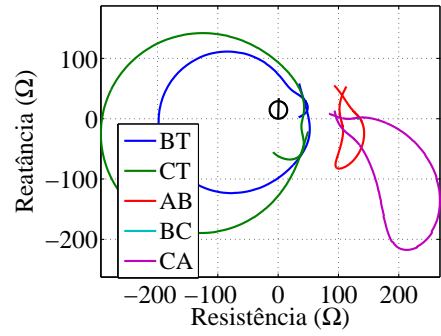
(b)



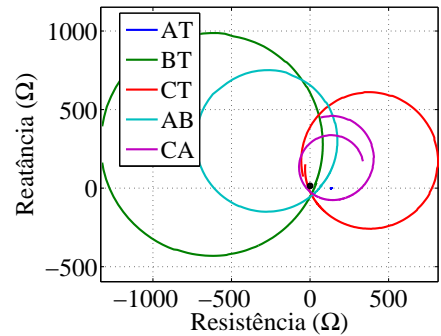
(c)



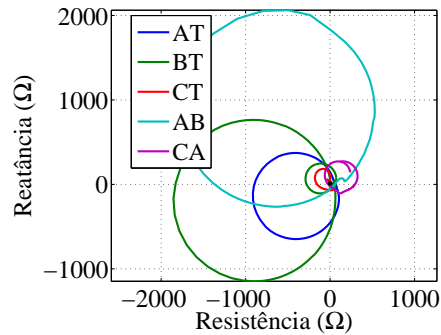
(d)



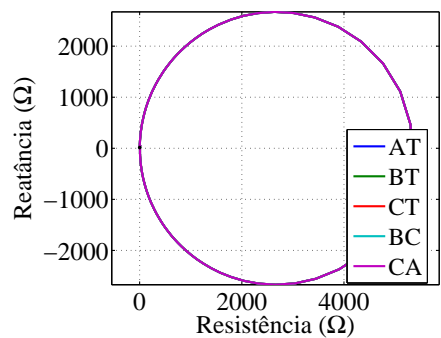
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6.15: Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra M para curtos-circuitos ao longo das linhas de transmissão pela (a) Unidade AT para curtos-circuitos AT; (b) Unidade BC para curtos-circuitos BC; (c) Unidade BC para curtos-circuitos BCT e; (d) Unidade AT para curtos-circuitos ABC.

Figura 6.16: Impedâncias aparentes vistas pelas unidades de um relé de distância na Barra M para curtos-circuitos ao longo da linha de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda para (a) curtos-circuitos AT; (b) curtos-circuitos BC; (c) curtos-circuitos BCT e; (d) curtos-circuitos ABC.

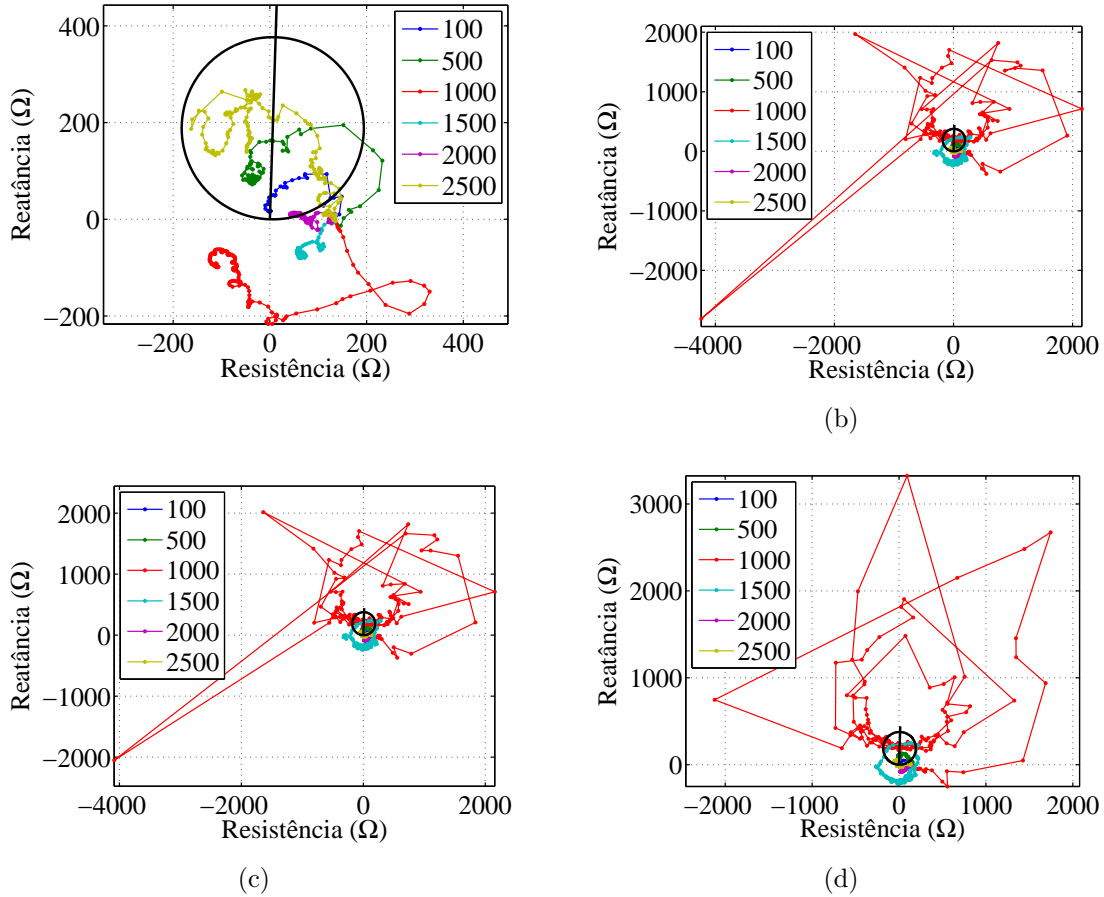


Figura 6.17: Impedâncias aparentes vistas no tempo por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos (AT); (b) bifásicos (BC); (c) bifásicos-terra (BCT) e; (d) trifásicos (ABC) em pontos específicos da linha $\lambda/2^+$.

Tabela 6.6: Tempos necessários (em ms) para que a primeira amostra da impedância calculada entre na característica após a incidência do defeito.

Tipo de defeito	Localização do defeito					
	100 km	500 km	1000 km	1500 km	2000 km	2500 km
AT	5,20	8,85	–	–	42,70	22,39
BC	6,77	8,33	25,52	62,49	–	17,70
BCT	6,77	8,33	25,52	62,49	–	17,18
ABC	7,29	8,33	25,52	62,49	–	79,16

No entanto, para esses dois casos de localização do defeito, percebe-se que o valor da impedância não fica estável, mas percorre uma trajetória em círculos aparentemente periódica. Para os casos de curtos-circuitos monofásicos, percebe-se que as impedância fazem uma trajetória, de certa forma, bem comportadas até os pontos onde estabilizam, refletindo os resultados obtidos para regime permanente.

6.5 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA NÃO CONVENCIONAL

6.5.1 Identificação do problema

O comportamento incomum das impedâncias obtidas pela proteção de distância convencional pode ser explicado pelo fato de que, na sua formulação, a linha é considerada como curta, desprezando-se o efeito capacitivo entre os condutores e a terra e a correção da impedância série pelas funções hiperbólicas, como mostra a Figura 6.18(a). Todavia, pela linha $\lambda/2^+$ ser muito longa e, conseqüentemente, apresentar forte efeito capacitivo, certamente esse modelo não é apropriado para representá-la de forma adequada.

Uma possível solução para essa questão seria re-equacionar a proteção de distância, partindo da premissa que a linha é longa, utilizando o modelo π -exato ilustrado na Figura 6.18(b). Uma formulação alternativa que considera isso foi proposta por Xu *et al.* (2008), para ser utilizada na proteção de uma linha de 650 km que opera em 1000 kV na China.

6.5.2 Descrição do algoritmo de Xu *et al.* (2008)

A fim de descrever o algoritmo de forma sucinta, definem-se as seguinte variáveis:

$$k_1 = \frac{\cosh(\gamma_0 d)}{\cosh(\gamma_1 d)} \quad (6.2)$$

$$k_2 = \frac{\sinh(\gamma_0 d)}{\sinh(\gamma_1 d)} \quad (6.3)$$

$$K_U = k_1 - 1 \quad (6.4)$$

$$K_I = \frac{k_2 Z_{C0} - Z_{C1}}{3Z_{C1}} \quad (6.5)$$

nas quais γ_0 e γ_1 são as constantes de propagação de sequência zero e sequência positiva da linha, respectivamente, Z_{C0} e Z_{C1} são as impedâncias de surto de sequência zero e sequência positiva da linha, respectivamente, e d é a localização do defeito. O algoritmo se baseia em duas etapas: 1^a etapa: Calcular as impedâncias vistas por cada unidade com base nos sinais apresentados na Tabela 6.7. 2^a etapa: Corrigir cada uma das unidades de impedância através da expressão:

$$Z_{mn}^* = Z_1 \gamma_1 \operatorname{atanh} \left(\frac{Z_{mn}}{Z_{C1}} \right), \quad (6.6)$$

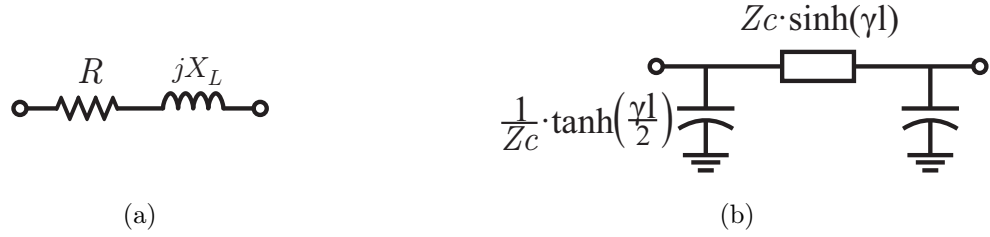


Figura 6.18: (a) Modelo de linha curta - usado com base para proteção de distância convencional; (b) Modelo de linha longa - usado como base para proteção de distância não-convencional.

Tabela 6.7: Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do relé de distância não convencional.

Unidade	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
Z_{AT}	$\widehat{V}_a + K_U \widehat{V}_a$	$\widehat{I}_a + K_I \widehat{I}_0$
Z_{BT}	$\widehat{V}_b + K_U \widehat{V}_b$	$\widehat{I}_b + K_I \widehat{I}_0$
Z_{CT}	$\widehat{V}_c + K_U \widehat{V}_c$	$\widehat{I}_c + K_I \widehat{I}_0$
Z_{AB}	$\widehat{V}_a - \widehat{V}_b$	$\widehat{I}_a - \widehat{I}_b$
Z_{BC}	$\widehat{V}_b - \widehat{V}_c$	$\widehat{I}_b - \widehat{I}_c$
Z_{CA}	$\widehat{V}_c - \widehat{V}_a$	$\widehat{I}_c - \widehat{I}_a$

sendo Z_{mn} a impedância calculada pelas unidades do relé através das expressões da Tabela 6.7 e Z_{mn}^* a impedância aparente corrigida.

O algoritmo proposto por Xu *et al.* (2008), apesar de simples, possui um inconveniente: os parâmetros k_1 e k_2 dependem da localização do defeito; um parâmetro que não é conhecido *a priori*. Para a linha de 650 km analisada em seu trabalho, os autores sugerem usar valores constantes para esses parâmetros, calculados considerando que o defeito ocorre no final da linha de transmissão. Para o caso da linha de 650 km, essa premissa é válida, já que K_U e K_I variam relativamente pouco para defeitos ao longo da linha, conforme apresentado na Figura 6.19. Entretanto, para a linha $\lambda/2^+$ analisada, não é possível usar esse critério, já que K_U e K_I variam muito a depender da localização do defeito, como pode ser visto na Figura 6.20. Dessa forma, para avaliar o desempenho deste algoritmo, serão consideradas duas premissas distintas:

- Caso 1: Os parâmetros k_1 e k_2 são calculados para um defeito no final da linha de transmissão.
- Caso 2: Os parâmetros k_1 e k_2 são calculados para a localização exata do defeito, considerando a situação hipotética de que ela é conhecida previamente.

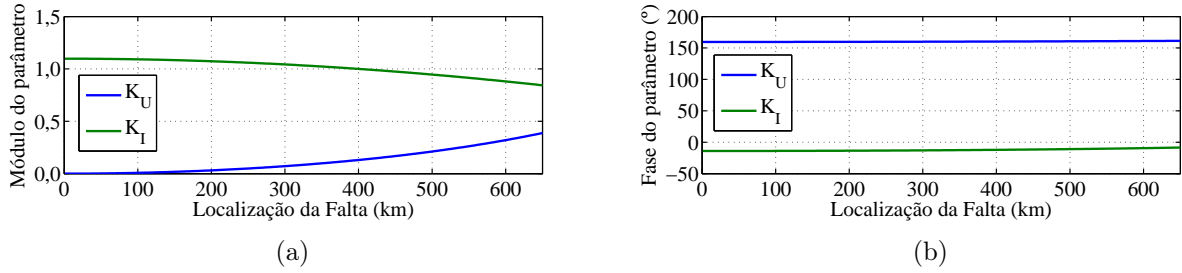


Figura 6.19: (a) Módulo e (b) fase das grandezas K_U e K_I para uma linha de 650 km.

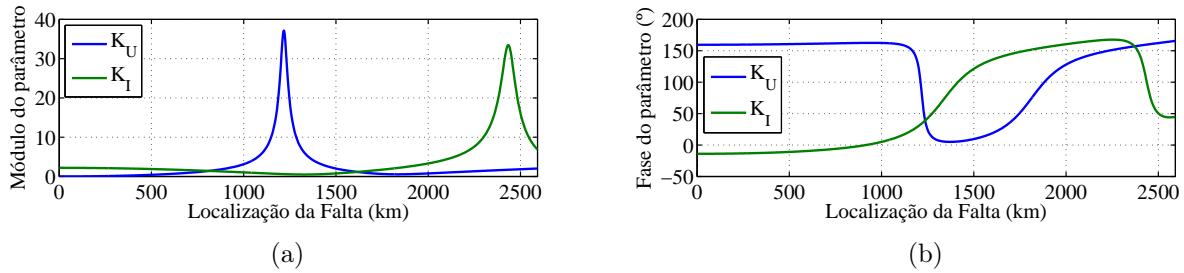


Figura 6.20: (a) Módulo e (b) fase das grandezas K_U e K_I para uma linha $\lambda/2^+$.

6.5.3 Aplicação do algoritmo em linhas de até 1000 km

Antes de avaliar o desempenho da proteção de distância não-convencional no sistema considerado ao longo deste trabalho, optou-se por, inicialmente, validar sua implementação em um sistema mais simples. Para isso, foram simulados curtos-circuitos monofásicos e trifásicos francos ao longo da linha de transmissão de 800 km operando no sistema de 500 kV apresentado na Figura 6.21. Em seguida, as impedâncias vistas pelas unidades da proteção de distância não-convencional foram avaliadas para as duas premissas estabelecidas, estando os resultados apresentados nas Figuras 6.22(a) e 6.22(b) para curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, respectivamente.

Percebe-se que, ao utilizar o algoritmo da proteção convencional, as unidades de impedância ficam fortemente subalcançadas tanto para curtos-circuitos monofásicos como trifásicos. Usando a formulação alternativa proposta por Xu *et al.* (2008) e calculando k_1 e k_2 usando $d = 800$ km (Caso 1), percebe-se que há uma melhora considerável do subalcanço para o caso de curtos-circuitos monofásicos e um resultado exato para curtos-circuitos trifásicos. Ao considerar a situação hipotética que a localização do defeito é conhecida e usar esse valor para o cálculo de k_1 e k_2 em cada caso (Caso 2), percebe-se que a impedância vista pela unidade do

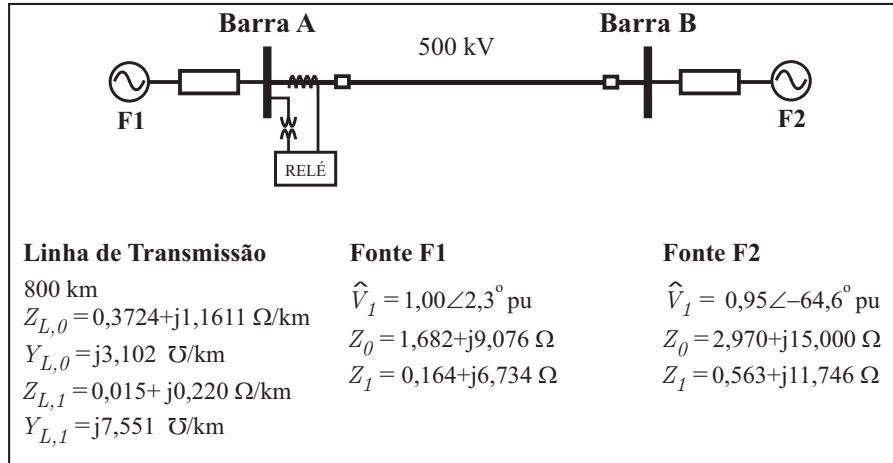


Figura 6.21: Sistema elétrico em 500 kV utilizado para validar a formulação não-convencional da proteção de distância.

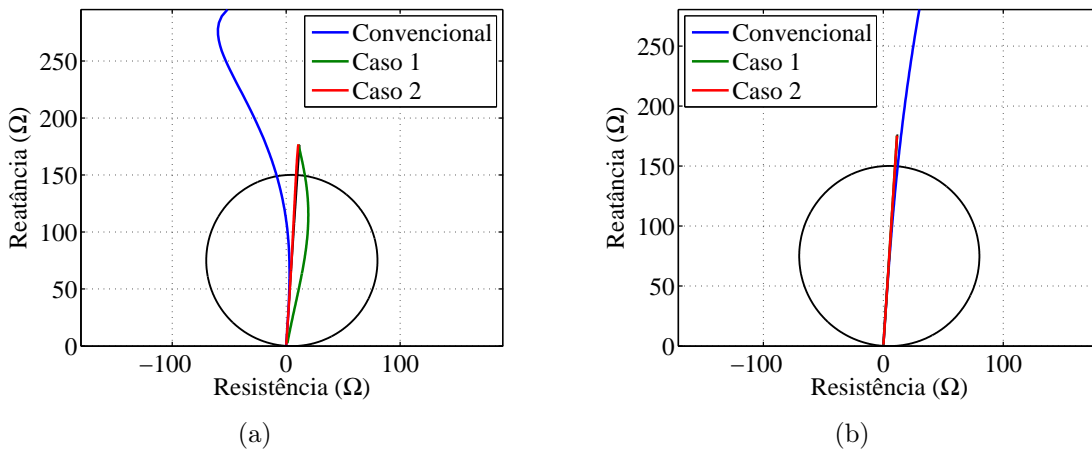


Figura 6.22: Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos e (b) trifásicos ao longo da linha. São considerados 3 formulações para o cálculo das impedâncias: convencional; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para o final da linha (Caso 1) e; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para a localização exata do defeito (Caso 2).

relé para curtos-circuitos monofásicos fica equivalente ao caso de curtos-circuitos trifásicos, assumindo valores exatamente iguais à impedância de sequência positiva da linha de transmissão. Observando os resultados, vale ressaltar que os parâmetros k_1 e k_2 só impactam o cálculo das impedâncias das unidades de terra.

6.5.4 Aplicação do algoritmo em linhas com pouco mais de meio comprimento de onda

Após validar a formulação da proteção de distância proposta por Xu *et al.* (2008) em um sistema mais simples, ela foi aplicada aos sinais de curtos-circuitos na linha $\lambda/2^+$ do sistema

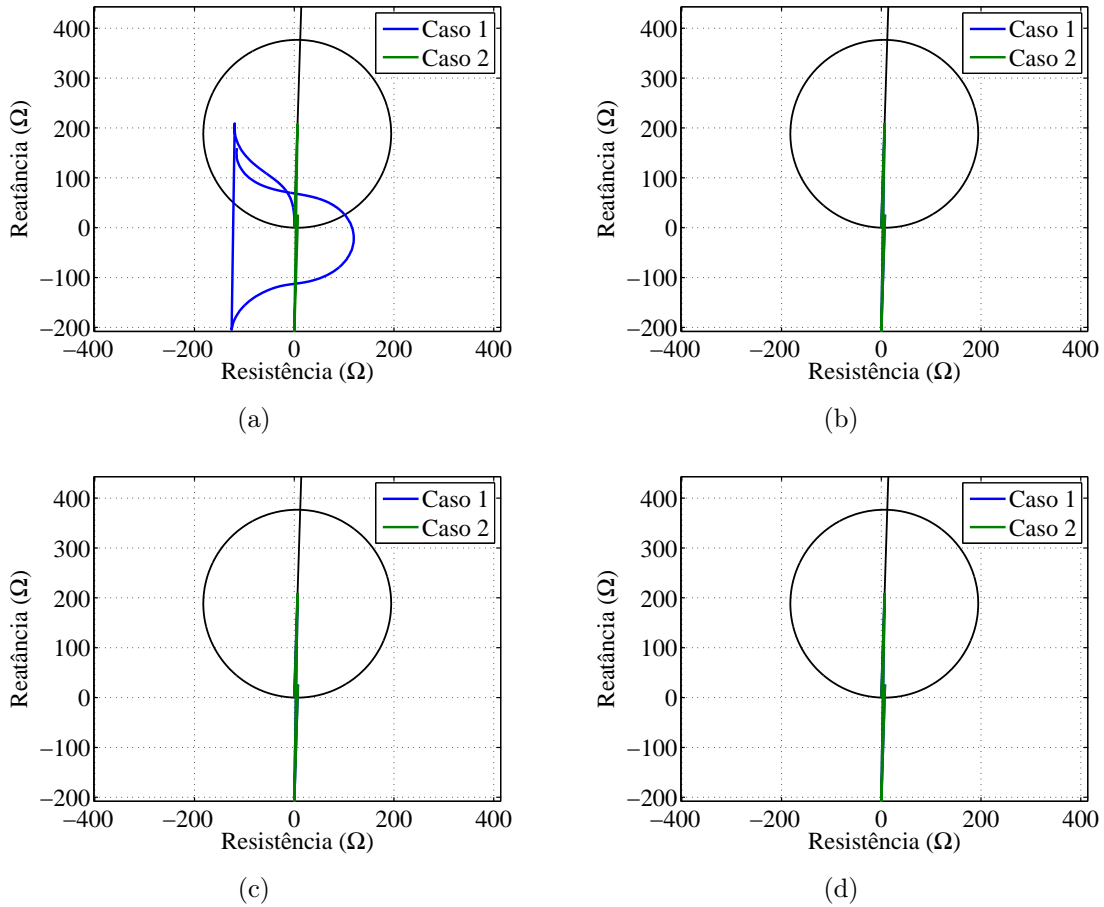


Figura 6.23: Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra A para curtos-circuitos (a) monofásicos (AT); (b) bifásicos (BC); (c) bifásicos-terra (BCT) e; (d) trifásicos (ABC) ao longo da linha $\lambda/2^+$. São considerados 2 formulações para o cálculo das impedâncias: não-convencional com k_1 e k_2 calculados para o final da linha (Caso 1) e; não-convencional com k_1 e k_2 calculados para a localização exata do defeito (Caso 2).

descrito no Apêndice A, estando os resultados expostos na Figura 6.23. Percebe-se que, para curtos-circuitos monofásicos, considerar a premissa de cálculo dos parâmetros k_1 e k_2 para um defeito no final da linha (caso 1) não é uma abordagem adequada, já que a impedância vista resultante se comporta de maneira imprevisível. Já para os outros tipo de defeito – em que não há impacto de k_1 e k_2 – e para curtos-circuitos monofásicos considerando a segunda premissa de cálculo dos parâmetros, percebe-se que a impedância vista assume valores exatamente iguais à impedância de sequência positiva da linha de transmissão até um determinado ponto, a partir do qual ela é deslocada no diagrama R - X .

Ao plotar o caso 2 de uma das Figuras 6.23 de forma mais conveniente (ver Figura 6.24) – mostrando apenas a impedância de sequência positiva da linha e a impedância vista pelo relé para defeitos internos –, percebe-se que o fenômeno de deslocamento ocorre para defeitos em

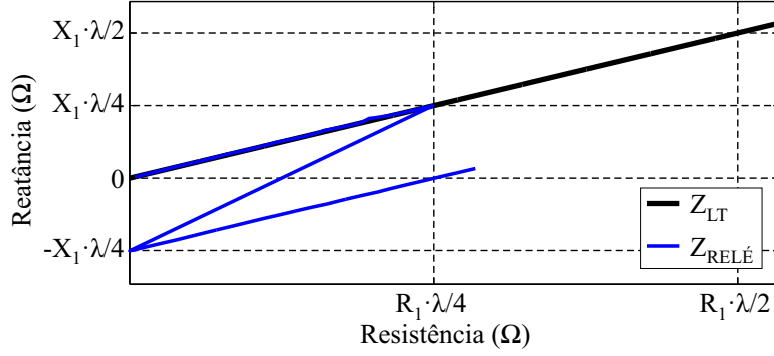


Figura 6.24: Impedância de sequência positiva da linha $\lambda/2^+$ e impedância vista pela unidade AT da proteção de distância não-convencional para defeitos internos considerando k_1 e k_2 calculados para a localização exata do curto-circuito.

localizações superiores a $\lambda/4$ km e que o deslocamento pode ser representado por uma impedância erro igual a $Z_{erro} = R_1\lambda/4 + jX_1\lambda/2$. Com isso, conclui-se que a formulação alternativa da proteção de distância proposta por Xu *et al.* (2008) não pode ser aplicada diretamente a linhas de transmissão com comprimento maior que aproximadamente 1200 km, já que resulta em erros grosseiros para defeitos ocorridas após esse ponto. Para adequar a formulação às linhas de transmissão $\lambda/2^+$, é necessário identificar variáveis capazes de indicar que uma dada impedância calculada pelo relé está deslocada (identificar quando $d \geq \lambda/4$) e somar a ela a impedância Z_{erro} .

6.5.5 Método de correção proposto

O método de identificação e correção do deslocamento da impedância proposto se baseia na análise da impedância corrigida Z_{mn}^* em pu, a qual pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$Z_{mn}^{pu} = \frac{Z_{mn}^*}{Z_1} = \frac{Z_{mn}^*}{(R_1 + jX_1)L} = \Re\{Z_{mn}^{pu}\} + j\Im\{Z_{mn}^{pu}\}, \quad (6.7)$$

na qual L é o comprimento da linha $\lambda/2^+$.

Avaliando essa grandeza, observou-se que, para curtos-circuitos francos em linhas convencionais, $\Re\{Z_{mn}^{pu}\}$ é um valor equivalente à distância normalizada entre o relé e o ponto de defeito e $\Im\{Z_{mn}^{pu}\}$ é um valor desprezível. Porém, para as linhas com pouco mais de meio comprimento de onda, notou-se que os valores de $\Re\{Z_{mn}^{pu}\}$ e $\Im\{Z_{mn}^{pu}\}$ apresentam um deslocamento Δr e Δi , respectivamente, para defeitos a distâncias maiores que $\lambda/4$ km do relé, conforme apresentado na Figura 6.25. Uma vez que tal comportamento seja devido ao deslocamento Z_{erro} , é possível

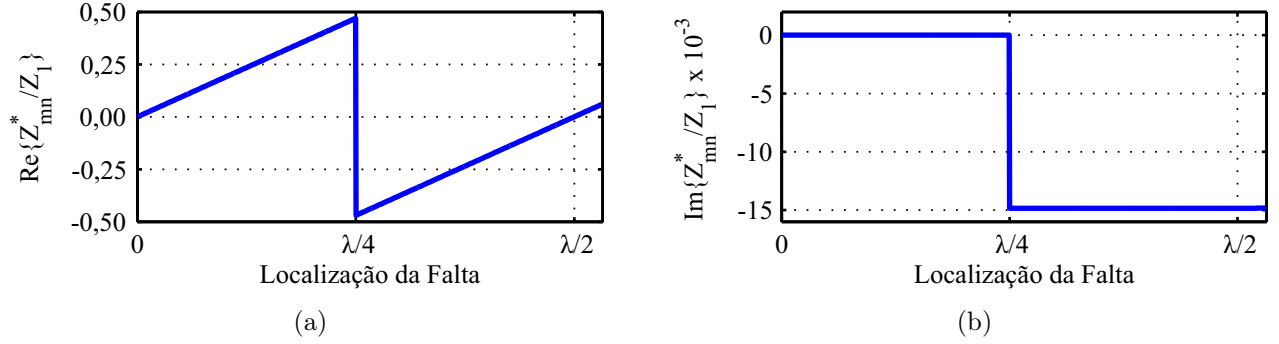


Figura 6.25: Partes (a) real e (b) imaginária da impedância corrigida em pu vista por uma das unidades de proteção de distância não-convencional para curtos-circuitos ao longo das linhas MA , AB e BJ .

obter os valores de Δr e Δi analiticamente:

$$Z_{erro}^{pu} = \frac{Z_{erro}}{Z_1} = \frac{\frac{\lambda}{2} \left(\frac{R_1^2}{2} + X_1^2 \right)}{(R_1^2 + X_1^2) L} + j \frac{\frac{\lambda}{4} (R_1 \cdot X_1)}{(R_1^2 + X_1^2) L} = \Delta r + j \Delta i . \quad (6.8)$$

De posse dos valores de Δr e Δi , foi elaborada uma estratégia para correção da impedância vista pelo relé de distância não-convencional, a qual consiste no seguinte conjunto de regras:

$$Z_{mn}^{**} = \begin{cases} Z_{mn}^*, & \text{se } |\Im\{Z_{mn}^{pu}\}| < 0,5 \cdot \Delta i \\ Z_{mn}^* + Z_{erro}, & \text{se } |\Im\{Z_{mn}^{pu}\}| \geq 0,5 \cdot \Delta i \end{cases} \quad (6.9)$$

onde Z_{mn}^{**} é a impedância aparente final a ser analisada pelo sistema de proteção de distância.

A aplicação do método de correção proposto aos casos considerados resultam nas impedâncias apresentadas na Figura 6.26 para qualquer tipo de defeito. Percebe-se que o deslocamento é corrigido da forma prevista, fazendo com que a impedância vista pelo relé passe a ser exatamente igual à impedância de sequência positiva da linha.

6.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Os resultados apresentados indicam que a função de distância tradicional não é capaz de garantir segurança e confiabilidade à proteção de linhas de transmissão $\lambda/2^+$. Além disso, foi mostrado que as proteções de distância de linhas adjacentes também podem ser comprometidas pelo comportamento incomum das grandezas de tensão e corrente durante defeitos internos à linha $\lambda/2^+$, podendo causar atuações indevidas. Em todas as análises, foi considerado uma proteção *standalone* e uma característica auto-polarizada. Sabe-se que, utilizando esquemas de teleproteção e características polarizadas (ou mesmo adaptativas), alguns resultados poderiam

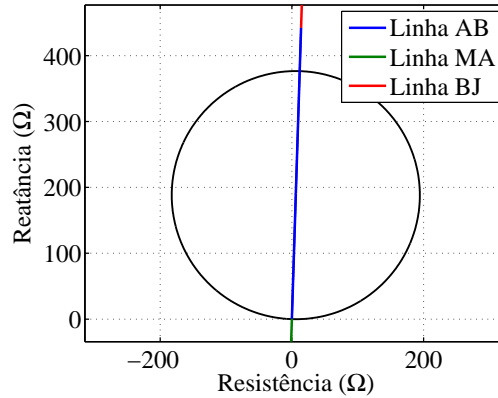


Figura 6.26: Impedâncias aparentes vistas por um relé de distância na Barra *A* para qualquer tipo de defeito ao longo da linha $\lambda/2^+$ considerando a formulação não-convencional acrescentada do método proposto para identificação e correção do deslocamento indesejado.

ser melhorados. Contudo, o objetivo deste Capítulo foi apresentar a problemática de um modo geral e, ao fazer considerações mais básicas, o entendimento e análise dos resultados foi facilitado.

Também foi abordado neste Capítulo a formulação e aplicação de uma proteção de distância alternativa, fundamentada no modelo de linha de transmissão π -exato. Mostrou-se que, com adaptações, é possível que ela possa ser utilizada na proteção de linhas $\lambda/2^+$. No entanto, ainda é necessário desenvolver uma solução prática para uso adequado dos parâmetros k_1 e k_2 e validar o método de identificação e correção dos deslocamentos de forma exaustiva.

Por fim, mostrou-se que algoritmos de seleção de fases – essenciais para o bom funcionamento da proteção – não apresentam resultados adequados quando aplicados a sinais de curtos-circuitos em linhas $\lambda/2^+$. Dessa forma, esquemas de religamento monopolar podem se tornar inviáveis e a própria função de distância fica comprometida.

CAPÍTULO 7

LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS

7.1 LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os curtos-circuitos em linhas de transmissão podem ser classificados em dois tipos básicos: temporários e permanentes. Os defeitos temporários são aqueles provocados por descargas atmosféricas, queimadas, dejetos de pássaros, vegetação sob a linha, dentre outros. Os permanentes são aqueles provocados por rompimento de condutores, quebra de isoladores, queda de torres, entre outros. No caso de defeitos permanentes, é necessária uma ação humana para identificar a causa, removê-la e retornar a linha para operação, o que pode tomar um tempo significativo. Por outro lado, a legislação vigente e a própria sociedade está cada vez mais exigente quanto aos requisitos de continuidade do serviço. Na legislação brasileira, por exemplo, a receita de um agente de transmissão é diretamente proporcional ao tempo em que seus ativos ficam disponíveis para o sistema e, no caso de um desligamento não-programado – como aqueles ocasionados por incidência de curto-circuito –, para cada minuto efetivo que a linha permanece fora de operação, são descontados 150 minutos de sua disponibilidade mensal para efeitos de faturamento (ANEEL, 2007; ANEEL, 2012). A fim de maximizar suas receitas, as concessionárias têm investido em dispositivos para localização de defeitos, culminando na redução do tempo de reparo das linhas de transmissão pelas equipes de manutenção e conseqüente melhora nos índices de continuidade de serviço.

No caso de uma linha $\lambda/2^+$, varrer toda sua extensão em busca da causa de um curto-circuito permanente pode tomar um tempo excessivo, de forma que a disponibilidade de uma boa estimativa da sua localização é imprescindível. Isso motivou a avaliação do desempenho de algoritmos clássicos de localização de defeitos nesta solução. Em geral, os algoritmos de localização de defeitos são classificados em três principais categorias (SAHA *et al.*, 2010): métodos baseados em ondas viajantes (LEE; MOUSA, 1996; SPOOR; ZHU, 2006), métodos baseados em inteligência artificial (CHEN; MAUN, 2000; TAWFIK; MORCOS, 2001) e métodos basea-

dos em componentes fundamentais (TAKAGI *et al.*, 1982; APOSTOLOPOULOS; KORRES, 2010; IZYKOWSKI *et al.*, 2010; JOHNS; JAMALI, 1990; HE *et al.*, 2011; GIRGIS *et al.*, 1992; TZIOUVARAS *et al.*, 2001; PRESTON *et al.*, 2011). Os métodos baseados em ondas viajantes são considerados por muitos como os mais precisos, mas, via de regra, eles precisam de altas taxas de amostragem para analisar corretamente os transitórios de curto-circuito, o que requer uma configuração de hardware mais cara e robusta. Métodos baseados em inteligência artificial, como redes neurais, lógica nebulosa (ou lógica *fuzzy*) e algoritmos genéticos, são capazes de localizar curtos-circuitos de forma precisa até mesmo em sistemas de distribuição, onde os algoritmos convencionais normalmente falham. Entretanto, estes métodos possuem aplicação restrita em campo, principalmente por consistirem em técnicas complexas com alto esforço computacional associado e serem bastante dependentes das características do sistema, demandando ajustes a cada alteração topológica ao seu redor na maioria das vezes. Os métodos baseados em componentes fundamentais, por outro lado, são os mais utilizados nas concessionárias, já que são ao mesmo tempo simples e precisos, além de demandar um baixo esforço computacional (LOPES, 2014).

Considerando os métodos baseados em componentes fundamentais, dentre os encontrados na literatura estão aqueles baseados no modelo de linha a parâmetros concentrados e que ignoram a capacitância em derivação em sua formulação (TAKAGI *et al.*, 1982; GIRGIS *et al.*, 1992; TZIOUVARAS *et al.*, 2001; PRESTON *et al.*, 2011), o que é um pressuposto válido para linhas curtas e que reduz a complexidade dos cálculos, reduzindo o esforço computacional. No entanto, a medida que o comprimento da linha aumenta, o erro na localização de defeito estimada passa a ser significativo e atinge um patamar intolerável para linhas com comprimento da ordem de $\lambda/2^+$. Nesse contexto, sabe-se que os métodos baseados no modelo de linhas a parâmetros distribuídos, que levam em conta a capacitância em derivação da linha, oferecem alta precisão na localização de defeitos para linhas longas (APOSTOLOPOULOS; KORRES, 2010; IZYKOWSKI *et al.*, 2010; JOHNS; JAMALI, 1990; HE *et al.*, 2011). De toda forma, esses algoritmos foram projetados, até então, para linhas com no máximo poucas centenas de quilômetro, de modo a não haver garantia que eles apresentem bons resultados para linhas $\lambda/2^+$, cujas características são bastante diferentes daquelas observadas em linhas de tamanho convencional, conforme apresentado nos Capítulos anteriores.

Diante do exposto, este Capítulo traz uma avaliação com respeito ao desempenho de métodos clássicos de localização de defeitos aplicados em linhas $\lambda/2^+$, mostrando que todos os algoritmos falham na identificação correta do ponto de defeito para linhas com comprimento superior a um quarto de comprimento de onda (aproximadamente 1250 km em 60 Hz), mesmo que a capacitância em derivação seja levada em conta na formulação. Em seguida, um novo algoritmo de localização de defeitos é apresentado e validado para um grande número de casos simulados no programa ATP, se mostrando muito preciso e confiável para identificar a localização de defeitos em linhas de qualquer comprimento.

7.2 LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM LINHAS COM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

O desempenho de algoritmos de localização de defeitos em linhas $\lambda/2^+$ foi avaliado por meio da análise dos resultados apresentados por cinco métodos de dois terminais disponíveis na literatura e propostos por Johns & Jamali (1990); He *et al.* (2011); Girgis *et al.* (1992); Tziouvaras *et al.* (2001) e; Preston *et al.* (2011), que são referenciados como M1, M2, M3, M4 e M5, respectivamente. A localização do defeito estimada por cada algoritmo foi obtida para casos de curtos-circuitos internos à linha $\lambda/2^+$ do sistema descrito no Apêndice A. De forma a evitar a influência dos erros decorrentes do processo de estimação dos fasores, conforme apresentado no Capítulo 5, todas as análises são realizadas com base na saída de regime permanente do ATP, de modo que parte-se do pressuposto que o fasor é obtido de forma correta. Para mensurar o desempenho dos algoritmos, definiu-se o erro percentual na localização estimada ϵ como:

$$\epsilon = \frac{|d - d_{est}|}{\ell} \times 100, \quad (7.1)$$

onde d é a localização efetiva do defeito, d_{est} é a localização estimada pelos algoritmos e ℓ é o comprimento total da linha de transmissão.

A localização de defeito estimada por cada algoritmo e o erro percentual apresentado por cada um deles pode ser visto nas Figuras 7.1(a) e 7.1(b), respectivamente, para curtos-circuitos monofásicos francos na fase A ao longo da linha. Nas Figuras 7.2(a) e 7.2(b), são apresentados resultados para a incidência de curtos-circuitos trifásicos francos ao longo da linha. Percebe-se que a utilização de qualquer dos métodos avaliados leva a erros nas localizações estimadas

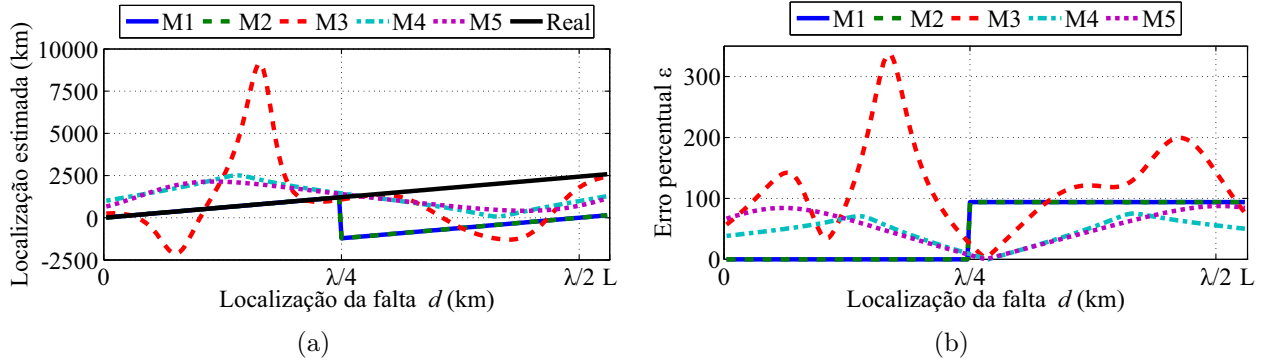


Figura 7.1: Algoritmos de localização de defeitos de dois terminais aplicadas à linhas $\lambda/2^+$ para curtos-circuitos monofásicos: (a) localização de defeito estimada; (b) Erros percentuais ϵ .

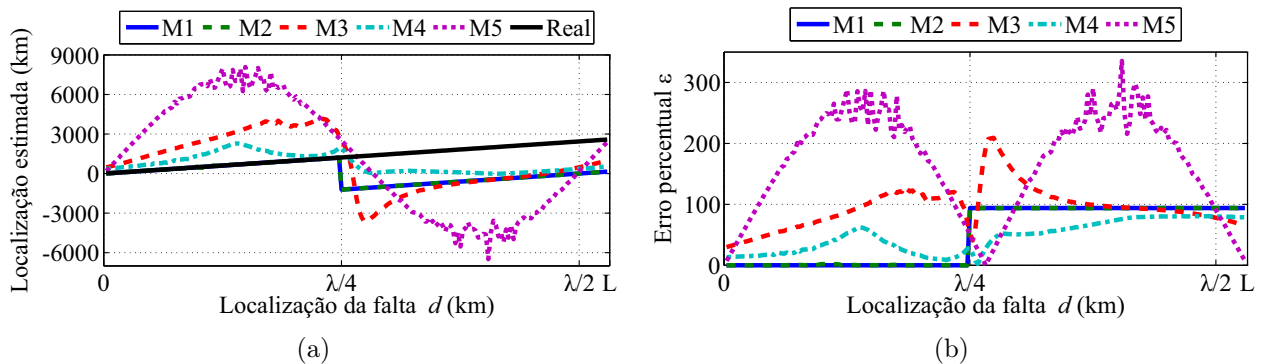


Figura 7.2: Algoritmos de localização de defeitos de dois terminais aplicadas à linhas $\lambda/2^+$ para curtos-circuitos trifásicos: (a) localização de defeito estimada; (b) Erros percentuais ϵ .

inaceitáveis quando aplicados a uma linha $\lambda/2^+$, ainda que todos eles apresentem bons desempenhos para linhas convencionais. Dentre os resultados, aqueles obtidos com os métodos M1 e M2 se destacam, uma vez que apresentam uma estimação precisa para $d \leq \lambda/4$. Esse desempenho pode ser explicado através da análise da formulação de cada algoritmo: os métodos M1 e M2 são baseados no modelo de linha com parâmetros distribuídos, enquanto os métodos M3, M4 e M5 são baseados no modelo de linha a parâmetros concentrados, omitindo a influência das capacitâncias transversais. Dessa forma, conclui-se que os erros obtidos da utilização dos métodos M3, M4 e M5 são provocados pela influência da capacitância da linha. Já os erros apresentados pelos métodos M1 e M2 para $d > \lambda/4$, são provocados pelo deslocamento angular súbito que ocorre entre as barras local e remota a partir de $\lambda/4$ nas grandezas de tensão e corrente (Figura 3.4), um fenômeno que não é levado em conta nas formulações tradicionais.

Tendo em vista que nenhum dos algoritmos clássicos de localização de defeitos avaliados apresentou resultados satisfatórios, viu-se a oportunidade de propor um novo método para localização de defeitos em linhas $\lambda/2^+$ baseando-se na formulação do algoritmo que mostrou o

melhor resultado para curtos-circuitos até $\lambda/4$. Essa proposta foi apresentada por Lopes *et al.* (2014) e sua descrição completa é apresentada na Seção seguinte.

7.3 NOVO ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS

7.3.1 Ideia geral

Para auxiliar na explanação do novo algoritmo, os resultados obtidos para o método M1 são apresentados separadamente na Figura 7.3. Como pode ser observado, para curtos-circuitos entre 0 e $\lambda/4$, a localização de defeito estimada d_{est} é muito próxima à localização real d e, para curtos-circuitos ocorridos além de $\lambda/4$, um desvio Δd se destaca. Dessa forma, a localização estimada d_{est} pode ser expressa como:

$$d_{est} = \begin{cases} \mu_d d & \text{se } 0 \leq d \leq \lambda/4, \\ \mu_d d - \Delta d & \text{se } \lambda/4 < d \leq \ell, \end{cases} \quad (7.2)$$

onde μ_d é a inclinação das curvas, conforme retratado na Figura 7.3.

Calculando os parâmetros μ_d e Δd através da análise dos resultados apresentados na Figura 7.3, obtêm-se os valores de $\mu_d \approx 1$ e $\Delta d = \frac{\lambda}{2} \approx 2435,9$ km (ver Tabela A.2). Esse desvio corresponde a um erro ϵ de aproximadamente $94\%^1$ para defeitos em pontos mais distantes que $\lambda/4$ do terminal local, como pode ser visto na Figura 7.1(b). Além disso, para curtos-circuitos entre $\lambda/4$ e $\lambda/2$, observam-se valores negativos para a localização estimada, o que pode causar a impressão de que o defeito é reverso. Por outro lado, curtos-circuitos entre $\lambda/2$ e ℓ aparentam estar próximas ao terminal local; casos que sem dúvida são os mais críticos para equipes de manutenção, já que as localizações estimadas são positivas e não parecem estar erradas.

Como o desvio Δd é o mesmo para curtos-circuitos em pontos mais distantes que $\lambda/4$, ele pode ser compensado sempre que for detectado um defeito além desse ponto. Considerando os valores obtidos para μ_d e Δd , resolvendo (7.2) para d e substituindo essa variável d pela localização estimada corrigida d^* , a estratégia de correção dos pontos de defeito incorretos toma forma:

$$d^* = \begin{cases} d_{est} & \text{se } 0 \leq d \leq \lambda/4 \\ d_{est} + \lambda/2 & \text{se } \lambda/4 < d \leq \ell \end{cases} \quad (7.3)$$

¹ $\epsilon = \frac{|d-d_{est}|}{\ell} \cdot 100 = \frac{|d-(d-\frac{\lambda}{2})|}{\ell} \cdot 100 = \frac{2435,9}{2592} \cdot 100 = 93,98\%$

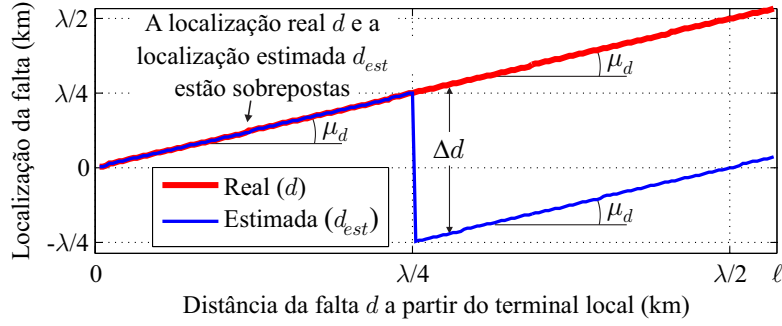


Figura 7.3: Erros na localização de defeito para métodos que consideram o efeito da capacitância em derivação da linha.

Pode ser observado que o uso de (7.3) é simples, já que a única entrada necessária é o valor de λ , que, por sua vez, depende exclusivamente dos parâmetros da linha de transmissão. Todavia, o grande desafio é identificar o trecho da linha de transmissão em que a falha ocorre, isto é, caso o curto-circuito incidente está ou não mais distante que $\lambda/4$ do terminal de referência. Esse procedimento é crucial para decidir se a localização estimada deve ser corrigida e é a ideia principal que norteia do algoritmo proposto. Assim, identificar uma variável capaz de assinalar o trecho de incidência do defeito com total confiabilidade é uma condição *sine qua non* para permitir uma estimação precisa da localização do defeito.

7.3.2 Descrição do algoritmo

O algoritmo é baseado na medição sincronizada dos dois terminais e leva em conta o modelo de linha a parâmetros distribuídos. A formulação conhecida de localização de defeitos (JOHNS; JAMALI, 1990) apresentada em (7.4) é tomada como base para o algoritmo proposto. Essa formulação não requer processos iterativos, como aquelas propostas por Apostolopoulos & Korres (2010) e He *et al.* (2011), e pode ser facilmente estendida para o uso com dados não sincronizados, de forma similar a formulação proposta por Izykowski *et al.* (2010).

$$x_L = \frac{1}{\gamma} \operatorname{atanh} \left[\frac{Z_C \hat{I}_R \sinh(\gamma \ell) - \hat{V}_R \cosh(\gamma \ell) + \hat{V}_L}{Z_C \hat{I}_L - \hat{V}_R \sinh(\gamma \ell) + Z_C \hat{I}_R \cosh(\gamma \ell)} \right], \quad (7.4)$$

na qual x_L é a distância estimada entre a localização do defeito e o terminal local da linha.

Idealmente, caso os parâmetros da linha pudessem ser especificados de forma precisa, x_L seria um número real puro, de forma que $x_L = d$ (JOHNS; JAMALI, 1990). Contudo, devido às imprecisões nos parâmetros da linha e desequilíbrios nas tensões e correntes, x_L assume valores

complexos, mas com a parte imaginária tipicamente muito pequena para linhas de tamanho convencional. Assim, a parte imaginária de x_L é desprezada e a localização estimada final d_{est} é tomada como:

$$d_{est} = \Re\{x_L\} . \quad (7.5)$$

O algoritmo é formulado em termos de componentes simétricas, de forma que é adequado para linhas tanto transpostas como não-transpostas. Sua principal vantagem é que proporciona a possibilidade de localizar defeitos em linhas convencionais ou as com comprimento superior a $\lambda/4$, sendo baseado em uma formulação tradicional que apresenta resultados sabidamente bons. O algoritmo é dividido em três estágios: seleção das grandezas de entrada; estimação da localização do defeito e; correção da localização estimada.

7.3.3 1º Estágio: seleção das grandezas de entrada

No primeiro estágio, o defeito deve ser classificado de acordo com sua simetria, que, por sua vez, define as entradas para o algoritmo proposto. Para prover uma localização de defeito confiável, grandezas de sequência positiva devem ser utilizadas no caso de curtos-circuitos simétricos (trifásicos) e grandezas de sequência negativa no caso de curtos-circuitos assimétricos (monofásicos, bifásicos e bifásicos-terra).

O detector de defeitos simétricos sugerido é aquele proposto por Apostolopoulos & Korres (2010), que se baseia no princípio da proteção diferencial de corrente, avaliando as correntes de operação, I_{op} , e restrição, I_{rt} . Devido à inversão natural do ângulo das correntes entre os terminais de uma linha $\lambda/2^+$, o sinal da corrente no terminal remoto deve ser corrigido, uma vez que ele é invertido em relação ao que seria observado em linhas convencionais. Esse procedimento resultou em uma detecção correta da simetria do curto-circuito na grande maioria dos casos avaliados. Vale ressaltar que o detector é usado apenas para identificar se o curto-circuito é simétrico, não provendo uma seleção de fases. O fluxograma desse detector de defeitos simétricos sugerido é apresentado na Figura 7.4, onde os índices a , b e c representam a fase da linha de transmissão, SLP representa a inclinação da característica diferencial (para este trabalho, foi considerado $SLP = 0,45$) e a variável lógica F_{FS} indica a ocorrência de um curto-circuito simétrico.

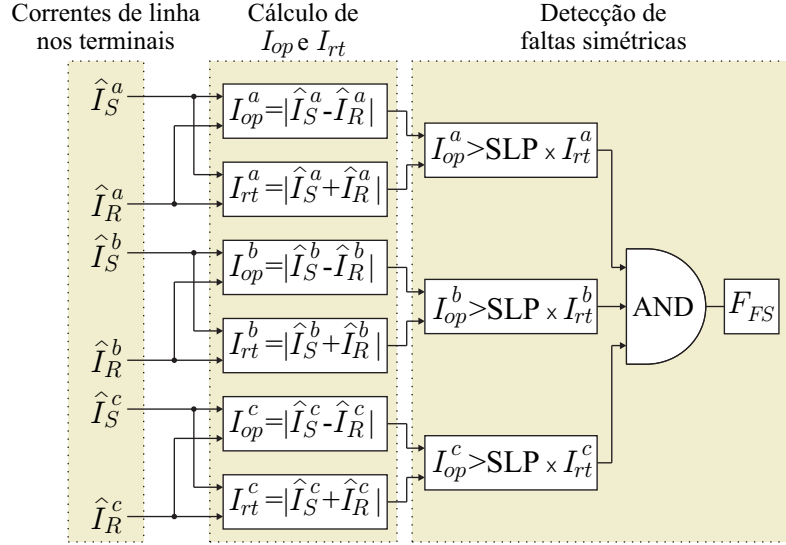


Figura 7.4: Detector de defeitos simétricos implementado.

Percebe-se que F_{FS} só assume um valor lógico alto quando I_{op} é maior que $SLP \times I_{rt}$ em todas as três fases. Nesses casos, o defeito é identificada como simétrica e as grandezas de sequência positiva serão usadas no algoritmo de localização de defeitos. Caso contrário, o defeito é classificado como assimétrico e as grandezas de sequência negativa são utilizadas.

7.3.4 2º Estágio: estimação da localização do defeito

No segundo estágio, a localização do defeito é obtida através da aplicação direta de (7.4). Contudo, para obter informações adicionais, é proposto que se faça uma alternância do terminal de referência, de forma que (7.4) seja aplicada duas vezes: uma considerando o terminal local como referência e outra considerando o terminal remota como referência. Esse procedimento leva a duas estimações do ponto de defeito: x_L e x_R , que representam a distância do defeito em relação ao terminal local e remoto, respectivamente. Como referência, o termo x_R pode ser calculado através da inversão da posição das grandezas de cada terminal em (7.4):

$$x_R = \frac{1}{\gamma} \operatorname{atanh} \left[\frac{Z_C \hat{I}_L \sinh(\gamma \ell) - \hat{V}_L \cosh(\gamma \ell) + \hat{V}_R}{Z_C \hat{I}_R - \hat{V}_L \sinh(\gamma \ell) + Z_C \hat{I}_L \cosh(\gamma \ell)} \right] \quad (7.6)$$

7.3.5 3º Estágio: correção da localização estimada

A partir de (7.3), mostrou-se que a identificação de variáveis que indiquem com total confiabilidade o trecho de incidência do defeito é essencial para se obter sua localização precisa

quando se trata de linhas $\lambda/2^+$. Essa identificação é feita através da análise das variáveis d_{est} , $\Im\{x_L\}$ e $\Im\{x_R\}$, obtidas no estágio anterior.

Em princípio, a proposta de alternância do terminal de referência pode parecer suficiente para identificar o trecho de incidência do defeito, o que não é verdade. Na Figura 7.5(a), são apresentadas as partes reais das variáveis x_L e x_R – que representam a localização do defeito estimada – para os casos de curtos-circuitos monofásicos considerados na Seção 7.2. Percebe-se que é fácil identificar que defeitos localizadas entre $\lambda/4$ e $\lambda/2$ do terminal de referência requerem correção, já que apresentam uma localização estimada negativa. Contudo, só com essa informação não é possível diferenciar defeitos que ocorrem entre 0 e $\ell - \frac{\lambda}{2}$ de defeitos que ocorrem entre $\frac{\lambda}{2}$ e ℓ . Em ambos os casos, o resultado é positivo e indica um defeito próximo ao terminal de referência.

Conforme discutido na Seção 7.3.2, para linhas de transmissão com poucas centenas de quilômetros, $\Im\{x_L\}$ e $\Im\{x_R\}$ são pequenos e podem ser desprezados (JOHNS; JAMALI, 1990). Entretanto, para linhas com comprimento superior a um quarto de comprimento de onda – como a linha $\lambda/2^-$, esse pressuposto não é válido. De fato, conforme apresentado na Figura 7.5(b), $\Im\{x_L\}$ e $\Im\{x_R\}$ assumem valores significativos quando da incidência de defeitos em pontos mais distantes que $\lambda/4$ do terminal de referência. A combinação deste recurso com a estimativa inicial da localização do defeito pode ser usada para identificar com total confiabilidade o trecho de incidência do defeito através do seguinte conjunto de regras:

se $d_{est} < 0$ **então**

$$d^* = d_{est} + \lambda/2$$

senão se $0 \leq d_{est} \leq \ell - \lambda/2$ **então**

se $\Im\{x_L\} \geq \Im\{x_R\}$ **então**

$$d^* = d_{est}$$

senão

$$d^* = d_{est} + \lambda/2$$

fim se

senão

$$d^* = d_{est}$$

fim se

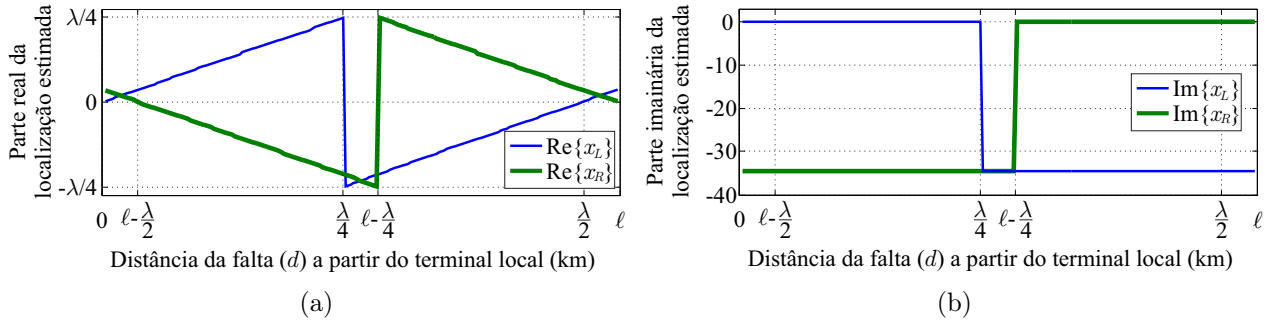


Figura 7.5: Localizações de defeitos estimadas x_L e x_R : (a) Parte real $\Re\{x_L\}$ e $\Re\{x_R\}$; (b) Parte imaginária $\Im\{x_L\}$ and $\Im\{x_R\}$.

7.4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A avaliação de desempenho do algoritmo proposto foi realizado através de extensivas simulações de curtos-circuitos ao longo da linha $\lambda/2^+$ descrita no Apêndice A usando o *software* ATP. Foram considerados os modelos de linha perfeitamente transposta e linha com 16 ciclos de transposição. Primeiro, diferentes localizações de defeito, resistências de defeito, tipos de curto-circuito e condições de carregamento do sistema foram utilizados nas simulações. Os valores utilizados para estas variáveis, que resultam num total de 39.800 casos² para cada esquema de transposição da linha são resumidos na Tabela 7.1. Em seguida, para avaliar a influência do fator de potência no carregamento no algoritmo proposto, curtos-circuitos AT, BC, BCT e ABC francas foram aplicadas a linha $\lambda/2^+$, considerando-se um carregamento de pré-defeito variando de $0,25P_C$ a $2P_C$ em passos de $0,25P_C$ e fatores de potência iguais a $-0,1$, $-0,2$, $-0,3$, \dots , $-0,9$, 1 , $0,9$, $0,8$, $0,7$, \dots , $0,1$ para as localizações de defeito apresentadas na Tabela 7.1.

A Figura 7.6 retrata a média do erro percentual ϵ para cada ponto de defeito considerando todas as resistências de defeito e condições de carregamento, para cada tipo de curto-circuito, após a aplicação do algoritmo proposto. Percebe-se que os erros médios para a linha perfeitamente transposta não ultrapassam algumas centenas de metros e aqueles obtidos para a linha transposta não excedem alguns poucos quilômetros. Comparando os resultados obtidos com aqueles apresentados pelos métodos M1 e M2 (Figura 7.1(b)), observa-se que o algoritmo proposto fornece uma solução adequada para corrigir os erros de localização de defeitos que surgem para curtos-circuitos entre $\frac{\lambda}{4}$ e ℓ .

²Da tabela 7.1: 199 localizações do curto-circuito \times 5 resistências de defeito \times 10 tipos de defeito \times 4 perfis de carregamento = 39.800 casos.

Tabela 7.1: Variáveis considerada nas simulações de defeitos.

Variável de simulação	Valores escolhidos
Localização do defeito (% de ℓ)	0,5, 1,0, 1,5, ..., 98,5, 99,0 e 99,5
Resistência de defeito (Ω)	0, 30, 60, 90 e 120
Tipo de curto-circuito	AT-BT-CT-AB-AC-BC ABT-ACT-BCT-ABC
Carregamento ($\times P_c$)	0,5, 1,0, 1,5 e 2,0

Para realizar uma avaliação mais detalhada dos resultados, os *boxplots* dos valores de ϵ são apresentados na Figura 7.7 para a linha perfeitamente transposta e transposta. Este tipo de gráfico permite a representação da distribuição de um conjunto de dados em formato visual por meio de cinco indicadores: o valor máximo, representado pela cauda superior; o quartil superior (percentil 75), representado pelo limite superior da caixa; a mediana (percentil 50), representada pela linha intermediária da caixa; o quartil inferior (percentil 25), representado pelo limite inferior da caixa; e o valor mínimo, representado pela cauda inferior. O quartil superior, a mediana e o quartil inferior representam, respectivamente, o erro máximo verificado em 75%, 50% e 25% dos casos analisados. Por exemplo, pode-se observar um quartil superior com valor de aproximadamente 0,1% na Figura 7.7(b), indicando que, em 75% dos casos avaliados com a linha transposta, os valores de ϵ são menores que 0,1%.

Pode-se perceber que, mesmo nos piores casos, a localização de defeito estimada obtida a partir do algoritmo descrito apresentou erros inferiores a dois ou três vãos de torre (normalmente em torno de 300 a 500 m (LEE; MOUSA, 1996)). Para a linha perfeitamente transposta, o erro médio e o desvio padrão foram de aproximadamente 18 m e 17 m, respectivamente. Por outro lado, para a linha transposta, o erro médio foi em torno de 1,83 km e o desvio padrão de 1,77 km.

Por fim, a Figura 7.8 apresenta a média de ϵ em função de diferentes condições de carregamento e fatores de potência para a linha transposta e perfeitamente transposta. Pode ser observado que os maiores erros ocorrem para os carregamentos e/ou fatores de potência mais baixos. Nos piores casos, os erros médios não excederam 0,0007% (≈ 18 m) e 0,18% ($\approx 4,7$ km) para a linha perfeitamente transposta e a transposta, respectivamente. Assim, pode-se concluir que o algoritmo proposto é quase insensível a variações no factor de potência, independentemente do carregamento na linha monitorada.

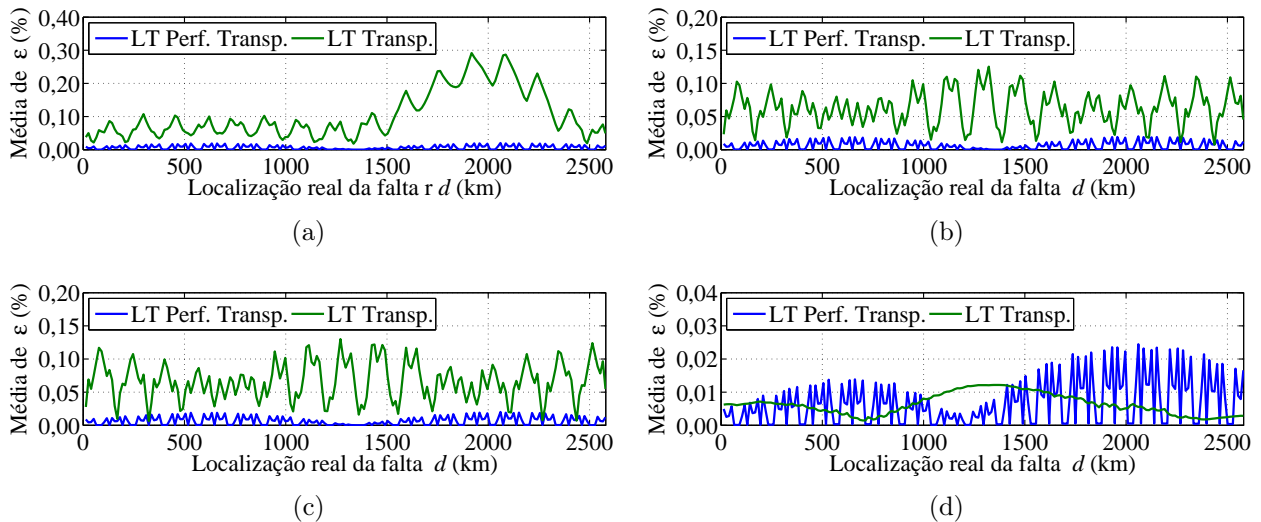


Figura 7.6: Valor médio do erro percentual ϵ para diferentes tipos de curto-circuito: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

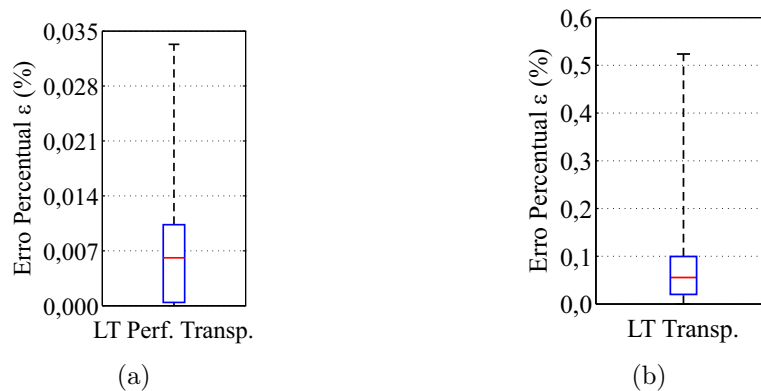


Figura 7.7: *Boxplots* do erro percentual ϵ considerando todos os casos simulados para: (a) linha perfeitamente transposta; (b) linha transposta.

7.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste Capítulo, mostrou-se que algoritmos de localização clássicos baseados em impedância não são capazes de localizar defeitos de forma adequada em linhas $\lambda/2^+$, mesmo quando o efeito da capacitância das linhas é levado em conta. Com base nos estudos desenvolvidos, um novo algoritmo para localização de defeitos em linhas com comprimento superior a um quarto de comprimento de onda foi descrito. O algoritmo é baseado na análise de componentes simétricas durante um curto-circuito e é implementado por meio de rotinas inovadoras aplicadas em conjunto com uma formulação clássica de um método de localização de defeitos de dois terminais, que é baseado no modelo de linhas com parâmetros distribuídos.

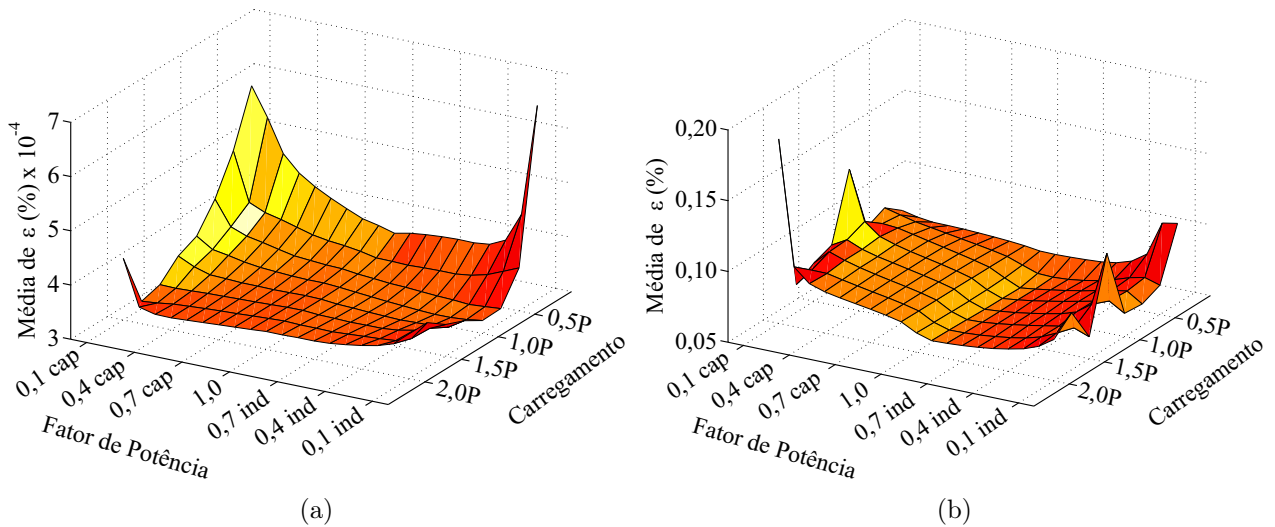


Figura 7.8: Erro médio de localização de defeitos para diferentes fatores de potência e condições de carregamento: (a) linha perfeitamente transposta; (b) linha transposta.

O esforço computacional do algoritmo é relativamente baixo, já que as rotinas não envolvem processos iterativos e só dependem das medições sincronizadas dos terminais da linha e de seus parâmetros eletromagnéticos. De um modo geral, o algoritmo proposto é uma extensão de métodos que se baseiam no modelo de linha a parâmetros distribuídos (JOHNS; JAMALI, 1990; IZYKOWSKI *et al.*, 2010; HE *et al.*, 2011), permitindo que eles sejam usados para localizar defeitos em linhas $\lambda/2^+$.

O desempenho do algoritmo foi testado para um grande número de casos, atestando que ele não é significativamente influenciado pelo carregamento da linha, característica do defeito ou esquema de transposição, tendo apresentado bons resultados na grande maioria das situações e se mostrado adequado para localizar defeitos em linhas com comprimento superior a $\frac{\lambda}{4}$, como linhas $\lambda/2^+$. Ainda assim, fica a ressalva de que toda as formulações e análises foram realizadas partindo-se do pressuposto que os fasores na frequência fundamental foram obtidos de forma correta, o que pode ser mais um desafio, conforme apresentado no Capítulo 5

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES

Esta Dissertação apresentou uma análise sobre os principais aspectos dos sistemas de proteção de uma linha de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda, visando determinar a viabilidade do uso de funções disponíveis em relés comerciais ou na literatura para sua operação confiável e segura. Tendo em vista a importância da transmissão de energia a longas distâncias no país e no mundo e considerando que a transmissão CA em pouco mais de meio comprimento de onda vem se mostrando como uma alternativa viável em termos técnicos e econômicos, a avaliação de desempenho dos esquemas de proteção nessa tecnologia era um tópico que se mostrava carente em seu estado da arte. Este trabalho mostrou que as principais funções de proteção e algumas alternativas disponíveis na literatura não são capazes de fornecer um esquema de proteção confiável e seguro para esse tipo de linha, trazendo uma contribuição apreciável a este tema de pesquisa.

No Capítulo 2, foi realizado um levantamento a cerca do estado da arte da transmissão $\lambda/2^+$. Mostrou-se que os primeiros trabalhos relacionados ao tema foram desenvolvidos na antiga URSS por volta da década de 1940 e de onde há inclusive relatos de um ensaio com transmissão de energia utilizando linhas do sistema elétrico existente. Trabalhos publicados nas décadas seguintes ao longo do mundo apresentaram questões como uma análise comparativa entre linhas $\lambda/2^+$ naturais e sintonizadas através de compensação, consideração do efeito Corona na modelagem, principais desafios operativos, entre outros. No Brasil, os trabalhos de maior relevância relacionados ao tema começaram a ser apresentados no início da década de 1990, nos quais diversos aspectos operacionais da solução foram avaliados. Em 2008, a ANEEL lançou duas chamadas de projetos estratégicos envolvendo a transmissão $\lambda/2^+$ e outras alternativas não convencionais de transmissão de energia que acabaram unindo universidades e empresas do setor elétrico e desencadearam uma série de trabalhos – inclusive dissertações de mestrado e teses de doutorado –, contribuindo de forma significativa ao estado da arte de linhas de

transmissão $\lambda/2^+$. Com respeito aos sistemas de proteção para essa alternativa, pode-se dizer que as publicações relacionadas a esta Dissertação foram as primeiras a proporem uma avaliação exclusiva e aprofundada em relação ao tema, sendo o primeiro trabalho apresentado no início de 2012.

No Capítulo 3, foi feita uma revisão sobre os principais conceitos referentes à modelagem de linhas de transmissão. Em seguida foram apresentados os aspectos da transmissão $\lambda/2^+$. Mostrou-se que as tensões e correntes no terminal remoto da linha refletem as do terminal local em módulo e com defasagem de 180° para qualquer condição, que o módulo da tensão no meio da linha é proporcional ao carregamento e que a corrente no meio da linha é sempre igual àquela referente a sua potência característica. Além disso, mostrou-se que não há a ocorrência de efeito *Ferranti* e que a impedância série da linha $\lambda/2^+$ é equivalente a de uma linha com poucos quilômetros, garantindo uma grande margem de estabilidade. Por fim, foi mostrado que os perfis de tensão e corrente variam muito ao longo da linha a depender do carregamento, podendo superar os valores nominais para carregamentos elevados, e que as perdas na transmissão são muito altas quando se tem um carregamento baixo. Assim, concluiu-se que é recomendado que a linha sempre opere com um carregamento próximo a sua potência característica.

No Capítulo 4, foi apresentado o comportamento das grandezas de tensão e corrente frente a curtos-circuitos em um sistema com uma linha de transmissão $\lambda/2^+$. Mostrou-se que as grandezas vistas dos terminais da linha – onde os relés de proteção estariam instalados – são bastante diferentes daquelas observadas em linhas convencionais. Para curtos-circuitos monofásicos, as mais comuns em linhas de transmissão, percebeu-se que as correntes variam muito pouco para defeitos ao longo da linha em relação às de pré-defeito e em alguns casos, as correntes de defeito chegam até ser menores que as de pré-defeito; um comportamento que inviabiliza a utilização da proteção de sobrecorrente. Para curtos-circuitos bifásicos e trifásicos, viu-se que existe um ponto de ressonância em aproximadamente 2000 km para o qual as tensões e correntes vistas na barra assumem valores muito elevados. No entanto, mostrou-se que a existência de uma resistência de defeito pode atenuar significativamente os efeitos da ressonância. Também foram apresentadas análises no domínio do tempo, nas quais se mostrou que, para curtos-circuitos trifásicos, os transitórios de curto-circuito têm um baixo coeficiente de atenuação, levando tempos elevados para perderem efeito.

No Capítulo 5, foram apresentados resultados referentes a uma avaliação de desempenho de um algoritmo de estimação de fasores aplicados a grandezas de curtos-circuitos. As análises mostraram que, a medida que o ponto de defeito se afasta da barra, podem surgir componentes inter ou sub-harmônicas amortecidas de amplitude elevada nos sinais de tensão e corrente com frequência dependente da localização do defeito e da configuração do sistema. Como a grande maioria dos relés comerciais utilizam algoritmos baseados na transformada de Fourier, que não são capazes de eliminar essas componentes, mostrou-se que o processo de estimação da componente fundamental é severamente afetado, implicando em um problema para todos os algoritmos de proteção baseados em análise fasorial.

No Capítulo 6, as análises iniciaram com uma avaliação de desempenho dos algoritmos de seleção de fases, que são essenciais para o bom funcionamento da proteção de distância. Mostrou-se que eles não apresentam resultados adequados quando aplicados a sinais de defeitos em linhas $\lambda/2^+$, o que compromete a função de distância e esquemas como o religamento monopolar. Em seguida, mostrou-se que a função de distância não é capaz de garantir segurança ou confiabilidade na proteção de linhas de transmissão $\lambda/2^+$, podendo atuar indevidamente para defeitos externos e sendo incapaz de identificar curtos-circuitos em boa parte da extensão da linha. Além disso, observou-se que a proteção de equipamentos circunvizinhos pode operar indevidamente quando da ocorrência de faltas internas à linha de meia onda. Por fim, foi apresentada a análise de desempenho de uma formulação alternativa da proteção de distância, mostrando que ela oferece resultados bastante superiores à formulação tradicional, mas que ainda é inadequada para ser aplicada diretamente a uma linha $\lambda/2^+$.

Por fim, no Capítulo 7, foi feita uma avaliação do desempenho de algoritmos de localização baseados na medição de fasores de dois terminais em linhas $\lambda/2^+$. Mostrou-se que os algoritmos de localização clássicos não são capazes de localizar defeitos de forma adequada em linhas $\lambda/2^+$, podendo apresentar error grosseiros mesmo quando o efeito da capacitância da linhas é levado em conta. Com base nos estudos desenvolvidos, um novo algoritmo para localização de defeitos em linhas com comprimento superior a um quarto de comprimento de onda foi proposto, sendo baseado na análise de componentes simétricas durante um curto-circuito e implementado por meio de rotinas inovadoras aplicadas em conjunto com uma formulação clássica de um método de localização de defeitos de dois terminais. O desempenho do algoritmo foi testado para um

grande número de casos, atestando que ele não é significativamente influenciado pelo carregamento da linha, característica do curto-circuito ou esquema de transposição, apresentando bons resultados na grande maioria deles e se mostrando adequado para se localizar defeitos em linhas com comprimento superior a $\frac{\lambda}{4}$, como linhas $\lambda/2^+$.

Analisando o comportamento, de certa forma caótico, dos sinais de tensão e corrente que seriam utilizados por um relé de proteção monitorando a linha de transmissão, acredita-se que seja possível encontrar meios de combinar funções convencionais para fazer a proteção da linha em casos pontuais. Contudo, quando se trata de proteção, há de se ter em mente as seguintes premissas básicas:

- **Confiabilidade:** a proteção sempre deve atuar para defeitos internos ao equipamento protegido.
- **Segurança:** a proteção jamais deve atuar para defeitos externos ao equipamento protegido, salvo os casos de proteção de retaguarda, que devem ser devidamente previstos e ajustados.

De fato, tais premissas desencorajam o desenvolvimento de pesquisas no sentido de utilizar tais combinações, tendo em vista que a grande maioria das funções convencionais são baseadas no pressuposto que a linha é curta, sendo inadequadas para garantir uma proteção confiável e segura do sistema.

As constatações expostas neste trabalho podem dificultar a implantação dessa tecnologia no futuro, mas não a inviabilizam. É apenas fundamental que se tome ciência que, por se tratar de uma tecnologia de transmissão não-convencional, é necessário desenvolver esquemas de proteção também não-convencionais.

8.1 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como continuação dos estudos realizados nesta Dissertação, são sugeridas as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Avaliar o desempenho das seguintes proteções aplicadas a linhas de transmissão: diferencial, comparação direcional de fases e baseada em ondas viajantes.

- Desenvolver um solução prática para uso adequado dos parâmetros k_1 e k_2 na formulação alternativa da proteção de distância.
- Avaliar o impacto da modelagem do efeito corona nos resultados apresentados.
- Avaliar a influência do acoplamento magnético em linhas de circuito duplo sobre os resultados apresentados.
- Modelar um sistema maior e avaliar a influência dos defeitos na linha $\lambda/2^+$ na proteção de outras linhas e equipamentos próximos.
- Repetir as simulações considerando o modelo dinâmico das máquinas síncronas.
- Propor um esquema de proteção confiável e seguro para linhas $\lambda/2^+$.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007*. Brasil, 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília, Brasil: ANEEL, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1687>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Chamada nº 004/2008 - Projeto Estratégico: Ensaio de transmissão de energia em linha de pouco mais de meio comprimento de onda*. Brasília, DF, 2008. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Chamada nº 005/2008 - Projeto Estratégico: Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica em longas distâncias*. Brasília, DF, 2008. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa nº 512, de 30 de outubro de 2012*. Brasil, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, USA: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.
- APOSTOLOPOULOS, C.; KORRES, G. A novel algorithm for locating faults on transposed/untransposed transmission lines without utilizing line parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010. v. 25, n. 4, p. 2328–2338, Oct. 2010. ISSN 0885-8977.
- ARAÚJO, A. E. A.; NEVES, W. L. A. *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. 1. ed. Belo Horizonte, Brasil: UFMG, 2005. ISBN 857041448X.
- CHEN, C.-S.; LIU, C.-W.; JIANG, J.-A. Application of combined adaptive fourier filtering technique and fault detector to fast distance protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006. v. 21, n. 2, p. 619–626, Apr 2006.
- CHEN, Z.; MAUN, J.-C. Artificial neural network approach to single-ended fault locator for transmission lines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2000. v. 15, n. 1, p. 370–375, Feb. 2000.
- CHO, Y.-S.; LEE, C.-K.; JANG, G.; LEE, H. J. An innovative decaying DC component estimation algorithm for digital relaying. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 2009. v. 24, n. 1, p. 73–78, Jan 2009.
- COOK, V. *Analysis of Distance Protection*. Letchworth, Hertfordshire, Inglaterra: Wiley, 1985.
- DIAS, R.; LIMA, A.; PORTELA, C.; AREDES, M. Extra long-distance bulk power transmission. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011. v. 26, n. 3, p. 1440–1448, Julho 2011.

- DIAS, R. F. da S. *Derivação ou injeção de energia em uma linha de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda por dispositivos de eletrônica de potência*. Rio de Janeiro - RJ, 2008. Tese (Doutorado).
- ELMORE, W. A. *Protective Relaying: Theory and Applications*. 2. ed. New York, USA: Marcel Dekker Inc., 2003.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *EPE-DEE-RE-049/2010-r0 - Análise técnico-econômica do sistema de transmissão em meia onda aplicado à ampliação da interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste*. Brasil, 2010.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *EPE-DEE-RE-062/2013-rev1 - Detalhamento da alternativa recomendada: Relatório R2. Expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste*. Brasil, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *EPE-DEE-RE-063/2012-rev1 - Detalhamento da alternativa recomendada: Relatório R1. Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II*. Brasil, 2013.
- FABIÁN, R. G.; TAVARES, M. C. Using of conventional relays for protecting half-wavelength transmission line from three-phase faults. 2013. Vancouver, Canada, 2013.
- FRONTIN, S. O.; ETT, G.; SAIKI, G. Y.; JARDINI, J. A.; TANNURI, J. G.; REIS, L. B.; MASUDA, M.; SANTOS, M. L.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; CASOLARI, R. P.; SOUSA, T. *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estado da arte*. Brasília, Brasil: Projeto Transmitir, 2011.
- FRONTIN, S. O.; ETT, G.; SAIKI, G. Y.; JARDINI, J. A.; TANNURI, J. G.; BASSINI, M. T.; MASUDA, M.; SANTOS, M. L.; SILVEIRA, P. O.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; CASOLARI, R. P.; NAKAI, T.; SOUSA, T.; ETT, V. *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estudos Técnicos e Econômicos*. Brasília, Brasil: Projeto Transmitir, 2012.
- GATTA, F. M.; ILICETO, F. Analysis of some operation problems of half-wave length power transmission lines. 1992. Ezulwini Valley, Suazilândia, 1992.
- GIRGIS, A.; HART, D.; PETERSON, W. A new fault location technique for two- and three-terminal lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1992. v. 7, n. 1, p. 98-107, Jan. 1992. ISSN 0885-8977.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. 5. ed. Estados Unidos: Cengage Learning, 2011. ISBN 1111425779.
- GOMES, E. C. *Utilização de linhas de transmissão semelhantes no ensaio de energização de um tronco com pouco mais de meio comprimento de onda*. Campinas - SP, 2012. Dissertação (Mestrado).
- GOMES, E. C.; TAVARES, M. C.; FLORIANO, C. A. Protection scheme for single-phase fault along a half wavelength transmission trunk using conventional relay. 2013. Vancouver, Canada, 2013.
- GOMES, E. C.; TAVARES, M. C.; JR, C. M.; MAIA, M. J. A. Análise da utilização de linhas de transmissão semelhantes no ensaio de energização de linha de um pouco mais de meio comprimento de onda. 2012. Goiânia, GO, 2012.

- GOMES, L. C. F. *Estudo da conexão da Usina de Belo Monte ao SIN através da Alternativa de transmissão em Meia Onda*. Campinas - SP, 2014. Dissertação (Mestrado).
- GU, J.-C.; YU, S.-L. Removal of dc offset in current and voltage signals using a novel fourier filter algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000. v. 15, n. 1, p. 73–79, Jan. 2000.
- GUO, Y.; KEZUNOVIC, M.; CHEN, D. Simplified algorithms for removal of the effect of exponentially decaying dc-offset on the fourier algorithm. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 2003. v. 18, n. 3, p. 711–717, Jul 2003.
- HE, Z.; MAI, R.; HE, W.; QIAN, Q. Phasor-measurement-unit-based transmission line fault location estimator under dynamic conditions. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2011. v. 5, n. 11, p. 1183–1191, 2011. ISSN 1751-8687.
- HUBERT, F. J.; GENT, M. R. Half-wavelength power transmission lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1965. v. 84, n. 10, p. 965–974, Outubro 1965.
- ILICETO, F.; CINIEMI, E. Analysis of half-wave length transmission lines with simulation of corona losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1988. v. 3, n. 4, p. 2081–2091, Outubro 1988.
- IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E.; BALCEREK, P.; FULCZYK, M.; SAHA, M. Accurate noniterative fault location algorithm utilizing two-end unsynchronized measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010. v. 25, n. 1, p. 72–80, Jan. 2010. ISSN 0885-8977.
- JOHNS, A.; JAMALI, S. Accurate fault location technique for power transmission lines. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, 1990. v. 137, n. 6, p. 395–402, Nov. 1990. ISSN 0143-7046.
- JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K. *Digital Protection for Power System (Power & Energy Series)*. 1. ed. Reino Unido: The Institution of Engineering and Technology, 1997.
- KANG, S.-H.; LEE, D.-G.; NAM, S.-R.; CROSSLEY, P. A.; KANG, Y.-C. Fourier transform-based modified phasor estimation method immune to the effect of the dc offsets. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 2009. v. 24, n. 3, p. 1104–1111, Jul 2009.
- KÜSEL, B. F. *Um Novo Algoritmo de Estimação de Fasores para a Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Brasília, DF, 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica).
- KÜSEL, B. F.; LOPES, F. V.; SILVA, K. M. e. Proteção de distância não convencional aplicada às linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda. 2013. Brasília, DF, Outubro 2013.
- KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M. e; MOLAS, E. C. Análise da estimação de fasores em sinais provenientes de faltas em linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda. 2012. Campina Grande, PB, Setembro 2012.
- KÜSEL, B. F.; SORDI, M. A. D.; SILVA, K. M. e. Avaliação do desempenho da proteção de distância aplicada às linhas de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda. 2012. Goiânia, GO, Maio 2012.

- LEE, H.; MOUSA, A. GPS travelling wave fault locator systems: investigation into the anomalous measurements related to lightning strikes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1996. v. 11, n. 3, p. 1214–1223, July 1996. ISSN 0885-8977.
- LOPES, F. V. *Localização de Falhas em Tempo Real Baseada na Teoria de Ondas Viajantes Usando Dados Não Sincronizados de Dois Terminais*. Campina Grande, PB, 2014. Tese (Doutorado).
- LOPES, F. V.; KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M. e; JR., D. F.; NEVES, W. L. A. Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength. *Electric Power Systems Research*, 2014. v. 114, p. 101–109, Setembro 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.014>>.
- MCLAREN, P. G.; MUSTAPHI, K.; BENMOUYAL, G.; CHANO, S.; GIRGIS, A.; HENVILLE, M. K. C.; KOJOVIC, L.; MARTTILA, R.; MEISINGER, M.; MICHEL, G.; SACHDEV, M. S.; SKENDZIC, V.; SIDHU, T. S.; TZIOUVARAS, D. Software models for relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2001. v. 16, n. 12, p. 238–245, Abr 2001.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasil, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. Brasil, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- NAIDOO, P.; MBUERE, B. M.; KELESITSE, G.; VENTURA, J.; MUSANDA, M. The western power corridor project - the planning for large scale hydro electric power generation and transmission across Southern Africa. 2005. Durban, África do Sul, Julho 2005.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *ONS RE 3/109/2011 - Filosofias das Proteções das Linhas de Transmissão de Tensões Iguais e Superiores a 345 kV*. Brasil, 2011.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *ONS RE 3/076/2013 - Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2012*. Brasil, 2013.
- OPPENHEIM, A. V.; SCHAFER, R. W. *Discrete-Time Signal Processing*. New Jersey, USA: Prentice-Hall, 1989.
- PAVEL, C. O. Linhas de transmissão de meio comprimento de onda. 1981. Balneário Camboriú, SC, 1981.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer Relaying for Power Systems*. 2. ed. West Sussex, UK: John Wiley & Sons Inc, 2009.
- PORTELA, C. *Contribuições de Carlos Portela à Audiência Pública 047/2008 - Parte B*. Brasília, 2008. Contribuições da 1ª Fase da Audiência Pública ANEEL 047/2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>.
- PORTELA, C.; ALVIM, M. Soluções não convencionais em ca adequadas para transmissão a distância muito longa - uma alternativa para o sistema de transmissão da amazônia. 2007. Recife, PE, Outubro 2007.

- PORTELA, C. M. Non-conventional ac solutions adequate for very long distance transmission. 2009. Belém, PA, Março 2009.
- PORTELA, C. M.; GOMES JR, S. Analysis and optimization of nonconventional transmission trunks considering new technological possibilities. 1998. Salvador, BA, Maio 1998.
- PORTELA, C. M.; TAVARES, M. C.; MORENO, G. Condicionamentos básicos da transmissão a muito longa distância. 1993. 1993.
- PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAO, H. N. R. Analysis of natural half-wave-length power transmission lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1969. PAS-88, n. 12, p. 1787–1794, Dezembro 1969.
- PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAO, H. N. R. Performance of tuned half-wave-length power transmission lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1969. PAS-88, n. 12, p. 1795–1802, Dezembro 1969.
- PRESTON, G.; RADOJEVIC, Z.; KIM, C.; TERZIJA, V. New settings-free fault location algorithm based on synchronised sampling. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2011. v. 5, n. 3, p. 376–383, 2011. ISSN 1751-8687.
- REBIZANT, W.; SZAFRAN, J.; WISZNIEWSKI, A. *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. Londres, Inglaterra: Springer, 2011.
- ROBERTS, J.; GUZMAN, A.; SCHWEITZER, E. O. *Z=V/I Does Not Make A Distance Relay*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington USA, 1993.
- ROBERTS, J. B.; SCHWEITZER III, E. O. *Fault Identification System for Use in Protective Relays for Power Transmission Lines*. 1996. U.S. Patent 5,515,227.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. Estados Unidos: PSA Publishing, 2010. ISBN 978-0984543861.
- SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E. *Fault Location on Power Networks*. London: Ed. Springer, 2010. (Power Systems). ISBN 978-1-84882-885-8.
- SANTOS, M. L. dos. *Transmissão de energia elétrica em meia-onda e em corrente contínua - Análise técnico-econômico*. São Paulo, SP, 2012. Tese (Doutorado).
- SANTOS, M. L. dos; JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; SAIKI, G. Y.; SOUSA, T.; NICOLA, G. L. C. Power transmission over long distances: Economic comparison between HVDC and half-wavelength line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014. v. 29, n. 2, p. 502–509, Abril 2014.
- SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. *Filtering for Protective Relays*. Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman, USA, 1993.
- SHCHERBAKOV, V. K.; LUKASHOV, E. S.; OL'SHEVSKIY, O. V.; PUTILOVA, A. T. *Sistemas Elétricos de Transmissão Sintonizados (em Russo)*. Novosibirsk, Rússia: Academia de Ciências da U.R.S.S - Divisão da Sibéria, 1963.
- SHIWU, X.; YANJIE, C.; WENHUA, W.; YA, W. Relay protection for half wavelength AC transmission line. 2011. Beijing, China, Outubro 2011.

- SIDHU, T. S.; ZHANG, X.; ALBASRI, F.; SACHDEV, M. S. Discrete-fourier-transform-based technique for removal of decaying dc from phasor estimates. *IEE Proceedings in Generation, Transmission and Distribution*, 2003. v. 150, n. 6, p. 745–752, Nov 2003.
- SILVA, K. M. e. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Campina Grande - Paraíba, 2009. Tese (Doutorado).
- SILVA, K. M. e; KÜSEL, B. F. DFT based phasor estimation algorithm for numerical digital relaying. *IET Electronics Letters*, 2013. v. 49, n. 6, p. 412–414, Março 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1049/el.2012.3920>>.
- SOUZA, D. J. T. de. *Análise do sistema de transmissão em meia onda integrado ao sistema interligado nacional*. Rio de Janeiro - RJ, 2011. Dissertação (Mestrado).
- SPOOR, D.; ZHU, J. G. Improved single-ended traveling-wave fault-location algorithm based on experience with conventional substation transducers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006. v. 21, n. 3, p. 1714–1720, Jun. 2006.
- STOKES-WALLER, E. *Distance Protection: Pushing the Envelope*. Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman, USA, 2006.
- TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y.; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1982. PAS-101, n. 8, p. 2892–2898, Aug. 1982. ISSN 0018-9510.
- TAVARES, M. C.; PORTELA, C. M. Proposition of a half-wave length energization case test. 2009. Kyoto, Japan, 2009.
- TAWFIK, M.; MORCOS, M. ANN-based techniques for estimating fault location on transmission lines using prony method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2001. v. 16, n. 2, p. 219–224, Apr. 2001. ISSN 0885-8977.
- TZIOUVARAS, D.; ROBERTS, J.; BENMOUYAL, G. New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines. *Seventh International Conference on (IEE) Developments in Power System Protection*, 2001. p. 395–398, 2001. ISSN 0537-9989.
- VERSHKOV, V. A.; NAKHAPETYAN, K. T.; OL'SHEVSKIY, O. V. Teste complexo de uma transmissão sintonizada em meia onda na interligação de 500 kv do sistema elétrica urss européia (em russo). *Elektrichestvo*, 1968. n. 8, 1968.
- VIDIGAL, R. F. *Análise do comportamento de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda sob diferentes condições de operação em regime permanente e durante a manobra de energização*. Campinas - SP, 2010. Dissertação (Mestrado).
- WATANABE, E. H.; PEDROSO, A. de S.; FERREIRA, A. C.; LIMA, A. C. S. de; DIAS, R. F. da S.; PAUCAR, B. C.; BARCELOS, S. L. da S. L. *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica: Meia Onda⁺ e transmissão CA segmentada*. 1. ed. Brasília, Brasil: Projeto Transmitir, 2013.
- WEDEPOHL, L. M.; MOHAMED, S. E. T. Apparent impedances of very long multiconductor transmission lines. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, 1970. v. 117, n. 7, p. 1373–1381, 1970.

- WOLF, A. A.; SCHERBATCHOV, O. V. Operação em regime permanente de linhas compensadas com características de meio comprimento de onda (em russo). *Elektrichestvo*, 1940. n. 1, 1940.
- XIANG, X. Y. Electromagnetic transient characteristic of 1000 kv half-wavelength ac transmission lines. 2010. Beijing, China, Setembro 2010.
- XU, Z. Y.; HUANG, S. F.; RAN, L.; LIU, J. F.; QIN, Y. L.; YANG, Q. X.; HE, J. L. A distance protection relay for a 1000-kV UHV transmission line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008. v. 23, n. 4, p. 1795–1804, Out 2008. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2008.919038>>.
- ZANETTA JR, L. C. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. 1. ed. São Paulo: EDUSP, 2003. ISBN 8531407559.
- ZIEGLER, G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 2. ed. Berlin, Germany: Siemens, AG, 2006.

APÊNDICE A

DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA AVALIADO

Como não existem linhas de transmissão $\lambda/2^+$ em operação, o sistema elétrico fictício apresentado na Figura A.1 foi adotado para viabilizar as simulações e análises apresentadas neste trabalho. A fim de tornar os resultados mais consistentes, todos os parâmetros do sistema elétrico utilizado foram baseados em parâmetros de sistemas reais. Para os equivalente de Thévenin, foram consideradas as potências de curto-circuito nas barras de Xingu e Nova Iguaçu 500 kV — pontos de conexão de uma futura linha em corrente contínua para integração da usina de Belo Monte ao SIN — obtidas a partir do caso base do ano de 2021 do programa ANAFAS¹ disponibilizado pela EPE. As fontes são conectadas ao sistema de transmissão através de um banco de 5 transformadores Δ -Y de 2.000 MVA cada, que elevam a tensão de 500 kV para 1000 kV. Como não existem transformadores com estas características em operação, foi considerado um valor de reatância série típico de transformadores existentes: 12% na base do transformador. De forma a possibilitar uma avaliação contínua dos sistemas de proteção para faltas externas, foi considerada a existência de linhas de transmissão de 200 km à montante – linha *MA* – e à jusante – linha *BJ* – da linha de transmissão com pouco mais de meio comprimento de onda, que possui 2592 km e conecta as barras *A* e *B*.

¹Informações sobre o programa ANAFAS podem ser obtidas em <http://www.anafas.cepel.br>.

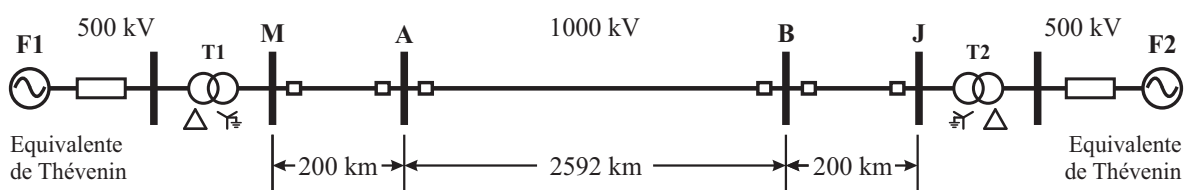
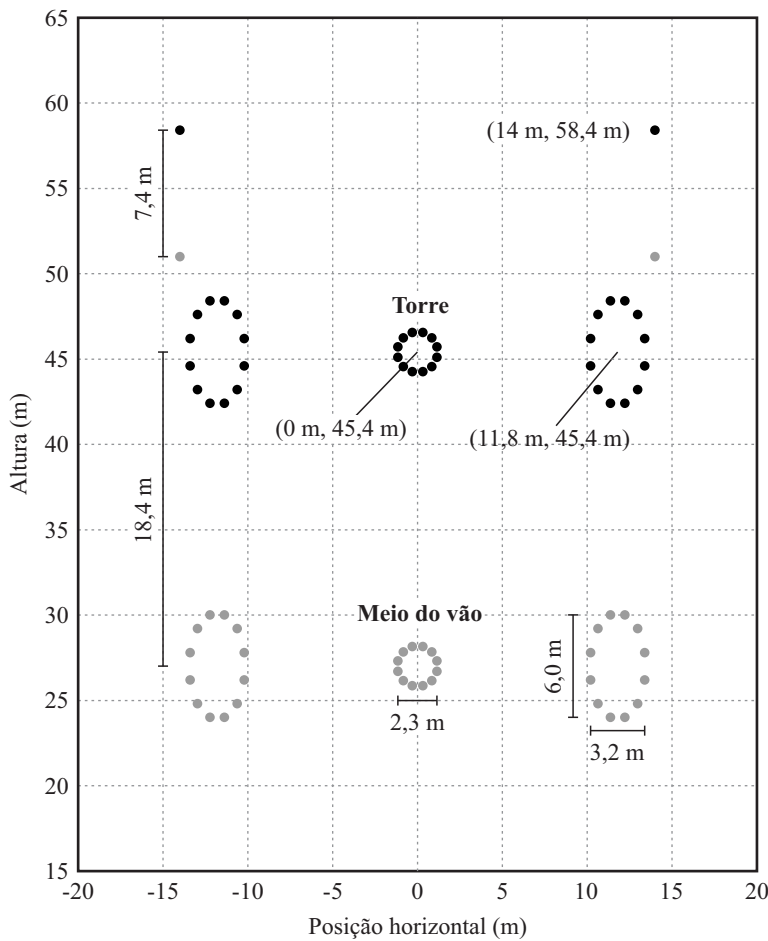


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.



N	Coordenadas (m)	
	Feixe circular	Feixe elíptico
1	(0,31 , -1,15)	(0,43 , -3,00)
2	(0,84 , -0,84)	(1,17 , -2,20)
3	(1,15 , -0,31)	(1,60 , -0,80)
4	(1,15 , 0,31)	(1,60 , 0,80)
5	(0,84 , 0,84)	(1,17 , 2,20)
6	(0,31 , 1,15)	(0,43 , 3,00)
7	(-0,31 , 1,15)	(-0,43 , 3,00)
8	(-0,84 , 0,84)	(-1,17 , 2,20)
9	(-1,15 , 0,31)	(-1,60 , 0,80)
10	(-1,15 , -0,31)	(-1,60 , -0,80)
11	(-0,84 , -0,84)	(-1,17 , -2,20)
12	(-0,31 , -1,15)	(-0,43 , -3,00)

Tabela A.1: Posição relativa dos condutores em cada feixe.

Figura A.2: Geometria da linha de transmissão utilizada nas simulações (adaptada do trabalho de Dias (2008)).

As características da linha de transmissão considerada são aquelas propostas por Dias *et al.* (2011). São utilizados 12 condutores por fase e dois cabos para-raios em uma torre de aproximadamente 60 metros de altura e 30 metros de largura, a qual foi otimizada para operar em uma tensão nominal de 1000 kV e pode transmitir até 8 GW de potência. Os parâmetros da linha foram obtidos através da execução da rotina *Line Constants* do ATP, onde foi considerada a geometria apresentada na Figura A.2 (a posição relativa dos condutores em cada feixe pode ser vista na Tabela A.1) e as seguintes premissas de projeto (DIAS, 2008):

- Condutor de fase: *Bluejay* (1113 MCM);
- Temperatura do condutor de fase: 65°;
- Cabos para-raios: EHS-3/8";
- Temperatura dos cabos para-raios: 40°;
- Resistividade do solo: 1000 Ωm ;
- Modelagem de solo homogêneo.

Os parâmetros da linha de transmissão e do sistema elétrico podem ser vistos na Tabela A.2. Para a avaliar o efeito da transposição nos resultados, a linha foi modelada de duas formas: perfeitamente transposta e; utilizando 16 ciclos de transposição de 162 km usando esquema 1/6 – 1/3 – 1/3 – 1/6 (ver Figura A.3), totalizando os 2.592 km. O arquivo ATP com a rotina *Line Constants* utilizado para as simulações é apresentado no Apêndice B.

Tabela A.2: Parâmetros do sistema

Linha de Transmissão					
<i>Impedâncias e Admitâncias</i>					
Sequência Zero			Sequência Positiva		
R_0	X_0	B_0	R_1	X_1	B_1
(Ω/km)	(Ω/km)	($\mu\text{S}/\text{km}$)	(Ω/km)	(Ω/km)	($\mu\text{S}/\text{km}$)
0,3112	1,2547	3,6301	0,0054	0,1709	9,7331
<i>Parâmetros Eletromagnéticos</i>					
$\gamma(\text{km}^{-1} \times 10^3)$			0,0206 + j1,2897		
$Z_C(\Omega)$			132,51 – j2,11		
$P_C(\text{MVA})$			7.545,64		
$v(\text{km}/\text{s})$			292.339,2		
$\lambda(\text{km})$			4871,7		
$\lambda/2(\text{km})$			2435,9		
Comprimento elétrico ($^\circ$)			191,54		
Sistema Elétrico					
<i>Impedâncias Equivalentes das Fontes</i>					
Fonte	Sequência Zero (Ω)		Sequência Positiva (Ω)		
F1	1,682 + j9,076		0,164 + j6,734		
F2	2,970 + j15,000		0,563 + j11,746		
<i>Parâmetros dos Transformadores</i>					
Transformador	X_T (%)	Tensão (kV)	Potência (MVA)		
T_1	12,0	500/1000	5 × 2000		
T_2	12,0	500/1000	5 × 2000		

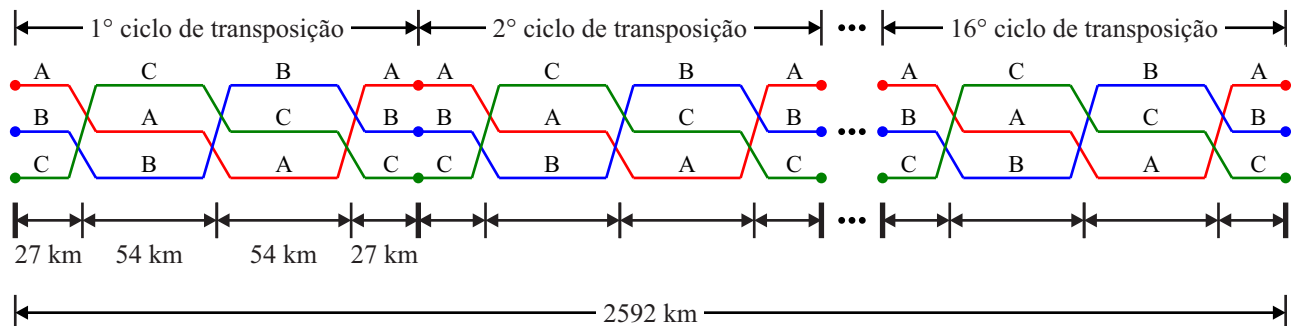


Figura A.3: Esquema de transposição da linha de transmissão: 16 ciclos de 162 km.

APÊNDICE B

ENTRADA PARA ROTINA *LINE CONSTANTS* DO ATP

No quadro abaixo, é apresentado o cartão ATP usado para se obter os parâmetros da linha de transmissão em análise neste trabalho. É feita uma chamada para a rotina *Line Constants*, para a qual são informadas a posição geométrica e parâmetros dos condutores e é solicitada uma saída considerando o modelo de linha perfeitamente transposta (Clarke) e outra considerando o modelo de linha sem transposição (K.C. Lee).

```

BEGIN NEW DATA CASE
LINE CONSTANTS
METRIC
C
C  CALCULO DE PARÂMETROS DA LT 1000 KV - Meia Onda (2592 km)
C
C  Cabos PR - EHS 3/8
C  Temperatura      SKIN      R(Ohm/km)    Diâmetro(cm)
C    40°            0.5       4.41402      0.9140
C
C  Conductor de Fase - Bluejay (1113 MCM)
C  Temperatura      SKIN      R(Ohm/km)    Diâmetro(cm)
C    65°            0.3748    0.0606914    3.19532
C
C Bundle Fase A
C P<SKIN<-RESIS>IX<-REACT><-DIAM-><HORIZ-><VTOWER><-VMID->
1.3748 .060691 4          3.1953 -12.23 42.400 24.000
1.3748 .060691 4          3.1953 -12.97 43.200 24.800
1.3748 .060691 4          3.1953 -13.40 44.600 26.200
1.3748 .060691 4          3.1953 -13.40 46.200 27.800
1.3748 .060691 4          3.1953 -12.97 47.600 29.200
1.3748 .060691 4          3.1953 -12.23 48.400 30.000
1.3748 .060691 4          3.1953 -11.37 48.400 30.000
1.3748 .060691 4          3.1953 -10.63 47.600 29.200
1.3748 .060691 4          3.1953 -10.20 46.200 27.800
1.3748 .060691 4          3.1953 -10.20 44.600 26.200
1.3748 .060691 4          3.1953 -10.63 43.200 24.800
1.3748 .060691 4          3.1953 -11.37 42.400 24.000
C Bundle Fase B
C P<SKIN<-RESIS>IX<-REACT><-DIAM-><HORIZ-><VTOWER><-VMID->
2.3748 .060691 4          3.1953  0.3100 44.250 25.850
2.3748 .060691 4          3.1953  0.8400 44.560 26.160
2.3748 .060691 4          3.1953  1.1500 45.090 26.690
2.3748 .060691 4          3.1953  1.1500 45.710 27.310
2.3748 .060691 4          3.1953  0.8400 46.240 27.840
2.3748 .060691 4          3.1953  0.3100 46.550 28.150
2.3748 .060691 4          3.1953 -0.3100 46.550 28.150
2.3748 .060691 4          3.1953 -0.8400 46.240 27.840
2.3748 .060691 4          3.1953 -1.1500 45.710 27.310
2.3748 .060691 4          3.1953 -1.1500 45.090 26.690
2.3748 .060691 4          3.1953 -0.8400 44.560 26.160
2.3748 .060691 4          3.1953 -0.3100 44.250 25.850
C Bundle Fase C
C P<SKIN<-RESIS>IX<-REACT><-DIAM-><HORIZ-><VTOWER><-VMID->
3.3748 .060691 4          3.1953 12.230 42.400 24.000
3.3748 .060691 4          3.1953 12.970 43.200 24.800

```

```

3.3748 .060691 4          3.1953 13.400 44.600 26.200
3.3748 .060691 4          3.1953 13.400 46.200 27.800
3.3748 .060691 4          3.1953 12.970 47.600 29.200
3.3748 .060691 4          3.1953 12.230 48.400 30.000
3.3748 .060691 4          3.1953 11.370 48.400 30.000
3.3748 .060691 4          3.1953 10.630 47.600 29.200
3.3748 .060691 4          3.1953 10.200 46.200 27.800
3.3748 .060691 4          3.1953 10.200 44.600 26.200
3.3748 .060691 4          3.1953 10.630 43.200 24.800
3.3748 .060691 4          3.1953 11.370 42.400 24.000
C Cabos PR
C P<SKIN<-RESIS>IX<-REACT><-DIAM-><HORIZ-><VTOWER><-VMID->
0.5000 4.41402 4          0.9140 14.000 58.400 51.000
0.5000 4.41402 4          0.9140 -14.000 58.400 51.000
BLANK - FIM DOS DADOS DE CONDUTORES
C Parâmetros de saída
C -RHO-><-FREQ--><-FCAR--><-----><-DIST-><--->I<----->M>TR
1000.0      60.0          1      1      1      0 2592.00      0      0
1000.0      60.0          1      1      1      0 2592.00      0      1 -9
$PUNCH
BLANK - FIM DOS DADOS DE CONDUTORES
BLANK - FIM DO CALCULO DE PARAMETROS DE LINHA
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK - FIM DO CASO

```

APÊNDICE C

IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE FASORES UTILIZADO NO TRABALHO

No quadro abaixo, é apresentada a implementação em MATLAB[®] do algoritmo de estimação de fasores proposto por Silva & Küsel (2013).

```
function X=MFCDFE(f,N,z)

% Modified Full Cycle Discrete Fourier Transform (SILVA, K. M.; KÜSEL, B. F.)
% Entradas: f-frequência do sistema
%           N-número de amostras por ciclo
%           z-sinal de entrada
% Saídas:   X-fasores estimados

%Inicializações
fs=N*f; %Frequência de amostragem
Ntotal=length(z); %Número de amostras no sinal
delta=2*pi/N;

buffer=zeros(1,N);
bufferFilt=zeros(1,N);
lambda=zeros(1,N);
Xre=zeros(1,N);
Xim=zeros(1,N);
X=zeros(1,N);

%Projeto do filtro Butterworth
order=1;
fc=fs/8;
[B,A]=butter(order,fc/fs);

%Filtragem do sinal
zFilt=filter(B,A,z);

for k=1:Ntotal
    %Processo de janelamento do sinal
    buffer(1)=z(k);
    buffer=circshift(buffer,[0 -1]);

    bufferFilt(1)=zFilt(k);
    bufferFilt=circshift(bufferFilt,[0 -1]);

    %Aplicando FCDFT para amostras pares e ímpares decimadas por 2
    Xeven2Re=0; Xeven2Im=0;
    Xodd2Re=0; Xodd2Im=0;
    for n=1:N/2
        Xeven2Re=Xeven2Re+(2/N)*buffer(2*n)*cos(2*n*delta);
        Xeven2Im=Xeven2Im-(2/N)*buffer(2*n)*sin(2*n*delta);
        Xodd2Re=Xodd2Re+(2/N)*buffer(2*n-1)*cos((2*n-1)*delta);
        Xodd2Im=Xodd2Im-(2/N)*buffer(2*n-1)*sin((2*n-1)*delta);
    end

    %Aplicando FCDFT para amostras pares e ímpares do sinal filtrado decimadas por 2
    Xeven2FiltRe=0; Xeven2FiltIm=0;
    Xodd2FiltRe=0; Xodd2FiltIm=0;
    for n=1:N/2
```



```

        Xeven2FiltRe=Xeven2FiltRe+(2/N)*bufferFilt(2*n)*cos(2*n*delta);
        Xeven2FiltIm=Xeven2FiltIm-(2/N)*bufferFilt(2*n)*sin(2*n*delta);
        Xodd2FiltRe=Xodd2FiltRe+(2/N)*bufferFilt(2*n-1)*cos((2*n-1)*delta);
        Xodd2FiltIm=Xodd2FiltIm-(2/N)*bufferFilt(2*n-1)*sin((2*n-1)*delta);
    end

    %Aplicando FCDFt para amostras pares e ímpares decimadas por 4
    Xeven4FiltRe=0; Xeven4FiltIm=0;
    Xodd4FiltRe=0; Xodd4FiltIm=0;
    for n=1:N/4
        Xeven4FiltRe=Xeven4FiltRe+(2/N)*bufferFilt(4*n)*cos(4*n*delta);
        Xeven4FiltIm=Xeven4FiltIm-(2/N)*bufferFilt(4*n)*sin(4*n*delta);
        Xodd4FiltRe=Xodd4FiltRe+(2/N)*bufferFilt(4*n-1)*cos((4*n-1)*delta);
        Xodd4FiltIm=Xodd4FiltIm-(2/N)*bufferFilt(4*n-1)*sin((4*n-1)*delta);
    end

    %Estimando o parâmetro lambda
    lambda(k)=(Xodd2FiltRe-2*Xodd4FiltRe)/...
        (cos(delta)*(Xeven2FiltRe-2*Xeven4FiltRe)-sin(delta)*(Xeven2FiltIm-2*Xeven4FiltIm));

    %Constantes
    a=lambda(k)*cos(delta);
    b=lambda(k)*sin(delta);
    c=2/(1-2*a+lambda(k)^2);
    d=1-a;
    e=lambda(k)^2-a;

    %Partes real e imaginária do fasor X
    Xre(k)=c*(d*Xodd2Re-b*Xodd2Im+e*Xeven2Re+b*Xeven2Im);
    Xim(k)=c*(b*Xodd2Re+d*Xodd2Im-b*Xeven2Re+e*Xeven2Im);

    %Fasor X
    X(k)=complex(Xre(k),Xim(k));
end
end

```