

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## Tese de Doutorado

# Chaveamento Controlado Aplicado ao Religamento Rápido de Linhas de Transmissão

Karcus Marcelus Colaço Dantas

Campina Grande - Paraíba - Brasil

© Karcus Marcelus Colaço Dantas, Abril de 2012

Karcus Marcelus Colaço Dantas

# Chaveamento Controlado Aplicado ao Religamento Rápido de Linhas de Transmissão

*Tese apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências do Programa de Doutorado em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D.

Orientador

Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.

Orientador

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Abril de 2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

D192c Dantas, Karcus Marcelus Colaço.

Chaveamento controlado aplicado ao religamento rápido de linhas de transmissão / Karcus Marcelus Colaço Dantas. - Campina Grande, 2012.

147 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática.

Orientadores: Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D., Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.

1. Chaveamento Controlado. 2. Extinção de Defeitos. 3. Linhas de Transmissão. 4. Sobretensões de Manobra. I. Título.


CDU- 621.3.062(043)


**CHAVEAMENTO CONTROLADO APLICADO AO RELIGAMENTO RÁPIDO DE  
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

**KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS**

Tese Aprovada em 13.04.2012

  
**WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG**  
Orientador

  
**DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc., UFCG**  
Orientador

  
**SANDOVAL CARNEIRO JÚNIOR, Ph.D., UFRJ**  
Componente da Banca

  
**JOSÉ CARLOS DE OLIVEIRA, Ph.D., UFU**  
Componente da Banca

  
**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG**  
Componente da Banca

**WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG**  
Componente da Banca (Ausência Justificada)

**CAMPINA GRANDE – PB**  
**ABRIL - 2012**



*A meu filho Arthur e minha esposa Kézia.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus acima de tudo por me conceder a oportunidade de concretizar mais uma etapa da minha vida, me iluminando e abençoando a cada passo.

Além de dedicar, agradeço a meu filho Arthur Victor, que com toda sua inocência, mesmo sem saber, é minha fonte de inspiração e de força nos momentos mais difíceis, e a minha esposa Kézia, por todo carinho, amor, dedicação e compreensão.

A meus pais Juarez e Socorro, e a minha irmã Kelly, por todo o incentivo, apoio, confiança e exemplo dado por toda vida. Sendo eles os maiores responsáveis por esta conquista.

A minha tia Cristina, por todo incentivo e carinho dado ao longo da vida, sempre almejando o meu sucesso, e a minha segunda família Florêncio, Josélia, Kéllen e Kivânia, por toda confiança e incentivo para a conclusão deste trabalho.

Aos professores Damásio Fernandes Jr. e Washington Neves pela orientação necessária ao desenvolvimento desta tese e pela contribuição em minha formação acadêmica e profissional.

Aos professores Benemar Alencar, José Carlos de Oliveira, Sandoval Carneiro Jr. e Wellington Mota pelas valiosas sugestões e contribuições dadas a este trabalho.

Aos amigos Célio, Eubis, Fabrícia, Flávio, George, Gilvan, Gustavo, José Antônio, Kleber, Paulo, Tarso e Wilker pelo companheirismo, amizade, confiança e contribuições durante todo o decorrer do doutorado.

Aos engenheiros Luiz Fonseca e Marcelo Maia pela presteza com que nos tem ajudado sempre que necessário e aos professores Edson Guedes e Genoilton Carvalho por me receberem de braços abertos no Laboratório de Alta Tensão.

Enfim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste doutorado, meus sinceros agradecimentos.

*Karcius Marcelus Colaço Dantas*

## RESUMO

Um novo método para religamento controlado de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação é proposto nesta tese. Este método baseia-se em técnicas simples para tratamento dos sinais de tensão necessários para o controle das manobras, consistindo na aplicação de transformações modais para separar as componentes de frequência contidas nos sinais sob análise. Como consequência de sua aplicação, obtém-se surtos de manobras de menor amplitude. Além disto, o método é capaz de detectar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, os quais correspondem a mais de 80% dos defeitos nas linhas de 500 e 750 kV do SIN (Sistema Interligado Nacional). Ao se empregar a abordagem proposta, evita-se que o religamento ocorra sob defeito. Após identificar a extinção deste, é possível religar a linha e minimizar o tempo morto em que esta fica fora de operação. Assim, reduz-se o tempo de recomposição do sistema, aumentando a sua confiabilidade e disponibilidade. Como aplicação desta metodologia, um dispositivo para controle de manobras de religamento de linhas de transmissão foi implementado e avaliado em um simulador digital de sistemas elétricos em tempo real, o RTDS<sup>TM</sup> (*Real Time Digital Simulator*). Adicionalmente, uma versão *offline* do método foi implementada para análises paramétricas e de sensibilidade por meio de registros oscilográficos reais e simulações digitais via EMTP (*Electromagnetic Transients Program*). Dados do SIN foram utilizados para estudo de casos e os resultados obtidos comprovam a eficiência do método em identificar a extinção de defeitos bem como em reduzir os surtos de manobras, independente dos parâmetros avaliados, a exemplo do grau de compensação da linha, da resistência de defeito e do local de sua ocorrência.

**Palavras-chave:** Chaveamento Controlado; Extinção de Defeitos; Linhas de Transmissão; Sobretensões de Manobra.

## ABSTRACT

A new method for controlled reclosing of transmission lines with shunt reactive compensation is proposed in this thesis. The method is based on simple techniques for analysis of voltage signals required to control the switching operations. It consists in applying modal transformations for separating the frequency components contained in the signals being analyzed. As a result of its application, smaller switchings surges are obtained. Moreover, the method determines the extinction time of single and double-phase to ground faults, which account for more than 80% of faults in 500 and 750 kV transmission lines at the Brazilian Power System Grid. By using the proposed approach, it is possible to prevent reclosing onto fault. After identifying the fault extinction time, it is possible to reclose the line and minimize the dead time in which it is out of service. This reduces the power system restoration time, increasing its reliability and availability. As an application of this methodology, a device to control the line reclosing was implemented and evaluated in a Real Time Digital Simulator (RTDS<sup>TM</sup>). In addition, an offline version of the method was implemented for parametric and sensitivity analyzes by means of actual oscillographic data and digital simulations using EMTP (Electromagnetic Transients Program). Data from the Brazilian Power System Grid were used to produce some case studies and the results attest the efficiency of the method to identify the fault extinction time as well as to mitigate the switchings surges, regardless of the parameters evaluated, such as the degree of line compensation, fault resistance and fault location.

**Keywords:** Controlled Switching; Fault Extinction; Switching Overvoltages; Transmission Lines.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras</b>	xiii
<b>Lista de Tabelas</b>	xxii
<b>Lista de Símbolos</b>	xxiv
<b>Lista de Abreviaturas</b>	xxviii
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Relevância da Tese . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	3
1.3 Contribuições . . . . .	3
1.4 Organização do Texto . . . . .	6
<b>Capítulo 2 – Fundamentação Teórica</b>	7
2.1 Sobretensões de Manobras . . . . .	7
2.1.1 Energização de Linhas de Transmissão . . . . .	8
2.1.2 Religamento de Linhas de Transmissão . . . . .	9
2.2 Análise do Comportamento de Cargas Residuais em Linhas de Transmissão . . . .	12
2.2.1 Abertura Trifásica . . . . .	13
2.2.2 Defeitos Fase-Terra (FT) . . . . .	15

---

2.2.3	Defeitos Fase-Fase-Terra (FFT) . . . . .	20
2.2.4	Defeitos Fase-Fase (FF) . . . . .	21
2.2.5	Defeitos Trifásicos (3F) . . . . .	22
2.3	Métodos Para Limitação de Sobretensões de Manobras . . . . .	23
2.3.1	Resistor de Pré-inserção . . . . .	23
2.3.2	Para-raios . . . . .	24
2.3.3	Chaveamento Controlado . . . . .	25
2.3.3.1	Estratégia para Energização de Linhas de Transmissão . . . . .	26
2.3.3.2	Estratégia para Religamento de Linhas de Transmissão sem Compensação . . . . .	27
2.3.3.3	Estratégia para Religamento de Linhas de Transmissão com Compensação . . . . .	28
<b>Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica</b>		<b>31</b>
3.1	Redução de Sobretensões de Manobras em LTs . . . . .	31
3.2	Métodos Para Chaveamento Controlado de LTs . . . . .	35
3.2.1	Froehlich <i>et al.</i> (1997a) . . . . .	35
3.2.2	Pilz <i>et al.</i> (2004) . . . . .	36
3.2.3	Dantas <i>et al.</i> (2008) . . . . .	36
3.2.4	Mestas <i>et al.</i> (2011a) . . . . .	37
3.2.5	Análise dos Métodos Apresentados . . . . .	38
3.3	Resumo . . . . .	39
<b>Capítulo 4 – Método Proposto</b>		<b>41</b>
4.1	Filtragem e Amostragem . . . . .	42
4.2	Identificação da Causa de Abertura da Linha . . . . .	43
4.3	Análise da Carga Residual . . . . .	44

---

4.3.1	Abertura Trifásica . . . . .	44
4.3.2	Defeitos Fase-Terra . . . . .	46
4.3.3	Defeitos Fase-Fase-Terra . . . . .	47
4.3.4	Defeitos Fase-Fase e Trifásicos . . . . .	48
4.4	Identificação da Extinção do Defeito . . . . .	48
4.4.1	Extinção de Defeitos Fase-Terra . . . . .	49
4.4.2	Extinção de Defeitos Fase-Fase-Terra . . . . .	51
4.5	Extrapolação dos Sinais . . . . .	57
4.6	Cálculo dos Instantes Apropriados Para o Religamento . . . . .	58
4.7	Lógica do SCC . . . . .	60
4.8	Acoplamento Eletromagnético . . . . .	61
<b>Capítulo 5 – Implementação e Avaliação em Tempo Real</b>		<b>63</b>
5.1	Dispositivo para Chaveamento Controlado de LTs . . . . .	63
5.2	Sistema Elétrico Modelado . . . . .	64
5.3	Análise da Extinção de Defeitos e Sobretensões . . . . .	66
5.4	Análise da Influência de TPCs . . . . .	70
5.4.1	Modelo de TPC Utilizado nas Simulações . . . . .	72
5.4.2	Resultados . . . . .	73
<b>Capítulo 6 – Análise Paramétrica e de Sensibilidade</b>		<b>78</b>
6.1	Sistema Elétrico Modelado . . . . .	79
6.2	Análise da Extinção de Defeitos e Extrapolação dos Sinais com Dados Simulados	83
6.2.1	Abertura Trifásica . . . . .	83
6.2.2	Defeitos Fase-Terra e Fase-Fase-Terra . . . . .	86
6.2.3	Defeitos Fase-Fase . . . . .	95

---

6.3	Análise do Comportamento da Carga Residual em LTs Quanto ao Esquema de Transposição . . . . .	97
6.4	Análise da Extinção de Defeitos e Extrapolação dos Sinais com Dados Reais . .	99
6.4.1	Abertura Trifásica . . . . .	99
6.4.2	Defeitos Fase-Terra . . . . .	102
6.5	Análise de Sobretensões . . . . .	107
<b>Capítulo 7 – Conclusões</b>		<b>111</b>
<b>Apêndice A – Aplicação da Matriz de Karrenbauer para Análise de Defeitos</b>		<b>115</b>
A.1	Defeitos Fase-Terra . . . . .	115
A.2	Defeitos Fase-Fase . . . . .	117
A.3	Defeitos Fase-Fase-Terra . . . . .	118
A.4	Defeitos Trifásicos sem Envolvimento da Terra . . . . .	119
A.5	Defeitos Trifásicos Envolvendo a Terra . . . . .	120
<b>Apêndice B – Ferramenta de Simulação em Tempo Real</b>		<b>121</b>
B.1	Princípio de Funcionamento e Aplicações . . . . .	121
B.2	<i>Hardware</i> do RTDS™ . . . . .	123
B.3	<i>Software</i> do RTDS™ . . . . .	126
<b>Apêndice C – Dados do Sistema Elétrico Referente a Interligação Norte-Nordeste</b>		<b>129</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>135</b>



## LISTA DE FIGURAS

2.1	Forma de onda da tensão em uma das fases da LT, típica de uma manobra de energização. . . . .	9
2.2	Forma de onda da tensão em uma das fases da LT, típica de uma manobra de religamento. . . . .	11
2.3	Circuitos para análise da carga residual: (a) Sequência positiva; (b) Sequência zero. . . . .	12
2.4	Forma de onda da tensão na linha para uma abertura trifásica: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C. . . . .	14
2.5	Componentes de sequência positiva e zero que compõem o sinal de tensão da fases A da linha, para uma abertura trifásica. . . . .	15
2.6	Forma de onda da tensão na linha, após a abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C. . . . .	16
2.7	Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	17
2.8	Componentes modais 1 e 0 que compõem o sinal de tensão da fase B da linha, para uma abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A. . . . .	19
2.9	(a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-fase-terra. (b) Circuito equivalente. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	20

2.10 (a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-fase. (b) Circuito equivalente. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	21
2.11 Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito trifásico envolvendo a terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	22
2.12 Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito trifásico sem o envolvimento da terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	22
2.13 Modelo do resistor de pré-inserção. . . . .	23
2.14 Variação da tensão residual em função da corrente para diversos tipos de impulsos (Fonte: ABB (2004)). . . . .	25
2.15 Temporização do chaveamento controlado. . . . .	26
2.16 Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs sem carga residual. . . . .	27
2.17 Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs sem compensação. . . . .	27
2.18 Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs com grau de compensação de 80%. . . . .	28
2.19 Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs com grau de compensação de 30%. . . . .	29
2.20 Forma de onda da tensão na linha com grau de compensação de 80%, após abertura trifásica devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C. . . . .	30
4.1 Fluxograma do método proposto. . . . .	42
4.2 Especificações de projeto de um filtro Butterworth passa-baixa. . . . .	43
4.3 Identificação da extinção de um defeito fase-terra usando $R^2$ : (a) Tensão na fase sob defeito; (b) Tensões modais $(-v_0)$ e $(v_1 + v_2)$ ; (c) Valor calculado para $R^2$ . . . . .	52
4.4 Forma de onda da tensão na LT, após a abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito ABT: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C. . . . .	54

4.5	Identificação da extinção de um defeito ABT usando $R^2$ para a fase B: (a) Tensão na fase B; (b) Tensões modais $(-v_0)$ e $(v_1 + v_2)$ , considerando um defeito fase-terra envolvendo a fase B; (c) Valor calculado para $R^2$ . . . . .	55
4.6	Identificação da extinção de um defeito ABT usando $R^2$ para a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensões modais $(-v_0)$ e $(v_1 + v_2)$ , considerando um defeito fase-terra envolvendo a fase A; (c) Valor calculado para $R^2$ . . . . .	56
4.7	Extrapolação dos sinais senoidais em instantes futuros. . . . .	57
4.8	Estimação dos instantes apropriados para a manobra de religamento de linhas com compensação. . . . .	59
4.9	Efeito do acoplamento eletromagnético. . . . .	62
5.1	Diagrama do dispositivo para chaveamento controlado de LTs no RTDS <sup>TM</sup> . . . . .	64
5.2	Sistema elétrico modelado no módulo <i>Draft</i> . . . . .	65
5.3	Sobretensões ao longo da LT: (a) Energização (64% de compensação);(b) Energização (32% de compensação);(c) Religamento (64% de compensação);(d) Religamento (32% de compensação). . . . .	67
5.4	Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, com ocorrência de defeitos fase-terra. (a) Linha com 64% de compensação. (b) Determinação da extinção do defeito do item (a). (c) Linha com 32% de compensação. (d) Determinação da extinção do defeito do item (c). . . . .	69
5.5	Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, sem ocorrência de defeitos. (a) Linha com 64% de compensação. (b) Linha com 32% de compensação. . . . .	70
5.6	Esquema elétrico simplificado para um TPC típico. . . . .	71
5.7	Modelo do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008). . . . .	72
5.8	Resposta em frequência do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008): (a) Ganho. (b) Fase. . . . .	73

5.9	Análise da resposta do TPC, reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008), para a LT com 32% de compensação: (a) Sinais de tensão do lado da linha para uma das fases, antes e após a abertura trifásica da mesma. (b) Detalhe de um ciclo da oscilação da carga residual. (c) Tensão entre os contatos do disjuntor. . . . .	74
5.10	Análise da resposta do TPC, reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008), para a LT com 64% de compensação: (a) Sinais de tensão do lado da linha para uma das fases, antes e após a abertura trifásica da mesma. (b) Detalhe de um ciclo da oscilação da carga residual. (c) Tensão entre os contatos do disjuntor. . . . .	75
5.11	Sobretensões ao longo da LT: Avaliação da resposta do TPC para manobras de religamento. . . . .	76
6.1	Diagrama unifilar da ampliação da interligação Norte-Nordeste. . . . .	79
6.2	Mapa eletro-geográfico do sistema elétrico (Fonte: EPE (2006)). . . . .	80
6.3	Geometria da LT 500 kV São João do Piauí - Milagres. . . . .	81
6.4	Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica sem a ocorrência de defeitos. (a) Linha com 29% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 80% de compensação. . . . .	84
6.5	Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 29% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . .	85
6.6	Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 58% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . .	85
6.7	Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . .	85

- 6.8 Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 0,1 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e. . . . . 87
- 6.9 Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e. . . . . 88
- 6.10 Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 100 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e. . . . . 89
- 6.11 Sinais de tensão do lado da linha com 58% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e. . . . . 91
- 6.12 Sinais de tensão do lado da linha com 80% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e. . . . . 92

- 6.13 Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 29% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 93
- 6.14 Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 58% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 93
- 6.15 Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 93
- 6.16 Sinais de tensão do lado da linha com 80% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-fase-terra, do tipo ABT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a, para cada fase. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c, para cada fase. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e, para cada fase. . . . . 94
- 6.17 Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-fase-terra (tipo ABT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 95
- 6.18 Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeitos fase-fase, do tipo AB, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Linha com 29% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 80% de compensação. . . . 96

- 6.19 Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-fase (tipo AB) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 97
- 6.20 Esquema de transposição 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6. . . . . 98
- 6.21 Sinais de tensão em uma das fases de uma linha de 500 kV para abertura trifásica da mesma, considerando a linha perfeitamente transposta e com esquema de transposição real 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6. . . . . 98
- 6.22 Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica sem a ocorrência de defeitos. (a) Linha 05C4, entre as subestações de Luiz Gonzaga e Sobradinho. (b) Linha 05L8, entre as subestações de Angelim e Recife II. (c) Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá. . . . . 100
- 6.23 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05C4, entre as subestações de Luiz Gonzaga e Sobradinho, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. 101
- 6.24 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05L8, entre as subestações de Angelim e Recife II, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . 101
- 6.25 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . 101
- 6.26 Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito BT na Linha 05V5, entre as subestações de Fortaleza II e Quixadá; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ ; (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã. 103
- 6.27 Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito CT na Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ ; (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã. . . . . 104

- 6.28 Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito BT na Linha 05L6, entre as subestações de Angelim e Paulo Afonso IV; (b) Tensões modais ( $-v_0$ ) e ( $v_1 + v_2$ ); (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã. 105
- 6.29 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V5, entre as subestações de Fortaleza II e Quixadá, devido a um defeito fase-terra (tipo BT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 106
- 6.30 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá, devido a um defeito fase-terra (tipo CT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 106
- 6.31 Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05L6, entre as subestações de Angelim e Paulo Afonso IV, devido a um defeito fase-terra (tipo BT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C. . . . . 106
- 6.32 Sobretensões ao longo da LT: (a) Energização (80% de compensação); (b) Energização (58% de compensação); (c) Energização (29% de compensação); (d) Religamento (80% de compensação); (e) Religamento (58% de compensação); (f) Religamento (29% de compensação). . . . . 108
- 6.33 Sinais de tensão do lado da linha entre S. J. do Piauí e Milagres para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, sem ocorrência de defeitos. (a) Linha com 80% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 29% de compensação. . . . . 110
- A.1 Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito fase-terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . . 116



A.2	(a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito fase-fase. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. (b) Circuito equivalente para os modos 1 e 2. . . . .	118
A.3	(a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob defeito fase-fase-terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. (b) Circuito equivalente para os modos 0, 1 e 2. . . . .	119
A.4	Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito trifásico sem o envolvimento da terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . .	120
A.5	Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob defeito trifásico envolvendo a terra. $L_i$ e $C_i$ ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. . . . .	120
B.1	Rack do RTDS™. . . . .	122
B.2	Representação da simulação em malha fechada com o RTDS™. . . . .	123
B.3	Módulo <i>Draft</i> . . . . .	126
B.4	Módulo <i>RunTime</i> . . . . .	127
B.5	Módulo <i>CBuilder</i> . . . . .	128
C.1	Diagrama unifilar de parte do SIN referente a interligação Norte-Nordeste (Configuração analisada para 2009). . . . .	129

## LISTA DE TABELAS

1.1	Artigos publicados em periódicos. . . . .	5
1.2	Artigos publicados em anais de eventos nacionais e internacionais. . . . .	5
2.2	Parâmetros da linha e do reator utilizados na simulação de abertura trifásica . .	13
2.3	Frequências de oscilação da carga residual devido a um defeito fase-terra na linha.	19
3.1	Resumo da revisão bibliográfica referente à redução de sobretensões de manobra em LTs. . . . .	40
5.1	Dados de sequência da linha de transmissão. . . . .	65
5.2	Tensão das fontes ( $V_{base} = 550$ kV). . . . .	65
5.3	Impedâncias das Fontes. . . . .	65
5.4	Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% ( $V_{base} = 550$ kV): Avaliação em tempo real. . . . .	68
5.5	Parâmetros do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008). . . . .	72
5.6	Dados da carga residual na linha referentes ao secundário do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo <i>et al.</i> (2008), em relação ao primário. . . . .	73
5.7	Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% ( $V_{base} = 550$ kV): Análise da resposta do TPC em tempo real. . . . .	76
6.1	Dados dos condutores da LT São João do Piauí - Milagres. . . . .	81
6.2	Dados de sequência da LT São João do Piauí - Milagres. . . . .	81
6.3	Tensão pré-manobra em S. J. do Piauí e Milagres ( $V_{base} = 550$ kV). . . . .	81

---

6.4	Característica dos para-raios de ZnO com tensão nominal de 420 kV. . . . .	82
6.5	Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% (Vbase = 550 kV). . . . .	108
C.1	Linhas de transmissão 500 kV - Parâmetros elétricos. . . . .	130
C.2	Potência nominal e relação $X_0/X_1$ dos reatores de linha. . . . .	131
C.3	Reatância dos bancos de capacitores série. . . . .	132
C.4	Cargas representadas como impedâncias constantes - Configuração 2009. . . . .	132
C.5	Transformadores - Impedâncias. . . . .	132
C.6	Curva de saturação dos transformadores da SE Milagres. . . . .	133
C.7	Curva de saturação dos transformadores da SE S. J. do Piauí. . . . .	133
C.8	Curva de saturação dos transformadores da SE Itacaiúnas. . . . .	133
C.9	Potência nominal e relação $X_0/X_1$ dos reatores de barra. . . . .	134
C.10	Impedâncias equivalentes - Configuração 2009. . . . .	134
C.11	Impedâncias de transferência - Configuração 2009. . . . .	134

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\Delta T_{estatístico}$	- Variação estatística do tempo de operação do disjuntor.
$\sigma$	- Desvio padrão para $\Delta T_{estatístico}$ .
$\omega_c$	- Frequência de corte do filtro Butterworth passa-baixa (em rad/s).
$\omega_p$	- Frequência que delimita a faixa de passagem do filtro Butterworth passa-baixa (em rad/s).
$\omega_s$	- Frequência que delimita a faixa de corte do filtro Butterworth passa-baixa (em rad/s).
$ A(j\omega) _{dB}$	- Atenuação do sinal para o filtro Butterworth passa-baixa, em função da frequência $\omega$ .
$A_{max}$	- Atenuação na faixa de passagem do filtro Butterworth passa-baixa.
$A_{min}$	- Atenuação na faixa de corte do filtro Butterworth passa-baixa.
$C_0, C_1, C_2$	- Parâmetros modais de Karrenbauer referentes às capacitâncias da linha, para os modos 0, 1 e 2, respectivamente.
$C_{eq}$	- Capacitância equivalente para os circuitos modais de Karrenbauer utilizados na análise de defeitos.
$C_F$	- Capacitância para o circuito supressor de ferroressonância do TPC.
$C_{p1}, C_{p2}$	- Capacitâncias para o divisor capacitivo do TPC.
$dv_{disj}/dt$	- Taxa de decaimento da suportabilidade dielétrica dos disjuntores.
$f_{60}$	- Frequência fundamental de operação do sistema elétrico (60 Hz).
$f_0, f_1$	- Frequências de oscilação da carga residual na linha de transmissão para para os modos 0 e 1.
$f_c$	- Frequência de corte do filtro Butterworth passa-baixa (em Hz).
$f_p$	- Frequência que delimita a faixa de passagem do filtro Butterworth passa-baixa (em Hz).

- 
- $f_s$  - Frequência que delimita a faixa de corte do filtro Butterworth passa-baixa (em Hz).
- $i_{cc}$  - Corrente de curto-circuito.
- $i_{C0}, i_{C1}, i_{C2}$  - Correntes através dos parâmetros modais de Karrenbauer referentes às capacitâncias da linha, para os modos 0, 1 e 2, respectivamente.
- $i_{L0}, i_{L1}, i_{L2}$  - Correntes através dos parâmetros modais de Karrenbauer referentes às indutâncias do reator, para os modos 0, 1 e 2, respectivamente.
- $k_0$  - Grau de compensação da linha de transmissão referente à sequência zero.
- $k_1$  - Grau de compensação da linha de transmissão.
- $L_0, L_1, L_2$  - Parâmetros modais de Karrenbauer referentes às indutâncias do reator, para os modos 0, 1 e 2, respectivamente.
- $L_C$  - Indutância para o reator de compensação do TPC.
- $L_{eq}$  - Indutância equivalente para os circuitos modais de Karrenbauer utilizados na análise de defeitos.
- $L_F$  - Indutância para o circuito supressor de ferroressonância do TPC.
- $L_{s0}$  - Indutância para a carga secundária do TPC.
- $N$  - Número de amostras de um sinal.
- $NT$  - Relação de transformação para o transformador de potencial intermediário do TPC.
- $Q_l$  - Potência reativa (capacitiva) da linha de transmissão.
- $Q_r$  - Potência do reator.
- $r_{defeito}$  - Resistência de defeito.
- $R^2$  - Parâmetro estatístico que quantifica a qualidade do ajuste de curvas entre zero e um.
- $R_C$  - Resistência para o reator de compensação do TPC.
- $R_F, R_{CF}, R_{LF}$  - Resistências para o circuito supressor de ferroressonância do TPC.
- $R_P, R_S$  - Indutâncias do enrolamento primário e secundário do transformador de potencial intermediário do TPC, respectivamente.

---

$R_P, R_S$	- Resistências do enrolamento primário e secundário do transformador de potencial intermediário do TPC, respectivamente.
$R_{p1}, R_{p2}$	- Resistências do divisor capacitivo do TPC.
$R_M$	- Resistência do ramo de magnetização do transformador de potencial intermediário do TPC.
$R_{s0}, R_{L_{s0}}$	- Resistências para a carga secundária do TPC.
$SSE$	- Soma quadrática das diferenças entre os sinais $v_1 + v_2$ e $-v_0$ , tomadas ponto a ponto em um intervalo com $N$ amostras de cada sinal.
$SST$	- Soma quadrática das diferenças entre as amostras de $-v_0$ e o valor médio deste sinal $\bar{v}_0$ no intervalo com $N$ amostras.
$t_{apropriado}$	- Instante apropriado para o religamento de cada fase da linha de transmissão.
$t_{comando}$	- Instante aleatório de comando para energização ou religamento de linhas de transmissão.
$t_{extrapolado}$	- Primeiro instante futuro em que o sinal de referência para o chaveamento controlado é extrapolado.
$t_{inicial}$	- Instante inicial para o processo de extrapolação dos sinais de tensão na linha de transmissão.
$t_{zero1}, t_{zero2}$	- Primeiro e segundo instante de passagem por zero do sinal de referência para o chaveamento controlado imediatamente após a extinção do defeito, respectivamente.
$t_{zero3}$	- Último instante de passagem por zero do sinal de referência para o chaveamento controlado imediatamente após a extinção do defeito, a partir do qual inicia-se o processo de extrapolação dos sinais.
$T_{atraso}$	- Intervalo de tempo utilizado para atrasar $t_{comando}$ .
$T_{calculo}$	- Intervalo de processamento interno do sistema de controle do chaveamento para determinação dos instantes apropriados para manobras de religamento ou energização de linhas de transmissão.
$T_{comando}$	- Intervalo utilizado na Lógica do Controlado para sincronizar o instante apropriado para o religamento ou energização da linha de transmissão.
$T_{nominal}$	- Tempo nominal de operação do disjuntor.
$T_{operacao}$	- Tempo de operação do disjuntor.

---

$T_{pre-arco}$	- Intervalo de tempo entre o instante em que o pré-arco é estabelecido e o instante em que ocorre o acoplamento físico dos contatos do disjuntor.
$T_{sincronizacao}$	- Intervalo para sincronização com o instante apropriado para realização da manobra de religamento ou energização de linhas de transmissão.
$T_1, T_2$	- Primeiro e segundo semi-período do sinal de referência para o chaveamento controlado, definidos por $t_{zero1}$ , $t_{zero2}$ e $t_{zero3}$ , respectivamente.
$V$	- Tensão nominal da linha de transmissão.
$v_{b_{mod1}}$	- Componente de frequência correspondente ao modo 1 de Karrenbauer, para a fase B da linha de transmissão.
$v_{c_{mod1}}$	- Componente de frequência correspondente ao modo 1 de Karrenbauer, para a fase C da linha de transmissão.
$v_{mod1}$	- Componente de frequência correspondente ao modo 1 de Karrenbauer.
$v_0, v_1, v_2$	- Tensões modais de Karrenbauer na linha de transmissão, referentes aos modos 0, 1 e 2.
$\bar{v}_0$	- Valor médio do sinal $-v_0$ no intervalo com $N$ amostras.
$v_a, v_b, v_c$	- Tensões de fase na linha de transmissão.
$V_0, V_1, V_2$	- Transformadas de Laplace para as tensões modais $v_0, v_1$ e $v_2$ .
$V_i$	- Sinal de tensão no primário do TPC.
$V_o$	- Sinal de tensão no secundário do TPC.
$X_M$	- Reatância do ramo de magnetização do transformador de potencial intermediário do TPC.
$Z_b$	- Carga secundária do TPC.

## LISTA DE ABREVIATURAS

3F	-	Defeito trifásico.
AB	-	Defeito fase-fase envolvendo as fases A e B.
ABT	-	Defeito fase-fase-terra envolvendo as fases A e B.
AT	-	Defeito fase-terra envolvendo a fase A.
ATP	-	<i>Alternative Transients Program.</i>
BC Hydro	-	<i>British Columbia Hydro and Power Authority.</i>
BPA	-	<i>Bonneville Power Administration.</i>
Chesf	-	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.
CIGRE	-	<i>International Council on Large Electric Systems.</i>
CSF	-	Circuito Supressor de Ferroressonância.
DSP	-	<i>Digital Signal Processor.</i>
EAT	-	Extra Alta Tensão.
EMTP	-	<i>Electromagnetic Transients Program.</i>
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética.
FF	-	Defeito fase-terra.
FFT	-	Defeito fase-fase-terra.
FPL	-	<i>Flórida Power &amp; Light Company.</i>
FT	-	Defeito fase-terra.
GOOSE	-	<i>Generic Object Oriented Substation Event.</i>
GPC	-	<i>Giga Processor Card.</i>
GSE	-	Grupo de Sistemas Elétricos.



---

GSSE	-	<i>Generic Substation State Events.</i>
GTAI	-	<i>Gigabit Transceiver Analogue Input Card.</i>
GTAO	-	<i>Gigabit Transceiver Analogue Output Card.</i>
GTDI	-	<i>Gigabit Transceiver Digital Input Card.</i>
GTDO	-	<i>Gigabit Transceiver Digital Output Card.</i>
GTFPI	-	<i>Gigabit Transceiver Front Painel Interface Card.</i>
GT-I/O	-	<i>Gigabit Transceiver - Input/Output.</i>
GTNET	-	<i>Gigabit Transceiver Network Interface System Card.</i>
GUI	-	<i>Graphical User Interface.</i>
IEC	-	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
IRC	-	<i>InterRack Communication.</i>
LT	-	Linha de Transmissão.
MLG	-	Milagres.
ONS	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento.
PC	-	<i>Personal Computer.</i>
RPI	-	Resistor de Pré-inserção.
RSCAD	-	GUI do RTDS™.
RTDS™	-	<i>Real Time Digital Simulator.</i>
SCC	-	Sistema de Controle do Chaveamento.
SE	-	Subestação.
SIL	-	<i>Surge Impedance Loading.</i>
SIN	-	Sistema Interligado Nacional.
SJI	-	São João do Piauí.

- 
- TC - Transformador de Corrente.
- TNA - *Transient Network Analyzer*.
- TPC - Transformador de Potencial Capacitivo.
- TPI - Transformador de Potencial Indutivo.
- UAT - Ultra Alta Tensão.
- UFCG - Universidade Federal de Campina Grande.
- WIF - *Workstation InterFace*.
- ZnO - Óxido de Zinco.

### 1.1 RELEVÂNCIA DA TESE

Até os anos 60, surtos originados de descargas atmosféricas eram os fatores determinantes para a coordenação de isolamento de sistemas elétricos. A partir daquela década, essa filosofia precisou ser revista com o advento de sistemas de transmissão em 500 kV, em que surtos de manobras em longas linhas de transmissão em extra-alta tensão (EAT) e ultra alta tensão (UAT) passaram a ter uma maior importância, influenciando diretamente nos níveis de isolamento de sistemas elétricos, a exemplo do Sistema Interligado Nacional (SIN). Sobretensões de manobras em sistemas de 500 e 800 kV devem ser limitadas a 1,8 e 1,4 p.u., respectivamente, para manter o isolamento em níveis impostos por surtos atmosféricos (HILEMAN, 1999). Já para sistemas com tensões da ordem de 1200 kV, estas sobretensões são o fator determinante para a coordenação de isolamento e por questões econômicas e práticas devem ser limitadas a valores abaixo de 1,5 p.u. (DILLARD & HILEMAN, 1970).

Uma vez que as sobretensões de manobras podem atingir valores da ordem de 4 p.u. (ARAÚJO & NEVES, 2005), estudos relacionados aos meios para reduzi-las são de extrema importância para o setor elétrico. Tradicionalmente, disjuntores com resistores de pré-inserção (RPI) têm sido utilizados para este fim. No entanto, a utilização do RPI aumenta a complexidade dos disjuntores e conseqüentemente, os custos agregados de fabricação e manutenção destes equipamentos (LEGATE *et al.*, 1988; RIBEIRO & MCCALLUM, 1989; CIGRE Working Group A3.07, 2004; ABB, 2009). A busca por alternativas para redução destas sobretensões em linhas de transmissão, objetivando eliminar os RPI, é alvo de pesquisas e discussões na comunidade científica internacional do setor elétrico. Dentre as quais destacam-se as técnicas de chaveamento controlado (CIGRE Task Force 13.00.1, 1995; CARVALHO *et al.*, 1995; ITO, 2002; SANAYE-PASAND *et al.*, 2005).

Chaveamento controlado é o termo utilizado para descrever o uso de equipamentos eletrônicos para controlar o fechamento e abertura mecânica dos contatos dos disjuntores tendo como referência sinais elétricos de tensão ou corrente (CIGRE Working Group 13.07, 1999a; CIGRE Working Group 13.07, 1999b). A viabilidade do uso deste método para limitar as sobretensões de manobras tem sido estudada há vários anos. Estes estudos atestam que o chaveamento controlado pode ser bastante eficiente para o fim que se propõe. Devido à viabilidade econômica e aos benefícios auferidos, este tema despertou interesse tanto das companhias quanto dos fabricantes de disjuntores (FROEHLICH *et al.*, 1997a; TSUTADA *et al.*, 2002; ABB, 2009). A seguir são listados os principais benefícios e aspectos econômicos envolvendo o chaveamento controlado de linhas de transmissão (CIGRE Working Group A3.07, 2004):

- O chaveamento controlado de linhas elimina a necessidade do uso de resistores de pré-inserção, simplificando significativamente o projeto dos disjuntores, bem como barateando seus custos de fabricação e manutenção. Com isto, é possível aumentar a confiabilidade dos disjuntores devido a um número menor de partes móveis.
- Controlar o instante de fechamento dos pólos do disjuntor acarreta em menores transitórios de tensão e corrente, propiciando melhorias na qualidade da energia, aumento da vida útil de equipamentos do sistema elétrico, a exemplo de reatores de compensação, TPs (transformadores de potencial) e TCs (transformadores de corrente) e redução da energia absorvida por pára-raios devido a surtos de manobras.
- O chaveamento controlado de linhas em EAT e UAT, principalmente quando utilizado em conjunto com para-raios, permite a redução do nível de isolamento da linha, o que possibilita o uso de torres mais compactas e uma conseqüente redução no custo total do sistema. Por exemplo, a concepção de uma linha de 500 kV com 330 km de extensão, reportada por Froehlich *et al.* (1997a), foi baseada em um nível de isolamento de 1,7 p.u., que segundo os autores, só foi possível a partir da utilização do chaveamento controlado em conjunto com para-raios. Neste empreendimento, o uso de torres mais compactas resultou em uma economia total da ordem de um milhão de dólares, quando compara-se os custos referentes a utilização de torres tradicionais.

- A utilização de linhas compactas também aumenta o SIL (*Surge Impedance Loading*) da linha, permitindo a transmissão de mais energia. Caso isto torne desnecessária a construção de novas linhas, a aplicação do chaveamento controlado resultará em grande economia. Contudo, o uso deste método é apenas um dos vários fatores que devem ser considerados no projeto de linhas compactas.
- Uma elevada sobretensão de manobras pode causar uma falha no isolamento da linha e fazer com que a proteção atue, desligando-a. Esta situação, típica para um religamento sem sucesso, pode levar o sistema à instabilidade ou até a um *blackout*. O prejuízo financeiro resultante desta possibilidade já seria suficiente para justificar os investimentos para o chaveamento controlado.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta tese é desenvolver um método para o controle de manobras de religamento de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação, o qual baseia-se na análise do comportamento das cargas residuais nas linhas.

Os objetivos específicos são:

- Reduzir as sobretensões de manobras ocasionadas pelo religamento da linha.
- Detectar a extinção de defeitos que resultam no desligamento da linha e evitar um religamento sem sucesso.
- Avaliar a influência da resposta dos TPCs (Transformadores de Potencial Capacitivos) no desempenho do método proposto.
- Implementar e avaliar o método em tempo real.

## 1.3 CONTRIBUIÇÕES

A principal contribuição da tese é propor um novo método de chaveamento controlado aplicado ao religamento de linhas de transmissão, com as seguintes características:

- O método baseia-se em técnicas simples para tratamento dos sinais de tensão necessários para o controle do chaveamento, consistindo na aplicação de transformações modais para separar as componentes de frequência contidas nos sinais sob análise, e posteriormente, a análise de cada componente é realizada com base nas respectivas passagens por zero. Não se faz necessário utilizar qualquer outro método mais específico para o tratamento dos sinais, a exemplo da transformada de Fourier ou do método de Prony, e o custo computacional do algoritmo é significativamente reduzido.
- O método é capaz de detectar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, os quais correspondem a mais de 80% dos defeitos nas linhas de 500 e 750 kV do SIN (Sistema Interligado Nacional) (AQUINO *et al.*, 2010). Ao se empregar a abordagem proposta, evita-se que o religamento ocorra sob defeito, o que acarretaria em uma manobra sem sucesso com grande impacto ao sistema.
- Após a extinção do defeito ser detectada, é possível religar a linha e minimizar o tempo morto em que esta fica fora de operação. Assim, reduz-se o tempo de recomposição do sistema, aumentando a sua confiabilidade e disponibilidade.
- Nas situações em que a linha é aberta sem que haja qualquer defeito ao longo de sua extensão, a redução do tempo morto também é possível.
- Além de não abordar a ocorrência de defeitos, os métodos existentes para chaveamento controlado consideram que após a abertura da linha, há apenas uma componente de frequência na carga residual (referente à sequência positiva). No método proposto, são consideradas situações reais em que há mais de uma componente de frequência (referentes às sequências positiva e zero), o que possibilita prever instantes apropriados para o religamento com mais precisão. Com isto, é possível estender a aplicação do chaveamento controlado a situações não contempladas na literatura e torná-lo mais eficiente e confiável.
- A implementação e avaliação do método proposto em um simulador em tempo real, assim como a avaliação do seu desempenho frente a registros oscilográficos reais, confirmam a viabilidade da sua utilização em aplicações práticas.

No que diz respeito à divulgação dos resultados preliminares desta pesquisa, apresentam-se nas Tabelas 1.1 e 1.2 as principais publicações em periódicos e anais de eventos.

**Tabela 1.1.** Artigos publicados em periódicos.

Periódico	Título	Autores
Revista EletroEvolução. v. 58, p. 53-61, 2010	Aplicação de Chaveamento Controlado para Manobras de Religamento de Linhas de Transmissão: Estudos de Caso	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr.
Revista Controle & Automação. v. 22, p. 157-168, 2011	Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão: Uma Abordagem em Tempo Real via RTDS	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., G. A. Cardoso, L. C. Fonseca

**Tabela 1.2.** Artigos publicados em anais de eventos nacionais e internacionais.

Evento	Título	Autores
IEEE PES General Meeting. Pittsburgh - EUA, 2008	Mitigation of Switching Overvoltages in Transmission Lines via Controlled Switching	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., B. A. Souza, L. C. Fonseca
SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos Belo Horizonte - Brasil, 2008	Redução de Sobretensões de Manobras em Linhas de Transmissão via Chaveamento Controlado	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., B. A. Souza, L. C. Fonseca
XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife - Brasil, 2009	Uma Chave Controlada para Redução de Sobretensões de Manobra em Linhas de Transmissão	G. A. Cardoso, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., K. M. C. Dantas, L. C. Fonseca
XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife - Brasil, 2009	Avaliação de Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão em Tempo Real via RTDS	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., G. A. Cardoso, L. C. Fonseca
XIII ERIAC - Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré. Puerto Iguazú - Argentina, 2009	<sup>1</sup> Aplicação de Chaveamento Controlado para Manobras de Religamento de Linhas de Transmissão: Estudos de Caso	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr.
IPST - International Conference on Power Systems Transients. Kyoto - Japão, 2009	On Applying Controlled Switching to Transmission Lines: Case Studies	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., G. A. Cardoso, L. C. Fonseca
IPST - International Conference on Power Systems Transients. Delft - Holanda, 2011	Real Time Implementation of Transmission Line Controlled Switching	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., G. A. Cardoso, L. C. Fonseca
SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos Goiânia - Brasil, 2012	Deteção da Extinção de Defeitos em Linhas de Transmissão para Religamento Trifásico	K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr.

<sup>1</sup>Trabalho premiado como um dos três melhores no Comitê Técnico CE C4 - Desempenho de Sistemas Elétricos do XIII ERIAC, CIGRÉ.

## 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Além deste capítulo introdutório, esta tese está organizada de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, apresenta-se a fundamentação teórica do tema a ser desenvolvido, em que são abordados conceitos de sobretensões de manobras e é realizada uma análise da carga residual para linhas de transmissão com compensação reativa em derivação, considerando defeitos. Ainda neste capítulo, discute-se os métodos para limitar as sobretensões de manobras nas linhas, dando ênfase ao uso de resistores de pré-inserção, para-raios e técnicas de chaveamento controlado.
- No Capítulo 3, contempla-se o levantamento do estado da arte referente às publicações mais significativas relacionadas ao chaveamento controlado de linhas de transmissão.
- Aspectos relativos ao método proposto são descritos no Capítulo 4, em que se apresenta de forma detalhada o desenvolvimento das técnicas para tratamento dos sinais de tensão entre os contatos dos disjuntores, além da detecção da extinção de defeitos e determinação dos instantes apropriados para o religamento da linha.
- No Capítulo 5, avalia-se o desempenho do método proposto em tempo real, fazendo uso do RTDS™ (*Real Time Digital Simulator*), que é a ferramenta de simulação em tempo real utilizada nesta tese. Detalhes da implementação do método e do sistema elétrico utilizado são apresentados. A influência da resposta dos TPCs (transformadores de potencial capacitivos) no desempenho do método também é avaliada neste capítulo.
- No Capítulo 6, avalia-se o método proposto através de simulações digitais por meio de programas do tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*). Para isto, uma versão *offline* do método foi implementada e análises paramétricas e de sensibilidade são realizadas a partir de dados do SIN, considerando diferentes condições de operação do sistema, inclusive defeitos ao longo das linhas. Registros oscilográficos reais, obtidos a partir da rede de oscilografia da Chesf, também são utilizados nas avaliações.
- As considerações finais e as diretrizes para a continuação da pesquisa são apresentadas no Capítulo 7.



# FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A confiabilidade de um sistema elétrico de potência é condicionada à ocorrência de surtos e à probabilidade de ruptura do isolamento. Dentre as causas mais comuns de ruptura em sistemas de EAT e UAT encontram-se as sobretensões de manobras, que ocorrem sempre que há uma mudança na topologia do sistema, como por exemplo, energização e religamento de linhas de transmissão, manobras de cargas indutivas e capacitivas, eliminação de defeitos, rejeição de cargas, etc.

Com o intuito de prover um melhor entendimento do método proposto nesta tese para chaveamento controlado de linhas de transmissão, é oportuno tecer neste capítulo algumas considerações pertinentes aos conceitos básicos de sobretensões de manobras e discutir os métodos atualmente empregados para limitá-las, tais como resistores de pré-inserção, para-raios e chaveamento controlado. Ainda neste capítulo, realiza-se uma análise da carga residual em linhas com compensação reativa em derivação, considerando a ocorrência de defeitos ao longo de sua extensão. Para tanto, utiliza-se transformações modais para separar as componentes de frequência contidas nos sinais sob análise.

## 2.1 SOBRETENSÕES DE MANOBRAS

As sobretensões de manobras são tensões transitórias, variáveis com o tempo e possuem um caráter probabilístico, que depende por exemplo, do instante no sinal de tensão em que a manobra foi efetuada. Sua ocorrência em sistemas elétricos está relacionada, dentre outros fatores, com a eliminação de defeitos ao longo das linhas de transmissão. Sobretensões desta natureza não podem ser totalmente evitadas, mas seus efeitos podem ser minimizados através da utilização de resistores de pré-inserção, para-raios e chaveamento controlado (GREENWOOD, 1991; GARZON, 1997).

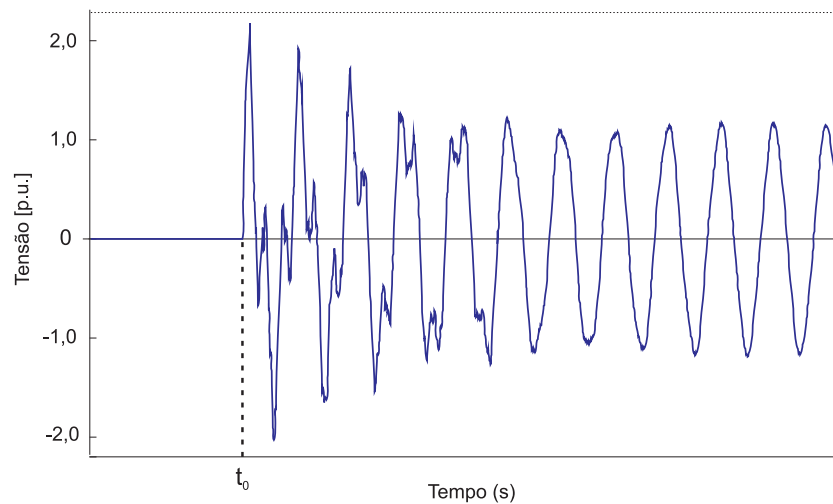
Neste trabalho, será dada atenção às sobretensões oriundas de energização e religamento trifásico de linhas de transmissão. Dentre os parâmetros que influenciam na amplitude destas sobretensões, encontram-se (CIGRE Working Group 13.02, 1973; CARNEIRO Jr. & MARTI, 1991):

- Potência de curto-circuito e tipo de fonte (indutiva ou complexa);
- Presença de cargas residuais e grau de compensação da linha;
- Instante em que os pólos do disjuntor são fechados com relação à forma de onda da tensão entre seus contatos;
- Intervalo entre os instantes de fechamento do primeiro e do último pólo do disjuntor;
- Efeito corona, etc.

### 2.1.1 Energização de Linhas de Transmissão

A energização de linhas de transmissão deve ser considerada sob o ponto de vista trifásico, tanto para a linha quanto para o disjuntor, pois seus pólos normalmente não se fecham simultaneamente devido à dispersão mecânica dos contatos e à aleatoriedade do arco elétrico que se estabelece antes que estes se acoplem fisicamente. Após o fechamento do primeiro pólo, devido ao acoplamento eletromagnético entre as fases da linha de transmissão, ocorrem transitórios nas fases ainda não energizadas, que se superpõem aos transitórios de energização, quando os respectivos pólos se fecham. Ao se propagarem pela linha, os transitórios se refletem no terminal remoto, podendo ocasionar elevadas sobretensões (ARAÚJO & NEVES, 2005).

Na Figura 2.1 é apresentado um oscilograma típico de uma manobra de energização de linhas de transmissão, o qual foi obtido a partir de simulações digitais via ATP. Nele, observa-se que até o instante  $t_0$ , em que ocorre a energização, não há sinal de tensão na linha. Depois, há um período transitório com duração de alguns milisegundos, no qual ocorrem os maiores valores de sobretensão. Após este período, o sinal entra em regime permanente.



**Figura 2.1.** Forma de onda da tensão em uma das fases da LT, típica de uma manobra de energização.

### 2.1.2 Religamento de Linhas de Transmissão

Geralmente, quando há uma interrupção inesperada no fornecimento de energia elétrica por meio do desligamento de uma linha de transmissão, efetua-se o religamento automático da mesma com o objetivo de restabelecer o fornecimento de energia o mais rápido possível e garantir a confiabilidade do sistema. Para que esta manobra tenha sucesso, considera-se um retardo no início do fechamento dos contatos do disjuntor. Este retardo, comumente denominado de "tempo morto", varia tipicamente entre 500 ms e 1,5 s, a depender de limitações dinâmicas de estabilidade, classe de tensão, etc (IEEE Std C37.104-2002, 2003; FERNANDES *et al.*, 2005).

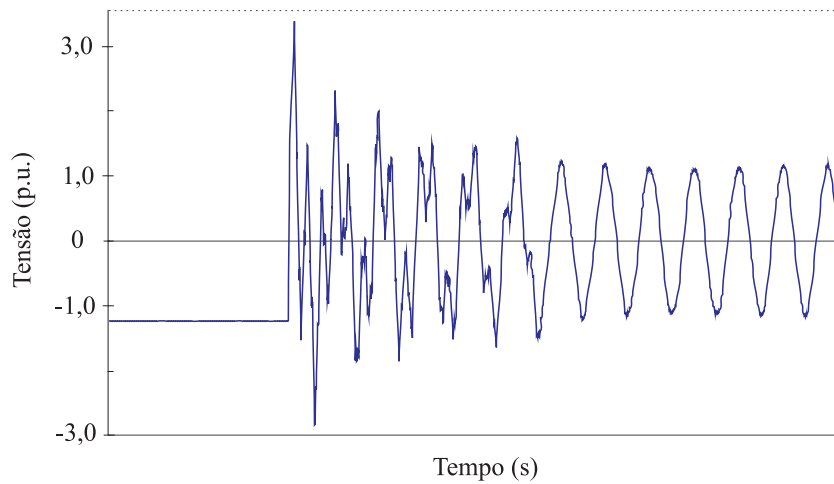
O religamento da linha pode ser monopolar ou tripolar (IEEE Power Systems Relaying Committee, 1984). O monopolar é aplicado exclusivamente para defeitos fase-terra. Neste caso, são manobrados (abertos e religados) apenas os terminais da linha referentes a fase sob defeito e o fluxo de energia continua através das outras fases. Este tipo de religamento pode trazer melhorias para a estabilidade, confiabilidade e disponibilidade, principalmente em sistemas elétricos radiais ou pouco malhados (IEEE Power Systems Relaying Committee, 1992). Já no religamento tripolar, independente do tipo de defeito, as três fases da linha são manobradas. Neste trabalho, é dada atenção às sobretensões de manobras oriundas deste último tipo de religamento por ser o mais utilizado no SIN (RAMOS *et al.*, 2003).

Quando um disjuntor opera no sentido de desligar uma linha de transmissão sem compensação reativa em derivação, a corrente capacitiva da linha é interrompida no instante de sua passagem pelo zero, que se aproxima do instante de máximo da tensão. Conseqüentemente, fica na linha uma "carga residual", a qual é diferente para cada uma das fases devido à característica trifásica do sistema. A diferença básica entre um religamento e uma energização consiste em que no religamento existe a presença de cargas residuais na linha no instante da manobra (ZANETTA Jr., 2003).

O decaimento da carga residual de uma linha sem compensação, quando da não existência de equipamentos especiais, é muito lento, sendo governado pelas condições climáticas e ocorrendo através do escoamento pela cadeia de isoladores (BEEHLER, 1964). A linha de transmissão mantém-se carregada com praticamente sua tensão máxima por um longo período após a interrupção da corrente, com cerca de 2 a 5 minutos para descarga total. Este tempo, o qual é bastante superior ao tempo morto utilizado nos esquemas de religamento, pode ser reduzido significativamente caso haja resistores de abertura acoplados ao disjuntor e transformadores de potencial indutivos conectados à linha (D'AJUZ *et al.*, 1987).

Em um religamento, o fechamento dos contatos do disjuntor pode ocorrer no instante em que a tensão do sistema está com polaridade oposta à da linha. Como consequência, devido ao acoplamento entre as fases e à propagação e reflexão das ondas de tensão na linha, as sobretensões podem atingir valores próximos a 4,0 p.u. Na Figura 2.2, podem ser vistas sobretensões oriundas de uma manobra desta natureza, a qual foi simulada via ATP. Antes da manobra, a tensão na linha é constante e de valor -1,2 p.u. Esta tensão refere-se à carga residual para uma linha que se comporta idealmente como um capacitor por não ter compensação reativa em derivação.

No caso em que a linha de transmissão é compensada por reatores em derivação, o comportamento da carga residual assume uma forma oscilatória devido ao circuito formado entre a capacitância da linha e a indutância dos reatores. Neste caso, o decaimento da carga residual é bem mais rápido que no caso de linhas sem compensação e depende majoritariamente do fator de qualidade do reator (CLERICI *et al.*, 1970). Esta forma oscilatória pode conter diferentes componentes de frequência, a depender por exemplo, do esquema de transposição e do grau de compensação da linha (D'AJUZ *et al.*, 1987).



**Figura 2.2.** Forma de onda da tensão em uma das fases da LT, típica de uma manobra de religamento.

Para melhor entendimento da natureza oscilatória da carga residual, considera-se uma linha perfeitamente transposta com compensação reativa em derivação. Devido ao acoplamento entre as fases da linha e à composição trifásica dos reatores, o conjunto linha-reator deve possuir duas frequências naturais de oscilação, uma de sequência positiva e outra de sequência zero. Estas frequências podem ser determinadas desprezando-se a reatância da linha, a qual é bem inferior à do reator, e expressas da seguinte forma (ZANETTA Jr., 2003):

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1C_1}} \quad (2.1)$$

e

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0C_0}}, \quad (2.2)$$

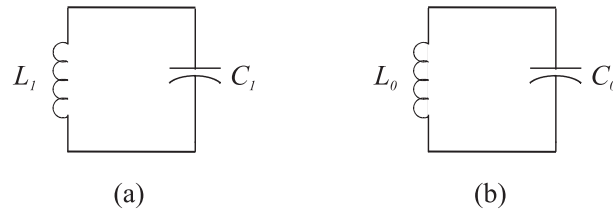
em que

$f_1, f_0$  - frequências de oscilação da carga residual na linha de transmissão para as sequências positiva e zero, respectivamente.

$L_1, C_1$  - parâmetros de sequência positiva do reator e da linha, respectivamente.

$L_0, C_0$  - parâmetros de sequência zero do reator e da linha, respectivamente.

Na Figura 2.3 são ilustrados os circuitos de sequência positiva e zero para esta situação.



**Figura 2.3.** Circuitos para análise da carga residual: (a) Sequência positiva; (b) Sequência zero.

A frequência  $f_1$  também pode ser obtida a partir das potências reativas da linha ( $Q_l$ ) e do reator ( $Q_r$ ) (ZANETTA Jr., 2003):

$$f_1 = \frac{\omega}{2\pi} \sqrt{k_1} , \quad (2.3)$$

em que  $k_1$  é o grau de compensação da linha para sequência positiva e é definido da seguinte forma:

$$k_1 = \frac{Q_r}{Q_l} . \quad (2.4)$$

## 2.2 ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE CARGAS RESIDUAIS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Na seção anterior, verificou-se que o comportamento das cargas residuais nas linhas de transmissão é influenciado pelo respectivo grau de compensação e pelos parâmetros de sequência positiva e zero do conjunto linha-reator. A seguir, apresenta-se uma análise mais detalhada deste comportamento, incluindo situações de desligamento de linhas devido a ocorrência de defeitos, em que as frequências de oscilação da carga residual são obtidas por meio de transformações modais utilizando a matriz de Karrenbauer. No Apêndice A, complementa-se esta análise dando ênfase as ligações entre os circuitos modais para os diferentes tipos de defeito. Em todos os casos, considera-se que as impedâncias de defeito são nulas, que a reatância série da linha pode ser desprezada por ser bem inferior à do reator e que os parâmetros modais 1 e 2 do conjunto linha-reator são idênticos.

### 2.2.1 Abertura Trifásica

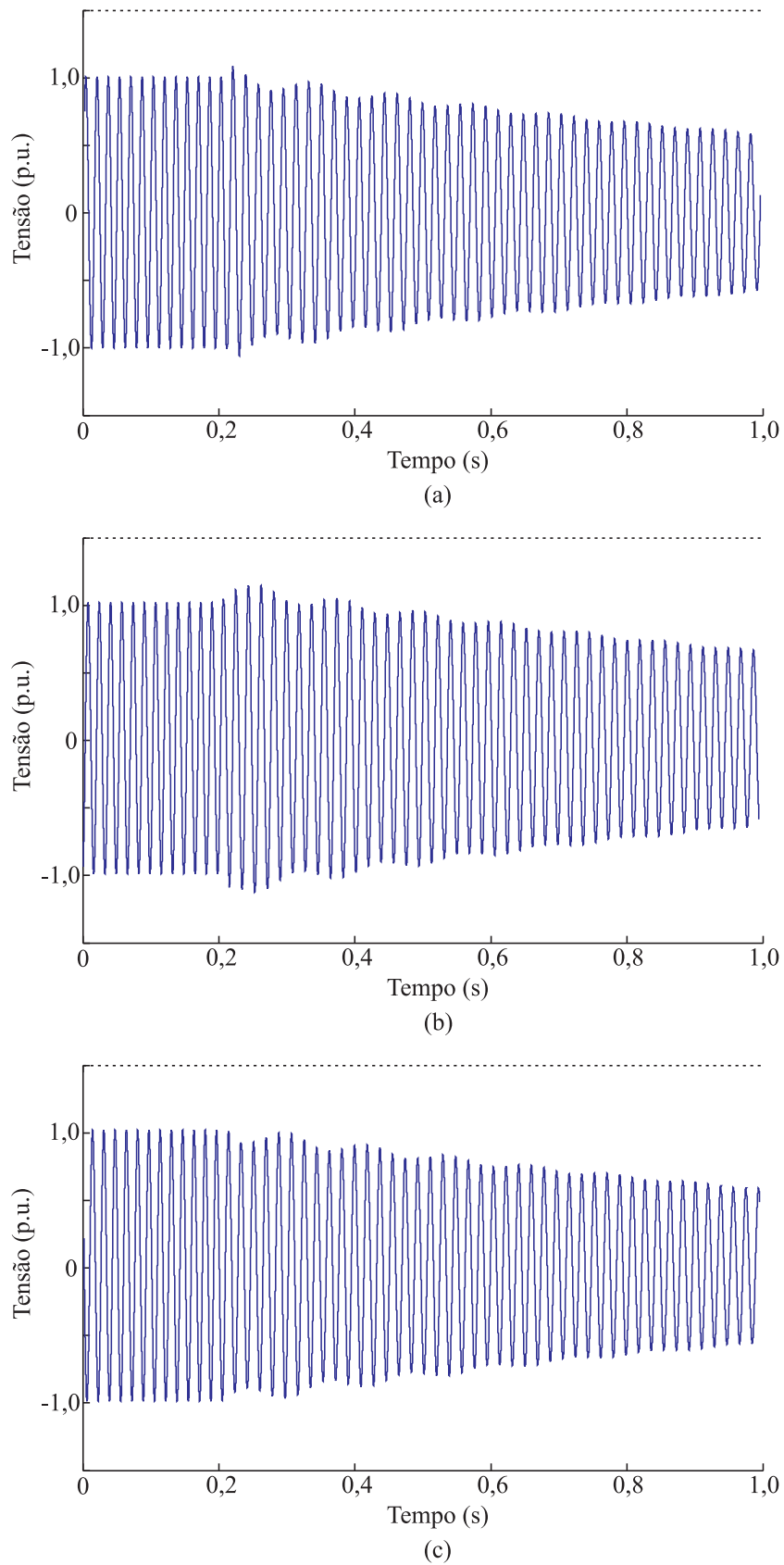
Para um sistema elétrico equilibrado e em condições normais de operação, apenas a componente de sequência positiva está presente nos sinais de tensão e corrente. Em situações de desequilíbrio, a exemplo de defeitos assimétricos, estes sinais podem apresentar componentes de sequência zero. Estas componentes também podem surgir a partir de manobras de abertura trifásica de linhas de transmissão, pois os pólos do disjuntor não abrem simultaneamente devido ao arco elétrico e à dispersão mecânica inerente ao processo de abertura. No instante em que a primeira fase é aberta, as demais ainda encontram-se energizadas, o que caracteriza um desequilíbrio para o sistema.

O oscilograma da Figura 2.4, obtido a partir de simulações digitais via ATP, é típico de aberturas trifásicas de linhas de transmissão com 80% de compensação reativa em derivação. Nele, se percebe que após a abertura da linha, no instante de tempo  $t = 200$  ms, a carga residual tem variação de natureza oscilatória. Na Figura 2.5 são ilustradas as componentes de sequência positiva e zero que compõem o sinal de tensão da Figura 2.4(a). Observa-se que a componente de sequência positiva é predominante no sinal.

Com o intuito de validar o equacionamento apresentado na Seção 2.1.2, a partir dos sinais apresentados na Figura 2.5, foram determinadas as frequências de oscilação da carga residual:  $f_1 = 53,20$  Hz e  $f_0 = 45,11$  Hz. Em seguida, de posse dos parâmetros utilizados na simulação para o conjunto linha-reator, os quais são apresentados na Tabela 2.2, as frequências de oscilação foram calculadas a partir de (2.1) e (2.2):  $f_1 = 53,66$  Hz e  $f_0 = 45,78$  Hz. Os erros verificados na determinação das frequências são da ordem de 1%, havendo, portanto, conformidade entre os valores teóricos e simulados.

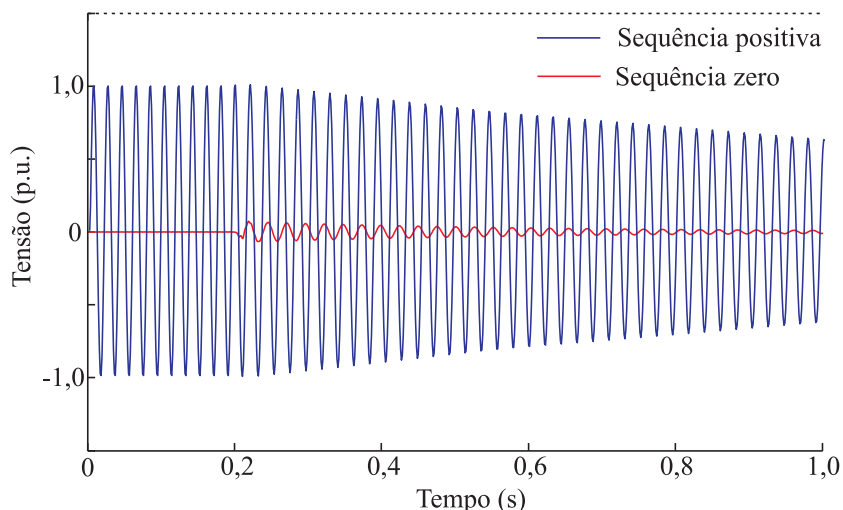
**Tabela 2.2.** Parâmetros da linha e do reator utilizados na simulação de abertura trifásica

Parâmetros da Linha		Parâmetros do Reator	
$C_1$ ( $\mu\text{F}$ )	$C_0$ ( $\mu\text{F}$ )	$L_1$ (H)	$L_0$ (H)
6,4978	3,0664	1,3536	3,9399



**Figura 2.4.** Forma de onda da tensão na linha para uma abertura trifásica: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C.



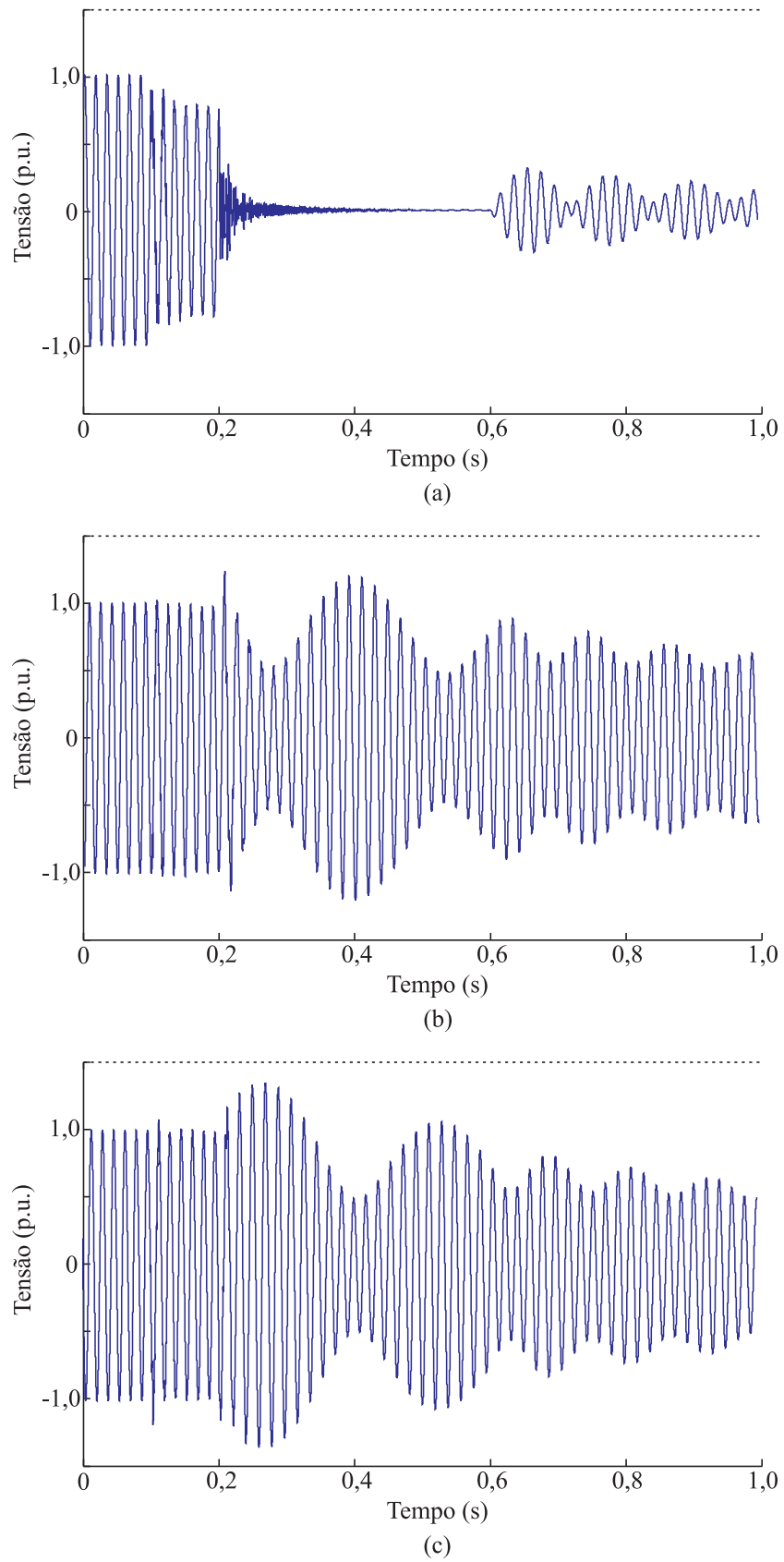


**Figura 2.5.** Componentes de sequência positiva e zero que compõem o sinal de tensão da fases A da linha, para uma abertura trifásica.

Nas Figuras 2.4 e 2.5, observa-se que a carga residual na linha apresenta um amortecimento ao longo do tempo. Isto ocorre devido a presença das resistências da linha e, principalmente, do reator, a qual é quantificada através do fator de qualidade deste equipamento. Na formulação matemática apresentada nesta tese, esta resistência é desprezada por ser bem inferior à reatância do reator e conseqüentemente, o amortecimento não é contemplado. Estudos reportados por Dupont & Robert (1968) e Clerici *et al.* (1970) indicam que devido às baixas perdas envolvidas, este amortecimento não é acentuado e a amplitude das oscilações da carga residual pode não sofrer grandes alterações em períodos de até 25 ciclos.

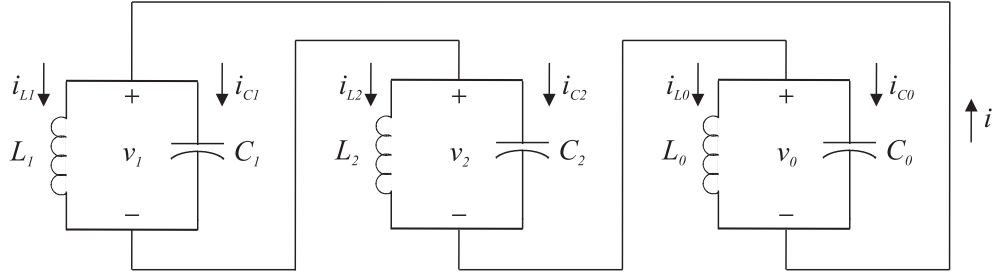
### 2.2.2 Defeitos Fase-Terra (FT)

Nas situações em que ocorrem defeitos na linha de transmissão, o efeito da componente de sequência zero pode ser mais acentuado que no caso apresentado nas Figuras 2.4 e 2.5, tal como ilustrado no oscilograma da Figura 2.6, o qual foi obtido a partir de simulações digitais via ATP e é típico de um defeito fase-terra em linhas com 80% de compensação reativa em derivação. Nele, o defeito tem início em  $t = 100$  ms e é seguido de abertura trifásica da linha em  $t = 200$  ms. No instante de tempo  $t = 600$  ms, o defeito é extinto.



**Figura 2.6.** Forma de onda da tensão na linha, após a abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C.

Após a abertura da linha, os circuitos modais referentes ao conjunto linha-reator podem ser conectados em série, conforme a Figura 2.7.



**Figura 2.7.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

Com base no circuito elétrico representado nesta figura, as seguintes equações são obtidas:

$$v_1 = L_1 \frac{di}{dt} - L_1 C_1 \frac{d^2 v_1}{dt^2} , \quad (2.5)$$

$$v_2 = L_2 \frac{di}{dt} - L_2 C_2 \frac{d^2 v_2}{dt^2} \quad (2.6)$$

e

$$v_0 = L_0 \frac{di}{dt} - L_0 C_0 \frac{d^2 v_0}{dt^2} . \quad (2.7)$$

Aplicando a transformada de Laplace à (2.5), (2.6) e (2.7), tem-se:

$$V_1[1 + s^2 L_1 C_1] - s L_1 C_1 v_1(0) = s L_1 I , \quad (2.8)$$

$$V_2[1 + s^2 L_2 C_2] - s L_2 C_2 v_2(0) = s L_2 I \quad (2.9)$$

e

$$V_0[1 + s^2 L_0 C_0] - s L_0 C_0 v_0(0) = s L_0 I . \quad (2.10)$$

Em que  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $V_0$  e  $I$  são as transformadas de Laplace para  $v_1(t)$ ,  $v_2(t)$ ,  $v_0(t)$  e  $i(t)$ , respectivamente, e  $v_1(0)$ ,  $v_2(0)$  e  $v_0(0)$  são as condições iniciais. Somando membro a membro (2.8) e (2.9), obtém-se a seguinte equação:

$$I = \frac{C_1 v_0(0)}{2} - \frac{V_0[1 + s^2 L_1 C_1]}{2sL_1} . \quad (2.11)$$

Substituindo (2.11) em (2.10):

$$V_0 = v_0(0) \frac{s}{s^2 + \frac{2L_1 + L_0}{L_1 L_0 (C_1 + 2C_0)}} . \quad (2.12)$$

Aplicando a transformada inversa de Laplace a (2.12):

$$v_0(t) = v_0(0) \cos \left( \sqrt{\frac{2L_1 + L_0}{L_1 L_0 (C_1 + 2C_0)}} t \right) . \quad (2.13)$$

Agora, substituindo (2.11) em (2.9):

$$V_2 = -\frac{V_0}{2} + \left[ \frac{v_0(0)}{2} + v_2(0) \right] \cdot \frac{s}{s^2 + \frac{1}{L_1 C_1}} . \quad (2.14)$$

Aplicando a transformada inversa de Laplace a (2.14) e sabendo que  $v_1(t) + v_2(t) + v_0(t) = 0$ :

$$v_2(t) = -\frac{v_0(t)}{2} + \left[ \frac{v_2(0) - v_1(0)}{2} \right] \cdot \cos \left( \sqrt{\frac{1}{L_1 C_1}} t \right) \quad (2.15)$$

e

$$v_1(t) = -\frac{v_0(t)}{2} - \left[ \frac{v_2(0) - v_1(0)}{2} \right] \cdot \cos \left( \sqrt{\frac{1}{L_1 C_1}} t \right) . \quad (2.16)$$

A partir de (2.13), (2.15) e (2.16), conclui-se que as frequências de oscilação da carga residual, para uma linha sob defeito fase-terra, são:

$$\frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_1 C_1}} \text{ Hz} \quad (2.17)$$

e

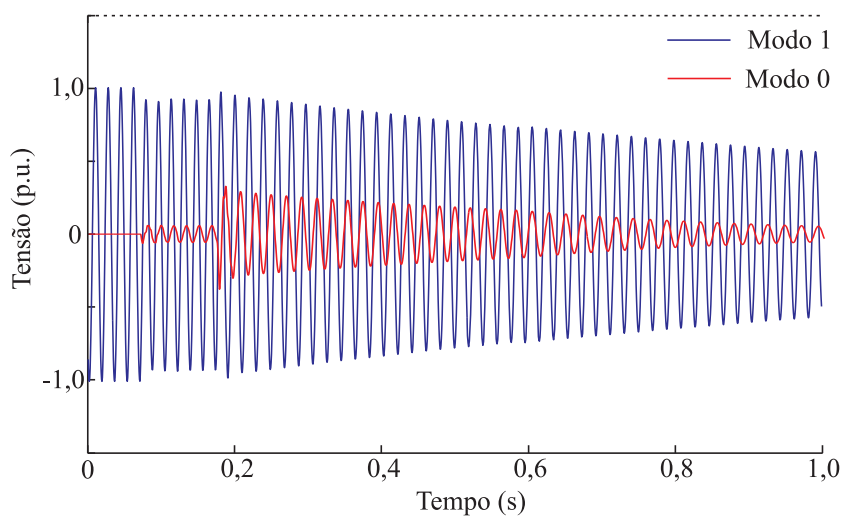
$$\frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{2L_1 + L_0}{L_1 L_0 (C_1 + 2C_0)}} \text{ Hz} . \quad (2.18)$$

No momento em que o defeito é extinto, os circuitos modais são desacoplados e consequentemente, as frequências de oscilação da carga residual passam a ser determinadas por (2.1) e (2.2). Em síntese, a frequência de oscilação correspondente ao modo 1 é a mesma durante e após a extinção do defeito. Já a frequência correspondente ao modo 0, possui um valor determinado por (2.18) durante o defeito e outro valor, determinado por (2.2), após a sua extinção. Este fenômeno pode ser verificado com o auxílio da Figura 2.8, na qual são ilustradas as componentes de frequência referentes aos modos 1 e 0 que compõem o sinal de tensão da Figura 2.6(b). A partir deste oscilograma, foram determinados os valores das frequências  $f_1$  e  $f_0$  durante e após o defeito, os quais são apresentados na Tabela 2.3. Os valores teóricos obtidos a partir de (2.1), (2.2) e (2.18) também são apresentados nesta tabela. Os dados da linha e do reator utilizados na simulação encontram-se na Tabela 2.2. Com base no exposto, observa-se a concordância entre os valores teóricos e simulados obtidos a partir dos oscilogramas provenientes de simulações digitais via ATP.

**Tabela 2.3.** Frequências de oscilação da carga residual devido a um defeito fase-terra na linha.

Frequências de Oscilação	Durante o defeito		Após o defeito	
	$f_1$ (Hz)	$f_0$ (Hz)	$f_1$ (Hz)	$f_0$ (Hz)
Valor teórico	53,66	49,99	53,66	45,78
Valor simulado*	53,56	49,69	53,56	45,21

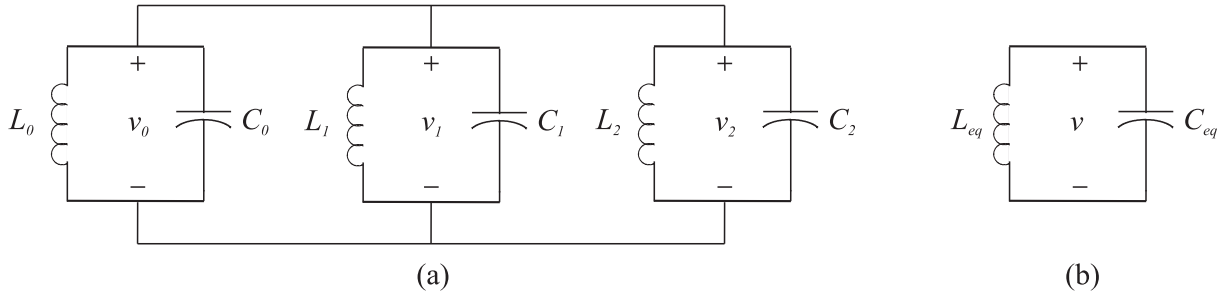
\*Obtido a partir dos oscilogramas da Figura 2.8



**Figura 2.8.** Componentes modais 1 e 0 que compõem o sinal de tensão da fase B da linha, para uma abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A.

### 2.2.3 Defeitos Fase-Fase-Terra (FFT)

Para defeitos que envolvem duas fases e a terra, os circuitos modais do conjunto linha-reator, após a abertura da linha, são conectados conforme a Figura 2.9.



**Figura 2.9.** (a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-fase-terra. (b) Circuito equivalente.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

A partir desta figura, as seguintes equações podem ser derivadas:

$$v_0 = v_1 = v_2 = v, \quad (2.19)$$

$$L_{eq} = \frac{L_0 L_1}{L_1 + 2L_0} \quad (2.20)$$

e

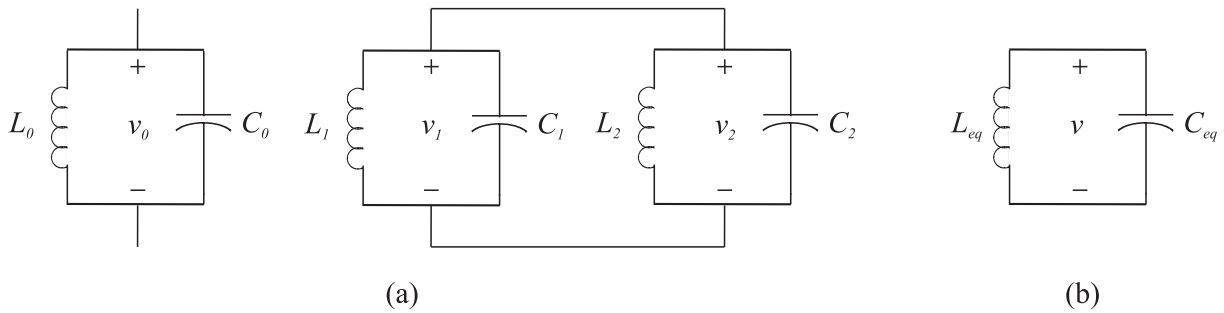
$$C_{eq} = C_0 + 2C_1. \quad (2.21)$$

Conclui-se que durante o defeito, há na fase sã apenas uma frequência de oscilação, a qual é dada por (2.22). Quando o defeito é extinto, a igualdade estabelecida em (2.19) torna-se inválida e as frequências de oscilação da carga residual passam a ser determinadas por (2.1) e (2.2).

$$\frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + 2L_0}{L_1 L_0 (C_0 + 2C_1)}} \text{ Hz}. \quad (2.22)$$

### 2.2.4 Defeitos Fase-Fase (FF)

No caso de defeitos fase-fase, em que não há o envolvimento da terra, os circuitos modais do conjunto linha-reator, após a abertura da linha, são conectados conforme a Figura 2.10. Observa-se que o circuito modal 0 não está envolvido no defeito. No entanto, é possível que a componente do modo 0 seja excitada durante a abertura da linha e uma das frequências de oscilação da carga residual será dada por (2.2).



**Figura 2.10.** (a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito fase-fase. (b) Circuito equivalente.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

A partir desta figura, tem-se:

$$v_1 = v_2 = v , \tag{2.23}$$

$$L_{eq} = \frac{L_1}{2} \tag{2.24}$$

e

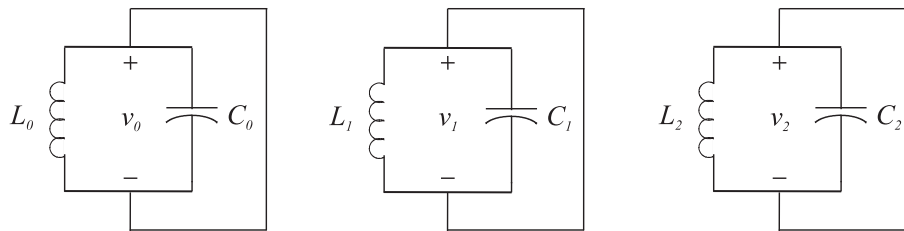
$$C_{eq} = 2C_1 . \tag{2.25}$$

Conclui-se que há na carga residual uma frequência de oscilação correspondente ao modo 0 e outra dada por (2.26). Estas frequências estão presentes na carga residual durante o defeito e após a sua extinção.

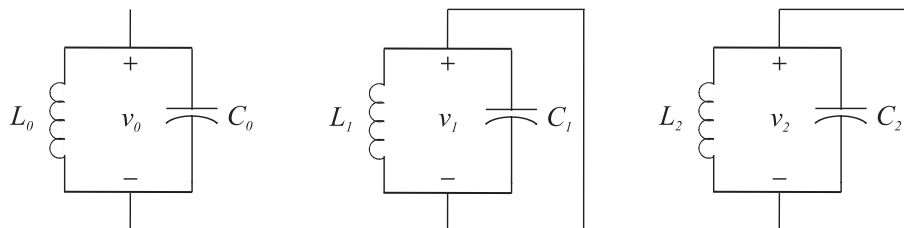
$$\frac{1}{2\pi\sqrt{L_1C_1}} \text{ Hz.} \tag{2.26}$$

### 2.2.5 Defeitos Trifásicos (3F)

Para defeitos trifásicos, a análise do comportamento da carga residual na linha também deve levar em consideração o envolvimento da terra. Na situação em que se tem um defeito entre as três fases e a terra, os circuitos modais do conjunto linha-reator, após a abertura da linha, são conectados conforme a Figura 2.11. Já para o caso em que o curto trifásico não envolve a terra, os respectivos circuitos modais são conectados conforme a Figura 2.12.



**Figura 2.11.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito trifásico envolvendo a terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.



**Figura 2.12.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual para a LT sob defeito trifásico sem o envolvimento da terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

Na situação em que a terra é envolvida no defeito, os circuitos modais 1, 2 e 0 são curto-circuitados e não há carga residual na linha de transmissão, uma vez que não há energia armazenada nas capacitâncias da linha. Na prática, é possível observar a presença de alguma carga residual devido à reatância série da linha e à impedância do defeito. Porém, por conta deste, estas cargas são rapidamente amortecidas. Já na situação em que a terra não é envolvida no defeito, apenas os circuitos modais 1 e 2 são curto-circuitados. Uma vez que o circuito modal 0 pode ser excitado no momento da abertura da linha, tal como discutido na seção 2.2.1, a carga residual pode possuir uma componente de frequência determinada por (2.2). Contudo, esta componente também é rapidamente amortecida e após o tempo morto, pode-se considerar que não há carga residual na linha para defeitos trifásicos.

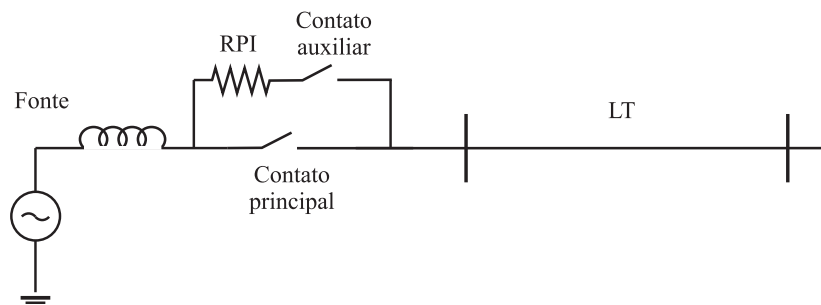


## 2.3 MÉTODOS PARA LIMITAÇÃO DE SOBRETENSÕES DE MANOBRAS

Nesta seção, os principais métodos para limitação de sobretensões de manobras em linhas de transmissão são apresentados. Aborda-se a utilização de equipamentos como resistores de pré-inserção e para-raios, além dos princípios do chaveamento controlado aplicado a manobras de energização e religamento de linhas.

### 2.3.1 Resistor de Pré-inserção

Do ponto de vista elétrico, um disjuntor com resistor de pré-inserção pode ser representado pelo fechamento sequencial de duas chaves, conforme a Figura 2.13, de forma que quando a linha de transmissão é energizada, inicialmente, se fecha o contato auxiliar que insere o resistor em série entre a fonte e a linha. Após um curto período de tempo o contato principal se fecha, curto-circuitando o resistor e trazendo para a linha a tensão plena da fonte.



**Figura 2.13.** Modelo do resistor de pré-inserção.

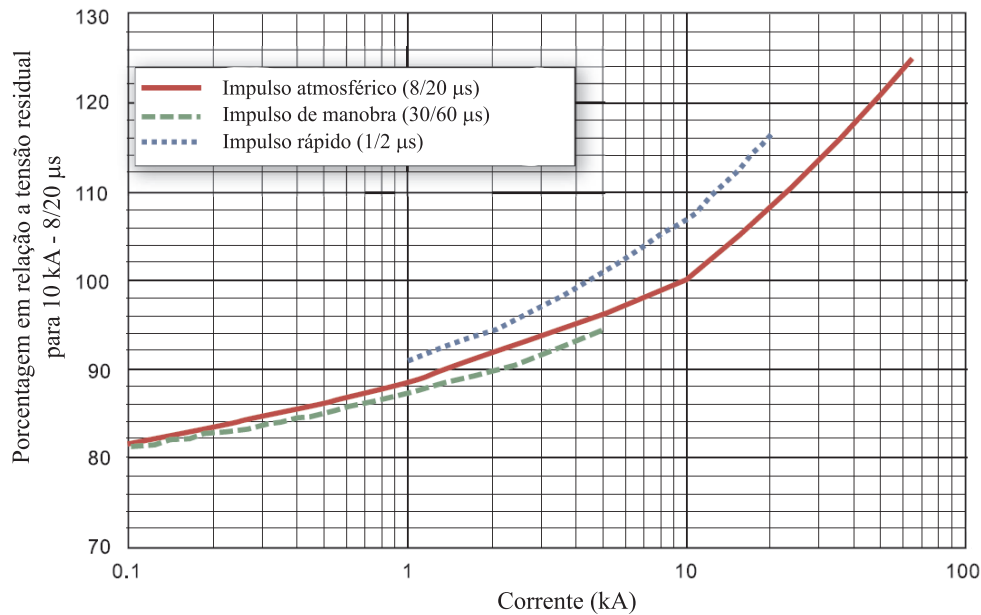
Com a utilização do RPI, a linha é energizada em dois estágios. No primeiro, ao inserir o resistor, reduz-se as ondas de tensão aplicadas à linha devido ao divisor de tensão que se estabelece entre o resistor de pré-inserção e a própria linha. Como consequência, pode-se imaginar que aumentando o valor do resistor diminui-se as sobretensões, porém, quando o resistor é curto-circuitado na segunda etapa, introduz-se novas sobretensões que aumentam com o valor do resistor (ZANETTA Jr., 2003). Embora cada estágio produza sobretensões ao longo da linha, a escolha adequada do valor do resistor e do tempo de inserção do mesmo assegura que as amplitudes das sobretensões sejam consideravelmente inferiores àquelas obtidas sem o resistor (DILLARD *et al.*, 1970).

A eficiência do RPI para o fim que se propõe não é contestada neste trabalho, pelo contrário, os resultados ora obtidos com este método atestam sua eficácia. No entanto, o resistor de pré-inserção se configura como um conjunto de mecanismos e peças que acrescenta ao disjuntor uma ou mais câmaras de manobra, dependendo da sua classe de tensão. Isto implica no aumento do número de componentes do disjuntor e, conseqüentemente, custo mais elevado (aproximadamente 25% a mais), necessidade de mais trabalho de manutenção e de peças de reposição (GOLDSWORTHY *et al.*, 2008). A possibilidade da eliminação do RPI permite que o disjuntor seja utilizado com um número menor de componentes mecânicos, aumentando a sua confiabilidade e reduzindo os custos agregados de fabricação e manutenção do mesmo.

### 2.3.2 Para-raios

Soluções alternativas ao uso de resistores de pré-inserção surgiram, a exemplo do uso mais efetivo dos para-raios de óxido de zinco (ZnO), que se dá devido aos baixos níveis de proteção e à alta capacidade de absorção de energia destes equipamentos (MARTINEZ & ZANETTA Jr., 1999). Os níveis de proteção são definidos pelas tensões residuais que aparecem entre os terminais dos para-raios durante a sobretensão transitória. Com o intuito de obter os valores das tensões residuais, os para-raios são submetidos a ensaios em laboratório através da aplicação de impulsos de corrente com diferentes formas de onda. Os resultados destes ensaios são normalmente fornecidos pelos fabricantes. Na Figura 2.14 apresenta-se a variação da tensão residual em função da corrente para diversos tipos de impulsos aplicados a para-raios da ABB (ABB, 2004). Para impulsos de manobra, o nível de proteção é comumente definido para uma corrente de condução de 2 kA (D'AJUZ *et al.*, 1987).

A capacidade de absorção de energia dos para-raios é de grande importância nos sistemas de EAT e UAT, onde a energia disponível é muito elevada. A energia absorvida por um para-raios de ZnO é muito dependente das suas características e dos detalhes do sistema elétrico, sendo determinada adequadamente através de um estudo de surtos de manobras. Nos casos em que, mesmo com a utilização dos para-raios, o resistor de pré-inserção não pode ser eliminado por razões diversas, o uso do chaveamento controlado surge como uma alternativa, capaz de reduzir as sobretensões transitórias e a energia dissipada pelos para-raios a níveis mais adequados do que aqueles obtidos somente com para-raios de ZnO (DANTAS *et al.*, 2009).



**Figura 2.14.** Variação da tensão residual em função da corrente para diversos tipos de impulsos (Fonte: ABB (2004)).

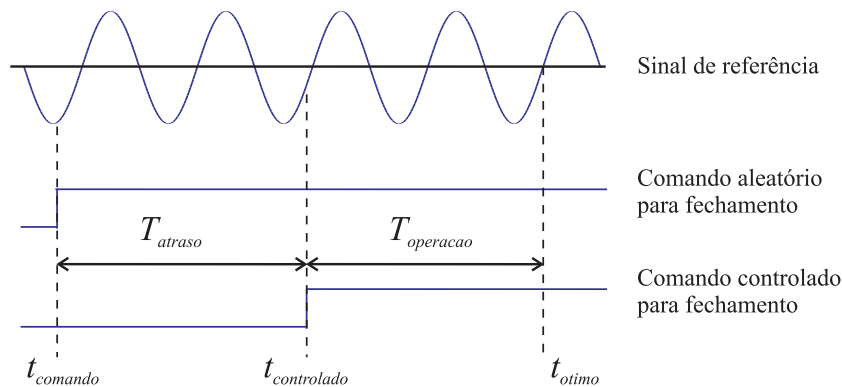
### 2.3.3 Chaveamento Controlado

Os efeitos negativos causados pelos surtos de manobras, tais como a degradação da qualidade da energia e a redução da vida útil dos equipamentos do sistema elétrico, podem ser minimizados controlando-se a abertura ou o fechamento dos contatos dos disjuntores (STANEK *et al.*, 2003; DANTAS *et al.*, 2007). Para tanto, a manobra deve ser realizada em um instante ótimo pré-determinado, tomando-se como referência sinais elétricos de tensão ou corrente. No caso particular de energização ou religamento de linhas de transmissão, os sinais de referência são as tensões entre os contatos de cada pólo do disjuntor e os instantes ótimos ocorrem nas passagens por zero destes sinais (DANTAS, 2007).

Normalmente, o comando para o fechamento do disjuntor ocorre em um instante aleatório ( $t_{comando}$ ) em relação ao sinal de referência e a manobra somente é efetivada após o tempo de operação deste equipamento ( $T_{operacao}$ ), o qual possui um valor típico de 50 ms (GARZON, 1997). Ao realizar uma manobra como esta, antes que os contatos do disjuntor se acoplem fisicamente, pode ser iniciada uma corrente por meio do pré-arco. O intervalo de tempo entre o instante em que o pré-arco é estabelecido e o instante em que ocorre o acoplamento físico dos contatos é denominado tempo de pré-arco ( $T_{pre-arco}$ ).

Na Figura 2.15 é ilustrada a estratégia para controle de manobras de fechamento de disjuntores. Para facilitar o entendimento, o efeito do pré-arco é desprezado e o instante ótimo ( $t_{otimo}$ ) ocorre no zero do sinal de referência. O procedimento consiste em controlar o instante  $t_{comando}$  atrasando-o por um intervalo de tempo  $T_{atraso}$  de forma que  $t_{otimo}$ , já previamente determinado, ocorra em um instante  $T_{atraso} + T_{operacao}$  depois de  $t_{comando}$ . O intervalo  $T_{atraso}$  pode ser determinado por três subintervalos:

- $T_{calculo}$ : intervalo de processamento interno do sistema de controle do chaveamento para determinação dos instantes ótimos;
- $T_{pre-arco}$ : nos casos em que o tempo de pré-arco é considerado;
- $T_{sincronizacao}$ : intervalo para sincronização com o instante ótimo pré-determinado, considerando  $T_{operacao}$ .

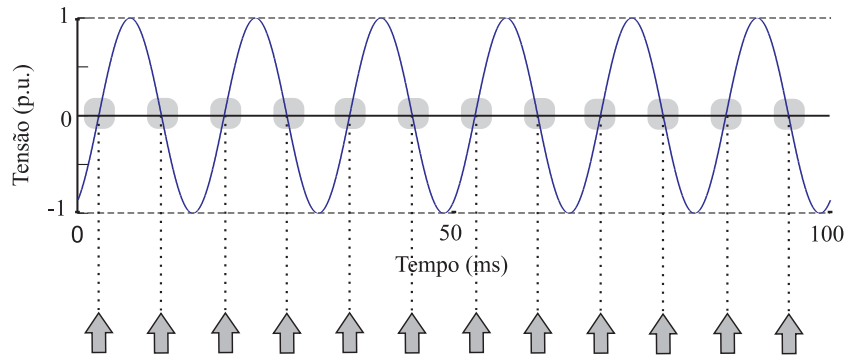


**Figura 2.15.** Temporização do chaveamento controlado.

A seguir, são discutidas as diferentes estratégias para aplicação do chaveamento controlado a manobras de fechamento de linhas de transmissão.

### 2.3.3.1 Estratégia para Energização de Linhas de Transmissão

Geralmente, energizações e desligamentos de linhas de transmissão são manobras programadas que podem ocorrer rotineiramente em sistemas de potência. O tempo entre estas manobras é suficiente para que possíveis cargas residuais presentes na linha sejam descarregadas. Esta condição é certamente a mais simples para a realização do chaveamento controlado, pois o instante ótimo para cada fase ocorre na passagem por zero da tensão do lado da fonte, a qual é o sinal de referência. Estes instantes estão indicados na Figura 2.16 através de setas.

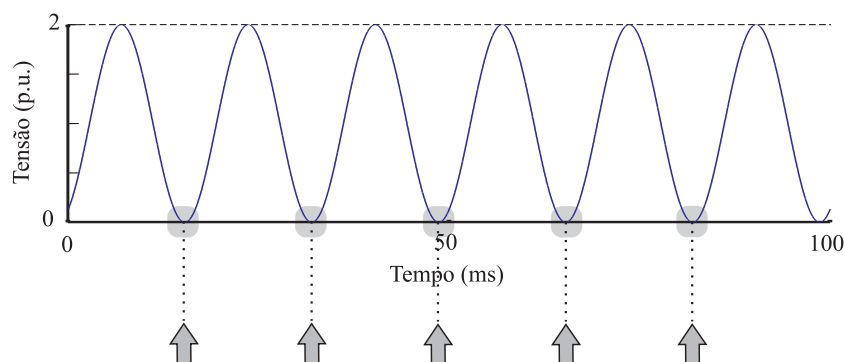


**Figura 2.16.** Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs sem carga residual.

### 2.3.3.2 Estratégia para Religamento de Linhas de Transmissão sem Compensação

Operações de religamento de linhas de transmissão em EAT, normalmente são efetivadas com a presença de cargas residuais. No caso em a linha não possui compensação reativa em derivação, idealmente a carga residual permanece constante e a tensão na linha fica em torno de  $\pm 1$  p.u. devido a seu efeito capacitivo. Na prática, a carga residual apresenta uma atenuação exponencial com uma constante de tempo relativamente alta, devido à baixa condutância da linha para a terra (FERNANDES *et al.*, 2005). Conseqüentemente, após o tempo morto, a tensão na linha ainda apresenta valores significativos.

O sinal de referência para o religamento da linha sem compensação é a tensão entre os contatos do disjuntor, a qual é ilustrada na Figura 2.17 para uma das fases. Nesta figura são mostrados os possíveis instantes ótimos, os quais correspondem idealmente aos instantes de passagem por zero do sinal de referência.

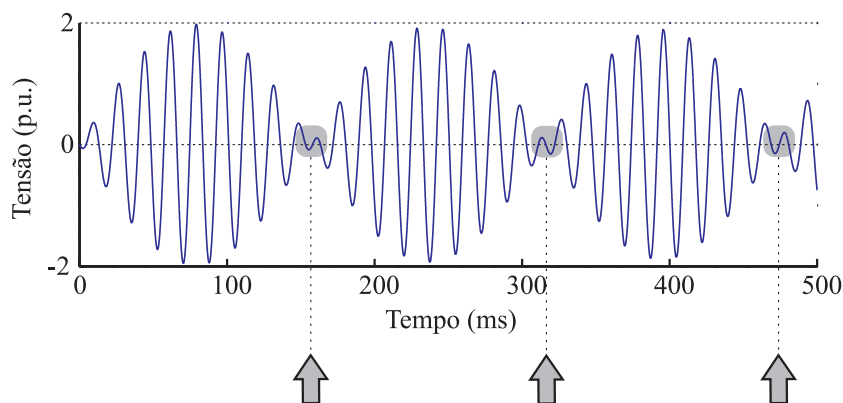


**Figura 2.17.** Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs sem compensação.

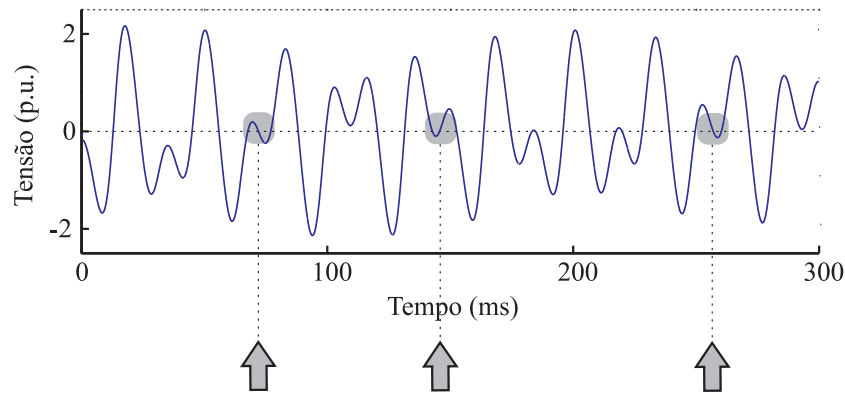
### 2.3.3.3 Estratégia para Religamento de Linhas de Transmissão com Compensação

Com o intuito de prover uma melhor compreensão da estratégia a ser adotada para o religamento de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação, considera-se inicialmente a abertura trifásica da linha sem a ocorrência de qualquer defeito. Neste caso, a carga residual apresenta um comportamento oscilatório, tal como discutido na Seção 2.1.2, em que a frequência correspondente à sequência positiva é predominante e possui valores típicos entre 30 e 55 Hz (DANTAS *et al.*, 2010).

Para tal situação, o sinal de referência é a tensão entre os contatos do disjuntor, o qual possui duas frequências: a frequência nominal do sistema ( $f_{60}$  - relativa a tensão do lado da fonte) e a frequência de oscilação da carga residual ( $f_1$  - que depende do grau de compensação da linha). Para graus de compensação elevados (Figura 2.18), a tensão entre os contatos do disjuntor apresenta uma forma de onda com pulsação bem definida, enquanto que graus de compensação menores resultam em formas de onda mais complexas (Figura 2.19). Em ambos os casos, os instantes ótimos para o chaveamento de cada fase, os quais estão destacados nas Figuras 2.18 e 2.19, ocorrem na passagem por zero do sinal de referência e no período de menor pulsação deste sinal. Com isto, pode-se minimizar o efeito do pré-arco no momento do fechamento dos contatos do disjuntor, aumentando assim a confiabilidade do chaveamento controlado (DANTAS *et al.*, 2008).



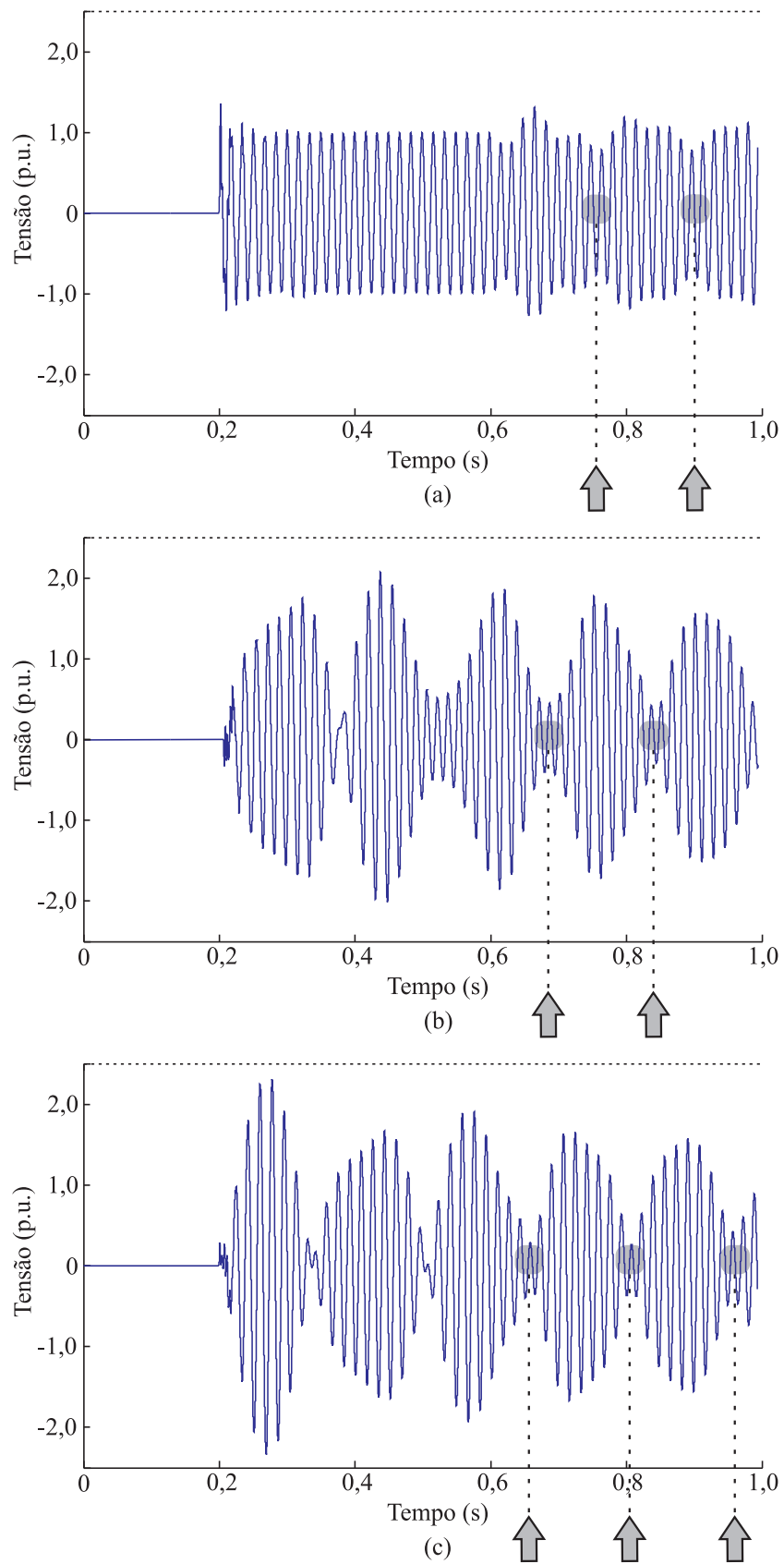
**Figura 2.18.** Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs com grau de compensação de 80%.



**Figura 2.19.** Tensão entre os contatos do disjuntor para LTs com grau de compensação de 30%.

Ao considerar a ocorrência de defeitos na linha, a frequência de oscilação correspondente à sequência zero ( $f_0$ ) pode estar presente na carga residual e o sinal de referência para o chaveamento controlado possuirá três frequências:  $f_{60}$ ,  $f_1$  e  $f_0$ . Neste caso, os instantes ótimos para o religamento de cada fase são determinados da mesma forma discutida para as Figuras 2.18 e 2.19: passagem por zero do sinal de referência, no período de menor pulsação deste sinal. Na Figura 2.20 são apresentadas as formas de onda das tensões entre os contatos do disjuntor para o mesmo defeito fase-terra apresentado na Figura 2.6. Estes sinais servem de referência para o religamento da linha e possuem as três frequências citadas anteriormente. Neste caso, a linha em questão possui 80% de compensação e pode-se considerar que a Figura 2.18 representa a abertura trifásica desta linha sem a ocorrência de defeitos.

Ao comparar as Figuras 2.18 e 2.20, observa-se que a componente de frequência correspondente à sequência zero, altera significativamente a forma de onda dos sinais de referência. Uma vez que esta componente pode ser distinta durante e após o defeito, tal como discutido na Seção 2.2, a estimativa dos instantes ótimos para o religamento de linhas pode se tornar mais complexa para esta situação. Estes instantes estão indicados na Figura 2.20 e são definidos após a extinção do defeito, que ocorre em  $t = 600$  ms. Devido a ocorrência deste, observa-se nesta última figura que as regiões de menor pulsação para os sinais de cada fase não ocorrem simultaneamente.



**Figura 2.20.** Forma de onda da tensão na linha com grau de compensação de 80%, após abertura trifásica devido a um defeito fase-terra envolvendo a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C.



# REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Apresenta-se a seguir um levantamento do estado da arte sobre redução de sobretensões de manobras em linhas de transmissão, dando ênfase às publicações mais significativas referentes ao chaveamento controlado de linhas. Por fim, realiza-se uma análise dos principais métodos encontrados na literatura, os quais estão diretamente relacionados com o tema desta tese, em que são discutidas suas aplicações, vantagens e limitações.

### 3.1 REDUÇÃO DE SOBRETENSÕES DE MANOBRAS EM LTs

Dentre os métodos mais tradicionais para redução de sobretensões de manobras em linhas de transmissão está a utilização de disjuntores com um ou mais resistores de pré-inserção por fase (WAGNER & BANKOSKE, 1967; COLCLASER *et al.*, 1969; DILLARD *et al.*, 1970). Este método pode limitar as sobretensões a 1,5 p.u. em 98% dos casos, especialmente quando utilizado em conjunto com técnicas de chaveamento controlado (STEMLER, 1976).

Em meados da década de 70, Konkel *et al.* (1977) apresentaram um protótipo para chaveamento controlado de disjuntores equipados com apenas um RPI por fase, o qual foi incorporado ainda em escala piloto, ao sistema da Bonneville Power Administration (BPA) para chavear uma linha de 500 kV. A eficiência do método foi avaliada com testes em campo e as sobretensões provenientes de energizações de linhas foram limitadas a valores semelhantes aos obtidos com vários RPI. Ainda assim, a utilização de resistores de pré-inserção encarece a fabricação e a manutenção dos disjuntores. Em 2004, foi relatado que uma companhia realizou programas de manutenção em disjuntores de 500 kV ao custo de US\$ 200.000,00 cada, e os RPI representaram um terço do custo total (CIGRE Working Group A3.07, 2004). Com o objetivo de eliminá-los, outros métodos foram propostos para redução de sobretensões de manobras.

A BPA verificou que os resistores de pré-inserção em disjuntores de EAT podem ser eliminados quando para-raios de óxido metálico são utilizados nos terminais das linhas de transmissão (entradas e saídas das subestações) e o fechamento dos contatos dos disjuntores leva em consideração a polaridade da carga residual na linha (LEGATE *et al.*, 1988). Simulações digitais e testes de campo validaram o método, que limitou as sobretensões a menos de 1,7 p.u. em 98% dos casos analisados.

Resultados semelhantes foram obtidos na Florida Power & Light Company (FPL) (RIBEIRO & MCCALLUM, 1989), onde se verificou através de simulações digitais que os riscos de falhas de isolamento de linhas de transmissão é relativamente baixo, cerca de uma falha para cada 135 manobras, quando se elimina os resistores de pré-inserção e se utiliza para-raios de óxido metálico com alta capacidade de dissipação de energia. Verificou-se que em 99,7% dos casos avaliados, a máxima energia absorvida pelos para-raios foi inferior a 2,35 MWs enquanto que na pior situação foi 2,60 MWs. Contudo, caso estes para-raios sejam solicitados a operar mais de uma vez em um curto intervalo de tempo, a energia absorvida devido às solicitações consecutivas pode exceder a capacidade destes equipamentos, que é de 4,60 MWs, e danificá-los.

Stenstrom & Mobedjina (1998) discutiram a utilização de para-raios de linhas de transmissão, cuja instalação pode ser feita diretamente nas torres, nos casos em que para-raios localizados nos terminais da linha não são suficientes para limitar as sobretensões de manobras a valores abaixo do nível de proteção estabelecido. Foi verificado através de simulações digitais via EMTP, que com um número razoável de para-raios distribuídos ao longo da linha, é possível limitar as sobretensões a valores aceitáveis (2 p.u.) e eliminar a necessidade dos resistores de pré-inserção.

Seyedi *et al.* (2005) propuseram um método semelhante que consiste em utilizar para-raios nos terminais e em apenas um ponto ao longo da linha de transmissão. A localização deste ponto é determinada com base nos níveis de sobretensões oriundas de chaveamentos em ambos os terminais da linha. Neste caso, concluiu-se que o método pode propiciar um perfil de sobretensão homogêneo e eliminar os resistores de pré-inserção. No entanto, em alguns casos pode não ser capaz de reduzir os níveis de sobretensões a valores aceitáveis, e outros métodos, como chaveamento controlado, devem ser utilizados.

Chaveamento controlado de disjuntores é um método almejado há vários anos para redução dos níveis de sobretensões de manobra. Porém, sua praticabilidade apenas se tornou viável com o avanço da tecnologia de equipamentos eletrônicos, barateando seus custos e ampliando suas potencialidades, acompanhado por uma maior aceitação, de boa parte das empresas do setor elétrico, em combinar a eletrônica com disjuntores convencionais. Apesar de apresentar um desempenho elétrico similar ao resistor de pré-inserção, esta técnica possui um custo inicial menor e aumenta a confiabilidade dos disjuntores devido a um número menor de partes móveis (CIGRE Working Group A3.07, 2004).

Os benefícios e a praticabilidade do chaveamento controlado foram discutidos por CIGRE Task Force 13.00.1 (1995) e CIGRE Task Force 13.00.1 (1996), em que se enfatizou a redução de sobretensões de manobra e as respectivas questões econômicas referentes à redução do nível de isolamento de grandes bancos de capacitores, eliminação de resistores de pré-inserção, compactação de linhas de transmissão, redução do nível de proteção dos para-raios, etc.

Em 1999, o CIGRE Working Group 13.07 baseado em suas pesquisas e experiências em campo, publicou um guia de aplicação de chaveamento controlado contemplando diversos equipamentos do sistema elétrico, tais como reatores, transformadores, banco de capacitores e linhas de transmissão (CIGRE Working Group 13.07, 1999a; CIGRE Working Group 13.07, 1999b). Em 2001, este mesmo grupo de trabalho publicou um novo documento com aspectos práticos do chaveamento controlado, abordando questões de planejamento, especificação e testes de sistemas de controle do chaveamento em conjunto com disjuntores (CIGRE Working Group 13.07, 2001)

Carvalho *et al.* (1995) avaliaram a redução de sobretensões de manobras em LTs utilizando para-raios nos seus terminais em conjunto com técnicas de chaveamento controlado. Para tanto, manobras de energizações e religamentos de linhas de 550 kV com diferentes comprimentos e diferentes graus de compensação em derivação foram analisadas através de simulações digitais via ATP. O tempo de operação do disjuntor e a precisão na estimação do instante ótimo para o seu chaveamento foram representados por distribuições estatísticas. Verificou-se que a utilização de para-raios juntamente com chaveamento controlado pode eliminar a necessidade de resistores de pré-inserção em disjuntores de EAT, limitando as sobretensões a valores inferiores a 1,7 p.u.

Ito (2002) discutiu o estado da arte do chaveamento controlado, dando ênfase às especificações necessárias ao mecanismo de operação dos disjuntores, ao crescente número de instalações e aplicações em campo e aos benefícios inerentes do método. Já Samitz *et al.* (2002) discutiram a aplicação desta técnica para manobras de energização e religamento de linhas de transmissão com e sem compensação reativa em derivação. Naquele trabalho, enfatizou-se a importância do desenvolvimento de um algoritmo eficiente para determinar os instantes apropriados para o religamento da linha e discutiu-se a influência dos transformadores de potencial, dos para-raios nos terminais das linhas e das características elétricas e mecânicas dos disjuntores.

Em 2004, Fernandez *et al.* (2004) apresentaram o uso do chaveamento controlado para reduzir sobretensões de manobras no sistema elétrico brasileiro, discutindo questões econômicas e implicações na coordenação de isolamento e na qualidade da energia. Neste mesmo ano, o CIGRE Working Group A3.07 (2004), anteriormente 13.07, deu continuidade a uma série de documentos relativos ao chaveamento controlado, apresentando indicadores qualitativos e quantitativos dos benefícios econômicos que esta técnica pode propiciar. As desvantagens e custos adicionais referentes à sua aplicação também são discutidos naquele documento.

Sanaye-Pasand *et al.* (2005) propuseram um método de estudo estatístico de sobretensões de manobras adequado às necessidades de relés que utilizam técnicas de chaveamento controlado. Uma vez que as amplitudes destas sobretensões dependem de diversos fatores tais como a configuração do sistema e a presença de cargas residuais nas linhas de transmissão, estudos estatísticos são necessários para determiná-las.

Valero (2007) realizou uma análise comparativa entre diferentes técnicas de controle de sobretensões de manobras em linhas de transmissão, a saber, resistores de pré-inserção, para-raios nos terminais e ao longo das linhas e técnicas de chaveamento controlado. Manobras de energização e religamento tripolar de linhas foram abordadas e avaliadas por meio de simulações digitais em programas do tipo EMTP, utilizando para isto, dados de um sistema elétrico real de 500 kV. Os resultados apresentados naquele trabalho e ratificados por Mestas & Tavares (2007), atestaram mais uma vez a eficiência do chaveamento controlado em limitar as sobretensões de manobras, tendo esta técnica um desempenho superior com relação às demais técnicas abordadas, limitando as máximas sobretensões a 1,71 p.u.

Goldsworthy *et al.* (2008) apresentaram um tutorial sobre chaveamento controlado de disjuntores, enfatizando os benefícios, a teoria e a tecnologia implementada até então. A experiência da BPA com o chaveamento de bancos de capacitores, reatores em derivação, transformadores e linhas de transmissão também é apresentada. Os autores afirmam que a BPA ainda não utiliza técnicas de chaveamento controlado para manobras de religamento rápido em linhas com compensação reativa em derivação e cerca de 80% dos disjuntores de 500 kV são desprovidos de resistores de pré-inserção. Contudo, a limitação das sobretensões de manobras é feita utilizando para-raios nos terminais das linhas em conjunto com o chaveamento sequencial de cada pólo do disjuntor. Também discute-se o religamento de linhas terminadas em transformadores, focando na redução da corrente de *inrush* em detrimento ao controle das sobretensões.

Com base no que foi apresentado, conclui-se que o chaveamento controlado aplicado à energização e religamento de linhas pode eliminar a necessidade dos resistores de pré-inserção, limitando as sobretensões de manobras a valores aceitáveis, especialmente quando usado em conjunto com para-raios. A seguir, os principais métodos para chaveamento controlado de linhas de transmissão encontrados na literatura são apresentados e discutidos.

## 3.2 MÉTODOS PARA CHAVEAMENTO CONTROLADO DE LTs

### 3.2.1 Froehlich *et al.* (1997a)

Froehlich *et al.* (1997a) apresentaram o primeiro dispositivo para chaveamento controlado de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação, o qual estima os instantes ótimos para o chaveamento baseando-se nas passagens por zero da tensão entre os contatos do disjuntor e é fundamentado em reconhecimento de padrões. O método foi avaliado em conjunto com para-raios por meio de simulações digitais via EMTP e analisadores de redes, mostrando-se independente do grau de compensação da linha.

Testes em campo com a instalação do dispositivo em uma linha de 500 kV do sistema da British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro), confirmaram a sua eficiência em reduzir as sobretensões de manobras sem a utilização de resistores de pré-inserção. Porém, para baixos graus de compensação, devido a maior complexidade dos sinais a serem analisados, o método pode apresentar dificuldades na determinação dos instantes ótimos, tal como discutido pelos próprios autores em Froehlich *et al.* (1997b).

### 3.2.2 Pilz *et al.* (2004)

Pilz *et al.* (2004) apresentaram um algoritmo que faz uso do método de Prony<sup>1</sup> para estimar a forma de onda dos sinais de referência (tensão entre os contatos dos disjuntores) em instantes futuros. Estes sinais estimados são divididos em janelas e para cada uma, os instantes de passagem por zero que apresentam a menor taxa de variação da tensão, são definidos como instantes apropriados para o religamento. Para evitar a ocorrência do pré-arco, estes instantes podem sofrer um deslocamento no tempo caso a taxa de variação da tensão no respectivo instante de passagem por zero seja maior que a taxa de decaimento da rigidez dielétrica entre os contatos dos disjuntores. Com o intuito de reduzir as sobretensões transitórias e a influência do acoplamento dos três pólos, foi definido que a fase que apresentar a menor taxa de variação de tensão dentro de uma janela, é a última a ser fechada. As demais fases são fechadas nas respectivas passagens por zero imediatamente anterior.

Simulações digitais em programas do tipo EMTP foram realizadas para avaliar o desempenho do método. Os resultados apresentados naquele trabalho, e posteriormente por Pilz *et al.* (2005), atestam a sua eficiência em reduzir as sobretensões de manobras em linhas de transmissão, principalmente quando comparado com o desempenho dos resistores de pré-inserção. Contudo, assim como discutido pelos autores, o custo computacional para aquele método torna-se muito superior com relação aos métodos baseados em reconhecimento de padrões.

### 3.2.3 Dantas *et al.* (2008)

Dantas *et al.* (2008) apresentaram um outro método para chaveamento controlado de linhas de transmissão, o qual determina os instantes apropriados para o chaveamento baseando-se nas passagens por zero dos sinais de tensão do lado da linha e do lado da fonte, de forma independente das passagens por zero do sinal de tensão entre os contatos do disjuntor. Com isto, as dificuldades descritas por Froehlich *et al.* (1997b), para linhas com baixo grau de compensação, foram superadas sem a necessidade de técnicas mais sofisticadas para tratamento de sinais.

---

<sup>1</sup>O método de Prony é uma técnica de estimação paramétrica que é capaz de ajustar senóides exponencialmente amortecidas a um conjunto de amostras de um sinal de dados. Detalhes deste método podem ser encontrados em Hilderbrand (1956) ou Marple (1987).

Naquele método, os instantes ótimos são determinados de forma a se obter as menores tensões transitórias induzidas no lado da linha, causadas pelo efeito do acoplamento eletromagnético devido ao chaveamento de cada pólo do disjuntor. Estes instantes ocorrem quando a tensão entre os contatos do disjuntor é zero e a dispersão entre o instante de fechamento do primeiro pólo e o instante de fechamento do último pólo é a menor possível.

O método foi implementado e avaliado diretamente em um programa do tipo EMTP, mais especificamente o ATP, fazendo uso da linguagem MODELS (DUBE, 1996). Os resultados obtidos via simulações digitais de energizações e religamentos tripolar de linhas de transmissão comprovaram a sua eficiência em limitar as sobretensões de manobras a valores inferiores a 1,75 p.u. em 98% dos casos avaliados. Dantas *et al.* (2011a) estenderam aquele método para implementação em tempo real fazendo uso do RTDS<sup>TM</sup> (*Real Time Digital Simulator*) e apresentaram um dispositivo para controlar o fechamento dos contatos dos disjuntores.

### 3.2.4 Mestas *et al.* (2011a)

Mestas *et al.* (2011a) apresentaram um método para religamento de linhas com compensação reativa em derivação, o qual é baseado na forma de onda do sinal de tensão entre os contatos do disjuntor e apenas umas das fases é monitorada para detectar uma região apropriada para o religamento das três fases. Esta região é definida após o tempo morto da linha como a primeira região de batimento mínimo daquele sinal e a manobra ocorre simultaneamente para as três fases, independente das passagens por zero dos sinais de referência. O método foi avaliado em tempo real usando o RTDS<sup>TM</sup> e é capaz de limitar as sobretensões de manobras a valores compatíveis com métodos existentes (FROEHLICH *et al.*, 1997a; DANTAS *et al.*, 2008).

No SIN, é comum a utilização de 500 ms para o tempo morto (ONS, 2002) e tipicamente, este tempo varia entre 500 e 1.500 ms (IEEE Std C37.104-2002, 2003). Contudo, os autores consideram em suas avaliações um tempo morto de 200 ms e realizam o religamento no primeiro batimento mínimo subsequente. Isto é necessário pois aquele método não determina um instante apropriado para o chaveamento, mas sim, uma região apropriada. Ao considerar um tempo maior, 500 ms por exemplo, esta região possuirá valores consideráveis de tensão e conseqüentemente, a aplicação do método pode ocasionar elevadas sobretensões, tal como discutido pelos próprios autores naquele trabalho.

Dantas *et al.* (2011b) mostraram que tal problema não é verificado em outros métodos que buscam um instante apropriado (passagem por zero do sinal de tensão entre os contatos dos disjuntores) para realizar o chaveamento, a exemplo dos métodos apresentados por Froehlich *et al.* (1997a) e Dantas *et al.* (2008).

### 3.2.5 Análise dos Métodos Apresentados

A principal razão para que haja um religamento de uma linha de transmissão é a ocorrência de um defeito na linha e a necessidade de recompor o sistema o mais rápido possível. Apesar disto, os métodos existentes não consideram as características das cargas residuais na linha para esta ocorrência, tão pouco consideram a possibilidade do defeito ser permanente (CIGRE Working Group A3.07, 2004), o que poderia resultar em um religamento sem sucesso.

No método apresentado por Froehlich *et al.* (1997a), os defeitos são tratados de forma bastante simplificada. Independente destes serem temporários ou permanentes, considera-se que o melhor instante para o religamento da fase que se encontra sob defeito é o zero da tensão do lado da fonte. Para as fases sãs, o método é aplicado normalmente. Porém, não são apresentados resultados de religamentos para linhas sob tais condições. O mesmo pode ser observado no trabalho de Dantas *et al.* (2008), em que são apresentados estudos apenas para situações em que não há defeitos nas linhas.

Estes dois últimos trabalhos baseiam-se fundamentalmente no princípio de que a tensão na linha, após a sua abertura, apresenta predominantemente uma única componente de frequência, a qual corresponde à sequência positiva do conjunto linha-reator. No entanto, durante um defeito, os sinais de tensão na linha podem apresentar um comportamento mais complexo devido a presença da componente de sequência zero. Por conseguinte, a depender das características do sistema elétrico sob análise, a aplicação destes dois métodos pode se tornar inviável caso haja nestes sinais mais de uma componente de frequência com valores significativos.

Nos casos em que a linha de transmissão é desligada devido a ocorrência de um defeito, enquanto este persistir, as características dos sinais de tensão na linha são determinadas pelo tipo de defeito, e após a sua extinção, estas características podem sofrer alterações significativas, conforme discutido na Seção 2.2. Neste caso, o método proposto por Pilz *et al.* (2004) pode apresentar dificuldades em estimar corretamente os sinais de referência em instantes futuros.



Já o método proposto por Mestas *et al.* (2011a) é apropriado apenas para a situação particular de religamento de linhas que foram desligadas devido a ocorrência de defeitos externos, tal como discutido pelos autores em Mestas *et al.* (2011b). Esta situação pode ocorrer por conta de uma atuação indevida da proteção, o que torna restrita a aplicabilidade daquele método. Isto ocorre devido a complexidade dos sinais de tensão do lado da linha durante a ocorrência de um defeito, o que impossibilita a determinação apropriada dos períodos de batimento mínimo dos sinais de tensão entre os contatos do disjuntor. Além disto, a análise dos sinais de referência para apenas uma das fases não é suficiente, pois em uma situação de defeito, os sinais de tensão nas três fases podem não apresentar as respectivas regiões de batimento mínimo no mesmo instante (BAN *et al.*, 2003).

### 3.3 RESUMO

Na Tabela 3.1 encontra-se um resumo dos artigos referenciados, separados cronologicamente conforme o método utilizado para redução das sobretensões de manobra em linhas de transmissão. Pode-se observar que a partir do fim da década de 80, diversos trabalhos foram desenvolvidos visando a eliminação dos resistores de pré-inserção por meio da utilização de para-raios nos terminais das linhas de transmissão ou ao longo de sua extensão, além da utilização de técnicas de chaveamento controlado em conjunto com para-raios. Observa-se ainda que o chaveamento controlado não é uma ideia nova, uma vez que na década de 70 já havia trabalhos que utilizavam os seus princípios. Mas somente a partir da década de 90, com o avanço da tecnologia e uma maior aceitação da eletrônica aplicada aos sistemas de potência, é que esta técnica ganhou mais ênfase. Neste contexto, merece destaque o trabalho de Froehlich *et al.* (1997a) por ser o primeiro a apresentar um dispositivo para chaveamento controlado de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação.

**Tabela 3.1.** Resumo da revisão bibliográfica referente à redução de sobretensões de manobra em LTs.

Referência	Método Utilizado			
	Resistores de Pré-inserção	Pára-raios nos terminais da LT	Pára-raios de LT	Chaveamento Controlado
Stemler (1976)	✓	-	-	✓
Konkel <i>et al.</i> (1977)	✓	-	-	✓
Legate <i>et al.</i> (1988)	-	✓	-	✓
Ribeiro & McCallum (1989)	-	✓	-	-
Stenstrom & Mobedjina (1998)	-	✓	✓	-
Seyedi <i>et al.</i> (2005)	-	✓	✓	-
Carvalho <i>et al.</i> (1995)	-	✓	-	✓
Froehlich <i>et al.</i> (1997a)	-	✓	✓	✓
Samitz <i>et al.</i> (2002)	-	✓	-	✓
Ito (2002)	-	✓	-	✓
Fernandez <i>et al.</i> (2004)	-	✓	-	✓
Sanaye-Pasand <i>et al.</i> (2005)	-	✓	-	✓
Valero (2007)	-	✓	✓	✓
Goldsworthy <i>et al.</i> (2008)	-	✓	-	✓
Dantas <i>et al.</i> (2008)	-	✓	-	✓
Mestas <i>et al.</i> (2011a)	-	✓	-	✓
Dantas <i>et al.</i> (2011a)	-	✓	-	✓

# MÉTODO PROPOSTO

De acordo com o exposto nos capítulos anteriores, percebe-se que mesmo com todos os esforços dos pesquisadores, existe ainda uma carência na determinação adequada dos instantes apropriados para o religamento de linhas de transmissão, principalmente quando ocorrem defeitos ao longo de sua extensão. Neste trabalho, procura-se preencher esta lacuna com a proposição de um novo método para o chaveamento controlado de linhas, no qual os instantes apropriados para o religamento são determinados a partir da análise das características das cargas residuais nas linhas. Com esta análise, também é possível detectar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, os quais correspondem a mais de 80% dos defeitos em linhas de 500 e 750 kV no SIN (AQUINO *et al.*, 2010). Com isto, é possível impedir que o religamento ocorra sob defeito, evitando uma manobra sem sucesso que poderia levar o sistema à instabilidade ou até à um *blackout*.

O método proposto é baseado em um algoritmo simples de detecção de passagens por zero e na aplicação de transformações modais para analisar as componentes de frequência contidas nas cargas residuais nas linhas de transmissão. Este método é um melhoramento daquele proposto por Dantas (2007) e consiste em estimar o sinal de referência em instantes futuros, possibilitando assim a determinação de instantes apropriados para o religamento de cada fase. Estes instantes ocorrem quando o sinal de tensão entre os contatos do disjuntor é zero e são determinados de forma que o intervalo entre fechamento da primeira e da última fase seja o menor possível, o que aumenta a eficiência da técnica (DANTAS *et al.*, 2008).

Na Figura 4.1, é apresentado o fluxograma que descreve o funcionamento do método proposto, o qual é discutido em seguida.

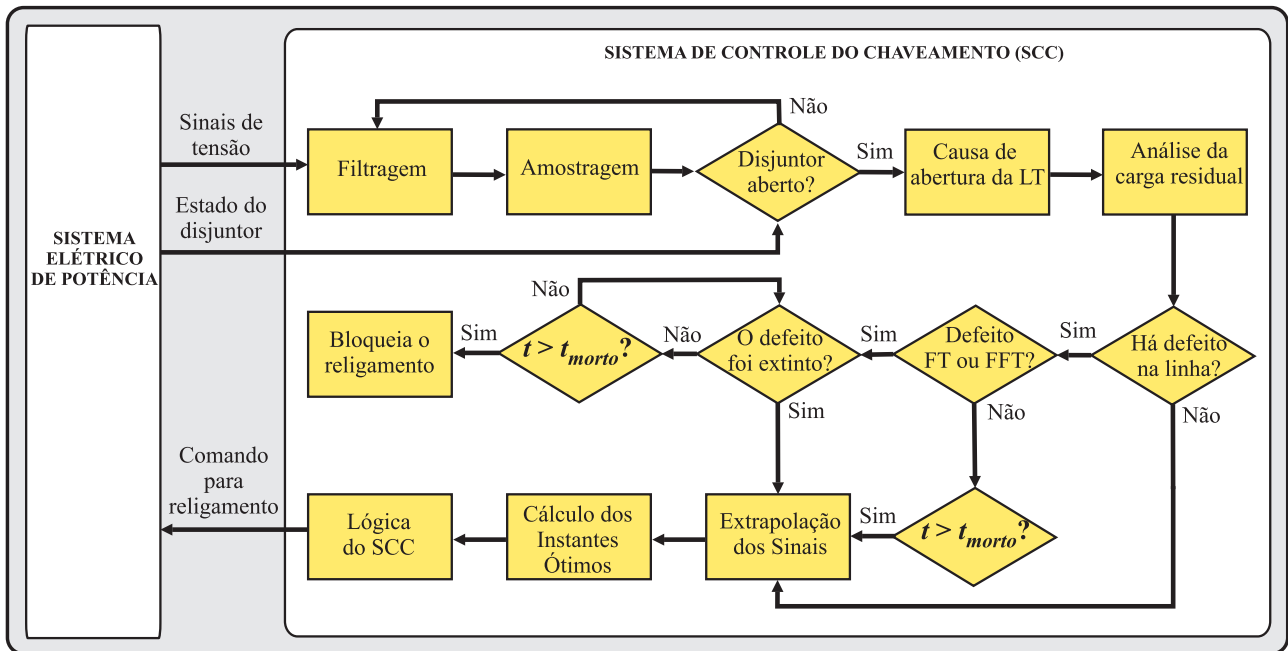
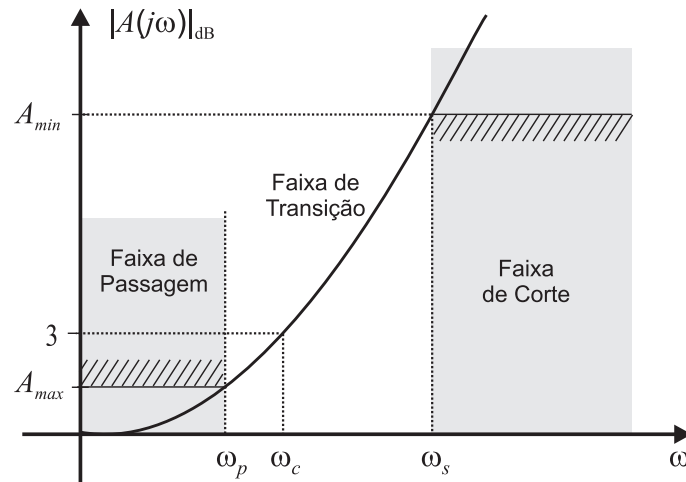


Figura 4.1. Fluxograma do método proposto.

#### 4.1 FILTRAGEM E AMOSTRAGEM

O *Sistema de Controle do Chaveamento* (SCC) recebe do sistema elétrico de potência os sinais de referência (tensões do lado da linha e do lado da fonte) necessários para a realização do chaveamento controlado. Em seguida, com o objetivo de minimizar o efeito de *aliasing* e atenuar componentes de alta frequência, um filtro digital Butterworth passa-baixa de terceira ordem foi projetado e aplicado a estes sinais. Uma descrição sucinta deste tipo de filtro pode ser encontrada em livros de processamento de sinais como Oppenheim & Schaffer (1989).

A Figura 4.2 é uma representação gráfica das especificações de projeto de um filtro Butterworth passa-baixa, em que  $|A(j\omega)|_{dB}$  representa a atenuação do sinal (em dB) em função da frequência  $\omega$ . As frequências  $\omega_p$  e  $\omega_s$  dividem as frequências nas faixas de passagem, transição e corte. A frequência  $\omega_c$  é denominada de frequência de corte do filtro e representa a frequência na qual a atenuação do filtro é de 3 dB. As variáveis  $A_{max}$  e  $A_{min}$  representam as atenuações nas faixas de passagem e corte, respectivamente.



**Figura 4.2.** Especificações de projeto de um filtro Butterworth passa-baixa.

Como a faixa de frequência de interesse varia em torno de 30 a 60 Hz, as seguintes especificações foram consideradas para o projeto do filtro:  $f_p = 150$  Hz;  $f_s = 240$  Hz;  $A_{max} = 1$  dB;  $A_{min} = 60$  dB, em que  $\omega_p = 2\pi f_p$  e  $\omega_s = 2\pi f_s$ . Com base nestes parâmetros e a partir da equação 4.1, calcula-se a frequência de corte  $f_c = 187,89$  Hz, em que  $n$  é a ordem do filtro e  $\omega_c = 2\pi f_c$  (OPPENHEIM & SCHAFER, 1989).

$$\omega_c = \frac{\omega_p}{(10^{0,1A_{max}} - 1)^{\frac{1}{2n}}} \quad (4.1)$$

Após a filtragem, os sinais são amostrados a uma taxa de 16 amostras por ciclo da frequência fundamental do sistema, a qual é suficiente para que o sinal possa ser reproduzido integralmente sem erro de *aliasing* e é comumente utilizada em sistemas de proteção digital (SCHWEITZER & HOU, 1993).

## 4.2 IDENTIFICAÇÃO DA CAUSA DE ABERTURA DA LINHA

Em geral, uma manobra de religamento de uma linha de transmissão ocorre após a atuação do sistema de proteção devido a ocorrência de um defeito ao longo de sua extensão. No instante em que a linha é aberta, o SCC deve identificar a razão desta abertura e quando for o caso, classificar o tipo de defeito. Porém, não é objetivo deste trabalho a identificação e a classificação de defeitos. Para este fim, métodos encontrados na literatura podem ser utilizados (SILVA *et al.*,

2007; PEREIRA *et al.*, 2009; SILVA *et al.*, 2010; COSTA *et al.*, 2010). Nos casos avaliados nesta tese, considerou-se que as informações quanto a causa de abertura da linha eram previamente conhecidas.

### 4.3 ANÁLISE DA CARGA RESIDUAL

Com o intuito de determinar as componentes de frequência da carga residual, propõe-se o uso de transformações modais através da aplicação da matriz de Karrenbauer aos sinais de tensão na linha. A relação entre estas tensões no domínio de fases ( $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$ ) e no domínio modal ( $v_0$ ,  $v_1$  e  $v_2$ ) pode ser expressa da seguinte forma (ARAÚJO & NEVES, 2005):

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix}. \quad (4.2)$$

Conseqüentemente, as tensões no domínio modal podem ser obtidas a partir das tensões no domínio de fases, a partir de (4.3).

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

A formulação do método proposto, a qual depende diretamente de causa da abertura da linha, é apresentada a seguir para cada caso abordado.

#### 4.3.1 Abertura Trifásica

Para o caso de abertura trifásica sem a ocorrência de defeitos, foi verificado na Seção 2.2.1 que a carga residual pode oscilar com duas componentes de frequência. Estas componentes podem ser obtidas fazendo uso de (4.2) e (4.3). Verifica-se que a partir de (4.2) tem-se as seguintes equações:

$$v_a = v_0 + v_1 + v_2, \quad (4.4)$$

$$v_b = v_0 - 2v_1 + v_2 \quad (4.5)$$

e

$$v_c = v_0 + v_1 - 2v_2. \quad (4.6)$$

A partir de (4.3):

$$v_0 = \frac{1}{3}(v_a + v_b + v_c), \quad (4.7)$$

$$v_1 = \frac{1}{3}(v_a - v_b) \quad (4.8)$$

e

$$v_2 = \frac{1}{3}(v_a - v_c). \quad (4.9)$$

Com base em (4.4), tem-se que uma das componentes de frequência contida na carga residual na fase A da linha, é dada por  $v_0$ , ou seja, por (4.7). Já a outra componente, é dada por  $(v_1 + v_2)$ , ou seja, por (4.10), a qual é obtida somando-se membro a membro (4.8) e (4.9):

$$(v_1 + v_2) = \frac{1}{3}(2v_a - v_b - v_c). \quad (4.10)$$

Uma análise semelhante pode ser realizada para as demais fases. Com base em (4.5) e (4.6), verifica-se que as fases B e C também possuem a componente de frequência dada por (4.7). A segunda componente de frequência para a fase B é dada por (4.11), enquanto que para a fase C, é dada por (4.12).

$$(-2v_1 + v_2) = \frac{1}{3}(-v_a + 2v_b - v_c). \quad (4.11)$$

$$(v_1 - 2v_2) = \frac{1}{3}(-v_a - v_b + 2v_c). \quad (4.12)$$

Uma vez que cada uma destas componentes assume uma forma senoidal, é possível estimar os parâmetros de amplitude e frequência através da detecção das passagens por zero destes sinais (DANTAS, 2007). Uma passagem por zero é detectada sempre que um sinal senoidal muda de polaridade entre duas amostras consecutivas. Com isso, as frequências destes sinais são determinadas através da detecção de duas passagens por zero consecutivas e suas amplitudes são determinadas detectando-se o valor de pico entre estes zeros. Este procedimento também é realizado para os demais casos de defeitos abordados neste trabalho.

Após o tempo morto da linha, pode-se considerar que a componente de frequência referente ao modo 1 para cada fase, dadas por (4.10), (4.11) e (4.12), é suficiente para se determinar o comportamento da carga residual (DANTAS *et al.*, 2009). Porém, a aplicação do método proposto neste trabalho propicia uma melhor precisão na determinação desta componente, desde os primeiros instantes após a abertura da linha.

### 4.3.2 Defeitos Fase-Terra

Para defeitos fase-terra, considera-se o envolvimento da fase A e as equações (4.2) a (4.12) continuam válidas. Assim como discutido na Seção 2.2.2, a análise se dá em duas etapas: durante o defeito e após a sua extinção. A componente de frequência relativa ao modo 0 somente é avaliada após a extinção do defeito, sendo determinada por (4.7). Já a componente de frequência relativa ao modo 1, pode ser avaliada para as fases sãs a partir do instante em que a linha é aberta. Durante o defeito, esta componente é obtida observando-se (4.5) e (4.6), além de (2.15) e (2.16), que por conveniência são repetidas abaixo:

$$v_2(t) = -\frac{v_0(t)}{2} + \left[ \frac{v_2(0) - v_1(0)}{2} \right] \cdot \cos \left( \sqrt{\frac{1}{L_1 C_1}} t \right) \quad (4.13)$$

e

$$v_1(t) = -\frac{v_0(t)}{2} - \left[ \frac{v_2(0) - v_1(0)}{2} \right] \cdot \cos \left( \sqrt{\frac{1}{L_1 C_1}} t \right) . \quad (4.14)$$



Para as fases B e C, estas componentes ( $v_{b_{mod1}}$  e  $v_{c_{mod1}}$ , respectivamente) são obtidas a partir de (4.15) e (4.16). O termo  $(-\frac{1}{2}v_0)$  aparece nestas duas últimas equações para compensar o termo envolvendo  $v_0$  em (4.13) e (4.14). Após a extinção do defeito, a componente de frequência em questão, passa a ser determinada por (4.11) e (4.12).

$$v_{b_{mod1}} = -2v_1 + v_2 - \frac{1}{2}v_0 . \quad (4.15)$$

$$v_{c_{mod1}} = v_1 - 2v_2 - \frac{1}{2}v_0 . \quad (4.16)$$

Após o defeito ser extinto, pode aparecer na fase A uma tensão induzida pelas fases sãs, conforme a Figura 2.6. Para esta fase, as componentes de frequência referentes aos modos 0 e 1 são determinadas por (4.7) e (4.10), respectivamente. Uma vez determinadas as componentes de frequência para cada fase, estima-se os parâmetros de amplitude e frequência através da detecção das respectivas passagens por zero, tal como discutido na seção anterior. Da mesma forma, pode-se obter o equacionamento para defeitos fase-terra que envolvam as fases B e C.

### 4.3.3 Defeitos Fase-Fase-Terra

Para este tipo de defeito, enquanto o mesmo persistir na linha de transmissão, a frequência de oscilação da carga residual na fase sã é determinada por (2.22), que é repetida abaixo por conveniência.

$$\frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + 2L_0}{L_1 L_0 (C_0 + 2C_1)}} \text{ Hz} . \quad (4.17)$$

Após o fim do defeito, uma nova composição de frequências é observada na carga residual, as quais são determinadas por (2.1) e (2.2), que são repetidas a seguir:

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 C_1}} \quad (4.18)$$

e

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_0}} . \quad (4.19)$$

Com o objetivo de prever instantes apropriados para o religamento da linha, a análise da carga residual somente deve ser iniciada após a extinção do defeito. Porém, antes de se extinguir completamente, o defeito pode passar a envolver apenas uma fase e a terra. Nesta situação, a análise da carga residual pode ser iniciada conforme a Seção 4.3.2.

#### 4.3.4 Defeitos Fase-Fase e Trifásicos

De acordo com a análise para defeitos fase-fase realizada na Seção 2.2.4, tem-se que as frequências de oscilação da carga residual são as mesmas durante e após o defeito, sendo determinadas por (4.18) e (4.19). Por conseguinte, pode-se iniciar a análise no momento de abertura da linha, a qual é realizada da mesma forma apresentada na Seção 4.3.1. Já com relação aos defeitos trifásicos, nenhuma análise referente ao comportamento da carga residual se faz necessária, pois de acordo com o exposto na Seção 2.2.5, nenhuma carga residual é esperada na linha de transmissão. Neste caso, a manobra de religamento passa a ter as mesmas características de uma manobra de energização.

Apesar de serem contempladas neste trabalho situações de religamento após a ocorrência de defeitos que envolvem mais de uma fase da linha de transmissão, ressalta-se que no SIN esta manobra pode ser bloqueada (AQUINO *et al.*, 2010).

### 4.4 IDENTIFICAÇÃO DA EXTINÇÃO DO DEFEITO

Toda a análise apresentada na seção anterior, baseia-se na causa de abertura da linha de transmissão. Caso esta causa seja um defeito na linha, é necessário verificar se o mesmo foi extinto durante o tempo morto. Se esta condição não for verificada, deve-se bloquear o religamento e assim, garantir que esta manobra não ocorra sob defeito.

Até o presente momento da pesquisa, é possível identificar apenas a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra. A dificuldade encontrada para determinar a extinção de defeitos fase-fase e trifásicos provém das características das cargas residuais nas linhas para estas situações, as quais foram discutidas nas Seções 2.2.4 e 2.2.5. A seguir, apresenta-se o método proposto para identificação da extinção de defeitos em linhas de transmissão, após a sua abertura.

#### 4.4.1 Extinção de Defeitos Fase-Terra

Enquanto o defeito fase-terra persistir na linha, a Figura 2.7 é considerada para análise da carga residual. Desta figura:

$$v_0 + v_1 + v_2 = 0 . \quad (4.20)$$

A partir de (2.13), que é repetida abaixo por conveniência,

$$v_0(t) = v_0(0) \cos \left( \sqrt{\frac{2L_1 + L_0}{L_1 L_0 (C_1 + 2C_0)}} t \right) , \quad (4.21)$$

em conjunto com (4.13) e (4.14), tem-se:

$$v_1 + v_2 = -v_0 = -v_0(0) \cos \left( \sqrt{\frac{2L_1 + L_0}{L_1 L_0 (C_1 + 2C_0)}} t \right) . \quad (4.22)$$

Conclui-se que durante o defeito, os sinais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$  são iguais e possuem uma forma senoidal cuja frequência é determinada pelo argumento da função cosseno em (4.22). Após a extinção do defeito,  $v_0$  oscila com uma frequência determinada por (4.19), enquanto  $(v_1 + v_2)$  oscila com uma frequência determinada por (4.18). A partir destas características, propõe-se um novo método para se determinar a extinção de defeitos fase-terra em linhas de transmissão, com base nas seguintes proposições:

- Após a abertura da linha, enquanto  $v_1 + v_2 = -v_0$ , afirma-se que o defeito ainda persiste.
- No instante em que se verifica a desigualdade  $v_1 + v_2 \neq -v_0$ , afirma-se que o defeito foi extinto.

Estas proposições são válidas apenas para a situação ideal em que a impedância de defeito e a reatância série da linha são desprezadas, o que torna (4.20) válida para qualquer ponto da linha. Na prática, a soma das tensões modais  $(v_0 + v_1 + v_2)$  é diretamente proporcional à impedância de defeito (GÖNEN, 2009), e a simples aplicação destas proposições é suficiente para se determinar a sua extinção.

Com o intuito de superar esta dificuldade, ao invés de verificar a igualdade  $v_1 + v_2 = -v_0$  ponto a ponto, verifica-se se os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$  são próximos um do outro durante um determinado intervalo. Para isto, usa-se técnicas empregadas na avaliação da qualidade do ajuste de curvas, quando tenta-se ajustar uma determinada função a um conjunto de pontos. Um parâmetro estatístico apropriado para este fim é o coeficiente de determinação  $R^2$  (SPIEGEL *et al.*, 2001). Este coeficiente adimensional quantifica a qualidade do ajuste entre zero e um, em que valores mais próximos de um indicam um melhor ajuste, e é definido da seguinte forma (THE MATHWORKS, INC., 2007):

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST}, \quad (4.23)$$

em que  $SSE$  é a soma quadrática das diferenças entre os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$ , tomadas ponto a ponto em um intervalo com  $N$  amostras de cada sinal:

$$SSE = \sum_{k=1}^N \{[v_1(k) + v_2(k)] - [-v_0(k)]\}^2 \quad (4.24)$$

e  $SST$  é a soma quadrática das diferenças entre as amostras de  $(-v_0)$  e o valor médio deste sinal ( $\bar{v}_0$ ) no intervalo com  $N$  amostras:

$$SST = \sum_{k=1}^N \{[-v_0(k)] - \bar{v}_0\}^2. \quad (4.25)$$

Caso  $SST$  seja menor que  $SSE$ , é possível obter um valor negativo para  $R^2$ . Isto indica uma completa discrepância entre os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$ . Apenas para efeito de visualização dos resultados e sem prejuízo de qualquer natureza, caso  $R^2 < 0$ , considera-se neste trabalho que  $R^2 = 0$ .

Considerando um intervalo de 16,67 ms (correspondente a um ciclo da frequência fundamental) e uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo, tem-se que o valor de  $R^2$  é calculado para  $N = 16$ . A cada nova amostra obtida, um novo valor para  $R^2$  é calculado com base nas últimas 16 amostras. Conseqüentemente, imediatamente após a abertura da linha, o valor de  $R^2$  deve ser próximo de um, uma vez que os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$  devem estar próximos um do outro. Quando o defeito é extinto, tem-se que estes sinais passam a ser distintos e deve-se obter um valor nulo para  $R^2$ .

Com base no valor de  $R^2$ , é possível determinar a extinção de defeitos fase-terra, conforme ilustrado na Figura 4.3(c). Neste exemplo, o qual é o mesmo abordado na Seção 2.2.2, verifica-se que após a abertura da linha em  $t = 200$  ms,  $R^2$  atinge o patamar com valor unitário após aproximadamente um ciclo da frequência fundamental. Após a extinção do defeito em  $t = 600$  ms,  $R^2$  sai do patamar unitário e passa para um valor nulo. Neste instante, conclui-se que o defeito foi extinto na linha de transmissão.

A indicação da extinção do defeito ocorreu com cerca de 16,67 ms de atraso. Considerando um tempo morto típico de 500 ms para o religamento, este atraso representa menos de 4% deste tempo morto. Consequentemente, não acarreta grandes problemas para a manobra de religamento. Na Figura 4.3(b), observa-se os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$ , os quais são semelhantes apenas no período em que o defeito persiste na linha.

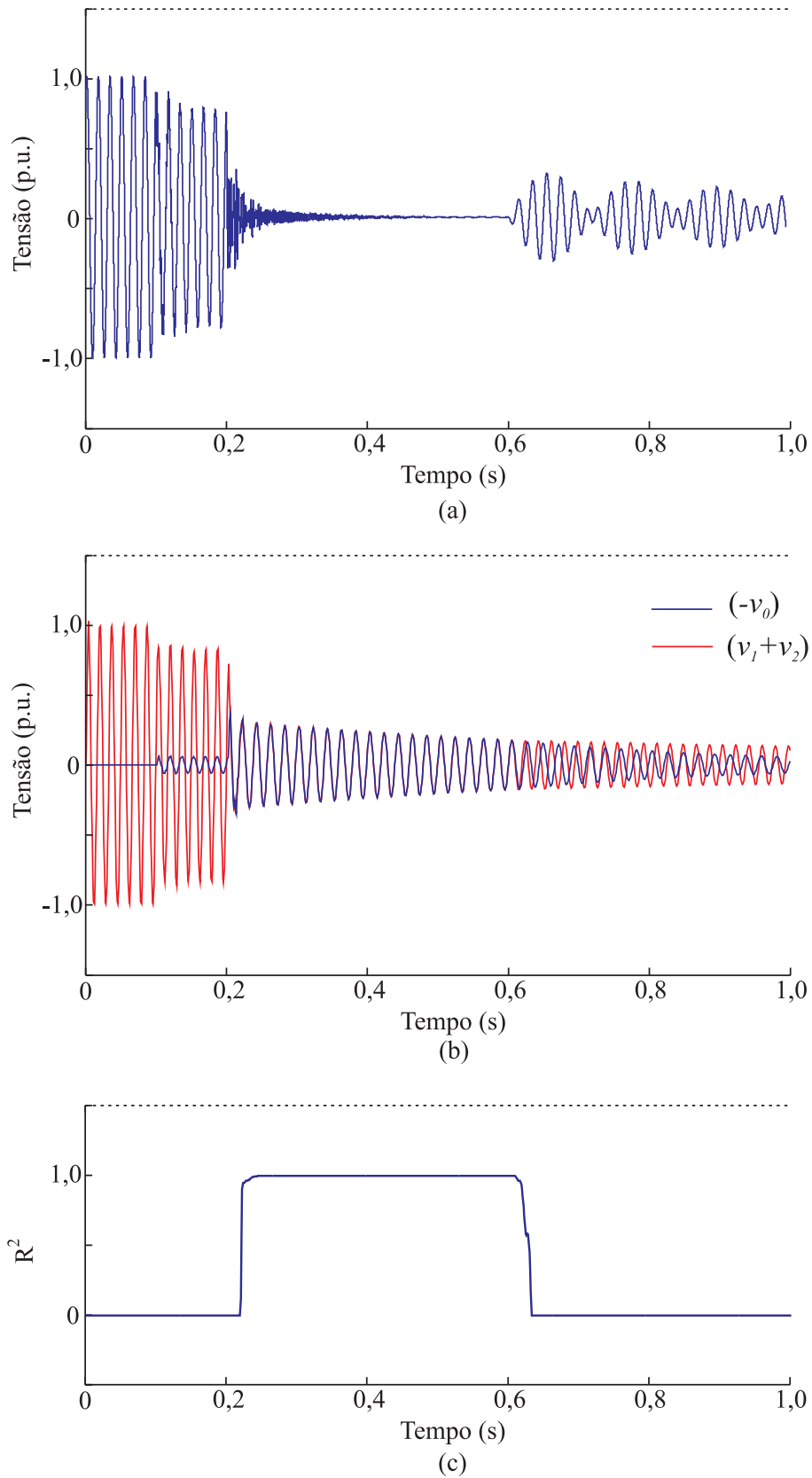
#### 4.4.2 Extinção de Defeitos Fase-Fase-Terra

A extinção de defeitos envolvendo duas fases e a terra é determinada de forma semelhante ao caso de defeitos fase-terra. Nesta situação, após a abertura da linha e enquanto o defeito persistir, tem-se a igualdade estabelecida em (2.19) e repetida abaixo.

$$v_0 = v_1 = v_2. \quad (4.26)$$

A identificação da extinção de defeitos fase-fase-terra poderia ser realizada comparando-se as tensões modais  $v_0$ ,  $v_1$  e  $v_2$ . No entanto, antes de sua completa extinção, este defeito pode passar a envolver apenas uma das fases e a terra. Com o intuito de uniformizar o método proposto, propõe-se avaliar as fases envolvidas neste defeito, da mesma forma que seriam avaliadas caso ocorresse um defeito fase-terra para cada uma destas fases.

Para melhor entendimento, considera-se um defeito fase-fase-terra envolvendo as fases A e B (defeito ABT). Nesta condição, tem-se que  $v_a = v_b = 0$ . Inicialmente, realizando a análise apenas para a fase A, a partir de (4.7), (4.8) e (4.9) tem-se:



**Figura 4.3.** Identificação da extinção de um defeito fase-terra usando  $R^2$ : (a) Tensão na fase sob defeito; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ ; (c) Valor calculado para  $R^2$ .

$$v_0 = \frac{1}{3}(v_c), \quad (4.27)$$

$$v_1 = 0 \quad (4.28)$$

e

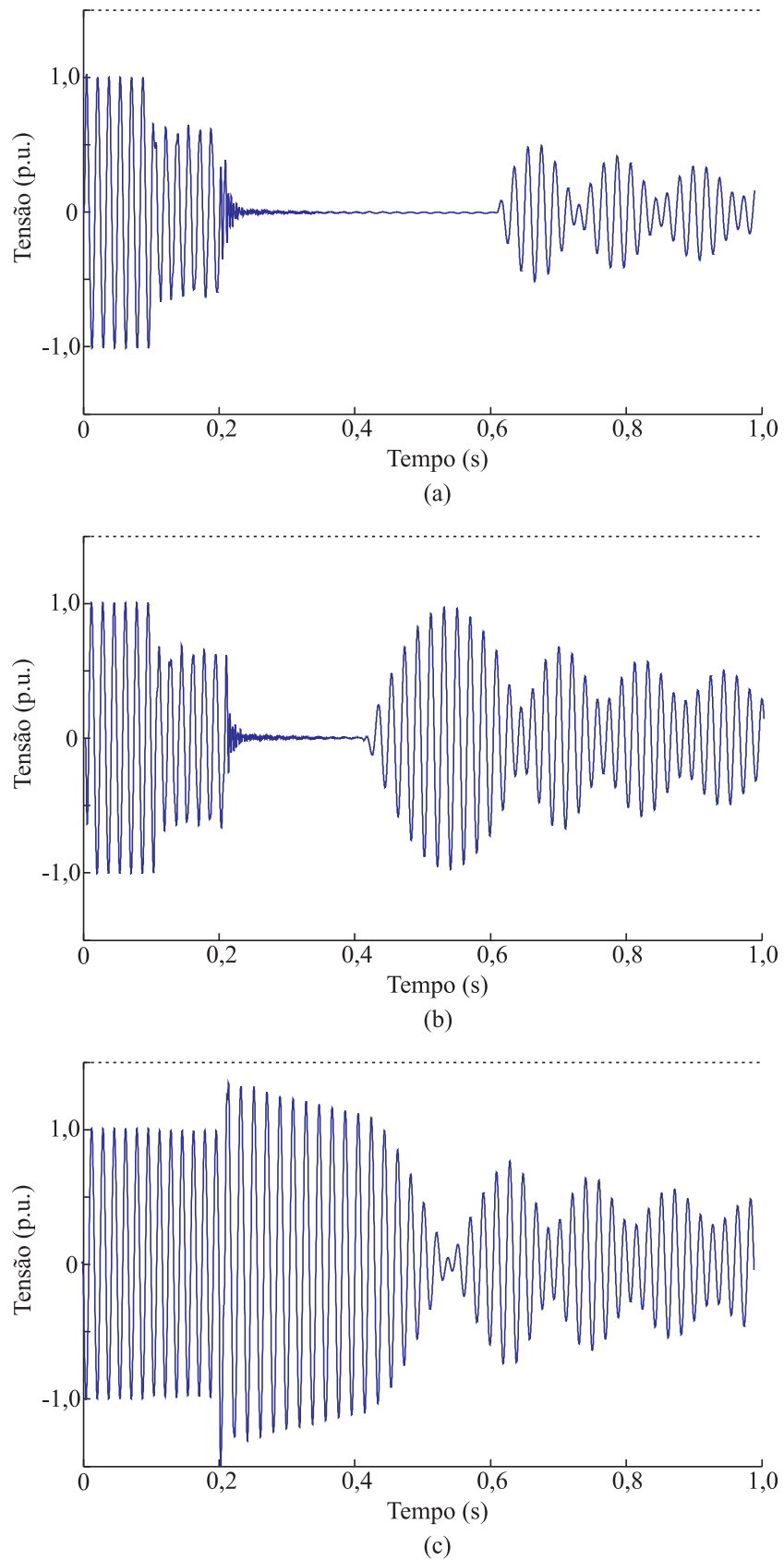
$$v_2 = \frac{1}{3}(-v_c). \quad (4.29)$$

Daí,

$$v_1 + v_2 = -v_0 = \frac{1}{3}(-v_c). \quad (4.30)$$

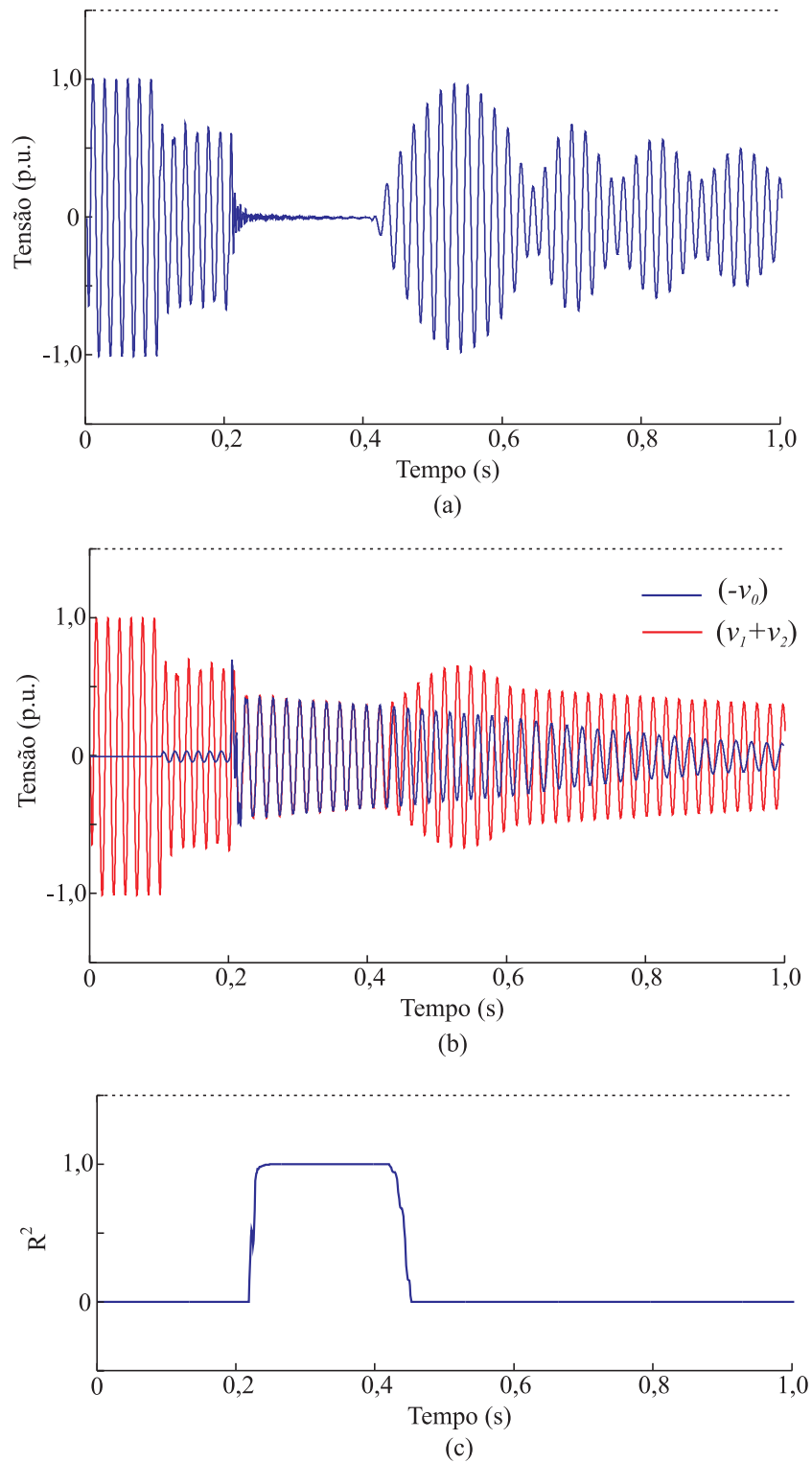
Observa-se que a condição estabelecida para que haja um defeito ABT é a mesma para um defeito fase-terra envolvendo a fase A (defeito AT). Em seguida, caso esta fase passe a ser a única envolvida, tem-se de fato o defeito AT e a igualdade  $v_1 + v_2 = -v_0$  continua válida, porém passa a ser definida conforme (4.22). Uma análise similar pode ser realizada para a fase B. Conseqüentemente, o método para determinação da extinção de defeitos fase-fase-terra resume-se ao mesmo método empregado para análise de defeitos fase-terra, porém as duas fases envolvidas devem ser analisadas.

Na Figura 4.4 é apresentado um exemplo de defeito ABT, o qual ocorre em  $t = 100$  ms. Em  $t = 200$  ms a linha é aberta e em  $t = 400$  ms, a fase B deixa de ser envolvida no defeito, o qual é completamente extinto em  $t = 600$  ms. As Figuras 4.5 e 4.6 ilustram a aplicação do coeficiente de determinação  $R^2$  para determinar a extinção deste defeito. Nas Figuras 4.5(b) e 4.6(b), apresentam-se os sinais  $(v_1 + v_2)$  e  $(-v_0)$ , os quais são obtidos considerando o equacionamento para defeitos fase-terra envolvendo as fases B e A, respectivamente. A Figura 4.5(c) indica o momento em que a fase B deixa de ser envolvida (em torno de 400 ms). A partir daí, tem-se na linha um defeito fase-terra envolvendo apenas a fase A. A extinção completa do defeito é indicada na Figura 4.6(c).

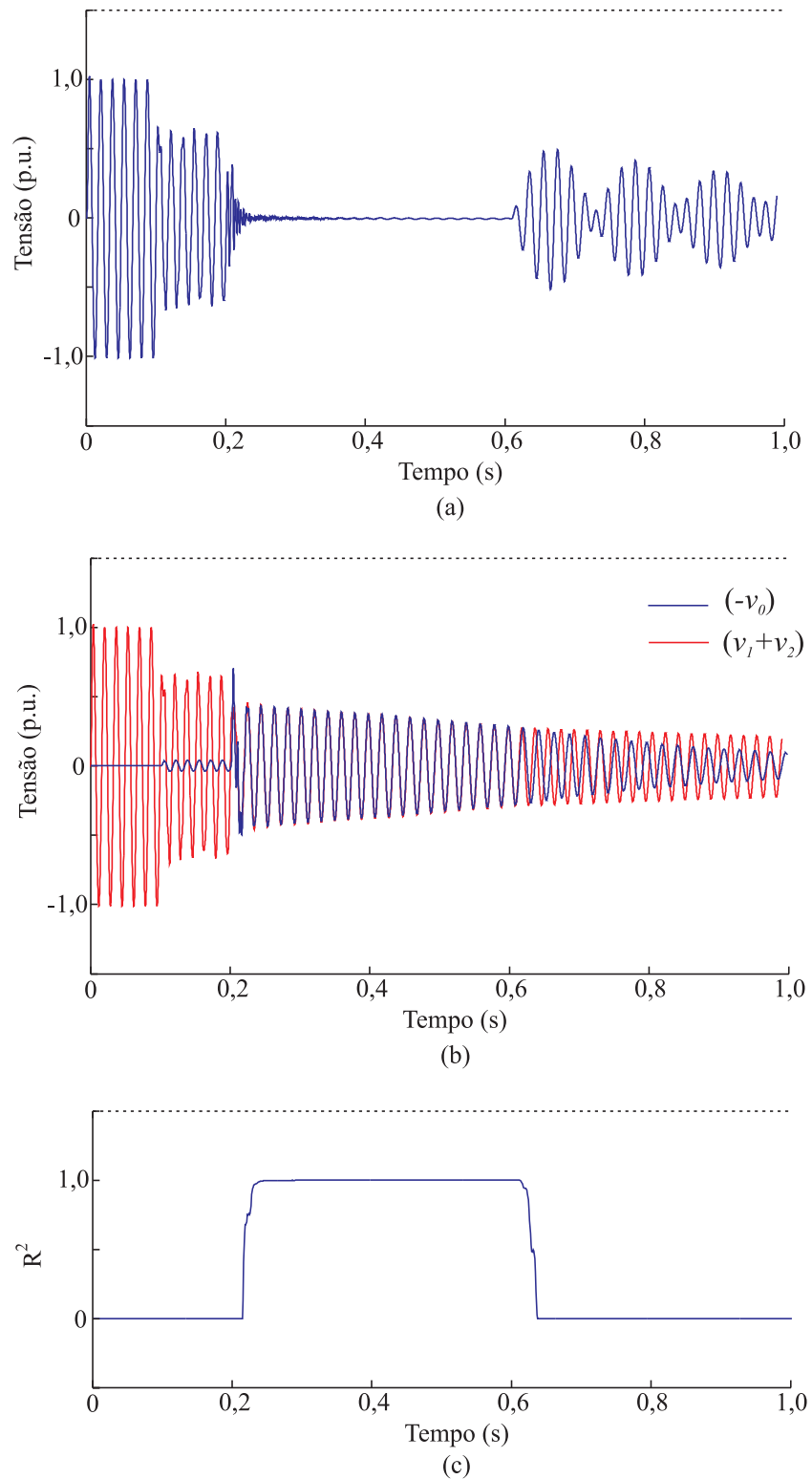


**Figura 4.4.** Forma de onda da tensão na LT, após a abertura trifásica do disjuntor devido a um defeito ABT: (a) Tensão na fase A; (b) Tensão na fase B; (c) Tensão na fase C.





**Figura 4.5.** Identificação da extinção de um defeito ABT usando  $R^2$  para a fase B: (a) Tensão na fase B; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ , considerando um defeito fase-terra envolvendo a fase B; (c) Valor calculado para  $R^2$ .

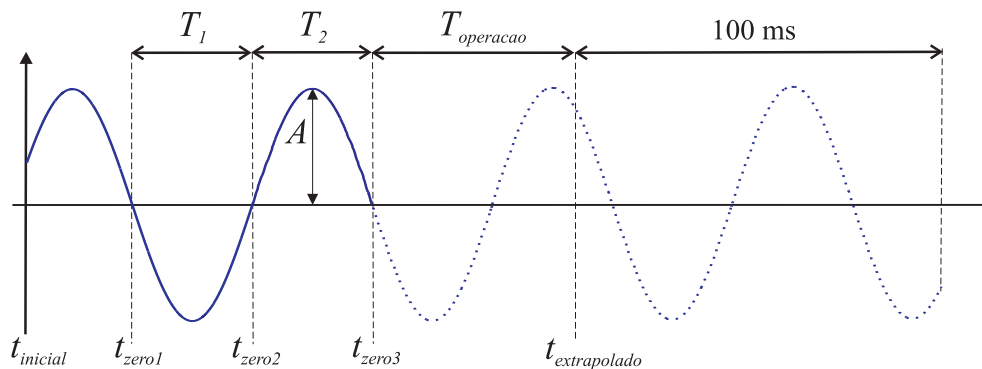


**Figura 4.6.** Identificação da extinção de um defeito ABT usando  $R^2$  para a fase A: (a) Tensão na fase A; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ , considerando um defeito fase-terra envolvendo a fase A; (c) Valor calculado para  $R^2$ .

## 4.5 EXTRAPOLAÇÃO DOS SINAIS

Após a análise da carga residual e, caso necessário, uma possível identificação da extinção do defeito na linha, o SCC estima os sinais de referência em instantes futuros baseando-se na extrapolação das componentes de frequência contidas nos sinais de tensão em cada fase da linha. Uma vez que estas componentes possuem características distintas durante e após o defeito, o processo de extrapolação é iniciado apenas quando este é extinto. Após este instante, o método aguarda a ocorrência de três passagens por zero de cada componente de frequência, para determinar de forma mais precisa, os respectivos valores de frequência e amplitude.

Na Figura 4.7, a qual é meramente ilustrativa, apresenta-se o procedimento adotado para extrapolar estas componentes de frequência. Para tanto, considera-se apenas a componente referente ao modo 1 ( $v_{mod1}$ ) e que o defeito foi extinto no instante  $t_{inicial}$ .  $t_{zero1}$ ,  $t_{zero2}$  e  $t_{zero3}$  são os três instantes de passagem por zero imediatamente após  $t_{inicial}$ .



**Figura 4.7.** Extrapolação dos sinais senoidais em instantes futuros.

Tomando  $t_{zero3}$  como referência (último instante de passagem por zero) e considerando  $T_{operacao}$ , extrapola-se  $v_{mod1}$  por um intervalo de 100 ms a partir de  $t_{extrapolado}$ , de acordo com (4.31).

$$v_{mod1}(t) = A \cdot \text{sen} [2\pi f_1 \cdot (t + T_{operacao})] , \quad (4.31)$$

em que  $A$  é a amplitude do sinal e a sua frequência é dada pela seguinte média aritmética:

$$f_1 = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{2T_1} + \frac{1}{2T_2} \right) . \quad (4.32)$$

Com o intuito de obter maior precisão no processo de extrapolação dos sinais, os valores de amplitude e frequência de cada componente são atualizados a cada nova passagem por zero da seguinte maneira:

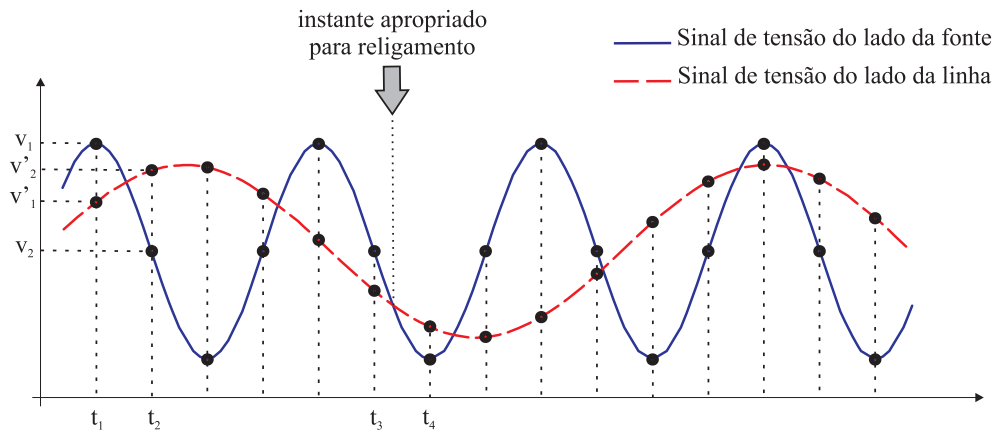
- Amplitude: máximo valor absoluto entre as duas últimas passagens por zero.
- Frequência: média aritmética dos valores obtidos a cada duas passagens por zero.

Com base neste procedimento, os sinais de referência são estimados em instantes futuros, por um período de 100 ms após o tempo de operação do disjuntor. Devido às constantes de tempo envolvidas no amortecimento, este período é suficiente para garantir um processo de extrapolação confiável, além de possibilitar a determinação de instantes apropriados para o religamento da linha, com a antecedência necessária para enviar um comando controlado para o religamento. O processo de estimação dos sinais de referência é realizado até que sejam determinados os instantes apropriados para a realização desta manobra. A seguir, descreve-se o método empregado para o cálculo destes instantes.

#### 4.6 CÁLCULO DOS INSTANTES APROPRIADOS PARA O RELIGAMENTO

Com a estimação dos sinais de referência em instantes futuros, determina-se os possíveis instantes apropriados para o fechamento de cada pólo do disjuntor de acordo com a condição de operação da linha de transmissão. Para a manobra de energização, como já exposto, os instantes apropriados ocorrem na passagem por zero da tensão do lado da fonte e a forma de determinação destes instantes pode ser encontrada em Dantas (2007).

Para a manobra de religamento de linhas com compensação reativa em derivação, devido a natureza oscilatória da carga residual, o procedimento para determinação dos instantes apropriados torna-se um pouco mais complexo. Tal procedimento é descrito a seguir com auxílio da Figura 4.8, a qual é meramente ilustrativa. Nesta figura, o sinal de tensão do lado da fonte possui a frequência fundamental do sistema enquanto que o sinal do lado da linha possui apenas a componente de frequência correspondente ao modo 1.



**Figura 4.8.** Estimação dos instantes apropriados para a manobra de religamento de linhas com compensação.

Com o objetivo de reduzir os esforços requeridos para estimar os instantes apropriados para esta manobra, as tensões do lado da fonte e do lado da linha são analisadas separadamente, sendo necessário o monitoramento dos dois sinais. Após a aplicação da matriz de Karrenbauer para separar as componentes de frequência no lado da linha, apenas sinais senoidais são avaliados ao invés de sinais mais complexos como os das Figuras 2.18 e 2.19. Em seguida, estes sinais são postos em conjunto, obtendo o sinal de referência para esta condição de operação da linha.

Inicialmente, de posse dos dados relativos aos períodos, amplitudes e últimos instantes de passagem por zero das componentes de frequência dos sinais de tensão do lado da fonte e do lado da linha, os instantes futuros para cada sinal (ilustrados na Figura 4.8 por círculos em negrito) são determinados a partir de (4.31). Para tanto, um passo de cálculo de 1/960 segundos é considerado tomando como base a taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo utilizada neste trabalho.

Para representar os sinais do lado da linha e do lado da fonte entre cada dois instantes futuros, é realizada uma interpolação linear. Em seguida os segmentos de reta são postos em conjunto, de forma a verificar se eles interceptam-se no intervalo definido por estes instantes. Caso os segmentos se interceptem, determinam-se as suas derivadas (inclinações). Se os valores das derivadas tiverem o mesmo sinal (positivo ou negativo), o instante em que estes segmentos de reta se interceptam é definido como apropriado para o chaveamento. Caso contrário, conclui-se que apesar de haver um instante em que o sinal de referência é zero, este não é considerado apropriado, pois não se situa no período de menor pulsação deste sinal.

Na Figura 4.8, observa-se que entre  $t_3$  e  $t_4$  encontra-se um instante apropriado para o chaveamento, o qual é indicado por uma seta. Já entre  $t_1$  e  $t_2$ , apesar de os sinais se interceptarem neste intervalo, o instante em que ocorre este cruzamento não é considerado apropriado. Nos casos em que o sinal de tensão do lado da linha é composto por mais de uma componente de frequência, este método é aplicado da mesma forma.

## 4.7 LÓGICA DO SCC

Com a determinação dos instantes apropriados para o religamento de cada fase ( $t_{apropriado}$ ), a *Lógica do Controlador* atua, enviando o comando para o religamento apenas quando decorrido um período  $T_{comando}$  após o último instante de passagem por zero das componentes de frequência avaliadas ( $t_{zero3}$ ). Este período é determinado por (4.33), em que considera-se o tempo nominal de operação do disjuntor ( $T_{nominal}$ ):

$$T_{comando} = (t_{apropriado} - t_{zero3}) - T_{nominal} . \quad (4.33)$$

De acordo com o exposto, é possível enviar um comando para que o religamento da linha ocorra nos primeiros instantes apropriados que seguem a extinção do defeito, não sendo necessário esperar o tempo morto previamente estabelecido para efetivar esta manobra. Por conseguinte, a aplicação do método proposto pode reduzir o tempo que a linha fica fora de operação, e assim, aumentar a confiabilidade dos sistemas elétricos reduzindo o respectivo tempo de recomposição (AQUINO *et al.*, 2010). Nas situações em que a linha é aberta sem que haja qualquer defeito ao longo de sua extensão, a redução do tempo morto também é possível, pois os processos de estimação dos sinais de referência e cálculo dos instantes apropriados são iniciados imediatamente após a abertura da linha.

Apesar de tornar possível a redução do tempo morto da linha, a adoção do religamento rápido e do método proposto necessita de análises quanto à estabilidade do sistema. Segundo ONS (2002), além de automatizar o retorno da linha de transmissão ao serviço, o religamento automático tem como objetivo a manutenção da estabilidade eletromecânica das máquinas síncronas presentes no sistema. Os estudos referentes a esta manobra devem avaliar os efeitos sobre as unidades geradoras, no sentido de se evitarem esforços mecânicos excessivos em seus

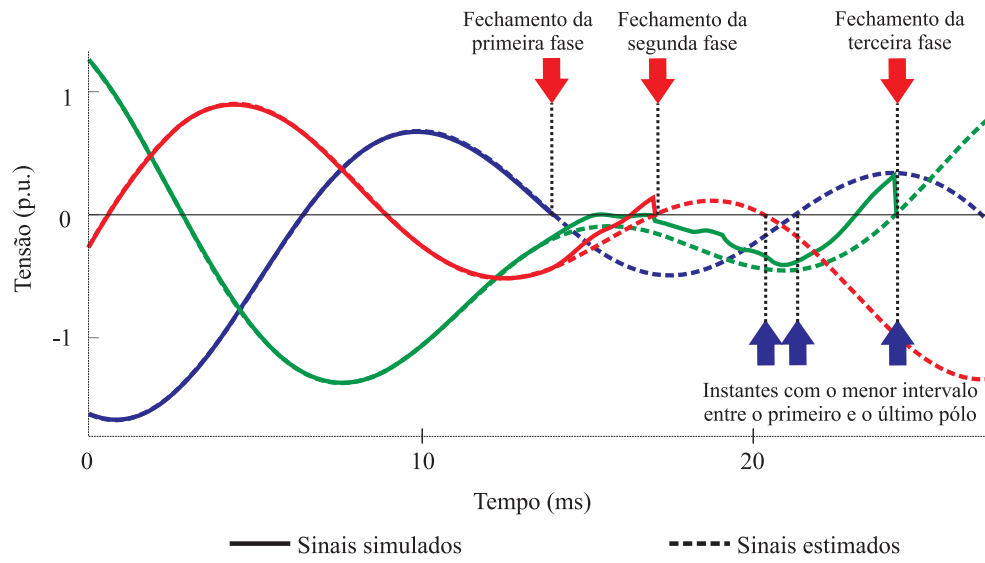
eixos. Para unidades termoelétricas, um fator relevante é a fadiga cíclica a que o material do eixo do turbogerador é submetido, decorrente de oscilações torcionais, e em algumas situações, o religamento tripolar rápido aplicado nas proximidades destas unidades pode ser proibitivo (RAMOS *et al.*, 2003).

#### 4.8 ACOPLAMENTO ELETROMAGNÉTICO

O acoplamento eletromagnético entre as fases das linhas de transmissão pode ocasionar desvios significativos nos sinais de tensão utilizados para determinação dos instantes apropriados para o chaveamento, resultando em perda de eficiência na redução de sobretensões por meio do chaveamento controlado (CIGRE Working Group 13.07, 1999a). Este fenômeno ocorre, pois quando o primeiro pólo do disjuntor é fechado, uma tensão é induzida nas outras fases, e o mesmo acontece com a terceira fase após a segunda fase ser energizada.

Na Figura 4.9, obtida através de simulação digital de uma manobra de religamento de uma linha de transmissão com compensação reativa em derivação, são ilustrados os desvios nos sinais de tensão entre os contatos do disjuntor após o fechamento de cada fase nos instantes indicados por setas vermelhas. Observa-se que o efeito do acoplamento é mais significativo para a terceira fase do que para a segunda, resultando em um desvio maior em relação ao instante de passagem por zero previsto para a terceira.

Com o intuito de reduzir os desvios nos sinais de referência, causados pelo efeito do acoplamento eletromagnético entre as fases, os instantes apropriados para o chaveamento ocorrem quando a tensão entre os contatos do disjuntor é zero e o intervalo entre o instante de fechamento do primeiro e do último pólo é o menor possível (DANTAS *et al.*, 2008). Estes instantes são indicados na Figura 4.9 por setas azuis.



**Figura 4.9.** Efeito do acoplamento eletromagnético.



# IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO EM TEMPO REAL

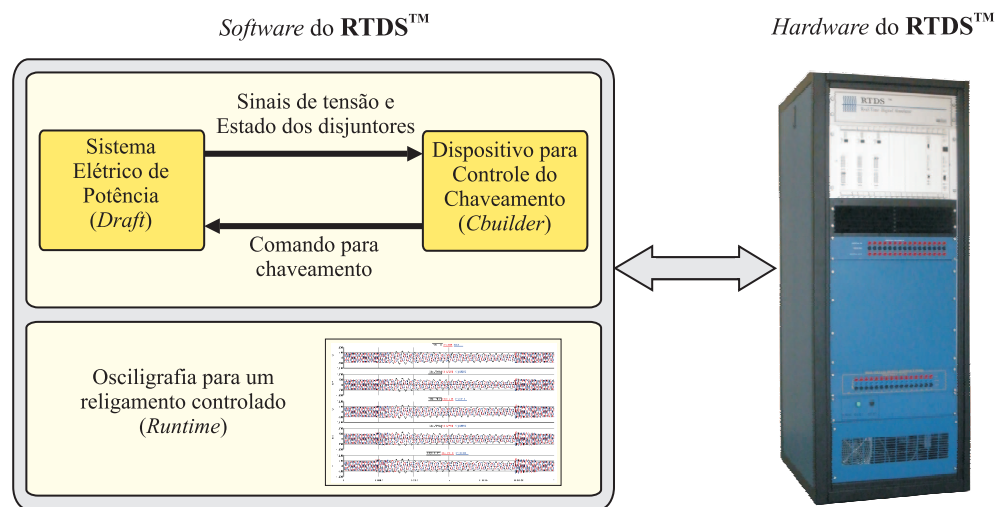
Com base no *Sistema de Controle do Chaveamento* desenvolvido nesta tese, propõe-se um dispositivo para controlar manobras de energização e religamento de linhas de transmissão. Este dispositivo é implementado e avaliado fazendo uso do RTDS<sup>TM</sup> (*Real-Time Digital Simulator*), que é uma ferramenta de simulação digital, com capacidade de modelar sistemas elétricos de potência em tempo real (KUFFEL *et al.*, 1995). Esta ferramenta permite ao usuário implementar e incorporar seus próprios modelos e algoritmos às simulações digitais em tempo real, viabilizando o desenvolvimento de métodos empregados em dispositivos de proteção e controle (WANG *et al.*, 1996; GIESBRECHT *et al.*, 1998; OUELLETTE *et al.*, 2004; QIAN *et al.*, 2008; OUELLETTE *et al.*, 2008), a exemplo do proposto nesta tese. Neste capítulo, discute-se detalhes da implementação deste dispositivo, bem como do sistema elétrico utilizado para avaliar o seu desempenho. As aplicações e o princípio de funcionamento do RTDS<sup>TM</sup> são apresentados no Apêndice B, destacando-se seus componentes em *hardware* e *software*.

## 5.1 DISPOSITIVO PARA CHAVEAMENTO CONTROLADO DE LTs

Na Figura 5.1 é apresentado o diagrama do dispositivo proposto para chaveamento controlado de linhas de transmissão, o qual foi implementado para avaliação em tempo real fazendo uso do módulo *Cbuilder* do RTDS<sup>TM</sup>. Este módulo se constitui como um ambiente de criação de novos componentes para as simulações em tempo real, mediante a implementação de modelos e algoritmos desenvolvidos pelo usuário, por meio da linguagem de programação C.

O dispositivo é fundamentado no *Sistema de Controle do Chaveamento*, discutido no Capítulo 4, e consiste em controlar os instantes para energização e religamento de linhas de transmissão. Após a abertura dos disjuntores, por meio de entradas analógicas, o dispositivo recebe do sistema elétrico os sinais de referência necessários para prover o chaveamento controlado:

tensão em cada fase da linha e da fonte. Em tempo real, estes sinais são processados através de filtros *anti-aliasing* e amostrados por um conversor analógico-digital (A/D). Em seguida, com base nas características obtidas para as cargas residuais na linha, determina-se os instantes apropriados para a realização das manobras. O estado lógico dos disjuntores (aberto ou fechado) é monitorado por meio de uma entrada digital e através de uma saída digital, controla-se o comando para seu fechamento. Ainda em tempo real, é possível identificar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, utilizando o coeficiente  $R^2$ , e impedir o religamento da linha sob estas condições.

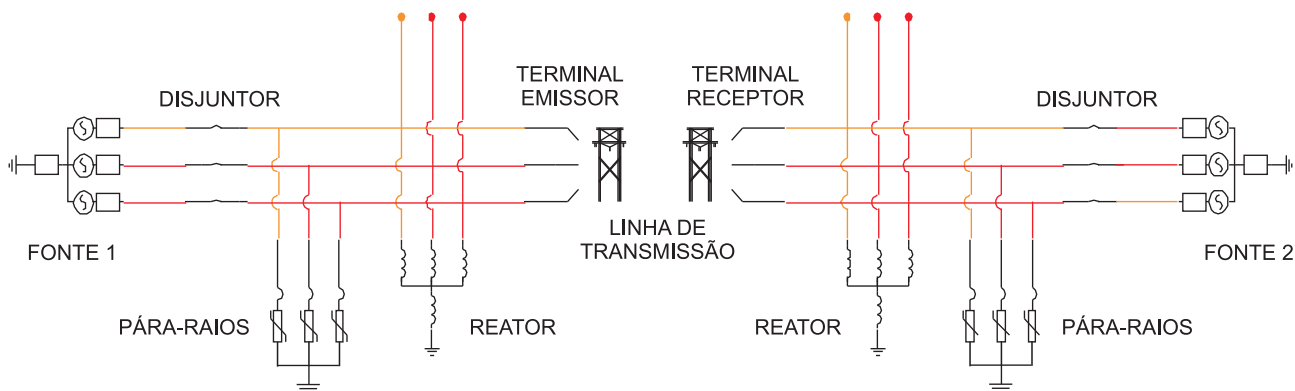


**Figura 5.1.** Diagrama do dispositivo para chaveamento controlado de LTs no RTDS™.

## 5.2 SISTEMA ELÉTRICO MODELADO

Baseando-se em dados reais obtidos do sistema elétrico de potência de 500 kV da Chesf, um sistema elétrico simplificado foi elaborado para avaliação do dispositivo proposto em tempo real. Este sistema foi modelado no RTDS™, fazendo uso do módulo *Draft*, e é apresentado na Figura 5.2, consistindo de uma linha de transmissão com 400 km de extensão, com para-raios e reatores em derivação em cada extremidade e duas fontes com suas respectivas impedâncias. Os dados deste sistema são apresentados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3. Duas condições de operação foram consideradas, sendo o terminal a esquerda o emissor (primeiro a ser religado):

- Reatores em ambos os terminais (64% de compensação);
- Reatores apenas no terminal emissor (32% de compensação);



**Figura 5.2.** Sistema elétrico modelado no módulo *Draft*.

**Tabela 5.1.** Dados de sequência da linha de transmissão.

Sequência	$R$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$\omega C$ ( $\mu\text{U}/\text{km}$ )
Zero	0,3996	0,9921	3,0839
Positiva	0,0333	0,3170	5,2033

**Tabela 5.2.** Tensão das fontes ( $V_{base} = 550$  kV).

Barra	Módulo (p.u.)	Fase ( $^\circ$ )
Fonte 1	1,00	0
Fonte 2	0,99	-10

**Tabela 5.3.** Impedâncias das Fontes.

Fonte	Sequência zero		Sequência positiva	
	$R_0$ ( $\Omega$ )	$X_0$ ( $\Omega$ )	$R_1$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )
Fonte 1	1,1268	20,838	0,9681	28,513
Fonte 2	1,1268	20,838	0,9681	28,513

Nas simulações, as quais são realizadas no módulo *Runtime* do RTDS<sup>TM</sup>, utilizou-se para-raios de óxido de zinco (ZnO) com tensão nominal de 420 kV e um nível de proteção a impulso de manobra de 830 kV em 2 kA. Este tipo de para-raios é comumente especificado para sistemas de 500 kV e são conectados nos terminais das linhas de transmissão (ESMERALDO *et al.*, 1999).

### 5.3 ANÁLISE DA EXTINÇÃO DE DEFEITOS E SOBRETENSÕES

Nesta seção, avalia-se o desempenho do dispositivo proposto para chaveamento controlado de linhas de transmissão quanto aos níveis de sobretensões oriundas de manobras de energização e religamento trifásico, com o sistema íntegro. Além disto, situações em que a linha é desligada e religada devido a ocorrência de defeitos fase-terra também são analisadas. Avalia-se ainda a utilização de resistores de pré-inserção, em que uma resistência de 400  $\Omega$  e um tempo de inserção de 8 ms foram adotados por serem valores típicos usados no SIN. Para fins de comparação, também são avaliadas situações em que há apenas os para-raios nas extremidades da linha.

Com o intuito de se obter resultados mais realistas, é necessário que os disjuntores sejam representados de forma adequada, pois estes equipamentos apresentam variações no respectivo tempo de operação, devido às incertezas usuais de fechamento hidráulico mecânico. Estas variações podem ocorrer mesmo em condições idênticas de operação e representam uma limitação inerente ao chaveamento controlado. Uma descrição dos valores típicos para estas variações em diferentes tipos de disjuntores pode ser encontrada em CIGRE Task Force 13.00.1 (1995). Ao considerar dispersões estatísticas, o tempo de operação do disjuntor pode ser dado por (5.1).

$$T_{operacao} = T_{nominal} + \Delta T_{estatistico} , \quad (5.1)$$

em que:

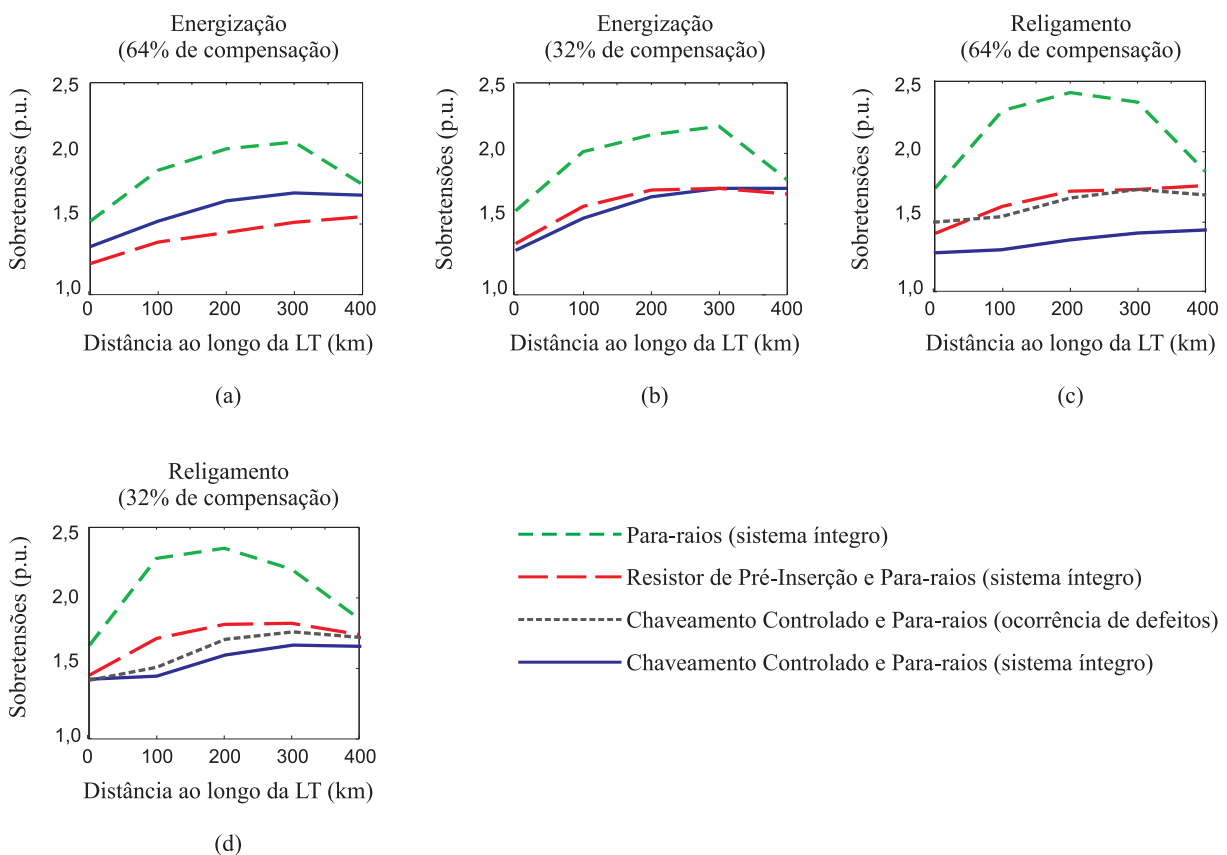
- $T_{nominal}$  é o tempo nominal de operação do disjuntor utilizado na *Lógica do SCC*.
- $\Delta T_{estatistico}$  é a dispersão estatística do tempo de operação do disjuntor.

Nas simulações, esta dispersão foi representada por uma distribuição de probabilidade Gaussiana descrita por um desvio padrão ( $\sigma$ ) (MARTINEZ *et al.*, 2000). Segundo CIGRE Working Group 13.07 (1999a), a máxima dispersão pode ser dada em função do desvio padrão através de (5.2). Nos casos avaliados, considerou-se uma dispersão máxima de 2 ms por ser um valor conservativo utilizado em estudos de aplicabilidade do chaveamento controlado (CIGRE Working Group 13.07, 1999a).

$$\Delta T_{estatistico} = 3\sigma . \quad (5.2)$$

Outra característica importante a ser considerada é a taxa de decaimento da suportabilidade dielétrica dos disjuntores ( $dv_{disj}/dt$ ). Esta taxa pode ser aproximada por uma função linear nos instantes em que os contatos do disjuntor estão próximos de se acoplarem fisicamente durante a manobra de fechamento (GARZON, 1997). Para análise de um disjuntor específico,  $dv_{disj}/dt$  deve ser modelada apropriadamente (ROCHA *et al.*, 1997). Neste trabalho, considerou-se  $dv_{disj}/dt$  maior que o máximo valor da derivada da tensão do sistema (ESMERALDO *et al.*, 1999).

Para cada caso avaliado, um total de 400 simulações foram realizadas considerando as dispersões estatísticas no tempo de operação do disjuntor. Destas simulações, os máximos valores de sobretensões ao longo da linha, os quais têm probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2%, são apresentados na Figura 5.3 para manobras de energização e religamento tripolar, com e sem a ocorrência de defeitos. Estes valores estatísticos são normalmente utilizados para a coordenação de isolamento de sistemas elétricos (IEEE Std 1313.1-1996, 1996). As sobretensões são avaliadas nos terminais da linha e a 25, 50 e 75% do seu comprimento total.



**Figura 5.3.** Sobretensões ao longo da LT: (a) Energização (64% de compensação);(b) Energização (32% de compensação);(c) Religamento (64% de compensação);(d) Religamento (32% de compensação).

Observa-se que a utilização do RPI ou do chaveamento controlado (dispositivo proposto) em conjunto com os para-raios limitam as sobretensões de manobra de forma eficiente, atingindo níveis bem inferiores àqueles obtidos apenas com para-raios. A fim de facilitar a análise comparativa entre os métodos utilizados para limitação de sobretensões de manobra na linha de transmissão em questão, são apresentados na Tabela 5.4 os máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% para cada uma das condições de operação abordadas.

**Tabela 5.4.** Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% ( $V_{base} = 550$  kV): Avaliação em tempo real.

Condição de operação	Máxima sobretensão (p.u.)						
	Energização			Religamento tripolar			
	PR (SD)	RPI (SD)	CC (SD)	PR (SD)	RPI (SD)	CC (SD)	CC (CD)
64% de compensação	2,08	1,55	1,72	2,45	1,78	1,42	1,72
32% de compensação	2,19	1,78	1,76	2,41	1,84	1,66	1,76

PR - Para-raios.

RPI - Resistor de pré-inserção e para-raios.

CC - Chaveamento controlado e para-raios.

SD - Sem a ocorrência de defeitos.

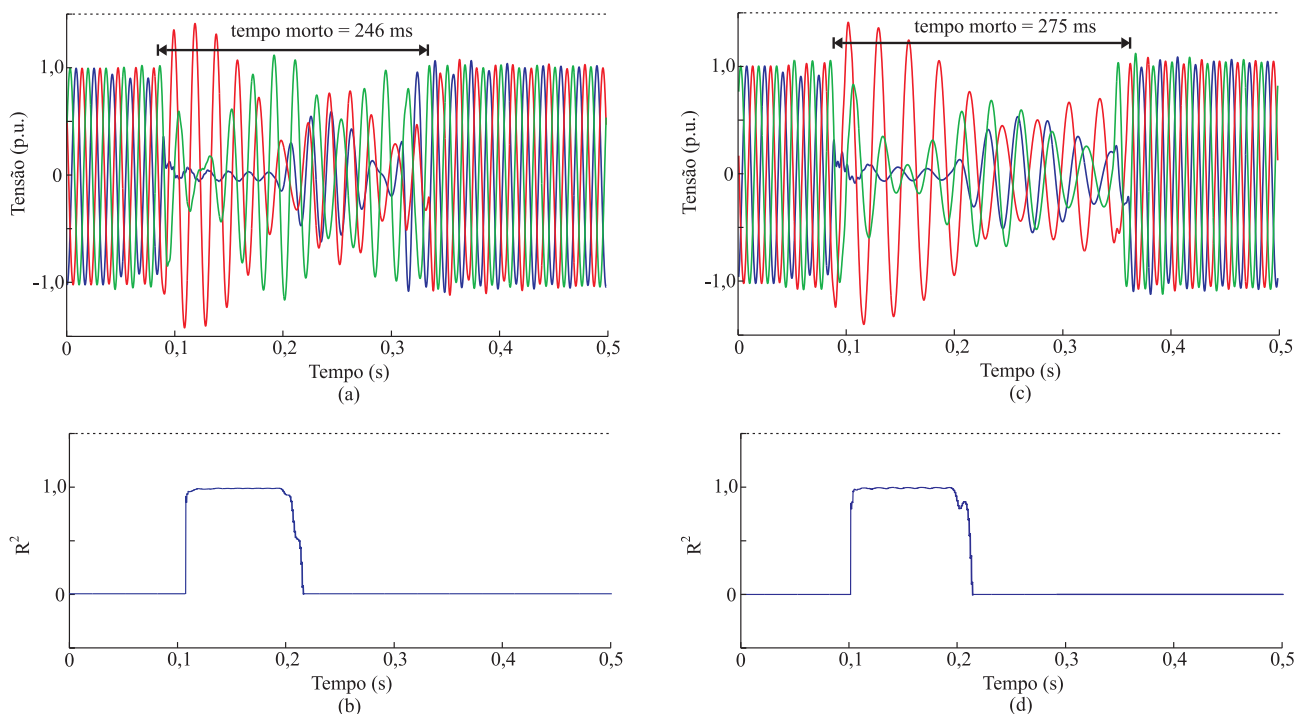
CD - Com a ocorrência de defeitos.

Com base nos dados expostos, verifica-se o correto funcionamento do método proposto em tempo real e conclui-se que na maioria das situações, o chaveamento controlado apresenta um desempenho superior ao do RPI, tornando possível eliminar a necessidade da utilização deste equipamento. Quando compara-se o desempenho do método proposto, com e sem a ocorrência de defeitos, verifica-se que maiores sobretensões são obtidas quando a linha é desligada e religada por conta do defeito. Ressalta-se que estas sobretensões atingem valores semelhantes àqueles obtidos com manobras de energização por meio do chaveamento controlado. As principais razões para estes fatos são:

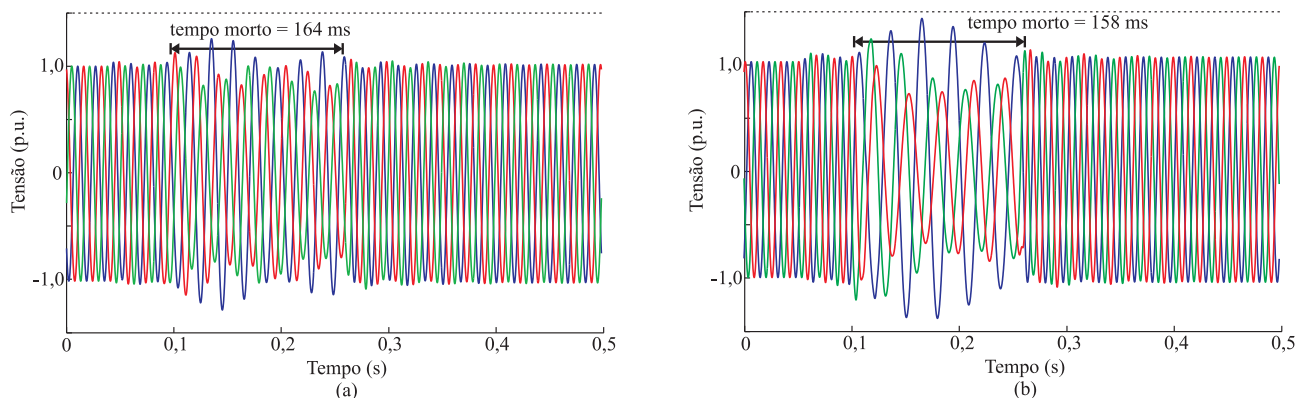
- Quando da ocorrência de defeitos, os sinais de tensão entre os contatos dos disjuntores nas três fases podem não apresentar as regiões de batimento mínimo nos mesmos instantes, tal como ilustrado na Figura 2.20. Devido ao efeito do acoplamento eletromagnético, ao se fechar a segunda e a terceira fase, pode-se ocasionar sobretensões maiores que no caso em que a linha é religada sem a ocorrência de defeitos.

- Após a extinção do defeito em uma das fases da linha, espera-se valores relativamente mais baixos para a carga residual nesta fase, quando se compara com os valores das fases sãs. Isto implica que o sinal de tensão entre os pólos do disjuntor para esta fase apresenta um menor batimento e conseqüentemente, desvios no instante de fechamento desta fase, com relação ao instante apropriado para o chaveamento, pode acarretar em maiores sobretensões, tal como ocorre em manobras de energização.

Nas Figuras 5.4 e 5.5, são apresentados os sinais de tensão na linha para a manobra de abertura e religamento tripolar, com e sem a ocorrência de defeitos, respectivamente. O religamento ocorre nos instantes previstos pelo dispositivo proposto e para todos os casos, destacam-se os baixos níveis de sobretensões após esta manobra. Observa-se nestas figuras que o tempo morto necessário para religar a linha nos instantes apropriados foram bem inferiores aos 500 ms tipicamente adotados no SIN (ONS, 2002), reduzindo o tempo em que a linha fica fora de operação e aumentando a disponibilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Nas Figuras 5.4(b) e 5.4(d) tem-se a detecção da extinção do defeito na fase A da linha. Nestas e em todas as demais simulações em tempo real, o método foi capaz de realizar esta detecção com sucesso.



**Figura 5.4.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, com ocorrência de defeitos fase-terra. (a) Linha com 64% de compensação. (b) Determinação da extinção do defeito do item (a). (c) Linha com 32% de compensação. (d) Determinação da extinção do defeito do item (c).



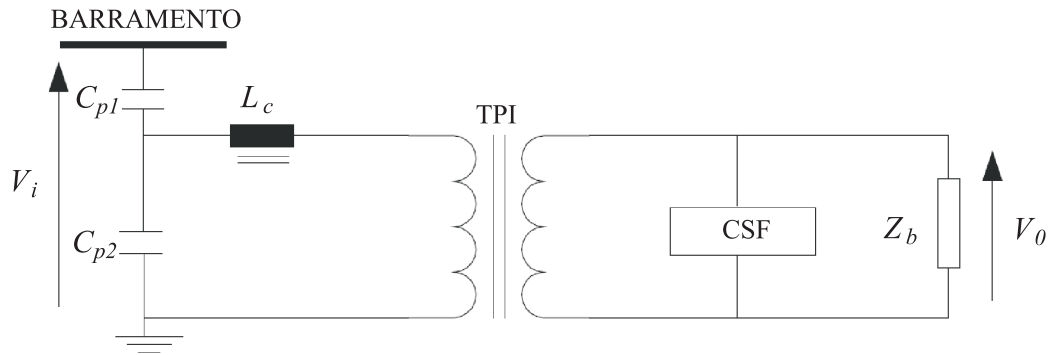
**Figura 5.5.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, sem ocorrência de defeitos. (a) Linha com 64% de compensação. (b) Linha com 32% de compensação.

## 5.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE TPCs

A aplicação do chaveamento controlado para manobras de energização e religamento de linhas de transmissão requer medições das tensões nos circuitos primários do lado da linha e da fonte. Por razões econômicas, sistemas elétricos em EAT e UAT fazem uso de transformadores de potencial capacitivos (TPCs) para suprir instrumentos de medição, proteção e controle.

O esquema elétrico simplificado para um TPC típico é apresentado na Figura 5.6. Neste esquema, as capacitâncias  $C_{p1}$  e  $C_{p2}$  possuem a função de reduzir o nível de tensão do sistema para alimentar o enrolamento primário de um transformador de potencial indutivo (TPI), cuja tensão secundária, por sua vez, alimenta os instrumentos de medição, proteção e controle. O reator  $L_c$  compensa a reatância capacitiva do divisor, na frequência fundamental do sistema, evitando diferenças de fase entre as tensões  $V_i$  e  $V_o$ , nessa frequência (D'AJUZ *et al.*, 1985). Com o objetivo de evitar o fenômeno de ferroressonância entre as capacitâncias do circuito e as não linearidades no núcleo ferromagnético de  $L_c$  e do TPI, os TPCs são equipados com um circuito supressor de ferroressonância (CSF), normalmente conectado no lado secundário do TPI (TZIOUVARAS *et al.*, 2000). A impedância  $Z_b$  representa a carga do TPC.





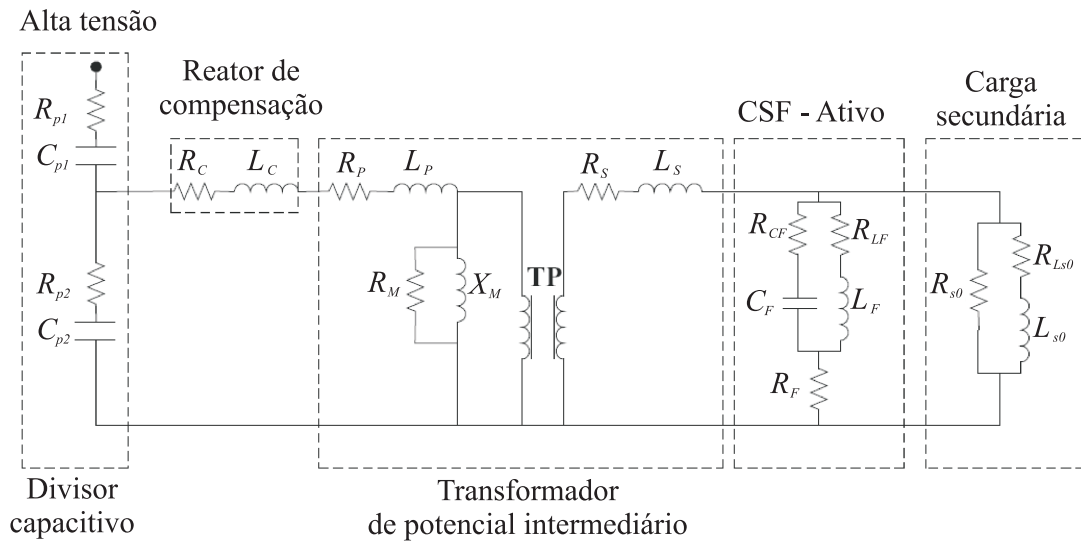
**Figura 5.6.** Esquema elétrico simplificado para um TPC típico.

Uma resposta típica para um TPC apresenta ganho unitário e defasagem nula na frequência fundamental, defasagem para as demais componentes de frequências, amplificação de componentes de frequência um pouco acima e abaixo da fundamental e atenuação de componentes de alta frequência e DC (KEZUNOVIC *et al.*, 1992; FERNANDES Jr. *et al.*, 2007). Consequentemente, em condições normais de operação do sistema, a resposta do TPC é bastante precisa. Por outro lado, o seu desempenho não é ideal quando este equipamento é submetido à situações transitórias, a exemplo de defeitos ao longo de linhas de transmissão (SWEETANA, 1971). Nestas condições, o sinal de tensão no secundário do TPC pode apresentar imprecisões com relação à tensão no primário e causar, por exemplo, o mal funcionamento de métodos empregados na proteção de distância e localização de defeitos em linhas de transmissão (PAJUELO *et al.*, 2008; CARVALHO & CARNEIRO Jr., 2006).

Nesta seção, avalia-se a influência da resposta dos TPCs no desempenho do método proposto quanto à determinação dos instantes apropriados para o religamento de LTs e às sobretensões resultantes. A resposta transitória do TPC não é o foco desta análise, mas sim, as imprecisões obtidas no secundário deste equipamento em relação ao primário, devido às cargas residuais nas linhas apresentarem comportamento oscilatório com frequências que variam tipicamente entre 30 e 55 Hz.

### 5.4.1 Modelo de TPC Utilizado nas Simulações

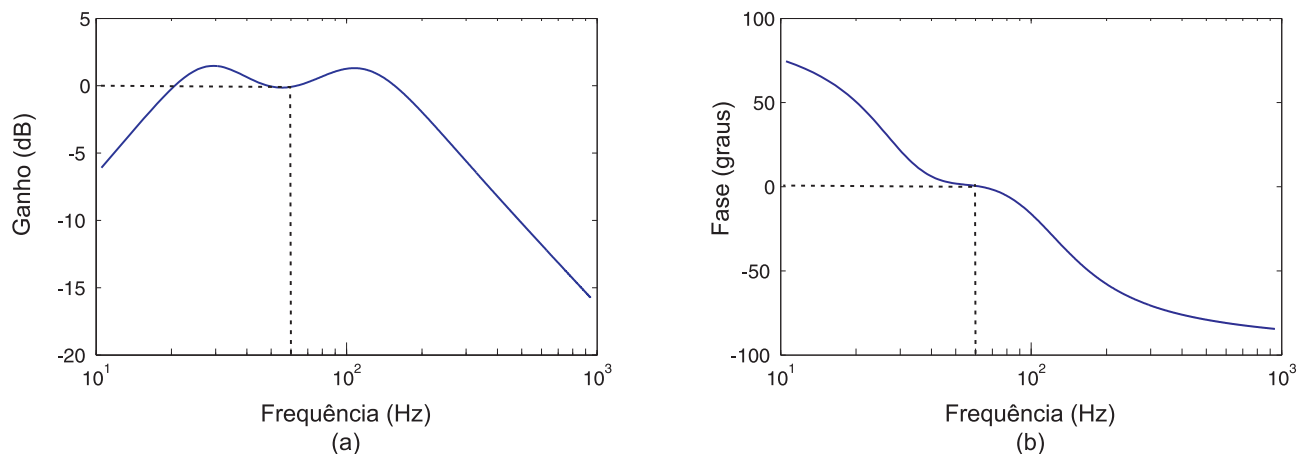
Na Figura 5.7 é ilustrado o circuito equivalente para um TPC de 500 kV, o qual foi utilizado por Pajuelo *et al.* (2008) para análise do impacto da resposta transitória do transformador na proteção de distância. Este modelo é composto pelos seguintes elementos: divisor capacitivo, reator de compensação, transformador de potencial intermediário, circuito supressor de ferroressonância e carga secundária. Os parâmetros do circuito e a resposta em frequência são apresentados na Tabela 5.5 e na Figura 5.8, respectivamente. A partir desta figura, observa-se que apenas na frequência fundamental (60 Hz) o TPC é capaz de obter uma réplica da tensão primária no terminal secundário, com ganho unitário e defasagem nula.



**Figura 5.7.** Modelo do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo *et al.* (2008).

**Tabela 5.5.** Parâmetros do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo *et al.* (2008).

Divisor Capacitivo	Reator de Compensação	TPI intermediário	Circuito Supressor de Ferroressonância	Carga Secundária
$R_{p1} = 3,33 \text{ k}\Omega$	$R_C = 950,06 \Omega$	$R_P = 850,02 \text{ k}\Omega$	$R_F = 13,33 \Omega$	$R_{s0} = 29,55 \Omega$
$C_{p1} = 1,60 \text{ nF}$	$L_C = 67,92 \text{ H}$	$L_P = 4,44 \text{ H}$	$R_{CF} = 0,08 \Omega$	$R_{L_{s0}} = 0 \Omega$
$R_{p2} = 59,03 \Omega$		$R_S = 0,25 \Omega$	$C_F = 165,36 \mu\text{F}$	$L_{s0} = 98,2 \text{ mH}$
$C_{p2} = 90,0 \text{ nF}$		$L_S = 0,65 \text{ mH}$	$R_{LF} = 1,23 \Omega$	
		NT = 5058/66,7 V	$L_F = 54,3 \text{ mH}$	



**Figura 5.8.** Resposta em frequência do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo *et al.* (2008): (a) Ganho. (b) Fase.

#### 5.4.2 Resultados

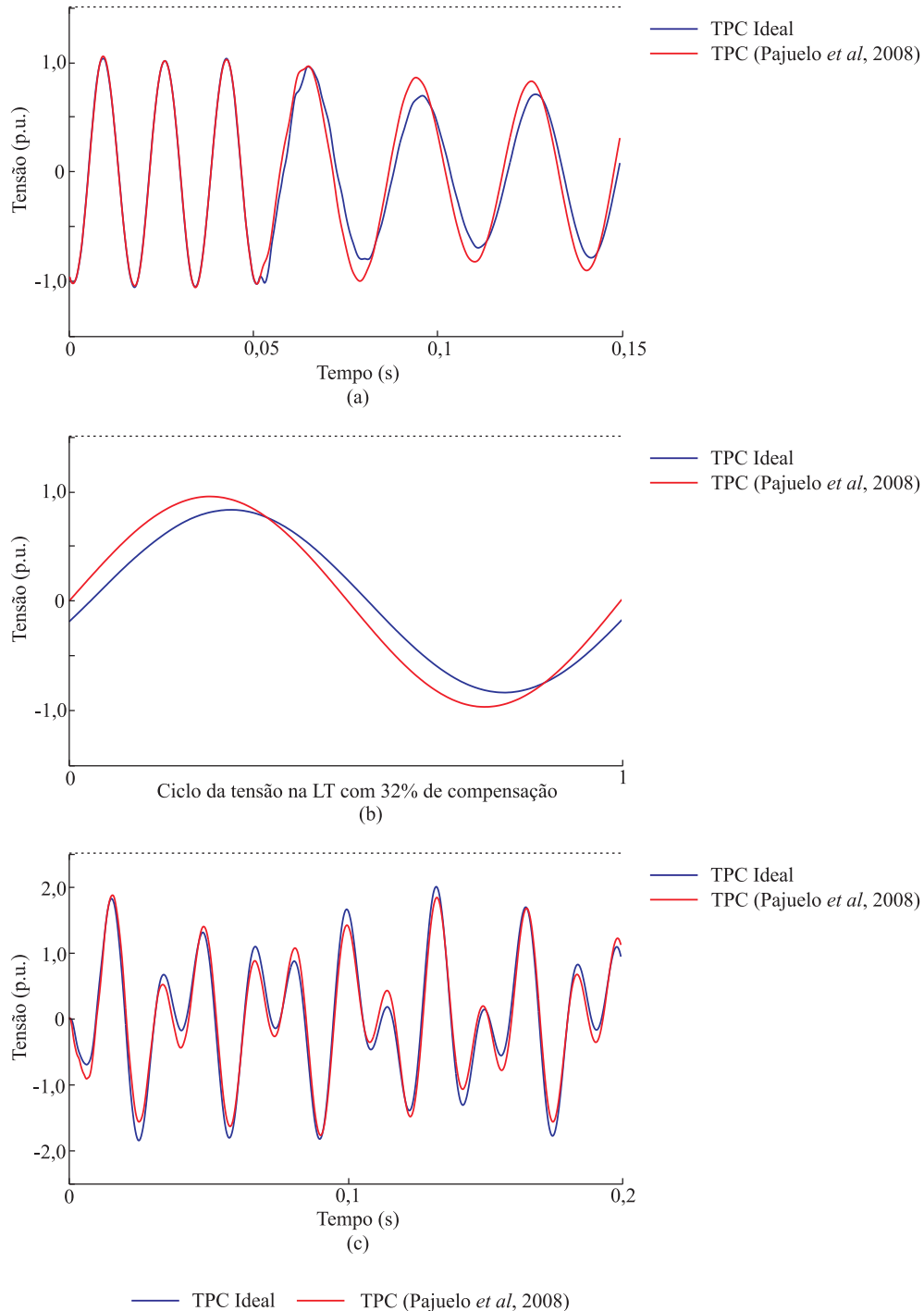
Para as condições de operação abordadas (LT com 32 e 64% de compensação reativa em derivação) tem-se que as frequências de oscilação da carga residual na linha, após a sua abertura, são 33,9 e 48,0 Hz, respectivamente. Para cada uma destas frequências e com auxílio da Figura 5.8, apresenta-se na Tabela 5.6, os dados referentes a ganhos e defasagens obtidos nos terminais secundários do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo *et al.* (2008), em relação ao primário. Pouca imprecisão no secundário do TPC é observada para um grau de compensação de 64%, em que tem-se uma amplificação no sinal de apenas 0,3% e uma defasagem de 2,3°. Já para 32% de compensação, a imprecisão no sinal é mais acentuada, acarretando em uma amplificação de 15% e uma defasagem de 13,6°.

**Tabela 5.6.** Dados da carga residual na linha referentes ao secundário do TPC de 500 kV reportado por Pajuelo *et al.* (2008), em relação ao primário.

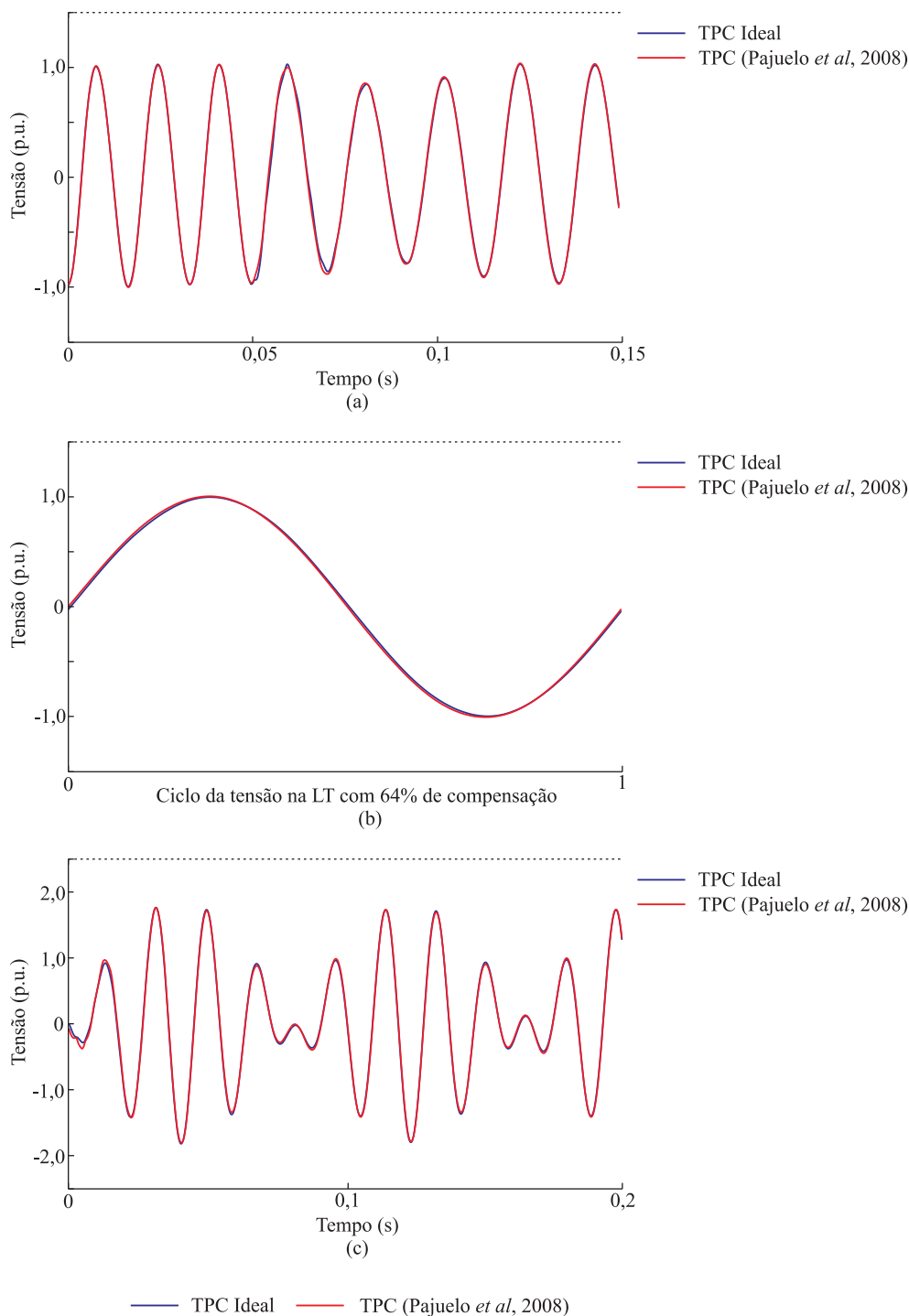
Grau de compensação da LT	Frequência de oscilação	Ganho	Defasagem
64%	48,0 Hz	0,03 dB (1,003 p.u.)	2,3° adiantado
32%	33,9 Hz	1,25 dB (1,155 p.u.)	13,6° adiantado

O efeito da resposta do TPC fica mais evidente ao se analisar as Figuras 5.9 e 5.10, nas quais se apresentam os sinais de tensão na linha antes e após a abertura trifásica da mesma, com 32 e 64% de compensação, respectivamente. Nestas figuras, tem-se os sinais de apenas uma das fases, os quais foram obtidos a partir do secundário de um TPC ideal, bem como do TPC

reportado por Pajuelo *et al.* (2008). Oscilogramas correspondentes a um ciclo de oscilação da carga residual para as condições abordadas de operação da linha, são apresentados nas Figuras 5.9(b) e 5.10(b).



**Figura 5.9.** Análise da resposta do TPC, reportado por Pajuelo *et al.* (2008), para a LT com 32% de compensação: (a) Sinais de tensão do lado da linha para uma das fases, antes e após a abertura trifásica da mesma. (b) Detalhe de um ciclo da oscilação da carga residual. (c) Tensão entre os contatos do disjuntor.

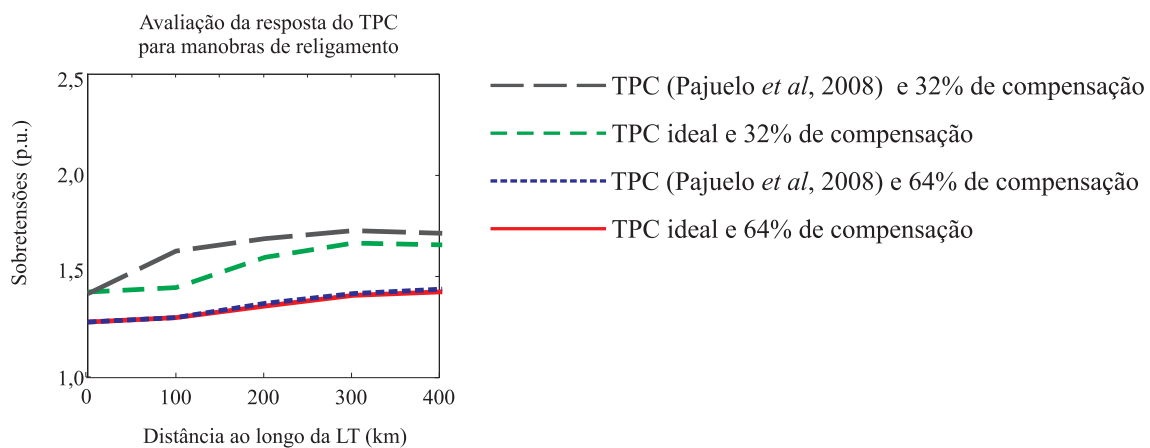


**Figura 5.10.** Análise da resposta do TPC, reportado por Pajuelo *et al.* (2008), para a LT com 64% de compensação: (a) Sinais de tensão do lado da linha para uma das fases, antes e após a abertura trifásica da mesma. (b) Detalhe de um ciclo da oscilação da carga residual. (c) Tensão entre os contatos do disjuntor.

A partir destas figuras, observa-se a similaridade entre os sinais provenientes do TPC ideal e do TPC modelado apenas para o caso em que a linha possui 64% de compensação. Para a linha com 32% de compensação, evidencia-se a imprecisão nos sinais, em relação à amplificação

e à defasagem, provocada pelo TPC modelado. Estas imprecisões se refletem nos sinais de tensão entre os contatos dos disjuntores (Figuras 5.9(c) e 5.10(c)), os quais são utilizados pelo método proposto nesta tese para determinar instantes apropriados para o religamento da linha.

Para avaliar a influência da resposta do TPC no desempenho do método proposto, considera-se o sistema elétrico apresentado na Seção 5.2 e para cada caso avaliado foram realizadas 400 simulações estatísticas, variando o tempo de operação do disjuntor, conforme discutido na Seção 5.3. Na Figura 5.11, são apresentados os valores de sobretensões ao longo da linha, os quais têm probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2%, referentes à aplicação do dispositivo proposto nesta tese para manobras de religamento da linha, sem a ocorrência de defeitos. Duas situações são consideradas: na primeira, um TPC ideal fornece ao dispositivo os sinais de tensão necessários para prever os instantes apropriados para o religamento; na segunda, estes sinais são provenientes do TPC modelado, reportado por Pajuelo *et al.* (2008).



**Figura 5.11.** Sobretensões ao longo da LT: Avaliação da resposta do TPC para manobras de religamento.

Os dados referentes às máximas sobretensões com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% são apresentados na Tabela 5.7.

**Tabela 5.7.** Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% ( $V_{base} = 550$  kV): Análise da resposta do TPC em tempo real.

Condição de Operação	TPC Ideal	TPC (PAJUELO <i>et al.</i> , 2008)
32% de compensação	1,66 p.u.	1,72 p.u.
64% de compensação	1,42 p.u.	1,43 p.u.

Com base no exposto, observa-se que para o caso em que a linha tem 64% de compensação reativa, o TPC praticamente não influenciou no desempenho do dispositivo proposto. Diferenças de apenas 1% nas máximas sobretensões foram obtidas com relação ao uso do TPC ideal e do TPC reportado por Pajuelo *et al.* (2008). Já para o caso em que tem-se 32% de compensação, observa-se que a utilização deste último TPC acarreta em uma elevação de 6% nas máximas sobretensões, com relação ao TPC ideal. Isto deve-se à característica da resposta em frequência do TPC modelado, conforme ilustrado na Figura 5.8. À medida que as frequências dos sinais se afastam da frequência fundamental do sistema, maiores imprecisões são observadas. Com isto, para esta última condição de operação abordada, verificam-se erros maiores na determinação do instante apropriado para o religamento. No entanto, estes erros são aceitáveis, uma vez que as sobretensões oriundas do religamento foram limitadas a valores abaixo daquelas obtidas a partir de manobras de energização da linha, que foram de 1,76 p.u., conforme apresentado na Tabela 5.4.

# ANÁLISE PARAMÉTRICA E DE SENSIBILIDADE

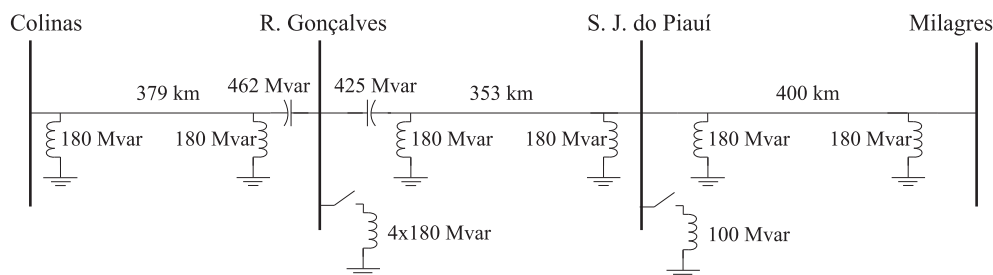
Neste capítulo, uma versão *offline* do método proposto foi implementada para análises paramétricas e de sensibilidade por meio de registros oscilográficos reais, advindos da rede de oscilografia da Chesf, e simulações digitais via EMTP (*Electromagnetic Transients Program*). Dados do SIN foram utilizados para estudo de casos em que avalia-se o desempenho do método quanto à extinção de defeitos e à extrapolação dos sinais de tensão na linha. Com relação aos níveis de sobretensões originadas de manobras de religamento trifásico, os resultados da aplicação do método proposto são comparados com aqueles obtidos a partir do uso de resistores de pré-inserção e de para-raios nas extremidades da linha. Neste âmbito, as análises são realizadas a partir dos seguintes tópicos:

- Descrição e modelagem do sistema elétrico a ser analisado;
- Simulações digitais de aberturas trifásicas de linhas de transmissão, por meio do programa ATP (LEUVEN EMTP CENTER, 1987), incluindo situações de defeitos ao longo de sua extensão;
- Estudos de sensibilidade quanto ao comportamento das cargas residuais na linha para diferentes graus de compensação.
- Para cada grau de compensação abordado, avalia-se o impacto de diferentes tipos de defeitos ao longo da linha, bem como, diferentes resistências de defeito.
- Análise do comportamento da carga residual quanto ao esquema de transposição da linha.
- Análise do desempenho do método proposto tanto para casos simulados no ATP quanto para casos reais obtidos a partir da rede de oscilografia da Chesf.



## 6.1 SISTEMA ELÉTRICO MODELADO

Estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram que para transferir parte da energia disponível na região Norte para a região Nordeste, seria necessária a ampliação da interligação entre estas regiões através do segundo circuito da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí e da LT 500 kV São João do Piauí - Milagres (LT SJI-MLG). Esta interligação já se encontra em operação e a configuração deste empreendimento foi definida nos estudos elaborados sob a coordenação da EPE (EPE, 2006). O diagrama unifilar é apresentado na Figura 6.1 e na Figura 6.2 tem-se o mapa eletro-geográfico da área de interesse, ilustrando a configuração já existente ou em fase de implantação, assim como a rede referente ao empreendimento.



**Figura 6.1.** Diagrama unifilar da ampliação da interligação Norte-Nordeste.

O diagrama unifilar de parte do SIN correspondente à configuração no ano de 2009, a qual foi modelada no ATP, bem como os dados do sistema, são apresentados no Apêndice C. Nessa configuração, considera-se uma modelagem detalhada do sistema de transmissão de 500 kV e o sistema externo é modelado por meio de equivalentes de Thévenin. As fontes de tensão foram ajustadas para a máxima tensão operativa definida para um sistema elétrico de 500 kV, ou seja, 550 kV (ONS, 2002). Este valor foi considerado 1,0 p.u. por ser comumente adotado como base em estudos de sobretensões de manobras no SIN (EPE, 2006).

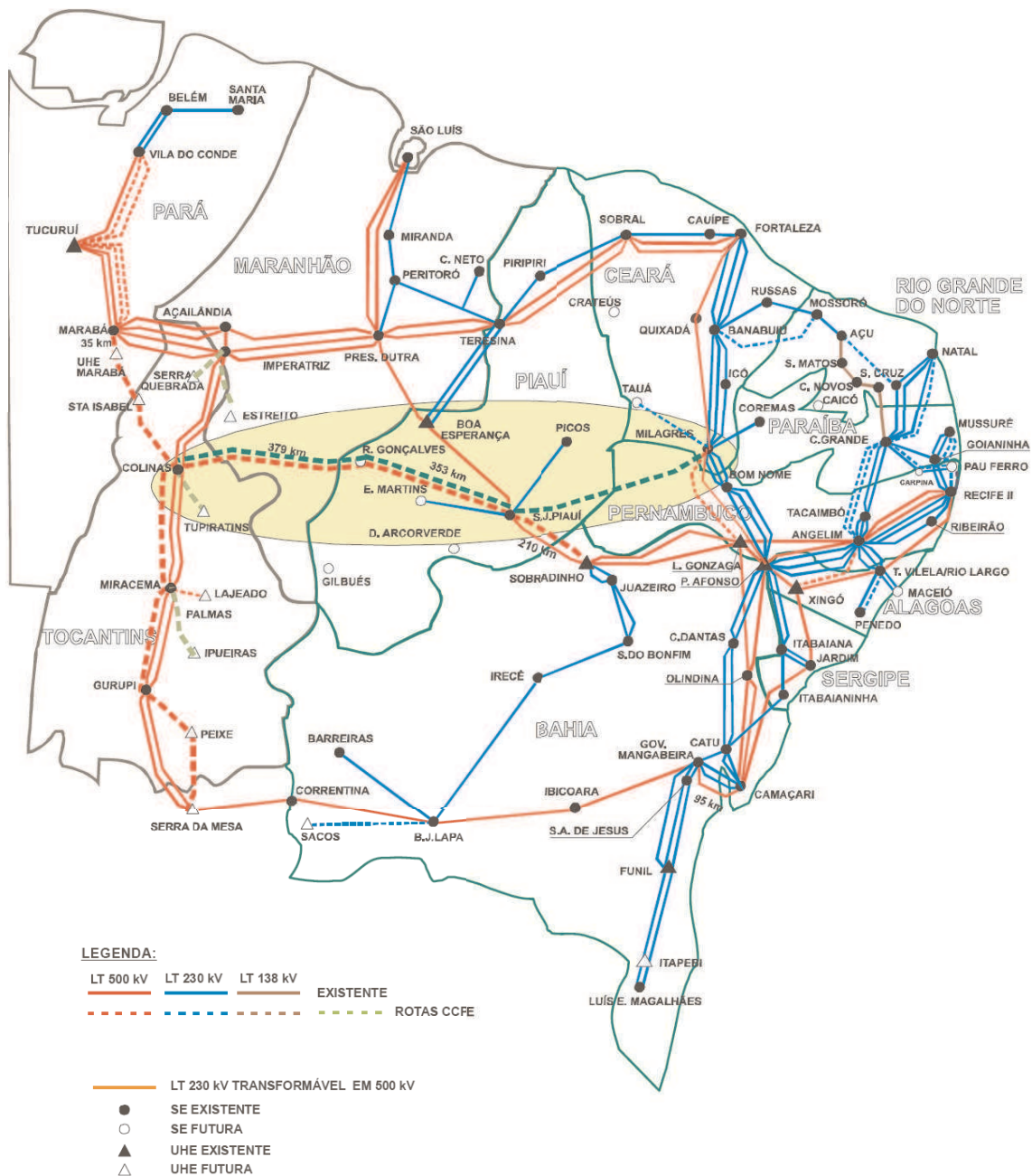
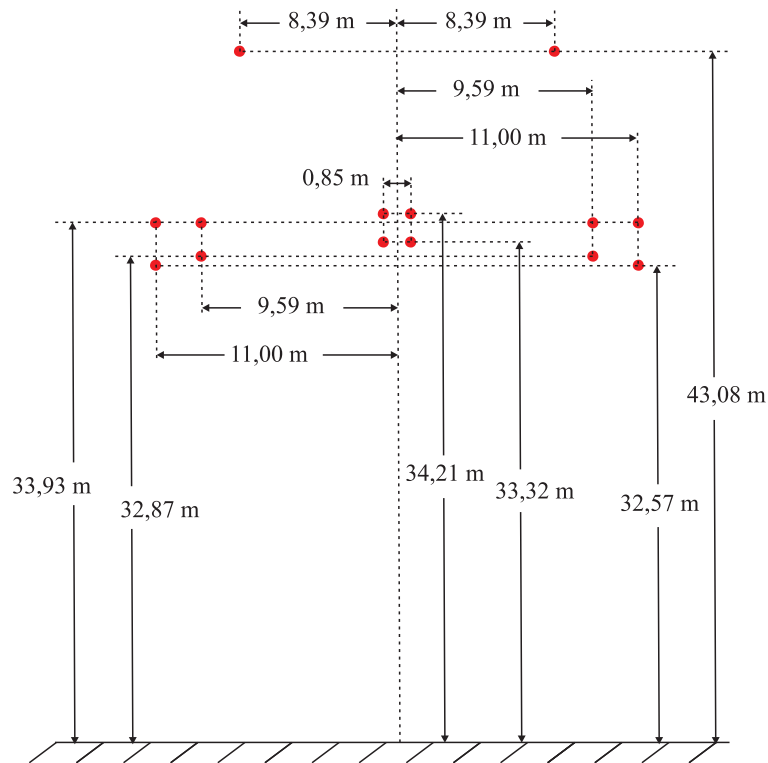


Figura 6.2. Mapa eletro-geográfico do sistema elétrico (Fonte: EPE (2006)).

Para estudo de caso, foi utilizada mais especificamente a linha de transmissão referente ao trecho São João do Piauí - Milagres, que tem 400 km de extensão e reatores em derivação de 180 Mvar em cada extremidade. A geometria desta linha é apresentada na Figura 6.3, a qual consiste de uma torre de aço estaiada, com quatro condutores geminados por fase e com o feixe expandido. Os dados dos condutores são apresentados na Tabela 6.1. A linha foi modelada com parâmetros distribuídos constantes na frequência e os seus parâmetros elétricos de sequência são apresentados na Tabela 6.2, em que se considera a linha perfeitamente transposta. A resistividade do solo adotada nas simulações foi de 1000 Ω.m.



**Figura 6.3.** Geometria da LT 500 kV São João do Piauí - Milagres.

**Tabela 6.1.** Dados dos condutores da LT São João do Piauí - Milagres.

Parâmetros	Condutor fase	Condutor para-raios
Tipo de cabo	Cabo Rail	Cabo EHS 3/8"
Diâmetro externo (cm)	2,96	0,914
Raio médio geométrico (cm)	1,1735	0,0302
Resistência AC ( $\Omega/km$ )	0,0674	4,271

**Tabela 6.2.** Dados de sequência da LT São João do Piauí - Milagres.

Sequência	$R$ ( $\Omega/km$ )	$X$ ( $\Omega/km$ )	$\omega C$ ( $\mu\text{U}/km$ )
Zero	0,4930	1,339	2,890
Positiva	0,0186	0,267	6,124

As tensões de pré-manobra para as barras de São João do Piauí e Milagres são apresentadas na Tabela 6.3.

**Tabela 6.3.** Tensão pré-manobra em S. J. do Piauí e Milagres ( $V_{base} = 550$  kV).

Barra	Tensão pré-manobra (p.u.)
S. J. do Piauí	1,00
Milagres	1,02

Nas simulações, foram utilizados para-raios de óxido de zinco (ZnO), conectados nos terminais da linha, com tensão nominal de 420 kV e um nível de proteção a impulso de manobra de 830 kV em 2 kA. Os para-raios são representados através de suas características V-I, as quais foram obtidas a partir da Figura 2.14, considerando um impulso de manobra com forma de onda 30/60  $\mu$ s. Esta característica é apresentada na Tabela 6.4.

**Tabela 6.4.** Característica dos para-raios de ZnO com tensão nominal de 420 kV.

Corrente (kA)	Tensão fase-terra (kV)
0,001	643,72
0,010	681,23
0,050	721,27
0,100	738,70
0,200	756,14
0,400	775,75
0,700	793,18
1,000	806,26
2,000	830,23
5,000	873,81

Diferentes condições de operação da linha em questão foram avaliadas considerando Milagres como o terminal emissor e um tempo morto de 500 ms para as manobras de religamento tripolar. Foram consideradas situações em que o sistema se encontra íntegro, bem como situações em que a linha foi desligada por conta de defeitos ao longo de sua extensão. A seguir, são apresentadas as condições abordadas para a linha S. J. do Piauí - Milagres:

- Linha com reatores em ambos os terminais (aproximadamente 58% de compensação) e relação  $X_0/X_1 = 1,73$  para os reatores;
- Situação hipotética da linha com reatores apenas no terminal emissor (aproximadamente 29% de compensação) e relação  $X_0/X_1 = 1,73$  para os reatores;
- Situação hipotética da linha com 80% de compensação reativa em derivação (com reatores em ambos os terminais) e relação  $X_0/X_1 = 2,9$  para os reatores.

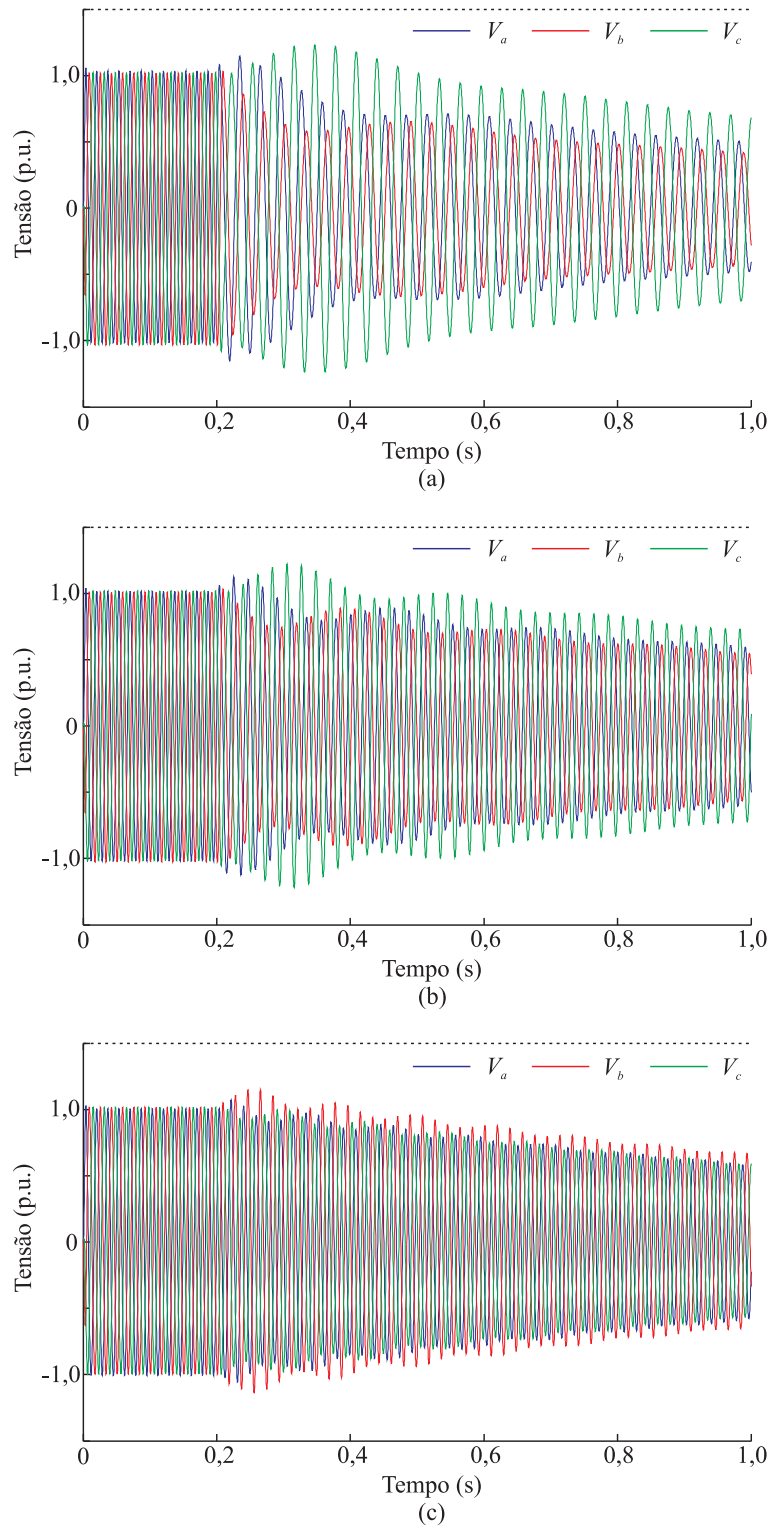
## 6.2 ANÁLISE DA EXTINÇÃO DE DEFEITOS E EXTRAPOLAÇÃO DOS SINAIS COM DADOS SIMULADOS

Com base em simulações digitais de defeitos e aberturas trifásicas de linhas de transmissão e fazendo uso do sistema elétrico apresentado na última seção, realiza-se aqui uma análise do desempenho do método proposto quanto à extinção de defeitos e extrapolação dos sinais necessários para o chaveamento controlado de linhas.

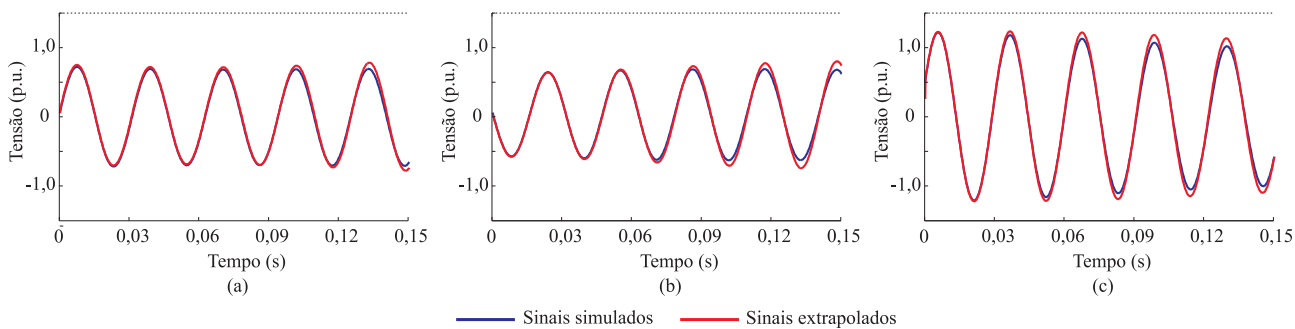
### 6.2.1 Abertura Trifásica

Inicialmente, com o intuito de avaliar o comportamento da carga residual na linha de transmissão sob análise, realiza-se simulações digitais de abertura trifásica, sem a ocorrência de defeitos, para diferentes condições de operação: 29%, 58% e 80% de compensação reativa em derivação. Os resultados destas simulações são apresentados na Figura 6.4, em que a linha é aberta no instante  $t = 200$  ms. A partir desta figura, observa-se que o grau de compensação altera o comportamento da carga residual, influenciando nas componentes de frequência presentes nos sinais de tensão na linha, tal como discutido na Seção 2.1.2. Verifica-se que quanto maior o grau de compensação da linha, maior a frequência de oscilação da carga residual.

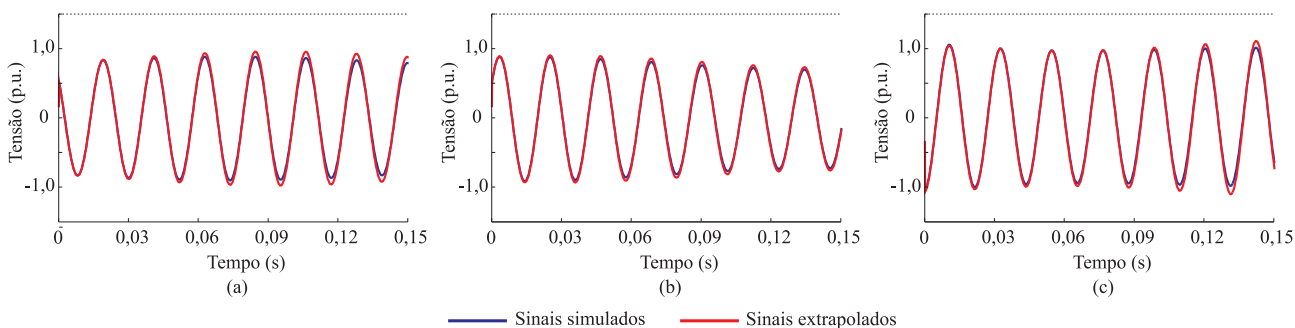
Para cada grau de compensação analisado, avalia-se a extrapolação dos sinais de tensão na linha para cada uma das fases. Os resultados são apresentados nas Figuras 6.5, 6.6 e 6.7, respectivamente para 29%, 58% e 80% de compensação. Para estas figuras, após a abertura da linha e a análise da carga residual, conforme Seção 4.3.1, extrapola-se os sinais de tensão em um intervalo de 150 ms a frente do último instante de passagem por zero das componentes de frequência destes sinais, em que observa-se a similaridade entre os sinais simulados e os sinais extrapolados. Por conseguinte, conclui-se que o método é capaz de extrapolar os sinais de tensão com precisão, e assim, determinar os possíveis instantes apropriados para o religamento da linha, independente do grau de compensação.



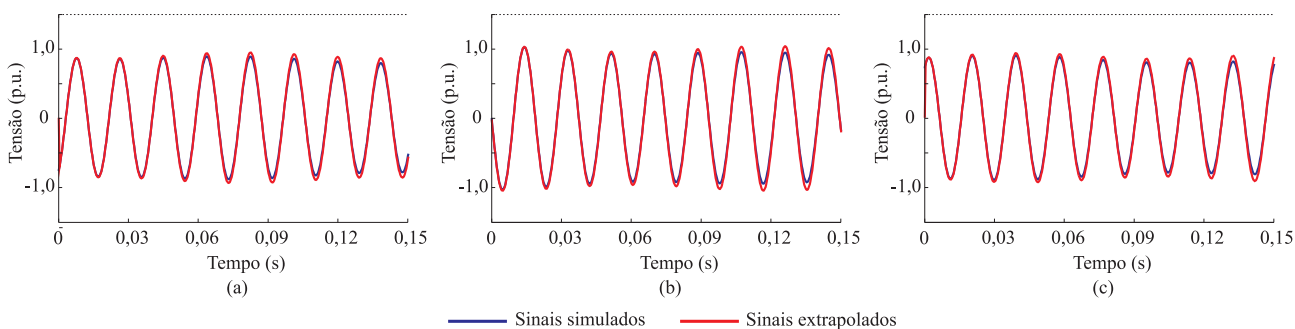
**Figura 6.4.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica sem a ocorrência de defeitos. (a) Linha com 29% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 80% de compensação.



**Figura 6.5.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 29% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.6.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 58% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.7.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

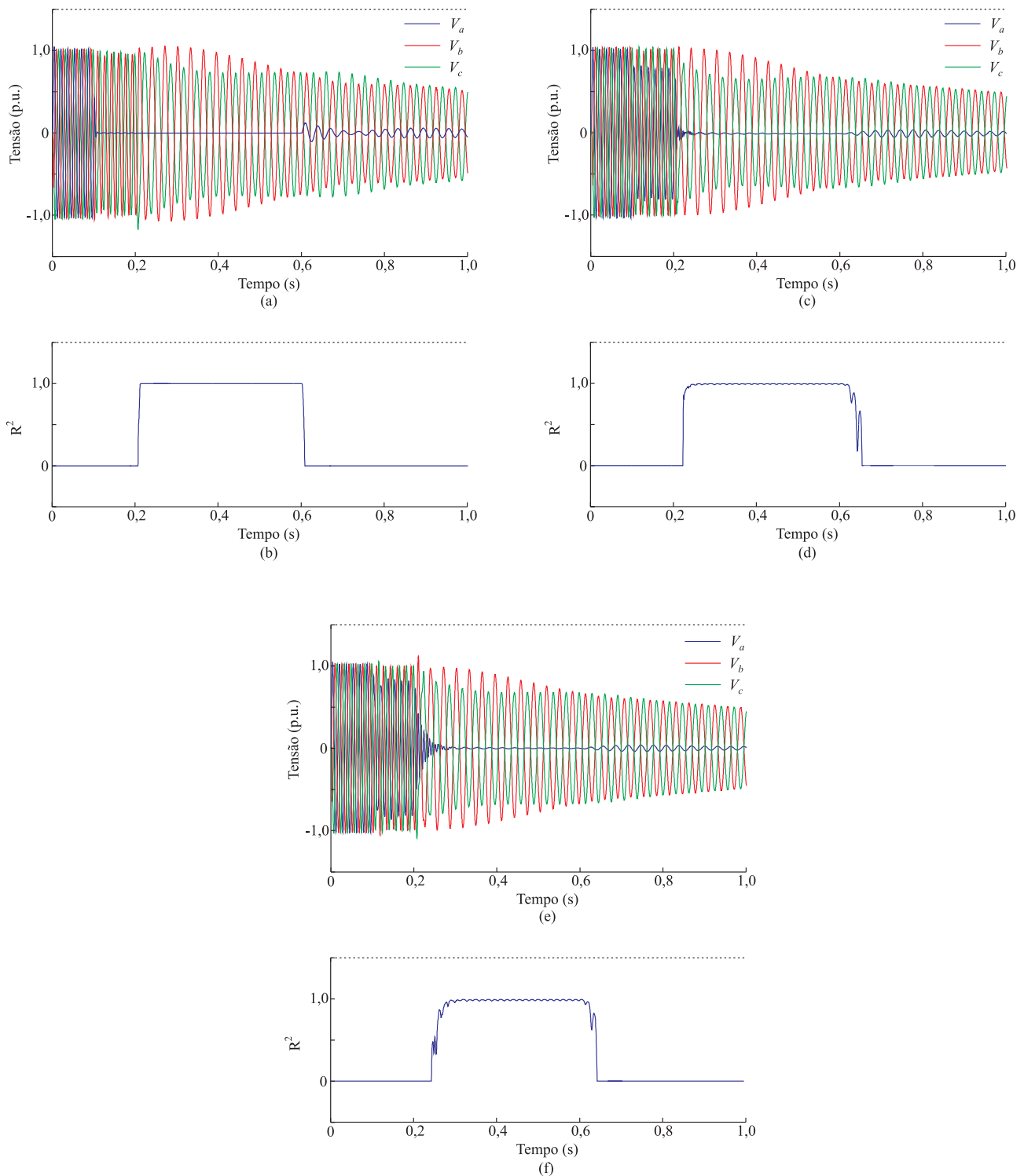
### 6.2.2 Defeitos Fase-Terra e Fase-Fase-Terra

Para as situações de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, avalia-se o desempenho do método proposto quanto a identificação da extinção dos defeitos e a subsequente extrapolação dos sinais de tensão na linha. Para tanto, faz-se uma análise de sensibilidade com relação ao local de ocorrência do defeito ao longo da linha, grau de compensação e diferentes resistências de defeito. Em todas as situações considera-se que o monitoramento dos sinais de tensão é realizado no terminal emissor, ou seja, em Milagres.

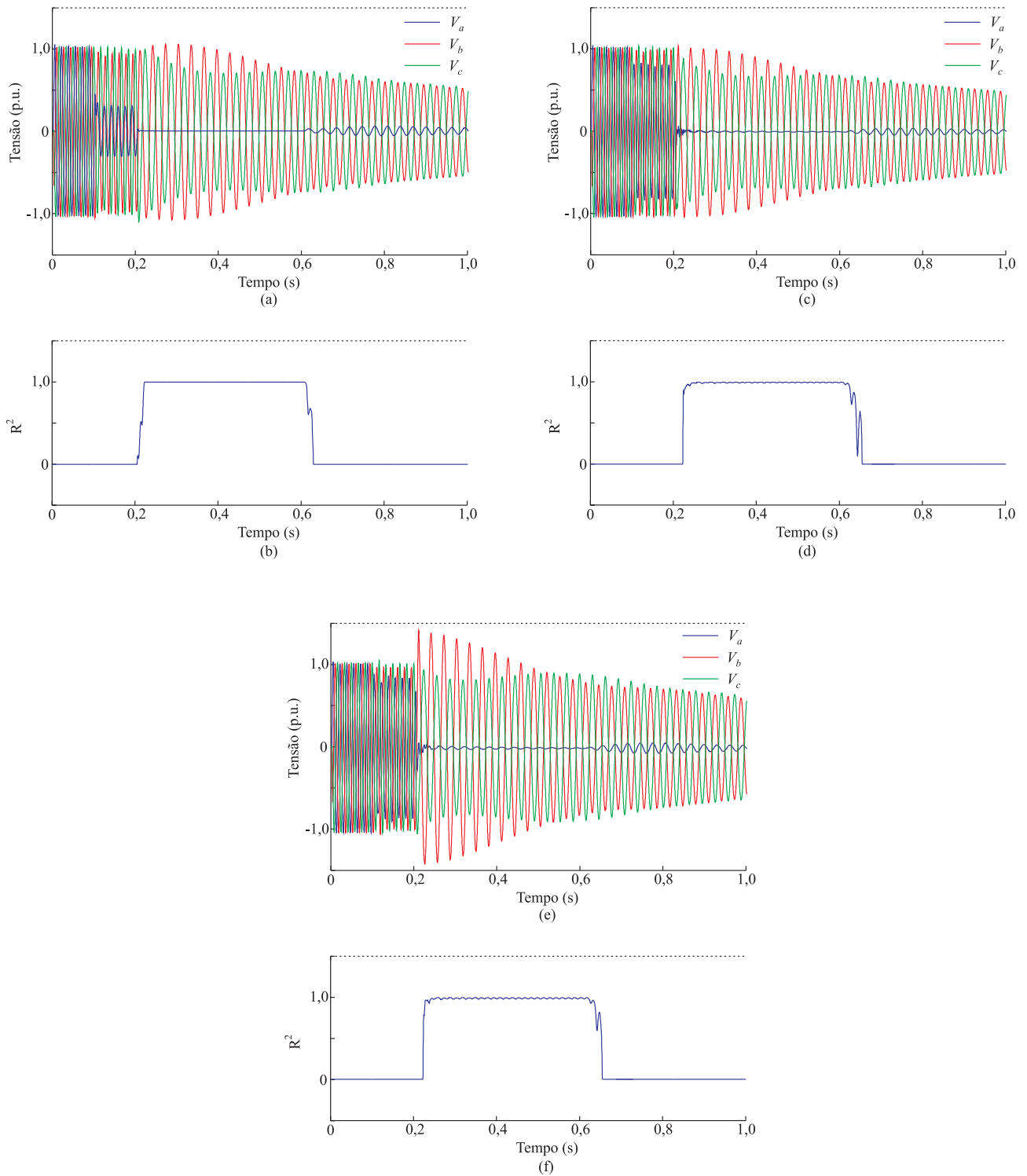
Inicialmente, avalia-se a sensibilidade do método quanto ao local de ocorrência do defeito. Neste caso, considera-se um defeito fase-terra, envolvendo a fase A (defeito AT), em três pontos distintos ao longo da linha: no terminal emissor (Milagres), no meio da linha e no terminal receptor (S. J. do Piauí). Na Figura 6.8, considera-se a linha com 29% de compensação reativa e uma resistência de defeito ( $r_{defeito}$ ) de  $0,1 \Omega$ . A identificação da respectiva extinção é feita conforme discutido na Seção 4.4.1. Neste caso e em todos os demais que seguem, o defeito é iniciado no instante  $t = 100$  ms e em  $t = 200$  ms, a linha é aberta. Em torno 600 ms, o defeito é extinto. Observa-se na Figura 6.8 que apesar do comportamento do  $R^2$  ser melhor definido para o caso em que o defeito ocorre no terminal de monitoramento (Figura 6.8(b)), a indicação da extinção do defeito também é realizada com sucesso para as situações em que este ocorre no meio da linha (Figura 6.8(d)) e no terminal receptor (Figura 6.8(f)).

Nas Figuras 6.9 e 6.10, considera-se o mesmo grau de compensação da linha para o caso abordado na Figura 6.8, bem como os mesmos locais de ocorrência dos defeitos. Porém, avalia-se a sensibilidade do método quanto aos seguintes valores para resistência de defeito:  $10 \Omega$  e  $100 \Omega$ , respectivamente para as Figuras 6.9 e 6.10. Com base nestas figuras, observa-se que independente do local de ocorrência e do valor da resistência do defeito, o método é capaz de identificar a extinção do mesmo.

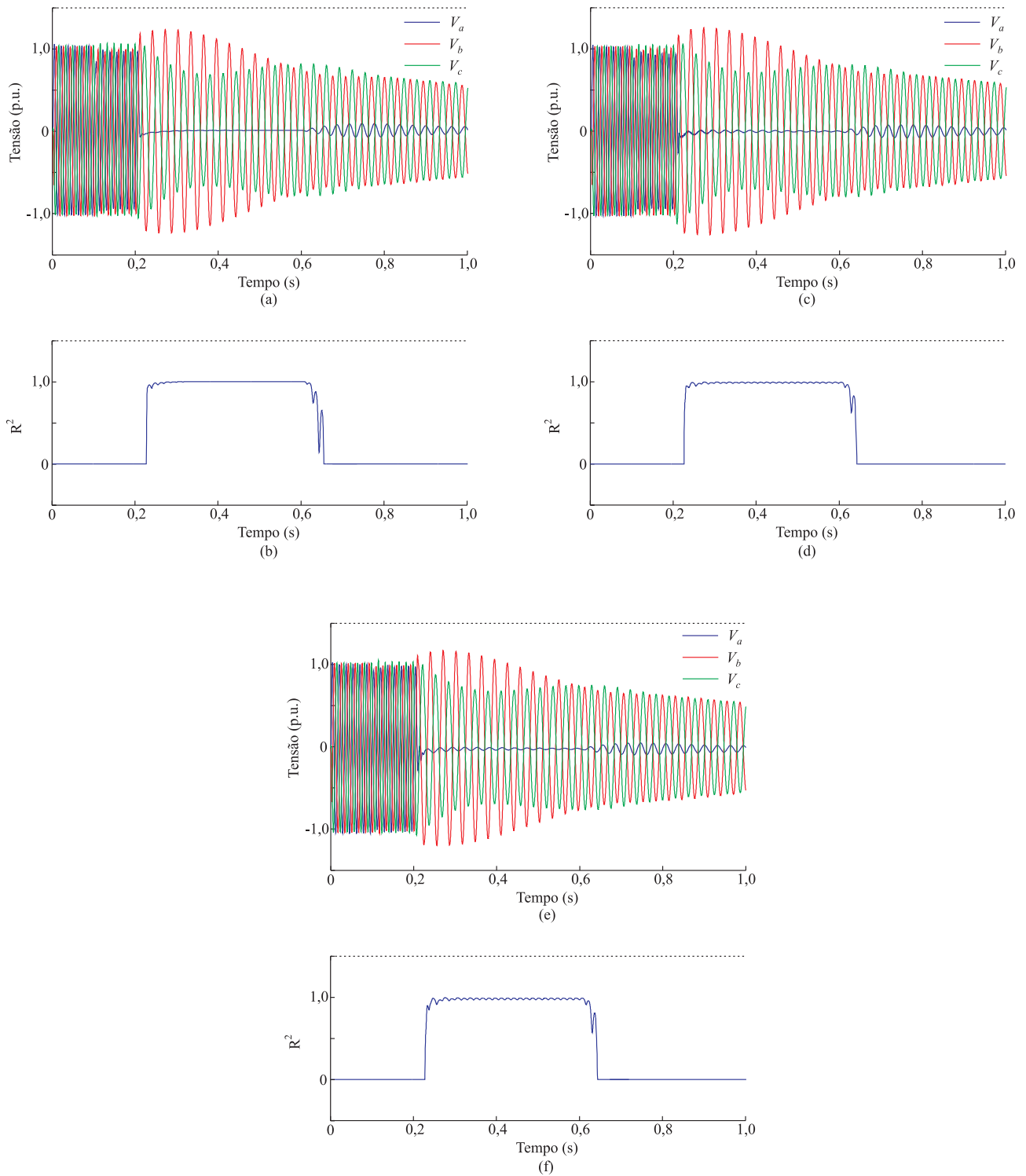




**Figura 6.8.** Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 0,1 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e.



**Figura 6.9.** Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{\text{defeito}} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e.



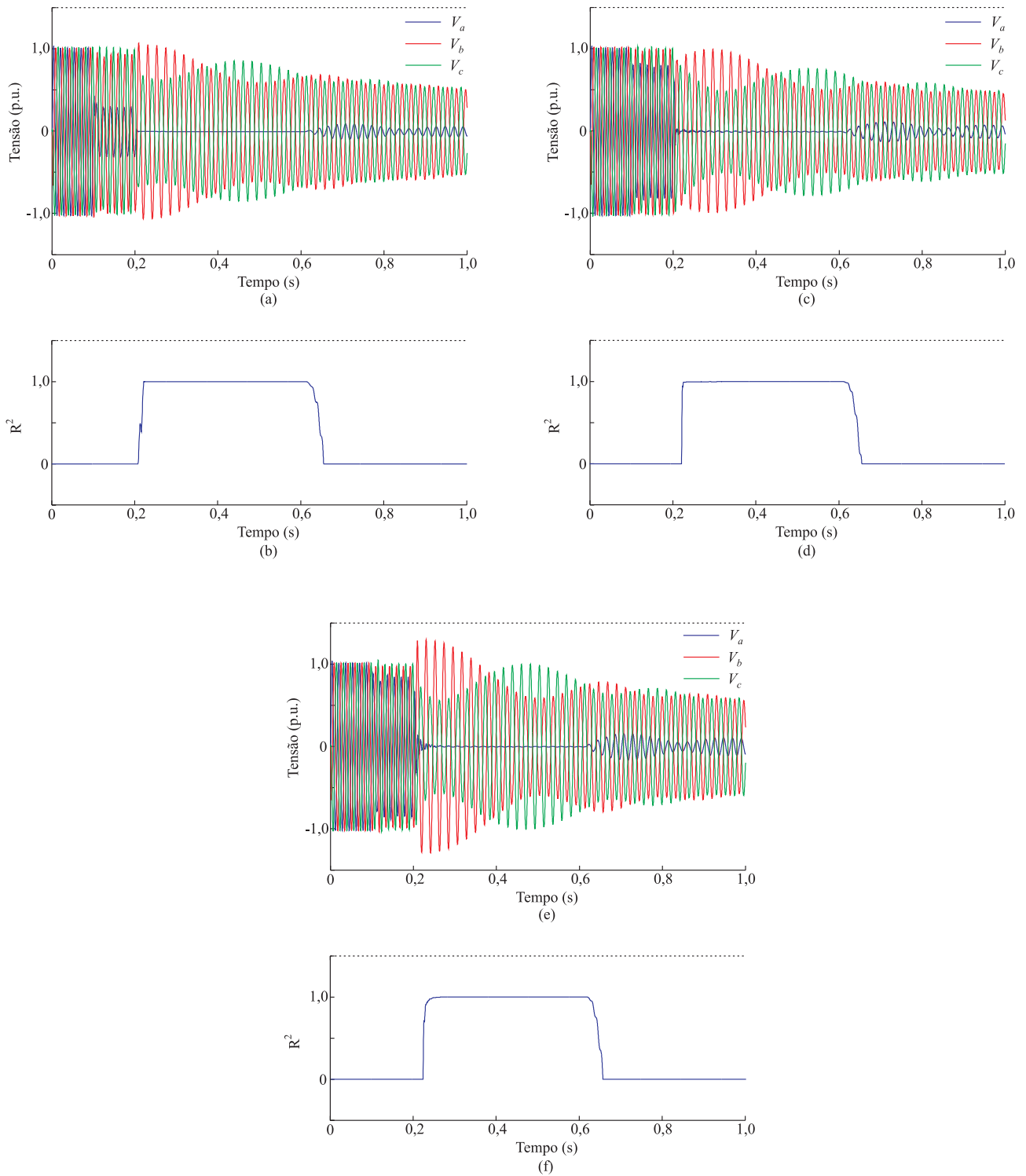
**Figura 6.10.** Sinais de tensão do lado da linha com 29% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 100 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e.

Nas Figuras 6.11 e 6.12, considera-se a ocorrência de um defeito AT ao longo da linha, com resistência de defeito de  $10 \Omega$ , para 58% e 80% de compensação reativa em derivação, respectivamente. Com estes casos, verifica-se que o método é capaz de identificar a extinção de defeitos, independente do grau de compensação da linha.

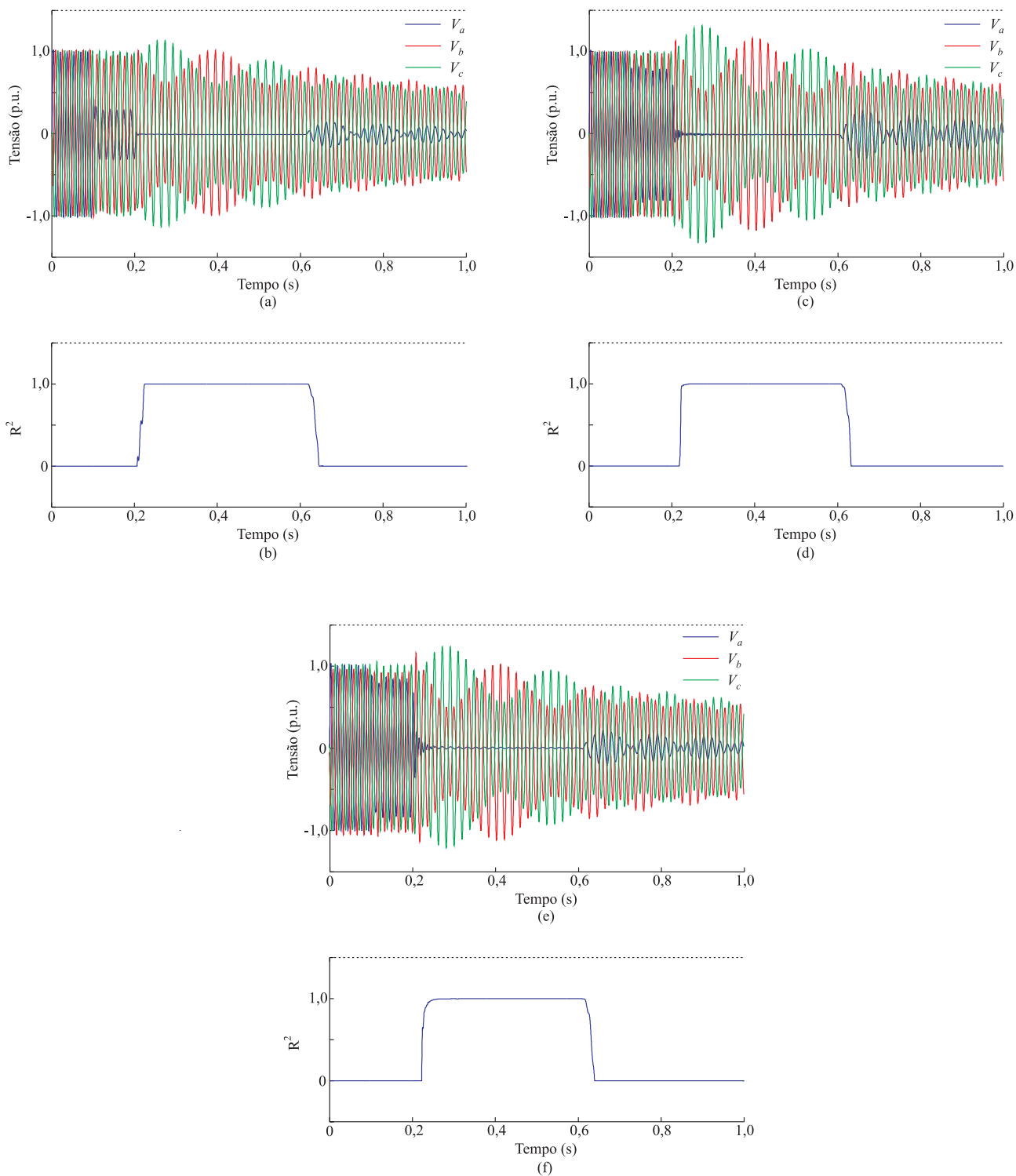
Para o defeito fase-terra no meio da linha, com resistência de defeito de  $10 \Omega$ , avalia-se a extrapolação dos sinais de tensão na linha para cada grau de compensação analisado. Os resultados são apresentados nas Figuras 6.13, 6.14 e 6.15, para 29%, 58% e 80% de compensação, respectivamente. Para estas figuras, após a indicação da extinção do defeito e a análise da carga residual, conforme Seção 4.3.2, extrapola-se os sinais de tensão em um intervalo de 150 ms a frente do último instante de passagem por zero das componentes de frequência destes sinais. Observa-se mais uma vez a similaridade entre os sinais simulados e os sinais extrapolados. Com isto, conclui-se que além de indicar a extinção do defeito, o método proposto é capaz de determinar os instantes apropriados para o religamento da linha, mesmo quando há na carga residual mais de uma componente de frequência, assim como nos casos discutidos na Seção 2.2.

O desempenho do método também é avaliado para situações com defeitos fase-fase-terra. Neste caso, considera-se um defeito do tipo ABT com resistência de  $10 \Omega$ , ocorrendo ao longo da linha com grau de compensação reativa de 80%. Os resultados para estas simulações são apresentados na Figura 6.16, em que a indicação da extinção do defeito é realizada conforme a Seção 4.4.2. Em todos os casos, o defeito é iniciado no instante  $t = 100$  ms e em  $t = 200$  ms, a linha é aberta. Em torno de 400 ms e 600 ms, o defeito é extinto nas fases B e A, respectivamente. A partir desta figura, observa-se que o método é capaz de indicar a extinção do defeito fase-fase-terra, independente do local de ocorrência do mesmo.

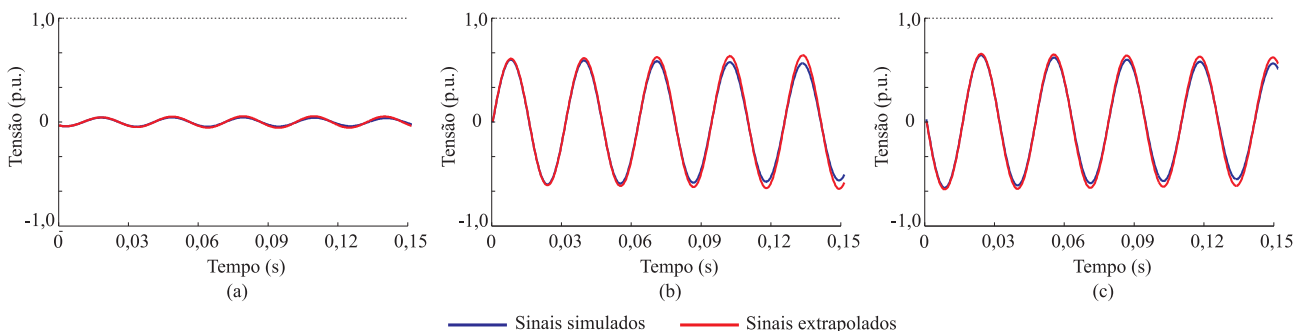
Para esta última situação de defeito, avalia-se a extrapolação dos sinais de tensão na linha com 80% de compensação, para o mesmo ocorrendo no meio da linha com uma resistência de  $10 \Omega$ . Os resultados são apresentados na Figura 6.17. Após a indicação de sua extinção em ambas as fases envolvidas e a análise da carga residual, conforme Seção 4.3.3, extrapola-se os sinais de tensão em um intervalo de 150 ms, tal como discutido anteriormente. Conclusões semelhantes ao caso de defeitos fase-terra podem ser verificadas.



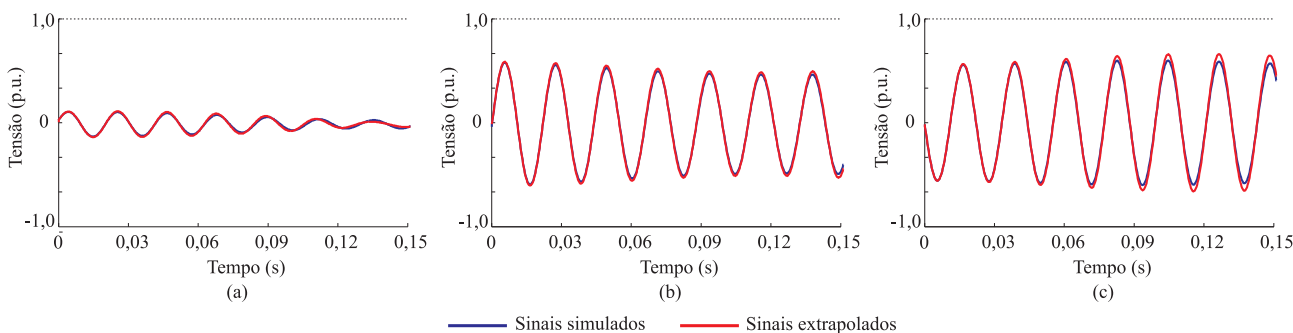
**Figura 6.11.** Sinais de tensão do lado da linha com 58% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e.



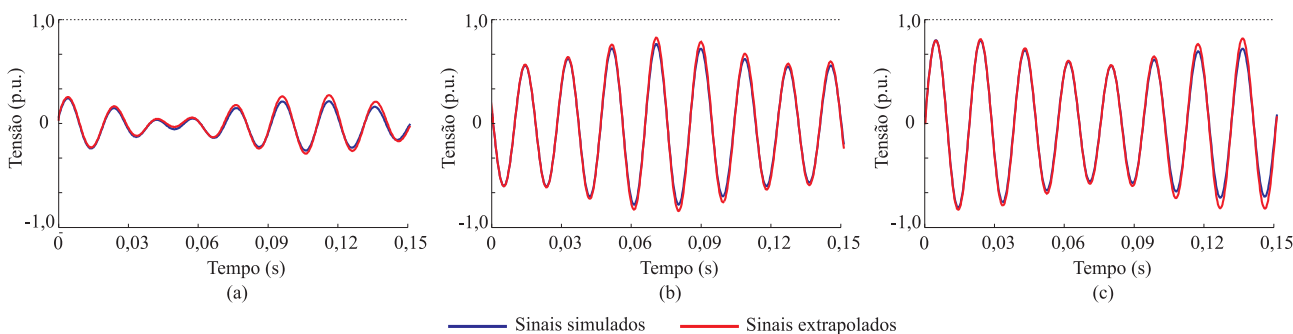
**Figura 6.12.** Sinais de tensão do lado da linha com 80% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-terra, do tipo AT, em que  $r_{\text{defeito}} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e.



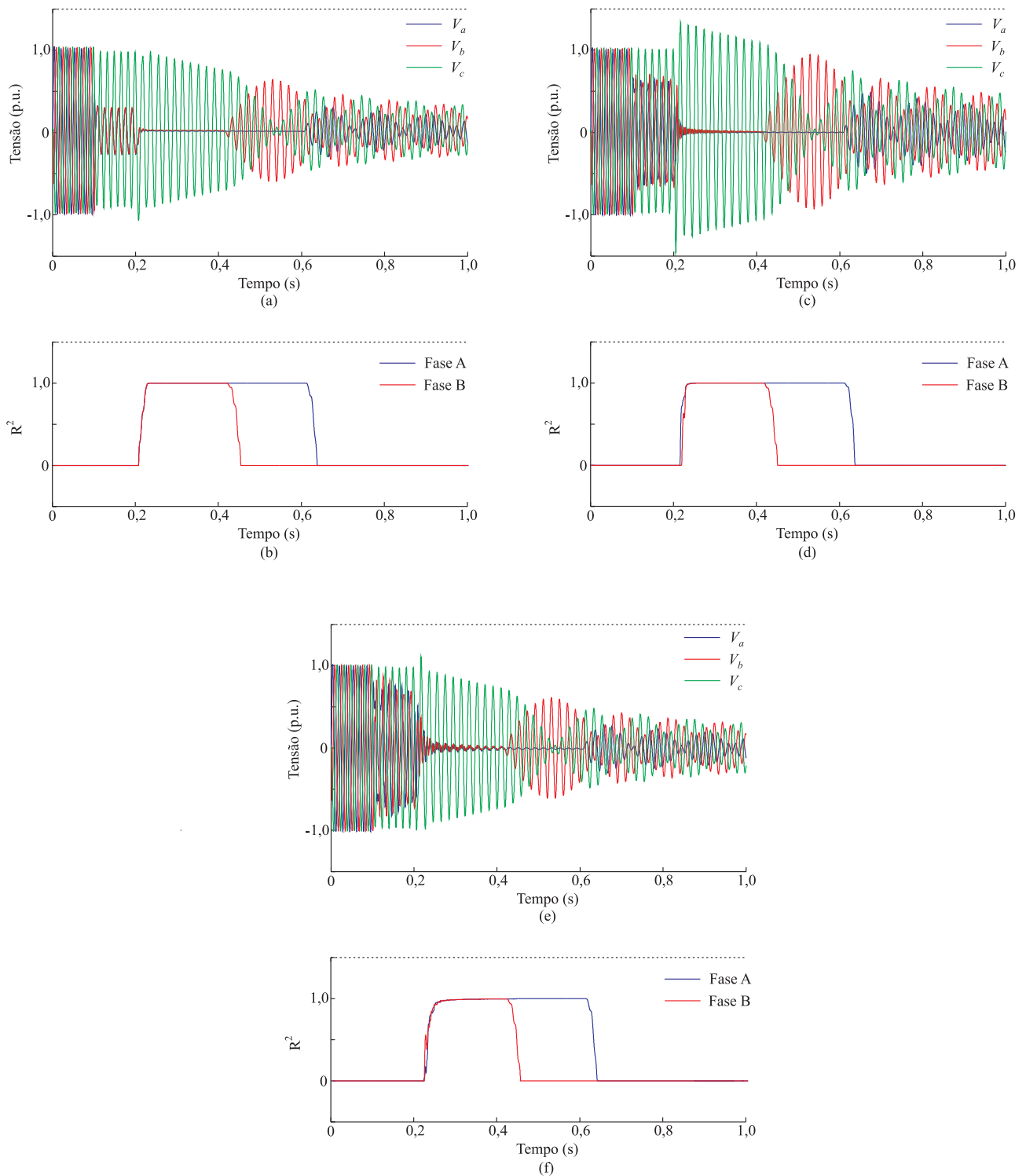
**Figura 6.13.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 29% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.14.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 58% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

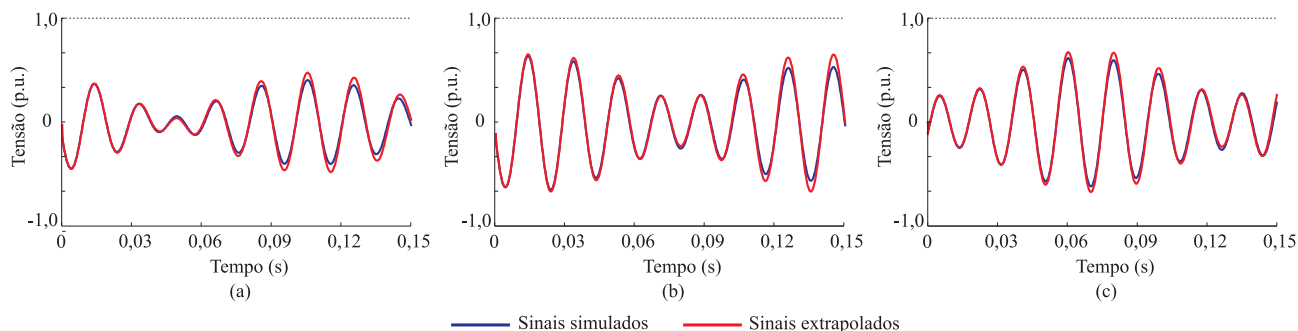


**Figura 6.15.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-terra (tipo AT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.16.** Sinais de tensão do lado da linha com 80% de compensação para abertura trifásica devido a defeitos fase-fase-terra, do tipo ABT, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Defeito no terminal emissor (Milagres). (b) Determinação da extinção do defeito do item a, para cada fase. (c) Defeito no meio da linha. (d) Determinação da extinção do defeito do item c, para cada fase. (e) Defeito no terminal receptor (S. J. do Piauí). (f) Determinação da extinção do defeito do item e, para cada fase.



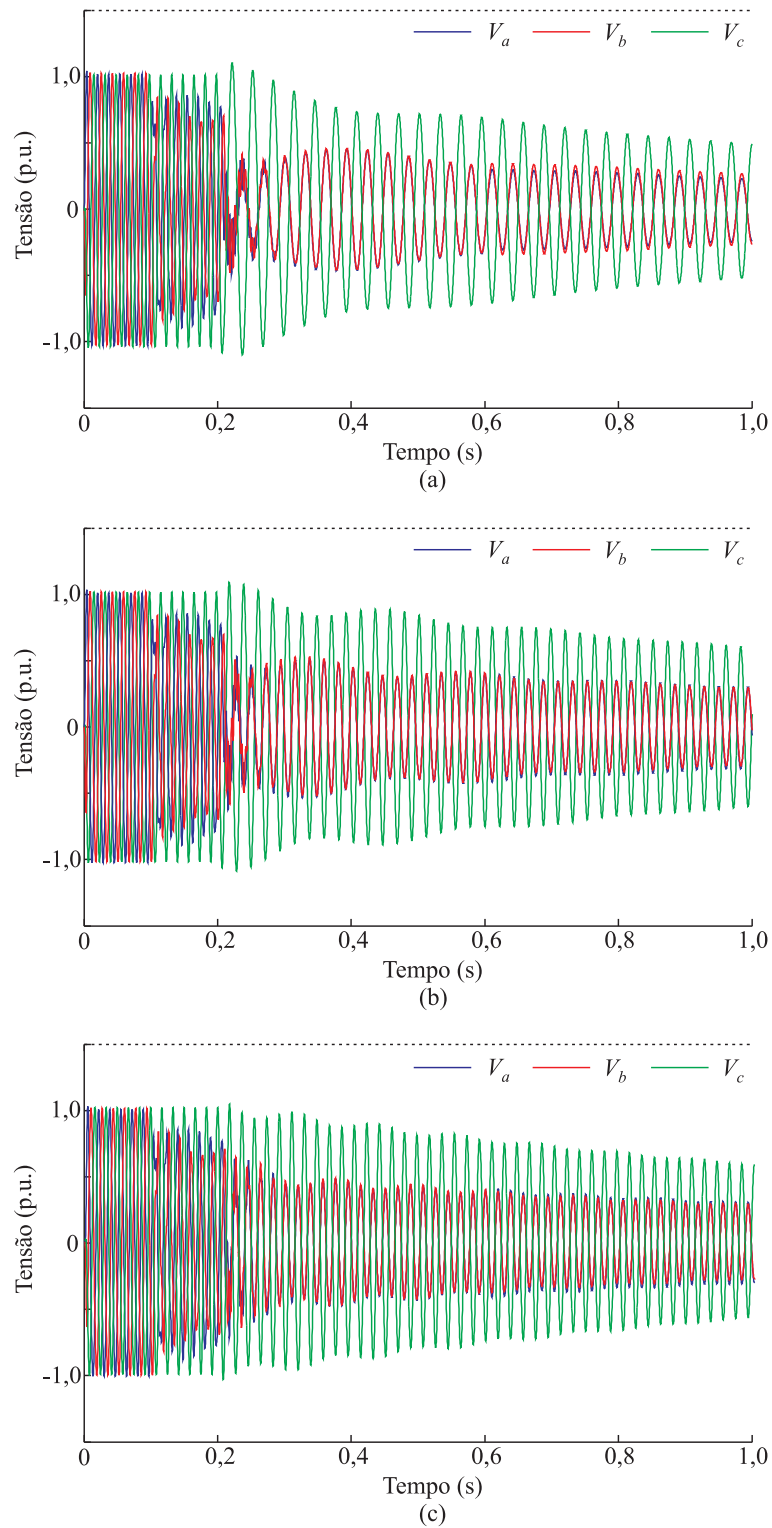


**Figura 6.17.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-fase-terra (tipo ABT) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

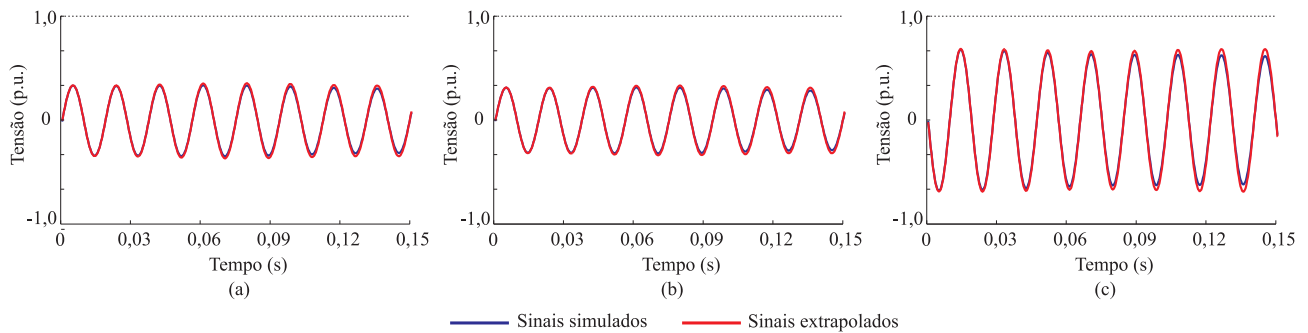
### 6.2.3 Defeitos Fase-Fase

Para o defeito fase-fase, considera-se a ocorrência do mesmo no meio da linha, com resistência de  $10 \Omega$  e envolvimento das fases A e B (defeito AB). Os resultados das simulações são apresentados na Figura 6.18, em que se verifica mais uma vez a influência do grau de compensação da linha no comportamento da carga residual. Nestes casos, o defeito ocorre no instante  $t = 100$  ms e em 200 ms a linha é aberta. O defeito é extinto em torno de 600 ms.

Uma vez que até o presente momento da pesquisa não é possível indicar a extinção de defeitos fase-fase, a avaliação da extrapolação dos sinais de tensão do lado da linha, somente é iniciada após o tempo morto de 500 ms. Os resultados são apresentados na Figura 6.19, para a linha com 80% de compensação. A análise da carga residual ocorre conforme a Seção 4.3.4. Novamente, observa-se a similaridade entre os sinais simulados e os sinais extrapolados pelo método, o que possibilita a determinação dos instantes apropriados para o religamento da linha, quando submetida a este defeito.



**Figura 6.18.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeitos fase-fase, do tipo AB, em que  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Linha com 29% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 80% de compensação.

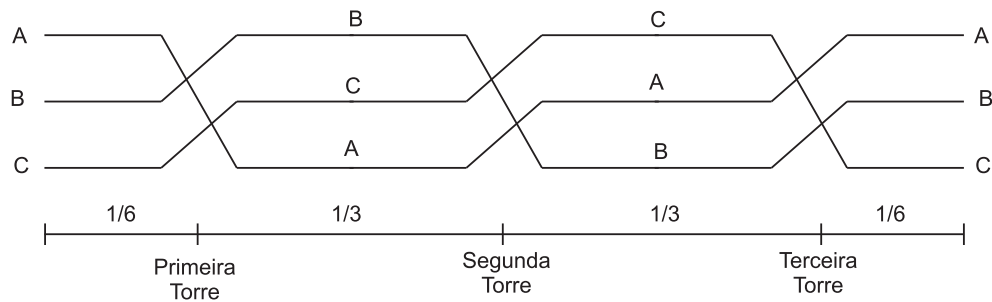


**Figura 6.19.** Sinais de tensão (simulados e extrapolados) do lado da linha com 80% de compensação, para abertura trifásica devido a um defeito fase-fase (tipo AB) localizada no meio da linha e com  $r_{defeito} = 10 \Omega$ . (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

### 6.3 ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DA CARGA RESIDUAL EM LTs QUANTO AO ESQUEMA DE TRANSPOSIÇÃO

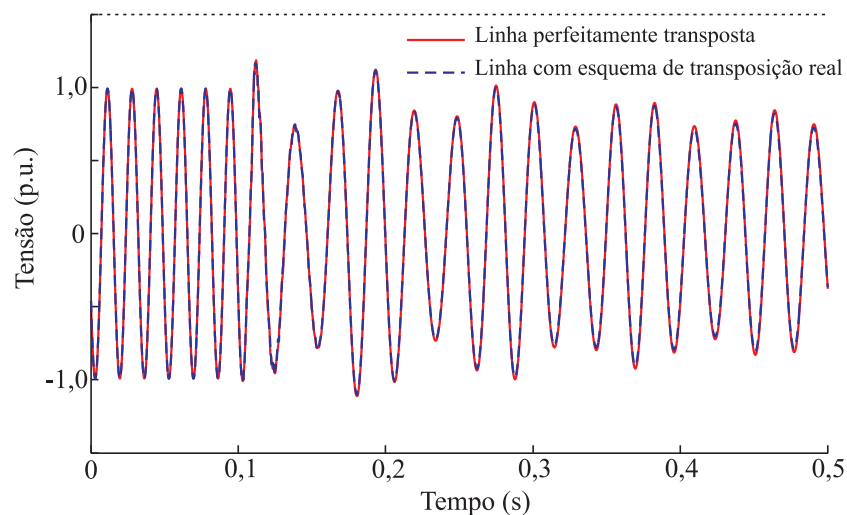
Até então, as análises foram realizadas considerando linhas de transmissão perfeitamente transpostas. Nesta condição, os parâmetros referentes aos modos 1 e 2 da linha são iguais e caso esta possua compensação reativa em derivação, após a abertura trifásica da mesma, a carga residual apresentará duas componentes de frequência, referentes aos modos 1 e 0.

No caso em que a linha de transmissão não é transposta, os parâmetros modais 1 e 2 da linha diferem entre si e a carga residual na linha apresenta três componentes de frequência, referentes aos modos 1, 2 e 0 (CLERICI *et al.*, 1970). Conseqüentemente, a aplicação do método proposto nesta tese pode não ser apropriada para esta situação. No entanto, no SIN não é comum encontrar linhas de transmissão totalmente não transpostas. Normalmente, emprega-se um esquema de transposição com três torres, o qual é ilustrado na Figura 6.20, em que a linha é dividida em quatro partes com  $1/6$ ,  $1/3$ ,  $1/3$  e  $1/6$  do seu comprimento, respectivamente.



**Figura 6.20.** Esquema de transposição 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6.

Na Figura 6.21 são apresentados os sinais de tensão em uma LT de 500 kV, com 248 km de extensão e 38% de compensação reativa em derivação, para uma manobra de abertura trifásica da mesma, em que considera-se o esquema de transposição 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6 e a linha perfeitamente transposta (DANTAS *et al.*, 2009). A manobra de abertura ocorre em  $t = 100$  ms. A partir desta figura, tem-se uma comparação em relação ao comportamento da carga residual na linha quanto ao esquema de transposição. Observa-se que os sinais de tensão para os dois esquemas de transposição avaliados são praticamente iguais. Com isto, pode-se concluir que o método proposto é aplicável a situações práticas em que a linha não é perfeitamente transposta mas possui um esquema de transposição.



**Figura 6.21.** Sinais de tensão em uma das fases de uma linha de 500 kV para abertura trifásica da mesma, considerando a linha perfeitamente transposta e com esquema de transposição real 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6.

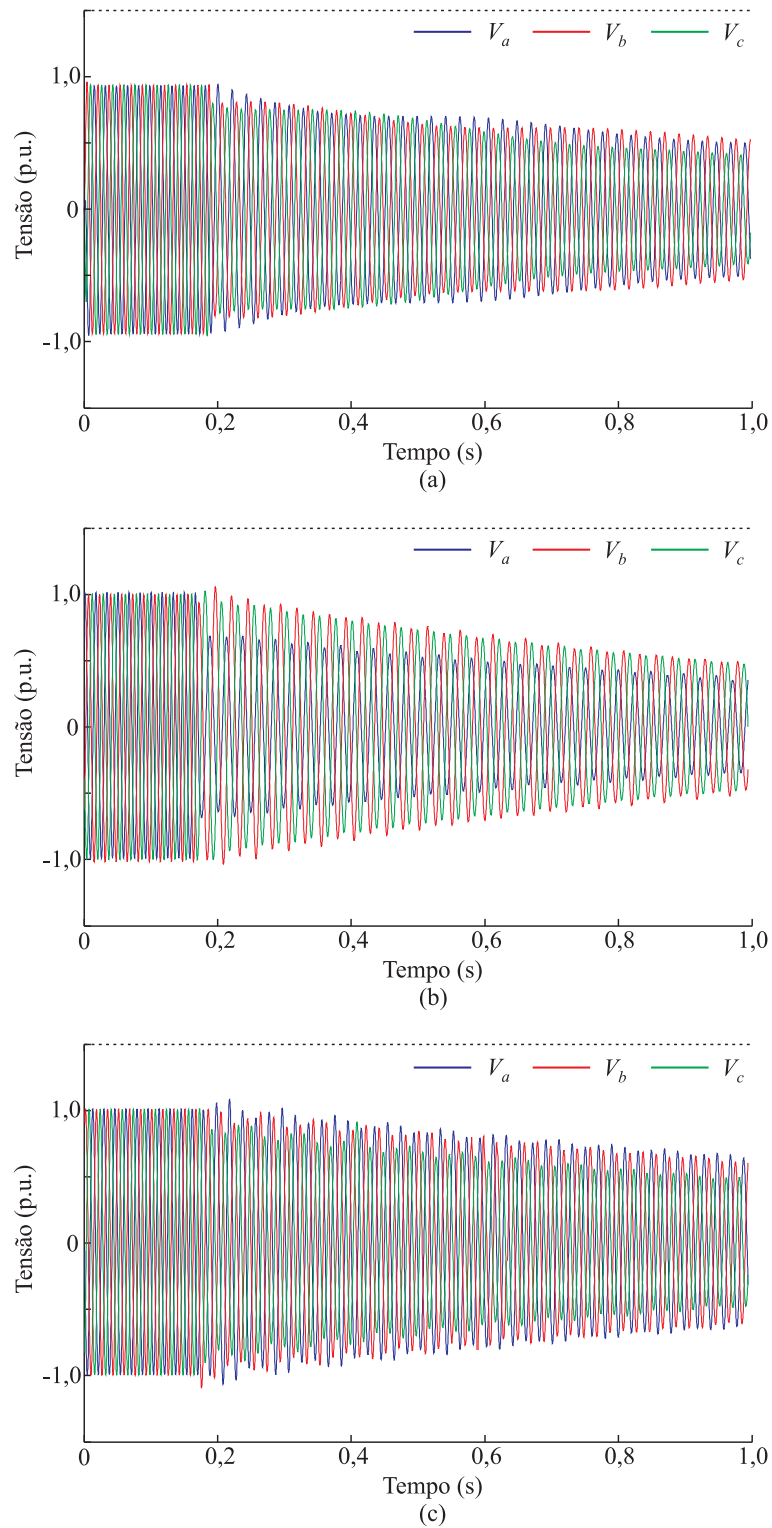
A seguir, realiza-se uma análise da aplicação do método proposto, quanto à detecção da extinção de defeitos e extrapolação dos sinais de tensão, para situações reais ocorridas no SIN e registradas por meio de oscilografias.

## 6.4 ANÁLISE DA EXTINÇÃO DE DEFEITOS E EXTRAPOLAÇÃO DOS SINAIS COM DADOS REAIS

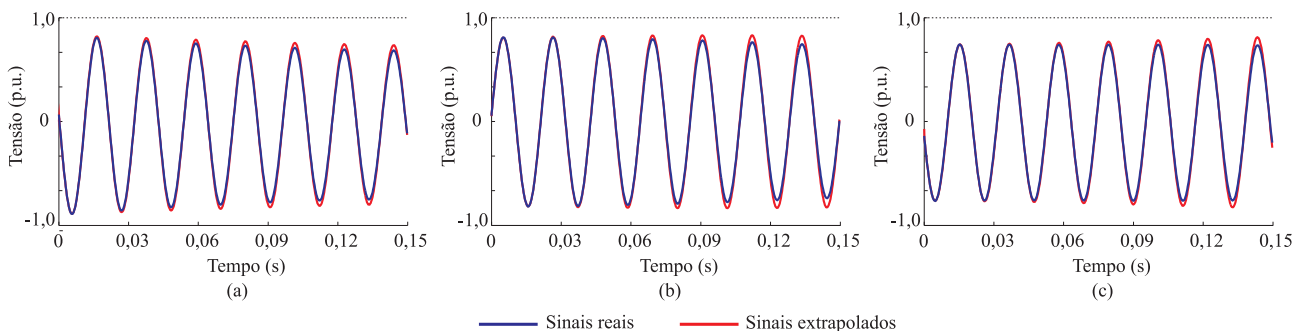
Com o intuito de validar o método proposto, foram utilizados registros oscilográficos reais, obtidos a partir da rede de oscilografia da Chesf, de diferentes linhas de transmissão de 500 kV, as quais não são perfeitamente transpostas. Assim como na Seção 6.2, avalia-se aqui o desempenho deste método quanto à extinção de defeitos e extrapolação dos sinais de referência para o chaveamento controlado. No total, foram avaliados cerca de 170 registros de mais de 10 linhas de transmissão. Dentre estes, 49 registros contemplam defeitos e os demais referem-se a desligamentos programados, que correspondem a abertura trifásica das linhas. A seguir, são apresentados alguns registros típicos dentre os analisados.

### 6.4.1 Abertura Trifásica

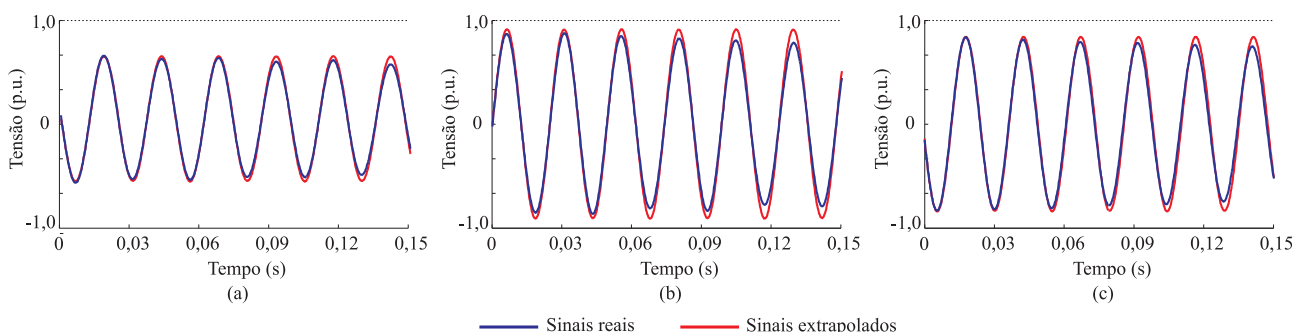
Na Figura 6.22 são apresentados registros oscilográficos típicos para manobras de abertura trifásica de LTs. Nestes registros, as linhas são abertas no instante  $t = 180$  ms, a partir do qual, pode-se observar o comportamento da carga residual. Verifica-se que este comportamento é distinto para cada caso apresentado. Conforme mostrado nas Figuras 6.23, 6.24 e 6.25, para todos os casos, o método proposto neste trabalho é capaz de extrapolar os sinais de tensão do lado da linha com precisão suficiente para se determinar os instantes apropriados para o religamento. Após a abertura da linha e a análise da carga residual, extrapola-se os sinais de tensão em um intervalo de 150 ms tal como discutido nas seções anteriores.



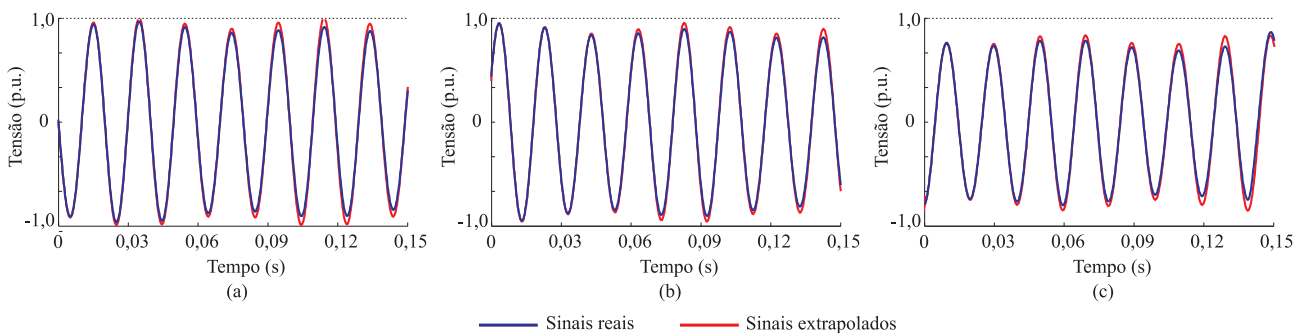
**Figura 6.22.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica sem a ocorrência de defeitos. (a) Linha 05C4, entre as subestações de Luiz Gonzaga e Sobradinho. (b) Linha 05L8, entre as subestações de Angelim e Recife II. (c) Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá.



**Figura 6.23.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05C4, entre as subestações de Luiz Gonzaga e Sobradinho, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.24.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05L8, entre as subestações de Angelim e Recife II, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.25.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá, sem ocorrência de defeitos. (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

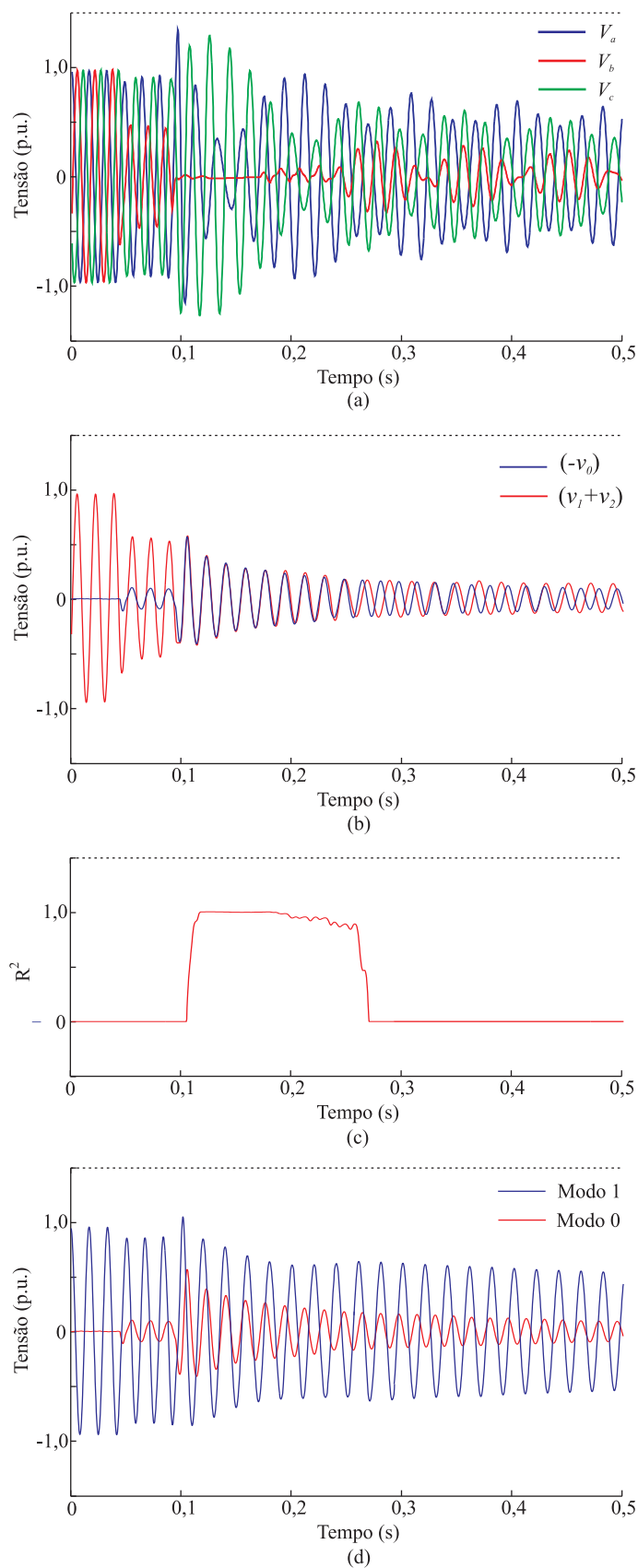
### 6.4.2 Defeitos Fase-Terra

Dentre os registros oscilográficos obtidos na rede de oscilografia da Chesf, apenas defeitos fase-terra foram encontrados. Nas Figuras 6.26, 6.27 e 6.28 são apresentados alguns registros típicos para este tipo de defeito em linhas de 500 kV, bem como o desempenho do método proposto quanto à identificação da extinção dos mesmos. Observa-se que a depender das características das linhas e dos reatores, o comportamento da carga residual pode ser bastante distinto durante e após o defeito, principalmente quando considera-se a componente de frequência referente ao modo zero. Na Figura 6.26, por exemplo, o defeito ocorre aproximadamente no instante  $t = 50$  ms e após a abertura da linha em torno de  $t = 100$  ms, a carga residual oscila com duas componentes de frequência (referentes aos modos 1 e 0), as quais têm seu comportamento alterado após a extinção do defeito. O mesmo fenômeno ocorre para as Figuras 6.27 e 6.28. Observa-se ainda, principalmente na Figura 6.26, que mesmo após o defeito ser extinto, a componente de frequência referente ao modo zero continua bastante evidente no sinal. Com relação à Figura 6.28, este fenômeno ocorre de forma bem mais discreta.

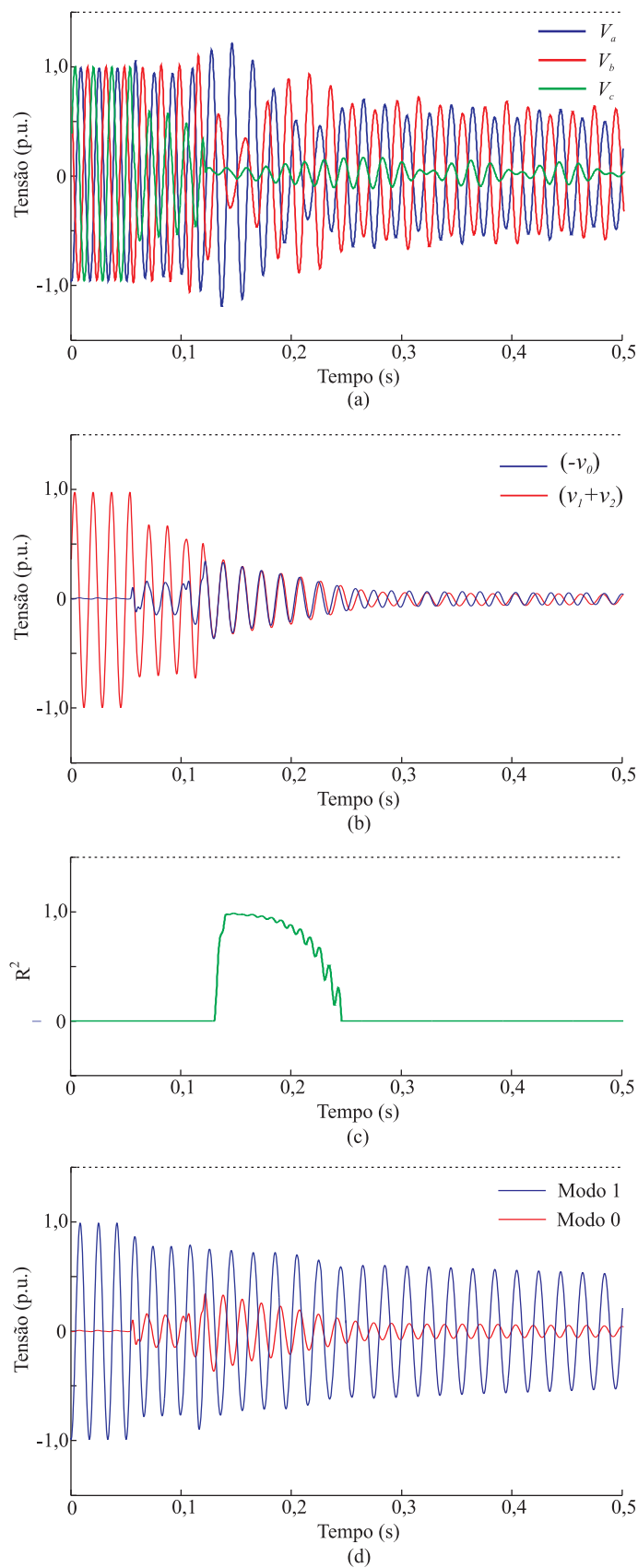
Em situações reais, não há informações suficientes sobre estas ocorrências, tais como: condição de operação da linha, resistência de defeito, local de ocorrência do defeito, instante exato em que o defeito foi extinto, etc. Apesar disto, ao observar o comportamento das cargas residuais, tanto para as fases sãs quanto para as fases sob defeito, verifica-se que o método proposto é capaz de identificar a sua extinção corretamente. Observa-se ainda que enquanto o defeito persiste ( $R^2 > 0$ ), as componentes de frequência nas fases sãs são claramente distintas daquelas componentes após a extinção do mesmo. O comportamento do sinal de tensão na fase sob defeito também é distinto durante e após a sua extinção.

Nas Figuras 6.29, 6.30 e 6.31, avalia-se a extrapolação dos sinais de tensão do lado da linha para cada defeito abordado nesta seção. Após a indicação da extinção do defeito e a análise da carga residual, conforme Seção 4.3.2, extrapola-se os sinais de tensão em um intervalo de 150 ms, tal como discutido anteriormente. A partir destas figuras, observa-se a similaridade entre os sinais reais e os sinais extrapolados.

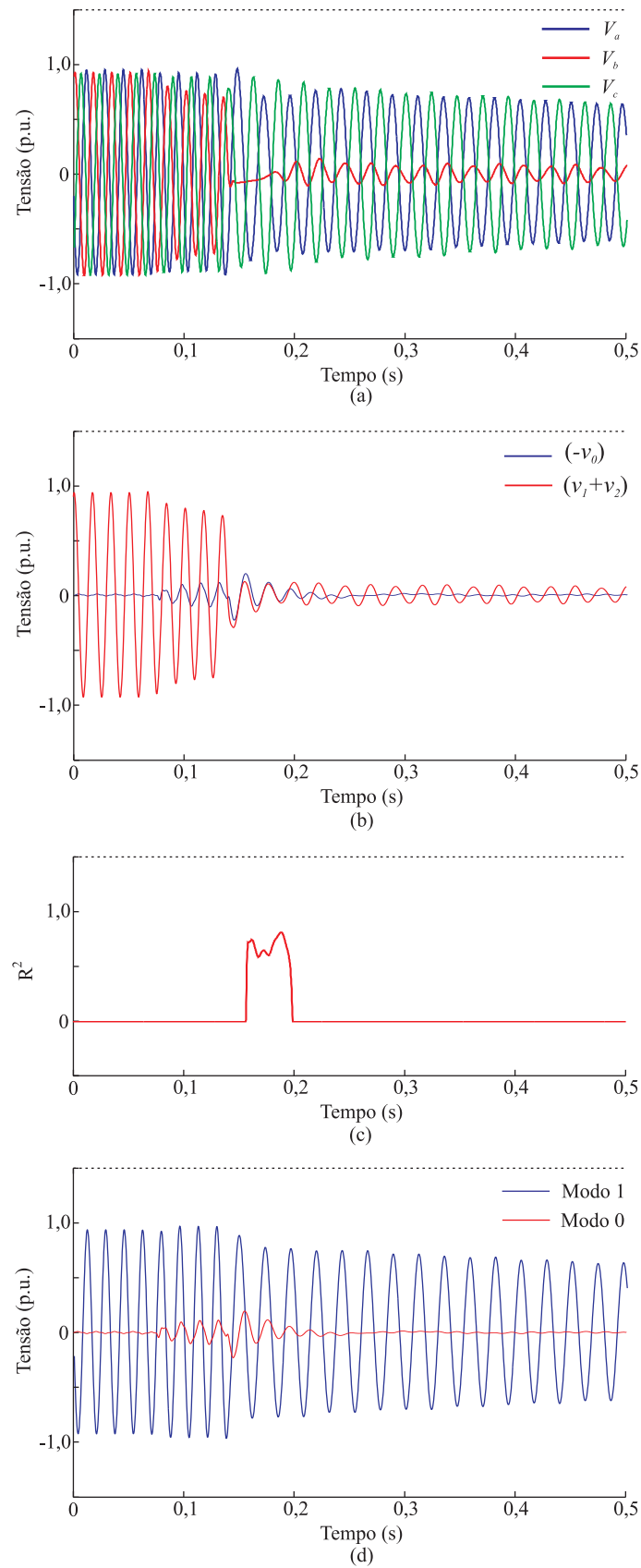




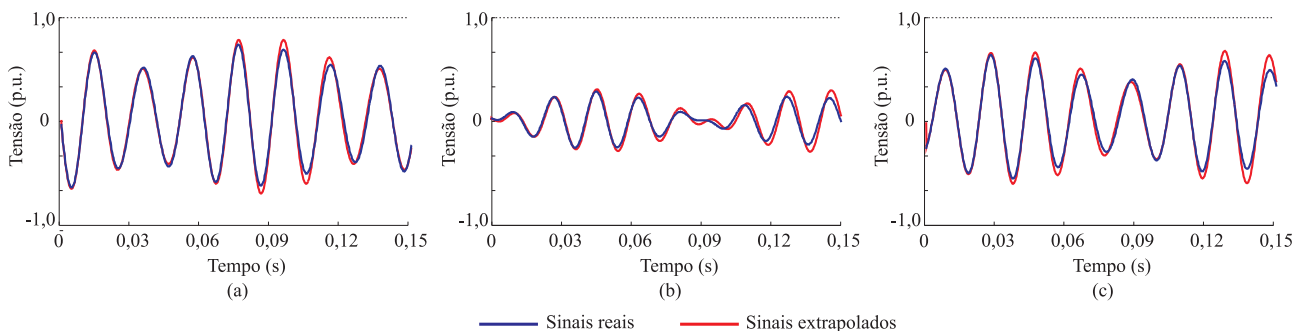
**Figura 6.26.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito BT na Linha 05V5, entre as subestações de Fortaleza II e Quixadá; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ ; (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã.



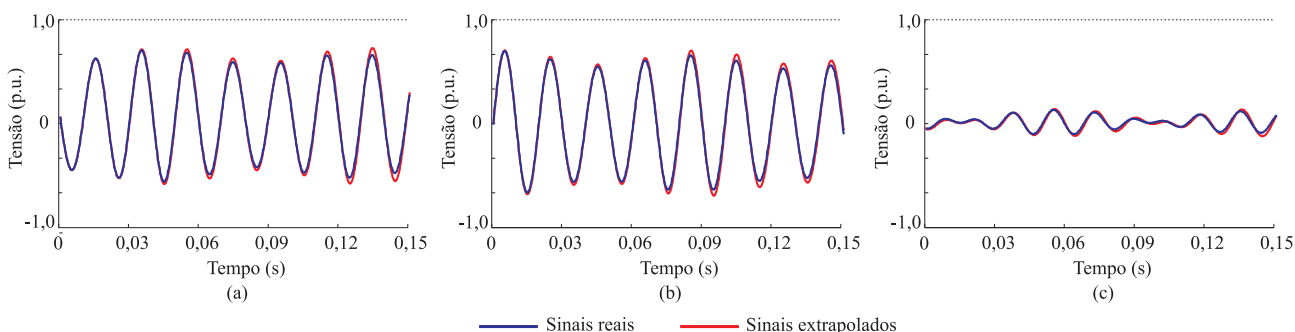
**Figura 6.27.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito CT na Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1 + v_2)$ ; (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã.



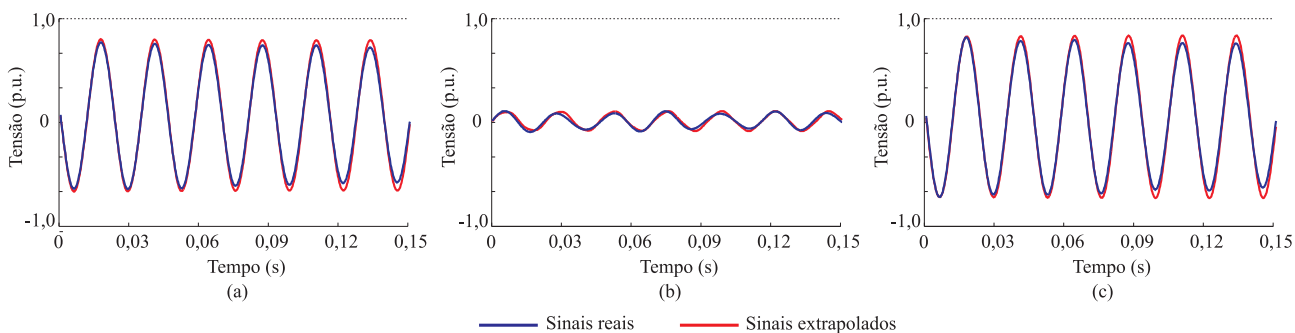
**Figura 6.28.** Sinais de tensão do lado da linha para abertura trifásica devido a defeito fase-terra. (a) Defeito BT na Linha 05L6, entre as subestações de Angelim e Paulo Afonso IV; (b) Tensões modais  $(-v_0)$  e  $(v_1+v_2)$ ; (c) Determinação da extinção do defeito; (d) Componentes modais 1 e 0 para o sinal de tensão de uma fase sã.



**Figura 6.29.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V5, entre as subestações de Fortaleza II e Quixadá, devido a um defeito fase-terra (tipo BT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



**Figura 6.30.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05V3, entre as subestações de Milagres e Quixadá, devido a um defeito fase-terra (tipo CT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.



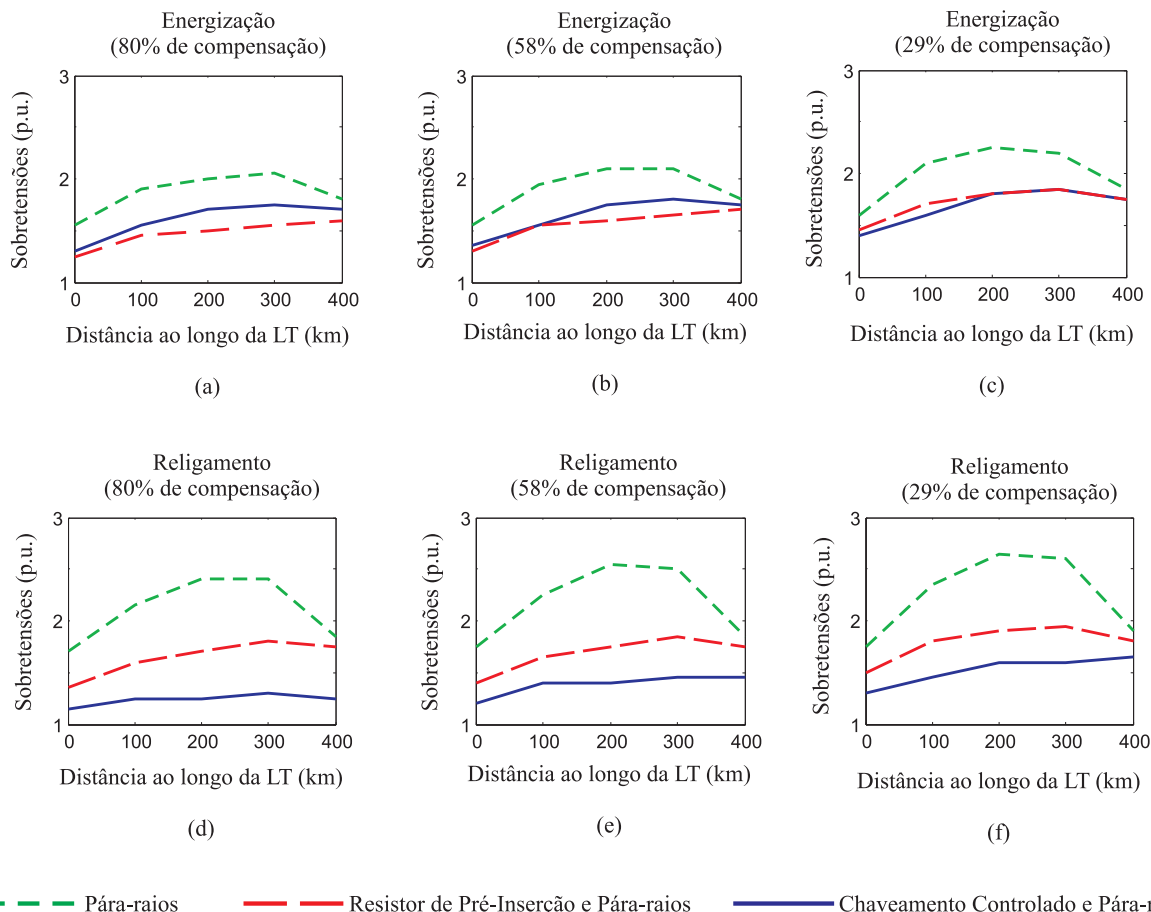
**Figura 6.31.** Sinais de tensão (reais e extrapolados) do lado da linha, para abertura trifásica da Linha 05L6, entre as subestações de Angelim e Paulo Afonso IV, devido a um defeito fase-terra (tipo BT). (a) Tensões na fase A. (b) Tensões na fase B. (c) Tensões na fase C.

## 6.5 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES

Nesta seção, o desempenho do método proposto é avaliado quanto aos níveis de sobretensões obtidos a partir de manobras de religamento de linhas de transmissão. Para fins de comparação e verificação da aplicabilidade do chaveamento controlado, também avalia-se os níveis de sobretensões obtidos a partir de manobras de energização de linhas, cuja estratégia para o chaveamento é descrita na Seção 2.3.3.1. O procedimento de análise é o mesmo adotado na Seção 5.3, em que avalia-se a utilização de resistores de pré-inserção, bem como situações em que há apenas os para-raios nas extremidades da linha.

Para cada caso avaliado, um total de 300 simulações foram realizadas considerando variações estatísticas no tempo de operação do disjuntor. Destas simulações, os máximos valores de sobretensões ao longo da linha de transmissão, os quais têm probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2%, são apresentados na Figura 6.32 para manobras de energização e religamento tripolar sem ocorrência de defeitos. As sobretensões são avaliadas nos terminais da linha e a 25, 50 e 75% do seu comprimento total.

Mais uma vez, observa-se que a utilização do RPI ou do chaveamento controlado em conjunto com os para-raios limitam as sobretensões de manobra de forma eficiente. Para manobras de energização, tem-se que o desempenho do método proposto é similar ao do RPI, com ligeira vantagem para o último. Já para manobras de religamento, o desempenho do método proposto, em todas as situações abordadas, é claramente superior ao do RPI. Com isto, verifica-se que a partir da aplicação do chaveamento controlado, as máximas sobretensões passam a ser ocasionadas por manobras de energização. Na Tabela 6.5 são apresentados os máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% para cada uma das condições de operação abordadas.



**Figura 6.32.** Sobretensões ao longo da LT: (a) Energização (80% de compensação); (b) Energização (58% de compensação); (c) Energização (29% de compensação); (d) Religamento (80% de compensação); (e) Religamento (58% de compensação); (f) Religamento (29% de compensação).

**Tabela 6.5.** Máximos valores de sobretensão com probabilidade de ocorrência menor que 2% ( $V_{base} = 550 \text{ kV}$ ).

Condição de Operação da Linha	Máxima sobretensão (p.u.)					
	Energização			Religamento		
	PR	RPI-PR	SCC-PR	PR	RPI-PR	SCC-PR
80% de Compensação	2,05	1,60	1,75	2,40	1,80	1,30
58% de Compensação	2,10	1,70	1,80	2,55	1,85	1,45
29% de Compensação	2,25	1,85	1,85	2,65	1,95	1,65

PR - Para-raios.

RPI-PR - Resistor de pré-inserção e para-raios.

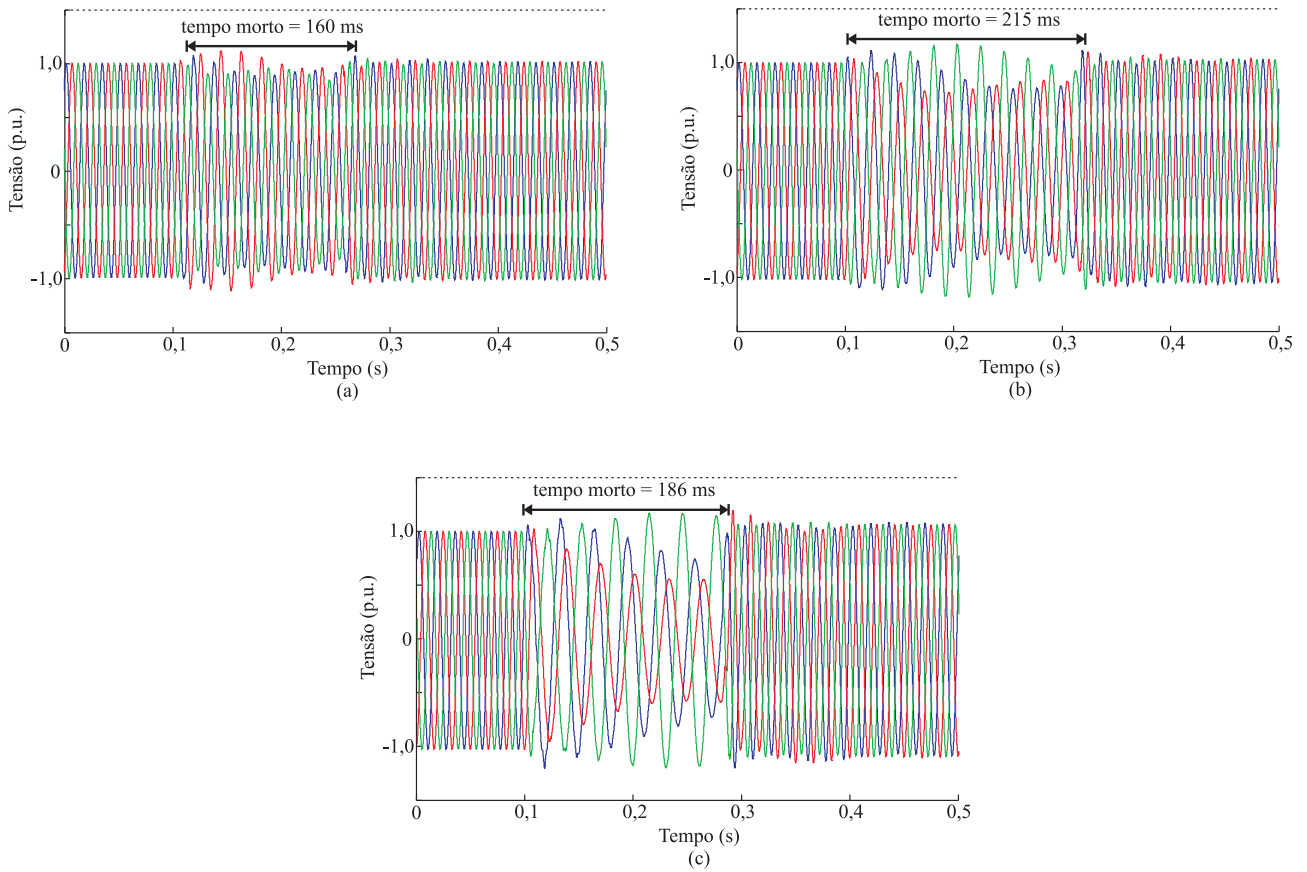
SCC-PR - Chaveamento controlado e para-raios.

Com base nos dados expostos, verifica-se que as maiores sobretensões ocorrem para baixos graus de compensação da linha (29% de compensação), independente do tipo de manobra (energização ou religamento). Com a aplicação do método proposto à manobras de religamento, as maiores sobretensões são limitadas a 1,65 p.u., enquanto que com a utilização do resistor de pré-inserção, são limitadas a 1,95 p.u. A vantagem do chaveamento controlado fica mais evidente quando considera-se elevados graus de compensação, a exemplo de 80%, em que as máximas sobretensões oriundas de manobras de religamento são limitadas a 1,30 p.u. enquanto que com a aplicação do RPI, estas sobretensões são limitadas a 1,80 p.u.

Já para manobras de energização, o desempenho do chaveamento controlado e do RPI é bastante similar, com uma ligeira vantagem do último quando considera-se elevados graus de compensação. Na situação mais favorável para o chaveamento controlado, as sobretensões são limitadas a valores não superiores a 1,75 p.u. e na situação mais adversa, estas são limitadas a 1,85 p.u. Com relação ao desempenho do RPI, na situação mais favorável, as sobretensões são limitadas a 1,60 p.u., enquanto que na situação mais adversa, estas são limitadas a 1,85 p.u.

De acordo com as análises realizadas a partir de simulações digitais, a aplicação do chaveamento controlado pode eliminar a necessidade da utilização de resistores de pré-inserção. A justificativa para os melhores resultados obtidos com o método proposto se deve ao processo de extrapolação dos sinais de referência em instantes futuros, o qual possibilita a determinação de instantes apropriados para o fechamento dos disjuntores.

Na Figura 6.33, são apresentados os sinais de tensão na linha para a manobra de abertura trifásica, sem a ocorrência de defeitos, para cada condição de operação abordada (80, 58 e 29% de compensação). Esta manobra é seguida de religamento tripolar, o qual ocorre nos instantes previstos pelo método proposto. Para todos os casos, destacam-se os baixos níveis de sobretensões após o religamento. Assim como na Seção 5.3, observa-se nesta última figura que os tempos mortos necessários para religar a linha nos instantes apropriados foram bem inferiores aos 500 ms tipicamente adotados no SIN.



**Figura 6.33.** Sinais de tensão do lado da linha entre S. J. do Piauí e Milagres para abertura trifásica seguida de religamento tripolar, sem ocorrência de defeitos. (a) Linha com 80% de compensação. (b) Linha com 58% de compensação. (c) Linha com 29% de compensação.



# CONCLUSÕES

Nesta tese, foi apresentado um novo método para chaveamento controlado de linhas de transmissão com compensação reativa em derivação, o qual baseia-se na aplicação de transformações modais para separar as componentes de frequência contidas nos sinais de tensão sob análise. Com isto, é possível determinar com mais precisão os instantes apropriados para o fechamento dos disjuntores, o que resulta em surtos de manobras de menor amplitude. Além disto, o método é capaz de identificar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra e impedir que manobras de religamento ocorram sob defeito, o que poderia levar o sistema à instabilidade ou até a um *blackout*. Após a extinção do defeito ser verificada, é possível religar a linha e minimizar o tempo morto em que esta fica fora de operação. Assim, reduz-se o tempo de recomposição do sistema, aumentando a sua confiabilidade e disponibilidade.

Uma vantagem do método proposto é que este utiliza técnicas simples para tratamento dos sinais de tensão necessários para o controle do chaveamento, a exemplo da detecção de passagens por zero. Com isto, o esforço computacional requerido por este método não é significativo, tornando-o apropriado para implementação em tempo real. Neste trabalho, um dispositivo baseado no *Sistema de Controle do Chaveamento* proposto foi implementado no RTDS™ para avaliação em tempo real, confirmando a viabilidade de sua utilização em aplicações práticas.

Ainda com auxílio do RTDS™, foi analisada a influência da resposta dos TPCs no desempenho do método. Verificou-se que quanto menor o grau de compensação da linha, maiores são as imprecisões entre o primário e o secundário deste equipamento. Contudo, nos casos avaliados, estas imprecisões não comprometeram significativamente o desempenho do método quanto à limitação das sobretensões de manobras devido ao religamento trifásico da linha.

Uma versão *offline* do método foi implementada para análises paramétricas e de sensibilidade por meio de registros oscilográficos reais, advindos da rede de oscilografia da Chesf, e simulações digitais via EMTP (*Electromagnetic Transients Program*). Diferentes linhas de

transmissão do Sistema Interligado Nacional foram avaliadas e os resultados obtidos comprovam a eficiência do método em identificar a extinção de defeitos fase-terra e fase-fase-terra, bem como, em extrapolar os sinais de tensão do lado da linha, com o intuito de se determinar instantes apropriados para o religamento. Estas análises mostraram que a eficiência do método não depende dos parâmetros avaliados, a exemplo do grau de compensação, da resistência de defeito e do local de sua ocorrência. Verificou-se ainda que a aplicação do método proposto acarretou em níveis de sobretensões semelhantes aos obtidos com os resistores de pré-inserção e em várias situações estes resultados foram ainda favoráveis ao chaveamento controlado. Por conseguinte, torna-se possível eliminar o uso dos resistores de pré-inserção, o que aumenta a confiabilidade dos disjuntores e reduz os seus custos de fabricação e manutenção.

Limitações inerentes ao chaveamento controlado de linhas de transmissão são impostas pelo efeito do acoplamento eletromagnético entre as fases da linha e pela variação estatística no tempo de operação dos disjuntores. Com isto, o fechamento dos pólos destes equipamentos pode não ocorrer exatamente nos instantes apropriados previstos pelo *Sistema de Controle do Chaveamento*, resultando em perda de eficiência no controle de sobretensões. Com o intuito de minimizar esta perda e garantir menores sobretensões, o método proposto deve ser utilizado em conjunto com para-raios localizados nas extremidades das linhas de transmissão, o que propicia ainda segurança em caso de falha do *Sistema de Controle do Chaveamento*.

Como continuação do estudo aqui realizado, são previstas as seguintes atividades de pesquisa:

- Neste trabalho, considerou-se a taxa de decaimento da suportabilidade dielétrica dos disjuntores ( $dv_{disj}/dt$ ) maior que o máximo valor da derivada da tensão do sistema. Para aplicação do chaveamento controlado a disjuntores específicos,  $dv_{disj}/dt$  deve ser modelada apropriadamente. Em trabalhos futuros, pretende-se analisar a influência deste fenômeno no desempenho do chaveamento controlado de linhas de transmissão e avaliar possíveis aprimoramentos no método, no que diz respeito à definição dos instantes apropriados para o religamento, quando considera-se a ocorrência do pré-arco. Inicialmente, pode-se realizar esta análise aproximando  $dv_{disj}/dt$  por uma função linear (GARZON, 1997). Em seguida, uma análise mais detalhada pode ser feita utilizando modelos mais apropriados de arco elétrico, a exemplo dos modelos de Cassie e Mayr (GARZON, 1997).

- Desenvolver um dispositivo comercial que possibilite o chaveamento sincronizado de linhas de transmissão baseado no método proposto nesta tese. Para isto será necessário implementar o método em um processador digital de sinais (DSP) e desenvolver um sistema de aquisição de dados da forma de onda das tensões nos terminais do disjuntor. Ainda, deve-se contemplar requisitos relativos à compatibilidade eletromagnética e níveis de isolamento. Como uma etapa intermediária no processo de desenvolvimento do dispositivo final, uma vez concebido, este pode ser testado com o auxílio do RTDS™.
- Com o desenvolvimento do dispositivo, pretende-se incorporar no mesmo produto, funcionalidades como algoritmos de proteção e classificação de defeitos, bem como algoritmos para correção da resposta secundária de TPCs.
- Situações envolvendo as não linearidades dos núcleos dos reatores e TPCs não foram abordadas neste trabalho. Em atividades futuras, pretende-se avaliar casos em que possam ocorrer o efeito da saturação destes equipamentos e conseqüentemente avaliar a influência deste fenômeno no desempenho do chaveamento controlado de linhas.
- Modificar e incrementar o método ora apresentado para abordar situações em que linhas de transmissão possam apresentar elevado grau de assimetria, tais como linhas não transpostas, uma vez que nestas situações os sinais de tensão do lado da linha podem apresentar outras componente de frequência, diferentes das previstas neste trabalho. Neste mesmo sentido, pretende-se avaliar situações em que tem-se linhas de circuito duplo.
- Neste trabalho, foram abordadas situações em que as linhas de transmissão apresentam compensação reativa em derivação. Também é comum em sistemas de EAT e UAT, a compensação série da linha por meio de capacitores. Para esta situação, o comportamento da carga residual na linha pode apresentar características distintas daquelas apresentadas neste trabalho. Portanto, pretende-se avaliar o comportamento dos sinais de tensão na linha, após a abertura trifásica da mesma, a fim de avaliar o desempenho do método proposto e, caso necessário, prover melhorias no método.

- A ocorrência de defeitos ao longo de uma linha de transmissão é uma das principais causas para o desligamento da mesma. Com o método proposto, é possível detectar a extinção de defeitos do tipo fase-terra e fase-fase-terra, após a abertura da linha. Em trabalhos futuros, pretende-se desenvolver novos métodos para detectar a extinção dos demais tipos de defeitos, sejam estes do tipo fase-fase ou trifásicos. Para isto, uma possível ferramenta a ser utilizada é a transformada *Wavelet*, que pode detectar variações nos sinais analisados ao longo do tempo, principalmente quando há transitórios nos sinais.
- Apesar de tornar possível a redução do tempo morto da linha, a adoção do religamento rápido e do método proposto necessita de análises quanto à estabilidade do sistema, considerando os efeitos sobre as unidades geradoras, no sentido de se evitarem esforços mecânicos excessivos em seus eixos. Estas análises se configuram como atividades futuras.
- Diversos trabalhos propõem a utilização de para-raios de linhas de transmissão para limitar os surtos de manobras. Neste sentido, pretende-se avaliar o desempenho do método proposto quanto à redução dos níveis de isolamento das linhas quando tem-se o uso mais efetivo de para-raios ao longo de sua extensão.

## APÊNDICE A

# APLICAÇÃO DA MATRIZ DE KARRENBAUER PARA ANÁLISE DE DEFEITOS

A relação entre as tensões no domínio de fases ( $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$ ) e no domínio modal ( $v_0$ ,  $v_1$  e  $v_2$ ), utilizando a matriz de Karrenbauer, pode ser expressa da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} . \quad (\text{A.1})$$

Conseqüentemente, as tensões no domínio modal são obtidas a partir das tensões no domínio de fases, da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} . \quad (\text{A.2})$$

As mesmas relações são verificadas para as correntes no domínio de fases ( $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$ ) e no domínio modal ( $i_0$ ,  $i_1$  e  $i_2$ ).

### A.1 DEFEITOS FASE-TERRA

Nesta e em todas as análises de defeitos que seguem, considera-se uma impedância de defeito nula e despreza-se a reatância série da linha, uma vez que esta é bem inferior à do reator.

Para esta situação, considera-se um defeito envolvendo a fase A e a terra (defeito AT). No ponto de defeito, tem-se que  $v_a = 0$ ,  $i_b = i_c = 0$  e  $i_a = i_{cc}$ , em que  $i_{cc}$  é a corrente de curto-circuito, e a partir de (A.2):

$$v_0 = \frac{1}{3} (v_b + v_c) , \quad (\text{A.3})$$

$$v_1 = \frac{1}{3}(-v_b) \tag{A.4}$$

e

$$v_2 = \frac{1}{3}(-v_c). \tag{A.5}$$

Destas equações, conclui-se que:

$$v_0 + v_1 + v_2 = 0. \tag{A.6}$$

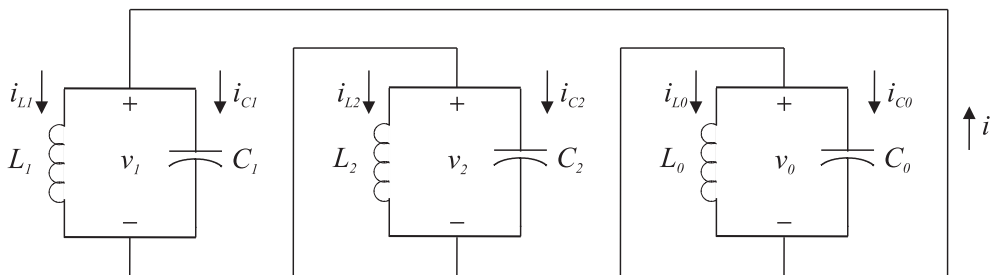
Com relação às correntes:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{cc} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \tag{A.7}$$

Daí:

$$i_0 = i_1 = i_2 = \frac{1}{3}i_{cc}. \tag{A.8}$$

Com base neste equacionamento, conclui-se que para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito fase-terra, os circuitos modais 0, 1 e 2 devem ser conectados em série no ponto de defeito conforme a Figura A.1.



**Figura A.1.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito fase-terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

## A.2 DEFEITOS FASE-FASE

Para defeitos envolvendo as fases B e C (defeito BC), no ponto de defeito tem-se que  $v_b = v_c$ ,  $i_b = -i_c$  e  $i_a = 0$ . A partir de (A.2):

$$v_0 = \frac{1}{3}(v_a + 2v_b), \quad (\text{A.9})$$

$$v_1 = \frac{1}{3}(v_a - v_b) \quad (\text{A.10})$$

e

$$v_2 = \frac{1}{3}(v_a - v_b). \quad (\text{A.11})$$

De onde conclui-se que:

$$v_1 = v_2. \quad (\text{A.12})$$

Com relação às correntes:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ i_b \\ -i_b \end{bmatrix}. \quad (\text{A.13})$$

Daí:

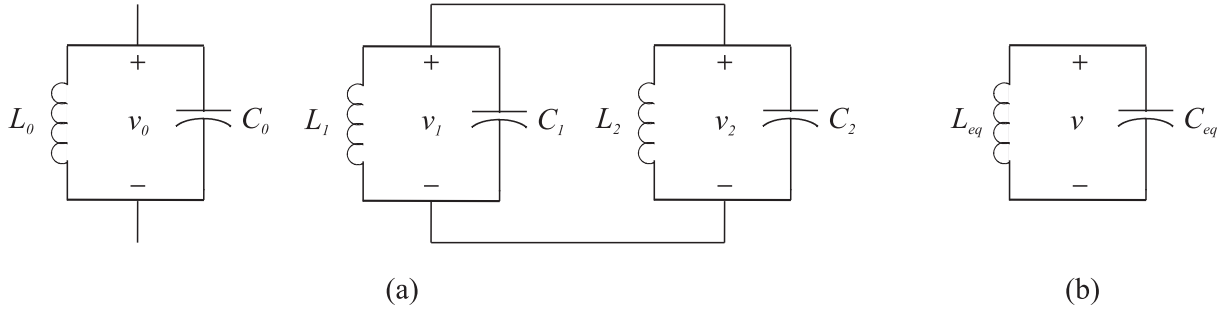
$$i_0 = 0 \quad (\text{A.14})$$

e

$$i_2 = -i_1 = \frac{1}{3}i_b. \quad (\text{A.15})$$

Conclui-se que os circuitos modais 1 e 2 devem ser conectados em paralelo no ponto de defeito e o circuito referente ao modo 0 não é envolvido nesta situação. Para análise da carga

residual em linhas sob condição de defeito fase-fase, estes circuitos são conectados conforme a Figura A.2.



**Figura A.2.** (a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito fase-fase.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. (b) Circuito equivalente para os modos 1 e 2.

### A.3 DEFEITOS FASE-FASE-TERRA

Para defeitos envolvendo a terra e as fases B e C (defeito BCT), no ponto de defeito tem-se que  $v_b = v_c = 0$ ,  $i_a = 0$  e  $i_b + i_c = i_{cc}$ , em que  $i_{cc}$  é a corrente de curto-circuito. A partir de (A.2):

$$v_0 = v_1 = v_2 = \frac{1}{3}(v_a). \quad (\text{A.16})$$

Com relação às correntes:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (\text{A.17})$$

Daí:

$$i_0 = i_b + i_c, \quad (\text{A.18})$$

$$i_1 = -i_b \quad (\text{A.19})$$

e

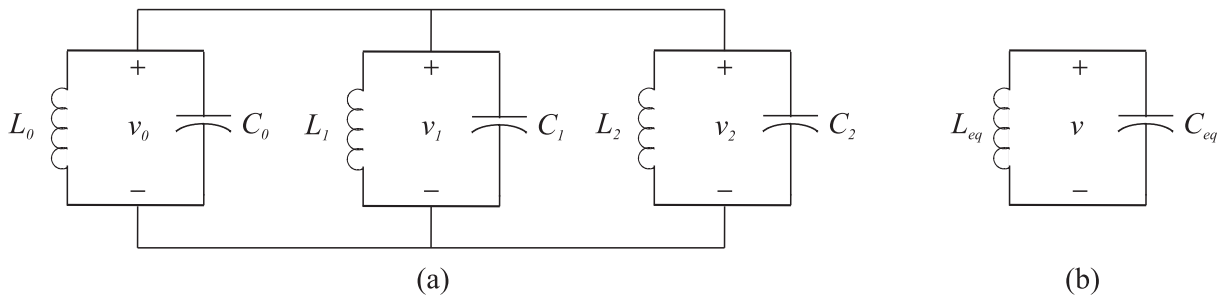


$$i_2 = -i_c. \tag{A.20}$$

Tem-se que:

$$i_0 + i_1 + i_2 = 0. \tag{A.21}$$

Com base neste equacionamento, conclui-se que para análise da carga residual em linhas sob defeito fase-fase-terra, os circuitos modais 0, 1 e 2 devem ser conectados em paralelo no ponto de defeito, conforme a Figura A.3.



**Figura A.3.** (a) Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob defeito fase-fase-terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente. (b) Circuito equivalente para os modos 0, 1 e 2.

#### A.4 DEFEITOS TRIFÁSICOS SEM ENVOLVIMENTO DA TERRA

Para esta situação, considera-se um defeito envolvendo apenas as fases. No ponto de defeito, tem-se que  $v_a = v_b = v_c$  e  $i_a + i_b + i_c = 0$ . A partir de (A.2):

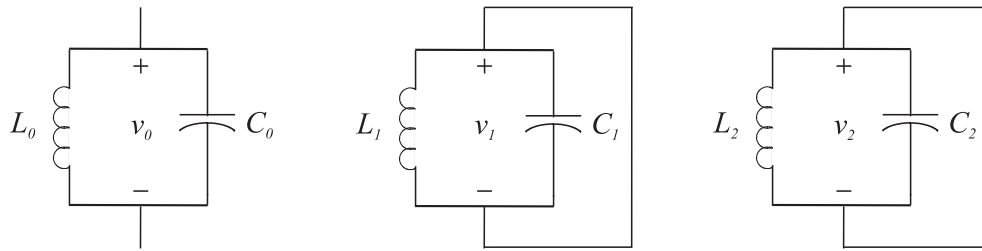
$$v_0 = v_a \tag{A.22}$$

e

$$v_1 = v_2 = 0. \tag{A.23}$$

Ou seja, os circuitos modais 1 e 2 devem ser curto-circuitados no ponto de defeito e o circuito referente ao modo 0, não é envolvido nesta situação. Para análise da carga residual em

linhas sob defeito trifásico sem envolvimento da terra, estes circuitos são conectados conforme a Figura A.4.



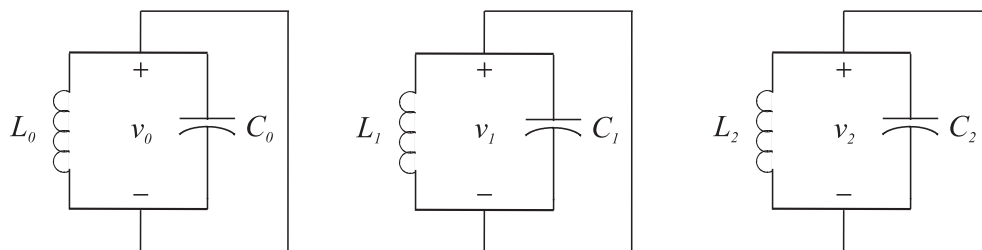
**Figura A.4.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob condição de defeito trifásico sem o envolvimento da terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

### A.5 DEFEITOS TRIFÁSICOS ENVOLVENDO A TERRA

Para esta situação, considera-se um defeito envolvendo as fases e a terra. No ponto de defeito, tem-se que  $v_a = v_b = v_c = 0$ . A partir de (A.2):

$$v_0 = v_1 = v_2 = 0. \tag{A.24}$$

Ou seja, os circuitos modais 0, 1 e 2 devem ser curto-circuitados no ponto de defeito. Para análise da carga residual em linhas sob defeito trifásico envolvendo a terra, estes circuitos são conectados conforme a Figura A.5.



**Figura A.5.** Conexão dos circuitos modais de Karrenbauer para análise da carga residual em linhas sob defeito trifásico envolvendo a terra.  $L_i$  e  $C_i$  ( $i = 0, 1, 2$ ) são os parâmetros modais do reator e da linha, respectivamente.

# FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

## B.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO E APLICAÇÕES

Inicialmente, a análise do comportamento de sistemas elétricos e de dispositivos de controle em tempo real era feita majoritariamente por meios analógicos através de modelos de sistemas elétricos em miniatura, conhecidos como Analisadores de Rede ou *Transient Network Analyzers* (TNA) (DOI *et al.*, 1990). Com o avanço da tecnologia computacional e o advento de dispositivos cada vez mais eficazes para o processamento digital, a implementação de algoritmos para solução digital de transitórios eletromagnéticos em tempo real tornou-se viável e equipamentos para simulação digital em tempo real foram desenvolvidos, a exemplo do *Real Time Digital Simulator* (RTDS<sup>TM</sup>) (MCLAREN *et al.*, 1992). Este equipamento, o qual é ilustrado na Figura B.1, se configura como uma combinação de *hardware* e *software* funcionando como um TNA digital e se caracteriza como uma poderosa ferramenta com capacidade de modelar o sistema elétrico de potência de forma realista e propiciar maior flexibilidade e confiabilidade às simulações digitais. O RTDS<sup>TM</sup> utiliza os mesmos algoritmos e equações encontradas em programas do tipo EMTP. Porém, a simulação é considerada em tempo real devido às soluções do sistema elétrico serem obtidas em um intervalo de tempo muito menor que as constantes de tempo do sistema (KUFFEL *et al.*, 1995).

O RTDS<sup>TM</sup> apresenta uma interface para entrada e saída de dados do sistema elétrico, tais como sinais de tensão e corrente além de *trips* de relés. Tal interface permite a comunicação com equipamentos externos, o que torna o RTDS<sup>TM</sup> ideal para testes de equipamentos de monitoramento e controle do sistema, a exemplo de dispositivos de proteção e controladores que atuam em disjuntores (DICK *et al.*, 1996; OLIVEIRA & SILVEIRA, 2006).



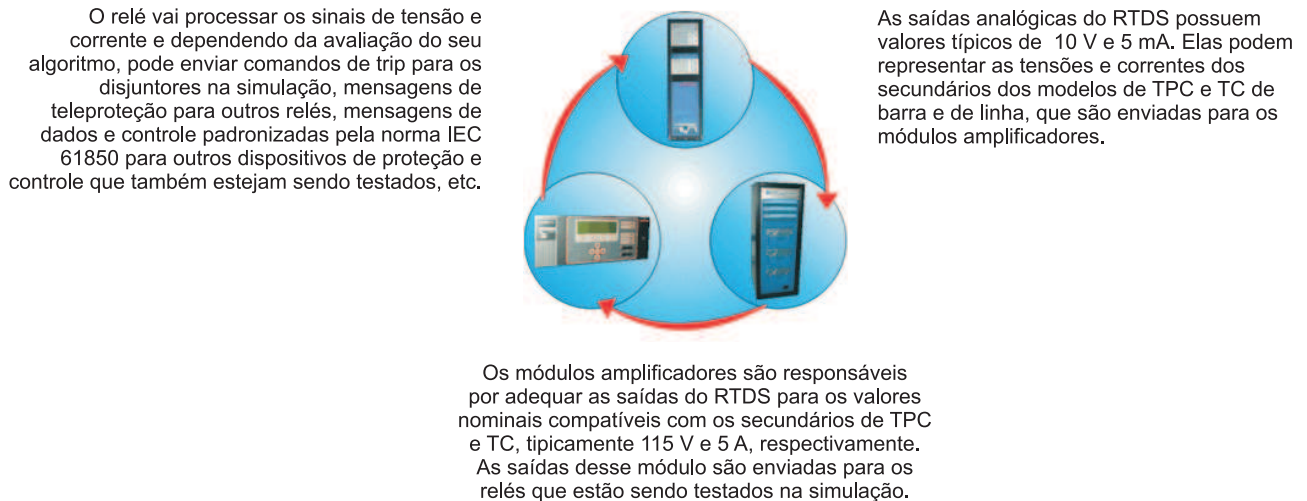
**Figura B.1.** Rack do RTDS<sup>TM</sup>.

Em 2001, McLaren *et al.* (2001) apresentaram um trabalho comparativo entre a utilização de simuladores analógicos, a exemplo dos TNA, e a utilização de outras ferramentas, a exemplo do RTDS<sup>TM</sup>, para simulações de sistemas elétricos em tempo real e realização de testes em relés. As vantagens do RTDS<sup>TM</sup> frente aos demais simuladores são abordadas, enfatizando a flexibilidade e a confiabilidade das simulações e o fato de que os simuladores digitais são menores e mais baratos em comparação com os analógicos.

O RTDS<sup>TM</sup> permite a simulação em malha fechada do sistema elétrico de potência juntamente com dispositivos de controle e de proteção (FORSYTH *et al.*, 2004). Com isto, um ou mais dispositivos podem ser testados facilmente para diversas condições de operação em diferentes sistemas elétricos. Estes testes são extremamente importantes tanto para os fabricantes dos dispositivos quanto para as empresas do setor elétrico e tem se tornado cada vez mais comuns (MCLAREN *et al.*, 1994; DUCHEN *et al.*, 1995; VOLOH *et al.*, 2001; SMITH *et al.*, 2004; DU *et al.*, 2006; FORSYTH & KUFFEL, 2007; KIM *et al.*, 2008).

Uma simulação em malha fechada de um relé é ilustrada na Figura B.2. As saídas analógicas de tensão e corrente do RTDS<sup>TM</sup> entram num módulo amplificador para adequá-las aos níveis de tensão e corrente secundárias de transformadores de potencial capacitivos (TPC) e transformadores de corrente (TC). A saída do amplificador entra no relé, que por sua vez pode enviar comandos de *trip*, bloqueio, mensagens de teleproteção, mensagens GOOSE IEC 61850, mensagens com amostras de tensão e corrente de acordo com a norma IEC 61850, etc. Nesse

exemplo, apenas um relé é ilustrado, mas vários relés, de qualquer fabricante, podem ser testados simultaneamente, reproduzindo o comportamento do sistema de proteção como um todo após a ocorrência de distúrbios no sistema elétrico, a exemplo de faltas, rejeições de carga, perdas de estabilidade do sistema, etc.



**Figura B.2.** Representação da simulação em malha fechada com o RTDS™.

Outra funcionalidade desta ferramenta é a possibilidade do usuário implementar e incorporar seus próprios modelos e algoritmos às simulações digitais em tempo real, de forma que esses novos modelos possam interagir com os modelos já existentes no RTDS™. Esta funcionalidade é de grande relevância para o desenvolvimento de modelos de componentes do sistema elétrico, bem como, para o desenvolvimento de algoritmos para dispositivos de controle e proteção (WANG *et al.*, 1996; GIESBRECHT *et al.*, 1998; OUELLETTE *et al.*, 2004; QIAN *et al.*, 2008; OUELLETTE *et al.*, 2008).

Apresenta-se a seguir uma breve descrição do *hardware* e *software* do RTDS™.

## B.2 HARDWARE DO RTDS™

No início da década de 90, diversos estudos mostraram que para sistemas elétricos relativamente simples, a simulação digital em tempo real já era factível de implementação com a tecnologia computacional da época (DURIE & POTTLE, 1993; MARTI & LINARES, 1994; KEZUNOVIC *et al.*, 1994). Ainda neste período, McLaren *et al.* (1992) e Kuffel *et al.* (1995)

apresentaram o RTDS<sup>TM</sup>. Este equipamento foi o primeiro simulador em tempo real completamente digital com capacidade de realizar testes com equipamentos externos, a exemplo de relés. Seu *hardware* é baseado na utilização de *Digital Signal Processors* (DSP) com uma arquitetura de processamento em paralelo e foi desenvolvido especificamente para solução de transitórios eletromagnéticos baseados em algoritmos implementados em programas do tipo EMTP (DOMMEL, 1996).

O RTDS<sup>TM</sup> foi desenvolvido tendo uma estrutura modular baseada em unidades denominadas *racks*. Cada *rack* possui cartões de processamento e de comunicação e é capaz de simular sistemas elétricos com um número limitado de barras e equipamentos. A simulação de sistemas mais complexos pode ser realizada com a utilização de vários *racks* funcionando em conjunto, de forma que o sistema elétrico inteiro é dividido em subsistemas e cada um destes é rodado em um *rack* distinto. A troca de informações entre os subsistemas é realizada por meio do cartão IRC (InterRack Communication). Cada *rack* contém um cartão WIF (Workstation InterFace), que sincroniza as simulações e coordena a comunicação entre os cartões de processamento bem como a comunicação entre os *racks*. O cartão WIF é responsável por assegurar a simulação em tempo real, cujo passo de tempo é de 50  $\mu$ s.

Os cartões de processamento são responsáveis por realizar todos os cálculos relativos à simulação digital. Diferentes componentes do sistema elétrico são designados para diferentes processadores de forma que as respectivas contribuições para os subsistemas podem ser calculadas em paralelo. Atualmente, o RTDS<sup>TM</sup> pertencente a UFCG possui um *rack* com três cartões de processamento do tipo GPC (Giga Processor Card). Devido a sua potencialidade, o GPC é comumente usado para solucionar mais de um modelo de componente do sistema ao mesmo tempo.

Com o objetivo de possibilitar a realização de testes com dispositivos de controle e proteção, interfaces para entrada e saída de dados do sistema elétrico foram desenvolvidas no RTDS<sup>TM</sup>. Para este fim, este equipamento possui uma família de cartões denominada GT-I/O (Gigabit Transceiver - Input/Output). Estes cartões são conectados ao GPC por meio de links de fibra ótica de 2 GHz e fornecem isolamento ótica com relação ao simulador. A família GT-I/O é composta pelos seguintes componentes:

- GTAO (Gigabit Transceiver Analogue Output Card): Este cartão é usado para gerar sinais analógicos com valores de pico entre  $\pm 10$  V através de 12 canais de saída de 16 bits. O GTAO realiza um processo de *oversampling* e a saída é fornecida a cada  $1 \mu\text{s}$ .
- GTAI (Gigabit Transceiver Analogue Input Card): Este cartão é usado para entrada de sinais analógicos externos ao RTDS<sup>TM</sup>. O GTAI possui dois canais conversores de sinais analógicos para digitais de 16 bits com seis entradas cada. Estes canais são configurados como entradas diferenciais de  $\pm 10$  V de pico.
- GTDO (Gigabit Transceiver Digital Output Card): Este cartão é usado para gerar sinais digitais de 7 a 24 V através de 64 canais digitais de saída, o que propicia a comunicação com equipamentos externos.
- GTDI (Gigabit Transceiver Digital Input Card): Este cartão é usado como interface de entrada para sinais digitais (0-5 V) provenientes de equipamentos externos ao RTDS<sup>TM</sup>. O GTDI possui 64 canais de entrada digital.
- GTFPI (Gigabit Transceiver Front Panel Interface Card): Este cartão é usado para interface de entrada ou saída de sinais a partir do *front panel* do RTDS<sup>TM</sup>. O GTFPI pode ser utilizado com o painel frontal de entrada e saída digital e também com o painel de alta tensão.
- GTNET (Gigabit Transceiver Network Interface System Card): Este cartão é usado para interface de protocolos de rede com o RTDS<sup>TM</sup>. Dentre os protocolos pré-instalados neste cartão encontra-se o IEC 61850. Com isto, o GTNET pode ser configurado para enviar mensagens GSSE ou GOOSE contendo o *status* de até 32 saídas binárias do simulador, ou para receber mensagens GSSE ou GOOSE de 5 IED (Intelligent Electronic Devices) externos, para um total de 32 entradas binárias.

Este cartão também fornece a funcionalidade *playback* encontrada nas caixas de teste de relés, a qual permite que registros oscilográficos capturados por IED possam ser carregados e reproduzidos pelo RTDS<sup>TM</sup>, possibilitando assim a análise de possíveis causas de falhas de operação do sistema de proteção quando da ocorrência do distúrbio registrado.

### B.3 SOFTWARE DO RTDS™

Diferentes níveis de *software* compõem o RTDS™. No nível mais baixo estão os modelos dos componentes de sistemas elétricos (linhas de transmissão, transformadores, geradores, etc), os quais são baseados nos algoritmos e equações encontradas em programas do tipo EMTP, porém otimizados para simulação em tempo real. Já no nível mais alto, encontra-se a GUI (Graphical User Interface) denominada RSCAD. Esta interface permite a construção e elaboração de circuitos e componentes do sistema, bem como a simulação dos mesmos e a visualização dos resultados, os quais podem ser gravados e documentados. O RSCAD é composto por um conjunto de módulos individuais, cujos mais importantes são descritos a seguir.

O módulo *Draft* do RSCAD, ilustrado na Figura B.3, possibilita a construção gráfica da simulação. O sistema elétrico e os dispositivos de controle e proteção a serem simulados são montados conectando-se os componentes fornecidos pelas bibliotecas do *software* ou desenvolvidos no módulo *CBuilder*. Os parâmetros relativos a cada componente podem ser editados por meio de menus. Uma vez que o sistema está completo e a etapa de construção está finalizada, o caso é compilado para que sejam gerados os códigos de simulação requeridos pelo RTDS™. Com o sucesso da compilação, a simulação em tempo real pode ser iniciada fazendo uso do módulo *RunTime*.

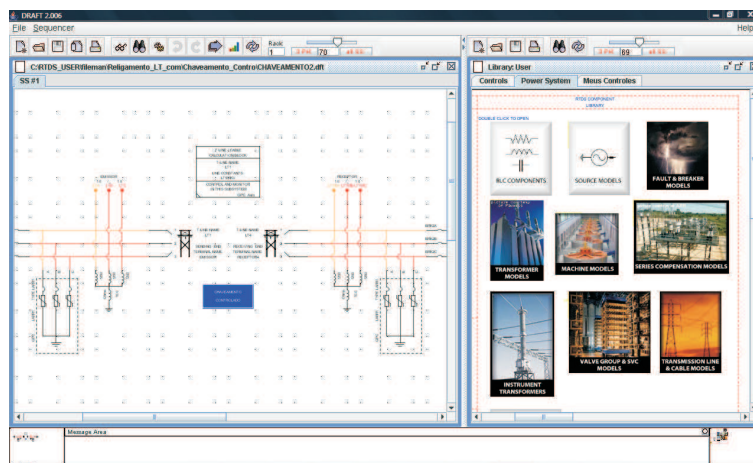


Figura B.3. Módulo *Draft*.

O *RunTime*, o qual opera em um computador pessoal (PC), se comunica com o cartão WIF enviando e recebendo dados via Ethernet. A comunicação bidirecional permite que as simula-



ções dos sistemas construídos no *Draft* sejam executadas e que os resultados sejam transferidos para a tela do *RunTime*. A operação do sistema elétrico pode ser realizada por meio do *RunTime* modificando-se, por exemplo, os estados das chaves e disjuntores do sistema. Com isto, as grandezas do sistema elétrico, tais como tensão, corrente e potência, podem ser monitoradas continuamente observando-se ainda o comportamento transitório sempre que houver alguma mudança na topologia do sistema elétrico simulado.

Na Figura B.4 é ilustrado o módulo *RunTime* referente ao resultado de uma simulação de abertura e religamento trifásico de uma linha de transmissão com compensação reativa em derivação. Nesta figura tem-se os sinais de tensão em vários pontos ao longo da linha.

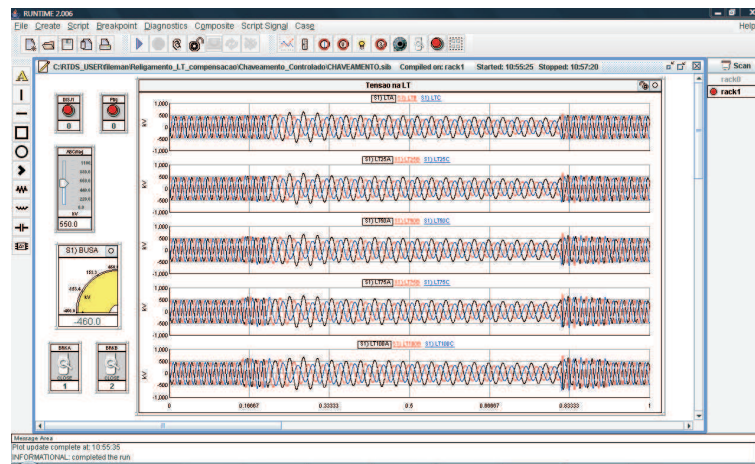


Figura B.4. Módulo *RunTime*.

O RSCAD fornece ainda o módulo *Component Builder* (*CBuilder*), o qual se constitui como um ambiente de criação de novos componentes de controle e do sistema elétrico mediante a implementação, por meio da linguagem de programação C, de modelos e algoritmos desenvolvidos pelo usuário. Estes novos componentes podem ser incorporados às simulações em tempo real, interagindo com os componentes já fornecidos pelo RTDS<sup>TM</sup>.

Na Figura B.5 é ilustrado o módulo *CBuilder*, o qual foi utilizado para desenvolvimento do Sistema de Controle do Chaveamento proposto na tese. Na interface da esquerda, tem-se a estrutura do componente, com as respectivas entradas e saídas. Na interface da direita, tem-se a parte de configuração do mesmo, em que define-se as variáveis de entrada e saída, bem como a própria implementação do algoritmo proposto através da linguagem C.

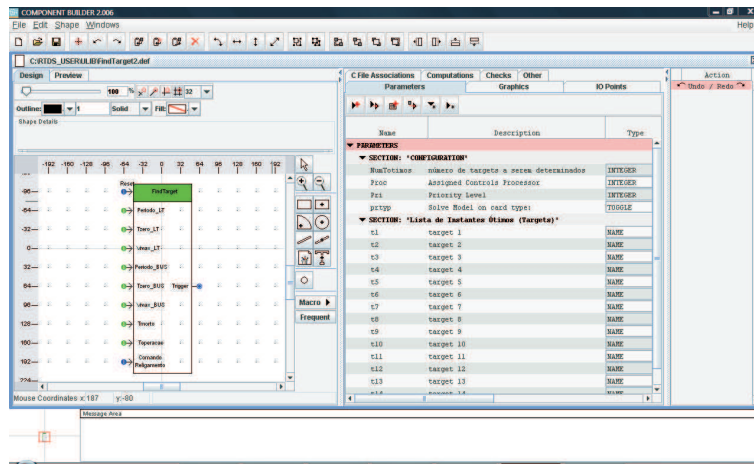
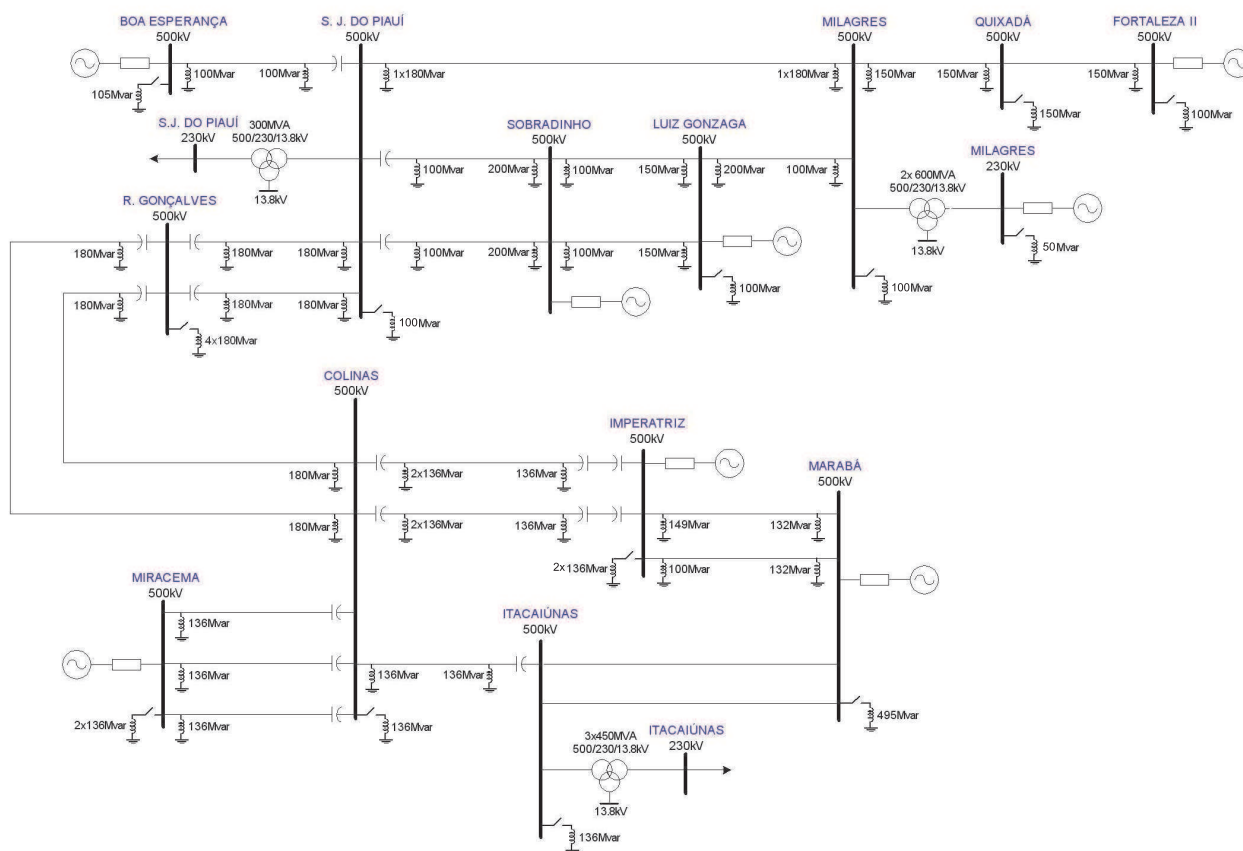


Figura B.5. Módulo *CBuilder*.

## APÊNDICE C

# DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO REFERENTE A INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE



**Figura C.1.** Diagrama unifilar de parte do SIN referente a interligação Norte-Nordeste (Configuração analisada para 2009).

**Tabela C.1.** Linhas de transmissão 500 kV - Parâmetros elétricos.

Linha de Transmissão	Sequência positiva			Sequência zero			Comp. (km)
	$R_1$	$X_1$	$Y_1$	$R_0$	$X_0$	$Y_0$	
	( $\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)	( $\mu\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)	( $\mu\Omega$ /km)	
LT Fortaleza II - Quixadá	0,0260	0,2820	5,8770	0,2230	0,9000	3,4100	137,8
LT Quixadá - Milagres	0,0260	0,2820	5,8810	0,2420	0,8720	3,4480	268,7
LT Milagres - L. Gonzaga	0,0240	0,2830	5,8950	0,2420	0,8580	3,4210	231,2
LT Sobradinho - L. Gonzaga, C1	0,0244	0,3219	5,0880	0,3221	1,3530	2,7820	289,5
LT Sobradinho - L. Gonzaga, C2	0,0244	0,3219	5,0870	0,3240	1,3580	2,7810	319,0
LT Milagres - S.J. Piauí	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	400,0
LT S.J. Piauí - Sobradinho, C2	0,0246	0,3219	5,1240	0,3764	1,4110	3,0920	211,0
LT S.J. Piauí - Sobradinho, C2	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	210,0
LT Boa Esperança - S.J. Piauí	0,0246	0,3219	5,1200	0,3763	1,4110	3,0640	233,8
LT S.J. Piauí - R. Gonçalves, C1	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	353,0
LT S.J. Piauí - R. Gonçalves, C2	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	353,0
LT Colinas- R. Gonçalves, C1	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	379,0
LT Colinas- R. Gonçalves, C2	0,0186	0,2670	6,1240	0,4930	1,3390	2,8900	379,0
LT Colinas - Imperatriz, C1	0,0170	0,2660	6,0860	0,4230	1,3570	2,7080	343,0
LT Colinas - Imperatriz, C2	0,0170	0,2660	6,0860	0,4230	1,3570	2,7080	343,0
LT Miracema - Colinas, C1	0,0170	0,2660	6,0860	0,4230	1,3570	2,7080	161,0
LT Miracema - Colinas, C2	0,0170	0,2660	6,0860	0,4230	1,3570	2,7080	161,0
LT Miracema - Colinas, C3	0,0170	0,2660	6,0860	0,4230	1,3570	2,7080	161,0
LT Marabá - Imperatriz, C1	0,0259	0,3260	5,0700	0,4310	1,2680	3,3700	182,0
LT Marabá - Imperatriz, C2	0,0170	0,2660	6,0860	0,4240	1,3570	2,7080	182,0
LT Marabá - Itacaiúnas, C1	0,0180	0,3110	5,3860	0,3490	1,3940	3,2630	39,2
LT Marabá - Itacaiúnas, C2	0,0180	0,3110	5,3860	0,3490	1,3940	3,2630	39,2
LT Colinas - Itacaiúnas	0,0170	0,2680	6,2020	0,2180	0,9210	3,5920	304,6

**Tabela C.2.** Potência nominal e relação  $X_0/X_1$  dos reatores de linha.

Linha de Transmissão	Subestação	$V_{base}$ (kV)	Potência (Mvar)	$X_0/X_1$
Quixadá - Fortaleza II	Fortaleza II	500	150	-
Quixadá - Fortaleza II	Quixadá	500	150	-
Quixadá - Milagres	Milagres	500	150	-
B. Esperança - S.J. Piauí	B.Esperança	500	100	1,73
B. Esperança - S.J. Piauí	S.J. Piauí	500	100	1,70
L. Gonzaga - Milagres	L. Gonzaga	500	200	-
L. Gonzaga - Milagres	Milagres	500	100	-
Milagres - S.J. Piauí	Milagres	500	180	-
Milagres - S.J. Piauí	S.J. Piauí	500	180	-
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C1	S.J. Piauí	500	180	-
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C1	R. Gonçalves	500	180	-
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C2	S.J. Piauí	500	180	-
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C2	R. Gonçalves	500	180	-
Colinas - R. Gonçalves, C1	Colinas	500	180	-
Colinas - R. Gonçalves, C1	R. Gonçalves	500	180	-
Colinas - R. Gonçalves, C2	Colinas	500	180	-
Colinas - R. Gonçalves, C2	R. Gonçalves	500	180	-
S.J. Piauí - Sobradinho, C1	S.J. Piauí	500	100	1,67
S.J. Piauí - Sobradinho, C1	Sobradinho	500	200	1,66
S.J. Piauí - Sobradinho, C2	S.J. Piauí	500	100	1,67
S.J. Piauí - Sobradinho, C2	Sobradinho	500	200	1,66
Sobradinho - L. Gonzaga, C1	Sobradinho	500	100	1,66
Sobradinho - L. Gonzaga, C1	L. Gonzaga	500	150	1,63
Sobradinho - L. Gonzaga, C2	Sobradinho	500	100	1,66
Sobradinho - L. Gonzaga, C2	L. Gonzaga	500	150	1,68
Marabá - Imperatriz, C1	Imperatriz	500	149	-
Marabá - Imperatriz, C1	Marabá	500	132	-
Marabá - Imperatriz, C2	Imperatriz	500	100	-
Marabá - Imperatriz, C2	Marabá	500	132	-
Colinas - Itacaiúnas	Colinas	500	136	-
Colinas - Itacaiúnas	Itacaiúnas	500	136	-
Colinas - Imperatriz, C1	Colinas	500	272	-
Colinas - Imperatriz, C1	Imperatriz	500	136	-
Colinas - Imperatriz, C2	Colinas	500	272	-
Colinas - Imperatriz, C2	Imperatriz	500	136	-
Colinas - Miracema, C1	Miracema	500	136	-
Colinas - Miracema, C2	Miracema	500	136	-
Colinas - Miracema, C3	Miracema	500	136	-

**Tabela C.3.** Reatância dos bancos de capacitores série.

Linha de Transmissão	Subestação	Reatância (%)
B. Esperança - S.J. Piauí	S.J. Piauí	2,11
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C1	R. Gonçalves	1,75
S.J. Piauí - R. Gonçalves, C2	R. Gonçalves	1,75
Colinas - R. Gonçalves, C1	R. Gonçalves	1,92
Colinas - R. Gonçalves, C2	R. Gonçalves	1,92
S.J. Piauí - Sobradinho, C1	S.J. Piauí	1,90
S.J. Piauí - Sobradinho, C2	S.J. Piauí	1,44
Colinas - Itacaiúnas	Itacaiúnas	1,63
Colinas - Imperatriz, C1	Colinas	0,952
Colinas - Imperatriz, C2	Colinas	0,952
Colinas - Imperatriz, C1	Imperatriz	0,952
Colinas - Imperatriz, C2	Imperatriz	0,952
Colinas - Miracema, C1	Colinas	0,952
Colinas - Miracema, C2	Colinas	0,952
Colinas - Miracema, C3	Colinas	0,952
Colinas - Imperatriz, C1	Imperatriz	0,64
Colinas - Imperatriz, C2	Imperatriz	0,64

**Tabela C.4.** Cargas representadas como impedâncias constantes - Configuração 2009.

Subestação	Carga (MVA)
SE Itacaiúnas, 230 kV	(340,50 + j36,90)

**Tabela C.5.** Transformadores - Impedâncias.

Subestação	Tensão (kV)			Impedância (% , $S_{base} = 100$ MVA)			Pot. (MVA)	Quantidade
	P	S	T	$X_{ps}$	$X_{pt}$	$X_{st}$		
Milagres	550 Y	230 Y	13,8 $\Delta$	1,15	4,37	5,58	600	2
S.J. Piauí	550 Y	230 Y	13,8 $\Delta$	3,55	15,20	11,29	300	1
Itacaiúnas	550 Y	230 Y	13,8 $\Delta$	10,0	6,67	15,0	450	3

**Tabela C.6.** Curva de saturação dos transformadores da SE Milagres.

Corrente (A)	Fluxo (V.s)
0,49222	833,835
0,56885	952,955
0,61021	1072,074
0,63869	1191,193
3,33087	1310,313
14,6738	1429,432

**Tabela C.7.** Curva de saturação dos transformadores da SE S. J. do Piauí.

Corrente (A)	Fluxo (V.s)
2,2268	1191,193
10,4950	1310,313
20,1043	1429,432
32,6099	1548,552
62,5632	1667,671
111,4591	1727,231
148,0925	1786,790
187,6286	1846,350

**Tabela C.8.** Curva de saturação dos transformadores da SE Itacaiúnas.

Corrente (A)	Fluxo (V.s)
1,3361	1191,212
3,0632	1310,333
9,2397	1369,894
44,4864	1489,015
202,4365	1565,253
1011,0611	1869,012
1365,4489	2047,694

**Tabela C.9.** Potência nominal e relação  $X_0/X_1$  dos reatores de barra.

Subestação	$V_{base}$ (kV)	Pot. (Mvar)	$X_0/X_1$
Milagres	230	50	1,00
Milagres	500	100	1,00
L. Gonzaga	500	100	1,00
B. Esperança	500	105	1,00
S.J. Piauí	500	100	1,00
Colinas	500	136	1,00
R. Gonçalves	500	720	1,00
Imperatriz	500	272	1,00
Itacaiúnas	500	136	1,00
Miracema	500	272	1,00
Marabá	500	495	1,00

**Tabela C.10.** Impedâncias equivalentes - Configuração 2009.

Subestação	Sequência positiva		Sequência zero	
	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
Milagres, 230 kV	7,62	44,01	1,39	14,26
Fortaleza II, 500 kV	3,90	106,61	1,98	24,49
Luiz Gonzaga, 500 kV	0,51	14,49	0,59	10,79
Sobradinho, 500 kV	0,87	84,58	0,49	21,24
Boa Esperança, 500 kV	0,41	273,33	7,79	100,94
Marabá, 500 kV	0,93	18,92	9,89	57,82
Imperatriz, 500 kV	2,69	131,30	1,80	41,90
Miracema, 500 kV	2,40	27,08	7,20	52,54

**Tabela C.11.** Impedâncias de transferência - Configuração 2009.

Subestação		Sequência positiva		Sequência zero	
De	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
Milagres, 230 kV	S. J. Piauí, 230 kV	53,06	281,33	2888,20	11740,57
Fortaleza II, 500 kV	Marabá, 500 kV	146,77	1628,50	202000,00	210520,75
Fortaleza II, 500 kV	Imperatriz, 500 kV	17,90	187,61	11926,00	131540,00
Boa Esperança, 500 kV	Fortaleza II, 500 kV	27,34	445,98	9887,30	14920,25
Boa Esperança, 500 kV	Marabá, 500 kV	99,76	903,78	15524,00	27083,75
Boa Esperança, 500 kV	Imperatriz, 500 kV	12,04	104,11	895,63	1673,650



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. *Technical Information - TOV Capability and Protective Characteristics for Surge Arresters Type EXLIM and PEXLIM*. 2. ed. Ludvika, Sweden, November 2004.
- ABB. *Controlled Switching, Buyer's & Application Guide*. 3. ed. Ludvika, Sweden, April 2009.
- AQUINO, A. F. C. de; MASSAUD, A. G.; GONÇALVES, D. N. Utilização do Religamento Automático Tripolar Lento em Linhas de Transmissão do SIN - Sistema Interligado Nacional: uma Experiência Bem Sucedida. *Eletroevolução*, n. 60, setembro 2010.
- ARAÚJO, A. E. A.; NEVES, W. L. A. *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. Belo Horizonte, MG - Brasil: Editora UFMG, 2005.
- BAN, G.; PRIKLER, L.; BANFAI, G. 750 kV Reactive Power Control, Automatic Reclosing and Overvoltage Protection. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, v. 2, 2003.
- BEEHLER, J. E. Weather, Corona, and the Decay of Trapped Energy on Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 83, n. 5, p. 512–520, May 1964.
- CARNEIRO Jr., S.; MARTI, J. Evaluation of Corona and Line Models in Electromagnetic Transients Simulations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 1, p. 334–342, January 1991.
- CARVALHO, A.; LACORTE, M.; KNUDSEN, O. Improved EHV Line Switching Surge Control by Application of MO-arresters and Controlled Switching. *International Conference on Energy Management and Power Delivery*, v. 1, p. 292–297, November 1995.
- CARVALHO, F. M. S.; ESMERALDO, P. C. V.; OLIVEIRA, C. M. F.; CÂMARA, A. S. B. Interligação Norte-Sul: Controle de Sobretensões Transitórias de Manobra - Métodos

- Convencionais Versus Chaveamento Síncrono de Disjuntores de Linhas de Transmissão de 500 kV. *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1997.
- CARVALHO, F. S.; CARNEIRO Jr., S. Transient Conditions in CCVTs Outputs and Their Effects on the Detection of Traveling Waves. *Electric Power Systems Research*, v. 76, n. 8, p. 616 – 625, 2006.
- CIGRE Task Force 13.00.1. Controlled Switching: A State of the Art Survey - Part I. *ELECTRA*, n. 162, p. 65–97, October 1995.
- CIGRE Task Force 13.00.1. Controlled Switching: A State of the Art Survey - Part II. *ELECTRA*, n. 164, p. 39–61, February 1996.
- CIGRE Working Group 13.02. Switching Overvoltages in EHV and UHV Systems with Special Reference to Closing and Reclosing Transmission Lines. *ELECTRA*, n. 30, p. 70–122, October 1973.
- CIGRE Working Group 13.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Guide for Application Lines, Reactors, Capacitors, Transformers - 1st Part. *ELECTRA*, n. 183, p. 42–73, April 1999.
- CIGRE Working Group 13.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Guide for Application Lines, Reactors, Capacitors, Transformers - 2nd Part. *ELECTRA*, n. 185, p. 36–57, August 1999.
- CIGRE Working Group 13.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Planing, Specification and Testing of Controlled Switching Systems. *ELECTRA*, n. 197, p. 21–33, August 2001.
- CIGRE Working Group A3.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers. Benefits & Economic Aspects. January 2004.
- CLERICI, A.; RUCKSTUHL, G.; VIAN, A. Influence of Shunt Reactors on Switching Surges. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 8, p. 1727 –1736, November 1970.

- COLCLASER, R.; WAGNER, C.; DONOHUE, E. Multistep Resistor Control of Switching Surges. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88, n. 7, p. 1022–1028, July 1969.
- COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. Real-Time Detection of Fault-Induced Transients in Transmission Lines. *IET Electronics Letters*, p. 753–755, May 2010.
- D’AJUZ, A.; FONSECA, C. S.; CARVALHO, F. M. S.; FILHO, J. A.; DIAS, L. E. N.; PEREIRA, M. P.; ESMERALDO, P. C. V.; VAISMAN, R.; FRONTIN, S. de O. *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamentos - Aplicação em Sistemas de Potência de Alta-Tensão*. Niteroi, Rio de Janeiro: FURNAS, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.
- D’AJUZ, A.; RESENDE, F. M.; CARVALHO, F. M. S.; NUNES, I. G.; FILHO, J. A.; DIAS, L. E. N.; PEREIRA, M. P.; FILHO, O. K.; MORAIS, S. de A. *Equipamentos Elétricos Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Niteroi, Rio de Janeiro: FURNAS, Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1985.
- DANTAS, K. M. C. *Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil, setembro 2007.
- DANTAS, K. M. C.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A.; SOUZA, B. A.; FONSECA, L. C. A. Mitigation of Switching Overvoltages in Transmission Lines via Controlled Switching. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, Pennsylvania USA, July 2008.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D. Aplicação de Chaveamento Controlado para Manobras de Religamento de Linhas de Transmissão: Estudos de Caso. *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré - XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina*, Puerto Iguazú, Argentina, maio 2009.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D. Aplicação de Chaveamento Controlado para Manobras de Religamento de Linhas de Transmissão: Estudos de Caso. *Revista Eletroevolução*, v. 58, p. 53–61, 2010.

- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D.; SOUZA, B. A.; FONSECA, L. C. A. Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão. *VII Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Santos, Brasil, agosto 2007.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D.; SOUZA, B. A.; FONSECA, L. C. A. Redução de Sobretensões de Manobras em Linhas de Transmissão via Chaveamento Controlado. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Belo Horizonte, Brasil, abril 2008.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D.; CARDOSO, G. A.; FONSECA, L. C. A. On Applying Controlled Switching to Transmission Lines: Case Studies. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Kyoto, Japan, June 2009.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D.; CARDOSO, G. A.; FONSECA, L. C. A. Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão: Uma Abordagem em Tempo Real via RTDS. *Revista Controle & Automação*, v. 22, n. 2, p. 157–168, abril 2011.
- DANTAS, K. M. C.; NEVES, W. L. A.; FERNANDES Jr., D.; CARDOSO, G. A.; FONSECA, L. C. A. Real Time Implementation of Transmission Line Controlled Switching. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Delft, The Netherlands, June 2011.
- DICK, E.; FISCHER, D.; MARTTILA, R.; MULKINS, C. Point-On-Wave Capacitor Switching and Adjustable Speed Drives. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 3, p. 1367–1372, July 1996.
- DILLARD, J.; HILEMAN, A. UHV Transmission Tower Insulation Tests. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 8, p. 1772–1784, November 1970.
- DILLARD, J. K.; CLAYTON, J. M.; KILLARD, L. A. Controlling Switching Surges on 1100 kV Transmission Systems. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, p. 1752–1762, November 1970.

- DOI, H.; GOTO, M.; KAWAI, T.; YOKOKAWA, S.; SUZUKI, T. Advanced Power System Analogue Simulator. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 3, p. 962–968, August 1990.
- DOMMEL, H. W. *Electromagnetic Transients Program Reference Manual: EMTP Theory Book*. Portland, BPA: [s.n.], 1996.
- DU, D.; WANG, H.; BO, Z.; ZHOU, Z.; DONG, X.; CAUNCE, B.; KLIMEK, A. Design of a Real Time Digital Simulation System for Test of New Protection Schemes. *International Conference on Power System Technology*, p. 1–6, October 2006.
- DUBE, L. *Models in ATP: Language Manual*. [S.l.], 1996.
- DUCHEN, H.; LAGERKVIST, M.; KUFFEL, R.; WIERCKX, R. HVDC Simulation and Control System Testing Using a Real-Time Digital Simulator (RTDS). *First International Conference on Digital Power System Simulators*, p. 213–218, April 1995.
- DUPONT, A.; ROBERT, J. Discharge Study of 735-kV Lines by Analog Computer and Field Tests on 230-and 315-kV Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87, n. 4, p. 1010 –1017, April 1968.
- DURIE, R.; POTTLE, C. An Extensible Real-Time Digital Transient Network Analyzer. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 1, p. 84–89, February 1993.
- EPE. *Estudo de Expansão da Interligação N-NE - LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Milagres. Nº EPE/GET - NE- R1- 004.2006*. [S.l.], outubro 2006.
- ESMERALDO, P. C. V.; FILHO, J. A.; CARVALHO, F. M. S.; CARVALHO, A. C. C.; MORAIS, S. A. Circuit-Breaker Requirements for Alternative Configurations of a 500 kV Transmission System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 1, p. 169–175, January 1999.
- FERNANDES, A. B.; LIMA, A. C. S. de; SILVA, R. M. da. Religamento Automático de Linhas de Transmissão: Distinções nos Resultados em Função do Modelo Computacional Utilizado. *XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Brasil, Curitiba, Brasil, outubro 2005*.

- FERNANDES Jr., D.; NEVES, W.; VASCONCELOS, J. Coupling Capacitor Voltage Transformer: A Model for Electromagnetic Transient Studies. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 2, p. 125 – 134, 2007.
- FERNANDEZ, P. C.; ESMERALDO, P. C. V.; FILHO, J. A.; ZANI, C. R. Use of Controlled Switching Systems in Power System to Mitigate Switching Transients. Trends and Benefits - Brazilian Experience. *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2004.
- FORSYTH, P.; KUFFEL, R. Utility Applications of a RTDS Simulator. *International Power Engineering Conference (IPEC)*, p. 112–117, December 2007.
- FORSYTH, P.; MAGUIRE, T.; KUFFEL, R. Real Time Digital Simulation for Control and Protection System Testing. *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, v. 1, p. 329–335, June 2004.
- FROEHLICH, K.; HOELZL, C.; STANEK, M.; CARVALHO, A. C.; HOFBAUER, W.; HOEGG, P.; AVENT, B. L.; PEELLO, D. F.; SAWADA, J. H. Controlled Closing on Shunt Reactor Compensated Transmission Lines. Part I: Closing Control Device Development. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 12, n. 2, p. 734–740, April 1997.
- FROEHLICH, K.; HOELZL, C.; STANEK, M.; CARVALHO, A. C.; HOFBAUER, W.; HOEGG, P.; AVENT, B. L.; PEELLO, D. F.; SAWADA, J. H. Controlled Closing on Shunt Reactor Compensated Transmission Lines. Part II: Application of Closing Control Device for High-Speed Autoreclosing on BC Hydro 500 kV Transmission Line. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 12, n. 2, p. 741–746, April 1997.
- GARZON, R. D. *High Voltage Circuit Breakers: Design and Applications*. New York, NY - USA: Marcel Dekker, Inc., 1997.
- GIESBRECHT, W.; JIANG, X.; MAZUR, G. Model Development of an Actual HVDC Control for the RTDS Simulator. *International Conference on Energy Management and Power Delivery*, v. 2, p. 449–454 vol.2, March 1998.
- GÖNEN, T. *Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design*. 2nd. ed. Boca Raton, FL - USA: CRC Press, 2009.

- GOLDSWORTHY, D.; ROSEBURG, T.; TZIOUVARAS, D.; POPE, J. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers - Application Examples and Benefits. *61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, Texas USA, April 2008.
- GREENWOOD, A. *Electrical Transients in Power Systems*. New York, NY - USA: Wiley-Interscience, 1991.
- HILDERBRAND, F. B. *Introduction to Numerical Numerical Analysis*. New York, USA: McGraw-Hill, 1956.
- HILEMAN, A. R. *Insulation Coordination for Power Systems*. New York, NY - USA: Marcel Dekker, Inc., 1999.
- IEEE Power Systems Relaying Committee. Automatic Reclosing of Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-103, n. 2, p. 234 –245, February 1984.
- IEEE Power Systems Relaying Committee. Single Phase Tripping and Auto Reclosing of Transmission Lines - IEEE Committee Report. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, p. 182 –192, January 1992.
- IEEE Std 1313.1-1996. *IEEE Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles and Rules*. New York, USA, 1996.
- IEEE Std C37.104-2002. *IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines*. New York, USA, April 2003.
- ITO, H. Controlled Switching Technologies, State-of-the-Art. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, IEEE/PES*, 2002.
- KEZUNOVIC, M.; AGANAGIC, M.; SKENDZIC, V.; DOMASZEWICZ, J.; BLADOW, J.; HAMAI, D.; MCKENNA, S. Transients Computation for Relay Testing in Real-Time. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 3, p. 1298–1307, July 1994.
- KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, L.; SKENDZIC, V.; FROMEN, C.; SEVCIK, D.; NILSSON, S. Digital Models of Coupling Capacitor Voltage Transformers for Protective Relay

- Transient Studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 4, p. 1927–1935, October 1992.
- KIM, J.-H.; PARK, M.; ALI, M.; CHO, J.; YOON, J. young; LEE, S. R.; YU, I.-K. RTDS Analysis of the Fault Currents Characteristics of HTS Power Cable in Utility Power Network. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, v. 18, n. 2, p. 684–688, June 2008.
- KONKEL, H. E.; LEGATE, A. C.; RAMBERG, H. C. Limiting Switching Surge Overvoltages with Conventional Power Circuit Breakers. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, PAS-96, n. 2, p. 535–542, April 1977.
- KUFFEL, R.; GIESBRECHT, J.; MAGUIRE, T.; WIERCKX, R.; MCLAREN, P. RTDS - A Fully Digital Power System Simulator Operating in Real Time. *First International Conference on Digital Power System Simulators*, April 1995.
- LEGATE, A. C.; BRUNKE, J. H.; RAY, J. J.; YASUDA, E. J. Elimination of Closing Resistors on EHV Circuit Breakers. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 3, n. 1, p. 223–231, January 1988.
- LEUVEN EMTP CENTER. *ATP - Alternative Transient Program*: Rule book. Herverlee, Belgium, 1987.
- MARPLE, S. L. *Digital Spectral Analysis with Applications*. New Jersey, USA: Addison-Wiley, 1987.
- MARTI, J.; LINARES, L. Real-Time EMTP-Based Transients Simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1309–1317, August 1994.
- MARTINEZ, J. A.; NATARAJAN, R.; CAMM, E. Comparison of Statistical Switching Results Using Gaussian, Uniform and Systematic Switching Approaches. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, p. 884–889, 2000.
- MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA Jr., L. C. The Energy Absortion Capacity of Metal Oxide Surge Arresters an Approach for Switching Surges. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Budapest, Hungary, June 1999.



- MCLAREN, P.; FORSYTH, P.; PERKS, A.; BISHOP, P. New Simulation Tools for Power Systems. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, v. 1, p. 91–96 vol.1, 2001.
- MCLAREN, P.; KUFFEL, R.; GIESBRECHT, J.; KEERTHIPALA, W.; CASTRO, A.; FEDIRCHUK, D.; INNES, S.; MUSTAPHI, K.; SLETTEN, K. On Site Relay Transient Testing for a Series Compensation Upgrade. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 3, p. 1308–1315, July 1994.
- MCLAREN, P.; KUFFEL, R.; WIERCKX, R.; GIESBRECHT, J.; ARENDT, L. A Real Time Digital Simulator for Testing Relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, p. 207–213, January 1992.
- MESTAS, P.; TAVARES, M.; GOLE, A. Implementation and Performance Evaluation of a Reclosing Method for Shunt Reactor-Compensated Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 954–962, April 2011.
- MESTAS, P.; TAVARES, M.; GOLE, A. Parametric Analysis of Three-Phase Autoreclosing Method for Compensated Transmission Lines. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Delft, The Netherlands, June 2011.
- MESTAS, P.; TAVARES, M. C. Comparative Analysis of Control Switching Transient Techniques in Transmission Lines Energization Maneuver. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Lyon, France, June 2007.
- OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Campina Grande, Brasil, junho 2006.
- ONS. *Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3. Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*. [S.l.], março 2002.
- OPPENHEIM, A. V.; SCHAFFER, R. W. *Discrete-Time Signal Processing*. New Jersey, USA: Prentice-Hall, 1989.
- OUELLETTE, D.; GEISBRECHT, W.; WIERCKX, R.; FORSYTH, P. Modelling an Impedance Relay Using a Real Time Digital Simulator. *Eighth IEE International*

- Conference on Developments in Power System Protection*, v. 2, p. 665–668 Vol.2, April 2004.
- OUELLETTE, D. S.; WIERCKX, R. P.; MCLAREN, P. G. Using a Multi-Threaded Time-Step to Model a Multi-Function Relay in a Real Time Digital Simulator. *IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, p. 162–167, March 2008.
- PAJUELO, E.; RAMAKRISHNA, G.; SACHDEV, M. Phasor Estimation Technique to Reduce the Impact of Coupling Capacitor Voltage Transformer Transients. *Generation, Transmission Distribution, IET*, v. 2, n. 4, p. 588 –599, July 2008.
- PEREIRA, C.; SILVEIRA, E. G.; SOUSA, W. M. de; TOLEDO, I. V.; VELOSO, H. M.; YUJI, R.; COSTA, C. A. B.; ZUCATTO, M.; MIRANDA, M. B.; RODRIGUES, W.; GONCALVES, E. M. OSCILO - Sistema de Gerenciamento Automático de Registros Oscilográficos. *XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Recife, Brasil, novembro 2009.
- PILZ, G.; SCHEGNER, P.; WALLNER. A New Algorithm for Controlled Auto-Reclosing To Reduce The Switching Overvoltage of Compensated Transmission Lines. *Cigre Study Committe B5 Colloquium*, Calgary, Canada, September 2005.
- PILZ, G.; SCHEGNER, P.; WALLNER, C.; MUHR, H.; PACK, S. An Algorithm for the Three-Pole Controlled Auto-Reclosing of Shunt Compensated Transmission Lines with an Optimization for the Second and Third Pole. *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Springer Wien, v. 121, p. 446–451, 2004.
- QIAN, L.; ZHONG, Q.; MA, Y.; TAO, Y.; CAO, Z. Build and Validation of RTDS Model for Control and Protection System Testing of Lingbao BTB DC Converter Station. *International Conference on Electrical Machines and Systems*, p. 3867–3872, October 2008.
- RAMOS, A.; LIMA, D.; TAVARES, E.; MEDEIROS, R. Fast Line Three Phase Reclosing Practice on Brazilian Grid and Its Impact on Thermal Generation Plant Shaft. v. 2, June 2003.

- RIBEIRO, J. R.; MCCALLUM, M. E. An Application of Metal Oxide Surge Arresters in the Elimination of Need for Closing Resistors in EHV Breakers. *IEEE Transaction on Power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 282–291, January 1989.
- ROCHA, R.; CARVALHO, A. C.; TÁVORA, J. L. Manobra Controlada: Modelagem da Suportabilidade Dielétrica do Disjuntor Durante a Operação de Fechamento. *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Brasil*, 1997.
- SAMITZ, U.; SIGUERDIDJANE, H.; BOUDAUD, F.; BASTARD, P.; DUPRAZ, J.; COLLET, M.; MARTIN, J.; JUNG, T. On Controlled Switching of High Voltage Unloaded Transmission Lines. *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Springer Wien, v. 119, p. 415–421, 2002.
- SANAYE-PASAND, M.; DADASHZADEH, M.; KHODAYAR, M. Limitation of Transmission Line Switching Overvoltages Using Switchsync Relays. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Montreal, Canada, June 2005.
- SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. *Filtering for Protective Relays*. Pullman, Washington USA, 1993.
- SEYEDI, H.; SANAYE-PASAND, M.; DADASHZADEH, M. Application of Transmission Line Surge Arresters to Reduce Switching Overvoltages. *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Montreal, Canada, June 2005.
- SILVA, K. M.; NEVES, W. L. A.; SOUZA, B. A. Distance Protection Using a Wavelet-Based Filtering Algorithm. *Electric Power Systems Research*, v. 80, p. 84–90, January 2010.
- SILVA, K. M.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D.; DANTAS, K. M. C.; COSTA, F. B.; SILVA, S. S. B. da. Detecção e Classificação de Faltas a Partir da Análise de Registros Oscilográficos via Redes Neurais Artificiais e Transformada Wavelet. *Revista Controle & Automação*, v. 18, n. 2, p. 163–172, abril 2007.
- SMITH, C.; POTTS, S.; REDFERN, M. Simulation Studies of OLTC Transformer AVC Relays Operating in Series Using a RTDS, Real Time Digital Simulator. *Eighth IEE*

- International Conference on Developments in Power System Protection*, v. 2, p. 619–622, April 2004.
- SPIEGEL, M. R.; SCHILLER, J.; SRINIVASAN, R. A. *Probability and Statistics*. New York, USA: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2001.
- STANEK, M.; CARVALHO, A.; SAWADA, J.; PELO, D.; ALATALO, P.; BERGMAN, W.; BOWDEN, G. Experiences With Improving Power Quality by Controlled Switching. *CIGRE WG A3.07: Seminar and Workshop on Controlled Switching*, St. Pete Beach, FL, USA, May 2003.
- STEMLER, G. E. BPA's Field Test Evaluation of 500 kV PCB's Rated to Limit Line Switching Overvoltages to 1.5 Per Unit. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, PAS-95, n. 1, p. 535–542, February 1976.
- STENSTROM, L.; MOBEDJINA, M. Limitation of Switching Overvoltages by Use of Transmission Line Surge Arresters. *CIGRE SC 33 International Conference*, Zagreb, Croatia, 1998.
- SWEETANA, A. Transient Response Characteristics of Capacitive Potential Devices. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-90, n. 5, p. 1989–2001, September 1971.
- THE MATHWORKS, INC. *Curve Fitting Toolbox User's Guide*. [S.l.], 2007.
- TSUTADA, H.; HIRAI, T.; KOHYARNA, H.; ITO, H.; SASAKI, K. Development of Synchronous Switching Controller for Gas Circuit Breakers. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, October 2002.
- TZIOUVARAS, D.; MCLAREN, P.; ALEXANDER, G.; DAWSON, D.; ESZTERGALYOS, J.; FROMEN, C.; GLINKOWSKI, M.; HASENWINKLE, I.; KEZUNOVIC, M.; KOJOVIC, L.; KOTHEIMER, B.; KUFFEL, R.; NORDSTROM, J.; ZOCHOLL, S. Mathematical Models for Current, Voltage, and Coupling Capacitor Voltage Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 1, p. 62–72, January 2000.
- VALERO, P. M. *Análise Comparativa de Técnicas de Controle de Sobretensões Transitórias nas Manobras de Energização e Religamento de Linhas de Transmissão*. Dissertação

(Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil, junho 2007.

VOLOH, I.; KASZTENNY, B.; CAMPBELL, C. Testing Line Current Differential Relays Using Real-Time Digital Simulators. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, v. 1, p. 516–521 vol.1, 2001.

WAGNER, C.; BANKOSKE, J. Evaluation of Surge Suppression Resistors in High-Voltage Circuit Breakers. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86, n. 6, p. 698–707, June 1967.

WANG, X.; WOODFORD, D.; KUFFEL, R.; WIERCKX, R. A Real-Time Transmission Line Model for a Digital TNA. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 2, p. 1092–1097, April 1996.

ZANETTA Jr., L. C. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. São Paulo, SP - Brasil: Edusp - Editora da Universidade de São Paulo, 2003.