



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
COMPUTAÇÃO



# **Metodologia de estimação de estados para tratamento de medições errôneas e registros não sincronizados em algoritmos de localização de faltas em linhas de transmissão**

**Melinda Cesianara Silva da Cruz**

Orientador: Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino de Medeiros Júnior

**Tese de Doutorado** apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFRN (área de concentração: Automação e Sistemas) como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutora em Ciências.

Número de ordem PPgEEC: D145

Natal, RN, julho de 2015

Seção de Informação e Referência  
Catalogação da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Cruz, Melinda Cesianara Silva da.

Metodologia de estimação de estados para tratamento de medições errôneas e registros não sincronizados em algoritmos de localização de faltas em linhas de transmissão / Melinda Cesianara Silva da Cruz. – Natal, RN, 2015.

149 f.

Orientador: Manoel Firmino de Medeiros Júnior.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Linhas de transmissão - Tese. 2. Localização de faltas - Tese. 3. Estimação de estados – Tese. 4. Sincronização de dados – Tese. 5. Teoria dos erros – Tese. I. Medeiros Júnior, Manoel Firmino de. II. Título.

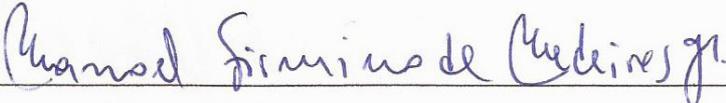
RN/UF/BCZM

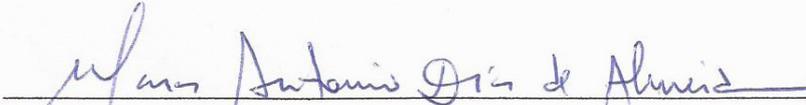
CDU 621.315

**Metodologia de estimação de estados para  
tratamento de medições errôneas e registros não  
sincronizados em algoritmos de localização de  
faltas em linhas de transmissão**

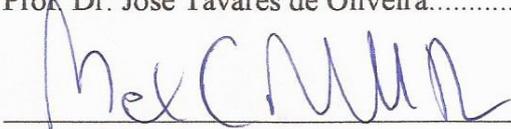
**Melinda Cesianara Silva da Cruz**

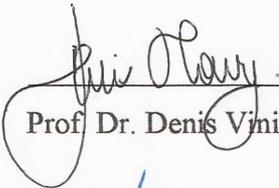
Tese de Doutorado aprovada em 17 de julho de 2015 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

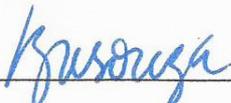
  
Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino de Medeiros Júnior (orientador) ..... DCA/UFRN

  
Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida..... DEE/UFRN

  
Prof. Dr. José Tavares de Oliveira..... DEE/UFRN

  
Prof. Dr. Max Chianca Pimentel Filho..... DCAT/UFERSA

  
Prof. Dr. Denis Vinicius Coury..... EESC/USP

  
Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza..... DEE/UFCG

*Aos meus pais, João e Jocélia, pela confiança  
e apoio em todos os momentos da minha vida.*

---

# Agradecimentos

---

A Deus, pela vida que me proporcionou, por ter me iluminado nos momentos difíceis e por ter colocado pessoas tão especiais no meu caminho.

Aos meus pais, João e Jocélia, pelo amor e incentivo constantes, e por sempre terem priorizado em suas vidas a minha educação. A conclusão deste doutorado é um sonho que só tornou-se possível com a ajuda de vocês.

Aos meus familiares, em especial à minha tia Francineide, por ter sido uma segunda mãe nessa minha jornada de estudos.

Ao meu companheiro, Evantuy, pelo carinho, pela compreensão e por continuar tornando meus dias mais felizes.

Ao meu orientador, professor Manoel Firmino, meu eterno agradecimento pelos ensinamentos, pela disponibilidade, pela amizade e pela constante motivação, essenciais para finalização deste trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro.

À Chesf, particularmente aos engenheiros Júlio Leitão e Sérgio Cauponi, pelo apoio e pelas informações fornecidas.

A todos os colegas e professores que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho.

---

# Resumo

---

O desempenho de algoritmos para localização de faltas em linhas de transmissão está diretamente relacionado à exatidão dos seus dados de entrada. Assim, fatores como erros nos parâmetros da linha de transmissão, falhas na sincronização de registros oscilográficos e erros em medidas de tensão e de corrente podem influenciar de forma significativa nas ferramentas que usam dados errôneos para indicar o local de faltas. Neste trabalho se apresenta uma nova metodologia para localização de faltas em linhas de transmissão, baseada na teoria de estimação de estados, de forma a determinar o local mais provável de ocorrência de faltas através da consideração de erros sistemáticos realísticos que podem estar presentes nas medidas de tensão e de corrente. A metodologia foi elaborada em duas etapas: pré-falta e pós-falta. Na primeira etapa, admitindo dados não sincronizados, estima-se o ângulo de sincronização e os parâmetros de sequência positiva da linha de transmissão, e na segunda, estima-se a distância de falta. Além de calcular o valor mais provável para a distância de falta, a partir da consideração de erros nas medidas de tensão e de corrente, a variância associada a esta distância também é determinada, usando definições da teoria dos erros. Essa é uma das principais contribuições do trabalho, visto que, a partir desta grandeza, é possível determinar uma região de provável incidência da falta, com aproximadamente 95,45% de confiança. Testes para avaliação e validação da metodologia foram realizados a partir de registros reais de falta e a partir de simulações de sistemas fictícios de transmissão no *software* ATP. Os resultados obtidos são relevantes para mostrar que o estimador de localização de faltas desenvolvido apresenta bom desempenho mesmo adotando variâncias realísticas, compatíveis com erros de equipamentos reais.

**Palavras-chave:** Linhas de transmissão, Localização de faltas, Estimação de estados, Estimação de parâmetros, Sincronização de dados, Teoria dos erros.

---

# Abstract

---

The performance of algorithms for fault location in transmission lines is directly related to the accuracy of its input data. Thus, factors such as errors in the line parameters, failures in synchronization of oscillographic records and errors in measurements of voltage and current can significantly influence the accuracy of algorithms that use bad data to indicate the fault location. This work presents a new methodology for fault location in transmission lines based on the theory of state estimation in order to determine the location of faults more accurately by considering realistic systematic errors that may be present in measurements of voltage and current. The methodology was implemented in two stages: pre-fault and post-fault. In the first step, assuming non-synchronized data, the synchronization angle and positive sequence line parameters are estimated, and in the second, the fault distance is estimated. Besides calculating the most likely fault distance obtained from measurement errors, the variance associated with the distance found is also determined, using the errors theory. This is one of the main contributions of this work, since, with the proposed algorithm, it is possible to determine a most likely zone of fault incidence, with approximately 95,45% of confidence. Tests for evaluation and validation of the proposed algorithm were realized from actual records of faults and from simulations of fictitious transmission systems using ATP software. The obtained results are relevant to show that the proposed estimation approach works even adopting realistic variances, compatible with real equipments errors.

**Keywords:** Transmission lines, Fault location, State estimation, Parameter estimation, Data synchronization, Errors theory.

---

# Sumário

---

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>22</b>
1.1	Estado da arte .....	23
1.1.1	Localização de faltas: métodos baseados em fasores fundamentais e ondas viajantes .....	23
1.1.2	Localização de faltas: métodos baseados em estimação de estados.....	32
1.2	Motivação da tese .....	34
1.3	Objetivos gerais .....	35
1.4	Objetivos específicos .....	35
1.5	Contribuições .....	36
1.6	Organização do trabalho .....	37
<b>2</b>	<b>Estimação de estados em sistemas de potência .....</b>	<b>39</b>
2.1	Estimação de estados baseada no método WLS com solução via equação normal de Gauss.....	40
2.2	Observabilidade de sistemas, medidas redundantes e medidas críticas.....	42
2.2.1	Observabilidade .....	42
2.2.2	Medidas redundantes .....	43
2.2.3	Medidas e conjuntos críticos .....	44
2.3	Detecção e identificação de medidas com erros grosseiros .....	44
2.3.1	Cálculo do índice $J(\hat{\mathbf{x}})$ para detecção de erros grosseiros.....	45
2.3.2	Cálculo de resíduos normalizados para identificação de erros grosseiros.....	45
2.3.3	Detecção, identificação e correção de medidas com erros grosseiros através da metodologia geométrica .....	46
2.4	Teoria dos erros para determinação de variâncias de medidas e pseudomedidas.....	48
2.4.1	Introdução .....	48
2.4.2	Erros estatísticos e erros sistemáticos.....	49
2.4.3	Variâncias de grandezas medidas .....	50

2.4.4	Variâncias de grandezas pseudomedidas.....	51
<b>3</b>	<b>Transformadores para instrumentos.....</b>	<b>52</b>
3.1	Generalidades sobre transformadores .....	52
3.2	Transformadores de Corrente .....	55
3.2.1	Aspectos gerais .....	55
3.2.2	Erros de TCs .....	56
3.2.2.1	Erro de relação de transformação do TC.....	57
3.2.2.2	Erro de ângulo de fase do TC .....	58
3.2.2.3	Considerações gerais sobre erros de relação e de fase de TCs.....	59
3.2.3	Classe de exatidão de TCs .....	60
3.3	Transformadores de Potencial.....	63
3.3.1	Aspectos gerais .....	63
3.3.2	Erros de TPs .....	64
3.3.2.1	Erro de relação de transformação do TP .....	65
3.3.2.2	Erro de ângulo de fase do TP .....	66
3.3.2.3	Considerações gerais sobre erros de relação e de fase de TPs .....	66
3.3.3	Classe de exatidão de TPs .....	67
3.4	Influência de erros de transformadores para instrumentos na localização de faltas em linhas de transmissão .....	68
3.4.1	Análise da influência de erros de TPs e TCs na localização de faltas de uma linha de transmissão de 138 kV.....	70
3.4.2	Análise da influência de erros de TPs e TCs na localização de faltas de uma linha de transmissão de 230 kV.....	73
3.4.2.1	Influência de erros de fase de TCs na localização de faltas de uma LT de 230 kV .....	75
3.4.2.2	Influência da resistência de falta na localização de faltas de uma LT de 230 kV.....	76
3.5	Influência de erros de parâmetros da linha de transmissão na localização de faltas .....	79
<b>4</b>	<b>Sincronização de registros oscilográficos .....</b>	<b>83</b>

4.1	Método proposto para sincronização de registros de falta baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta.....	84
4.2	Métodos para sincronização de registros de falta baseados em componentes transitórias e comparação de amostras.....	87
4.2.1	Método baseado na Transformada <i>Wavelet</i> - Método 1 .....	88
4.2.2	Método baseado em comparação de ciclos - Método 2.....	89
4.3	Avaliação do método de sincronização baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta .....	90
4.3.1	Sistema analisado .....	90
4.3.2	Formas de onda obtidas com o ATP.....	91
4.3.3	Resultados obtidos.....	92
4.3.4	Influência dos métodos de sincronização analisados na localização de faltas em linhas de transmissão.....	94
<b>5</b>	<b>Estimação de estados para localização de faltas em linhas de transmissão: metodologia proposta .....</b>	<b>100</b>
5.1	Estimador pré-falta .....	101
5.1.1	Obtenção de medidas e pseudomedidas .....	102
5.1.2	Obtenção das funções das grandezas medidas e pseudomedidas .....	102
5.1.3	Modelo de estimação .....	103
5.1.4	Obtenção das variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas .....	103
5.1.5	Considerações sobre a estimação de parâmetros no estimador pré-falta.....	106
5.2	Estimador pós-falta .....	109
5.2.1	Obtenção de medidas e pseudomedidas .....	109
5.2.2	Obtenção das funções das grandezas medidas e pseudomedidas .....	109
5.2.3	Modelo de estimação .....	113
5.2.4	Determinação das variâncias das grandezas medidas, pseudomedidas e da distância de falta.....	113
<b>6</b>	<b>Aplicações e análise dos resultados .....</b>	<b>117</b>
6.1	Ganhos de desempenho da metodologia de estimação da localização de faltas proposta em relação ao algoritmo de Girgis et al. (1992).....	118
6.1.1	Aplicação a casos simulados .....	118

6.1.1.1	Análise de desempenho da metodologia de estimação da localização de faltas proposta: influência da variação da taxa de amostragem e do ponto de ocorrência da falta.....	121
6.1.2	Aplicação a casos simulados considerando diversas combinações de erros de TIs.....	123
6.2	Análise de sensibilidade da metodologia proposta de estimação da localização de faltas .....	126
6.2.1	Resultados obtidos.....	126
6.3	Aplicação da metodologia de localização desenvolvida a casos reais.....	136
6.4	Considerações sobre o tratamento de dados com erros grosseiros .....	139
6.5	Considerações gerais sobre os resultados obtidos .....	139
<b>7</b>	<b>Conclusões e sugestões para trabalhos futuros.....</b>	<b>141</b>
7.1	Conclusões .....	141
7.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	142
	<b>Referências bibliográficas.....</b>	<b>144</b>

---

# Lista de Figuras

---

Figura 1.1 - Circuito $\pi$ -equivalente – linha de transmissão longa .....	24
Figura 1.2 - Representação unifilar da linha de transmissão curta.....	26
Figura 3.1 - Representação esquemática de um transformador: circuitos primário, secundário e magnético. ....	53
Figura 3.2 - Circuito equivalente de um transformador. ....	54
Figura 3.3 - Circuito equivalente de um transformador, referido ao primário. ....	54
Figura 3.4 - Diagrama fasorial de um transformador. ....	55
Figura 3.5 - Influência da variação da corrente primária no valor da corrente de excitação. ..	59
Figura 3.6 - Paralelogramo de exatidão de um TC, classes de exatidão 0,3 - 0,6 - 1,2.....	61
Figura 3.7 - Paralelogramo de exatidão de um TC, classe de exatidão 10.....	62
Figura 3.8 - Curva de saturação de TCs de medição e proteção. ....	62
Figura 3.9 - Configuração básica de um transformador de potencial capacitivo. ....	64
Figura 3.10 - Influência da variação da tensão primária no valor da corrente de excitação ....	67
Figura 3.11 - Paralelogramo de exatidão de um TP, classes de exatidão 0,3 - 0,6 - 1,2. ....	68
Figura 3.12 - Erro de localização de faltas – início da LT 138 kV (13 km).....	70
Figura 3.13 - Erro de localização de faltas – meio da LT 138 kV (45 km) .....	72
Figura 3.14 - Erro de localização de faltas – fim da LT 138 kV (80 km) .....	73
Figura 3.15 - Erro de localização de faltas – início da LT 230 kV (36 km).....	74
Figura 3.16 - Erro de localização de faltas – meio da LT 230 kV (90 km).....	74
Figura 3.17 - Erro de localização de faltas – fim da LT 230 kV (160 km). ....	75
Figura 3.18 - Erro de localização x variação do erro de fase das medidas de corrente dos dois terminais da LT.....	76
Figura 3.19 - Erro de localização de faltas – meio da LT 230 kV (90 km) – $R_f = 100 \Omega$ .....	77
Figura 3.20 - Erro de localização de faltas – fim da LT 230 kV (160 km) – $R_f = 100 \Omega$ . ....	77
Figura 3.21 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 180 km .....	80

Figura 3.22 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 100 km .....	80
Figura 3.23 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 60 km .....	81
Figura 4.1 - Circuito equivalente de sequência positiva de uma LT a parâmetros distribuídos, no instante pré-falta. ....	84
Figura 4.2 - Configuração unifilar da rede de transmissão analisada.....	90
Figura 4.3 - Sinais de corrente monitorados nos terminais E e F, fase A.....	91
Figura 4.4 - Sinais de corrente ampliados, monitorados nos terminais E e F, fase A. ....	92
Figura 4.5 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 138 kV, ângulo de incidência 0° .....	95
Figura 4.6 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 138 kV, ângulo de incidência 90° .....	96
Figura 4.7 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 230 kV, ângulo de incidência 0° .....	97
Figura 4.8 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 230 kV, ângulo de incidência 90° .....	98
Figura 5.1 - Circuito $\pi$ -equivalente de uma linha de transmissão .....	101
Figura 5.2 - Linha de transmissão em falta .....	110
Figura 5.3 - Fluxograma da metodologia desenvolvida de estimação da localização de faltas .....	116
Figura 6.1 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992) - casos simulados. ....	119
Figura 6.2 - Influência da taxa de amostragem no desempenho da metodologia de estimação proposta - linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.....	122
Figura 6.3 - Influência do ponto de ocorrência da falta no desempenho da metodologia de estimação proposta - linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.....	122
Figura 6.4 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992), para diversas combinações de erros de TC e TP, falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13) .....	123
Figura 6.5 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de relação de TC e TP, falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13) .....	124

Figura 6.6 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992), para diversas combinações de erros de TP, falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45).....	125
Figura 6.7 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TP, falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45) .....	125
Figura 6.8 - Ângulos de sincronização estimados, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $90^\circ$ .....	127
Figura 6.9 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	128
Figura 6.10 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	128
Figura 6.11 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $0^\circ$ .....	129
Figura 6.12 - Limites de erro para diversas combinações de erros de TP e TC, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $0^\circ$ .....	129
Figura 6.13 - Ângulos de sincronização estimados, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $90^\circ$ .....	130
Figura 6.14 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	131
Figura 6.15 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs e TCs, meio da LT de 230 kV (quilômetro 90), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	131
Figura 6.16 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV, $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $0^\circ$ .....	132
Figura 6.17 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $90^\circ$ .....	132

Figura 6.18 - Ângulo de sincronização, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $90^\circ$ .....	133
Figura 6.19 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	134
Figura 6.20 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $90^\circ$ .....	134
Figura 6.21 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160), $R_f = 0 \Omega$ e $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência $0^\circ$ .....	135
Figura 6.22 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160), $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência $90^\circ$ .....	135
Figura 6.23 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al. (1992)) - casos reais .....	136

---

# Lista de Tabelas

---

Tabela 2.1 - Níveis de confiança para incertezas, no caso de distribuição gaussiana de erros .....	49
Tabela 3.1 - Erros de TPs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13).....	71
Tabela 3.2 - Erros de TCs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45).....	71
Tabela 3.3 - Erros de TPs e TCs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no fim da LT de 138 kV (quilômetro 80).....	72
Tabela 4.1 - Parâmetros de sequência positiva - linhas de 138 kV, 230 kV e 440 kV.....	91
Tabela 4.2 - Parâmetros de sequência zero - linhas de 138 kV, 230 kV e 440 kV. ....	91
Tabela 4.3 - Ângulo calculado pelo método de sincronização baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta.....	93
Tabela 4.4 - Ângulo de sincronização calculado por Métodos 1 e 2.....	93
Tabela 4.5 - Ângulos de sincronização calculados pelos métodos de sincronização baseados em fasores de tensão e corrente pré-falta, <i>wavelets</i> e comparação de ciclos.....	93
Tabela 6.1 - Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pré-falta, linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP. ....	120
Tabela 6.2 - Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pós-falta, linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP. ....	120
Tabela 6.3 - Região de provável localização da falta, casos A e B, com aproximadamente 95,45% de confiança.....	121
Tabela 6.4 - Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pré-falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais. ....	137
Tabela 6.5 - Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pós-falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais. ....	138

Tabela 6.6 - Região de provável localização da falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais, com aproximadamente 95,45% de confiança. .... 139

---

# Lista de Siglas e Abreviaturas

---

ABNT	Associação Brasileira de Normas e Técnicas
<i>acr</i>	Acurácia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
EMTP	<i>Eletromagnetic Transients Program</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GRD	Grau de redundância global
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LT	Linha de transmissão
PMU <sup>1</sup>	<i>Phasor Measurement Unit</i>
Rf	Resistência de falta
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC <sup>1</sup>	Transformador de corrente
TDF	Transformada Discreta de Fourier
TI <sup>1</sup>	Transformador para instrumento
TP <sup>1</sup>	Transformador de potencial
TPC <sup>1</sup>	Transformador de potencial capacitivo
TPI <sup>1</sup>	Transformador de potencial indutivo
TW	Transformada <i>Wavelet</i>
TWD	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta
WLS	<i>Weighted Least Squares</i>

---

<sup>1</sup> Plural das siglas será adotado conforme as referências:

LUFT, C. P. **Novo Guia Ortográfico**. 3. ed. São Paulo: Globo, 2013.

ALMEIDA, N. M. **Dicionário de questões vernáculas**. São Paulo: Caminho Suave, 1981.

---

# Lista de Símbolos

---

$\underline{Z}_c$	Impedância característica da linha
$\underline{\gamma}$	Constante de propagação da linha
$\underline{Z}_{abc}$	Matriz de impedância série, por unidade de comprimento, da linha de transmissão
$\underline{v}_{abc1}$ e $\underline{v}_{abc2}$	Fasores trifásicos de tensão nos terminais 1 e 2
$\underline{i}_{abc1}$ e $\underline{i}_{abc2}$	Fasores trifásicos de corrente nos terminais 1 e 2
$\mathbf{z}$	Vetor de medidas
$\mathbf{h}(\mathbf{x})$	Vetor de funções de medição
$\mathbf{e}$	Vetor de erros
$\mathbf{x}$	Vetor de variáveis de estado
$\hat{\mathbf{x}}$	Vetor de variáveis de estados estimado
$\mathbf{x}_e$	Vetor de variáveis de estado do subproblema que estima as variáveis de estado convencionais
$\mathbf{x}_p$	Vetor de variáveis de estado do subproblema que estima parâmetros
$\mathbf{R}_z$	Matriz de covariância dos erros das medidas
$m$	Número de medidas
$n$	Número de variáveis de estado
$\sigma_i^2$	Variância do erro associado à medida $z_i$
$J(\mathbf{x})$	Função objetivo representada pelo somatório dos quadrados dos resíduos, ponderados pelas variâncias $\sigma_i^2$
$\mathbf{g}(\mathbf{x})$	Gradiente de $J(\mathbf{x})$

$G(x)$	Matriz de ganho
$H(x)$	Matriz jacobiana
$H_e(x)$	Matriz jacobiana do subproblema de estados
$H_p(x)$	Matriz jacobiana do subproblema de parâmetros
$\Delta x$	Vetor de resíduos das variáveis de estado
$\Delta z$	Vetor de resíduos das medidas
$\chi^2_{(m-n),p}$	Distribuição qui-quadrado que representa o máximo valor aceitável para $J(\hat{x})$
$r$	Vetor residual de medidas
$II_i$	Índice de inovação
$CME_i$ e $CME_i^N$	Erro de medição composto e erro de medição composto normalizado
$CNE_i$	Erro normalizado composto
$z_i^{EG}$	Valor da medida com erro grosseiro
$z'_i$	Valor corrigido da medida $i$
$L_r$	Limite de erro sistemático
$\sigma_r$ e $\sigma_r^2$	Desvio padrão e variância sistemática
$R_1$ e $R_2$	Resistências dos enrolamentos primários e secundário de um transformador
$X_{d1}$ e $X_{d2}$	Reatâncias de dispersão dos circuitos primário e secundário de um transformador
$R_2' + jX_{d2}'$	Impedância secundária de um transformador referida ao primário
$I_0$	Corrente de excitação
$\underline{I}_1$ e $\underline{I}_2$	Valor exato da corrente no primário e secundário de um transformador
$\underline{V}_1$ e $\underline{V}_2$	Valor exato da tensão no primário e secundário de um transformador
$\underline{I}_2'$	Corrente secundária referida ao primário ou corrente secundária

	medida
$\underline{V}_2'$	Tensão secundária referida ao primário ou tensão secundária medida
$I_{1n}$ e $I_{2n}$	Correntes primária e secundária nominais de um transformador
$\underline{E}_1$ e $\underline{E}_2$	Forças eletromotrizes geradas pelo fluxo comum
$R_m$ e $X_m$	Resistência de perdas no núcleo e reatância de magnetização
$N_1$ e $N_2$	Número de espiras no primário e secundário de um transformador
$\gamma$	Erro de fase de um TP
$\beta$	Erro de fase de um TC
$\varepsilon_c$ e $\varepsilon_p$	Erro de relação de um TC e de um TP
$K_{cn}$ e $K_{pn}$	Relação de transformação nominal do TC e do TP
$K_{cr}$ e $K_{pr}$	Relação de transformação real do TC e do TP
$FCR_C$ e $FCR_P$	Fator de correção de relação do TC e TP
$FCT_C$ e $FCT_P$	Fator de correção de transformação do TC e TP
$\underline{y}_s$	Admitância série total da linha
$\underline{y}_{sh}$	Admitância <i>shunt</i> da linha em cada terminal
$V_p$ e $V_q$	Módulo da tensão nos terminais $p$ e $q$
$\theta_{V_p}$ e $\theta_{V_q}$	Ângulo da tensão nos terminais $p$ e $q$
$I_p$ e $I_q$	Módulo da corrente nos terminais $p$ e $q$
$\theta_{I_p}$ e $\theta_{I_q}$	Ângulo da corrente nos terminais $p$ e $q$
$P_p$ e $P_q$	Potência ativa nos terminais $p$ e $q$
$Q_p$ e $Q_q$	Potência reativa nos terminais $p$ e $q$
$\theta$	Ângulo de sincronização
$\theta_{pq}$	Ângulo de defasagem entre as tensões dos terminais $p$ e $q$
$\alpha$	Diferença angular entre $\theta_{pq}$ e $\theta$

$g$	Condutância série total da linha
$b$	Susceptância série total da linha
$\alpha_{est}$	$\alpha$ que resulta do processo de estimação
$\theta_{est}$	Diferença angular entre $\theta_{pq}$ medido e $\alpha_{est}$
$L$	Comprimento da linha
$DL$	Distância de falta em relação ao comprimento total da linha
$\sigma_{DL}^2$	Variância da distância de falta $DL$
$L_{DL}$	Limite do erro da distância de falta $DL$
$R_k$ e $X_k$	Resistência e reatância série totais, sequencia $k$ , de uma linha de transmissão
$L_{(v,i)}$	Limite do erro de uma grandeza de tensão ou corrente
$\sigma_{(v,i)}^2$	Variância de uma grandeza de tensão ou corrente
$V_{med(TI)}$	Tensão medida pelo transformador para instrumento
$V_{med(reg)}$	Tensão medida pelo registrador digital
$\sigma_{(\theta v, \theta i)}^2$	Variância do ângulo de defasagem de uma grandeza de tensão ou corrente
$\sigma_{(\theta_{G1G2})}^2$	Variância da diferença angular de duas grandezas fasoriais
$V_{pk}$ e $V_{qk}$	Módulo da tensão, sequência $k$ , nos terminais $p$ e $q$
$I_{pk}$ e $I_{qk}$	Módulo da corrente, sequência $k$ , nos terminais $p$ e $q$
$\theta_{V_{pk}}$ e $\theta_{V_{qk}}$	Ângulo da tensão, sequência $k$ , nos terminais $p$ e $q$
$\theta_{I_{pk}}$ e $\theta_{I_{qk}}$	Ângulo da corrente, sequência $k$ , nos terminais $p$ e $q$

---

# Capítulo 1

## Introdução

---

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como função básica fornecer aos consumidores um produto contínuo e de qualidade. Para isso, padrões de desempenho especificados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) precisam ser cumpridos pelas empresas concessionárias, de tal forma a garantirem a confiabilidade do fornecimento de energia e a conformidade dos níveis de tensão quando da ocorrência de perturbações e quando da operação normal em regime permanente. Assim, assegura-se que o sistema de energia será capaz de manter-se funcionando por mais tempo, inibindo as falhas devido ao desgaste de equipamentos e evitando a ocorrência de perdas.

É válido destacar que todo sistema elétrico está sujeito a interrupções no fornecimento devido a problemas tanto internos quanto externos. Nesse contexto, as linhas de transmissão representam o elemento do sistema mais susceptível à ocorrência de problemas, principalmente por terem grandes extensões e por se localizarem em ambientes de difícil acesso, o que geralmente dificulta a manutenção e o monitoramento.

O sistema elétrico brasileiro é formado por inúmeras e extensas linhas de transmissão, visto que existe a necessidade de interligar os centros de consumo aos centros de geração, os quais estão geralmente distantes. Quando ocorre uma falta permanente em uma dessas linhas, o trabalho das equipes de manutenção para localizar o ponto de falta é habitualmente demorado, uma vez que não se sabe exatamente onde o defeito ocorreu. Neste sentido, estudos relacionados à localização de faltas em linhas de transmissão têm sido muito frequentes na literatura, e possuem o objetivo comum de determinar precisamente o local da falta, otimizando o trabalho das equipes de manutenção para restabelecer o suprimento de energia o mais rápido possível, aumentando a continuidade do fornecimento e diminuindo os inconvenientes que são acarretados pela ausência de energia elétrica.

A seguir, apresenta-se um breve resumo sobre o estado da arte relacionado ao tema proposto neste trabalho: localização de faltas em linhas de transmissão.

## 1.1 Estado da arte

Na literatura, existem diversos métodos para localização de faltas em linhas de transmissão, que têm sido classificados em duas categorias: métodos baseados em componentes de frequência fundamental (fasores fundamentais) e métodos baseados em componentes de alta frequência (ondas viajantes). Ambos podem ser aplicados a sistemas que possuem dados monitorados por um, dois ou múltiplos terminais.

A revisão bibliográfica apresentada aqui está dividida em duas partes. A primeira parte apresenta artigos diversos existentes na literatura, relacionados à localização de faltas em linhas de transmissão, incluindo os métodos baseados em componentes de frequência fundamental e os baseados em componentes de alta frequência. O principal objetivo dessa subseção é exatamente retratar a diversidade de estratégias que estão contidas na literatura e que tratam do tema. A segunda parte apresenta apenas os métodos que utilizam a teoria de estimação de estados para realizar a localização de faltas.

### 1.1.1 Localização de faltas: métodos baseados em fasores fundamentais e ondas viajantes

Takagi et al. (1981) propuseram um método para localização de faltas em linhas de transmissão considerando medições efetuadas em apenas um terminal. O método utiliza a Transformada Discreta de Fourier (TDF) para extração de fasores fundamentais de tensão e de corrente, bem como componentes superpostos e modais dessas grandezas para o cálculo da distância de falta  $d$ , que é encontrada a partir da solução da seguinte equação não linear, pelo método de Newton-Raphson:

$$\text{Imag} \left[ \frac{A(d)V_S' - B(d)I_S'}{C(d)V_S'' - D(d)I_S''} \right] = 0 \quad (1.1)$$

Na equação (1.1),  $A(d) = D(d) = \cosh(\underline{\gamma}d)$ ;  $B(d) = \underline{Z}_C \sinh(\underline{\gamma}d)$ ;  $C(d) = \sinh(\underline{\gamma}d) / \underline{Z}_C$ , sendo  $\underline{Z}_C$  a impedância característica da linha,  $\underline{\gamma}$  a constante de propagação

da linha,  $d$  a distância de falta,  $\underline{V}'_S$  e  $\underline{I}'_S$  os fasores de tensão e corrente pós-falta no terminal  $S$  (local) da linha de transmissão (LT), respectivamente, e  $\underline{V}''_S$  e  $\underline{I}''_S$  a diferença entre os fasores de tensão e corrente pós-falta e pré-falta, respectivamente, no terminal  $S$  da linha de transmissão.

Apesar dos métodos baseados em dados de um terminal possuírem a grande vantagem de utilizarem apenas informações do terminal local da linha, o que evita a necessidade de sincronização ou de canais de comunicação, de forma geral, estes são menos eficientes comparados às ferramentas que utilizam dados de dois terminais, visto que podem ser influenciados mais facilmente por correntes provenientes dos terminais remotos da linha e pela resistência de falta ( $R_f$ ) (COURY et al., 2007).

Johns e Jamali (1990) desenvolveram um método para localização de faltas que utiliza fasores fundamentais de tensão e de corrente, extraídos em regime permanente pós-falta, de ambos os terminais de uma linha de transmissão. No método, a LT é representada a partir de parâmetros distribuídos, necessitando, portanto, de resistência, indutância e capacitância da linha, por unidade de comprimento, como dados de entrada. O equacionamento do localizador é descrito a seguir, considerando o circuito monofásico representado na Figura 1.1.

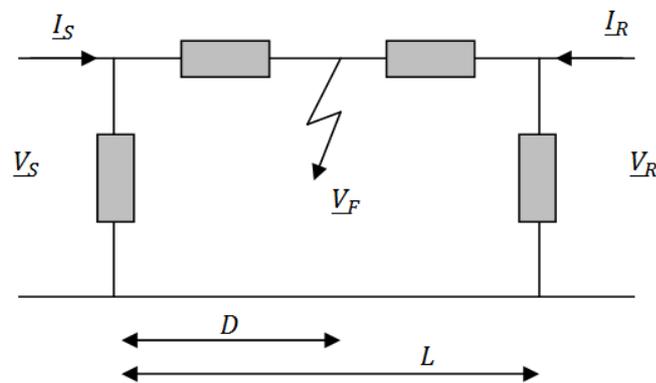


Figura 1.1 - Circuito  $\pi$ -equivalente – linha de transmissão longa.

A partir da Figura 1.1, tem-se que:

$$\underline{V}_F = \cosh(\underline{\gamma}D) \underline{V}_S - \underline{Z}_C \sinh(\underline{\gamma}D) \underline{I}_S \quad (1.2)$$

$$\underline{V}_F = \cosh[\underline{\gamma}(L - D)] \underline{V}_R - \underline{Z}_C \sinh[\underline{\gamma}(L - D)] \underline{I}_R \quad (1.3)$$

Nas equações (1.2) e (1.3):

$\underline{V}_F$ : tensão pós-falta, no ponto de falta, em regime permanente.

$\underline{Z}_C$ : impedância característica da linha.

$\underline{\gamma}$ : constante de propagação da linha.

$L$ : comprimento total da linha.

$D$ : distância à falta.

$\underline{V}_S$  e  $\underline{V}_R$ : fasores de tensão nos terminais  $S$  e  $R$  da linha de transmissão, respectivamente.

$\underline{I}_S$  e  $\underline{I}_R$ : fasores de corrente nos terminais  $S$  e  $R$  da linha de transmissão, respectivamente.

A partir das equações (1.2) e (1.3), obtém-se:

$$D = \text{real} \left( \frac{\arctanh \left( \frac{-\underline{B}/\underline{A}}{\underline{\gamma}} \right)}{\underline{\gamma}} \right). \quad (1.4)$$

Na equação (1.4), tem-se que:

$$\underline{A} = \underline{Z}_C \cosh(\underline{\gamma}L) \underline{I}_R - \sinh(\underline{\gamma}L) \underline{V}_R + \underline{Z}_C \underline{I}_S \quad (1.5)$$

$$\underline{B} = \cosh(\underline{\gamma}L) \underline{V}_R - \underline{Z}_C \sinh(\underline{\gamma}L) \underline{I}_R - \underline{V}_S \quad (1.6)$$

Para obtenção da distância de falta em um sistema trifásico, os autores propõem a aplicação da transformação modal de tal forma a obter três circuitos monofásicos independentes, para os modos de propagação 1, 2 e 3, que podem ser representados individualmente conforme a Figura 1.1. Assim, para um sistema trifásico, a distância de falta  $D$  poderá ser calculada conforme (1.4), a partir de qualquer um dos modos de propagação (1, 2 ou 3).

Girgis et al. (1992) propuseram um método para localização de faltas baseado em dados de dois e três terminais de linhas de transmissão, sendo independente de fatores como resistência de falta e tipo de falta, segundo os autores. No método, representa-se a LT através de sua impedância série, desprezando sua capacitância *shunt*, e utilizam-se fasores fundamentais trifásicos de tensão e de corrente para determinar a distância de falta. Os autores

apresentam um equacionamento específico para dados de entrada sincronizados, e outro para dados não sincronizados, sendo este último formulado por equações pós-falta e um processo iterativo que objetiva encontrar tanto a distância de falta quanto o ângulo de sincronização entre a barra de referência e as demais barras do sistema. O equacionamento geral do método para linhas de transmissão de dois terminais, admitindo dados sincronizados, é apresentado a seguir, conforme a representação unifilar da LT da Figura 1.2.

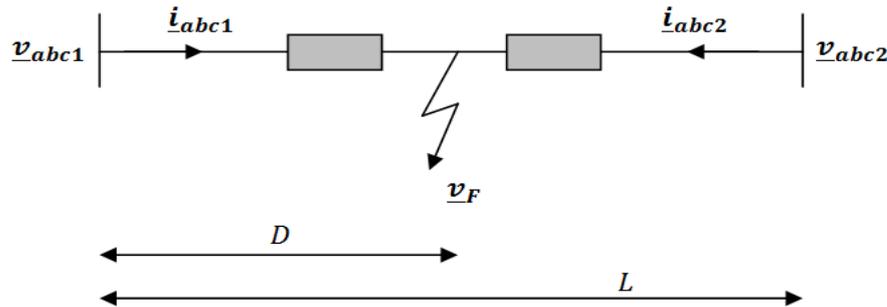


Figura 1.2 – Representação unifilar da linha de transmissão curta.

Considerando que os fasores trifásicos de tensão e de corrente nos barramentos 1 e 2 estejam sincronizados, os vetores trifásicos de tensão nessas barras podem ser representados em função dos vetores trifásicos de corrente da forma descrita nas equações (1.7) e (1.8).

$$\underline{v}_F = \underline{v}_{abc1} - D\underline{Z}_{abc}\underline{i}_{abc1} \quad (1.7)$$

$$\underline{v}_F = \underline{v}_{abc2} - (L - D)\underline{Z}_{abc}\underline{i}_{abc2} \quad (1.8)$$

Igualando as equações (1.7) e (1.8), obtém-se:

$$\underline{v}_{abc1} - \underline{v}_{abc2} + L\underline{Z}_{abc}\underline{i}_{abc1} = D\underline{Z}_{abc}(\underline{i}_{abc1} + \underline{i}_{abc2}) \quad (1.9)$$

Nas equações (1.7) a (1.9), tem-se que:

$\underline{v}_{abc1}$  e  $\underline{v}_{abc2}$  são os fasores trifásicos de tensão nos terminais 1 e 2, respectivamente.

$\underline{Z}_{abc}$  representa a matriz de impedância série, por unidade de comprimento, da linha de comprimento  $L$ .

$\underline{i}_{abc1}$  e  $\underline{i}_{abc2}$  são os fasores trifásicos de corrente nos terminais 1 e 2, respectivamente.

A equação (1.9) pode ser reescrita na forma trifásica apresentada na equação (1.10), a qual representa três equações complexas ou seis equações reais e uma incógnita,  $D$ .

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_a \\ \underline{y}_b \\ \underline{y}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{m}_a \\ \underline{m}_b \\ \underline{m}_c \end{bmatrix} D \quad \text{ou} \quad \underline{y} = \underline{m}D \quad (1.10)$$

A solução para  $D$ , na equação (1.10), é obtida pelo método dos mínimos quadrados, tendo a seguinte expressão:

$$D = \text{real} \left( (\underline{m}^+ \underline{m})^{-1} \underline{m}^+ \underline{y} \right). \quad (1.11)$$

Na equação (1.11),  $\underline{m}^+$  é a representação transposta conjugada de  $\underline{m}$ .

Aggarwal et al. (1993) apresentaram um método para localização de faltas em linhas de transmissão monitoradas em três terminais, o qual foi elaborado a partir dos estudos de Johns e Jamali (1990). O algoritmo de localização desenvolvido baseia-se na utilização de formas de onda de tensão e de corrente de todos os terminais da LT, sendo as formas de onda filtradas pela TDF, com o objetivo de extrair fasores fundamentais de tensão e corrente em regime permanente. O método faz uso da teoria da superposição, da teoria modal e considera que os dados provenientes dos três terminais estejam previamente sincronizados. Segundo os autores, o método é independente da resistência de falta, das variações na impedância da fonte e da configuração da linha, inclusive quanto à transposição.

Em Novosel et al. (1996) apresenta-se uma proposta de localização que usa fasores de tensão e de corrente não sincronizados de dois terminais da linha. Primeiramente, busca-se determinar o valor do ângulo de sincronização entre os sinais envolvidos. Para isso, utiliza-se o método iterativo de Newton-Raphson, que compara a diferença do ângulo calculado entre duas iterações sucessivas do método com um valor de tolerância preestabelecida. Sendo a diferença calculada menor que a tolerância, o processo iterativo converge, determinando o ângulo que fará a sincronização dos fasores dos dois terminais da linha. O método de localização requer uma estimativa inicial do ângulo de sincronização, fator que não representa um problema, segundo os autores, em virtude da rápida convergência em diversos testes realizados considerando-se a incógnita com valor inicial igual a zero. O localizador desenvolvido utiliza ainda circuitos de sequência no equacionamento e mostra-se preciso, com erros inferiores a 1%, quanto a variações de tipo e resistência de falta.

Outra abordagem baseada em medidas não sincronizadas é apresentada por Zamora et al. (1996). Tal método utiliza o princípio da superposição, considerando fasores de tensão pré-

falta e pós-falta no equacionamento. No localizador, utiliza-se ainda o modelo  $\pi$  de sequência positiva da linha de transmissão. A localização da falta é estimada pelo fator de distância,  $k_v$ , definido como:

$$k_v = \left| \frac{V_{S1}}{V_{R1}} \right|. \quad (1.12)$$

Na expressão (1.12),  $V_{S1}$  e  $V_{R1}$  são as tensões de sequência positiva nos terminais  $S$  e  $R$  da LT em falta. Essas tensões dependem de todas as impedâncias do modelo e da própria distância ao ponto de falta. O método não requer o conhecimento da resistência de falta e do tipo de falta.

Magnano e Abur (1998) apresentaram um método para localização de faltas em linhas de transmissão baseado em componentes de alta frequência, o qual utiliza a Transformada *Wavelet* (TW) para identificar os instantes de chegada das ondas viajantes às barras terminais da linha, no momento da falta. Os autores testaram a proposta considerando dados monitorados em um e dois terminais da linha de transmissão, e verificaram bom desempenho do método até em linhas de circuito duplo e linhas compensadas por meio de capacitores série. Contudo, os próprios autores enfatizam que o bom desempenho do algoritmo de localização está condicionado à presença de medições com altas taxas de amostragem.

Gong et al. (2000) desenvolveram um algoritmo para localização de faltas que utiliza sinais de tensão e de corrente provenientes de dois ou três terminais da LT. O equacionamento do localizador é feito por meio de equações diferenciais, em que o efeito da resistência de falta é completamente eliminado. A proposta admite o uso de GPS (*Global Positioning System*) para uma ideal sincronização dos dados, que são transferidos através de modem e linha telefônica.

Jiang et al. (2000) propuseram um método de localização de faltas acoplado a um algoritmo de estimação de parâmetros da linha de transmissão. Essa abordagem pretende eliminar incertezas de parâmetros, causadas, por exemplo, pelo envelhecimento da linha. Além disso, os autores consideraram que, no método, a sincronização de registros é realizada por GPS e a extração de fasores por PMUs (*Phasor Measurement Units*). O equacionamento do localizador é fundamentado na utilização de componentes modais, e o método de localização baseia-se, sequencialmente, na extração de fasores fundamentais dos dois terminais da LT, transformação modal dos fasores sincronizados, estimação de parâmetros

modais da LT e localização da falta. O método precisa de monitoramento contínuo da linha de transmissão e PMUs para sincronização dos dados e estimação de parâmetros *on-line*.

Shengfang et al. (2004) apresentaram um algoritmo para localização de faltas em linhas de transmissão com circuitos duplos. Consideraram o uso de PMUs para obtenção de dados de tensão e corrente, os quais são usados para estimar *on-line* os parâmetros da linha: impedância série e capacitância *shunt*. O equacionamento de localização proposto considera o modelo de linha a parâmetros concentrados e depende ainda da impedância de geração, a qual também é calculada de modo *on-line* a partir das medições obtidas por PMUs. Para aplicar o método a linhas de circuito duplo, os autores apenas admitem que a estimação de parâmetros já inclui os efeitos mútuos da rede, o que estende a aplicabilidade do método a este tipo de configuração. Em 2007, Chunju et al. apresentaram um trabalho que estendia a aplicabilidade deste método de Shengfang et al. (2004) a linhas com múltiplos terminais.

Brahma (2006) apresentou um esquema para localização de faltas em linhas monitoradas em dois terminais. Trata-se de um método iterativo que usa as propriedades da matriz impedância de barra, bem como medidas sincronizadas de ambos os terminais da linha para localizar a falta. Necessita de informações da impedância da fonte, que são calculadas pelo uso de componentes de sequência positiva dos fasores de tensão e corrente de pré e pós-falta. Os resultados apresentados são oriundos de simulações no *software* EMTP (*Eletromagnetic Transients Program*), em que diferentes tipos, resistências e distâncias de falta foram avaliados.

Radojevic e Terzija (2006) propuseram um algoritmo para localização e análise de faltas em linhas que possuem dados monitorados em dois terminais. Para isso, utilizam uma modelagem matemática da resistência do arco elétrico na falta, a qual é calculada utilizando as componentes harmônicas dos sinais de tensão e corrente, obtidas pela Transformada Discreta de Fourier. Dependendo da amplitude encontrada para a resistência, o algoritmo determina se a falta é permanente ou transitória. O método utiliza dados que são medidos e sincronizados por PMUs instalados nos dois terminais da linha.

Liao e Elangovan (2006) apresentaram uma proposta de localização de faltas em linhas de transmissão que não pressupõe o conhecimento prévio dos parâmetros da linha. Baseia-se no uso de dados de tensão e de corrente pós-falta, os quais não precisam estar sincronizados. O equacionamento proposto pelos autores é feito admitindo faltas em linhas de transmissão monitoradas em dois terminais, cujo modelo considera parâmetros concentrados.

O problema resume-se a encontrar o vetor de incógnitas  $x = [m, \delta, R_s, X_s, R_m, X_m]$ , para determinar tanto a distância de falta, como os parâmetros da linha. Nesse vetor,  $m$  corresponde à distância de falta,  $\delta$  é o ângulo de sincronização,  $R_s$  e  $R_m$  são as resistências próprias e mútuas da linha, respectivamente, e  $X_s$  e  $X_m$  são as reatâncias próprias e mútuas da linha, respectivamente. O método de localização utiliza o método iterativo de Newton-Raphson para encontrar as incógnitas do problema, no entanto, seu emprego é restrito a faltas assimétricas e possui as imprecisões decorrentes da modelagem da linha.

Em 2007, Liao propôs outro método para localização de faltas sem o conhecimento prévio dos parâmetros da linha. Nesse artigo, duas abordagens são utilizadas para encontrar os parâmetros da LT, sendo a primeira equacionada com dados não sincronizados de pré-falta e de pós-falta, e a segunda utilizando dados sincronizados apenas de pré-falta, bem como um conjunto redundante de equações representando fasores de tensão e de corrente extraídos em diferentes instantes de operação do sistema. De acordo com o autor, a segunda abordagem foi elaborada de tal forma a se ter um método de localização mais imune a imprecisões da medição, no entanto, necessita de fasores sincronizados.

Em 2008, Liao apresentou um método de localização que utiliza apenas dados de tensão e de corrente pós-falta. A aplicabilidade do método restringe-se a faltas assimétricas e o modelo da linha a parâmetros distribuídos é utilizado para garantir maior exatidão aos resultados. Um algoritmo de estimação de parâmetros é acoplado ao método de localização, que pretende encontrar simultaneamente, por meio de equações da rede em falta e um processo iterativo baseado em mínimos quadrados, incógnitas como a distância de falta, o ângulo de sincronização e a resistência, a reatância e a susceptância *shunt* da linha por unidade de comprimento.

Silva et al. (2008) descreveram um algoritmo para localização de faltas em linhas monitoradas em três terminais, baseado tanto nas componentes de alta frequência do sinal de falta, quanto nas componentes de baixa frequência. Trata-se de um algoritmo que se ajusta aos dados apresentados e “decide”, de acordo com o nível de ruído do sinal, se a localização deve ser feita através do método por ondas viajantes ou pelo método da frequência fundamental. A Transformada *Wavelet* é usada para extrair as componentes de alta e de baixa frequência. Os dados dos três terminais devem estar sincronizados.

Outro método para localização de faltas é proposto por Liu et al. (2008) para linhas de transmissão com N terminais ( $N \geq 3$ ). O método utiliza PMUs e consiste na aplicação, para

cada trecho da linha, da localização de faltas tradicional que se baseia em fasores fundamentais sincronizados de dois terminais da LT. Assim, a linha que possui N terminais é tratada como diversas linhas de dois terminais, e o algoritmo é capaz de indicar a seção onde ocorreu a falta e a sua localização. O método pode ainda ser incorporado a outros algoritmos (desde que estes usem dados de tensão e corrente sincronizados) que utilizem a técnica de localização de faltas baseada em dados de dois terminais.

Preston, Radojevic e Terzija (2010) desenvolveram um método para localizar faltas em linhas de transmissão, cujo equacionamento não depende dos parâmetros da linha e pode localizar qualquer tipo de falta assimétrica. O algoritmo requer dados sincronizados, os quais, segundo os autores, podem ser obtidos por PMUs. O modelo de linha a parâmetros concentrados é utilizado para equacionar o localizador de faltas, e o método de localização depende apenas de fasores de tensão e corrente medidos em ambos os terminais de uma linha de transmissão, não necessitando de qualquer algoritmo de estimação de parâmetros, já que estes são eliminados do problema.

Apostolopoulos e Korres (2010) também propuseram um algoritmo para localização de faltas que é independente dos parâmetros da linha e que pode ser aplicado a linhas transpostas e não transpostas. O método utiliza o modelo de linha a parâmetros concentrados, medidas não sincronizadas de pré e pós-falta no equacionamento, bem como uma abordagem em dois estágios para determinar a distância de falta. No primeiro estágio, dados de tensão e de corrente de pré e pós-falta são utilizados para encontrar estimativas iniciais das incógnitas do problema, distância de falta e ângulo de sincronização, por meio de um processo iterativo de Newton-Raphson. Os parâmetros da linha são eliminados do equacionamento e a capacitância é considerada nula nesta primeira etapa. No segundo estágio, as estimativas iniciais da distância de falta e do ângulo de sincronização são inseridas em outro processo iterativo, no qual são levados em conta os efeitos da capacitância *shunt* do circuito equivalente, objetivando encontrar o ângulo de sincronização e o local da falta de forma mais precisa.

Em 2011, Apostolopoulos e Korres desenvolveram um método para localização de faltas em linhas de transmissão com circuitos duplos, também considerando medidas não sincronizadas de tensão e de corrente. O algoritmo é independente dos parâmetros da linha, a qual é modelada a parâmetros concentrados e por componentes de sequência. O método apresenta-se ainda diferenciado para localização de faltas em linhas transpostas e linhas não transpostas. As incógnitas do problema são a distância da falta e o ângulo de sincronização, as quais são calculadas por um método numérico.

Em 2013, Cavalcante et al. propuseram uma metodologia para localização de faltas em linhas de transmissão baseada em ondas viajantes e morfologia matemática. O algoritmo contém três módulos: detecção, classificação e localização da falta. Nos dois primeiros módulos, a *Wavelet* Morfológica de Haar é utilizada para fazer o processamento dos sinais de corrente medidos em um terminal da linha. Na etapa de localização, utilizou-se um filtro morfológico para detectar o tempo de chegada e a polaridade das ondas viajantes geradas no momento do curto-circuito. Segundo os autores, a metodologia pode ser facilmente adaptada para trabalhar com dados de dois terminais da linha.

Também em 2013, Lopes et al. desenvolveram um método para detecção de ondas viajantes, a partir da Transformação de Park, para fins de localização de faltas. O método faz a detecção e a determinação do tempo de chegada das ondas viajantes aos terminais da linha no momento da falta. A técnica implementada ainda é auto-adaptativa, apresentando detecções confiáveis de transitórios em situações que exista ruído ou desequilíbrio entre fases, por exemplo. Para validação do método, os autores utilizam o clássico algoritmo de localização de faltas baseado em ondas viajantes, que considera dados de dois terminais, os quais foram obtidos a partir de simulação no *software* ATP (*Alternative Transients Program*).

Em 2014, Lopes et al. propuseram outro método de localização de faltas, desta vez baseado em fasores fundamentais, que pode ser aplicado a linhas que possuem um pouco mais de meio comprimento de onda. Os autores mostraram que os algoritmos convencionais de localização não apresentam bom desempenho ao avaliar este tipo de linha especificamente, mesmo aqueles que consideram a capacitância *shunt* no equacionamento. Assim, a partir das ideias de Johns e Jamali (1990), desenvolveram uma técnica de localização não iterativa, baseada no modelo de linha a parâmetros distribuídos, e que utiliza dados sincronizados de dois terminais da linha de transmissão. O método foi testado para uma grande variedade de faltas, linhas transpostas e perfeitamente transpostas, considerando uma LT de 1000 kV, 2613 km de comprimento, simulada no *software* EMTP.

### **1.1.2 Localização de faltas: métodos baseados em estimação de estados**

Richards e Tan (1982) apresentaram um método para localização de faltas em linhas de transmissão baseado na teoria de estimação de estados. No algoritmo se faz uso de componentes de frequência fundamental, medidas de um único terminal da LT e modelo de

linha a parâmetros concentrados. A distância de falta e a resistência de falta são estimadas pelo método, no entanto, nenhuma análise ou tratamento dos erros das medidas foram apresentados para caracterizar o estimador proposto. Em 1983, os mesmos autores incluíram o efeito da saturação de transformadores de corrente (TCs) no método. Para isso, adicionaram, ao modelo de estimação, um conjunto de equações que depende dos parâmetros da curva de saturação do TC, parâmetros esses tidos como variáveis de estado do problema (RICHARDS; TAN, 1983).

Em 2007, Liao e Kezunovic apresentaram um método de localização capaz de determinar a distância de falta por meio de estimação de estados. Considera-se na formulação dados provenientes de dois terminais da LT, e linha de transmissão a parâmetros distribuídos, no entanto, os autores não modelam apropriadamente as variâncias das medidas, assumindo que elas são muito pequenas e igualmente precisas em todas as situações analisadas. Além disso, o método usa o ângulo de sincronização como uma medida, mas uma variância realística associada a este parâmetro não é de fato conhecida em casos reais.

Shiroei et al. (2009) desenvolveram uma metodologia para localização de faltas também baseada na teoria de estimação de estados. O algoritmo considera medidas de tensão e de corrente originadas de PMUs, que estão instalados nos dois terminais da linha de transmissão. A LT é modelada a partir de parâmetros distribuídos e um método para detecção de erros grosseiros é incluído na metodologia. Os autores modelam os erros de medição a partir de um ruído gaussiano, e a validação da metodologia é feita a partir de simulações no *software* EMTP, considerando um sistema de transmissão de 500 kV. Vale salientar que as medidas oriundas de PMUs requeridas pelo método de localização não estão disponíveis em grande parte das empresas concessionárias de energia.

Kang e Liao (2012) propuseram uma metodologia de localização que pode ser aplicada a sistemas que possuem dados monitorados por um, dois ou múltiplos terminais. Quando múltiplas medidas de tensão estiverem disponíveis, um estimador de estados é utilizado para localizar a falta. Este estimador tem como base as ideias de Liao e Kezunovic (2007), mas, aplica-se a linhas de transmissão de circuito duplo. A formulação do algoritmo localizador baseia-se na matriz impedância de barra, considerando o modelo de linha de transmissão a parâmetros distribuídos, e depende apenas de sinais de tensão, que não necessariamente precisam ser da linha em falta. Em 2013, os mesmos autores apresentaram os resultados da metodologia quando apenas sinais de corrente são utilizados (KANG; LIAO,

2013). Ambas as metodologias possuem a mesma característica apresentada por Liao e Kezunovic (2007), de não modelar apropriadamente as variâncias das medidas.

## 1.2 Motivação da tese

A partir do exposto, verifica-se que, na literatura, existem diversas propostas relacionadas à localização de faltas em linhas de transmissão. Algumas são baseadas em fasores fundamentais de tensão e corrente, que podem ser obtidos a partir de dados de um terminal, dois terminais e múltiplos terminais. Algoritmos para localização de faltas baseados na teoria de ondas viajantes também são encontrados na literatura, e têm se destacado por apresentarem resultados com altos níveis de exatidão. Contudo, sabe-se que estes métodos possuem algumas limitações, apresentando baixo desempenho nos casos em que as grandezas elétricas possuem baixas taxas de amostragem (característica da maioria dos registros digitais), ruído ou descrevem faltas que não possuem transitórios eletromagnéticos de alta frequência significativos (ANCELL; PAHALAWATHTHA, 1994). Nessas situações algoritmos baseados em fasores fundamentais poderiam apresentar um melhor desempenho e, assim, poderiam substituir ou até mesmo colaborar com os métodos baseados em ondas viajantes.

Na literatura, observou-se ainda que, além das imprecisões que o próprio modelo do localizador pode inserir no processo de indicação de faltas, existem ainda diversos fatores que podem influenciar na exatidão de um algoritmo de localização de faltas. Os parâmetros da linha de transmissão, por exemplo, não são constantes durante todo o tempo, pois podem ser afetados diretamente por variações climáticas e pelas condições de carregamento do sistema, influenciando na localização de faltas (LIAO; KANG, 2009). Alguns trabalhos contornam essa situação excluindo esses parâmetros do equacionamento, ou transformando-os em incógnitas do problema.

A má sincronização de registros oscilográficos também é outro fator que pode influenciar negativamente na exatidão de algoritmos localizadores (CRUZ et al., 2012), por isso, a maior parte dos pesquisadores prefere admitir em seus trabalhos dados previamente sincronizados por PMUs. Vale salientar que estes equipamentos, os quais medem grandezas fasoriais utilizando o sistema GPS, ainda representam uma tecnologia de custo elevado, em que seus benefícios devem justificar a instalação de uma grande estrutura de comunicação

(ANDRADE, 2008), além de também ser passível de defeitos ou de perda no sinal de GPS, o que pode ocasionar registro de dados não sincronizados. Dessa forma, os métodos de sincronização de dados via *software* ainda se constituem importantes ferramentas para auxiliar na extração de fasores, e, conseqüentemente, no processo de localização de faltas em linhas de transmissão.

Medidas de tensão e de corrente corrompidas com erros sistemáticos também podem inserir erros relevantes no processo de localização de faltas, principalmente se for levado em conta que transformadores para instrumentos (TIs) e registradores digitais introduzem erros em medidas de tensão e de corrente que são permitidos por norma, erros esses oriundos da classe de exatidão dos respectivos instrumentos. Nesse contexto, os processos para localização de faltas baseados em estimação de estados, presentes na literatura, que visam reduzir o impacto de medidas com erros grosseiros na indicação de faltas, não modelam corretamente as variâncias dos erros associados a essas medidas.

### **1.3 Objetivos gerais**

Desenvolver uma metodologia para localização de faltas em linhas de transmissão baseada na teoria de estimação de estados, a qual seja capaz de determinar o valor mais provável da distância de falta, e sua respectiva variância, a partir da consideração de dados não sincronizados e medidas errôneas de tensão e de corrente, oriundas de dois terminais da LT. Os erros em medições considerados neste trabalho são aqueles originados da classe de exatidão de transformadores para instrumentos e de registradores digitais.

### **1.4 Objetivos específicos**

- Realizar pesquisa sobre o estado da arte relacionado à localização de faltas via estimação de estados.
- Simular erros nas medidas de tensão e de corrente, erros esses que são compatíveis com a classe de exatidão de transformadores para instrumentos, de tal forma a verificar e quantificar a real influência destes na exatidão de clássicos algoritmos localizadores de faltas, bem como os limites dessa influência.

- Desenvolver um estimador de estados pré-falta capaz de determinar via *software* o valor mais provável para o ângulo de sincronização e para os parâmetros de sequência positiva da LT, considerando erros em medidas de tensão e de corrente. Esses dados são estimados utilizando medições do regime permanente pré-falta para garantirem maior exatidão aos resultados encontrados, visto que, normalmente, não existe a incidência de transitórios eletromagnéticos nesta etapa.
- Desenvolver um estimador de estados pós-falta para determinar o valor mais provável da distância de falta quando são considerados erros nas medidas de tensão e corrente. Nesse algoritmo será utilizado apenas o ângulo de sincronização obtido na etapa pré-falta. Os parâmetros de sequência positiva estimados são utilizados unicamente como indicativos da confiabilidade do ângulo de sincronização estimado.
- Utilizar a teoria dos erros para determinar as variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas, tanto no estimador pré-falta como no estimador pós-falta.
- Determinar a variância da distância de falta mais provável encontrada, e, conseqüentemente, os respectivos limites de erro máximo e mínimo deste valor, com aproximadamente 95,45% de confiança (admitiu-se limite do erro igual a  $2\sigma$ , conforme Vuolo (1996)).
- Testar a metodologia desenvolvida utilizando dados reais e dados simulados no *software* ATP para diferentes resistências de falta, ângulos de incidência da falta e diversos locais de falta.

## 1.5 Contribuições

Este trabalho contribui diretamente para o estado da arte relacionado à localização de faltas em linhas de transmissão no que se refere à:

- Determinação de um valor mais provável para a distância de falta a partir de um processo de estimação de estados que considera erros realísticos em medições, introduzidos por transformadores para instrumentos e registradores digitais.
- Modelagem de erros sistemáticos instrumentais, a partir da teoria dos erros, para cálculo de variâncias de medidas e pseudomedidas a serem utilizadas em processos de estimação do local de faltas.

- Determinação de uma região de provável incidência da falta, com aproximadamente 95,45% de probabilidade de sucesso.
- Apresentação de uma metodologia que, ao invés de supor dados previamente sincronizados, calcula o ângulo de sincronização via *software*, a partir da teoria de estimação de estados. Dessa forma, garante-se que, independente do uso de PMUs ou de falhas no processo de sincronização via GPS, os fasores sincronizados para o sistema analisado poderão ser encontrados.

## 1.6 Organização do trabalho

Esta tese está organizada em sete capítulos, incluindo este capítulo introdutório, em que se apresentou uma breve contextualização sobre a localização de faltas em linhas de transmissão, o estado da arte referente ao tema proposto, a motivação para a realização deste trabalho, bem como os objetivos e as contribuições da tese.

O Capítulo 2 trata da fundamentação matemática para solução do problema de estimação de estados pelo método dos mínimos quadrados ponderados. Além disso, apresentam-se os conceitos básicos da teoria dos erros e o procedimento para o cálculo das variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas, requeridas pelo processo de estimação proposto.

No Capítulo 3, apresenta-se a fundamentação teórica de transformadores para instrumentos, com destaque para os conceitos básicos, características e fontes de erros desses equipamentos. Ainda nesse capítulo, apresentam-se simulações retratando a influência de erros inseridos por transformadores de corrente e transformadores de potencial (TPs) no desempenho de algoritmos clássicos de localização de faltas, baseados em fasores de frequência fundamental.

Uma breve revisão sobre sincronização de registros oscilográficos é apresentada no Capítulo 4, em que se descreve sobre algoritmos clássicos de sincronização e outro método desenvolvido durante este trabalho, que se baseia unicamente em fasores pré-falta para sincronizar registros de tensão e de corrente.

No Capítulo 5, apresenta-se a metodologia de localização de faltas desenvolvida, a partir da teoria de estimação de estados, abordando detalhes dos modelos de estimação, deduzidos para os instantes pré-falta e pós-falta.

Em seguida, apresentam-se no Capítulo 6, os resultados da metodologia de localização de faltas (via estimação de estados) proposta. Para avaliar e validar a metodologia, utilizaram-se sistemas de transmissão reais e sistemas de transmissão fictícios simulados no *software* ATP.

O Capítulo 7 traz as conclusões do trabalho desenvolvido e apresenta ainda algumas sugestões para a elaboração de trabalhos futuros.

---

## Capítulo 2

# Estimação de estados em sistemas de potência

---

A estimação de estados é uma ferramenta matemática desenvolvida para modelar sistemas de potência e fornecer estimativas confiáveis para os estados da rede (amplitudes e ângulos das tensões nodais) a partir do processamento de medições em tempo real, contidas em janelas de tempo, para as quais se supõe que o sistema permanece estático. As medidas presentes nos sistemas elétricos, geralmente, estão corrompidas por erros, os quais podem ser originados de ruídos de transmissão de dados, de erros da conversão analógico-digital e também de erros sistemáticos de transformadores para instrumentos. Assim, com um estimador de estados será possível calcular variáveis de estados desconhecidas a partir de um conjunto de medidas não exatas, como tensões, injeções de potência ativa e reativa nas barras, fluxos de potência e corrente em linhas de transmissão e transformadores (SCHWEPPE; WILDES, 1970).

Como na estimação de estados as variáveis desconhecidas são determinadas a partir de medidas inexatas, seus valores serão também inexatos, mas consistirão na melhor estimativa possível das variáveis. Neste sentido, o método dos mínimos quadrados ponderados (WLS, do inglês *Weighted Least Squares*), com solução via equação normal de Gauss, é o mais utilizado para resolver o problema de estimação de estados e será apresentado na próxima seção. Neste capítulo serão abordados ainda conceitos básicos da teoria de estimação de estados clássica, como observabilidade, medidas redundantes, medidas e conjuntos críticos, métodos para detecção e identificação de dados com erros grosseiros, e ainda o procedimento baseado na teoria dos erros para cálculo de variâncias de grandezas medidas e pseudomedidas.

## 2.1 Estimação de estados baseada no método WLS com solução via equação normal de Gauss

O problema de estimação de estados é basicamente constituído por um sistema de equações não lineares sobredeterminado. De acordo com Schweppe e Wildes (1970), o modelo de estimação de estados, baseado em medições e pseudomedições, relaciona as grandezas medidas do sistema monitorado e as variáveis de estado, assim:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}, \quad (2.1)$$

sendo  $\mathbf{z}$  o vetor de medidas ( $m \times 1$ );  $\mathbf{x}$  o vetor de variáveis de estado ( $n \times 1$ ), onde  $n < m$ ;  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  o vetor de funções de medição ( $m \times 1$ ), que relaciona as medidas/pseudomedições com as variáveis de estado;  $\mathbf{e}$  o vetor de erros ( $m \times 1$ ) das respectivas medidas e pseudomedições;  $m$  o número de medidas e  $n$  o número de variáveis de estado.

A solução do problema de estimação de estados pelo método dos mínimos quadrados ponderados consiste em encontrar o vetor de estados,  $\mathbf{x}$ , que minimiza a função objetivo,  $J(\mathbf{x})$ , representada pelo somatório dos quadrados dos resíduos, os quais são ponderados pelas variâncias,  $\sigma_i^2$ , dos erros associados às medidas  $z_i$ :

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \leftrightarrow J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}_z^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (2.2)$$

Na equação (2.2),  $\mathbf{R}_z$  é a matriz de covariância dos erros das medidas, cujos elementos diagonais são dados por  $R_{z_{ii}} = \sigma_i^2$ , e  $R_{z_{ij}} = 0$ , sendo  $i \neq j$ . Observa-se que quanto menores as variâncias,  $\sigma_i^2$ , maiores serão os pesos das medidas correspondentes sobre os resultados da estimação de estados. Consequentemente, medidas com incertezas maiores terão pesos menores.

A melhor estimativa do vetor  $\mathbf{x}$  de variáveis de estados é  $\hat{\mathbf{x}}$ , valor que torna mínima a função  $J(\mathbf{x})$ , dada conforme (2.2). Assim, o processo iterativo de determinação de  $\hat{\mathbf{x}}$  é o seguinte (MONTICELLI, 1999):

$$\begin{cases} \mathbf{G}(\mathbf{x}^i) \Delta \mathbf{x}^i = -\mathbf{g}(\mathbf{x}^i) \\ \mathbf{x}^{i+1} = \mathbf{x}^i + \Delta \mathbf{x}^i \end{cases} \quad (2.3)$$

sendo  $i$  um contador de iterações;  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  o gradiente de  $J(\mathbf{x})$ ;  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$  a matriz de ganho, a qual depende do método de minimização aplicado (Gauss-Newton ou Newton-Raphson).

Admitindo que a minimização seja pelo método Gauss-Newton, uma expansão em série de Taylor deve ser aplicada às funções de medição não lineares,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , para determinar uma aproximação linear deste vetor:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) \cong \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{H}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} \quad (2.4)$$

Combinando (2.2) e (2.4), obtém-se:

$$J(\Delta\mathbf{x}) = [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x}]^T \mathbf{R}_z^{-1} [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x}]. \quad (2.5)$$

Na equação (2.5),  $\Delta\mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})$  e  $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$  é a matriz jacobiana.

Aplicando a condição de otimalidade de primeira ordem à equação (2.5), se obtém:

$$\frac{\partial J(\Delta\mathbf{x})}{\partial \Delta\mathbf{x}} = -\mathbf{H}^T(\mathbf{x})\mathbf{R}_z^{-1}[\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x}] = \mathbf{0}. \quad (2.6)$$

A equação (2.6) pode ser arranjada de forma a obter a equação normal de Gauss:

$$[\mathbf{H}^T(\mathbf{x})\mathbf{R}_z^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x})]\Delta\mathbf{x} = [\mathbf{H}^T(\mathbf{x})\mathbf{R}_z^{-1}\Delta\mathbf{z}(\mathbf{x})] \quad (2.7)$$

O processo iterativo baseado na equação (2.7) é capaz de determinar os estados estimados da rede. Assim, comparando (2.7) e (2.3), a matriz de ganho,  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ , pode ser expressa do seguinte modo:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x})\mathbf{R}_z^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}). \quad (2.8)$$

A matriz de ganho é uma matriz quadrada, de ordem  $(n \times n)$ , a qual deve ser não singular para que a solução da estimação de estados através da equação (2.7) seja possível.

A partir do exposto, o processo iterativo para estimação de estados com solução via equação normal de Gauss pode ser resumido nas seguintes etapas:

Etapa 1: Fazer  $i = 1$  e escolher uma solução inicial  $\mathbf{x}^i = \mathbf{x}^0$ .

Etapa 2: Calcular as matrizes  $\mathbf{H}(\mathbf{x}^i)$  e  $\mathbf{G}(\mathbf{x}^i)$ .

Etapa 3: Obter a correção das variáveis de estado através da equação normal de Gauss e atualizar as variáveis.

$$\Delta \mathbf{x}^i = \mathbf{G}(\mathbf{x}^i)^{-1} [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}^i) \mathbf{R}_z^{-1} \Delta \mathbf{z}(\mathbf{x}^i)]$$

$$\mathbf{x}^{i+1} = \mathbf{x}^i + \Delta \mathbf{x}^i$$

Etapa 4: Testar a convergência. Se  $\max |\Delta \mathbf{x}^i| \leq \text{tolerância}$ , o processo convergiu. Caso contrário, fazer  $i = i + 1$  e voltar ao passo 2.

## 2.2 Observabilidade de sistemas, medidas redundantes e medidas críticas

Os conceitos de observabilidade de um sistema de potência e de medidas críticas estão diretamente relacionados em um processo de estimação de estados. Isto ocorre porque a perda de uma medida crítica pode tornar o sistema não observável. Nestas situações, utilizar medidas redundantes torna o processo de estimação de estados mais seguro. A seguir serão apresentados conceitos básicos sobre observabilidade de sistemas, medidas críticas e medidas redundantes.

### 2.2.1 Observabilidade

A observabilidade de um sistema elétrico pode ser avaliada após a obtenção da topologia da rede, a qual consiste nas informações quanto aos estados de chaves e disjuntores, bem como informações quanto ao tipo e localização dos medidores instalados no sistema de energia a ser analisado. Assim, através da configuração da rede, verifica-se se é possível, através das medidas disponíveis, determinar as variáveis de estado em todas as barras do sistema. Caso positivo, o sistema é dito observável. Caso contrário, as ilhas observáveis precisam ser determinadas, ou a falta de medidas pode ser suprida, em algumas situações, por pseudomedidas, as quais podem tornar o sistema observável como um todo (SIMÕES COSTA; SALGADO, 2002). As pseudomedidas em sistemas de potência podem ser construídas a partir de dados de previsão de carga, previsão de geração e demais dados históricos que fazem parte do banco de dados dos centros de operação (ALBERTINI, 2010). Vale salientar que, geralmente, as pseudomedidas apresentam erros elevados, bem superiores aos erros normalmente encontrados nos valores medidos, visto que, na maioria das vezes,

essas grandezas são calculadas a partir de duas ou mais variáveis que contém erros (ALMEIDA, 2003).

Algebricamente, pode-se dizer que um sistema é observável quando a matriz jacobiana  $H(\mathbf{x})$  tem posto igual a  $n$ , que é a dimensão do vetor de estados  $\mathbf{x}$ . Existem ainda outros métodos para análise de observabilidade em sistemas de potência, os quais podem ser classificados em métodos topológicos e numéricos (CLEMENTS et al., 1981; MONTICELLI; WU, 1985; MONTICELLI; WU, 1986). Os métodos topológicos são baseados em técnicas combinatórias e conceitos da teoria de grafos para extrair conclusões sobre a observabilidade da rede. Os métodos numéricos, por sua vez, utilizam rotinas numéricas implementadas a partir da própria solução da estimação de estados.

Neste trabalho, a estimação de estados é realizada em uma linha de transmissão monitorada em dois terminais, e cada um desses dois terminais fornece medidas de tensão, medidas de corrente e pseudomedidas que tornam o processo de estimação de estados a priori observável. Como não foram encontradas medidas com erros grosseiros em quantidade crítica, a ponto de prejudicar a observabilidade, este tópico não se constituiu em objeto de investigação.

### 2.2.2 Medidas redundantes

As medidas redundantes proporcionam uma maior segurança para a observabilidade do sistema supervisionado, pois, mesmo com a perda de uma medida qualquer, o sistema continuará observável, possibilitando a estimação de seus estados. Assim, para que um estimador de estados seja robusto, tanto no caso de perdas de medidas, quanto no processamento de medidas com erros grosseiros, é necessário que o nível de redundância das medidas seja elevado (ALMEIDA, 2003).

Um sistema elétrico totalmente observável, que dispõe de  $m$  grandezas medidas e  $n$  variáveis de estado ( $m > n$ ), origina um sistema de equações sobredeterminado, com  $m$  equações e  $n$  incógnitas. Se ao conjunto dessas  $m$  medidas for acrescentada uma quantidade  $p$  de medidas, estas  $p$  medidas serão definidas como medidas redundantes, pois não aumentarão a observabilidade algébrica do sistema (ALMEIDA, 2003). Comumente, o grau de redundância global (GRD) de um sistema é definido pela razão entre  $m$  e  $n$ . Assim, para que o problema de estimação de estado tenha solução, é necessário que  $m \geq n$  ou  $\text{GRD} \geq 1$ . É

válido destacar que nem sempre as redes elétricas são supervisionadas com um nível de redundância desejável, como no caso dos circuitos de distribuição.

### **2.2.3 Medidas e conjuntos críticos**

Uma medida é chamada de crítica quando, ao ser perdida, torna o sistema não observável. Uma medida não crítica, por sua vez, pode ser considerada uma medida redundante (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Um conjunto crítico pode ser definido como um conjunto formado por medidas não críticas (redundantes), para o qual a eliminação de qualquer de suas medidas transforma as demais medidas em críticas (ABUR; EXPÓSITO, 2004). A identificação de conjuntos críticos é sobretudo importante para garantir o desempenho confiável de um processo de estimação de estados, visto que esses conjuntos representam um risco à observabilidade do sistema elétrico.

## **2.3 Detecção e identificação de medidas com erros grosseiros**

A teoria de estimação de estados é baseada no uso de medidas que contém erros. No entanto, as chamadas medidas portadoras de erros grosseiros são aquelas que possuem um grau de imprecisão muito maior do que é suposto no modelo de medição. Essas medidas são resultantes, por exemplo, de erros dos canais de comunicação, defeitos nos instrumentos de medição, modelagem errônea de pseudomedições, entre outros fatores.

A presença de erros grosseiros no conjunto de medidas pode prejudicar o desempenho de algoritmos de estimação de estados, visto que os resíduos elevados associados às respectivas medidas com erros podem causar grande impacto ao resultado final da estimação. Devido a esse problema de erros grosseiros, um estimador de estados deve ser robusto o suficiente para detectar e identificar erros no conjunto de medidas. Assim, as medidas identificadas como portadoras de erros grosseiros são eliminadas e as variáveis de estados novamente estimadas.

Dentre os diversos métodos desenvolvidos para detecção e identificação de medidas com erros grosseiros, os mais utilizados são aqueles baseados na análise do resíduo das medidas, que é calculado pela diferença entre o valor medido e o valor estimado

correspondente (MONTICELLI, 1999; ABUR; EXPÓSITO, 2004). A seguir, apresentam-se alguns métodos que são utilizados para detecção, identificação e correção de dados com erros grosseiros em processos de estimação de estados.

### 2.3.1 Cálculo do índice $J(\hat{\mathbf{x}})$ para detecção de erros grosseiros

A detecção de medidas com erros grosseiros pode ser feita através do índice  $J(\hat{\mathbf{x}})$ . Este método pode ser descrito nas seguintes etapas (ABUR; EXPÓSITO, 2004):

Etapa 1: Resolver o problema de estimação de estados e calcular a função objetivo:

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\hat{\mathbf{x}})]^2}{\sigma_i^2} \quad (2.9)$$

sendo  $m$  o número de medidas.

Etapa 2: Calcular o valor  $\chi_{(m-n),p}^2$ , que representa o máximo valor aceitável para  $J(\hat{\mathbf{x}})$  que não implicará em detecção de erros grosseiros, considerando os graus de liberdade de  $J(\hat{\mathbf{x}})$  definidos como o número de medidas menos o número de variáveis de estado ( $m - n$ ), e  $p$  (por exemplo, 95%) como sendo a probabilidade de  $J(\hat{\mathbf{x}}) \leq \chi_{(m-n),p}^2$ .

Etapa 3: Se  $J(\hat{\mathbf{x}}) \geq \chi_{(m-n),p}^2$ , então haverá a suspeita de erros grosseiros nas medidas. Caso contrário, não existe medida com erros grosseiros.

Se não existem erros grosseiros nas medidas, consideram-se confiáveis os resultados obtidos pelo estimador de estados. Caso existam grandezas com erros grosseiros, estas precisam ser identificadas e eliminadas do processo de estimação.

### 2.3.2 Cálculo de resíduos normalizados para identificação de erros grosseiros

Se existe a suspeita de dados com erros grosseiros, o método baseado no máximo resíduo normalizado,  $r_{max}^N$ , poderá ser utilizado para identificar o dado errôneo (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Este algoritmo é apresentado nas etapas a seguir.

Etapa 1: Resolver o problema de estimação de estados e calcular os elementos do vetor residual de medidas  $r_i$  como

$$r_i = z_i - h_i(\hat{x}). \quad (2.10)$$

Etapa 2: Calcular os resíduos normalizados utilizando a expressão:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (2.11)$$

sendo  $\Omega = R_z - H(H^T R_z^{-1} H)^{-1} H^T$ .

Etapa 3: Encontrar a medida cujo resíduo normalizado,  $r_i^N$ , é o maior. Se o resíduo for maior do que um limiar preestabelecido, como por exemplo, 3,0 (ABUR; EXPÓSITO, 2004), haverá a suspeita de dados errôneos e a medida deverá ser eliminada do conjunto de medidas. Em seguida, voltar para a Etapa 1 e repetir todo o procedimento até que não sejam mais identificados dados com erros grosseiros.

### 2.3.3 Detecção, identificação e correção de medidas com erros grosseiros através da metodologia geométrica

A metodologia geométrica (BRETAS et al., 2013a; BRETAS et al., 2013b; MEDEIROS JÚNIOR et al., 2015) é uma ferramenta capaz de detectar, identificar e automaticamente corrigir erros grosseiros múltiplos durante o processo de estimação de estados. Esta característica de autocorreção de erros grosseiros da metodologia é muito importante, principalmente, quando o número de medições é escasso e a eliminação de medidas poderia implicar em perda da observabilidade do sistema. Assim, a metodologia geométrica não descarta medidas, mas sim recupera as medidas com erros grosseiros para promover a convergência do processo de estimação de estados.

O algoritmo da metodologia geométrica de detecção, identificação e correção de erros grosseiros é o seguinte:

Etapa 1: Resolver o problema de estimação de estados e obter o vetor de resíduos,  $r_i$ .

Etapa 2: Calcular o índice de inovação:

$$I_i = \frac{\sqrt{1-P_{ii}}}{\sqrt{P_{ii}}} \quad (2.12)$$

sendo  $P = H(H^T R_z^{-1} H)^{-1} H^T R_z^{-1}$ .

Etapa 3: Calcular o índice  $J(\hat{\mathbf{x}})$ , conforme a equação (2.9), mas usando, em vez do resíduo  $z_i - h_i(\hat{\mathbf{x}})$ , o erro de medição composto,  $CME_i$ :

$$CME_i = r_i \sqrt{1 + \frac{1}{H_i^2}} \quad (2.13)$$

Admitir ainda  $m$  graus de liberdade no cálculo da distribuição  $\chi^2$ . Se  $J(\hat{\mathbf{x}}) \geq \chi_{(m),p}^2$ , então existe a suspeita de erros grosseiros.

Etapa 4: Calcular o erro de medição composto na forma normalizada,  $CME_i^N$ , e o erro normalizado composto,  $CNE_i$ , cujas expressões são, respectivamente:

$$CME_i^N = \left(1 + \frac{1}{H_i^2}\right)^{1/2} \frac{r_i}{\sigma_i} \quad (2.14)$$

$$CNE_i = \left(1 + \frac{1}{H_i^2}\right)^{1/2} r_i^N \quad (2.15)$$

Etapa 5: Encontrar a medida com o maior valor de  $CME^N$ . Em seguida, se o  $CME^N$  anteriormente definido for maior que um limiar preestabelecido, como 3,0, então o dado com erro grosseiro terá sido identificado. Proceder à correção da medida usando o seu respectivo  $CNE_i$ , ou seja, determinar  $z'_i$ , o valor corrigido da medida  $i$ :

$$z'_i = z_i^{EG} - CNE_i \times \sigma_i \quad (2.16)$$

sendo  $z_i^{EG}$  o valor da medida com erro grosseiro, e  $\sigma_i$  o desvio padrão da medida  $i$ .

Repetir o processo de estimação de estados com o conjunto de medidas atualizado. O procedimento pode ser repetido até que não haja mais detecção de erros grosseiros nas medidas.

## 2.4 Teoria dos erros para determinação de variâncias de medidas e pseudomedidas

### 2.4.1 Introdução

Uma grandeza física determinada experimentalmente por medições ou combinações de medições possui um erro intrínseco que a torna sempre uma aproximação do seu valor verdadeiro. Nesse contexto, a teoria dos erros tem como principais objetivos (VUOLO, 1996):

- Determinar o melhor valor para o mensurando a partir de medições e dados experimentais disponíveis. Isto significa determinar a melhor aproximação possível para o valor verdadeiro da grandeza, em termos probabilísticos.
- Determinar a incerteza do melhor valor obtido, o que significa determinar quanto este melhor valor pode ser diferente do valor verdadeiro da grandeza física, em termos probabilísticos.

No formalismo da teoria dos erros, o valor verdadeiro de uma grandeza medida é considerado desconhecido, e o erro associado a essa grandeza também pode ser considerado um valor desconhecido. Assim, o melhor valor e a respectiva incerteza de uma grandeza só poderão ser obtidos em termos de probabilidades (VUOLO, 1996).

As incertezas em um resultado podem ser especificadas de diversas formas, sendo as mais utilizadas:

- Incerteza padrão ( $\sigma$ ): Corresponde ao desvio padrão da distribuição de erros.
- Incerteza expandida com confiança  $P$  ( $k\sigma$ ): Múltiplo da incerteza padrão. Os valores usuais do fator multiplicativo  $k$  são mostrados na Tabela 2.1. Por exemplo, uma incerteza de  $2\sigma$  associada a uma medição diz que o erro dessa medição está compreendido entre  $\pm 2\sigma$  com um nível de confiança  $P$  de aproximadamente 95,45%.
- Limite de erro ( $L$ ): É o máximo valor admissível para o erro. Esta é a forma mais utilizada em especificações técnicas de instrumentos e padrões de calibração.
- Erro provável ( $\Delta$ ): É o valor que tem 50% de probabilidade de ser excedido pelo erro verdadeiro da grandeza, em módulo.

Tabela 2.1. Níveis de confiança para incertezas, no caso de distribuição gaussiana de erros.

<b>Incerteza</b>	<b>Níveis de confiança</b>
$\sigma$	68,27%
$2\sigma$	95,45%
$3\sigma$	99,73%
$1,645\sigma$	90%
$2,576\sigma$	99%
$\Delta$	50%

Fonte: (VUOLO, 1996).

Existe na literatura uma relação entre limite de erro e incerteza padrão. Considerando uma distribuição gaussiana para os erros de medição, não se poderá estabelecer um limite de erro absoluto para esses erros, visto que a gaussiana nunca se anula, teoricamente. No entanto, quando os erros são superiores a  $3\sigma$  a gaussiana é praticamente nula, podendo-se dizer que  $L = 3\sigma$ , com confiança 99,73%. Também pode ser considerado um limite de erro com confiança menor, como  $L = 2\sigma$ , o que significaria afirmar que o limite de erro é igual à incerteza expandida com nível de confiança 95,45%.

## 2.4.2 Erros estatísticos e erros sistemáticos

Geralmente ocorrem diversos tipos de erros em uma mesma medição, os quais podem ser agrupados em duas grandes classes: erros estatísticos e erros sistemáticos.

Erro estatístico é aquele que resulta de variações aleatórias que não podem ser controladas ou completamente eliminadas do processo de medição. Por exemplo, considerar medições de uma massa com uma balança em um ambiente exposto a correntes de ar. É certo que a medida efetuada terá um erro provocado pela natureza estocástica da velocidade do vento. Nesse caso, se a fonte de erros não pode ser eliminada, devem-se repetir muitas vezes as medições, uma vez que o valor médio de um grande número de resultados tem erro estatístico menor (VUOLO, 1996).

Erro sistemático é aquele que sempre se repete em todas as medições. Isto é, quando existe somente erro sistemático em uma medição, a diferença entre os resultados obtidos e o valor verdadeiro será sempre a mesma. Assim, o efeito de um erro sistemático não pode ser minimizado simplesmente ao repetir medições, o que torna a análise deste tipo de erro, em

geral, mais difícil de ser avaliada do que a incerteza estatística. Os erros sistemáticos podem ser inseridos em uma medição através de instrumentos (erro de calibração), efeitos do ambiente, falhas na leitura efetuada pelo observador, entre outros. Neste trabalho será analisada apenas a influência dos erros sistemáticos instrumentais no desempenho do estimador de localização de faltas desenvolvido. Admite-se que esses erros resultam da calibração dos instrumentos, mas vale salientar que esta calibração pode se alterar também devido a fatores como temperatura, desgaste de partes móveis do equipamento, etc. No Capítulo 3 serão detalhadas algumas características das fontes de erros sistemáticos em estudo neste trabalho: os transformadores para instrumentos.

### 2.4.3 Variâncias de grandezas medidas

Considerando a presença apenas de erros sistemáticos instrumentais nas medidas disponíveis, podem-se calcular as variâncias dessas grandezas a partir de definições da teoria dos erros. Segundo Vuolo (1996), não existe nenhum método padrão bem estabelecido para determinação da variância sistemática, no entanto, a partir de hipóteses sobre a distribuição de erros, pode-se estimar um valor para o limite de erro sistemático,  $L_r$ . Assumindo uma distribuição gaussiana para os erros de medição, e considerando um limite de erro com nível de confiança de aproximadamente 95,45%, define-se o limite de erro sistemático  $L_r$  como:

$$L_r = 2\sigma_r. \quad (2.17)$$

De acordo com a equação (2.17), pode-se definir o desvio padrão sistemático,  $\sigma_r$ , como:

$$\sigma_r = \frac{L_r}{2}. \quad (2.18)$$

É comum ainda o limite de erro sistemático ser determinado em função da acurácia ou classe de exatidão do instrumento, e também em função do valor médio das medidas por ele realizadas, conforme a equação (2.19).

$$L_r = \left(\frac{acr}{100}\right) \times V_{médio} \quad (2.19)$$

O parâmetro  $acr$  é a acurácia do instrumento, em porcentagem, e  $V_{médio}$  é o valor médio das medidas disponíveis.

Na literatura, é prática comum considerar o valor médio igual ao valor medido (ALMEIDA, 2003), resultando na equação (2.20).

$$L_r = \left(\frac{acr}{100}\right) \times V_{medido} \quad (2.20)$$

Combinando as equações (2.18) e (2.20) determina-se a variância sistemática,  $\sigma_r^2$ , a qual depende da classe de exatidão do instrumento que efetuou a medição, e do valor por ele medido, de acordo com a equação (2.21).

$$\sigma_r^2 \cong \left(\frac{acr}{200}\right)^2 \times V_{medido}^2 \quad (2.21)$$

#### 2.4.4 Variâncias de grandezas pseudomedidas

Pseudomedidas são valores de grandezas obtidos a partir de medidas de duas ou mais outras grandezas, as quais contêm erros. Como exemplo, podem-se citar as pseudomedidas de potência, que são construídas a partir de medidas de tensão e de corrente, cujas incertezas sobre o valor pseudomedido precisam ser determinadas.

Segundo a teoria da propagação de incertezas, a variância de uma medida,  $w$ , que depende de outras medidas, como  $x$ ,  $y$  e  $z$ , tal que  $w = f(x, y, z)$ , considerando que  $x$ ,  $y$  e  $z$  são completamente independentes, tem a seguinte expressão:

$$\sigma_w^2 = \left(\frac{\partial w}{\partial x}\right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y}\right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial z}\right)^2 \sigma_z^2 \quad (2.22)$$

sendo  $\sigma_w^2$  a variância de  $w$ , e  $\sigma_x^2$ ,  $\sigma_y^2$  e  $\sigma_z^2$  as variâncias de  $x$ ,  $y$  e  $z$ , respectivamente.

Pela expressão geral da propagação de incertezas (2.22), pode-se determinar o efeito combinado dos erros das variáveis  $x$ ,  $y$  e  $z$  no erro da medição  $w$ , de tal forma que esta pseudomedida pode apresentar variância bem superior em comparação às apresentadas pelas demais medidas.

---

## Capítulo 3

# Transformadores para instrumentos

---

Transformadores para instrumentos são equipamentos projetados e construídos especificamente para alimentarem instrumentos elétricos de medição, controle ou proteção. Estes transformadores representam os sensores do sistema de aquisição de dados que processa e registra os dados necessários à operação dos sistemas de energia elétrica.

Os transformadores para instrumentos utilizados em um SEP são os transformadores de corrente, e os transformadores de potencial. Estes equipamentos são capazes de reduzir, proporcionalmente, grandezas elétricas de tensão e corrente, medidas em seus circuitos primários, a valores que possam ser suportados por relés e demais equipamentos eletrônicos instalados em seus circuitos secundários para supervisionar o sistema elétrico de energia. Apesar de haver, na literatura, diversos estudos relacionados ao uso de TIs ópticos para medição de grandezas elétricas (LIMA, 2009), neste trabalho serão considerados apenas os TIs convencionais, por ainda serem predominantes no setor elétrico brasileiro.

Neste capítulo apresentam-se, inicialmente, generalidades sobre transformadores, incluindo a construção de seu diagrama fasorial, o qual permite uma melhor análise dos erros de TIs. Em seguida, informações sobre erros e classes de exatidão de TPs e TCs serão apresentadas, bem como uma análise sobre a influência dos erros desses TIs no desempenho de clássicos algoritmos de localização de faltas baseados em fasores fundamentais.

### 3.1 Generalidades sobre transformadores

Transformadores são máquinas elétricas estáticas que operam segundo o princípio da indução eletromagnética. Estes elementos podem ser constituídos por dois ou mais circuitos

elétricos acoplados por um circuito magnético comum, conforme ilustrado na Figura 3.1. O circuito elétrico primário, quando conectado a uma fonte de tensão alternada, produzirá um fluxo alternado cuja amplitude dependerá da tensão do primário, da frequência da tensão aplicada e do número de espiras. O fluxo comum alternado estabelece um enlace com o enrolamento secundário, induzindo neste uma tensão cujo valor depende do número de espiras do secundário, bem como da amplitude do fluxo comum e da frequência (FITZGERALD et al., 2006). Assim, o funcionamento de um transformador depende fundamentalmente do fluxo comum, variável no tempo, que enlaça os circuitos primário e secundário. Estes circuitos são constituídos por bobinas, em geral com  $N_1 \neq N_2$ , onde  $N_1$  é o número de espiras do primário e  $N_2$  é o número de espiras do secundário. O circuito magnético, por sua vez, é constituído de material ferromagnético, disposto em chapas isoladas e justapostas para reduzir as perdas por correntes de Foucault.

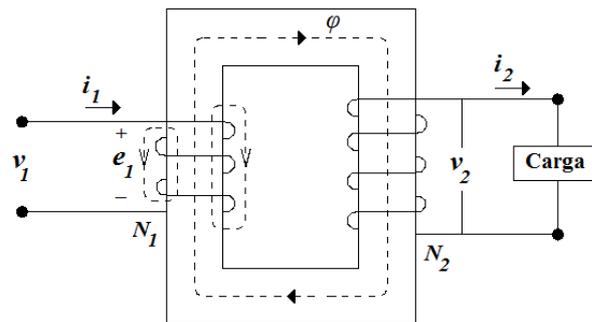


Figura 3.1 – Representação esquemática de um transformador: circuitos primário, secundário e magnético.

O circuito equivalente de um transformador está representado na Figura 3.2, sendo os parâmetros  $R_1$  e  $R_2$  as resistências dos enrolamentos primários e secundário, respectivamente,  $X_{d1}$  e  $X_{d2}$  as reatâncias de dispersão dos circuitos primário e secundário, respectivamente,  $I_0$  a corrente de excitação,  $I_1$  a corrente primária,  $I_2$  a corrente secundária,  $V_1$  e  $V_2$  as tensões dos circuitos primário e secundário, respectivamente,  $E_1$  e  $E_2$  as forças eletromotrizes geradas pelo fluxo comum,  $R_m$  representa a resistência de perdas no núcleo e  $X_m$  a reatância de magnetização. O mesmo circuito, apresentado na Figura 3.2, é ilustrado na Figura 3.3, referido ao primário.

No circuito da Figura 3.3,  $I_2'$  corresponde à corrente secundária referida ao primário, podendo também ser chamada de corrente primária medida. A impedância  $R_2' + jX_{d2}'$

corresponde à impedância secundária referida ao primário e  $\underline{V}_2'$  representa a tensão secundária referida ao primário, podendo também ser chamada de tensão primária medida.

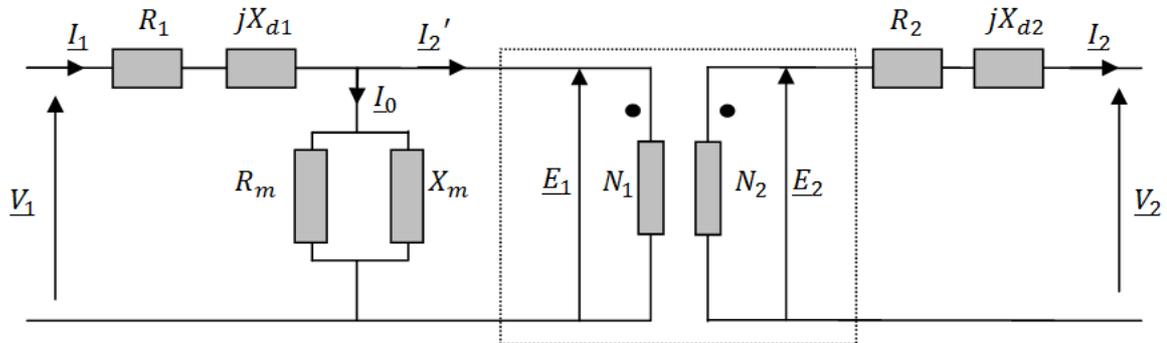


Figura 3.2 – Circuito equivalente de um transformador.

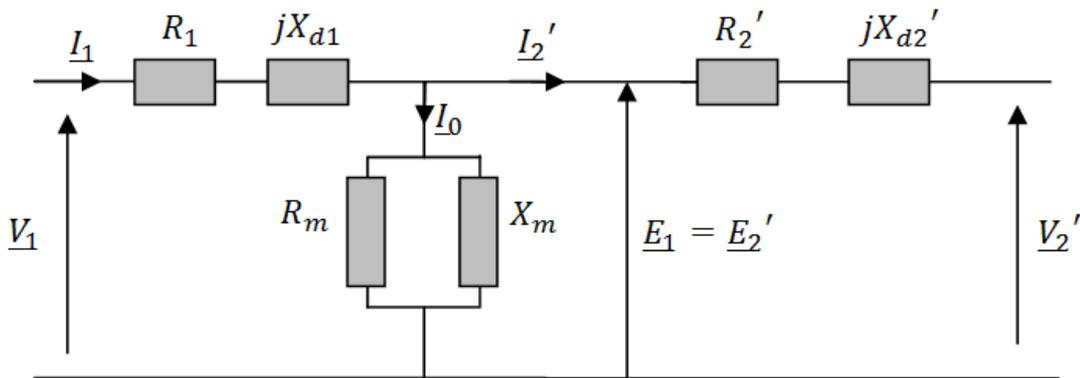


Figura 3.3 - Circuito equivalente de um transformador, referido ao primário.

Observa-se na Figura 3.3 que, caso o transformador fosse ideal,  $\underline{V}_1 = \underline{V}_2'$  e  $\underline{I}_1 = \underline{I}_2'$ . No entanto, sendo este um transformador real, podem-se extrair as seguintes relações entre as grandezas primárias medidas e as grandezas primárias exatas:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}_2' \quad (3.1)$$

$$\underline{V}_1 = (R_1 + jX_{d1})\underline{I}_1 + (R_2' + jX_{d2}')\underline{I}_2' + \underline{V}_2' \quad (3.2)$$

A partir das equações (3.1) e (3.2) pode-se obter o diagrama fasorial do transformador, o qual está representado na Figura 3.4 (fora de escala). Os ângulos  $\gamma$  e  $\beta$  representam, respectivamente, os erros de fase que existem entre as grandezas primárias de tensão e corrente exatas e as grandezas primárias de tensão e corrente efetivamente medidas.

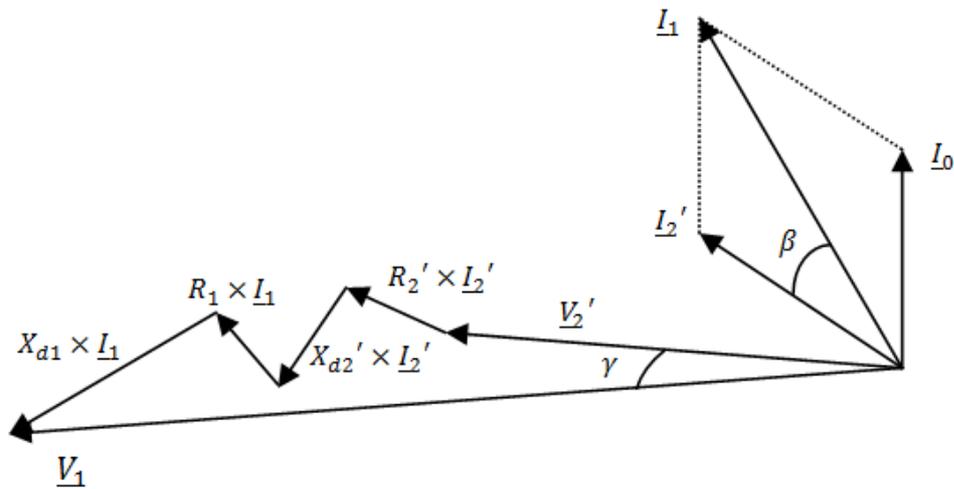


Figura 3.4 - Diagrama fasorial de um transformador.

Nas seções 3.2 e 3.3, a seguir, apresenta-se uma breve revisão sobre TCs e TPs, incluindo suas características, fontes de erros e classes de exatidão.

## 3.2 Transformadores de Corrente

### 3.2.1 Aspectos gerais

O transformador de corrente é um instrumento elétrico capaz de reproduzir em seu circuito secundário a corrente de seu circuito primário, proporcionalmente mantendo o módulo e a fase dessa grandeza. Assim, pode-se dizer que um transformador de corrente possui basicamente três finalidades (KINDERMANN, 2005):

- Isolar equipamentos de medição, controle e relés do circuito de alta tensão.
- Fornecer no seu circuito secundário uma corrente proporcional à do primário.
- Fornecer no secundário uma corrente de dimensões adequadas para serem usadas pelos medidores e pelos relés.

O TC possui funcionamento baseado na teoria da indução eletromagnética de Faraday, conforme descrito na seção 3.1. No entanto, neste instrumento sempre se tem  $N_1 < N_2$ , o que resulta numa corrente  $I_2 < I_1$ , sendo por isto considerado na prática como um redutor de corrente.

O enrolamento primário de um transformador de corrente, normalmente, possui poucas espiras, e em alguns casos, apenas uma, caso que ocorre quando o próprio condutor do circuito principal é tomado como primário. O enrolamento secundário, por sua vez, apresenta um número maior de espiras, onde são ligados os equipamentos de medição e proteção.

Transformadores de corrente são projetados e construídos para disponibilizarem em seus circuitos secundários uma corrente nominal padronizada de 1 A ou 5 A. Assim, a grandeza nominal da corrente primária é estabelecida conforme a corrente do circuito em que o TC estiver conectado. Quando o primário é percorrido por uma corrente menor ou maior que a nominal, no secundário tem-se também uma corrente, proporcionalmente menor ou maior que 1 A ou 5 A. Por exemplo, se o primário de um TC 200/5 é percorrido por uma corrente de 120 A, no secundário circulará uma corrente de 3 A.

Vale ressaltar que a bobina primária do TC está sempre conectada em série com a carga e depende da sua demanda de energia. Assim, a corrente primária é originada diretamente pela solicitação da carga com a qual o TC está em série, sendo então a corrente secundária uma consequência da corrente primária, independente do instrumento elétrico que estiver conectado no seu circuito secundário. Os instrumentos que são ligados no secundário do TC devem estar todos conectados em série, para garantirem que a corrente elétrica seja a mesma em todos os equipamentos.

A seguir apresentam-se algumas considerações sobre erros que podem estar presentes nos TCs.

### 3.2.2 Erros de TCs

Os TCs podem inserir dois tipos de erro às medições que efetuam: erro de relação de transformação e erro de fase. Antes de descrever cada um desses parâmetros, algumas definições são enumeradas a seguir (MEDEIROS FILHO, 1986).

- a) Relação nominal ou relação de transformação nominal do TC ( $K_{cn}$ ): representa a relação entre as correntes primária e secundária nominais de projeto do TC,  $I_{1n}$  e  $I_{2n}$ , respectivamente, conforme a equação (3.3). Essas correntes são especificadas pelo fabricante na placa de identificação do equipamento.

$$K_{cn} = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} \quad (3.3)$$

- b) Relação real do TC ( $K_{cr}$ ): representa a relação entre as correntes primária e secundária exatas,  $I_1$  e  $I_2$ , que circulam pelo TC, respectivamente, conforme a equação (3.4). Em geral os valores de  $K_{cr}$  são muito próximos de  $K_{cn}$ , visto que a fabricação de TCs emprega materiais de boa qualidade para que não haja discrepância entre essas grandezas. Uma forma de determinar o valor exato  $I_1$ , visto que este parâmetro geralmente possui valor elevado para ser medido por amperímetros, consiste em medir a corrente secundária e construir o diagrama fasorial respectivo do TC. Em situações práticas, onde muitas vezes não existem informações suficientes para traçar o diagrama fasorial do instrumento, o valor lido da corrente secundária é multiplicado por  $K_{cn}$  para determinar o valor medido da corrente primária  $I_1$ , que é diferente, mas aproximado, de seu valor exato.

$$K_{cr} = \frac{I_1}{I_2} \quad (3.4)$$

- c) Fator de correção de relação do TC ( $FCR_c$ ): é definido conforme a equação (3.5). Este fator deve ser multiplicado pela relação nominal,  $K_{cn}$ , para indicar a relação real  $K_{cr}$  do transformador. O  $FCR_c$  também pode ser definido como aquele que corrige o erro de relação.

$$FCR_c = \frac{K_{cr}}{K_{cn}} \quad (3.5)$$

A partir dos conceitos expostos, descreve-se a seguir sobre os erros de relação de transformação e de fase que podem estar contidos em medições de corrente realizadas por TCs.

### 3.2.2.1 Erro de relação de transformação do TC

Ao analisar o diagrama fasorial de um TC, o qual é, de modo geral, igual àquele representado na Figura 3.4, observa-se que a corrente primária medida ( $I_2'$ ) está defasada de um ângulo  $\beta$  em relação a corrente primária exata  $I_1$ . Observa-se ainda que o valor exato de  $I_1$  difere do seu valor medido, uma vez que a relação de transformação nominal é diferente da relação real (o transformador não é ideal). O erro de relação,  $\varepsilon_c$ , que está contido no valor medido da grandeza primária é dado conforme a equação (3.6). Vale salientar que em (3.6),  $I_1$

corresponde ao valor exato da grandeza primária, em módulo, e  $I_2$  corresponde ao valor medido da grandeza no secundário do TC.

$$\varepsilon_c = \frac{K_{cn}I_2 - I_1}{I_1} \quad (3.6)$$

Percentualmente, a equação (3.6) pode ser representada de acordo com (3.7).

$$\varepsilon_c(\%) = \frac{K_{cn}I_2 - I_1}{I_1} \times 100 \quad (3.7)$$

O erro de relação também pode ser representado em termos do  $FCR_c$ , considerando que na equação (3.7) a razão  $I_2/I_1$  é igual a  $1/K_{cr}$  e que  $FCR_c = K_{cr}/K_{cn} \cong 1$ . Assim:

$$\varepsilon_c(\%) = 100 - FCR_c(\%) \quad (3.8)$$

Os valores percentuais de  $FCR_c$  podem ser visualizados no gráfico da Figura 3.6 para diferentes classes de exatidão de TCs.

### 3.2.2.2 Erro de ângulo de fase do TC

O erro de fase introduzido por um TC é o ângulo de defasagem  $\beta$ , existente entre a corrente primária medida e a corrente primária exata. Assim, para qualquer fator de correção de relação conhecido de um TC, os valores limites positivos e negativos do ângulo de fase  $\beta$ , em minutos, podem ser expressos conforme a equação (3.9).

$$\beta = 2600(FCR_c - FCT_c) \quad (3.9)$$

Na equação (3.9),  $FCT_c$  é o "fator de correção de transformação", o qual, por definição, deve ser multiplicado pela leitura de aparelhos de medição (wattímetros, medidores de energia, etc.) para corrigir o efeito combinado do fator de correção de relação  $FCR_c$  e do ângulo de fase. Vale ressaltar que a equação (3.9) foi deduzida partindo do princípio de que o secundário do TC alimenta uma carga indutiva de fator de potência entre 0,6 e 1,0. Assim, o paralelogramo de exatidão que pode ser obtido a partir da expressão (3.9) somente reproduzirá a exatidão de um TC se a carga posta em seu secundário tiver o fator de potência dentro dessa faixa.

### 3.2.2.3 Considerações gerais sobre erros de relação e de fase de TCs

Conforme verificado no diagrama fasorial da Figura 3.4, a corrente de excitação é a causa principal da existência de erros de relação e de fase nos TCs. Se esta corrente não existisse, os fasores das correntes primária e secundária teriam sempre ângulos perfeitamente iguais, e módulos ponderados pela relação de transformação nominal. Em termos práticos, os fabricantes procuram projetar TCs com alta permeabilidade magnética e perdas reduzidas, no entanto, quando o TC é posto em operação, a corrente primária e a carga inserida no seu secundário acabam causando variações na corrente de excitação e, conseqüentemente, nos erros de relação e de fase do TC.

Na Figura 3.5, apresenta-se uma correlação entre a variação da corrente primária e a variação da corrente de excitação. Percebe-se que quando a corrente primária é 10% da nominal, a de excitação é cerca de 0,3% dela e quando a corrente primária é 100% da nominal, a de excitação é cerca de 1% desta. Assim, para valores menores de corrente primária, haverá uma influência mais acentuada da corrente de excitação, tornando assim maiores os erros de relação e de fase do TC nessa situação. Essa é a razão pela qual os TCs são ensaiados para 10% e 100% da corrente nominal quando se precisa determinar a sua classe de exatidão.

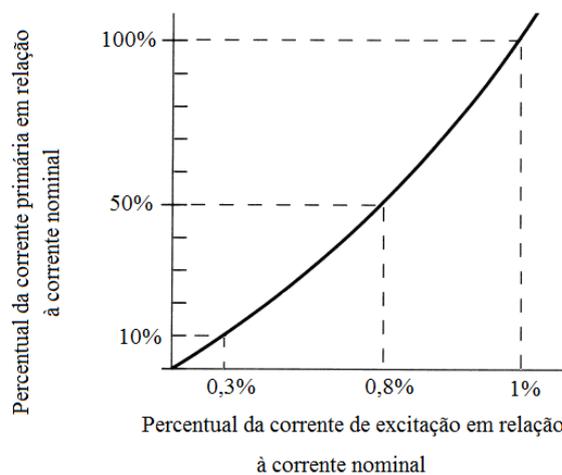


Figura 3.5 - Influência da variação da corrente primária no valor da corrente de excitação. Fonte: (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2002).

A carga instalada no secundário de um TC também pode influenciar no valor da corrente de excitação, fato que ocorre no momento em que a impedância secundária ultrapassa os valores permitidos, tendo em vista a potência máxima com a qual o TC teve sua classe de exatidão definida. Assim, os erros introduzidos pelos TCs podem ser superiores aos

estabelecidos durante os ensaios do equipamento. Neste sentido, deve-se atentar também à impedância dos condutores elétricos que são utilizados para ligação do secundário do TC aos instrumentos elétricos que ele alimenta, principalmente quando estes instrumentos são colocados a uma distância considerável.

### 3.2.3 Classe de exatidão de TCs

A classe de exatidão de um instrumento indica o erro máximo que a medição por ele realizada pode conter. Neste sentido, os TCs podem ser utilizados para serviços de medição e de proteção, sendo que diferentes classes de exatidão podem ser exigidas dependendo da aplicação do instrumento.

Os TCs para serviço de medição podem ser enquadrados em uma das seguintes classes de exatidão: 0,3, 0,6, 1,2 e 3,0 (NBR 6856, 1992). Exceto para a classe de exatidão 3,0, que não possui limitação de erro de fase, considera-se que um TC para serviço de medição está dentro de sua classe de exatidão em condições especificadas quando, nestas condições, o erro determinado pelo erro de relação ( $\varepsilon_c$ ) ou pelo fator de correção de relação ( $FRC_c$ ) e pelo ângulo de fase ( $\beta$ ) estiver dentro do paralelogramo de exatidão correspondente à sua classe de exatidão. O paralelogramo de exatidão de TCs que pertencem às classes 0,3, 0,6 e 1,2 é representado na Figura 3.6, a título de exemplo. Vale ressaltar que a classe 0,3, geralmente, é utilizada em instrumentos medidores de energia elétrica, que possuem fins de faturamento. As classes 0,6 e 1,2, por sua vez, são utilizadas em instrumentos de medição de energia que não possuem finalidade de faturamento, servindo para alimentação de relés, voltímetros, amperímetros, entre outros.

Na Figura 3.6, o paralelogramo menor refere-se a 100% da corrente nominal, e o paralelogramo maior refere-se a 10% da corrente nominal. No caso de TC com fator térmico superior a 1, o paralelogramo menor refere-se também a 100% a corrente nominal, mas multiplicada pelo fator térmico nominal. Vale salientar que, para o estabelecimento das classes de exatidão de TCs, ensaios são realizados para as condições anteriores, levando em conta cargas padronizadas colocadas em seus secundários, as quais obedecem às especificações ABNT (Associação Brasileira de Normas e Técnicas) e ANSI (*American National Standards Institute*).

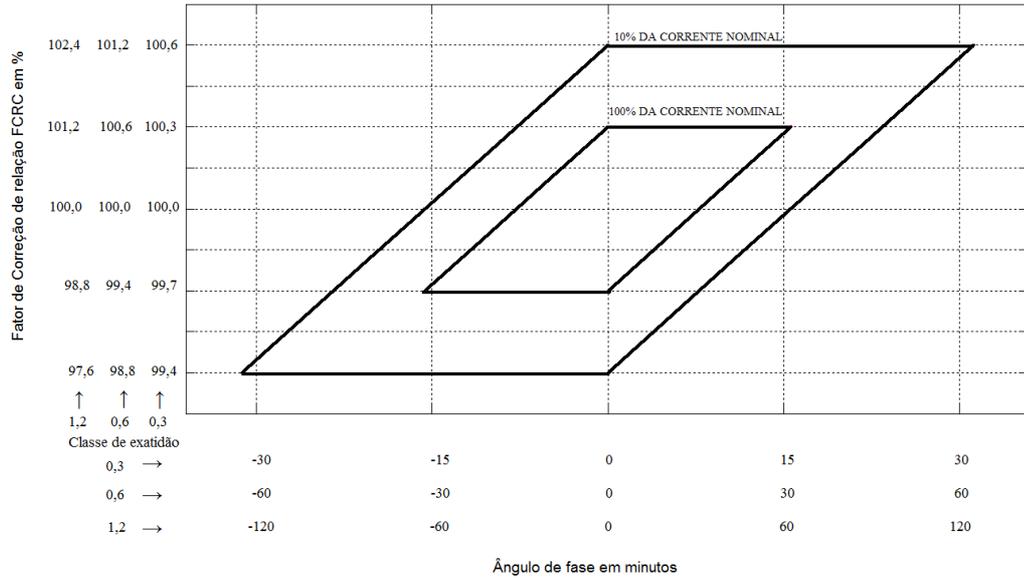


Figura 3.6 - Paralelogramo de exatidão de um TC, classes de exatidão 0,3 - 0,6 - 1,2.

Os TCs para serviço de proteção podem ser enquadrados em uma das seguintes classes: 5 e 10 (NBR 6856, 1992). Assim, considera-se que um TC para serviço de proteção está dentro de sua classe de exatidão quando o seu erro de corrente não é superior ao valor especificado, 5% ou 10%, desde a corrente nominal até uma corrente igual a vinte vezes o valor da corrente nominal.

As normas internacionais (IEEE Std. C57.13, 1993; IEC 60044-1, 2003), bem como a norma brasileira NBR 6856 (1992), que tratam sobre transformadores de corrente, não estabelecem limites de erro de fase para transformadores usados para fins de proteção. Esta determinação é válida se considerarmos que os equipamentos de proteção são sensibilizados pelos módulos das correntes, no entanto, para utilização dessa medida de corrente em algoritmos de localização de faltas, a informação sobre o erro em ângulo seria de relevante importância para determinar mais precisamente o local de faltas. Para efeito das análises apresentadas neste trabalho, considera-se que tanto medidas de corrente quanto medidas de tensão possuirão erros de relação e de fase definidos pelos respectivos paralelogramos de exatidão dos TCs e TPs que efetuaram as medições. A fim de exemplificar o exposto, os TCs analisados neste trabalho foram definidos como possuindo classe de exatidão 10, logo, o seu paralelogramo foi traçado conforme indicado na Figura 3.7, mesmo não havendo, por norma, um paralelogramo para esta classe.

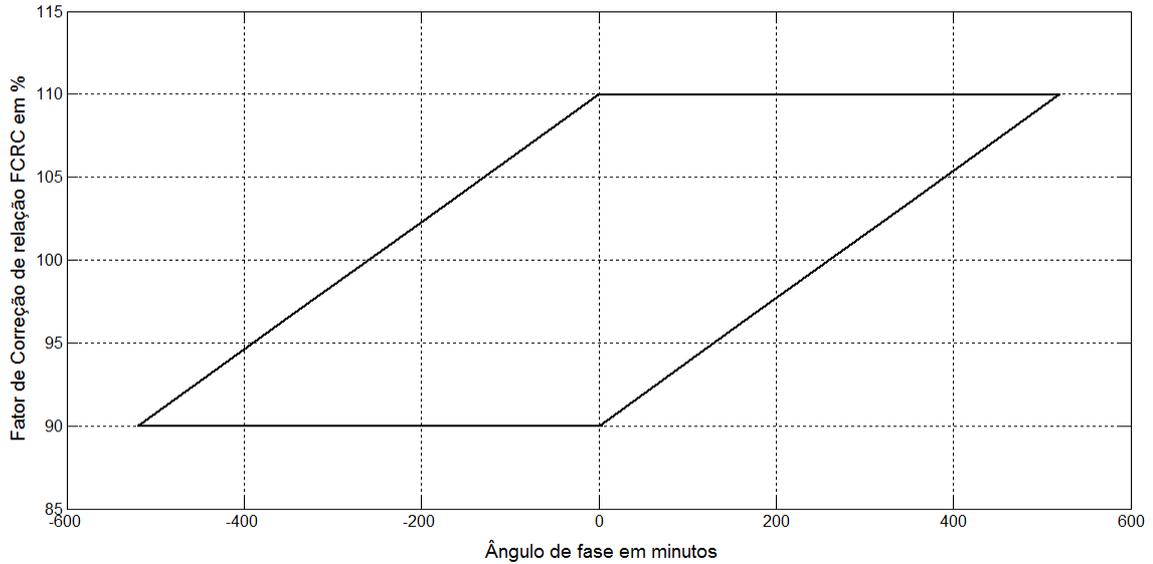


Figura 3.7 - Paralelogramo de exatidão de um TC, classe de exatidão 10.

Vale salientar que TCs de medição e de proteção, embora tenham o mesmo princípio de funcionamento, possuem características construtivas diferenciadas. O núcleo de TCs para medição possui alta permeabilidade magnética (pequena corrente de excitação, pequenas perdas, baixa relutância) sob condições de baixa indução magnética. Isto significa que estes TCs podem saturar caso a corrente primária aumente para cerca de quatro vezes o seu valor nominal (MEDEIROS FILHO, 1986). O núcleo de TCs de proteção, por sua vez, não possui a mesma permeabilidade magnética, mas tem a vantagem de saturar apenas quando a corrente primária varia em cerca de 20 vezes do seu valor nominal, o que torna este instrumento apto para realizar medições em condições de curto-circuito. Na Figura 3.8 a curva de saturação de TCs para medição e proteção é apresentada, a fim de ilustrar a discussão anterior.

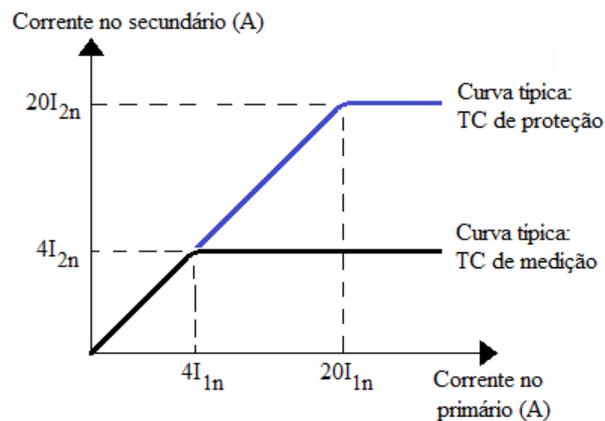


Figura 3.8 - Curva de saturação de TCs de medição e proteção.

## 3.3 Transformadores de Potencial

### 3.3.1 Aspectos gerais

Os transformadores de potencial são instrumentos elétricos que reproduzem em seu circuito secundário a tensão de seu circuito primário, proporcionalmente mantendo o módulo e a fase dessa grandeza, com o mínimo de erro possível. Estes equipamentos também possuem funcionamento baseado na teoria da indução eletromagnética de Faraday, conforme descrito na seção 3.1, no entanto, no TP sempre se tem  $N_1 > N_2$ , o que resulta numa tensão  $V_2 < V_1$ , sendo por isto considerado na prática como um redutor de tensão.

Os TPs são projetados e construídos para disponibilizarem uma tensão secundária nominal padronizada de 115 V ou  $115/\sqrt{3}$  V, sendo a tensão primária nominal igual à tensão da linha de transmissão ou alimentador no qual o TP está conectado. Ainda, quando o primário é submetido a uma tensão menor ou maior que a nominal, no secundário tem-se também uma tensão, proporcionalmente menor ou maior que 115 V ou  $115/\sqrt{3}$  V.

Como os transformadores de potencial são empregados para alimentarem instrumentos de alta impedância, como voltímetros, circuitos de potencial de wattímetros, etc., a corrente secundária neste instrumento é muito pequena e por isso se diz muitas vezes que TPs são transformadores de potência que operam quase em vazio. Vale ressaltar que os TPs podem suportar uma sobretensões de até 10% em regime permanente, sem que nenhum dano lhes seja causado (MEDEIROS FILHO, 1986).

Os TPs eletromagnéticos (também chamados de TPs indutivos ou TPIs) existentes em sistemas de potência são usados até a classe de tensão 138 kV. Por motivos técnicos e econômicos, os sistemas de transmissão com tensões acima de 138 kV usam transformadores de potencial acoplados a um divisor de potencial capacitivo, sendo nesta configuração chamados de TPCs (transformadores de potencial capacitivos). Assim, o TPC, ilustrado na Figura 3.9, é empregado principalmente em circuitos de alta tensão e extra alta tensão, sendo constituído, basicamente, por dois elementos capacitivos conectados em série,  $C_1$  e  $C_2$ , por um reator de compensação L e um TP de indução.

Os TPCs possuem perdas bastante reduzidas e oferecem a possibilidade de transmitir sinais de alta frequência através das linhas de alta tensão, como por exemplo, sinais de teleproteção. Estes instrumentos, no entanto, podem sofrer uma influência mais acentuada em virtude de variações de frequência da rede (MEDEIROS FILHO, 1986).

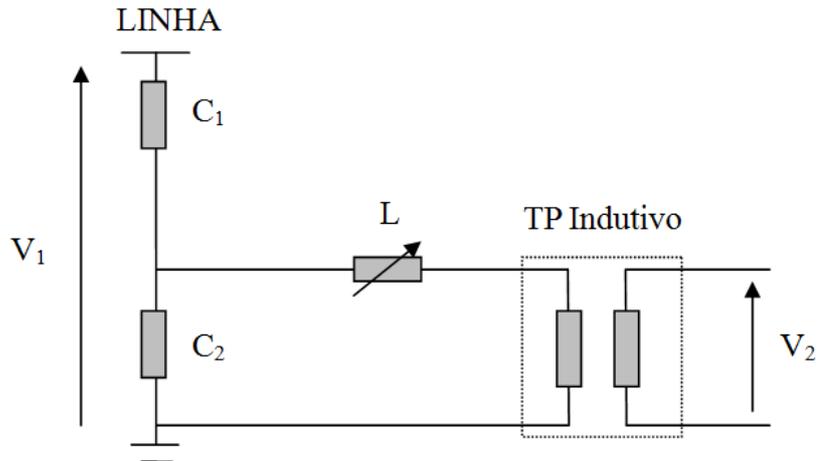


Figura 3.9 - Configuração básica de um transformador de potencial capacitivo.

Encontram-se na literatura diversas normas que tratam sobre transformadores para instrumentos, sendo algumas delas específicas sobre TPs: IEC 60044-2 (2003), IEC 60044-5 (2004), NBR 6855 (1992). A seguir apresentam-se algumas considerações importantes sobre erros de TPs e suas respectivas classes de exatidão, de acordo com as normatizações vigentes.

### 3.3.2 Erros de TPs

Assim como os TCs, os TPs podem inserir dois tipos de erro nas medições que efetuam: erro de relação de transformação e erro de fase. Dessa forma, alguns conceitos apresentados anteriormente relacionados aos TCs também serão aqui detalhados, mas em relação aos TPs.

- a) Relação nominal ou relação de transformação nominal do TP ( $K_{pn}$ ): representa a relação entre as tensões primária e secundária nominais de projeto do TP,  $V_{1n}$  e  $V_{2n}$ , respectivamente, conforme a equação (3.10). Essas tensões são especificadas pelo fabricante na placa de identificação do equipamento.

$$K_{pn} = \frac{V_{1n}}{V_{2n}} \quad (3.10)$$

- b) Relação real do TP ( $K_{pr}$ ): representa a relação entre as tensões primária e secundária exatas,  $V_1$  e  $V_2$ , do TP, respectivamente, conforme a equação (3.11). Em geral os valores de  $K_{pr}$  são muito próximos de  $K_{pn}$ , pois os TPs são projetados e construídos a partir de materiais de boa qualidade e sob condições especiais. Como não é possível determinar o valor exato  $V_1$ , visto que este parâmetro geralmente possui valor muito

elevado para ser medido por voltímetros, geralmente mede-se a tensão secundária e chega-se ao valor exato de  $V_1$  através da construção do diagrama fasorial do TP. Em situações práticas, onde muitas vezes não existem informações suficientes para traçar o diagrama fasorial do instrumento, o valor lido da tensão secundária é multiplicado por  $K_{pn}$  para determinar o valor medido da tensão primária  $V_1$ .

$$K_{pr} = \frac{V_1}{V_2} \quad (3.11)$$

- c) Fator de correção de relação do TP ( $FCR_P$ ): é definido conforme a equação (3.12). Este fator deve ser multiplicado pela relação nominal,  $K_{pn}$ , para indicar a relação real  $K_{pr}$  do transformador. O  $FCR_P$  também pode ser definido como aquele que corrige o erro de relação do TP.

$$FCR_P = \frac{K_{pr}}{K_{pn}} \quad (3.12)$$

### 3.3.2.1 Erro de relação de transformação do TP

Os TPs, ao refletirem no circuito secundário o que se passa no primário, podem inserir erros de relação de transformação às suas respectivas medições. Ao analisar o diagrama fasorial de um TP, o qual é o mesmo do transformador geral representado na Figura 3.4, observa-se que a tensão primária medida,  $\underline{V}_2'$ , está defasada de um ângulo  $\gamma$  em relação à  $\underline{V}_1$ . Observa-se ainda que o valor exato de  $\underline{V}_1$  pode não ser determinado, uma vez que a relação de transformação nominal do TP pode diferir da relação real. Assim, o erro de relação que pode ser inserido por TPs em suas respectivas medições,  $\varepsilon_p$ , é dado conforme a equação (3.13). Vale salientar que em (3.13),  $V_1$  corresponde ao valor exato, em módulo, da tensão primária e  $V_2$  corresponde ao valor medido, em módulo, da grandeza no secundário do TP.

$$\varepsilon_p = \frac{K_{pn}V_2 - V_1}{V_1} \quad (3.13)$$

Percentualmente, a equação (3.13) pode ser representada de acordo com (3.14).

$$\varepsilon_p(\%) = \frac{K_{pn}V_2 - V_1}{V_1} \times 100 \quad (3.14)$$

O erro de relação também pode ser representado em termos do  $FCR_p$ , considerando que na equação (3.14) a razão  $V_2/V_1$  é igual a  $1/K_{pr}$  e que  $FCR_p = K_{pr}/K_{pn} \cong 1$ . Assim:

$$\varepsilon_p(\%) = 100 - FCR_p(\%) \quad (3.15)$$

Os valores percentuais de  $FCR_p$  podem ser visualizados na Figura 3.11 para diferentes classes de exatidão de TPs.

### 3.3.2.2 Erro de ângulo de fase do TP

O erro de fase introduzido por um TP é o ângulo de defasagem  $\gamma$ , existente entre a tensão primária medida e a tensão primária exata. Assim, para qualquer fator de correção de relação conhecido de um TP, os valores limites positivos e negativos do ângulo de fase  $\gamma$ , em minutos, podem ser expressos conforme a equação (3.16).

$$\gamma = 2600(FCT_p - FCR_p) \quad (3.16)$$

Na equação (3.16),  $FCT_p$  é o "fator de correção de transformação", o qual, por definição, deve ser multiplicado pela leitura de aparelhos de medição (wattímetros, medidores de energia, etc.), cuja bobina de potencial seja alimentada pelo referido TP, para corrigir o efeito combinado do fator de correção de relação  $FCR_p$  e do ângulo de fase  $\gamma$ . A equação (3.16) também foi deduzida partindo do princípio de que o secundário do TP alimenta uma carga indutiva de fator de potência entre 0,6 e 1,0. Assim, o paralelogramo de exatidão que pode ser obtido a partir da expressão (3.16) somente reproduzirá a exatidão do TP se a carga posta em seu secundário tiver o fator de potência dentro dessa faixa.

### 3.3.2.3 Considerações gerais sobre erros de relação e de fase de TPs

Ao analisar o diagrama fasorial da Figura 3.4, percebe-se que qualquer variação da corrente secundária poderá mudar a razão  $V_1/V_2$ , e, conseqüentemente, influenciar nos erros de relação e de fase dos TPs. Nesse sentido, é importante destacar que, assim como nos TCs, a corrente secundária também é função da carga inserida no secundário do transformador, a qual pode influenciar, quando fora dos padrões, nos erros de relação e de fase presentes nas medições realizadas por TPs (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2002).

Analisando um TP mediante variações da tensão primária, verifica-se, conforme a Figura 3.10, que a corrente de excitação existente na situação de operação normal do transformador (90% a 110% da corrente nominal) é quase linear. Acima de 110% da tensão nominal tem-se um aumento mais significativo da corrente de excitação em relação à tensão primária, situação que poderia provocar maiores erros de relação e de fase do TP. Na faixa de operação normal e abaixo dela, os impactos da corrente de excitação na relação de transformação real e no ângulo de fase são muito pequenos (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2002).

A corrente de excitação, no entanto, pode variar em virtude de mudanças na frequência da rede. A corrente de excitação pode diminuir rapidamente em altas frequências e aumentar em frequências mais baixas, provocando, nessa última situação, a saturação do transformador em tensões abaixo do valor nominal, o que pode ocasionar grandes variações na relação de transformação e no ângulo de fase do TP. Assim, enquanto um pequeno aumento na frequência da rede pode ser ignorado, uma pequena diminuição desta pode resultar em alteração significativa nos erros de relação e de fase de TPs (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2002).

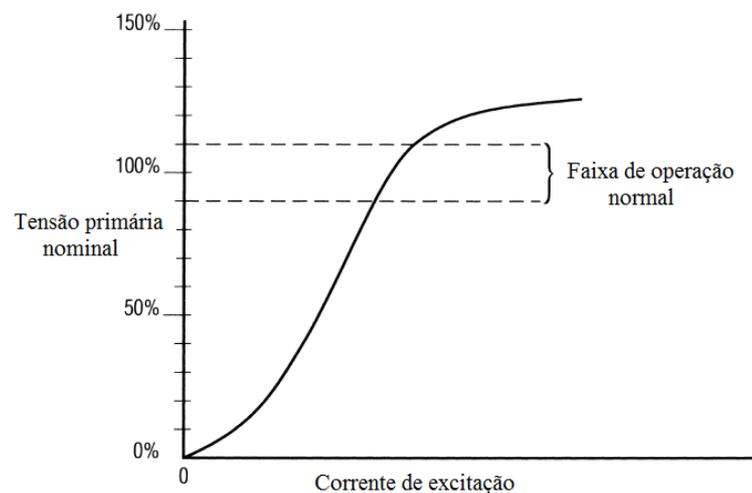


Figura 3.10 - Influência da variação da tensão primária no valor da corrente de excitação. Fonte: (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 2002).

### 3.3.3 Classe de exatidão de TPs

Os TPs para serviços de medição ou proteção, sejam indutivos ou capacitivos, podem ser enquadrados em uma das seguintes classes de exatidão: 0,3, 0,6 e 1,2 (NBR 6855, 1992; IEEE C57.13, 1993). Considera-se que um TP está dentro de sua classe de exatidão em

condições especificadas quando, nestas condições, o erro determinado pelo erro de relação ( $\varepsilon_p$ ) ou pelo fator de correção de relação ( $FCR_p$ ) e pelo ângulo de fase ( $\gamma$ ) estiver dentro do paralelogramo de exatidão correspondente à sua classe de exatidão. O paralelogramo de exatidão de TPs que pertencem às classes 0,3, 0,6 e 1,2 é representado na Figura 3.11, a título de exemplo.

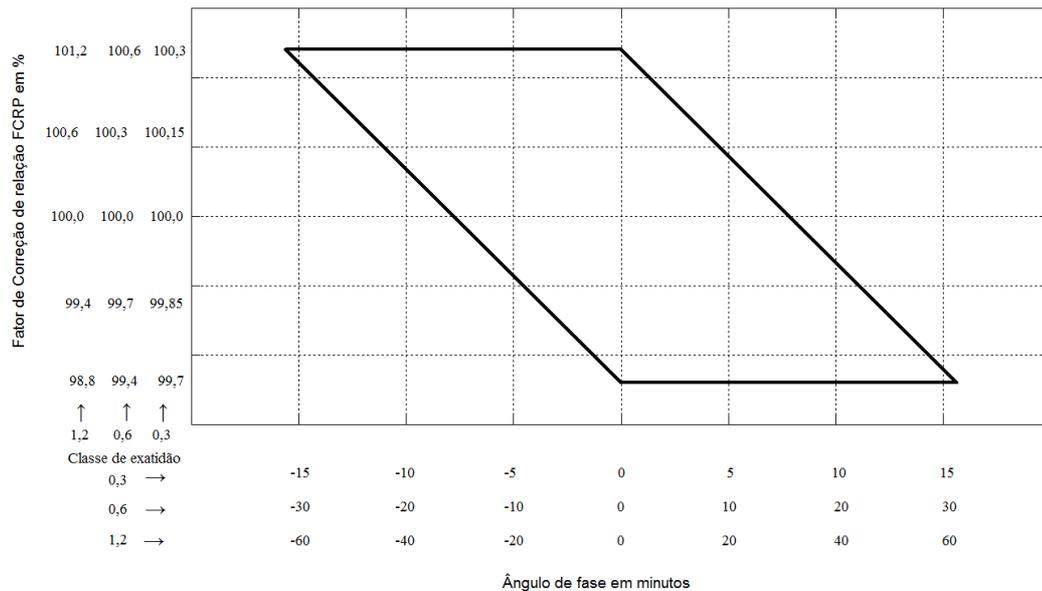


Figura 3.11 - Paralelogramo de exatidão de um TP, classes de exatidão 0,3 - 0,6 - 1,2.

Para se estabelecer a classe de exatidão de um TP, de tal forma a atender o paralelogramo da Figura 3.11, realizam-se ensaios em vazio e com cargas padronizadas, que são colocadas no secundário do instrumento sob três condições de operação: tensão nominal, 90% da tensão nominal e 110% da tensão nominal. Essas tensões abrangem a faixa de prováveis valores de tensões que os TPs estarão submetidos.

### 3.4 Influência de erros de transformadores para instrumentos na localização de faltas em linhas de transmissão

Nesta seção apresenta-se a influência de erros de transformadores de corrente e de potencial na exatidão de dois clássicos algoritmos localizadores de faltas baseados em fasores fundamentais: Johns e Jamali (1990) e Girgis et al. (1992). Doravante, o método de Girgis et al. (1992) será chamado de "algoritmo A" ou "modelo LT curta" e o método de Johns e Jamali (1990) será denominado "algoritmo B" ou "modelo LT longa".

Esses métodos foram programados no âmbito do presente trabalho de investigação. Os resultados obtidos e apresentados nesta sessão são, portanto, oriundos de implementação computacional própria, para análise do desempenho dos algoritmos A e B, a partir da simulação de duas linhas de transmissão no *software* ATP. Considerou-se que essas linhas operam com tensão nominal de 138 kV e 230 kV, são transpostas e possuem comprimentos de 90 km e 180 km, respectivamente. É importante registrar que, nas simulações, utilizaram-se parâmetros típicos de linhas de transmissão reais (CAMARGO, 2009), bem como se considerou taxa de amostragem de 256 amostras/ciclo e a ocorrência de faltas apenas do tipo fase-terra. Além disso, simularam-se faltas no início, no meio e no fim das linhas, para verificar se o local da falta pode implicar em maiores ou menores erros de localização nos algoritmos analisados. A  $R_f$  nas simulações foi considerada nula, exceto nos resultados da subseção 3.4.2.2, em que se assumiu a resistência de falta igual a  $100 \Omega$ . Apesar de ser usual a adoção de  $3R_f = 100 \Omega$  para cálculo de curto-circuito fase-terra mínimo, preferiu-se adotar, nas simulações,  $3R_f = 300 \Omega$ , a fim de representar de forma mais rigorosa a influência da impedância de falta.

Quanto à análise de erros nas medições, é importante destacar que medidas de tensão e de corrente podem conter erros tanto originados da relação de transformação quanto do ângulo de fase. O TP considerado no estudo apresentado nesta seção 3.4, independente de ser do tipo indutivo ou capacitivo, possui classe de exatidão 1,2, o que significa que seu erro de relação pode atingir  $\pm 1,2\%$  e seu erro de fase pode atingir até  $\pm 62,4$  minutos, conforme análise do paralelogramo de exatidão da classe 1,2 (Figura 3.11). O TC considerado neste estudo, por sua vez, possui classe de exatidão 10, o que significa que seu erro de relação pode atingir  $\pm 10\%$  e seu erro de fase pode atingir  $\pm 520$  minutos, conforme obtido pelo paralelogramo de exatidão traçado para a classe de exatidão 10 (Figura 3.7).

Sabendo que a cada terminal de uma LT (terminal 1 e terminal 2) estão associados TPs e TCs, e cada um desses instrumentos pode inserir erro de relação e erro de fase nas medições, então, serão oito grandezas cujas combinações de erros podem influenciar na exatidão da localização de faltas: erro de relação e de fase (TP1), erro de relação e de fase (TC1), erro de relação e de fase (TP2) e erro de relação e de fase (TC2). O número de variáveis com erro poderia ser maior, caso fossem considerados erros de TP e de TC diferentes por fase. Para simplificação da análise, então, considerou-se que os erros de TIs presentes na fase A, são os mesmos para as fases B e C. Assim, nesta análise simularam-se aproximadamente 65 mil combinações possíveis dessas oito variáveis com erro (admitiram-se quatro valores possíveis

para cada variável, o que resulta em  $4^8$  combinações), de tal forma a determinar qual a combinação de erros de TP e TC que implicaria em maiores erros de localização de faltas.

### 3.4.1 Análise da influência de erros de TPs e TCs na localização de faltas de uma linha de transmissão de 138 kV

Considerando que uma falta ocorra no início da linha de 138 kV, quilômetro 13, e que os TPs e TCs não introduzam erros nas medidas de tensão e de corrente, tem-se que o algoritmo B (LT longa) encontra o local da falta com erro de 0,0029%, enquanto o algoritmo A (LT curta) encontra o local da falta com erro de 0,34%. Caso sejam simuladas diversas combinações possíveis de erros de relação nas medidas de tensão dos terminais 1 e 2 da LT, obtém-se o gráfico ilustrado na Figura 3.12.

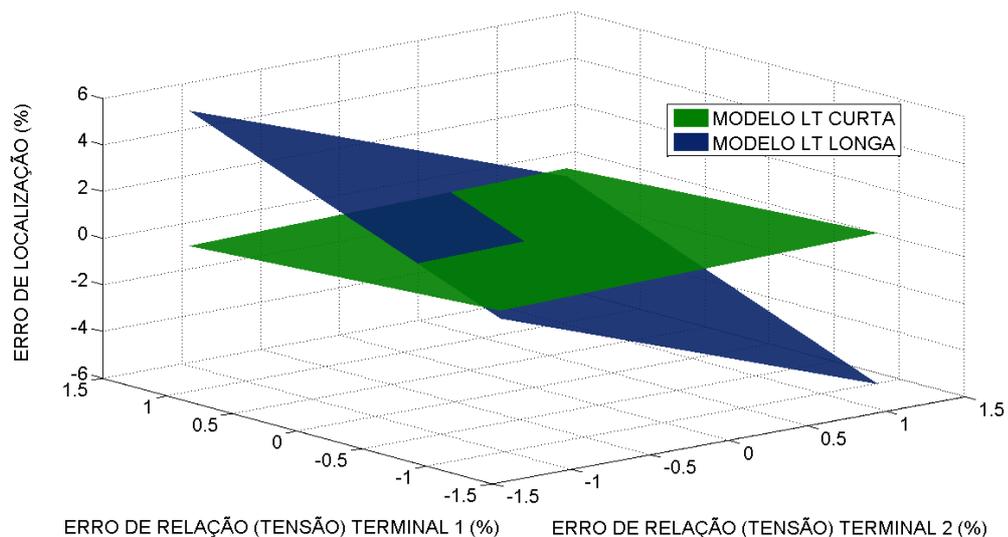


Figura 3.12 - Erro de localização de faltas – início da LT 138 kV (13 km).

Como o erro de localização de faltas é uma função de oito variáveis, na Figura 3.12, mostra-se apenas a variação do erro de localização em função dos erros de relação dos TPs dos dois terminais da linha. As demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Para este caso verificou-se que o erro de localização que antes era de 0,0029% (algoritmo B) atingiu 5,54%, conforme Tabela 3.1. Já no caso do algoritmo A (linha curta), avançou de 0,34% para 0,94%, conforme a mesma tabela.

Pode-se verificar na Figura 3.12 que foram erros extremos do paralelogramo de exatidão dos TPs que contribuíram para um maior erro de localização da falta nos dois algoritmos. Percebe-se ainda que os erros de relação de TPs podem influenciar de forma mais

relevante a exatidão do algoritmo localizador de faltas baseado no modelo de linha longa (algoritmo B), conforme o aumento do erro verificado para 5,54%.

Tabela 3.1. Erros de TPs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13).

	<b>Erro de relação (TP1)</b>	<b>Erro de relação (TP2)</b>	<b>Erro de localização (%)</b>
<b>Algoritmo A (modelo LT curta)</b>	-1,2%	1,2%	0,94
<b>Algoritmo B (modelo LT longa)</b>	1,2%	-1,2%	5,54

Ainda para a linha de transmissão de 138 kV, realizou-se a mesma análise anterior, no entanto, considerando faltas no meio e no fim da linha.

Para uma falta no meio da linha de 138 kV, o algoritmo B de localização de faltas indicou erro de 0,003%, e o algoritmo A de 0,0092%, quando as medidas de tensão e de corrente não estão corrompidas com erros de TPs e TCs. Quando da aplicação de erros de relação apenas nas medidas de corrente, verificou-se que, para as combinações que constam na Tabela 3.2, os algoritmos de localização de faltas baseados nos modelos de linha longa e de linha curta apresentaram erros máximos similares.

Tabela 3.2. Erros de TCs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45).

	<b>Erro de relação (TC1)</b>	<b>Erro de relação (TC2)</b>	<b>Erro de localização (%)</b>
<b>Algoritmo A (modelo LT curta)</b>	-10%	10%	5,1
<b>Algoritmo B (modelo LT longa)</b>	-10%	10%	5,2

Para este caso de falta no meio da LT de 138 kV, mostra-se na Figura 3.13 a variação do erro de localização de faltas em função da variação do erro de relação das medidas de corrente dos terminais 1 e 2. As demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. A partir da Figura 3.13 percebe-se que a presença de erros nas medidas de corrente influencia os dois algoritmos praticamente na mesma proporção.

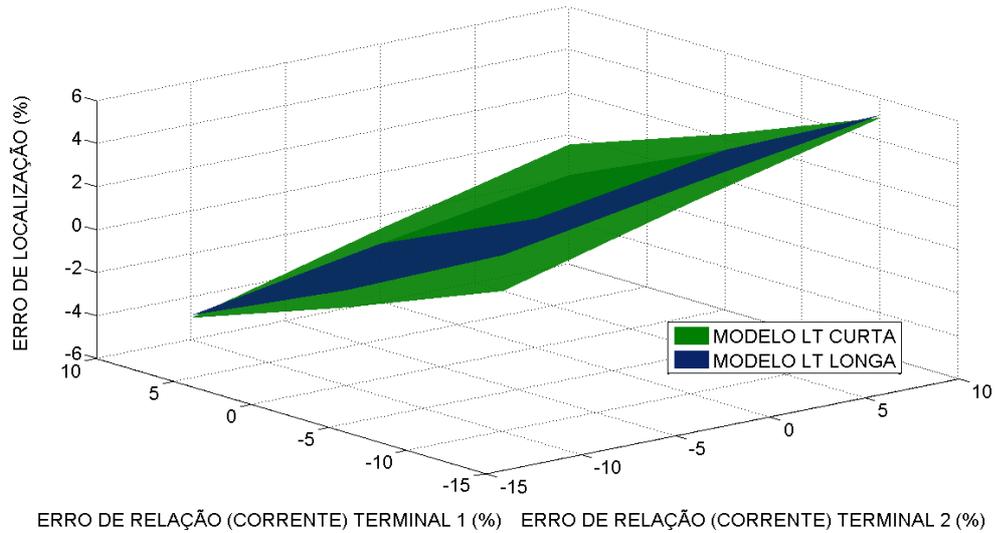


Figura 3.13. Erro de localização de faltas – meio da LT 138 kV (45 km).

Quando da análise de uma falta no fim da linha de 138 kV, quilômetro 80, verificou-se que o algoritmo B de localização indicou erro de 0,0021% e o algoritmo A de -0,37% quando não existem erros de TIs nas medidas. No entanto, esses erros de localização podem atingir 8,6% e -3,8%, respectivamente, caso os erros de TC e TP assumam as combinações especificadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Erros de TPs e TCs que contribuíram para maior erro de localização de faltas – falta no fim da LT de 138 kV (quilômetro 80).

	<b>Erro de relação (TP1)</b>	<b>Erro de relação (TC1)</b>	<b>Erro de localização (%)</b>
<b>Algoritmo A (modelo LT curta)</b>	-1,2%	10%	-3,8
<b>Algoritmo B (modelo LT longa)</b>	1,2%	-10%	8,6

Na Figura 3.14 mostra-se a variação do erro de localização de faltas em função da variação do erro de relação das medidas de corrente e tensão do terminal 1. Demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Observa-se que o algoritmo B sofre uma maior influência quando existem ambos os erros de TC e TP nas medições.

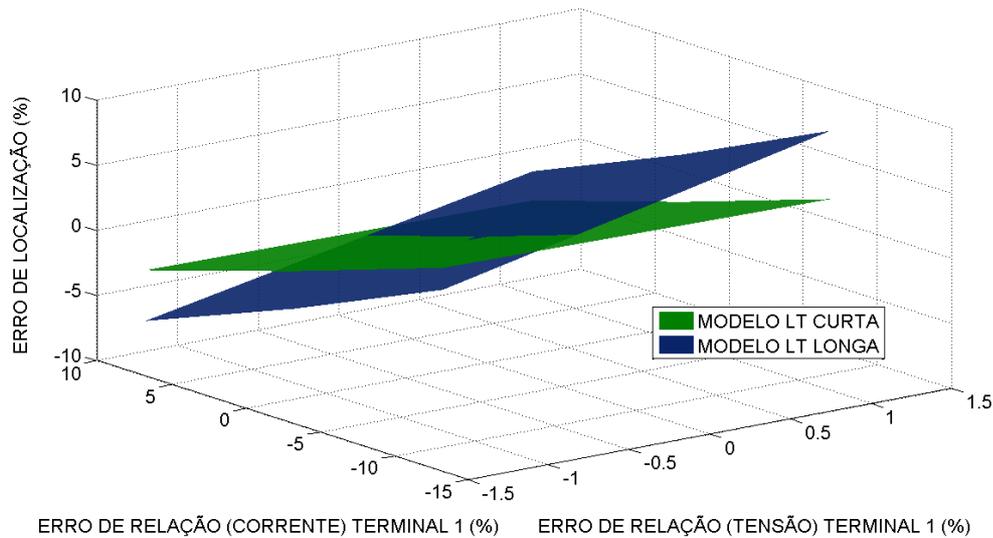


Figura 3.14 - Erro de localização de faltas – fim da LT 138 kV (80 km).

### 3.4.2 Análise da influência de erros de TPs e TCs na localização de faltas de uma linha de transmissão de 230 kV

Considerando que uma falta ocorra no início da linha de 230 kV, quilômetro 36, e que os TPs e TCs não introduzam erros nas medidas de tensão e de corrente, tem-se que o algoritmo B de localização de faltas encontra o local da falta com erro de 0,0034%, enquanto o algoritmo A com erro de 0,59%. Caso sejam simuladas diversas combinações possíveis de erros nas medidas de tensão, obtém-se o gráfico ilustrado na Figura 3.15, o qual, assim como os anteriores, possui uma característica linear e mostra apenas a variação do erro de localização quando os erros de relação das medidas de tensão variam nos terminais 1 e 2. As demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero.

Para este caso, as combinações de erros de TPs que culminaram nos maiores erros de localização de faltas nos dois algoritmos foram as mesmas que constam na Tabela 3.1. O erro máximo obtido foi de 3,33% (algoritmo B) e 0,74% (algoritmo A), o que equivale a aproximadamente 6 km e 1,33 km, respectivamente, de erro na localização da falta.

No caso da falta no meio da LT de 230 kV, quando não existem erros nas medidas de tensão e de corrente, tem-se que o algoritmo B de localização encontra o local da falta com erro de 0,0053%, e o algoritmo A com erro de 0,03%. Para a mesma combinação de erros da Tabela 3.2, os algoritmos de localização indicaram erros máximos iguais a 5,18% (modelo LT longa) e 5% (modelo LT curta). Na Figura 3.16, apresenta-se, para este caso, o gráfico da

variação do erro de localização em função da variação do erro de relação de corrente, terminais 1 e 2.

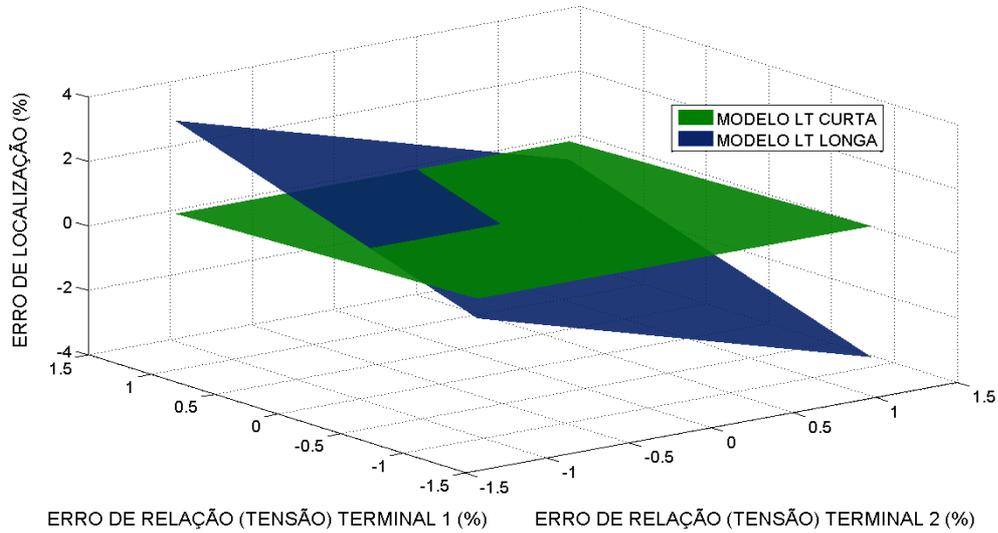


Figura 3.15 - Erro de localização de faltas – início da LT 230 kV (36 km).

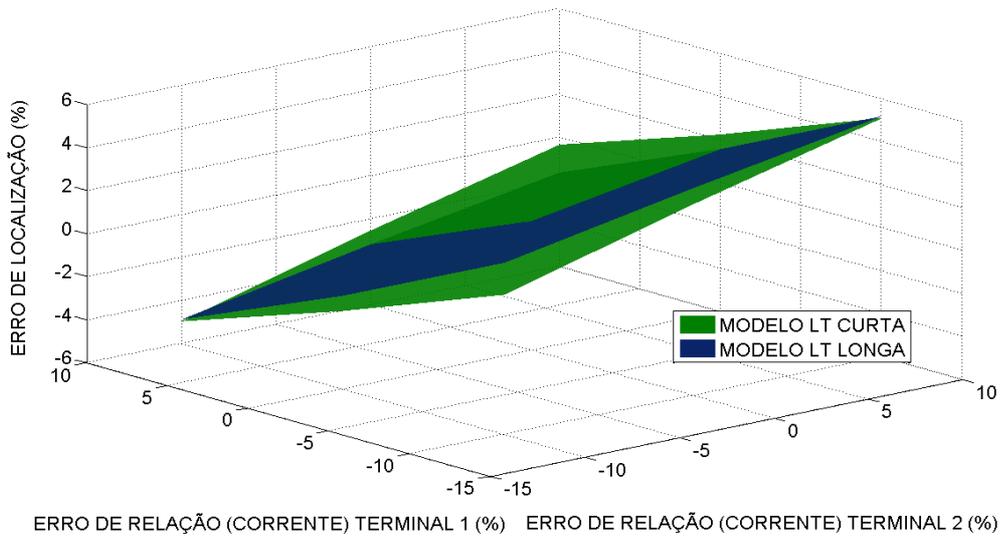


Figura 3.16 - Erro de localização de faltas – meio da LT 230 kV (90 km).

Quando da análise da falta no fim da linha de 230 kV, quilômetro 160, verificou-se que o algoritmo B de localização indicou erro de 0,0% e o algoritmo A de -0,69% quando não existem erros de TIs nas medições. No entanto, esses erros de localização atingem 6,1% e -3,7%, respectivamente, caso os erros de relação de TC e TP sejam inseridos conforme a Tabela 3.3. Na Figura 3.17 tem-se, para este caso, o gráfico da variação do erro de localização em função da variação do erro de relação de corrente e tensão, terminal 1. As demais variáveis foram mantidas constantes e iguais a zero.

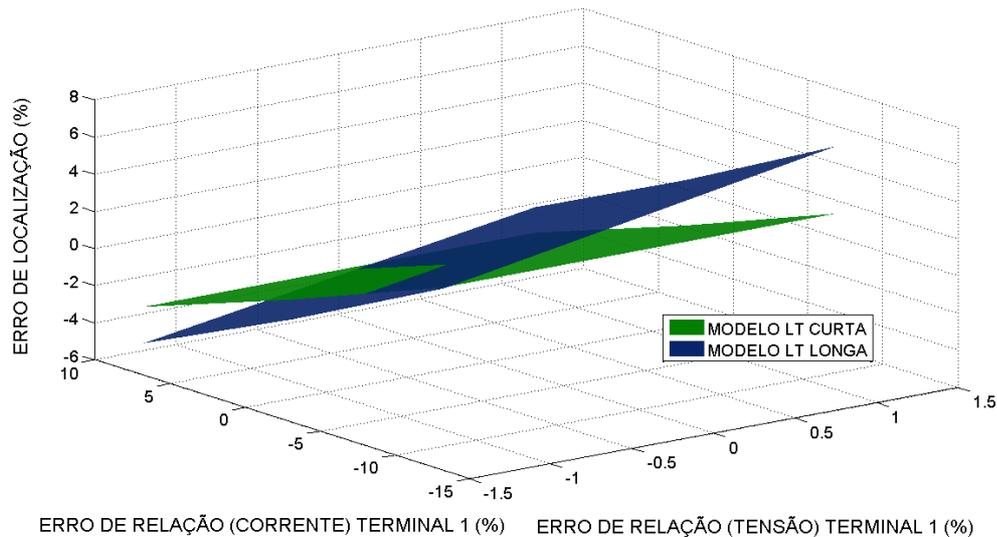


Figura 3.17 - Erro de localização de faltas – fim da LT 230 kV (160 km).

A análise da influência de erros de TIs na localização de faltas no fim desta LT de 230 kV mostrou que os erros que antes eram de 0,0% (modelo LT longa) passaram a ser 6,1% (aproximadamente 11 km) unicamente em decorrência dos erros presentes nas medidas de tensão e corrente que são permitidas por norma, oriundos da classe de exatidão dos TCs e TPs analisados.

Na próxima subseção mostra-se ainda a influência que os erros de fase de TCs podem incluir na localização de faltas desta LT de 230 kV.

### 3.4.2.1 Influência de erros de fase de TCs na localização de faltas de uma LT de 230 kV

Conforme comentando neste capítulo, transformadores de corrente usados para fins de proteção não possuem limitações de erros em ângulo de fase, segundo as normas brasileiras e internacionais que tratam sobre o tema. Para fins de localização de faltas, no entanto, a falta de limitação desses erros em ângulo pode contribuir para o aumento do erro de processos de localização de faltas. A Figura 3.18 indica, para uma falta no meio da LT de 230 kV, a variação do erro de localização de faltas em virtude da variação do ângulo de fase em minutos de TCs instalados nos dois terminais da linha de transmissão. Vale salientar que as demais variáveis foram mantidas constantes e iguais a zero.

Para este caso, observou-se que o erro máximo de localização de faltas em virtude unicamente dos erros de fase dos TCs pode atingir quase 1% quando se utiliza o algoritmo

baseado em linha longa (algoritmo B). O algoritmo A parece não sofrer a influência da variação desses erros. É importante ressaltar que os erros de fase dos TCs foram estabelecidos conforme o paralelogramo de exatidão da classe 10, logo, pode-se afirmar que, se os limites de erros em ângulo não houvessem sido estabelecidos, conforme proposto pelas normas, os erros de localização em função dos ângulos dos TCs poderiam variar numa faixa bem maior do que a apresentada na Figura 3.18.

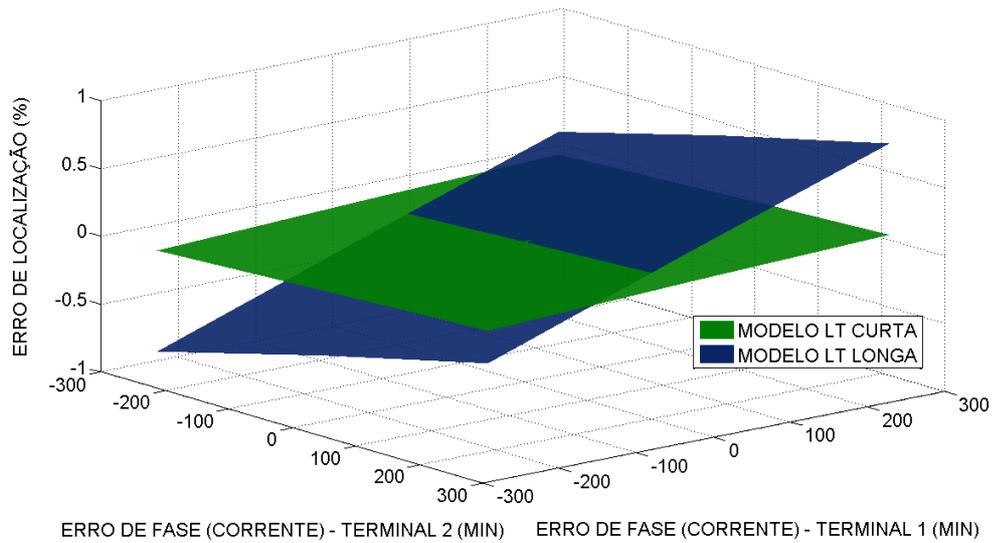


Figura 3.18 - Erro de localização x variação do erro de fase das medidas de corrente dos dois terminais da LT.

Na próxima subseção mostra-se a influência da resistência de falta na localização de faltas desta LT de 230 kV.

### 3.4.2.2 Influência da resistência de falta na localização de faltas de uma LT de 230 kV

Nesta subseção apresentam-se os resultados da localização de faltas na LT de 230 kV, considerando os erros de TIs e resistência de falta igual a 100  $\Omega$ .

Caso aconteça uma falta no meio da LT de 230 kV, quando não existem erros nas medidas de tensão e de corrente, sendo  $R_f = 100 \Omega$ , tem-se que o algoritmo B de localização encontra o local da falta com erro de 0,003185%, e o algoritmo A com erro de 0,038%. Para a mesma combinação de erros da Tabela 3.2, os algoritmos de localização indicaram erros máximos iguais a 5,9% (modelo LT longa) e 5,1% (modelo LT curta). Na Figura 3.19 apresenta-se, para este caso, o gráfico da variação do erro de localização em função da

variação do erro de relação de corrente, terminais 1 e 2. Observa-se que, neste caso, a presença da resistência de falta de  $100 \Omega$  não alterou significativamente a exatidão dos algoritmos de localização, mesmo quando existem erros de TIs.

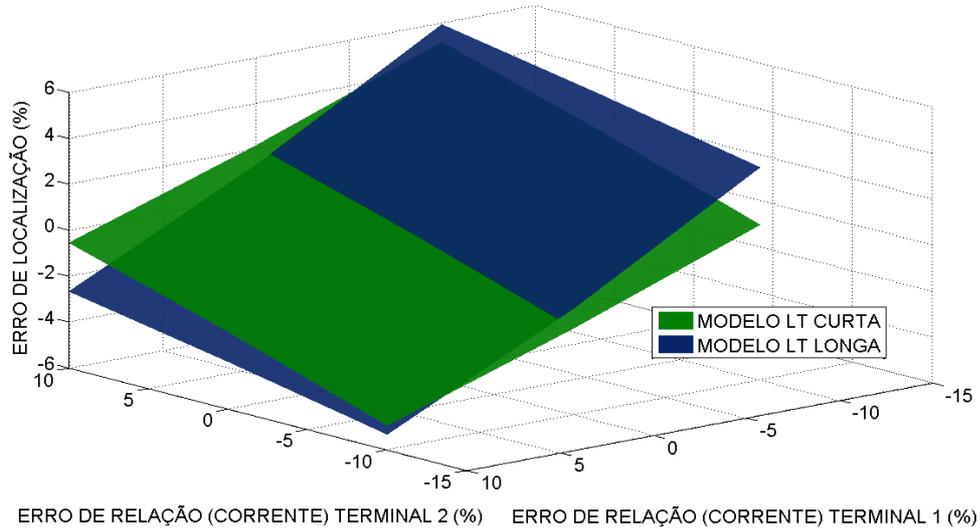


Figura 3.19 - Erro de localização de faltas – meio da LT 230 kV (90 km) –  $R_f = 100 \Omega$ .

Quando da análise da falta no fim da linha de 230 kV, quilômetro 160, com  $R_f = 100 \Omega$ , verificou-se que o algoritmo B de localização indicou erro de  $-0,0046\%$  e o algoritmo A de  $-0,79\%$  quando não existem erros de TIs nas medições. No entanto, esses erros de localização atingem  $8,92\%$  e  $-4,23\%$ , respectivamente, caso os erros de TC e TP sejam inseridos conforme a Tabela 3.3. A Figura 3.20 apresenta, para este caso, o gráfico da variação do erro de localização em função da variação do erro de relação de corrente e tensão, terminal 1. As demais variáveis foram mantidas constantes e iguais a zero.

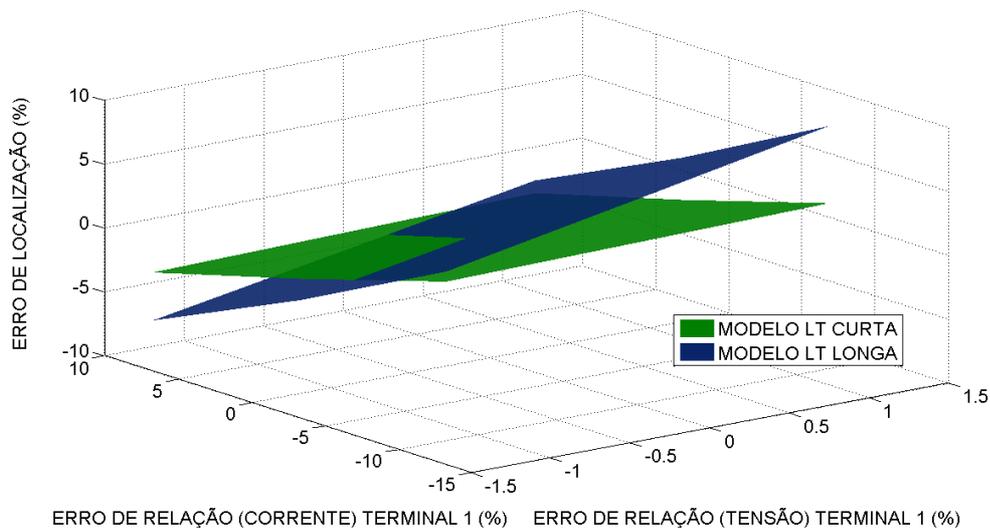


Figura 3.20 - Erro de localização de faltas – fim da LT 230 kV (160 km) –  $R_f = 100 \Omega$ .

A análise da influência de erros de TIs na localização de faltas de uma LT de 230 kV, quando  $R_f = 100 \Omega$ , mostrou que os algoritmos A e B são praticamente independentes da resistência de falta, quando não existem erros nas medidas. No entanto, caso existam erros nas medidas, os métodos apresentam um pior desempenho, principalmente o algoritmo B, quando comparados à situação onde  $R_f = 0 \Omega$ .

A partir do estudo realizado, conclui-se que erros em medidas de tensão e de corrente provenientes da classe de exatidão de transformadores para instrumentos podem prejudicar o desempenho de algoritmos de localização de faltas baseados em fasores fundamentais de tensão e de corrente. Observou-se também que os erros em medições que implicaram em maiores imprecisões na localização de faltas estão localizados nos pontos extremos dos paralelogramos de exatidão dos TPs e TCs analisados.

Na análise das linhas de transmissão de 138 kV e 230 kV, observou-se que o algoritmo que modela a linha a partir de parâmetros distribuídos (modelo LT longa) sofreu uma maior influência quando da existência de erros de TIs nos fasores de tensão e de corrente, alcançando um erro de localização de faltas de 8,92% em uma das situações analisadas (Figura 3.20). Isso mostra que a representação exata da linha para elaborar um algoritmo localizador, sem, entretanto, modelar as possíveis fontes de erros, não garante a exatidão do método em situações reais de operação do sistema elétrico.

Constatou-se que erros em ângulos de fase inseridos por TCs podem influenciar na localização de faltas e, por isso, seria apropriado que as normas estabelecessem limites de erros em ângulo para transformadores de corrente usados para fins de proteção, visto que o conhecimento dessa grandeza pode estar relacionado ao desenvolvimento e utilização de localizadores de falta mais exatos e eficientes.

A fim de investigar a sensibilidade do algoritmo B em relação a outras fontes de erro, bem como estender um pouco da discussão sobre o desempenho de algoritmos de localização de faltas mediante situações práticas de operação do sistema elétrico, apresenta-se, na seção a seguir, uma comparação dos dois métodos analisados (Johns e Jamali (1990) e Girgis et al. (1992)) quando existem erros nos parâmetros da linha de transmissão.

### 3.5 Influência de erros de parâmetros da linha de transmissão na localização de faltas

Para avaliar a influência de erros de parâmetros da linha de transmissão na localização de faltas foram utilizados os algoritmos A e B referidos anteriormente, bem como a representação de uma LT de 230 kV, 200 km de comprimento. Analisaram-se neste estudo os desempenhos dos algoritmos mediante variação dos parâmetros da linha, diferentes resistências de falta e diferentes pontos de falta. Mais especificamente, as seguintes considerações foram feitas nas simulações:

- Faltas apenas do tipo fase-terra foram analisadas;
- Variações da resistência de falta de 0  $\Omega$  e 50  $\Omega$ ;
- Aplicação de faltas nos quilômetros 60, 100 e 180 da LT de 200 km analisada;
- Variações dos erros nos parâmetros da linha: -20% a 20%.

Os resultados obtidos distribuem-se nas Figuras 3.21, 3.22 e 3.23 representadas a seguir. Em cada uma das figuras tem-se a simulação de uma falta na linha de transmissão de 230 kV, em que os desempenhos dos dois algoritmos de localização serão analisados quando se varia a resistência de falta e os erros nos parâmetros da linha.

A Figura 3.21 indica o erro de localização de faltas dos algoritmos A (LT curta) e B (LT longa), quando a falta ocorre no quilômetro 180 da linha de transmissão. Esse erro de localização é apresentado em relação à variação na resistência de falta e em relação à variação do erro nos parâmetros da linha. Observa-se que o pior resultado encontrado nessa situação de falta foi apresentado pelo algoritmo B (LT longa), que foi de 8,6532% (15,5758 km) para  $R_f = 50 \Omega$  e erro de -20% nos parâmetros da linha. O melhor resultado também foi obtido através do algoritmo B, quando  $R_f = 0 \Omega$  e os parâmetros da linha são exatos. Nessa última situação, o erro calculado foi de 0,0003%, o que equivale a 0,54 m. Para este mesmo caso de falta, o algoritmo A (LT curta) parece sofrer menos a influência da variação da resistência de falta e dos parâmetros da linha.

De forma similar, a Figura 3.22 apresenta o erro de localização de faltas dos algoritmos A e B quando a falta ocorre no quilômetro 100 da linha de transmissão. Verifica-se que o pior resultado encontrado nesta situação de falta foi apresentado pelo algoritmo B (LT longa), que foi de 4,9829% (4,9829 km) para  $R_f = 50 \Omega$  e erro de -20% nos parâmetros da

linha. O melhor resultado foi obtido também pelo algoritmo B, quando  $R_f = 50 \Omega$  e os parâmetros da linha são exatos. O erro calculado foi de 0,0044%, o que equivale a 4,4 m. Para esta situação de falta, no quilômetro 100 da linha de 200 km analisada, o algoritmo A (LT curta) mantém o perfil anterior e também parece sofrer menos a influência da variação da resistência de falta e dos parâmetros da linha.

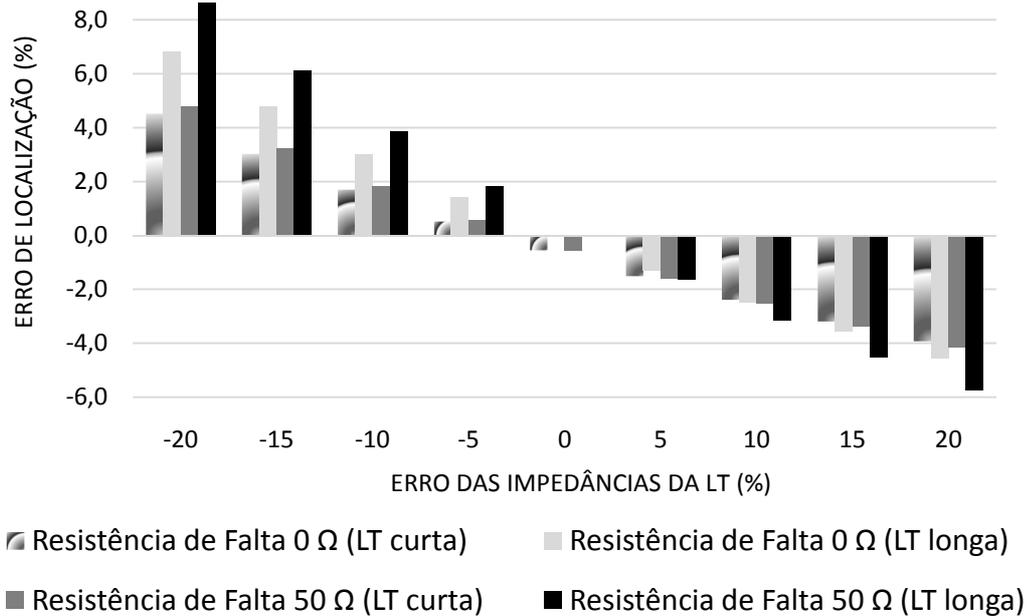


Figura 3.21 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 180 km.

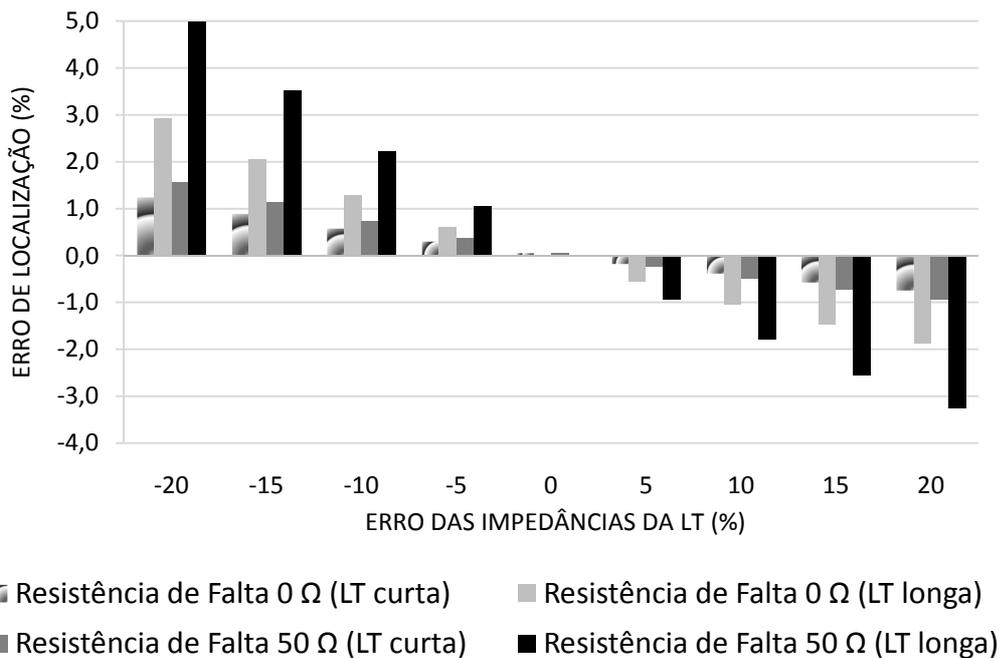


Figura 3.22 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 100 km.

Quando a falta ocorre no quilômetro 60 da LT analisada, Figura 3.23, tem-se que o algoritmo B continua a sofrer uma maior influência quando os parâmetros da linha variam. O maior erro encontrado neste algoritmo foi de 2,8288% (1,6973 km) para  $R_f = 50 \Omega$  e erro de -20% nos parâmetros da linha. O menor erro encontrado na simulação também foi neste algoritmo, sendo igual a 0,0042% (2,52 m) quando  $R_f = 0 \Omega$  e os parâmetros da linha são exatos. O algoritmo A é o que menos varia quando os parâmetros da linha são inexatos e a resistência de falta é alterada.

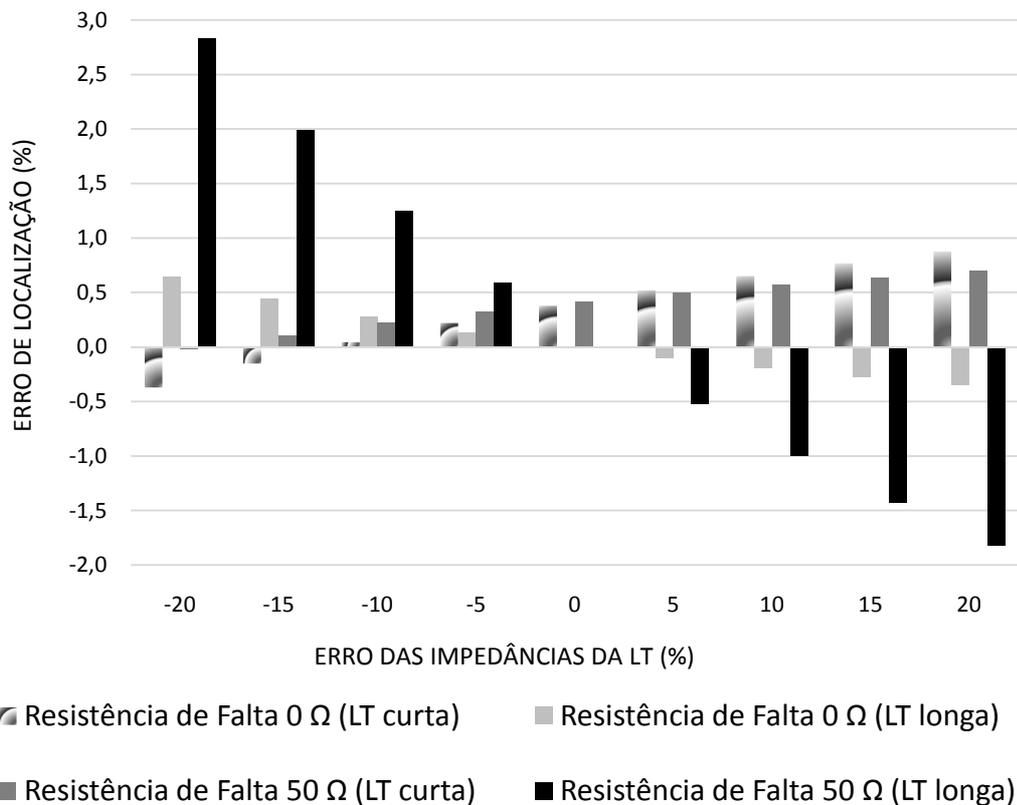


Figura 3.23 - Erros de localização da falta, algoritmos A e B, com distância real da falta de 60 km.

Através da investigação realizada nesta seção 3.5 foi possível comparar o desempenho de dois algoritmos - Girgis et al. (1992) e Johns e Jamali (1990) - na localização de faltas de uma linha de transmissão de 230 kV, quando existem erros de parâmetros da LT. O algoritmo de Johns e Jamali (1990), mesmo sendo equacionado a partir do modelo exato da linha, apresentou erro muito elevado quando os parâmetros da LT não são exatos e a resistência de falta varia. O bom desempenho deste método só foi verificado quando os parâmetros de entrada do algoritmo não contêm erros. O algoritmo de Girgis et al. (1992), por sua vez, mesmo sendo baseado em um modelo inexato da linha de transmissão (linha curta), se mostrou pouco sensível à variação da resistência de falta, sugerindo boa precisão em situações

reais de operação, quando os parâmetros da LT contém erros. De forma geral, a partir dos resultados obtidos, conclui-se que o algoritmo de Girgis et al. (1992) pode ser uma ferramenta eficaz em aplicações práticas de localização de faltas em linhas de transmissão onde há a suspeita de parâmetros de linha inexatos.

A partir dos resultados expostos nas seções 3.4 e 3.5, o estimador de estados para localização de faltas desenvolvido neste trabalho foi equacionado a partir do algoritmo de Girgis et al. (1992), visto que este algoritmo tende a compensar melhor os erros de parâmetros e erros de medidas que podem estar presentes nos dados de entrada.

---

## Capítulo 4

# Sincronização de registros oscilográficos

---

Os equipamentos de oscilografia têm a função de monitorar e registrar sinais elétricos originados de distúrbios transitórios ou permanentes no sistema de energia. De modo geral, esses equipamentos não possuem a mesma base de tempo e, por isso, existe a necessidade da sincronização para, por exemplo, alimentar um algoritmo de localização de faltas que necessita da informação do exato momento de início do curto-circuito em ambos os terminais de uma linha de transmissão.

A sincronização de registros oscilográficos objetiva, então, compensar um "erro de relógio" que existe nos medidores, no entanto, este procedimento pode se tornar desnecessário quando se faz uso de PMUs, tecnologia que tem recebido grande atenção de pesquisadores e de empresas do setor elétrico, em âmbito mundial (DEWE et al., 1993; BRAHMA, 2005). Por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização fornecida pelo sistema GPS, os PMUs viabilizam a medição de grandezas fasoriais, no entanto, essa tecnologia ainda apresenta custo elevado, e seus benefícios devem justificar a instalação de uma grande estrutura de comunicação. É importante ressaltar que essas unidades de medição fasorial também são passíveis de defeitos, e, nessas circunstâncias, podem provocar o registro de dados não sincronizados. Nesse contexto, os métodos de sincronização de dados via *software* ainda se constituem importantes ferramentas para auxiliar na sincronização de registros oscilográficos, podendo colaborar com a sincronização via GPS, ou até substituí-la, eficientemente, em caso de falhas ou indisponibilidade dessa tecnologia.

Neste capítulo se apresenta um novo método, desenvolvido durante este trabalho, para determinar o ângulo de sincronização. O algoritmo de sincronização baseia-se na utilização de fasores de tensão e de corrente pré-falta, e é independente das componentes transitórias dos registros de falta analisados. O método inclusive pode ser aplicado a casos de difícil

sincronização, onde, por exemplo, existam registros com componentes transitórios atípicos que certamente influenciariam negativamente no desempenho de tradicionais métodos de sincronização baseados em componentes de alta frequência (CRUZ et al., 2012).

Uma análise sobre a viabilidade do método desenvolvido, bem como uma comparação deste com alguns métodos de sincronização encontrados na literatura serão apresentadas nas próximas seções. Vale salientar que o método de sincronização proposto é utilizado no estimador de localização de faltas, descrito no Capítulo 5, servindo como estimativa inicial do ângulo de sincronização da etapa pré-falta.

#### 4.1 Método proposto para sincronização de registros de falta baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta

Considere a Figura 4.1, que representa o circuito equivalente de sequência positiva de uma linha de transmissão de comprimento  $l$ , impedância característica  $\underline{Z}_c$  e constante de propagação  $\underline{\gamma}$ .

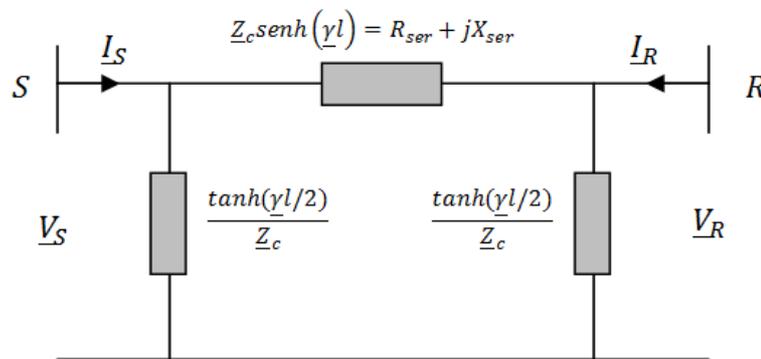


Figura 4.1 - Circuito equivalente de sequência positiva de uma LT a parâmetros distribuídos, no instante pré-falta.

No instante pré-falta:

$\underline{V}_S, \underline{V}_R$ : Fasores de tensão de sequência positiva, nos terminais  $S$  e  $R$ , respectivamente.

$\underline{I}_S, \underline{I}_R$ : Fasores de corrente de sequência positiva, nos terminais  $S$  e  $R$ , respectivamente.

$R_{ser}, X_{ser}$ : Resistência e reatância séries, sequência positiva, do circuito  $\pi$ -equivalente.

Da Figura 4.1, podem-se extrair as seguintes equações:

$$\underline{I}_S = (\underline{y}_{série} + \underline{y}_{shunt}) \cdot \underline{V}_S - \underline{y}_{série} \cdot \underline{V}_R e^{j\theta} \quad (4.1)$$

e

$$\underline{I}_R e^{j\theta} = -\underline{y}_{série} \cdot \underline{V}_S + (\underline{y}_{série} + \underline{y}_{shunt}) \cdot \underline{V}_R e^{j\theta}, \quad (4.2)$$

nas quais,  $\theta$  representa o ângulo de sincronização entre  $S$  e  $R$ . Estas equações podem ser reescritas assim:

$$\underline{I}_S = (\underline{y}_{série} + \underline{y}_{shunt}) \cdot \underline{V}_S - \underline{y}_{série} \cdot \underline{V}_R e^{j\theta} \quad (4.3)$$

$$\underline{I}_R = -\underline{y}_{série} e^{-j\theta} \underline{V}_S + (\underline{y}_{série} + \underline{y}_{shunt}) \cdot \underline{V}_R \quad (4.4)$$

Definindo-se  $g$ ,  $b$  e  $B_{sh}$  de modo que:

$$\underline{y}_{série} = \frac{1}{R_{ser} + jX_{ser}} = g + jb$$

$$\underline{y}_{shunt} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \cong jB_{sh}$$

E expressando os fasores de tensão e corrente em componentes retangulares:

$$\underline{V}_S = V_{sr} + jV_{sm}$$

$$\underline{V}_R = V_{rr} + jV_{rm}$$

$$\underline{I}_S = I_{sr} + jI_{sm}$$

$$\underline{I}_R = I_{rr} + jI_{rm}$$

A equação (4.3) toma a seguinte forma:

$$\underline{I}_S = gV_{sr} + jgV_{sm} + j(b + B_{sh})V_{sr} - (b + B_{sh})V_{sm} - g\cos\theta V_{rr} - jg\sin\theta V_{rr} - jbcos\theta V_{rr} + bsen\theta V_{rr} - jgcos\theta V_{rm} + gV_{rm}sen\theta + bcos\theta V_{rm} + jbsen\theta V_{rm} \quad (4.5)$$

A equação (4.5) é uma equação complexa à qual correspondem as duas seguintes equações reais:

$$f_1(x) = I_{sr} = gV_{sr} - (b + B_{sh})V_{sm} - g\cos\theta V_{rr} + b\sin\theta V_{rr} + g\sin\theta V_{rm} + b\cos\theta V_{rm}$$

$$f_2(x) = I_{sm} = gV_{sm} + (b + B_{sh})V_{sr} - g\sin\theta V_{rr} - b\cos\theta V_{rr} - g\cos\theta V_{rm} + b\sin\theta V_{rm}$$

As funções  $f_1(x)$  e  $f_2(x)$  podem ser reescritas do seguinte modo:

$$f_1(x) = gV_{sr} - (b + B_{sh})V_{sm} + Y_{srr}V_{rr} - Y_{srm}V_{rm} - I_{sr} = 0 \quad (4.6)$$

$$f_2(x) = gV_{sm} + (b + B_{sh})V_{sr} + Y_{srm}V_{rr} + Y_{srr}V_{rm} - I_{sm} = 0 \quad (4.7)$$

nas quais:

$$Y_{srr} = -(g\cos\theta - b\sin\theta)$$

$$Y_{srm} = -(g\sin\theta + b\cos\theta)$$

Da equação (4.4), tem-se que:

$$\underline{I}_R = -g\cos\theta V_{sr} + jg\sin\theta V_{sr} - jb\cos\theta V_{sr} - b\sin\theta V_{sr} - jg\cos\theta V_{sm} - g\sin\theta V_{sm} + b\cos\theta V_{sm} - jb\sin\theta V_{sm} + gV_{rr} + jqV_{rm} + j(b + B_{sh})V_{rr} - (b + B_{sh})V_{rm} \quad (4.8)$$

A equação (4.8) é uma equação complexa que também pode ser dividida em duas equações reais, sendo assim:

$$f_3(x) = I_{rr} = -g\cos\theta V_{sr} - b\sin\theta V_{sr} - g\sin\theta V_{sm} + b\cos\theta V_{sm} + gV_{rr} - (b + B_{sh})V_{rm}$$

$$f_4(x) = I_{rm} = g\sin\theta V_{sr} - b\cos\theta V_{sr} - g\cos\theta V_{sm} - b\sin\theta V_{sm} + gV_{rm} + (b + B_{sh})V_{rr}$$

As funções  $f_3(x)$  e  $f_4(x)$  podem ser reescritas conforme as equações (4.9) e (4.10).

$$f_3(x) = Y_{rsr}V_{sr} - Y_{rsm}V_{sm} + gV_{rr} - (b + B_{sh})V_{rm} - I_{rr} = 0 \quad (4.9)$$

$$f_4(x) = Y_{rsm}V_{sr} + Y_{rsr}V_{sm} + gV_{rm} + (b + B_{sh})V_{rr} - I_{rm} = 0 \quad (4.10)$$

Nas equações (4.9) e (4.10), tem-se que:

$$Y_{rsr} = -(g\cos\theta + b\sin\theta)$$

$$Y_{rsm} = -(-g\sin\theta + b\cos\theta)$$

A realização de operações matemáticas com as equações (4.6), (4.7), (4.9) e (4.10) resultará a seguinte expressão analítica exata do ângulo de sincronização:

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left[ \frac{a_2 \left( \frac{p_1 - k_1 g}{2g} \right) + a_1 \left( \frac{p_2 - k_2 g}{2b} \right)}{(a_1^2 + a_2^2)} \right] \quad (4.11)$$

Na expressão (4.11):

$$k_1 = V_{sr}^2 + V_{sm}^2 + V_{rr}^2 + V_{rm}^2$$

$$k_2 = V_{sr}^2 + V_{sm}^2 - V_{rr}^2 - V_{rm}^2$$

$$a_1 = V_{sr}V_{rr} + V_{sm}V_{rm}$$

$$a_2 = V_{sr}V_{rm} - V_{sm}V_{rr}$$

$$p_1 = V_{sr}I_{sr} + V_{sm}I_{sm} + V_{rr}I_{rr} + V_{rm}I_{rm}$$

$$p_2 = V_{sr}I_{sr} + V_{sm}I_{sm} - V_{rr}I_{rr} - V_{rm}I_{rm}$$

Observa-se que as constantes  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $p_1$  e  $p_2$ , presentes na expressão (4.11), dependem unicamente de fasores de tensão e de corrente, extraídos no regime permanente pré-falta, de ambos os terminais da linha de transmissão. O ângulo de sincronização  $\theta$  obtido através desta expressão será usado para inicializar a etapa pré-falta de estimação proposta neste trabalho, a qual é detalhada no Capítulo 5. Vale salientar que uma correta determinação do ângulo de sincronização pelo método também está associada ao conhecimento preciso dos parâmetros série da linha de transmissão.

## 4.2 Métodos para sincronização de registros de falta baseados em componentes transitórias e comparação de amostras

Os métodos tradicionalmente presentes na literatura para detectar o início da falta e, conseqüentemente, sincronizar registros baseiam-se ou em componentes transitórias, ou em comparação de amostras. Dentre estes, destacam-se os métodos que usam a Transformada *Wavelet* Discreta (TWD), e os métodos que comparam valores instantâneos de dois ciclos consecutivos do sinal analisado. Vale salientar que esses métodos de sincronização possuem a grande vantagem de separar dados de pré-falta e de pós-falta, sendo, por isso, importantes e

necessários neste trabalho para orientar a extração de fasores pré-falta e pós-falta que alimentarão o estimador proposto.

Apresentam-se, a seguir, as características básicas dos métodos descritos em (CRUZ et al., 2010) e (COURY et al., 2007). Ambos terão seus desempenhos comparados ao método representado pela expressão (4.11).

#### **4.2.1 Método baseado na Transformada *Wavelet* - Método 1**

Em Cruz et al. (2010), utiliza-se um método baseado na teoria de *wavelets* para sincronização de registros de falta. O método utiliza apenas sinais de corrente trifásicos para identificar os instantes de início da falta nos dois terminais de uma linha de transmissão. Segundo testes realizados, apenas os sinais de corrente trifásicos dos dois terminais são utilizados pelo fato destes apresentarem uma variação mais perceptível quando da ocorrência de uma falta no sistema, o que aumenta o desempenho da Transformada *Wavelet* na localização do início da falta. A identificação do instante de início da falta é feita de acordo com as etapas determinadas a seguir.

Etapa 1: Utiliza-se a TWD e, conseqüentemente, a análise multiresolução para decompor os sinais de corrente trifásicos de cada terminal da linha em diferentes níveis de resolução no domínio *wavelet*, obtendo assim seus coeficientes de detalhe. A decomposição dos sinais utiliza a *wavelet* de Daubechies, db4 (OLIVEIRA, 2007), e é realizada para quatro níveis. Esses quatro níveis são escolhidos pelo fato das mudanças no padrão do sinal serem mais bem visualizadas nos altos níveis de resolução, pois são os que contêm os maiores níveis de frequência. Os coeficientes de detalhe dos quatro primeiros níveis de decomposição são então utilizados na etapa seguinte, a de redução do ruído nos coeficientes.

Etapa 2: Após a obtenção dos quatro primeiros níveis de detalhe dos sinais de corrente trifásicos de cada terminal, aplica-se um procedimento para reduzir o ruído nos coeficientes de cada um desses níveis de decomposição. De acordo com os autores, o desempenho da transformada *wavelet* na identificação do instante da falta é substancialmente melhorado quando se adota um procedimento desse tipo, de redução do nível de ruído. Logo, aplica-se a cada nível de decomposição as seguintes definições apresentadas em (4.12).

$$d'_s(n) = \begin{cases} d_s(n) - \eta_s & \text{se } |d_s(n)| \geq \eta_s \text{ e } d_s(n) > 0 \\ d_s(n) + \eta_s & \text{se } |d_s(n)| \geq \eta_s \text{ e } d_s(n) < 0 \\ 0 & \text{se } |d_s(n)| < \eta_s \end{cases} \quad (4.12)$$

Em (4.12), tem-se que  $n = 1, 2, \dots, N$  é o número de coeficientes do nível de decomposição  $s$ ,  $d_s(n)$ , sendo  $N$  o número de amostras;  $d'_s(n)$  é o novo valor de  $d_s(n)$ , filtrado;  $\eta_s$  é um limiar baseado no máximo valor absoluto dos coeficientes do nível de decomposição  $s$ . O valor de  $\eta_s$  utilizado, determinado conforme Machado (2006), é de 5% do máximo valor absoluto dos coeficientes de cada nível de decomposição considerado.

Etapa 3: A partir dos coeficientes filtrados dos quatro primeiros níveis de detalhe, o ponto de início da falta é encontrado através da seguinte definição:

$$P(n) = \begin{cases} 0 & [d'_s(n)]^2 < K \\ 1 & [d'_s(n)]^2 \geq K \end{cases} \quad (4.13)$$

Em (4.13), tem-se que  $K$  é o desvio padrão de  $[d'_s(n)]^2$ , e  $P(n)$  é o valor atribuído a cada coeficiente do nível de decomposição  $s$ . Sempre que o quadrado do coeficiente filtrado for maior ou igual ao desvio padrão calculado, a esse coeficiente é atribuído o valor “1”, ou seja, determina-se que esse coeficiente está situado numa região de falta do sinal analisado. O ponto de início torna-se importante, pois é com ele que se poderá fazer a sincronização dos sinais de cada terminal da linha a ser analisada.

Resumidamente, cada terminal de uma linha de transmissão possui três sinais de corrente das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ . Cada uma dessas correntes origina quatro instantes de início de falta (visto que cada nível de decomposição  $s$  indica um instante de início da falta). Assim, têm-se doze instantes de início da falta, por terminal. Comparam-se esses instantes, e aquele identificado no menor instante de tempo é escolhido para sincronização de todos os sinais de corrente e tensão daquele terminal. Escolheu-se o menor instante de tempo pelo fato deste identificar o início do distúrbio mais rapidamente.

#### 4.2.2 Método baseado em comparação de ciclos - Método 2

Este método corresponde a um dos princípios de detecção do início da falta mais utilizados na literatura. Neste método, dois ciclos das amostras dos sinais de corrente trifásicos de cada terminal são comparadas entre si. Quando uma amostra surge, ela é

comparada com a amostra correspondente do ciclo anterior. Logo, se ocorrer uma mudança significativa (maior ou igual a 0,06 pu) entre a nova amostra e a correspondente do ciclo anterior, em qualquer das três correntes de linha, a falta será detectada. Geralmente, usa-se um contador para confirmar se a mudança é significativa por quatro amostras consecutivas, para então identificar o instante de início da falta. Aplica-se o procedimento para os dois terminais de uma linha de transmissão, sendo assim, cada terminal identificará um instante de início da falta (COURY et al., 2007).

### 4.3 Avaliação do método de sincronização baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta

Com o objetivo de avaliar o desempenho do método de sincronização de registros de falta proposto, baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta, realizaram-se simulações de sistemas de transmissão em condição de falta no *software* ATP (DOMMEL, 1996). A seguir apresenta-se a configuração da rede utilizada nos testes.

#### 4.3.1 Sistema analisado

O sistema elétrico utilizado nas simulações para avaliar o método de sincronização proposto, baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta, é representado na Figura 4.2, e foi modelado para os níveis de tensão 138 kV, 230 kV e 440 kV. A linha LT2, na Figura 4.2, corresponde ao trecho onde simularam-se as faltas, possuindo esta comprimento de 90 km, 180 km e 150 km para as tensões nominais de 138 kV, 230 kV e 440 kV, respectivamente. Vale salientar que, em todas as simulações realizadas neste capítulo, consideraram-se faltas do tipo fase-terra e taxa de amostragem de 256 amostras/ciclo.

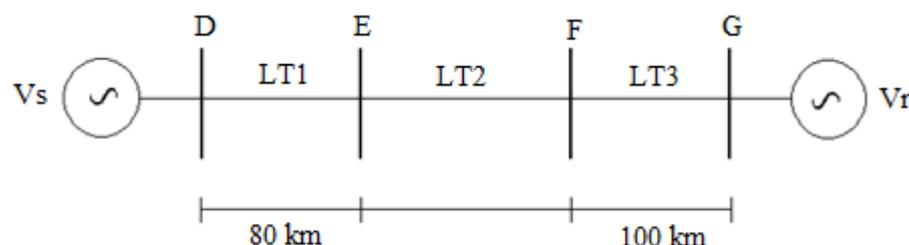


Figura 4.2 - Configuração unifilar da rede de transmissão analisada.

Os parâmetros de sequência utilizados para modelar as linhas de transmissão são especificados nas Tabelas 4.1 e 4.2, e correspondem a dados típicos de linhas de transmissão reais (SILVA, 2003; CAMARGO, 2009).

Tabela 4.1. Parâmetros de sequência positiva - linhas de 138 kV, 230 kV e 440 kV.

Tensão	R ( $\Omega/\text{km}$ )	L(mH/km)	C( $\mu\text{F}/\text{km}$ )
138 kV	0,11567	1,226	0,00954
230 kV	0,09127	1,376	0,00847
440 kV	0,03853	0,7410	0,01570

Tabela 4.2. Parâmetros de sequência zero - linhas de 138 kV, 230 kV e 440 kV.

Tensão	R ( $\Omega/\text{km}$ )	L(mH/km)	C( $\mu\text{F}/\text{km}$ )
138 kV	0,41638	4,491	0,0055
230 kV	0,44016	4,153	0,0061
440 kV	1,86100	2,230	0,0090

### 4.3.2 Formas de onda obtidas com o ATP

A fim de ilustrar os componentes transitórios que podem estar contidos em formas de onda originadas de curtos-circuitos, apresentam-se, nas Figuras 4.3 e 4.4, os sinais de corrente, da fase A, oriundos de uma falta fase-terra no trecho LT2 (Figura 4.2), a 135 km do terminal E, para um sistema de 440 kV. Esta falta ocorreu com ângulo de incidência de  $90^\circ$  e resistência de falta nula.

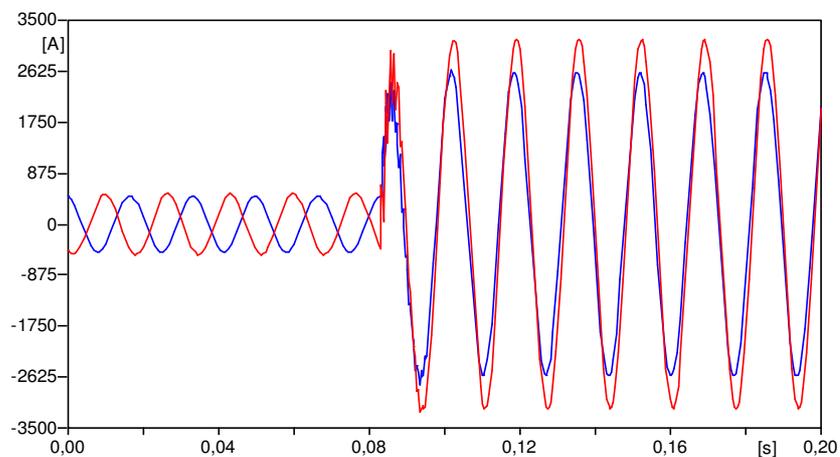


Figura 4.3 - Sinais de corrente monitorados nos terminais E e F, fase A.

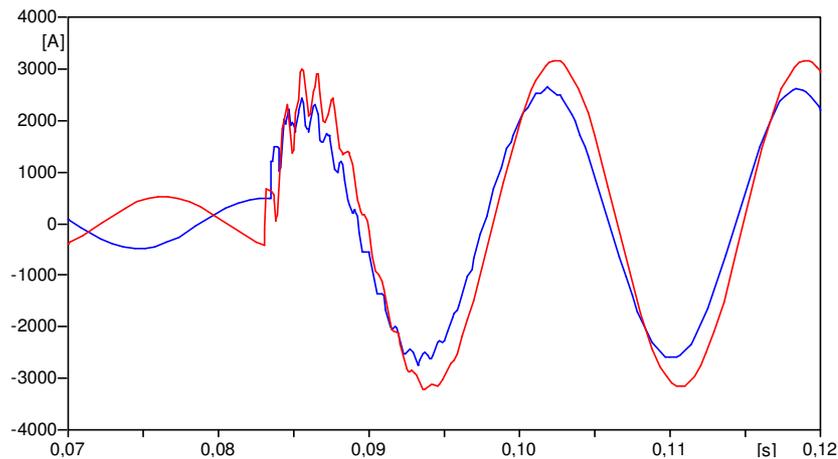


Figura 4.4 - Sinais de corrente ampliados, monitorados nos terminais E e F, fase A.

Pode-se observar, nas Figuras 4.3 e 4.4, que os sinais de corrente da fase A de ambos os terminais da linha de transmissão apresentaram transitórios eletromagnéticos expressivos que podem influenciar diretamente na sincronização de dados. Dessa forma, as características transitórias apresentadas pelos registros afetam principalmente os métodos que utilizam componentes transitórias para identificar o início da falta. O método de sincronização desenvolvido, baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta, independe desses componentes de alta frequência.

É importante ressaltar ainda que os dados de tensão e corrente obtidos de simulações no ATP estão sincronizados. Mesmo assim, aplicam-se os algoritmos de sincronização a estes dados visando a validar os métodos apresentados nas seções 4.1 e 4.2.

### 4.3.3 Resultados obtidos

Nesta subseção serão apresentados os resultados iniciais obtidos com a utilização do método de sincronização proposto, o qual se baseia em fasores de tensão e corrente pré-falta. Uma análise será feita ainda considerando a exatidão da sincronização efetuada pelo método desenvolvido em relação aos métodos que utilizam informações transitórias e comparação de amostras para sincronizar dados.

Para verificar o desempenho do método de sincronização, analisou-se uma falta fase A-terra no trecho LT2 (Figura 4.2) de uma LT de 440 kV, sendo a falta simulada a 135 km do terminal E. Considerou-se ainda nesta simulação o ângulo de incidência da falta igual a 90° e resistência de falta nula. Vale salientar que os dados de tensão e corrente de ambos os

terminais da linha de transmissão já estão sincronizados pelo ATP. Logo, o primeiro teste consistiu em verificar a exatidão do método proposto em relação ao ângulo de sincronização esperado, que é de zero grau. Na Tabela 4.3 apresenta-se o ângulo de sincronização calculado pela expressão (4.11). Na Tabela 4.4, apresentam-se os ângulos de sincronização, para o mesmo caso, mas considerando a sincronização realizada por meio da TWD (Método 1) e pelo método que utiliza comparação de ciclos (Método 2).

Tabela 4.3. Ângulo calculado pelo método de sincronização baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta.

<b>Ângulo de sincronização esperado (graus)</b>	<b>Ângulo de sincronização calculado (graus)</b>
<b>0</b>	0,02

Tabela 4.4. Ângulo de sincronização calculado por Métodos 1 e 2.

<b>Ângulo de sincronização esperado (graus)</b>	<b>Ângulo de sincronização calculado pelo Método 1 (graus)</b>	<b>Ângulo de sincronização calculado pelo Método 2 (graus)</b>
<b>0</b>	8,44	9,84

A fim de verificar a aplicabilidade do método desenvolvido para outros casos de ângulo de sincronização, adicionaram-se (forçadamente) defasagens de 14,06°, 42,19° e 70,31° entre os terminais E e F (Figura 4.2). Estas defasagens correspondem ao deslocamento de, respectivamente, 10, 30 e 50 amostras do terminal F em relação ao terminal E da linha de transmissão sob teste. Os ângulos calculados por cada um dos métodos de sincronização em análise são aqueles da Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Ângulos de sincronização calculados pelos métodos de sincronização baseados em fasores de tensão e corrente pré-falta, *wavelets* e comparação de ciclos.

<b>Ângulo de sincronização esperado (graus)</b>	<b>14,06</b>	<b>42,19</b>	<b>70,31</b>
<b>Ângulo calculado pelo método de sincronização proposto (expressão (4.11))</b>	14,04	42,16	70,27
<b>Ângulo calculado pelo Método 1</b>	22,5	50,63	78,75
<b>Ângulo calculado pelo Método 2</b>	23,91	52,03	80,16

Pela análise das Tabelas 4.3, 4.4 e 4.5, pode-se observar que o método de sincronização baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta apresentou resultados com

elevada exatidão, se comparados aos ângulos de sincronização esperados. Isto se deve ao fato deste método ser imune às características transitórias dos sinais de tensão e corrente, ao passo que os algoritmos de sincronização que utilizam *waveles* ou comparação de ciclos são dependentes dos perfis transitórios. Segundo Cruz et al. (2012), sinais de tensão e corrente podem apresentar componentes transitórias atípicas que influenciam significativamente no desempenho de métodos que utilizam estas componentes para realizar a sincronização de dados. Pelos resultados apresentados, pode-se concluir que o método desenvolvido, baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta, será eficaz na sincronização de sinais de falta com perfis transitórios de qualquer natureza, visto que independe desta informação para determinar o ângulo de sincronização.

Vale salientar que erros grosseiros oriundos da extração de fasores ou da imprecisão nos parâmetros série da linha podem influenciar no cálculo do ângulo de sincronização descrito na expressão (4.11).

Na próxima subseção, apresentam-se alguns resultados obtidos por meio da aplicação dos métodos de sincronização citados em um algoritmo de localização de faltas baseado em fasores fundamentais - Girgis et al. (1992).

#### **4.3.4 Influência dos métodos de sincronização analisados na localização de faltas em linhas de transmissão**

A fim de verificar a influência da sincronização efetuada pelos métodos abordados em processos de localização de faltas, apresentam-se, nesta subseção, os erros de localização quando da utilização de um algoritmo baseado em fasores fundamentais - Girgis et al. (1992). Os resultados estão contidos nas Figuras 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8, e evidenciam a exatidão da localização de faltas, utilizando os métodos de sincronização em estudo, quando da simulação de faltas em linhas de 138 kV e 230 kV, especificadas na subseção 4.3.1. Mais especificamente, as seguintes considerações foram adotadas nas simulações:

- Faltas apenas do tipo fase-terra foram analisadas, simuladas no *software* ATP.
- Variações da resistência de falta de 0  $\Omega$  e 100  $\Omega$ ;
- Variações do ângulo de incidência da falta: 0° e 90°.

- Aplicação de faltas na linha de 138 kV: quilômetros 13 (início da linha), 45 (meio da linha) e 80 (fim da linha) do trecho LT2, Figura 4.2, que possui 90 km;
- Aplicação de faltas na linha de 230 kV: quilômetros 36 (início da linha), 90 (meio da linha) e 160 (fim da linha) do trecho LT2, Figura 4.2, que possui 180 km;

Na Figura 4.5, tem-se os resultados do cálculo do erro de localização de faltas, com ângulo de incidência da falta  $0^\circ$  e resistência de falta igual a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ , na LT de 138 kV com diferentes métodos de sincronização.

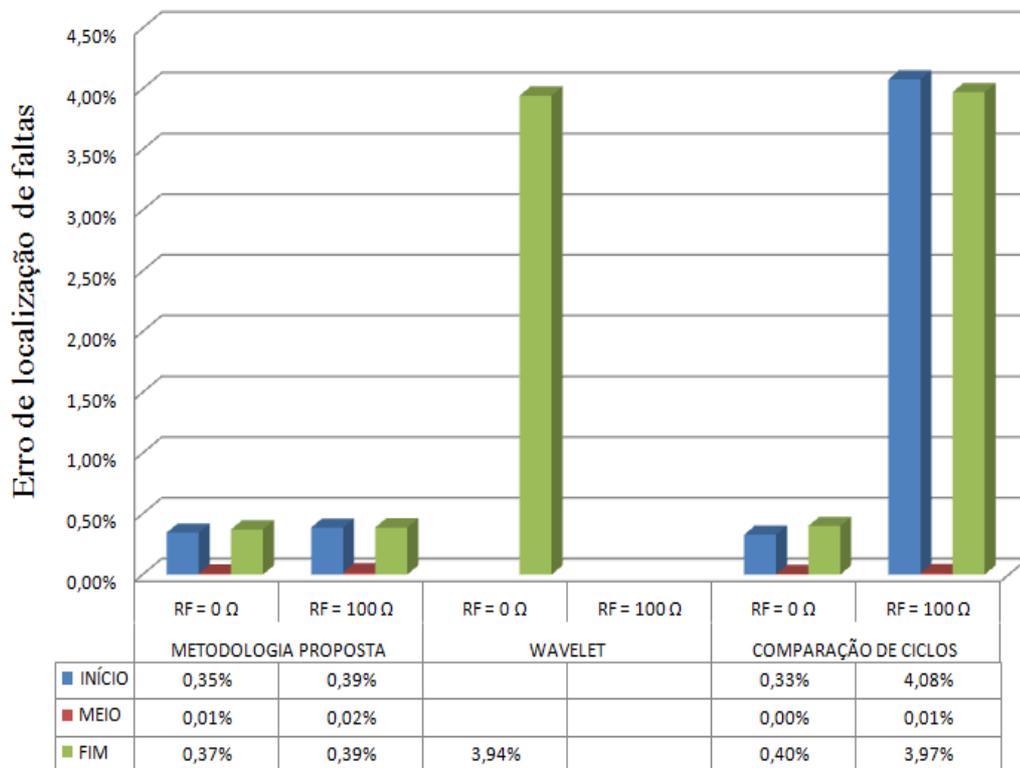


Figura 4.5 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 138 kV, ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Percebe-se, na Figura 4.5, que o método de sincronização proposto (baseado em fasores pré-falta) implica em erros de localização inferiores a 0,4%, e seu desempenho praticamente não sofre a influência da resistência de falta e do local de falta. A sincronização via comparação de ciclos, por sua vez, implicou em erros de localização de faltas não superiores a 0,4% quando a resistência de falta foi igual a  $0 \Omega$ , no entanto, quando a resistência de falta assumiu  $100 \Omega$ , o erro de localização chegou a atingir 4,08% para curtos-circuitos nas extremidades da linha. A sincronização via TWD foi a que apresentou pior desempenho no caso analisado, não identificando os pontos de início da falta na maior parte das situações simuladas. Nessa situação de não sincronização de dados, a etapa de localização

de faltas não foi acionada, e este é o motivo para os espaços em branco que constam na Figura 4.5. O baixo desempenho da sincronização via *wavelet* se deve, principalmente, ao fato de não haverem transitórios eletromagnéticos significativos quando o ângulo de incidência é  $0^\circ$ , fato que prejudica o desempenho desta ferramenta na detecção e sincronização de registros de falta (o método baseia-se apenas em coeficientes dos níveis de detalhe dos dados analisados).

Na Figura 4.6, apresenta-se a influência dos métodos de sincronização em estudo no erro de localização de faltas, quando se analisa a mesma LT de 138 kV, mas considerando ângulo de incidência da falta igual a  $90^\circ$ , e resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ . O método de sincronização proposto (baseado em fasores pré-falta) implicou em erros de localização similares aos apresentados na Figura 4.5, visto que este tipo de sincronização independe das características transitórias da falta. As sincronizações via *wavelet* e via comparação de ciclos implicaram em erros de localização inferiores a 0,4% quando a resistência de falta foi igual a  $0 \Omega$ , no entanto, quando a resistência de falta assumiu  $100 \Omega$ , o erro de localização atingiu aproximadamente 4% para faltas nas extremidades da linha.

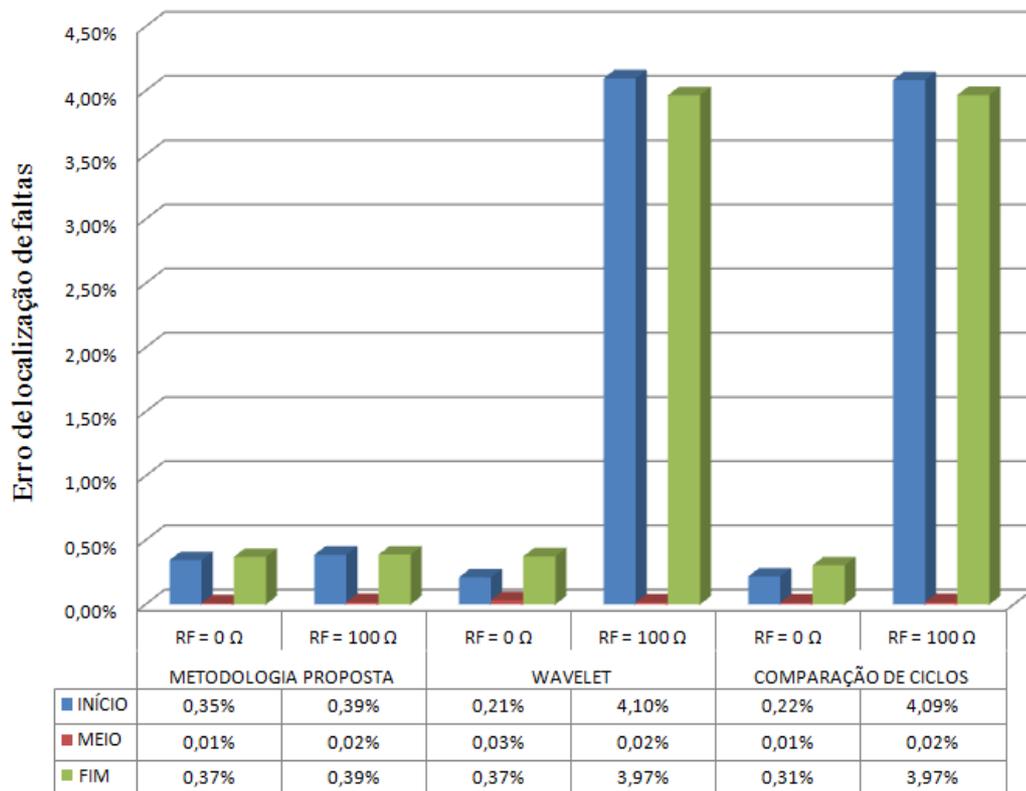


Figura 4.6 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 138 kV, ângulo de incidência  $90^\circ$ .

A Figura 4.7 apresenta a influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas, quando se analisa uma LT de 230 kV e admite-se ângulo de incidência

da falta  $0^\circ$  e resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ . O método de sincronização proposto (baseado em fasores pré-falta) implicou em erros de localização inferiores a 0,8% considerando variações na resistência de falta e no local de falta. A sincronização via comparação de ciclos implicou em erros de localização de faltas não superiores a 0,38% para resistência de falta igual a  $0 \Omega$ , no entanto, para resistência de falta igual a  $100 \Omega$ , o erro de localização chegou a atingir 5,49% para curtos-circuitos nas extremidades da linha. A sincronização via *wavelet* apresentou um fraco desempenho na identificação do instante de início das faltas para resistência de falta igual a  $100 \Omega$ , no entanto, implicou em pequenos erros de localização para resistência de falta igual a  $0 \Omega$ . Os resultados obtidos mostram mais uma vez que a sincronização via *wavelet* pode não ser confiável quando os dados de entrada não possuem informações significativas de alta frequência.

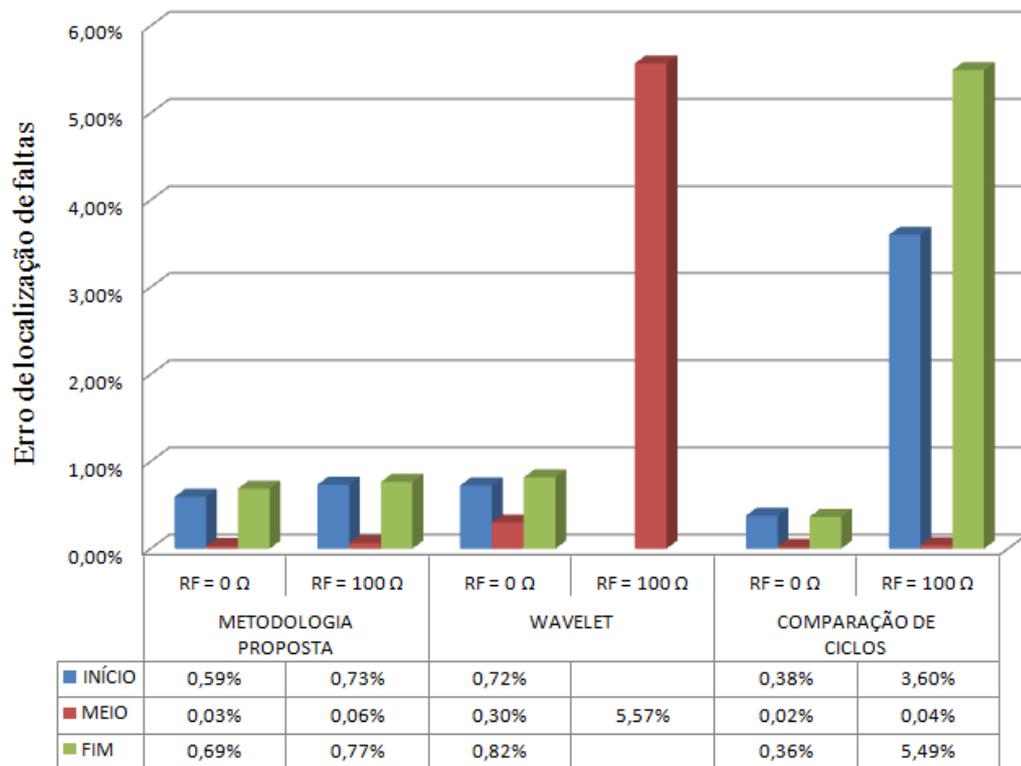


Figura 4.7 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 230 kV, ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Na Figura 4.8, tem-se a influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas, para simulação de falta na mesma LT de 230 kV, considerando ângulo de incidência da falta  $90^\circ$  e resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ . O método de sincronização baseado em fasores fundamentais pré-falta implicou em erros de localização similares aos apresentados na Figura 4.7, pois este tipo de sincronização independe das

características transitórias dos registros de falta. A sincronização via comparação de ciclos implicou em erros de localização de faltas não superiores a 0,3% quando a resistência de falta foi igual a 0  $\Omega$ , no entanto, quando a resistência de falta assumiu 100  $\Omega$ , o erro de localização chegou a atingir 4,09% para uma falta no fim da linha de 230 kV. A sincronização via *wavelet* implicou em erros de localização de faltas não superiores a 0,53% quando a resistência de falta foi igual a 0  $\Omega$ , no entanto, quando a resistência de falta assumiu 100  $\Omega$ , o erro de localização chegou a atingir 2,15%, para uma falta no início da linha de 230 kV.

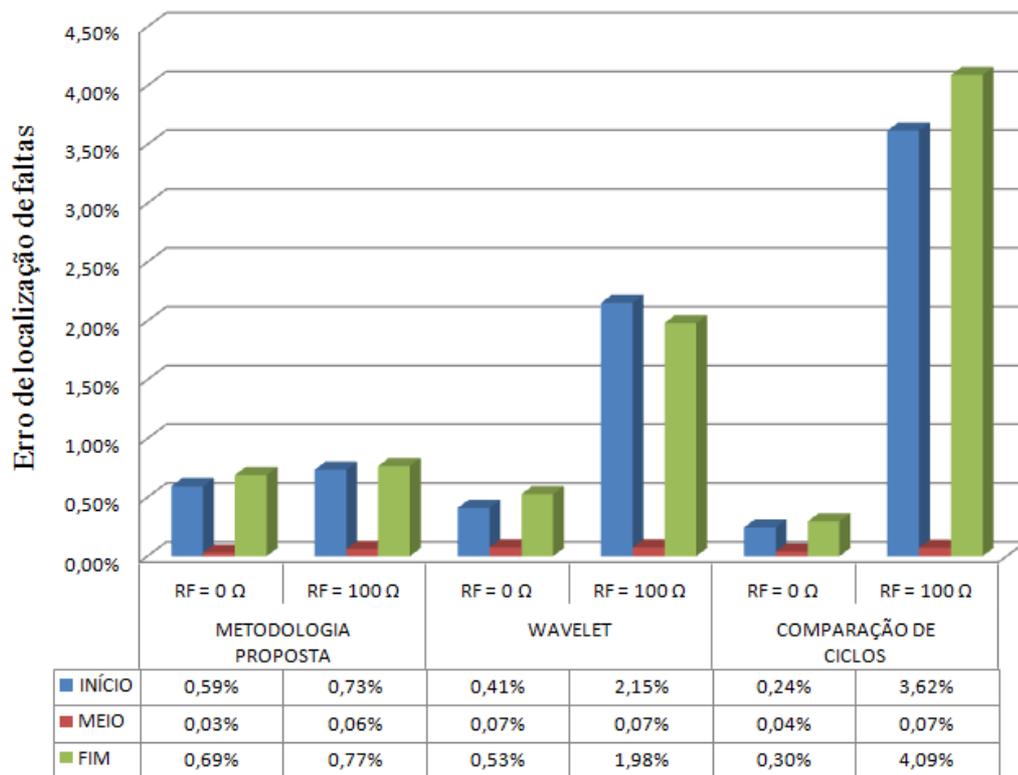


Figura 4.8 - Influência dos métodos de sincronização no erro de localização de faltas: LT 230 kV, ângulo de incidência 90°.

A partir dos resultados apresentados, e levando em consideração a utilização do algoritmo de localização de faltas apresentado por Girgis et al. (1992), conclui-se que o método de sincronização proposto, baseado em fasores de tensão e corrente pré-falta, é preciso na sincronização de registros de falta, implicando em erros de localização de no máximo 0,77% em todas as situações analisadas. A sincronização via *wavelet* se mostrou precisa apenas nas situações onde o ângulo de incidência era 90° e a resistência de falta igual a 0  $\Omega$ . No entanto o método mostrou-se pouco confiável quando o ângulo de incidência da falta foi igual a 0°, podendo apresentar baixa exatidão também quando a resistência de falta é elevada e a falta ocorre próximo das extremidades da linha. Cabe aqui registrar que o método

de sincronização via *wavelet* utiliza apenas coeficientes correspondentes aos níveis de resolução de alta frequência. Não foram testados esquemas similares com coeficientes de níveis de resolução de baixa frequência, o que pode ainda ser objeto de investigações futuras.

O método de comparação de ciclos mostrou-se confiável nas situações em que se variou o ângulo de incidência da falta, no entanto, também apresentou desempenho fraco quando a resistência de falta foi assumida diferente de zero e a falta ocorreu próximo a uma das extremidades da linha.

Vale salientar que, muito possivelmente, as imprecisões do modelo matemático do algoritmo localizador de faltas (GIRGIS et al., 1992) também estão contribuindo para os erros de localização apresentados. Assim, em trabalhos futuros, pretende-se repetir o estudo realizado, mas considerando um localizador de faltas que represente a linha de transmissão de forma mais exata.

---

## Capítulo 5

# Estimação de estados para localização de faltas em linhas de transmissão: metodologia proposta

---

Neste capítulo, detalha-se o equacionamento matemático do estimador de estados desenvolvido para localizar faltas em linhas de transmissão. Além disso, apresentam-se os critérios adotados para o cálculo das variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas.

O algoritmo para estimação da localização de faltas foi elaborado em duas etapas: estimação pré-falta e estimação pós-falta. A estimação pré-falta é implementada com o objetivo de determinar o ângulo de sincronização mais provável entre os dois terminais da linha de transmissão, considerando medições errôneas de tensão e de corrente. Adotou-se esse esquema porque, em regime permanente pré-falta, apesar das medidas de tensão e corrente também estarem corrompidas com erros originados de transformadores para instrumentos, não existem transitórios eletromagnéticos, os quais poderiam afetar o cálculo de fasores e, conseqüentemente, o desempenho do processo de estimação do ângulo de sincronização. Mais detalhes sobre essa etapa da estimação são apresentados na seção 5.1.

Na estimação pós-falta, adotou-se um modelo de linha de transmissão operando em regime permanente. O valor mais provável do ângulo de sincronização obtido na etapa pré-falta é utilizado na sincronização de fasores da etapa pós-falta, a qual possui a finalidade de calcular o valor mais provável da distância de falta, considerando os erros nas medições. Uma vantagem dessa etapa de estimação consiste no fato de que se pode determinar também a variância da distância de falta encontrada, a partir da teoria dos erros. Mais detalhes sobre a estimação pós-falta são apresentados na seção 5.2.

## 5.1 Estimador pré-falta

Para formular o estimador pré-falta é necessário, primeiramente, definir as medidas e pseudomedidas que serão utilizadas, a matriz de variâncias,  $\mathbf{R}_z$ , bem como as funções das grandezas medidas e pseudomedidas,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ . Considerando uma linha de transmissão operando em regime permanente pré-falta, as medidas que serão usadas na formulação do estimador consistem de tensões e correntes provenientes dos dois terminais dessa LT, conforme Figura 5.1.

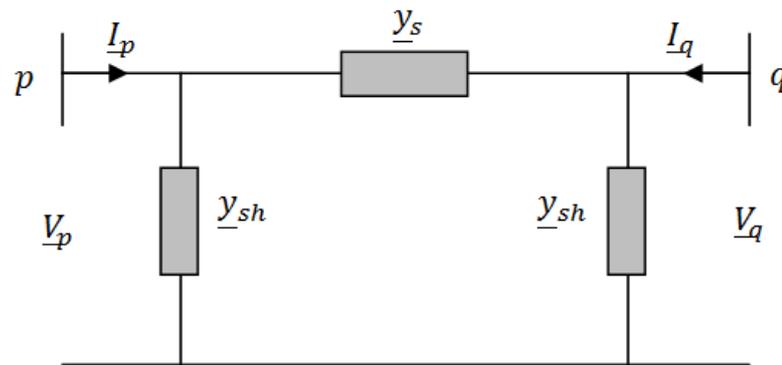


Figura 5.1 - Circuito  $\pi$ -equivalente de uma linha de transmissão.

Na Figura 5.1, tem-se que:

$\underline{y}_s = g + jb$  é a admitância série total da linha.

$\underline{y}_{sh} = jb_{sh}$  representa a admitância *shunt* da linha em cada terminal.

$\underline{V}_p = V_p e^{j\theta_{V_p}}$ , onde  $V_p$  e  $\theta_{V_p}$  representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da tensão no terminal  $p$ .

$\underline{V}_q = V_q e^{j(\theta_{V_q} + \theta)}$ , onde  $V_q$  e  $\theta_{V_q}$  representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da tensão no terminal  $q$ ;  $\theta$  é o ângulo de sincronização originado do "erro de relógio" dos instrumentos de medição conectados aos terminais  $p$  e  $q$ . Se os dados estiverem sincronizados,  $\theta = 0$ .

$\underline{I}_p = I_p e^{j\theta_{I_p}}$ , onde  $I_p$  e  $\theta_{I_p}$  representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da corrente no terminal  $p$ ;

$\underline{I}_q = I_q e^{j\theta_{I_q}}$ , onde  $I_q$  e  $\theta_{I_q}$  representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da corrente no terminal  $q$ .

As medidas de tensão e de corrente serão também utilizadas para construir pseudomedidas de fluxos de potência, visto que pseudomedidas de uma grandeza podem sempre ser construídas a partir de medidas de outras grandezas elétricas do sistema. As etapas da modelagem do estimador pré-falta são apresentadas nas subseções a seguir.

### 5.1.1 Obtenção de medidas e pseudomedidas

As medidas de tensão e de corrente consideradas neste trabalho foram obtidas a partir de oscilografias de faltas em linhas de transmissão. Estes registros representam, na verdade, formas de onda de tensão e de corrente em cada terminal da linha, as quais serão usadas para construir medidas e pseudomedidas de fasores de tensão, fasores de corrente, fluxos de potência ativa e fluxos de potência reativa em ambos os terminais da linha. Adotou-se a Transformada Discreta de Fourier de um ciclo para extrair os fasores fundamentais das formas de onda de tensão e de corrente pré-falta.

### 5.1.2 Obtenção das funções das grandezas medidas e pseudomedidas

As equações para obterem-se os fluxos de potência ativa e reativa em cada terminal de uma linha de transmissão podem ser deduzidas a partir de uma análise nodal aplicada ao circuito da Figura 5.1. Dessa forma, obtiveram-se as equações (5.1) a (5.4).

$$P_p = gV_p^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) + b\sin(\alpha)) \quad (5.1)$$

$$Q_p = -(b + bsh)V_p^2 - V_pV_q(g\sin(\alpha) - b\cos(\alpha)) \quad (5.2)$$

$$P_q = gV_q^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) - b\sin(\alpha)) \quad (5.3)$$

$$Q_q = -(b + bsh)V_q^2 + V_pV_q(g\sin(\alpha) + b\cos(\alpha)) \quad (5.4)$$

Nas equações (5.1) a (5.4),  $\alpha = \theta_{pq} - \theta$ , sendo  $\theta_{pq}$  o ângulo de defasagem entre as tensões nos terminais  $p$  e  $q$ , e  $\theta$  o ângulo de sincronização.

Combinando as equações (5.2) e (5.4), obtém-se a equação (5.5), a qual é independente da admitância *shunt* da linha e irá compor, juntamente com as equações (5.1) e (5.3) as funções de medição do estimador pré-falta.

$$V_p^2 Q_q - V_q^2 Q_p = V_p V_q^3 (g \sin(\alpha) - b \cos(\alpha)) + V_q V_p^3 (g \sin(\alpha) + b \cos(\alpha)) \quad (5.5)$$

De agora em diante, o primeiro membro da equação (5.5) será denominado  $f^{pmed}$ ; o segundo membro, por sua vez, será chamado de  $f^{calc}$ .

### 5.1.3 Modelo de estimação

O modelo de estimação desenvolvido para a situação pré-falta possui o vetor de variáveis de estado,  $\mathbf{x}$ , o vetor de medidas e pseudomedidas,  $\mathbf{z}$ , o vetor de funções de medição,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , e a matriz de variâncias,  $\mathbf{R}_z$ . O ângulo de sincronização estimado pelo método,  $\theta_{est}$ , e que será utilizado no estimador pós-falta, é determinado fazendo  $\theta_{est} = \theta_{pq} - \alpha_{est}$ , onde  $\theta_{pq}$  representa o ângulo de defasagem entre as tensões  $\underline{V}_p$  e  $\underline{V}_q$  medidas, e  $\alpha_{est}$  representa o valor de  $\alpha$  resultante do processo de estimação.

$$\mathbf{x} = [g \quad b \quad V_p \quad V_q \quad \alpha]^T$$

$$\mathbf{z} = [P_p \quad P_q \quad f^{pmed} \quad V_p \quad V_q \quad \alpha]^T$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} gV_p^2 - V_p V_q (g \cos(\alpha) + b \sin(\alpha)) \\ gV_q^2 - V_p V_q (g \cos(\alpha) - b \sin(\alpha)) \\ f^{calc} \\ V_p \\ V_q \\ \alpha \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{R}_z = \text{diag} [\sigma_{P_p}^2 \quad \sigma_{P_q}^2 \quad \sigma_{f^{pmed}}^2 \quad \sigma_{V_p}^2 \quad \sigma_{V_q}^2 \quad \sigma_{\alpha}^2]$$

### 5.1.4 Obtenção das variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas

As variâncias  $\sigma^2$  dos fasores de tensão e de corrente são determinadas a partir da classe de exatidão dos instrumentos que realizaram as medições, conforme se explicou no Capítulo 2. Assim, de acordo com Vuolo (1996), o limite de erro sistemático,  $L_r$ , e a variância sistemática,  $\sigma_r^2$ , com um nível de confiança de aproximadamente 95,45%, são, respectivamente:

$$L_r = 2\sigma_r = \left(\frac{acr}{100}\right) \times V_{medido} \quad (5.6)$$

$$\sigma_r^2 = \left(\frac{acr}{200}\right)^2 \times V_{medido}^2 \quad (5.7)$$

sendo  $acr$  a classe de exatidão do transformador para instrumento, em porcentagem, e  $V_{medido}$  o valor medido pelo instrumento.

As medidas de tensão e de corrente possuem erros originados de transformadores para instrumentos, tanto de relação, quanto de ângulo de fase. Existe ainda o erro inserido pelo equipamento registrador digital, o qual pode introduzir erros também na amplitude da grandeza e no seu respectivo ângulo de fase. Assim, o limite de erro,  $L_{(v,i)}$ , para cada fasor de tensão e de corrente, será calculado, neste trabalho, como a soma dos limites de erro que podem ser introduzidos tanto pelos TIs,  $L_{(TI)}$ , como pelos registradores digitais,  $L_{(reg)}$ , conforme a equação (5.8).

$$L_{(v,i)} = L_{(TI)} + L_{(reg)} \quad (5.8)$$

Combinando as equações (5.6), (5.7) e (5.8), obtém-se as variâncias das medidas de tensão e de corrente,  $\sigma_{(v,i)}^2$ , as quais serão utilizadas para compor a matriz de covariância do processo de estimação de estados proposto, de acordo com a equação (5.9).

$$\sigma_{(v,i)}^2 = \left(\frac{acr_{(TI)}V_{med(TI)} + acr_{(reg)}V_{med(reg)}}{200}\right)^2 \quad (5.9)$$

Na equação (5.9),  $V_{med(TI)}$  é o valor de tensão ou corrente medido pelo transformador para instrumento,  $V_{med(reg)}$  é o valor de tensão ou corrente medido pelo equipamento registrador,  $acr_{(TI)}$  é a classe de exatidão do TI e  $acr_{(reg)}$  é a classe de exatidão do equipamento registrador, a qual foi considerada neste trabalho como sendo 0,6 (MEDEIROS FILHO, 1986).

O procedimento adotado para determinar as variâncias dos ângulos de fase dos fasores de tensão e de corrente é similar ao descrito na equação (5.8). Assim, o limite de erro para os ângulos de fase dos fasores de corrente e de tensão,  $L_{(\theta v, \theta i)}$ , será dado pela soma dos limites de erro de ângulo de fase dos TIs,  $L_{(\theta TI)}$ , e do registrador digital,  $L_{(\theta reg)}$ .

$$L_{(\theta v, \theta i)} = L_{(\theta TI)} + L_{(\theta reg)} = \varepsilon_{\theta(TI)} + \varepsilon_{\theta(reg)} \quad (5.10)$$

Combinando as equações (5.6) e (5.10), obtém-se a variância dos ângulos de fase dos fasores de tensão e de corrente,  $\sigma_{(\theta v, \theta i)}^2$ , de acordo com a equação (5.11).

$$\sigma_{(\theta v, \theta i)}^2 = \left( \frac{L_{(\theta v, \theta i)}}{2} \right)^2 = \left( \frac{\varepsilon_{\theta(TI)} + \varepsilon_{\theta(reg)}}{2} \right)^2 \quad (5.11)$$

Nas equações (5.10) e (5.11),  $\varepsilon_{\theta(TI)}$  é o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo TI e  $\varepsilon_{\theta(reg)}$  representa o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo registrador digital. Esses erros máximos são obtidos a partir da análise do paralelogramo que representa a classe de exatidão de cada instrumento.

Caso se deseje determinar a variância da diferença angular de duas grandezas, utilizam-se as mesmas definições da equação (5.11), no entanto, considera-se o limite de erro da diferença angular,  $L_{(\theta_{G1G2})}$ , definido conforme a equação (5.12), e a sua respectiva variância,  $\sigma_{(\theta_{G1G2})}^2$ , de acordo com a equação (5.13).

$$L_{(\theta_{G1G2})} = L_{(\theta_{TI1})} + L_{(\theta_{reg1})} + L_{(\theta_{TI2})} + L_{(\theta_{reg2})} \quad (5.12)$$

$$\sigma_{(\theta_{G1G2})}^2 = \left( \frac{L_{(\theta_{G1G2})}}{2} \right)^2 = \left( \frac{\varepsilon_{\theta(TI1)} + \varepsilon_{\theta(reg1)} + \varepsilon_{\theta(TI2)} + \varepsilon_{\theta(reg2)}}{2} \right)^2 \quad (5.13)$$

Na equação (5.13),  $\varepsilon_{\theta(TI1)}$  é o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo TI que realizou a medição da grandeza 1;  $\varepsilon_{\theta(reg1)}$  representa o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo registrador digital na medição da grandeza 1;  $\varepsilon_{\theta(TI2)}$  é o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo TI que realizou a medição da grandeza 2;  $\varepsilon_{\theta(reg2)}$  representa o erro máximo de fase que pode ser introduzido pelo registrador digital na medição da grandeza 2.

As pseudomedidas de potência ativa e reativa, as quais dependem de amplitudes de corrente, amplitudes de tensão e ângulos dessas grandezas, que contém erros, possuem variâncias determinadas a partir da teoria da propagação de incertezas, discutida no Capítulo 2.

Portanto, a partir do exposto, as variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas do estimador pré-falta são determinadas de acordo com as equações a seguir. No cálculo da variância  $\sigma_{\alpha}^2$  admitiu-se que o limite do erro de  $\alpha$  é dado pelo próprio ângulo de

sincronização, determinado pela expressão (4.11). Os erros de TIs já estão incluídos no ângulo de sincronização, que por sua vez representa um erro do processo de medição.

$$\sigma_{V_p}^2 = \left( \frac{acr_{(TI)}V_p + acr_{(reg)}V_p}{200} \right)^2$$

$$\sigma_{V_q}^2 = \left( \frac{acr_{(TI)}V_q + acr_{(reg)}V_q}{200} \right)^2$$

$$\sigma_{\alpha}^2 = \left( \frac{\theta}{2} \right)^2$$

$$P_p = V_p I_p \cos(\theta_{V_p} - \theta_{I_p}) \rightarrow \sigma_{(P_p)}^2 = \left( \frac{\partial P_p}{\partial V_p} \right)^2 \sigma_{V_p}^2 + \left( \frac{\partial P_p}{\partial I_p} \right)^2 \sigma_{I_p}^2 + \left( \frac{\partial P_p}{\partial \theta_{V_p I_p}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_p I_p}}^2$$

$$P_q = V_q I_q \cos(\theta_{V_q} - \theta_{I_q}) \rightarrow \sigma_{(P_q)}^2 = \left( \frac{\partial P_q}{\partial V_q} \right)^2 \sigma_{V_q}^2 + \left( \frac{\partial P_q}{\partial I_q} \right)^2 \sigma_{I_q}^2 + \left( \frac{\partial P_q}{\partial \theta_{V_q I_q}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_q I_q}}^2$$

$$f^{pmed} = V_p^2 Q_q - V_q^2 Q_p \rightarrow \sigma_{(f^{pmed})}^2$$

$$= \left( \frac{\partial f^{pmed}}{\partial V_p} \right)^2 \sigma_{V_p}^2 + \left( \frac{\partial f^{pmed}}{\partial V_q} \right)^2 \sigma_{V_q}^2 + \left( \frac{\partial f^{pmed}}{\partial Q_p} \right)^2 \sigma_{Q_p}^2 + \left( \frac{\partial f^{pmed}}{\partial Q_q} \right)^2 \sigma_{Q_q}^2$$

### 5.1.5 Considerações sobre a estimação de parâmetros no estimador pré-falta

A estimação de parâmetros incluída na etapa pré-falta foi elaborada com a finalidade de indicar a confiabilidade do ângulo de sincronização estimado. Caso os parâmetros  $g$  e  $b$  estimados sofram uma variação significativa, por exemplo, 10% em relação aos valores de projeto, no fim do processo iterativo, então haverá um indicativo de que existem erros grosseiros nos dados de entrada do estimador, e, dessa forma, o ângulo de sincronização encontrado também pode não ser confiável.

Conforme verificado no Capítulo 4, erros de parâmetros superiores a  $\pm 10\%$  implicam em elevados erros de localização de faltas, e, por esta razão, adotou-se esse limiar que servirá para descartar qualquer dado que venha a ser calculado utilizando os parâmetros suspeitos. Assim, quando o processo de estimação pré-falta retornar um ângulo de sincronização não

confiável, a estimação pós-falta será inicializada com o ângulo obtido a partir da expressão (4.11).

Na modelagem de parâmetros no vetor de estados, no entanto, percebeu-se que a matriz de ganho ao longo do processo de estimação era mal condicionada, o que provocou problemas de convergência da metodologia desenvolvida. Uma possível causa para esse mau condicionamento pode ser a discrepância da ordem de grandeza das variáveis de estado consideradas. Assim, visando excluir o mau condicionamento da matriz de ganho da etapa pré-falta, dividiu-se o problema de estimação em dois subproblemas simultâneos (ALBERTINI, 2010): o primeiro estima as tensões  $V_p$ ,  $V_q$  e  $\alpha$  (variáveis de estado convencionais), enquanto o segundo estima os parâmetros  $g$  e  $b$ .

No primeiro subproblema, denominado problema de estados, têm-se as seguintes definições para os parâmetros do modelo de estimação:

$$\mathbf{x}_e = [V_p \quad V_q \quad \alpha]^T$$

$$\mathbf{z} = [P_p \quad P_q \quad f^{pmed} \quad V_p \quad V_q \quad \alpha]^T$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} gV_p^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) + b\sin(\alpha)) \\ gV_q^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) - b\sin(\alpha)) \\ f^{calc} \\ V_p \\ V_q \\ \alpha \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{R}_z = \text{diag}[\sigma_{P_p}^2 \quad \sigma_{P_q}^2 \quad \sigma_{f_3}^2 \quad \sigma_{V_p}^2 \quad \sigma_{V_q}^2 \quad \sigma_{\alpha}^2]$$

$$\mathbf{H}_e(\underline{\mathbf{x}}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial V_p} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial V_p} & \frac{\partial h_3(\mathbf{x})}{\partial V_p} & \frac{\partial h_4(\mathbf{x})}{\partial V_p} & \frac{\partial h_5(\mathbf{x})}{\partial V_p} & \frac{\partial h_6(\mathbf{x})}{\partial V_p} \\ \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial V_q} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial V_q} & \frac{\partial h_3(\mathbf{x})}{\partial V_q} & \frac{\partial h_4(\mathbf{x})}{\partial V_q} & \frac{\partial h_5(\mathbf{x})}{\partial V_q} & \frac{\partial h_6(\mathbf{x})}{\partial V_q} \\ \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial \alpha} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial \alpha} & \frac{\partial h_3(\mathbf{x})}{\partial \alpha} & \frac{\partial h_4(\mathbf{x})}{\partial \alpha} & \frac{\partial h_5(\mathbf{x})}{\partial \alpha} & \frac{\partial h_6(\mathbf{x})}{\partial \alpha} \end{bmatrix}^T$$

Após a solução do primeiro subproblema de estimação, resolve-se o segundo, com os valores atualizados de  $V_p$ ,  $V_q$  e  $\alpha$ . Assim, para o segundo subproblema, denominado problema de parâmetros, tem-se o seguinte modelo de estimação:

$$\mathbf{x}_p = [g \quad b]^T$$

$$\mathbf{z} = [P_p \quad P_q \quad f^{pmed} \quad V_p \quad V_q \quad \alpha]^T$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} gV_p^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) + b\sin(\alpha)) \\ gV_q^2 - V_pV_q(g\cos(\alpha) - b\sin(\alpha)) \\ f^{calc} \\ V_p \\ V_q \\ \alpha \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{R}_z = \text{diag}[\sigma_{P_p}^2 \quad \sigma_{P_q}^2 \quad \sigma_{f_3}^2 \quad \sigma_{V_p}^2 \quad \sigma_{V_q}^2 \quad \sigma_{\alpha}^2]$$

$$\mathbf{H}_p(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial g} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial g} & \frac{\partial h_3(\mathbf{x})}{\partial g} & \frac{\partial h_4(\mathbf{x})}{\partial g} & \frac{\partial h_5(\mathbf{x})}{\partial g} & \frac{\partial h_6(\mathbf{x})}{\partial g} \\ \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial b} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial b} & \frac{\partial h_3(\mathbf{x})}{\partial b} & \frac{\partial h_4(\mathbf{x})}{\partial b} & \frac{\partial h_5(\mathbf{x})}{\partial b} & \frac{\partial h_6(\mathbf{x})}{\partial b} \end{bmatrix}^T$$

Após a solução do segundo subproblema de estimação, testa-se a convergência geral da estimação de estados. Se  $\max|\Delta\mathbf{x}^k| \leq \text{tolerância}$ , o processo iterativo convergiu. Caso contrário, repetir o processo com todas as variáveis de estado atualizadas.

Essa abordagem de subdivisão do problema de estimação em duas partes eliminou o problema de mau condicionamento da matriz de ganho apresentado na etapa pré-falta deste trabalho. A título de exemplo, em uma das situações analisadas, obteve-se um número de condicionamento da matriz de ganho igual a  $1,32 \times 10^5$ , antes da subdivisão. Após a divisão da estimação em dois subproblemas, alcançou-se um número de condicionamento para o problema de estados igual a 15,78, e para o problema de parâmetros, 2,73.

O algoritmo utilizado, no instante pré-falta, para estimação de estados e parâmetros pode ser resumido nas etapas a seguir.

Etapa 1: Fazer  $k = 1$  e inicializar o vetor de estados, com 1 pu em amplitude e fase nula, e o de parâmetros com os valores disponíveis no banco de dados.

Etapa 2: Obter as correções no vetor de estados (tensões e ângulos).

$$\Delta\mathbf{x}_e^k = [\mathbf{H}_e(\mathbf{x}_e^k)^T \mathbf{R}_z^{-1} \mathbf{H}_e(\mathbf{x}_e^k)]^{-1} [\mathbf{H}_e(\mathbf{x}_e^k)^T \mathbf{R}_z^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_e^k, \mathbf{x}_p^k)]]$$

Etapa 3: Atualizar o vetor de variáveis de estados, fazendo  $\mathbf{x}_e^{k+1} = \mathbf{x}_e^k + \Delta\mathbf{x}_e^k$ .

Etapa 4: Obter as correções no vetor de parâmetros.

$$\Delta \mathbf{x}_p^k = [\mathbf{H}_p(\mathbf{x}_p^k)^T \mathbf{R}_z^{-1} \mathbf{H}_p(\mathbf{x}_p^k)]^{-1} [\mathbf{H}_p(\mathbf{x}_p^k)^T \mathbf{R}_z^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_e^{k+1}, \mathbf{x}_p^k)]]$$

Etapa 5: Atualizar o vetor de parâmetros, fazendo  $\mathbf{x}_p^{k+1} = \mathbf{x}_p^k + \Delta \mathbf{x}_p^k$ .

Etapa 6: Testar a convergência. Se  $|\Delta \mathbf{x}_e^k|_{max}$  e  $|\Delta \mathbf{x}_p^k|_{max}$  forem menores que a tolerância pré-estabelecida, o processo convergiu:  $\hat{\mathbf{x}}_e = \mathbf{x}_e^{k+1}$  e  $\hat{\mathbf{x}}_p = \mathbf{x}_p^{k+1}$ . Caso contrário, fazer  $k = k + 1$  e voltar para a Etapa 2.

## 5.2 Estimador pós-falta

Para formular o estimador pós-falta, algumas variáveis e funções precisam ser definidas, como o conjunto de medidas e pseudomedidas que será utilizado,  $\mathbf{z}$ , a matriz de variâncias dos erros de medição,  $\mathbf{R}_z$ , bem como as funções das grandezas medidas e pseudomedidas,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ .

### 5.2.1 Obtenção de medidas e pseudomedidas

Assim como na estimação pré-falta, as medidas de tensão e de corrente pós-falta são obtidas a partir de oscilografias de faltas em linhas de transmissão. Estes registros são utilizados para compor as formas de onda de tensão e de corrente em cada terminal da linha em falta, a partir das quais pseudomedidas também serão construídas. Os fasores obtidos nesta etapa pós-falta são extraídos via TDF (um ciclo), quando se usaram os métodos baseados em *wavelet* e comparação de ciclos, apresentados no Capítulo 4, para determinar o momento a partir do qual esses fasores deveriam ser calculados. Os fasores de tensão e de corrente pós-falta calculados foram sincronizados a partir do ângulo de sincronização estimado na etapa pré-falta.

### 5.2.2 Obtenção das funções das grandezas medidas e pseudomedidas

O estimador de estados pós-falta foi formulado a partir de equações obtidas de uma linha de transmissão em condição de falta, representada na Figura 5.2. Adotou-se, na

modelagem deste estimador, um modelo de linha de transmissão curta, baseando-se no algoritmo de Girgis et al. (1992), em virtude desta abordagem ser de simples implementação, apresentar bons resultados de localização quando existem erros em medidas e parâmetros da linha, e também devido ao fato dela trabalhar com dados usualmente encontrados em registros de faltas disponibilizados pelas empresas do setor elétrico, como impedância série total da linha (sequências positiva e zero) e formas de onda de tensão e corrente com baixas taxas de amostragem.

Além disso, é importante destacar que existem diversas fontes de erro envolvidas na medição de grandezas elétricas em um sistema real, assim, a exatidão do modelo de linha de transmissão não garante que esses erros serão compensados, conforme se explicou no Capítulo 3. Nesse contexto, comparar a exatidão de algoritmos baseando-se unicamente na modelagem da linha de transmissão pode não se constituir em uma boa prática.

Embora exista uma variedade de algoritmos baseada em modelos exatos da linha para calcular a localização de faltas, ainda existe uma lacuna na literatura em relação ao uso destas metodologias em situações reais, adotando dados realmente medidos. Em vez disso, é comum a demonstração da precisão de algoritmos a partir de dados simulados, os quais, na maioria dos casos, não correspondem à realidade prática. Em outras palavras, investir em uma representação fidedigna da linha de transmissão para equacionar um algoritmo localizador, sem, contudo, modelar as possíveis fontes de erro, pode, em princípio, tornar o algoritmo até menos preciso quando aplicado a dados reais não sincronizados. Uma investigação sobre essas afirmações encontra-se detalhada no Capítulo 3.

Assim, baseando-se no modelo de linha de transmissão da Figura 5.2, as equações de falta utilizadas no estimador pós-falta proposto são constituídas apenas pela impedância série da linha e pelos fasores trifásicos de tensão e de corrente, obtidos dos terminais  $p$  e  $q$ .

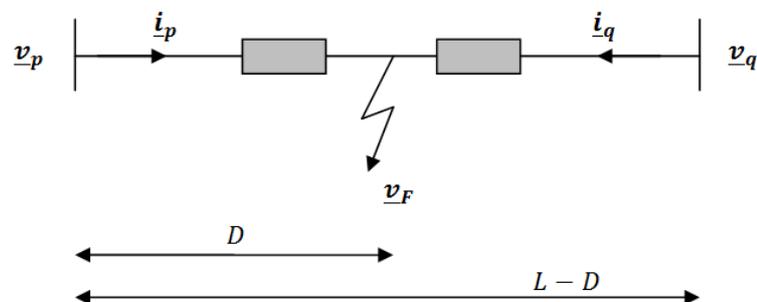


Figura 5.2 - Linha de transmissão em falta.

Analisando a Figura 5.2, obtém-se as seguintes equações para a tensão no ponto de falta,  $\underline{v}_F$ .

$$\underline{v}_F = \underline{v}_p - D\underline{Z}_{abc}\underline{i}_p \quad (5.14)$$

$$\underline{v}_F = \underline{v}_q - (L - D)\underline{Z}_{abc}\underline{i}_q \quad (5.15)$$

Igualando as equações (5.14) e (5.15), obtém-se a equação (5.16).

$$\underline{v}_p - \underline{v}_q + L\underline{Z}_{abc}\underline{i}_q = D\underline{Z}_{abc}(\underline{i}_p + \underline{i}_q) \quad (5.16)$$

Na equação (5.16),  $\underline{v}_p$  e  $\underline{v}_q$  representam os fasores trifásicos de tensão pós-falta nos terminais  $p$  e  $q$ , respectivamente;  $\underline{i}_p$  e  $\underline{i}_q$  representam os fasores trifásicos de corrente pós-falta nos terminais  $p$  e  $q$ , respectivamente;  $\underline{Z}_{abc}$  representa a matriz de impedância série da linha (ohm/km);  $L$  é o comprimento total da linha (km) e  $D$  é a distância de falta.

Para a equação trifásica (5.16), três equações complexas para as componentes de sequência positiva, negativa e zero podem ser obtidas, conforme a equação (5.17). Estas equações farão parte do vetor de funções de medição,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , do estimador pós-falta. As equações de falta em componentes de sequência foram preferidas neste trabalho por facilitarem a implementação computacional, principalmente do ponto de vista da representação das impedâncias da linha de transmissão ( $\mathbf{Z}_{012}$  é diagonal quando o sistema trifásico é admitido como simétrico e equilibrado).

$$\underline{v}_{pk} - \underline{v}_{qk} + L\underline{Z}_k\underline{i}_{qk} = \left(\frac{D}{L}\right)L\underline{Z}_k(\underline{i}_{pk} + \underline{i}_{qk}), \quad k = 0,1,2 \quad (5.17)$$

Na equação (5.17), tem-se que:

$k$  representa as componentes de sequência positiva, negativa e zero;

$L\underline{Z}_k$  representa a impedância série total da LT, para as sequências positiva, negativa e zero;

$\left(\frac{D}{L}\right)$  representa a distância de falta em relação ao comprimento total da linha. Daqui em diante, esta razão será denominada  $DL$ ;

$\underline{v}_{pk} = V_{pk}e^{j\theta_{V_{pk}}}$ , onde  $V_{pk}$  e  $\theta_{V_{pk}}$  representam o módulo e o ângulo da tensão no terminal  $p$ , respectivamente;

$\underline{v}_{qk} = V_{qk} e^{j\theta_{V_{qk}}}$ , onde  $V_{qk}$  e  $\theta_{V_{qk}}$  representam o módulo e o ângulo da tensão no terminal  $q$ , respectivamente;

$\underline{i}_{pk} = I_{pk} e^{j\theta_{I_{pk}}}$ , onde  $I_{pk}$  e  $\theta_{I_{pk}}$  representam o módulo e o ângulo da corrente no terminal  $p$ , respectivamente;

$\underline{i}_{qk} = I_{qk} e^{j\theta_{I_{qk}}}$ , onde  $I_{qk}$  e  $\theta_{I_{qk}}$  representam o módulo e o ângulo da corrente no terminal  $q$ , respectivamente.

A equação complexa (5.17) pode ser convertida em seis equações reais, as quais dependem das tensões e correntes de sequência pseudomedidas em ambos os terminais da linha de transmissão. Assim, matematicamente manipulando a equação (5.17), obtêm-se as equações (5.18) e (5.19), que farão parte do estimador pós-falta.

$$\begin{aligned}
& V_{pk} \left[ I_{pk} \cos(\theta_{V_{pk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk} \cos(\theta_{V_{pk}} - \theta_{I_{qk}}) \right] \\
& \quad - V_{qk} \left[ I_{pk} \cos(\theta_{V_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk} \cos(\theta_{V_{qk}} - \theta_{I_{qk}}) \right] \\
& = R_k \times DL \times (|\underline{i}_{pk} + \underline{i}_{qk}|)^2 - R_k \left[ I_{qk} I_{pk} \cos(\theta_{I_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk}^2 \right] \\
& \quad + X_k \left[ I_{qk} I_{pk} \sen(\theta_{I_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) \right] \quad k = 0,1,2
\end{aligned} \tag{5.18}$$

Daqui em diante, o primeiro membro da equação (5.18) será chamado de  $f_{k+1}^{pmed}$ ; o segundo membro será denominado  $f_{k+1}^{calc}$ .

$$\begin{aligned}
& V_{pk} \left[ I_{pk} \sen(\theta_{V_{pk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk} \sen(\theta_{V_{pk}} - \theta_{I_{qk}}) \right] \\
& \quad - V_{qk} \left[ I_{pk} \sen(\theta_{V_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk} \sen(\theta_{V_{qk}} - \theta_{I_{qk}}) \right] \\
& = X_k \times DL \times (|\underline{i}_{pk} + \underline{i}_{qk}|)^2 - X_k \left[ I_{qk} I_{pk} \cos(\theta_{I_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) + I_{qk}^2 \right] \\
& \quad - R_k \left[ I_{qk} I_{pk} \sen(\theta_{I_{qk}} - \theta_{I_{pk}}) \right] \quad k = 0,1,2
\end{aligned} \tag{5.19}$$

Daqui em diante, o primeiro membro da equação (5.19) será chamado de  $f_{k+4}^{pmed}$ ; o segundo membro será denominado  $f_{k+4}^{calc}$ .

### 5.2.3 Modelo de estimação

O modelo de estimação de estados desenvolvido para a condição pós-falta possui o vetor de variáveis de estado,  $\mathbf{x}$ , o vetor de medidas e pseudomedidas,  $\mathbf{z}$ , o vetor das funções de medição,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , e a matriz de variância dos erros  $\mathbf{R}_z$ .

$$\mathbf{x} = [DL \quad I_{pk} \quad I_{qk} \quad \Delta_{I_k}]^T, \text{ em que: } \Delta_{I_k} = \theta_{I_{qk}} - \theta_{I_{pk}}, \quad k = 0, 1, 2$$

$$\mathbf{z} = [f_{k+1}^{pmed} \quad f_{k+4}^{pmed} \quad I_{pk} \quad I_{qk} \quad \Delta_{I_k}]^T, \quad k = 0, 1, 2$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [f_{k+1}^{calc} \quad f_{k+4}^{calc} \quad I_{pk} \quad I_{qk} \quad \Delta_{I_k}]^T, \quad k = 0, 1, 2$$

$$\mathbf{R}_z = \text{diag} \left[ \sigma_{f_{k+1}^{pmed}}^2 \quad \sigma_{f_{k+4}^{pmed}}^2 \quad \sigma_{I_{pk}}^2 \quad \sigma_{I_{qk}}^2 \quad \sigma_{\Delta_{I_k}}^2 \right], \quad k=0,1,2$$

### 5.2.4 Determinação das variâncias das grandezas medidas, pseudomedidas e da distância de falta

As variâncias dos fasores pseudomedidos de tensão e de corrente são determinados de acordo com as equações (5.9) e (5.13), deduzidas na subseção 5.1.4. Por outro lado, as funções descritas nas equações (5.18) e (5.19), por dependerem de mais de uma grandeza que contém erros, deverão ter suas variâncias calculadas a partir da teoria da propagação de incertezas, de acordo com a equação (2.22). Dessa forma:

$$\sigma_{I_{pk}}^2 = \left( \frac{acr_{(TI)}I_{pk} + acr_{(reg)}I_{pk}}{200} \right)^2 \quad k = 0,1,2$$

$$\sigma_{I_{qk}}^2 = \left( \frac{acr_{(TI)}I_{qk} + acr_{(reg)}I_{qk}}{200} \right)^2 \quad k = 0,1,2$$

$$\sigma_{\Delta_{I_k}}^2 = \left( \frac{\varepsilon_{\theta(TC1)} + \varepsilon_{\theta(reg1)} + \varepsilon_{\theta(TC2)} + \varepsilon_{\theta(reg2)}}{2} \right)^2 \quad k = 0,1,2$$

$$\begin{aligned}
\sigma_{(f_{k+1}^{pmed})}^2 &= \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial V_{pk}}\right)^2 \sigma_{V_{pk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial V_{qk}}\right)^2 \sigma_{V_{qk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial I_{pk}}\right)^2 \sigma_{I_{pk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial I_{qk}}\right)^2 \sigma_{I_{qk}}^2 \\
&+ \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{pk}I_{pk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{pk}}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{pk}I_{qk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{qk}}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{qk}I_{pk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{pk}}}^2 \\
&+ \left(\frac{\partial f_{k+1}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{qk}I_{qk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{qk}}}^2 \quad k = 0,1,2
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_{(f_{k+4}^{pmed})}^2 &= \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial V_{pk}}\right)^2 \sigma_{V_{pk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial V_{qk}}\right)^2 \sigma_{V_{qk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial I_{pk}}\right)^2 \sigma_{I_{pk}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial I_{qk}}\right)^2 \sigma_{I_{qk}}^2 \\
&+ \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{pk}I_{pk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{pk}}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{pk}I_{qk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{qk}}}^2 + \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{qk}I_{pk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{pk}}}^2 \\
&+ \left(\frac{\partial f_{k+4}^{pmed}}{\partial \theta_{V_{qk}I_{qk}}}\right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{qk}}}^2 \quad k = 0,1,2
\end{aligned}$$

A variância da distância de falta, e seu respectivo limite de erro, são calculados quando a variável  $DL$  é isolada na equação (5.17), como resultado de um processo de otimização por mínimos quadrados (solução normal). Inicialmente, tem-se que a equação (5.17) pode ser reescrita na forma apresentada na equação (5.20).

$$\begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \\ a_5 \\ a_6 \end{bmatrix} = DL \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \\ b_6 \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

A partir da teoria de mínimos quadrados, encontra-se uma solução para  $DL$ , definida conforme (5.21).

$$DL = \frac{\sum_{k=1}^6 a_k b_k}{\sum_{k=1}^6 a_k^2} \quad (5.21)$$

A teoria da propagação de incertezas, definida de acordo com a expressão (2.22), deve ser aplicada à expressão (5.21), de forma a determinar a variância da distância de falta,  $\sigma_{DL}^2$ , e, conseqüentemente, seu limite de erro,  $L_{DL}$ , conforme as equações (5.22) e (5.23) a seguir. A

partir dessas definições, encontra-se a região de provável localização da falta, com nível de confiança de aproximadamente 95,45%.

$$\begin{aligned}
 \sigma_{DL}^2 = & \left( \frac{\partial DL}{\partial V_{pk}} \right)^2 \sigma_{V_{pk}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial V_{qk}} \right)^2 \sigma_{V_{qk}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial I_{pk}} \right)^2 \sigma_{I_{pk}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial I_{qk}} \right)^2 \sigma_{I_{qk}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial \theta_{V_{pk}I_{pk}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{pk}}}^2 \\
 & + \left( \frac{\partial DL}{\partial \theta_{V_{pk}I_{qk}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_{pk}I_{qk}}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial \theta_{V_{qk}I_{pk}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{pk}}}^2 + \left( \frac{\partial DL}{\partial \theta_{V_{qk}I_{qk}}} \right)^2 \sigma_{\theta_{V_{qk}I_{qk}}}^2 \\
 & + \left( \frac{\partial DL}{\partial \theta_{\Delta I_k}} \right)^2 \sigma_{\Delta I_k}^2 \quad k = 0,1,2
 \end{aligned}
 \tag{5.22}$$

$$L_{DL} = 2\sqrt{\sigma_{DL}^2} \tag{5.23}$$

A metodologia desenvolvida para estimação da localização de faltas em linhas de transmissão está resumida no fluxograma apresentado na Figura 5.3.

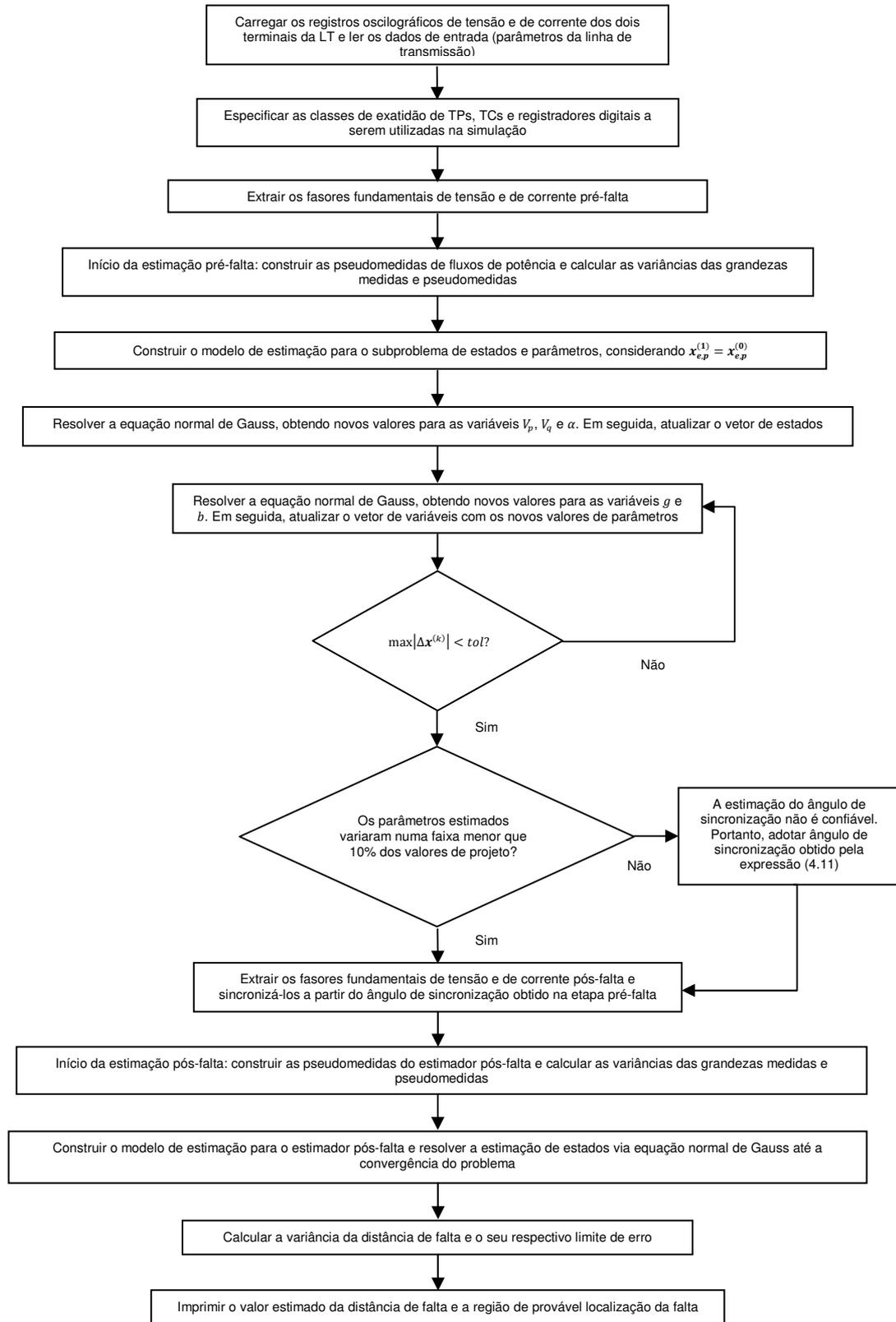


Figura 5.3 - Fluxograma da metodologia desenvolvida de estimação da localização de faltas.

---

## Capítulo 6

# Aplicações e análise dos resultados

---

Neste capítulo apresentam-se os testes realizados para avaliar a metodologia de estimação da localização de faltas proposta no Capítulo 5. Para verificar o desempenho da metodologia de estimação desenvolvida, utilizaram-se dados e registros oscilográficos de faltas em linhas de transmissão simuladas no *software* ATP, bem como dados e registros oscilográficos de faltas em linhas de transmissão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Considerou-se que as linhas simuladas no ATP operam com tensão nominal de 138 kV e 230 kV, possuem comprimentos de 90 km e 180 km, respectivamente, e seus parâmetros são os apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2. As linhas analisadas da companhia elétrica são de 138 kV, 230 kV e 500 kV, possuindo comprimentos de 117,5 km, 188,16 km e 248,6 km, respectivamente. Os parâmetros série dessas linhas foram obtidos a partir da análise dos registros que contém os respectivos dados das faltas ocorridas.

Inicialmente, na seção 6.1, considerando situações de faltas simuladas no ATP, faz-se uma comparação entre a metodologia de estimação da localização de faltas proposta e o algoritmo de Girgis et al. (1992), pois, assim, será possível verificar os ganhos de desempenho da metodologia de estimação desenvolvida em relação ao algoritmo que foi tomado como referência, o qual também se baseia no modelo de linha curta e depende de fasores fundamentais de tensão e de corrente extraídos de ambos os terminais de uma LT.

Em seguida, na seção 6.2, apresentam-se os resultados da metodologia de estimação desenvolvida ainda utilizando dados simulados, situação em que será possível analisar a influência das diversas combinações de erros de TIs na metodologia de estimação, bem como será possível avaliar o desempenho da metodologia mediante variações na resistência de falta, ângulo de incidência da falta e local da falta.

Na seção 6.3, apresentam-se os resultados obtidos pela metodologia de estimação desenvolvida quando da análise de situações de faltas reais e, na seção 6.4, algumas considerações são feitas em relação ao tratamento das medidas com erros grosseiros.

## **6.1 Ganhos de desempenho da metodologia de estimação da localização de faltas proposta em relação ao algoritmo de Girgis et al. (1992)**

A qualidade dos resultados obtidos quando da utilização da metodologia de localização de faltas proposta é mensurada através do erro de localização, que é calculado em relação ao comprimento total da linha. Nesse sentido, apresenta-se, nesta seção 6.1, o desempenho da metodologia de estimação proposta em relação ao algoritmo de Girgis et al. (1992) para casos de faltas simulados no ATP. Considerou-se nas simulações que os respectivos TPs e TCs que realizaram as medições possuem classes de exatidão iguais a 1,2 e 10, respectivamente, valores estes considerados usuais nos TIs de proteção.

### **6.1.1 Aplicação a casos simulados**

Nesta subseção apresenta-se o desempenho da metodologia de estimação da localização de faltas proposta, ao analisarem-se casos simulados. Os resultados obtidos serão também comparados aos resultados do algoritmo de Girgis et al. (1992), o qual levou em conta dados sincronizados pela expressão (4.11), baseada em fasores de tensão e corrente pré-falta.

Duas situações de falta fase-terra foram estudadas nesta análise inicial, sendo uma no quilômetro 45 de uma LT de 138 kV (Caso A), e a outra, no quilômetro 160 de uma LT de 230 kV (Caso B). As linhas de transmissão simuladas possuem comprimentos de 90 km e 180 km, respectivamente, e possuem parâmetros definidos conforme as Tabelas 4.1 e 4.2. A resistência de falta foi considerada nula nessas simulações.

Para avaliar o desempenho da metodologia de estimação proposta, erros de relação fictícios de TIs de 1,2% e 10% foram adicionados, respectivamente, às medidas de tensão e de corrente de ambos os terminais das linhas consideradas nos casos A e B. Os erros de fase

desses TIs foram considerados nulos. Considerou-se ainda nas simulações a existência de um ângulo de sincronização fictício de 10°.

Na Figura 6.1, apresentam-se os erros de localização obtidos pela metodologia de estimação da localização de faltas proposta, comparados aos erros de localização do algoritmo baseado exclusivamente em fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992), considerando os casos A e B simulados. Uma simples observação da Figura 6.1 mostra que existe ganho de desempenho quando se utiliza uma metodologia baseada em estimação de estados para localizar faltas em vez de um método que não utiliza essa abordagem.

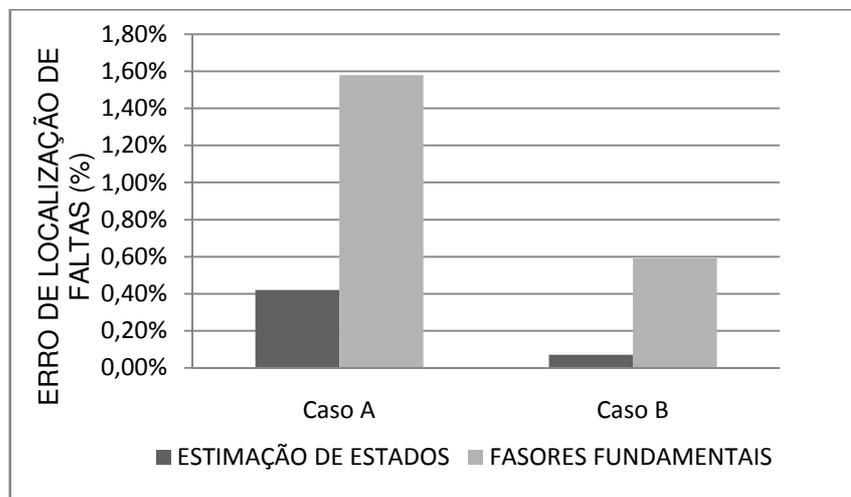


Figura 6.1 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992) - casos simulados.

Os parâmetros de simulação e os resultados obtidos no processo de estimação pré-falta, para os casos analisados na Figura 6.1, são detalhados na Tabela 6.1. Por sua vez, os parâmetros de simulação e os resultados obtidos no processo de estimação pós-falta, considerando os casos A e B simulados, analisados na Figura 6.1, são detalhados na Tabela 6.2. Nessa tabela, apresentam-se também os limites de erro associados às distâncias de falta estimadas, com aproximadamente 95,45% de confiança.

Observa-se, na Tabela 6.2, que os números de condicionamento da matriz de ganho, obtidos no processo de estimação pós-falta, são maiores que os valores alcançados na etapa pré-falta. Embora os resultados da estimação sejam considerados satisfatórios, alguns testes foram realizados no sentido de dividir o problema de estimação pós-falta em dois subproblemas, a fim de melhorar o condicionamento da matriz de ganho, no entanto, essa estratégia não trouxe ganho de desempenho.

Tabela 6.1. Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pré-falta, linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.

	LT 138 kV	LT 230 kV
<b>Ângulo de sincronização inicial</b> (expressão (4.11))	10,32°	9,04°
<b>Ângulo de sincronização estimado</b>	9,96°	8,94°
<b>Admitância série inicial (pu)</b>	1,0783 - j4,3083	0,9669 - j5,4953
<b>Admitância série estimada (pu)</b>	1,1191 - j4,3038	0,9390 - j5,4918
<b>Condicionamento da matriz de ganho (estados)</b>	133,58	54,98
<b>Condicionamento da matriz de ganho (parâmetros)</b>	3,4	3,2
<b>Tempo de simulação (*)</b>	0,02 segundos	0,02 segundos

(\*) Os valores dos tempos não têm qualquer significado absoluto; representam apenas um elemento para comparação.

Tabela 6.2. Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pós-falta, linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.

	Caso A	Caso B
<b>Distância de falta real</b>	45 km	160 km
<b>Distância de falta estimada (<math>D_f</math>)</b>	45,38 km	160,12 km
<b>Limite de erro de <math>D_f</math></b>	4,48 km	6,7 km
<b>Condicionamento da matriz de ganho</b>	394,06	525,14
<b>Tempo de simulação (*)</b>	0,01 segundos	0,01 segundos

(\*) Os valores dos tempos não têm qualquer significado absoluto; representam apenas um elemento para comparação.

A partir dos limites de erro estabelecidos na Tabela 6.2, pode-se determinar a região mais provável de ocorrência da falta na linha de transmissão. A Tabela 6.3 indica a faixa de provável localização da falta nos casos A e B simulados. Uma análise conjunta das Tabelas 6.2 e 6.3 mostra que a região de provável localização da falta inclui a distância real da falta nos casos A e B simulados.

Tabela 6.3. Região de provável localização da falta, casos A e B, com aproximadamente 95,45% de confiança.

	<b>Região de ocorrência da falta</b>
<b>Caso A</b>	$40,9 \text{ km} < D_f < 49,86 \text{ km}$
<b>Caso B</b>	$153,42 \text{ km} < D_f < 166,82 \text{ km}$

Na próxima subseção, para os casos A e B simulados, uma breve avaliação da metodologia de estimação proposta será realizada considerando variações da taxa de amostragem e do ponto de ocorrência da falta.

#### **6.1.1.1 Análise de desempenho da metodologia de estimação da localização de faltas proposta: influência da variação da taxa de amostragem e do ponto de ocorrência da falta**

Nesta subseção apresenta-se uma análise sobre a influência da taxa de amostragem e do ponto de ocorrência da falta no desempenho do estimador proposto, considerando as mesmas linhas de transmissão analisadas na subseção 6.1.1, e as mesmas combinações de erros de TIs nas medições. Primeiramente, taxas de amostragem de 64, 128, 256, 512 e 1024 amostras por ciclo foram testadas considerando as linhas de 138 kV e 230 kV. Em seguida, variou-se o local da falta em 20%, 50% e 90% do comprimento total dessas linhas de transmissão. A Figura 6.2 indica a influência da taxa de amostragem no desempenho do estimador proposto, considerando as linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP. Observa-se que a metodologia desenvolvida é insensível a variações da taxa de amostragem, apresentando bom desempenho até nos casos em que existem amostragens deficientes.

A influência do ponto de ocorrência da falta no desempenho do estimador proposto pode ser observada na Figura 6.3. Faltas em 20%, 50% e 90% das linhas de 138 kV e 230 kV foram analisadas.

Os resultados apresentados na Figura 6.3 sugerem que a metodologia de estimação proposta tende a elevar o erro de localização de faltas quando a falta ocorre em local próximo das extremidades da LT, característica encontrada também no algoritmo de Girgis et al. (1992), que não considera capacitâncias (CRUZ, 2010). Contudo, pode-se observar que os erros de localização em todos os pontos da linha foram pequenos, provando que a

metodologia desenvolvida implica em boas estimativas para a localização de faltas mesmo na presença de medidas errôneas.

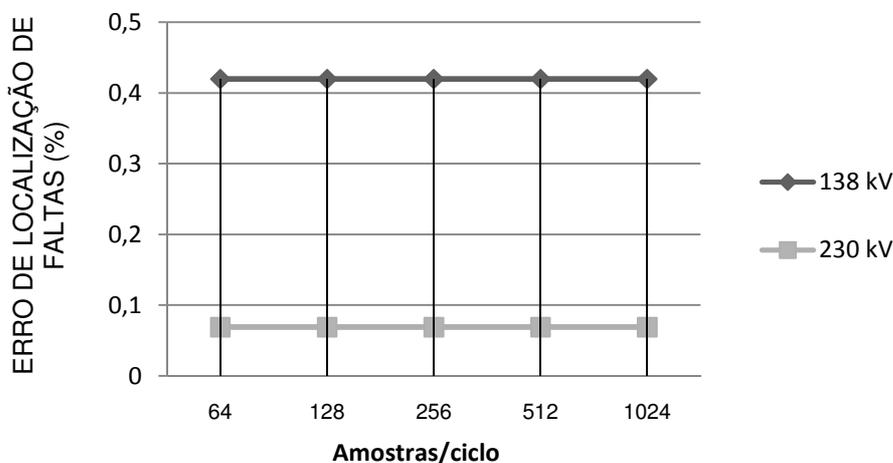


Figura 6.2 - Influência da taxa de amostragem no desempenho da metodologia de estimação proposta - linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.

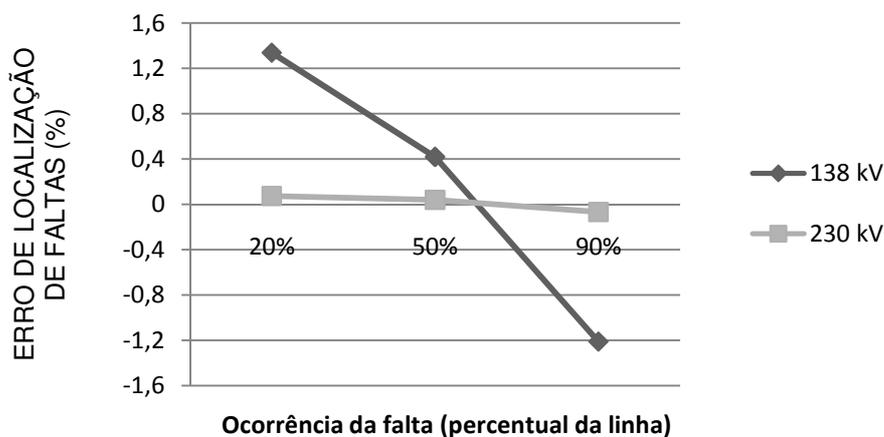


Figura 6.3 - Influência do ponto de ocorrência da falta no desempenho da metodologia de estimação proposta - linhas de 138 kV e 230 kV simuladas no ATP.

A fim de ilustrar o ganho de desempenho da metodologia de estimação proposta em relação ao algoritmo de Girgis et al. (1992) para outras combinações de erros de TIs, apresenta-se, na subseção 6.1.2, uma análise de faltas em uma LT de 138 kV, considerando diversas combinações de erros em medições.

### 6.1.2 Aplicação a casos simulados considerando diversas combinações de erros de TIs

Os erros de localização de faltas da metodologia de estimação proposta, comparados aos erros do algoritmo de Girgis et al. (1992), para diversas combinações de erros de TIs, serão ilustrados nesta seção. Os resultados a serem apresentados referem-se à análise de uma linha de transmissão de 138 kV, simulada no *software* ATP e modelada conforme as especificações contidas na subseção 4.3.1. Nessas simulações, considerou-se uma taxa de amostragem de 256 amostras/ciclo e a ocorrência de faltas apenas do tipo fase-terra, com resistência de falta nula. Além disso, simularam-se faltas no início e no meio da LT, para quantificar o erro de localização nas diferentes regiões da linha. Quanto à análise de erros nas medições, considerou-se que o TP possui classe de exatidão 1,2, e o TC, por sua vez, possui classe de exatidão 10.

Considerando que uma falta ocorra no início da linha de 138 kV, quilômetro 13, e que existam erros de TIs nas medidas de tensão e de corrente, apresenta-se, na Figura 6.4, a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação do TP e TC instalados no terminal 1 da linha. Os demais erros foram considerados constantes e iguais a zero. Vale salientar que, pelo fato do erro de localização de faltas ser uma função de oito variáveis, nas figuras apresentadas daqui em diante, sempre serão apresentadas a variação do erro de localização em função do erro sistemático de duas dessas grandezas.

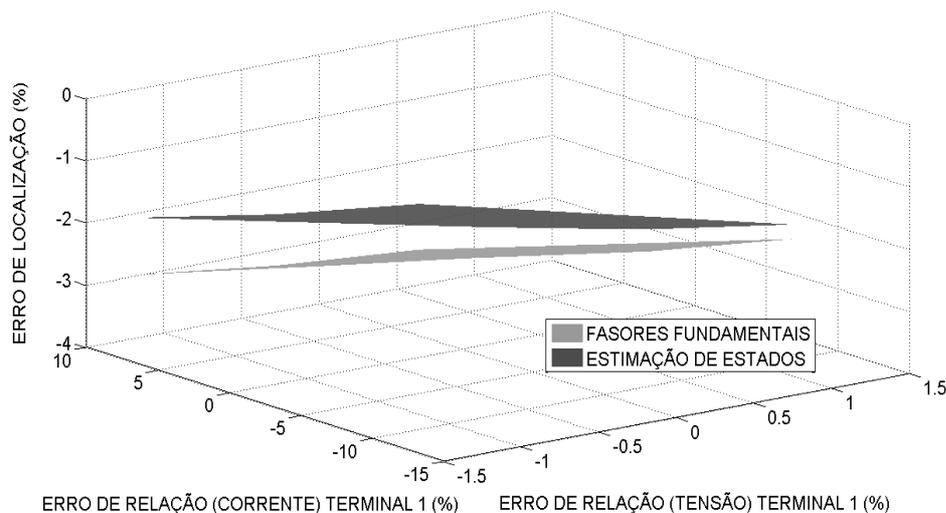


Figura 6.4 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992), para diversas combinações de erros de TC e TP, falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13).

Observa-se na Figura 6.4 que houve redução dos erros de localização quando da utilização da abordagem de estimação de estados para determinação da falta no início da linha de 138 kV. Ainda, para este caso de falta, calcularam-se os limites de erro associados a cada distância de falta estimada pela metodologia proposta. Estes limites são representados na Figura 6.5 delimitando a região de provável localização da falta, com aproximadamente 95,45% de probabilidade de confiança.

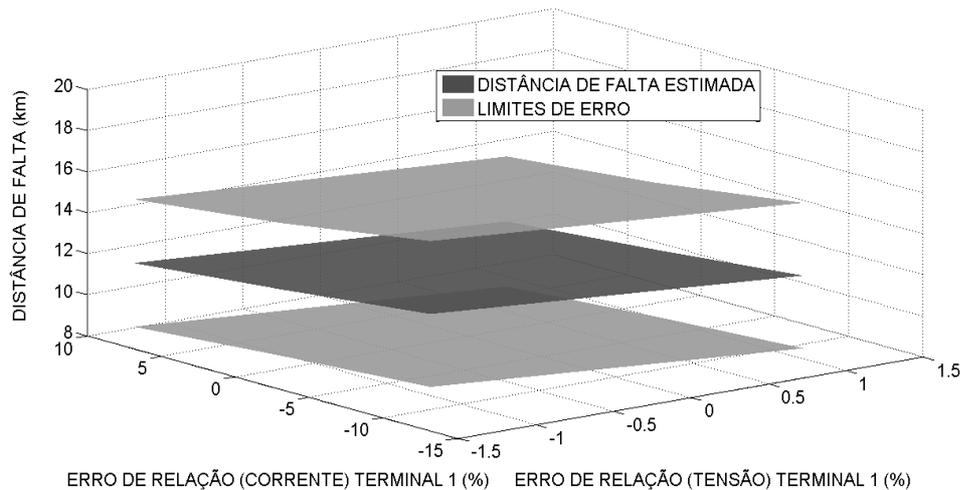


Figura 6.5 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de relação de TC e TP, falta no início da LT de 138 kV (quilômetro 13).

Na Figura 6.5, a região delimitada pelos limites de erro incluiu o local real da falta (quilômetro 13), provando que tanto a abordagem de localização de faltas via estimação de estados, como também o cálculo dos limites de erro, podem contribuir para a identificação segura do local de faltas em linhas de transmissão.

Na análise de uma falta no meio desta linha de transmissão de 138 kV, considerando que existam erros de TIs apenas nas medidas de tensão, apresenta-se, na Figura 6.6, a variação do erro de localização de faltas em função da variação dos erros de relação dos TPs dos dois terminais da linha. As demais variáveis foram consideradas constantes e iguais a zero.

Neste caso de falta, o uso do estimador também contribuiu para localizações de faltas mais exatas. Observa-se ainda que os erros máximos de localização ocorrem quando os TPs instalados nos dois terminais da linha possuem erros extremos e opostos. Esse perfil de erros pode ser facilmente encontrado quando os TPs de cada terminal da linha são de fabricantes diferentes.

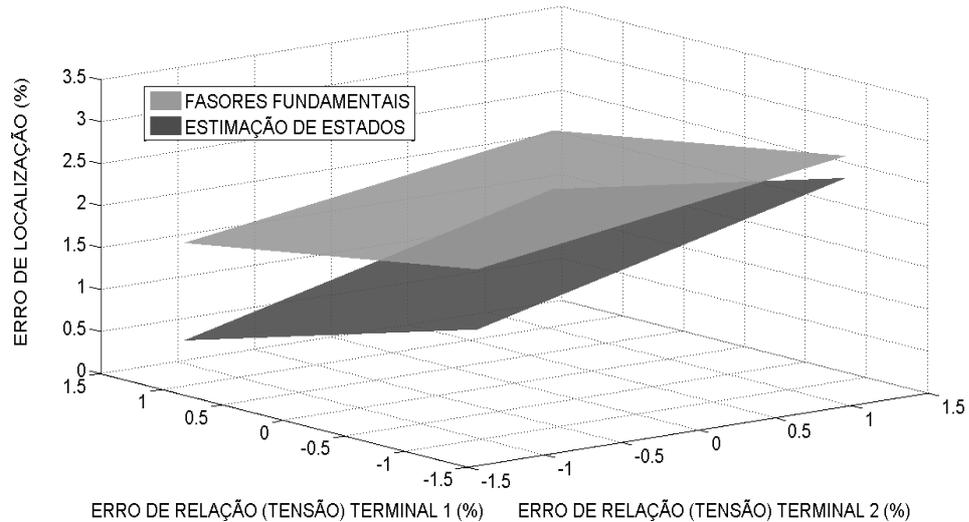


Figura 6.6 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., 1992), para diversas combinações de erros de TP, falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45).

Para o caso de falta no meio da LT de 138 kV, calcularam-se também os limites de erro associados a cada distância estimada da Figura 6.6. Estes limites são representados na Figura 6.7 delimitando a região de provável localização da falta, com aproximadamente 95,45% de confiança. Neste caso, também se observa que a identificação da região da falta inclui o ponto onde a falta ocorreu (quilômetro 45).

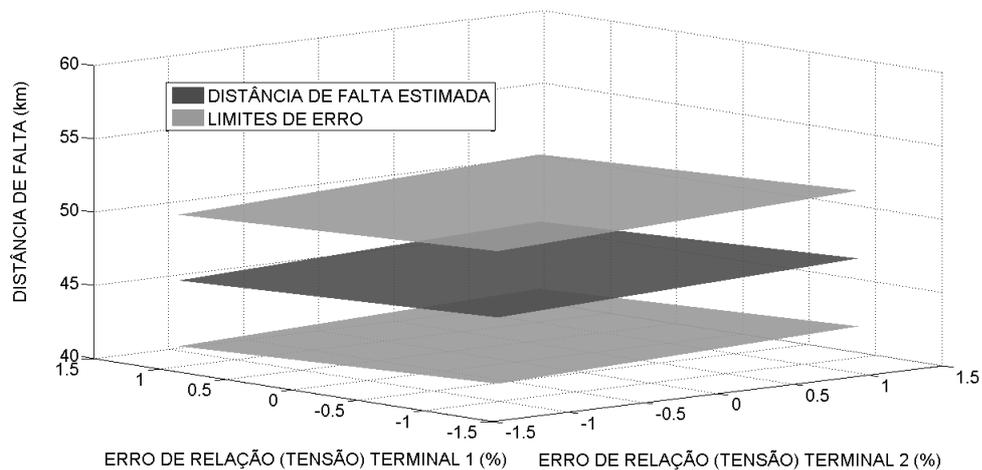


Figura 6.7 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TP, falta no meio da LT de 138 kV (quilômetro 45).

A partir dos resultados obtidos e apresentados nesta seção 6.1, conclui-se que a metodologia de estimação da localização de faltas desenvolvida promoveu ganhos de desempenho em relação ao algoritmo que foi usado como referência na fundamentação matemática do estimador (GIRGIS et al., 1992).

Na seção 6.2, sem realizar mais comparações ao algoritmo de referência, apresenta-se uma análise de sensibilidade do estimador proposto quando da simulação de faltas em uma LT de 230 kV, para diversas combinações de erros de TIs, resistências de falta, ângulos de incidência de falta e locais de falta.

## **6.2 Análise de sensibilidade da metodologia proposta de estimação da localização de faltas**

Os resultados apresentados nesta seção referem-se à análise de uma linha de transmissão de 230 kV, 180 km de comprimento, simulada no *software* ATP e modelada conforme as especificações contidas na subseção 4.3.1. As seguintes considerações foram adotadas nas simulações, a fim de avaliar o desempenho e a sensibilidade da metodologia de localização proposta, baseada em estimação de estados:

- Ocorrência de faltas apenas do tipo fase-terra, por serem mais frequentes em sistemas de energia elétrica;
- Variações da resistência de falta de 0  $\Omega$  e 100  $\Omega$ ;
- Variações no ângulo de incidência da falta de 0° e 90°;
- Aplicação de faltas nos quilômetros 36, 90 e 160 da LT de 180 km analisada;
- Taxa de amostragem de 256 amostras/ciclo;
- TPs e TCs com classes de exatidão 1,2 e 10, respectivamente.

As situações de faltas analisadas levaram em conta diversas combinações de erros de TIs (erro de relação e erro de fase TP1, erro de relação e erro de fase TC1, erro de relação e erro de fase TP2, erro de relação e erro de fase TC2), a fim de avaliar o desempenho da metodologia de estimação desenvolvida.

### **6.2.1 Resultados obtidos**

Considerando que uma falta ocorra no início da linha de 230 kV, quilômetro 36, e que existam erros de TIs nas medidas de tensão e de corrente, apresenta-se, na Figura 6.8, a variação do ângulo de sincronização, obtido na etapa pré-falta, em função dos erros de relação

do TP e TC instalados no terminal 1 da LT analisada. Considerou-se, nesta simulação, o ângulo de sincronização real da falta de  $10^\circ$ , resistência de falta igual a  $0 \Omega$ , ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ , e que as demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Observa-se que, em virtude dos erros de TIs, os ângulos de sincronização estimados, nesse caso de falta, variaram numa faixa de  $9,3^\circ$  a  $10,6^\circ$ , sendo máximos principalmente quando os erros de TIs são máximos e opostos.

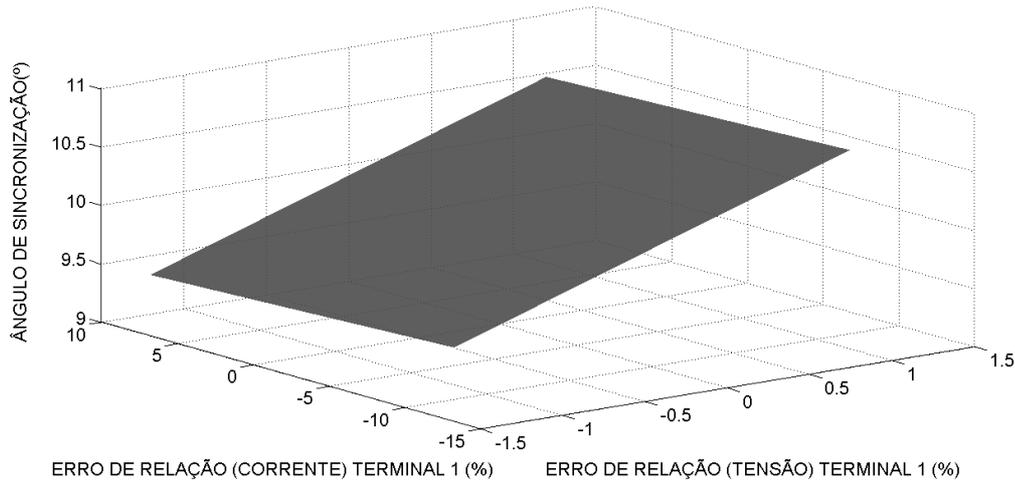


Figura 6.8 - Ângulos de sincronização estimados, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $90^\circ$ .

A partir dos ângulos de sincronização obtidos da estimação pré-falta, estima-se a distância de falta e calcula-se o erro de localização, na etapa pós-falta. Assim, para o mesmo caso de falta no início da LT de 230 kV, apresenta-se, na Figura 6.9, a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação do TP e TC instalados no terminal 1 da LT analisada. A título de comparação, na Figura 6.9, também se apresentam os erros de localização obtidos pela metodologia proposta para  $R_f$  igual a  $100 \Omega$  e para ângulo de incidência da falta igual a  $90^\circ$ .

A fim de analisar o desempenho do estimador proposto, mediante outras combinações de erros de TIs, para este mesmo caso de falta, no início da LT de 230 kV, apresenta-se na Figura 6.10 a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação dos TCs instalados nos terminais 1 e 2 da LT analisada. As demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Admitiu-se também, nesta simulação, resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ , com ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ .

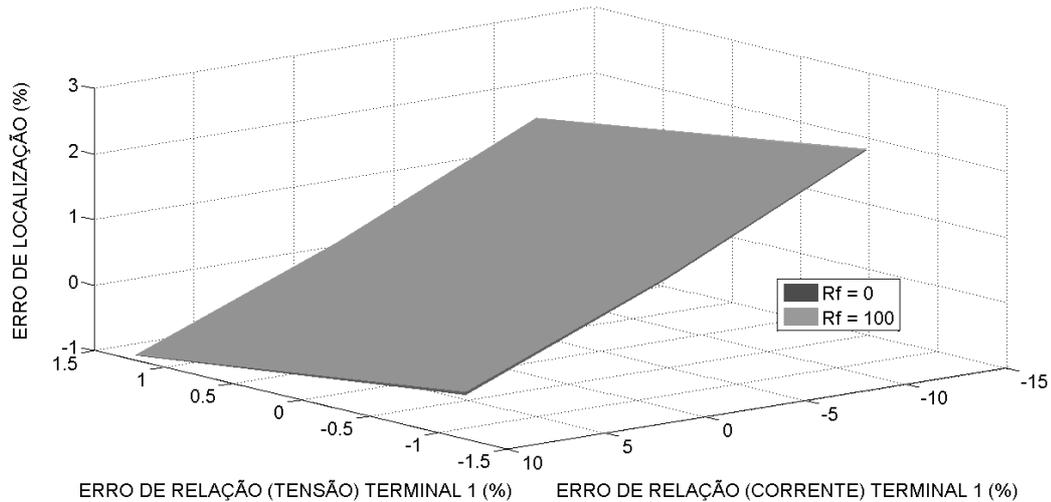


Figura 6.9 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

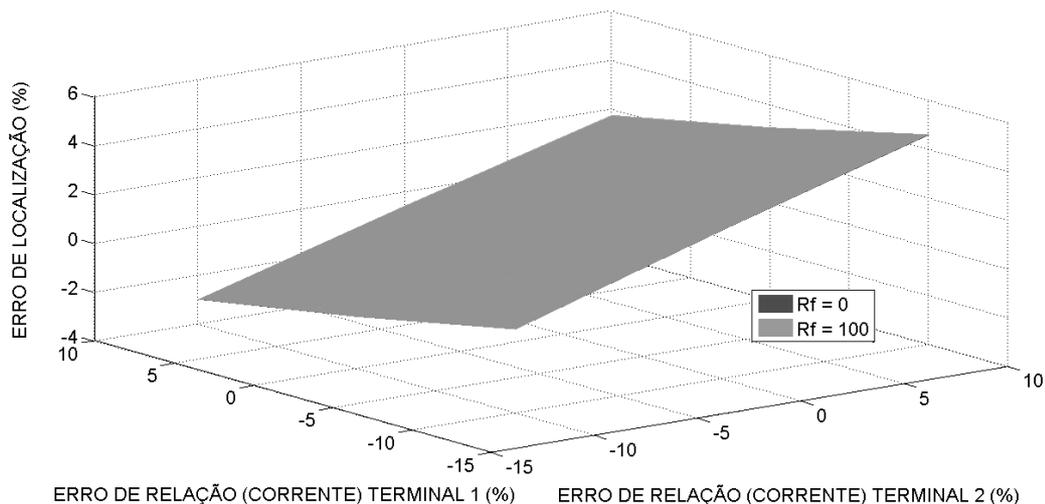


Figura 6.10 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

Analisando as Figuras 6.9 e 6.10, percebe-se que a metodologia de estimação desenvolvida não sofre a influência da resistência de falta, pois as curvas praticamente se sobrepõem ao se comparar as duas situações. Na Figura 6.10, os erros de relação de corrente implicam em erros de localização de faltas elevados, principalmente quando os erros dos TCs são máximos e opostos.

A fim de verificar a influência do ângulo de incidência da falta no desempenho do estimador proposto, apresenta-se, na Figura 6.11, a mesma situação de falta ilustrada na Figura 6.9, mas considerando ângulo de incidência de  $0^\circ$ .

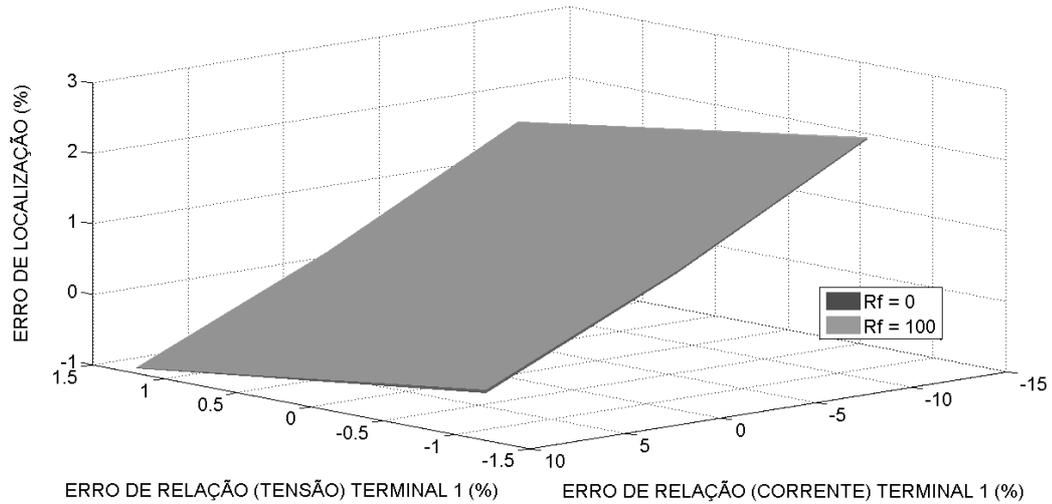


Figura 6.11 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Para este caso de falta no início da LT de 230 kV, Figura 6.11, observou-se que o ângulo de incidência da falta não influenciou nos erros de localização encontrados quando a resistência de falta assumiu os valores de  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ . Vale salientar que a resistência de falta, apesar de ser excluída do equacionamento matemático do estimador de estados proposto, é um parâmetro que afeta as características transitórias dos registros de falta e, por isso, pode influenciar no cálculo dos fasores de tensão e de corrente, bem como na localização de faltas. Os limites de erro calculados, considerando as distâncias de falta estimadas, indicadas na Figura 6.11, são representados na Figura 6.12, delimitando a região de provável localização da falta, com aproximadamente 95,45% de confiança.

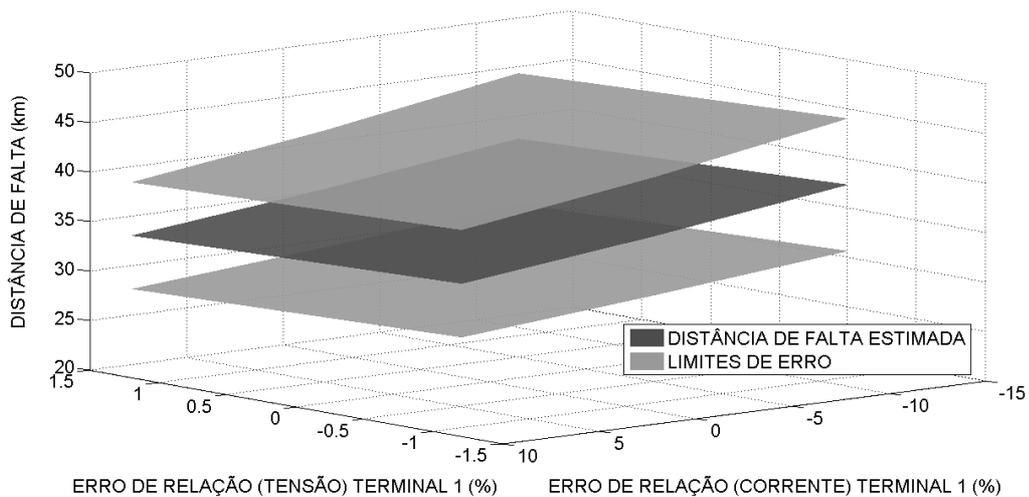


Figura 6.12 - Limites de erro para diversas combinações de erros de TP e TC, falta no início da LT de 230 kV (quilômetro 36),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Neste caso, conforme a Figura 6.12, observa-se que a identificação da região de falta incluiu o ponto onde a falta ocorreu (quilômetro 36), para todas as combinações de erros simuladas. O limite de erro médio encontrado para as combinações de erros de TIs analisadas foi de  $\pm 6$  km, e a distância de falta média encontrada foi de 37,22 km.

Considerando agora que uma falta ocorra no meio da linha de 230 kV, quilômetro 90, e que existam erros de TIs nas medidas de tensão e de corrente, apresenta-se, na Figura 6.13, a variação do ângulo de sincronização, obtido na etapa pré-falta, em função dos erros de relação de TPs instalados nos terminais 1 e 2 da LT analisada. Considerou-se, nessa simulação, o ângulo de sincronização real da falta de  $10^\circ$ , resistência de falta igual a  $0 \Omega$ , ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ , e que as demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Observou-se que, em virtude dos erros de TPs, os ângulos de sincronização estimados variaram numa faixa de  $8,9^\circ$  a  $11^\circ$ , sendo máximos nas situações em que os erros de TIs são máximos e opostos.

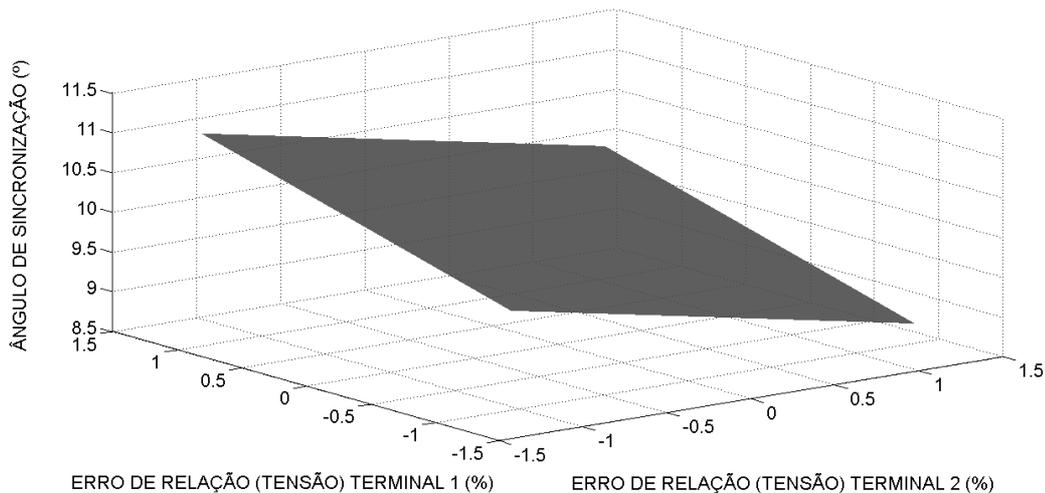


Figura 6.13 - Ângulos de sincronização estimados, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $90^\circ$ .

A partir dos ângulos de sincronização obtidos da estimação pré-falta, estimaram-se as distâncias de falta e calcularam-se os erros de localização, na etapa pós-falta, para o mesmo caso de falta no meio da LT de 230 kV. Assim, apresenta-se, na Figura 6.14, a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação de TPs instalados nos terminais 1 e 2 da LT analisada. Para fins de comparação, na Figura 6.14, também se apresentam os erros de localização obtidos pela metodologia desenvolvida para resistência de falta igual a  $100 \Omega$  e para ângulo de incidência da falta igual a  $90^\circ$ .

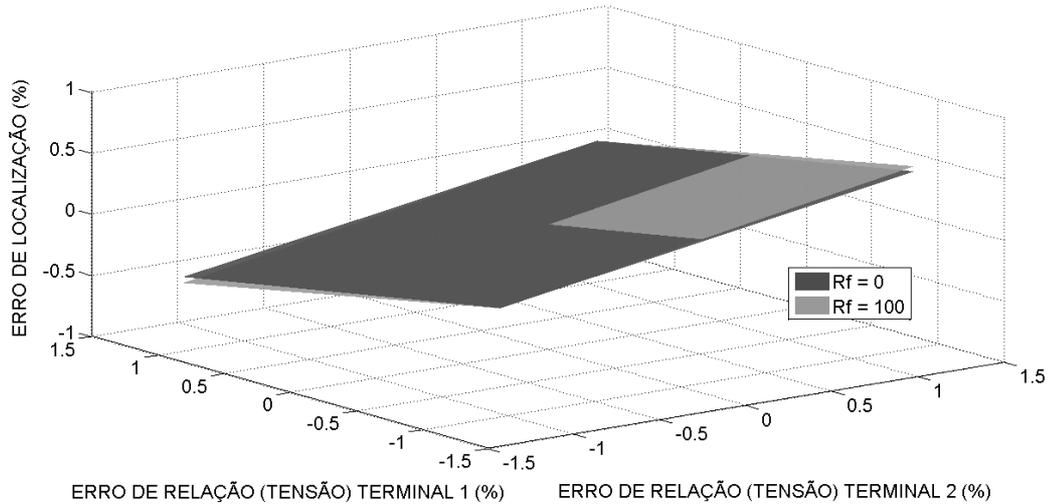


Figura 6.14 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

Com o objetivo de analisar o desempenho do estimador proposto mediante outras combinações de erros de TIs, para este mesmo caso de falta, no meio da LT de 230 kV, apresenta-se na Figura 6.15 a variação do erro de localização em função dos erros de relação do TP e TC instalados no terminal 1 da LT analisada. As demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Admitiu-se também, nesta simulação, resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ , com ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ .

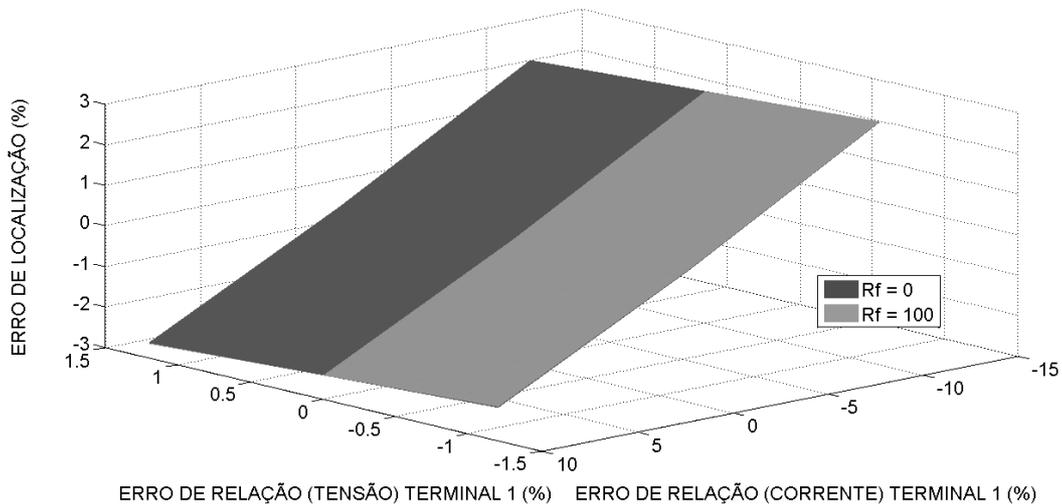


Figura 6.15 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs e TCs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

A partir da análise das Figuras 6.14 e 6.15, nota-se que a metodologia de estimação desenvolvida sofre uma influência mínima da resistência de falta, considerando este caso simulado no meio da LT de 230 kV. A fim de verificar a influência do ângulo de incidência

da falta no desempenho do estimador proposto, apresenta-se, na Figura 6.16, a mesma situação de falta ilustrada na Figura 6.14, mas considerando ângulo de incidência de  $0^\circ$ . Também para este caso de falta no meio da LT de 230 kV, mostrado na Figura 6.16, observou-se que o ângulo de incidência da falta não influenciou nos erros de localização encontrados quando a resistência de falta assumiu os valores de  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ .

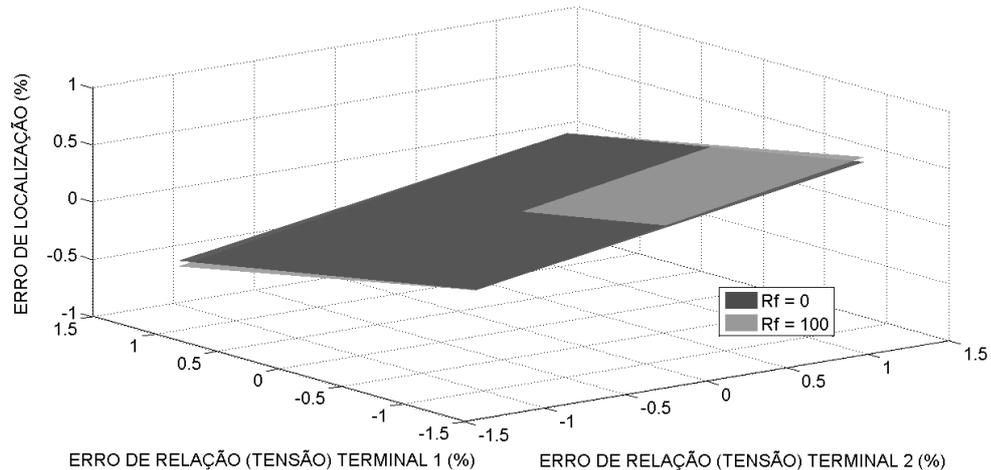


Figura 6.16 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TPs, falta no meio da LT de 230 kV,  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Os limites de erro associados às distâncias de falta estimadas, para o caso da Figura 6.14, são representados na Figura 6.17, delimitando a região de provável localização da falta, com aproximadamente 95,45% de confiança. Na Figura 6.17, também se observou que a região de falta calculada incluiu o ponto onde a falta ocorreu (quilômetro 90). O limite de erro médio encontrado para as combinações de erros de TPs analisadas foi de  $\pm 7,1$  km, e a distância de falta média encontrada foi de 90,03 km.

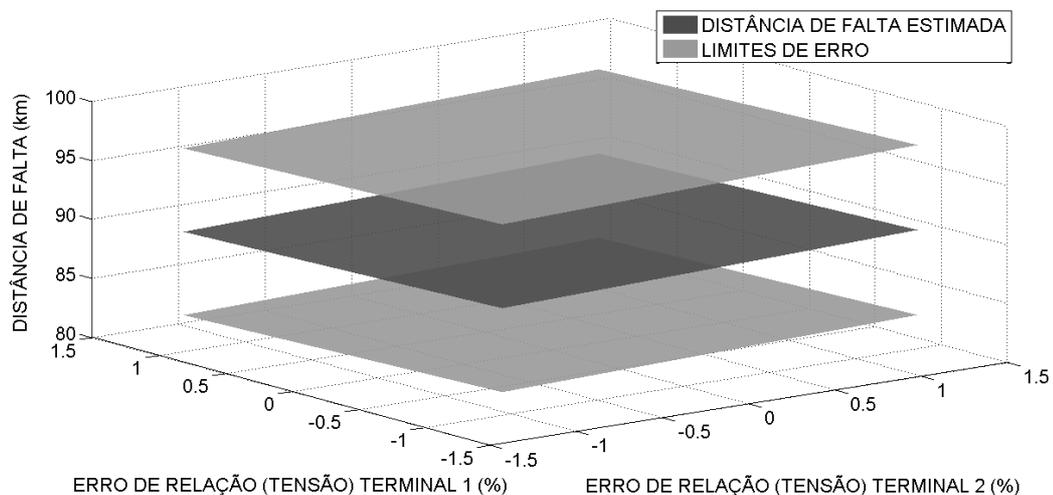


Figura 6.17 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TPs, falta no meio da LT de 230 kV (quilômetro 90),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $90^\circ$ .

Considerando uma falta no fim da linha de 230 kV, quilômetro 160, em que existam erros de TIs nas medidas de tensão e de corrente, apresenta-se, na Figura 6.18, a variação do ângulo de sincronização, obtido na etapa pré-falta, em função dos erros de relação de TCs instalados nos terminais 1 e 2 da LT analisada. Considerou-se, nesta simulação, o ângulo de sincronização real da falta de  $20^\circ$ , resistência de falta igual a  $0 \Omega$ , ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ , e que as demais variáveis são mantidas constantes e iguais a zero. Observou-se que em virtude dos erros de TCs, os ângulos de sincronização variam numa faixa pequena, de  $19,83^\circ$  a  $20,07^\circ$ .

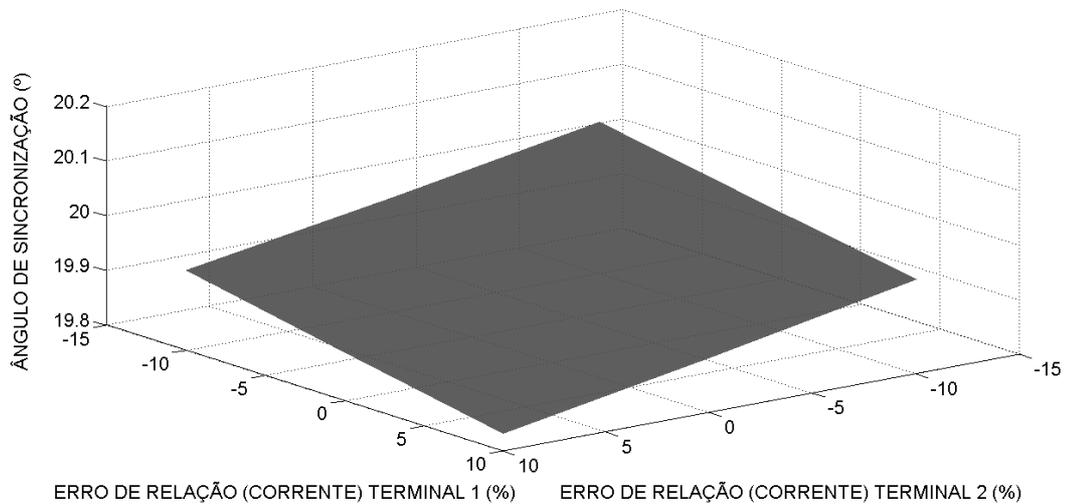


Figura 6.18 - Ângulo de sincronização, etapa pré-falta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $90^\circ$ .

A partir dos ângulos de sincronização calculados pelo estimador pré-falta, para o mesmo caso de falta no fim da LT de 230 kV, apresenta-se, na Figura 6.19, a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação de TCs instalados nos terminais 1 e 2 da LT analisada. A título de comparação, na Figura 6.19, também se apresentam os erros de localização obtidos pela metodologia de estimação proposta quando a resistência de falta é igual a  $100 \Omega$  e o ângulo de incidência da falta igual a  $90^\circ$ .

Objetivando analisar o desempenho do estimador proposto em relação a outras combinações de erros de TIs, para este mesmo caso de falta no fim da LT de 230 kV, apresenta-se na Figura 6.20 a variação do erro de localização de faltas em função dos erros de relação de TPs e TCs instalados no terminal 1 da LT analisada. As demais variáveis foram mantidas constantes e iguais a zero. Admitiu-se ainda, nesta simulação, resistências de falta iguais a  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ , com ângulo de incidência da falta de  $90^\circ$ .

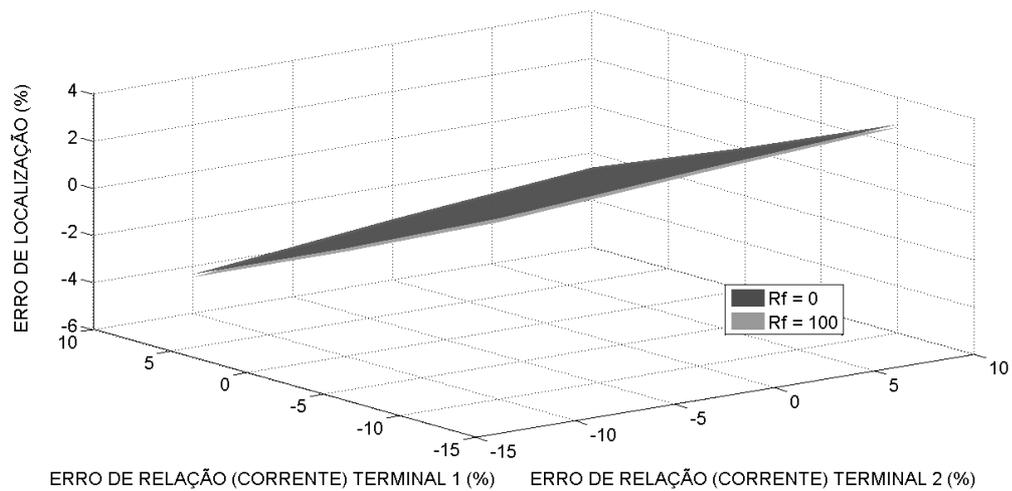


Figura 6.19 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

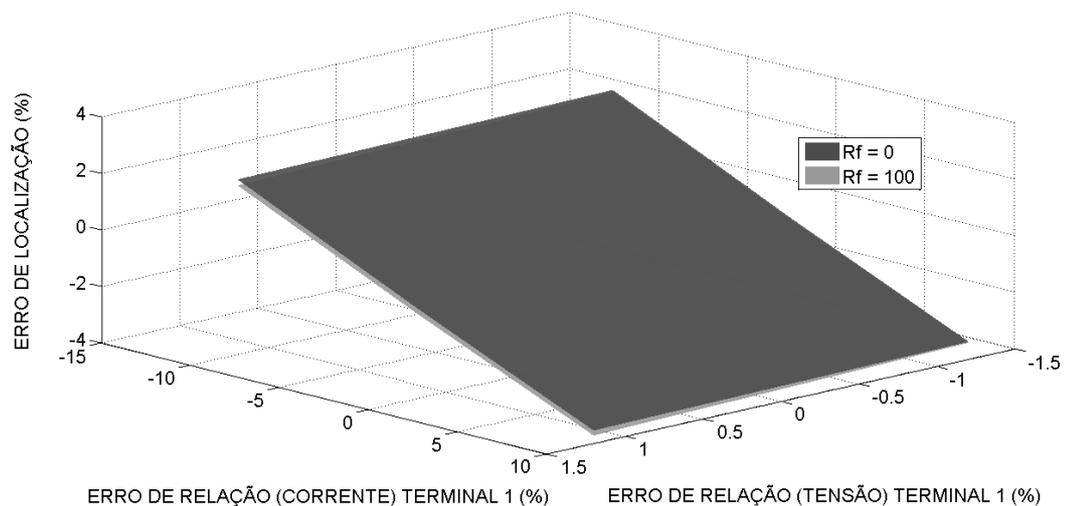


Figura 6.20 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs e TPs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $90^\circ$ .

Analisando as Figuras 6.19 e 6.20, conclui-se mais uma vez que a metodologia de estimação desenvolvida não sofre a influência da resistência de falta, sendo este resultado independente do ponto de ocorrência da falta. Com o objetivo de verificar a influência do ângulo de incidência da falta no desempenho da metodologia de estimação proposta, apresenta-se, na Figura 6.21, a mesma situação de falta analisada na Figura 6.19, mas considerando ângulo de incidência de  $0^\circ$ . Para este caso de falta no fim da LT de 230 kV, Figura 6.21, observou-se também que o ângulo de incidência da falta não influenciou nos erros de localização encontrados quando a resistência de falta assumiu os valores de  $0 \Omega$  e  $100 \Omega$ .

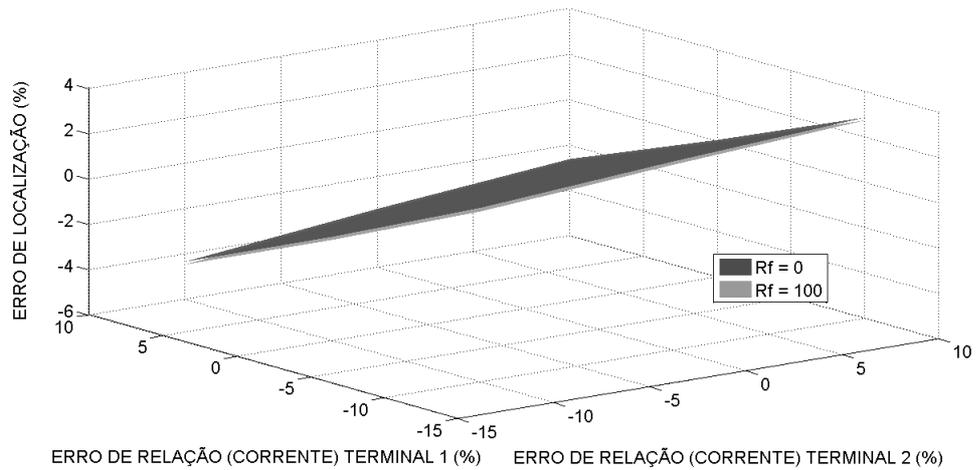


Figura 6.21 - Erro de localização de faltas apresentado pela metodologia proposta, considerando erros de relação de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160),  $R_f = 0 \Omega$  e  $R_f = 100 \Omega$ , e ângulo de incidência  $0^\circ$ .

Os limites de erro associados às distâncias de falta estimadas, considerando o caso da Figura 6.19, são representados na Figura 6.22, e delimitam a região de provável localização da falta, com aproximadamente 95,45% de confiança. Neste caso, observou-se que a região de falta calculada não incluiu alguns pontos onde o curto-circuito realmente ocorreu (quilômetro 160), resultado obtido apenas quando os erros de relação de corrente foram máximos e opostos. O limite de erro médio encontrado para as combinações de erros de TCs analisadas foi de  $\pm 6$  km, e a distância de falta média encontrada foi de 158,8 km.

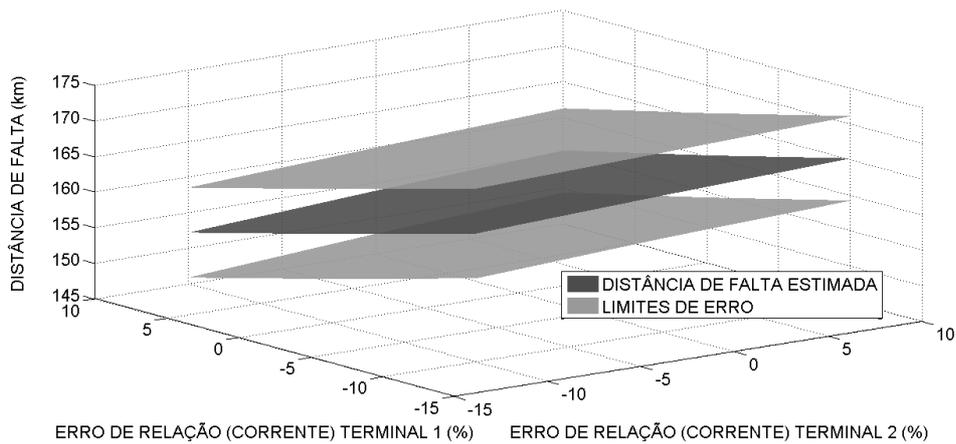


Figura 6.22 - Limites de erro, para diversas combinações de erros de TCs, falta no fim da LT de 230 kV (quilômetro 160),  $R_f = 0 \Omega$ , ângulo de incidência  $90^\circ$ .

### 6.3 Aplicação da metodologia de localização desenvolvida a casos reais

A metodologia de estimação da localização de faltas proposta neste trabalho foi avaliada em relação a três casos de faltas que ocorreram no sistema de transmissão da Chesf. Uma das faltas ocorreu na linha de transmissão 03L2 de 138 kV, que interliga as cidades de Campina Grande/PB e Santa Cruz/RN. A segunda falta analisada ocorreu na LT 04V3 de 230 kV, que interliga as cidades de Campina Grande/PB e Natal/RN. O último caso de falta analisado ocorreu na linha de transmissão de 500 kV 05S4, que interliga as cidades de Luiz Gonzaga/PE e Olindina/BA. A princípio, apenas estes três casos foram analisados pelo fato de serem os únicos registros disponíveis com a indicação da localização real das faltas, informação essencial para que o desempenho da metodologia proposta seja avaliado.

Na Figura 6.23, apresentam-se os erros de localização, para os casos de falta citados, obtidos pela metodologia de estimação da localização de faltas proposta, comparados aos erros calculados pelo algoritmo baseado em fasores fundamentais de referência (GIRGIS et al., 1992). O algoritmo de Girgis et al. (1992) foi implementado levando em conta dados sincronizados pela expressão (4.11), baseada em fasores de tensão e corrente pré-falta.

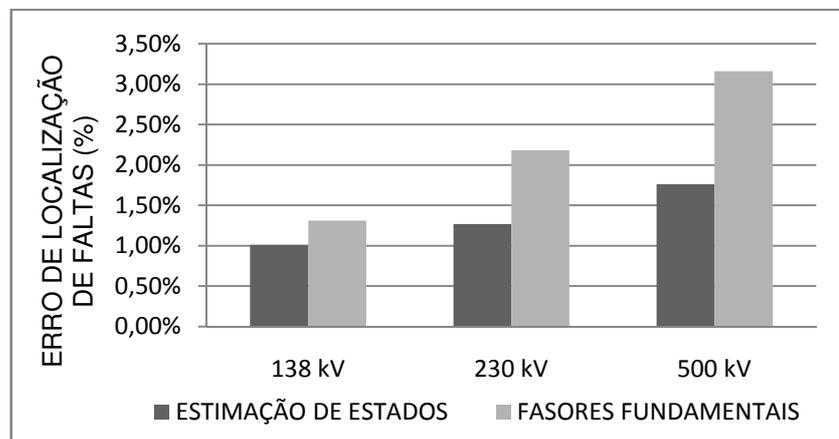


Figura 6.23 - Erro de localização de faltas via estimação de estados e fasores fundamentais (GIRGIS et al., (1992)) - casos reais.

Observa-se, na Figura 6.23, que houve um ganho de desempenho adotando a abordagem de localização via estimação de estados, em comparação à abordagem que não utiliza a estimação. Vale salientar que os casos reais analisados intrinsecamente possuem erros sistemáticos de TIs e de registradores digitais, os quais estão sendo considerados na metodologia de estimação proposta.

Os parâmetros de simulação e os resultados obtidos no processo de estimação pré-falta, para os casos indicados na Figura 6.23, são detalhados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4. Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pré-falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais.

	LT 138 kV	LT 230 kV	LT 500 kV
<b>Ângulo de sincronização inicial (expressão (4.11))</b>	62,59°	78,74°	-6,54°
<b>Ângulo de sincronização estimado</b>	117,6°	77,9°	-6,6°
<b>Admitância série inicial (pu)</b>	0,9861 - j2,9344	1,0794 - j7,8712	3,1939 - j31,9387
<b>Admitância série estimada (pu)</b>	0,9739 - j2,9373	0,9871 - j7,8753	6,1061 - j32,5870
<b>Condicionamento da matriz de ganho (estados)</b>	15,78	6,5	142,78
<b>Condicionamento da matriz de ganho (parâmetros)</b>	2,73	2,5	3,56
<b>Tempo de simulação (*)</b>	2,11 segundos	3,95 segundos	1,44 segundos

(\*) Os valores dos tempos não têm qualquer significado absoluto; representam apenas um elemento para comparação.

No caso da LT de 500 kV, os parâmetros estimados, conforme se observa na Tabela 6.4, variaram numa faixa superior a 10% dos valores disponíveis no banco de dados, portanto, a estimação da localização de faltas, nessa situação, considerou fasores pós-falta sincronizados pela expressão (4.11).

Os parâmetros de simulação e os resultados obtidos na etapa de estimação pós-falta, considerando os casos ilustrados na Figura 6.23, são detalhados na Tabela 6.5. Nesta tabela, estabelecem-se ainda os limites de erro associados às distâncias de falta estimadas, ou seja, o erro máximo da distância de falta estimada que pode ser quantificado pelos erros de transformadores para instrumentos e registradores digitais, com aproximadamente 95,45% de confiança.

Tabela 6.5. Parâmetros de simulação e resultados obtidos, estimação pós-falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais.

	<b>LT 138 kV</b>	<b>LT 230 kV</b>	<b>LT 500 kV</b>
<b>Distância de falta real</b>	47,68 km	13,43 km	146,74 km
<b>Distância de falta estimada (<math>D_f</math>)</b>	46,49 km	11,04 km	151,11 km
<b>Limite de erro de <math>D_f</math></b>	3,9 km	2,51 km	3,02 km
<b>Condicionamento da matriz de ganho</b>	$3 \times 10^4$	$4,6 \times 10^4$	$4,6 \times 10^3$
<b>Tempo de simulação (*)</b>	3,39 segundos	3,89 segundos	1,92 segundos

(\*) Os valores dos tempos não têm qualquer significado absoluto; representam apenas um elemento para comparação.

Na Tabela 6.5, observa-se que os números de condicionamento da matriz de ganho, obtidos no processo de estimação pós-falta, são muito maiores que os valores alcançados no estimador pré-falta. Assim, nesses casos de falta reais, alguns testes também foram realizados no sentido de dividir o problema de estimação pós-falta em dois subproblemas, a fim de melhorar o condicionamento da matriz de ganho, no entanto, esta estratégia, também implementada na seção 6.1.1, não trouxe ganho de desempenho. Vale salientar que esse comportamento da matriz de ganho foi observado apenas na etapa pós-falta, quando da simulação de casos reais de faltas. Mesmo assim, a metodologia desenvolvida contribuiu para boas estimativas da localização de faltas. Como não se conseguiu correlacionar o número de condicionamento elevado e as características dos dados obtidos para casos reais, registra-se a necessidade de proceder a uma investigação mais aprofundada, o que se sugere para trabalhos futuros.

A partir dos limites de erro estabelecidos na Tabela 6.5, pode-se determinar a região da linha de transmissão onde provavelmente a falta ocorreu. Dessa forma, a Tabela 6.6 indica a faixa de provável localização de falta nas linhas de transmissão de 138 kV, 230 kV e 500 kV analisadas.

Verifica-se, ao analisar as Tabelas 6.5 e 6.6, que as regiões de ocorrência de faltas determinadas para as linhas de 138 kV e 230 kV contemplam o local real das faltas. Na linha de 500 kV, no entanto, a falta não ocorreu dentro da faixa estabelecida. Como a metodologia desenvolvida determina a distância de falta unicamente a partir da hipótese de erros sistemáticos em medidas de tensão e de corrente, pode ser que existam outras fontes de erros

que não estão sendo incluídas no processo de estimação, e que podem estar contribuindo para os resultados apresentados. Contudo, nas situações analisadas, é válido destacar que a metodologia proposta de localização de faltas via estimação de estados apresentou um erro de localização menor que o método convencional baseado unicamente em fasores fundamentais.

Tabela 6.6. Região de provável localização da falta, linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV reais, com aproximadamente 95,45% de confiança.

	<b>Região de ocorrência da falta</b>
<b>LT 138 kV</b>	42,59 km < $D_f$ < 50,39 km
<b>LT 230 kV</b>	8,53 km < $D_f$ < 13,55 km
<b>LT 500 kV</b>	148,09 km < $D_f$ < 154,13 km

## 6.4 Considerações sobre o tratamento de dados com erros grosseiros

Os métodos utilizados neste trabalho para detectar e identificar dados com erros grosseiros foram apresentados no Capítulo 2. Esses métodos, com exceção da metodologia geométrica, foram usados nos estimadores pré-falta e pós-falta para alertar a presença de erros grosseiros que poderiam prejudicar o desempenho do estimador proposto. No estimador pós-falta, os métodos não detectaram, nem identificaram, erros grosseiros nos casos analisados, mas, no estimador pré-falta, o fluxo de potência ativa na barra  $q$ , em algumas situações, foi identificado como suspeito. Como solução, removeu-se esta pseudomedida do conjunto de medidas e, então, não houve mais detecção e identificação de erros grosseiros.

Apesar de erros terem sido inseridos artificialmente nas medidas de tensão e de corrente, nos casos simulados, pode-se concluir, pelos resultados apresentados, que a influência destes foi minimizada no processo de estimação.

## 6.5 Considerações gerais sobre os resultados obtidos

A metodologia de estimação da localização de faltas proposta apresentou um bom desempenho para as situações analisadas, e mostrou ser pouco sensível a fatores como taxa de amostragem, ângulo de incidência da falta e impedância de falta. A metodologia elaborada

apresentou ganho de desempenho comparada ao algoritmo de Girgis et al. (1992), tanto para os casos reais de faltas, como para os casos simulados de uma LT de 138 kV, considerando diversas combinações de erros de TIs nas medições. Na análise de uma linha de transmissão de 230 kV, simularam-se faltas no início, no meio e no fim dessa linha, para diferentes resistências de falta e ângulos de incidência. A metodologia proposta apresentou bom desempenho em todas essas situações, no entanto, nos casos em que os erros de TIs foram máximos e opostos, observou-se que o estimador apresentou erros de localização, distâncias de falta e limites de erro pouco exatos, principalmente ao considerarem-se erros de TCs máximos e opostos nas medições.

A metodologia desenvolvida pode ser aplicada a faltas simétricas, bastando para isso que sejam desconsideradas no modelo de estimação todas as medidas, pseudomedidas e funções de medidas que dependam de parâmetros de sequência negativa e zero. Em trabalhos futuros, testes serão realizados para verificar o desempenho do estimador quando este for elaborado apenas a partir de componentes de sequência positiva do sistema.

Nos processos de estimação pré-falta e pós-falta, tolerâncias diferenciadas foram estabelecidas para as variáveis de estado consideradas, a fim de melhorar as características de convergência da metodologia proposta. Assim, considerou-se a tolerância de tensões e correntes igual a  $1 \times 10^{-3}$ , tolerância de ângulos e diferenças angulares igual a  $1 \times 10^{-4}$ , tolerância da admitância série da linha igual a  $1 \times 10^{-3}$ , e tolerância da distância de falta igual a  $1 \times 10^{-3}$ .

---

## Capítulo 7

# Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

---

### 7.1 Conclusões

Uma metodologia para localização de faltas em linhas de transmissão, baseada na teoria de estimação de estados e na teoria dos erros, foi apresentada neste trabalho. O objetivo principal do algoritmo proposto consistiu em reduzir a influência de erros sistemáticos instrumentais, oriundos principalmente de transformadores para instrumentos, em ferramentas de localização de faltas que utilizam fasores fundamentais de tensão e de corrente que são extraídos de dois terminais da linha de transmissão.

Inicialmente, mostrou-se que erros em medidas de tensão e de corrente, provenientes da classe de exatidão de transformadores para instrumentos, podem prejudicar o desempenho de algoritmos de localização de faltas baseados em fasores fundamentais. Com base nos resultados obtidos para os casos simulados, o algoritmo que emprega o modelo mais exato de linha de transmissão é mais sensível à existência de erros de TIs nas medidas, que o algoritmo fundamentado em uma representação menos exata da linha, conforme indicam os erros de localização bem superiores encontrados. Assim, demonstrou-se, que a representação fidedigna da linha para elaborar um algoritmo localizador, sem, entretanto, modelar as possíveis fontes de erros, não garante a exatidão do método em situações reais de operação do sistema elétrico. Neste estudo, ainda constatou-se que erros de fase inseridos por TCs podem influenciar na localização de faltas e, por isso, seria apropriado que as normas estabelecessem limites de erros de fase para transformadores de corrente usados para fins de proteção, visto que o conhecimento dessa grandeza pode estar relacionado ao desenvolvimento de localizadores de falta mais eficientes.

A metodologia de estimação da localização de faltas desenvolvida foi formulada a partir de uma representação de linha curta, a qual tende a compensar melhor os erros de medições e parâmetros que podem estar contidos nos dados de entrada, de acordo com os testes realizados. A metodologia proposta mostrou ser promissora, tanto na análise de casos reais, quanto na análise de casos simulados, apresentando bom desempenho mesmo para diferentes situações, caracterizadas por uma diversidade de parâmetros, tais como taxa de amostragem, resistência de falta, ângulo de incidência e local de ocorrência da falta.

Nos resultados apresentados, vale salientar, que a inicialização do estimador pré-falta pela expressão (4.11), deduzida no Capítulo 4, foi essencial para a rápida convergência do algoritmo de estimação. No estimador pós-falta, os erros de TIs de valores máximos e opostos contribuíram para localizações de faltas com baixa exatidão, no entanto, os erros de localização obtidos ainda apresentaram ganhos de desempenho quando comparados ao algoritmo usado como referência na formulação do estimador. Alguns casos em que os erros de TCs foram máximos e opostos também contribuíram para um baixo desempenho do estimador, tanto no que se refere à distância estimada, quanto no que se refere à determinação dos limites de erro. Isto ocorreu porque os erros de relação de  $\pm 10\%$ , considerados no processo de localização de faltas, são demasiadamente elevados para serem compensados pela metodologia desenvolvida e pelas tradicionais ferramentas de localização.

O método desenvolvido para calcular os limites de erro, associados às distâncias de falta estimadas, também mostrou desempenho satisfatório, limitando na grande parte dos casos analisados, com aproximadamente 95,45% de confiança, a região de provável localização da falta. Assim, através da metodologia de estimação proposta, foi possível não apenas determinar a distância mais provável da falta, mas também a sua respectiva variância ou limite de erro, considerando erros realísticos nas medidas, oriundos de TIs.

## **7.2 Sugestões para trabalhos futuros**

O trabalho proposto apresentou bons resultados na determinação da distância de falta mais provável e também na determinação dos limites de erro dessa variável, admitindo erros de TIs nas medidas. Como continuação da pesquisa realizada nesta tese, são sugeridas as seguintes ideias para elaboração de trabalhos futuros:

- Implementação de um estimador de localização de faltas que considere um modelo mais exato da LT em seu equacionamento, levando em conta as suas capacitâncias. Apesar de estudos realizados nesta tese terem revelado que algoritmos de localização que usam representações mais exatas da linha de transmissão apresentam baixo desempenho na presença de erros em medições e erros em parâmetros da linha, sugere-se, para trabalhos futuros, a realização de testes adotando esta formulação, entretanto com a modelagem de estimação de estados.
- Investigação sobre a incorporação de um método de estimação de parâmetros de sequencia zero, na etapa pós-falta, a fim de verificar se erros nesses parâmetros podem contribuir significativamente para o erro de localização de faltas.
- Avaliar a metodologia de estimação proposta, no que se refere à presença de erros grosseiros, usando a metodologia geométrica apresentada no Capítulo 2 desta tese.
- Investigar a correlação que existe entre o número de condicionamento elevado da matriz de ganho e as características dos dados obtidos para casos reais, na etapa de estimação pós-falta.
- Utilização da teoria da propagação de erros na expressão de sincronização (4.11), deduzida no Capítulo 4, a fim de formular uma estratégia de sincronização que leve em conta os erros das medidas, mas que elimine a necessidade da realização de um processo iterativo de estimação de estados para isso.

## Referências bibliográficas

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power system state estimation: theory and implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004.

AGGARWAL, R. K. et al. A practical approach to accurate fault location on extra high voltage teed feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 874-883, jul. 1993.

ALBERTINI, M. R. M. C. **Metodologia para depuração off-line de parâmetros série e shunt de linhas de transmissão através de diversas amostras de medidas**. 2010. 168 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

ALMEIDA, M. A. D. **Um algoritmo para estimação de estado em alimentadores de distribuição de energia elétrica com base no método da soma de potências**. 2003. 134 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

ANCELL, G. B.; PAHALAWATHTHA, N. C. Maximum likelihood estimation of fault location on transmission lines using travelling waves. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 2, p. 680-689, apr. 1994.

ANDRADE, S. R. C. **Sistemas de medição fasorial sincronizada: aplicações para melhoria da operação de sistemas elétricos de potência**. 2008. 143 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.

APOSTOLOPOULOS, C. A.; KORRES, G. N. A Novel algorithm for locating faults on transposed/untransposed transmission lines without utilizing line parameters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2328-2338, oct. 2010.

APOSTOLOPOULOS, C. A.; KORRES, G. N. A novel fault-location algorithm for double-circuit transmission lines without utilizing line parameters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1467-1478, jul. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**: Transformador de potencial indutivo - especificação. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: Transformador de corrente - especificação. Rio de Janeiro, 1992.

BRAHMA, S. M. Fault location scheme for a multi-terminal transmission line using synchronized voltage measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 1325-1331, apr. 2005.

BRAHMA, S. M. New fault scheme for a two terminal transmission line using synchronized phasor measurements. In: **IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION**

CONFERENCE AND EXHIBITION, 2006, Dallas. **Proceedings...** Dallas: IEEE, 2006. p. 853-857.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S.; MARTINS, A. C. P. Convergence property of the measurement gross error correction in power system state estimation, using geometrical background. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 3729-3736, nov. 2013b.

BRETAS, N. G. et al. A geometrical view for multiple gross errors detection, identification, and correction in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2128-2135, aug. 2013a.

CAMARGO, C. C. B. **Transmissão de energia elétrica: aspectos fundamentais**. 4. ed. Florianópolis: UFSC, 2009.

CAVALCANTE, P. A. H.; TRINDADE, F. C. L.; ALMEIDA, M. C. Transmission lines fault location: a mathematical morphology-based approach. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 4, p. 470-480, apr. 2013.

CHUNJU, F. et al. An adaptive fault location technique based on PMU for transmission line. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: IEEE, 2007. p. 1-6.

CLEMENTS, K. A.; KRUMPHOLZ, G. R.; DAVIS, P. W. Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, n. 4, p. 1779-1787, abr. 1981.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos: EDUSP, 2007.

CRUZ, M. C. S. et al. Localização de faltas em linhas de transmissão de múltiplos terminais a partir de registros oscilográficos sincronizados via transformada *wavelet*. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 2010, São Paulo. **Proceedings...** São Paulo: IEEE, 2010. Não paginado.

CRUZ, M. C. S. et al. Experiência com um Algoritmo baseado em Componentes Transitórias para Sincronização de Registros de Falta – Um Estudo de Caso. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 19., 2012, Campina Grande. **Anais...** Campina Grande: [s.n], 2012. p. 4995-5000.

CRUZ, M. C. S. et al. Metodologia para sincronização de registros de falta baseada em equações de circuito equivalente de linhas de transmissão. IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS, 2012, Fortaleza. **Proceedings...** Fortaleza: IEEE, 2012. Não paginado.

DEWE, M. B.; SANKAR, S.; ARRILLAGA, J. The application of satellite time references to HVDC fault location. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.8, n.3, p. 1295-1302, jul. 1993.

DOMMEL, W. H. **Electro-magnetic transients program (EMTP) theory book**. Portland: Bonneville Power Administration, 1996.

EDISON ELECTRIC INSTITUTE. **Handbook for electricity metering**. 10th ed. Washington, 2002.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. **Máquinas elétricas com introdução à eletrônica de potência**. Porto Alegre: Bookman, 2006.

GIRGIS, A. A.; HART, D.G.; PETERSON, W.L. A new fault location technique for two and three-terminal lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 1, p. 98-107, jan. 1992.

GONG, Q. et al. A study of the accurate fault location system for transmission line using multi-terminal signals. IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2000, [S.l.]. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2000. p. 2533-2538.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std. C57.13**: Standard requirements for instrument transformers. New York, 1993.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60044-1**: Instrument transformers - part 1: current transformers. Geneva, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60044-2**: Instrument transformers - part 2: inductive voltage transformers. Geneva, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60044-5**: Instrument transformers - part 5: capacitor voltage transformers. Geneva, 2004.

JIANG, J. et al. An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines part I: theory and algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 486-493, apr. 2000.

JOHNS, A. T; JAMALI, S. Accurate fault location technique for power transmission lines. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 137, n. 6, p. 395-402, nov. 1990.

KANG, N.; LIAO, Y. Double-circuit transmission-line fault location with the availability of limited voltage measurements. **IEEE Transactions on power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 325-336, jan. 2012.

KANG, N.; LIAO, Y. Double-circuit transmission-line fault location utilizing synchronized current phasors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 1040-1047, apr. 2013.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.

LIAO, Y. Algorithms for fault location and line parameter estimation utilizing voltage and current data during the fault. In: SOUTHEASTERN SYMPOSIUM ON SYSTEM THEORY, 40., 2008, New Orleans. **Proceedings...** New Orleans: IEEE, 2008. p. 183-187.

LIAO, Y. Algorithms for power system fault location and line parameter estimation. In: **SOUTHEASTERN SYMPOSIUM ON SYSTEM THEORY**, 39., 2007, Macon. **Proceedings...** Macon: IEEE, 2007. p. 189-193.

LIAO, Y.; KEZUNOVIC, M. Optimal estimate of transmission line fault location considering measurement errors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1335-1341, jul. 2007.

LIAO, Y.; ELANGO VAN, S. Unsynchronized two-terminal transmission-line fault-location without using line parameters. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, v. 153, n. 6, p. 639-643, nov. 2006.

LIAO, Y.; KANG, N. Fault-location algorithms without utilizing line parameters based on the distributed parameter line model. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 579-584, apr. 2009.

LIMA, D. K. **Transformadores para instrumentos ópticos**: aspectos da viabilidade do seu uso pelas empresas do setor elétrico brasileiro. 2009. 123 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

LIU, CHIH-WEN et al. A universal fault location technique for N-terminal ( $N \geq 3$ ) transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1366-1373, jul. 2008.

LOPES, F. V.; FERNANDES JR., D.; NEVES, W. L. A. A traveling-wave detection method based on Park's transformation for fault locators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1626-1634, jul. 2013.

LOPES, F. V. et al. Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength. **Electric Power Systems Research**, v. 114, p. 101-109, sep. 2014.

MACHADO, R. N. M. **Detecção, classificação e quantificação automática de variações de tensão de curta duração para aplicação em análise de pós-operação em sistemas de energia elétrica**. 2006. 142 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pará, Belém, 2006.

MAGNANO, F. H.; ABUR, A. Fault location using wavelets. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 4, p. 1475-1480, Oct. 1998.

MEDEIROS FILHO, S. **Medição de energia elétrica**. 3. ed. Rio de Janeiro: Guanabara, 1986.

MEDEIROS JÚNIOR, M. F. et al. A three-phase algorithm for state estimation in power distribution feeders based on the powers summation load flow method. **Electric Power Systems Research**, v. 123, p. 76-84, jun. 2015.

MONTICELLI, A. J. **State estimation in electric power systems**: a generalized approach. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1999.

MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network observability: theory. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-104, n. 5, p. 1042-1048, may 1985.

MONTICELLI, A.; WU, F. F. Observability analysis for orthogonal transformation based state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 1, p. 201-206, feb. 1986.

NOVOSEL, D. et al. Unsynchronized two-terminal fault location estimation. **IEEE Transactions on power delivery**, v. 11, n. 1, p. 130-138, jan. 1996.

OLIVEIRA, H. M. O. **Análise de sinais para engenheiros: uma abordagem via wavelets**. Rio de Janeiro: Brasport, 2007.

PRESTON, G.; RADOJEVIC, Z.; TERZIJA, V. Novel parameter-free fault location algorithm for transmission lines with series compensation. In: IET INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 10., 2010, Manchester. **Proceedings...** Manchester: IET, 2010. p. 1-5.

RADOJEVIC, Z.; TERZIJA, V. Two terminals numerical algorithm for fault distance calculation and fault analysis. IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Atlanta. **Proceedings...** Atlanta: IEEE, 2006. p. 1037-1042.

RICHARDS, G. G.; TAN, O. T. An accurate fault location estimator for transmission lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 4, p. 945-950, apr. 1982.

RICHARDS, G. G.; TAN, O. T. Fault location for transmission lines with current-transformer saturation. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 130, n. 1, p. 22-27, jan. 1983.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part I: exact model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 120-125, jan. 1970.

SHENGFANG, L. et al. A new phase measurement unit (PMU) based fault location algorithm for double circuit lines. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 8., 2004, [S.l.]. **Proceedings...** [S.l.]: IET, 2004. p. 188-191.

SHIROEI, M.; DANIR, S.; AKHBARI, M. A new algorithm for fault location on transmission lines. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...** Calgary: IEEE, 2009. p. 1-5.

SILVA, M. **Localização de faltas em linhas de transmissão utilizando a teoria de ondas viajantes e transformada wavelet**. 2003. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

SILVA, M. et al. An alternative fault location algorithm based on wavelet transforms for three-terminal lines. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008, Pittsburgh. **Proceedings...** Pittsburgh: IEEE, 2008. p. 1-7.

SIMÕES COSTA, A. J. A.; SALGADO, R. **Análise estática de segurança de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis, 2002. (Apostila).

TAKAGI, T. et al. A New algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: part I - fourier transformation method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, n. 3, p. 1316-1323, mar. 1981.

VUOLO, J. H. **Fundamentos da Teoria de Erros**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 1996.

ZAMORA, I. et al. Fault location on two-terminal transmission lines based on voltages. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, v. 143, n. 1, p. 1-6, jan.1996.