



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



Proteção em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída Utilizando a Transformada *Wavelet*

Sâmara de Cavalcante Paiva

Orientador: Prof. Dr. Flavio Bezerra Costa

Dissertação de Mestrado 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 obtenção do título de Mestre em Ciências.

Número de ordem PPgEEC: M449
Natal, RN, 22 de Junho de 2015

Seção de Informação e Referência

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Paiva, Sâmara de Cavalcante.

Proteção em sistemas elétricos com geração distribuída utilizando a transformada *wavelet*/ Sâmara de Cavalcante Paiva - Natal, RN, 2015.

95p.

Orientador: Flavio Bezerra Costa

Dissertação (Mestrado 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. Proteção de sobrecorrente - Dissertação. 2. Proteção de sub/sobretensão - Dissertação. 3. Geração distribuída - Dissertação. 4. Transformada *wavelet* - Dissertação. I. Costa, Flavio Bezerra. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.316.925

Proteção em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída Utilizando a Transformada *Wavelet*

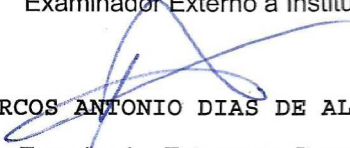
Sâmara de Cavalcante Paiva

Dissertação de Mestrado aprovada em 22 de junho de 2015 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:



Dr. MAX CHIANCA PIMENTEL FILHO, UFERSA

Examinador Externo à Instituição



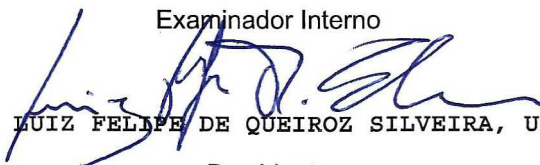
Dr. MARCOS ANTONIO DIAS DE ALMEIDA, UFRN

Examinador Externo ao Programa



Dr. FLAVIO BEZERRA COSTA, UFRN

Examinador Interno



Dr. LUIZ FELIPE DE QUEIROZ SILVEIRA, UFRN

Presidente

*À Deus e a minha família, em
especial meus pais, minhas irmãs e
meu noivo que sempre acreditaram
na realização desse trabalho.*

Agradecimentos

À Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades, mostrar os caminhos nas horas incertas e me suprir em todas as minhas necessidades.

À minha família, em especial aos meus pais, Maria Natividade de Cavalcante e Euzamar Marinho de Paiva que mesmo estando distante, ajudaram-me, dando forças nos momentos de dificuldades, sempre orientando e mostrando o caminho certo. Agradeço também as minhas irmãs, Sarayane de Cavalcante Paiva e Elisama de Cavalcante Paiva que sempre estiveram ao meu lado e ao meu noivo Samir Pontes Ramos pelo apoio, paciência e compreensão durante esta jornada.

Ao meu orientador, professor Flavio Bezerra Costa pela dedicada orientação e ajuda ao longo dessa jornada.

Ao professor Marcos Antonio Dias de Almeida pela colaboração e conhecimentos repassados durante esta jornada e pelos conselhos durante os momentos difíceis.

Aos amigos Danilo Pena, Denis Alves, Cecílio Martins, Rodrigo Prado, Rodrigo Barreto, Thiago Rocha, Franklin Hebert, Ernano Arrais, Jonas Araújo, João Campos, Huilman Sanca, José Batista e Hugo Diniz pela participação direta ou indireta no desenvolvimento desse trabalho.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) pelo apoio financeiro durante execução do trabalho.

Resumo

Um sistema elétrico de potência típico é caracterizado pela centralização da geração de energia. Entretanto, com a reestruturação do sistema elétrico, esta topologia vem modificando-se com a utilização de geradores ao longo do sistema de distribuição (geração distribuída) que proporciona diversos benefícios por localizar-se próximo aos centros de consumo. Com isso, a inserção de geradores distribuídos, especialmente provenientes de fontes renováveis, no sistema brasileiro tende a se tornar a cada ano mais comum. Entretanto, esta nova configuração do sistema traz novos desafios concernentes ao controle, operação e proteção. Um dos principais problemas da geração distribuída nos sistemas de proteção é a formação de ilhamentos, que pode resultar em riscos de segurança às pessoas e a rede de energia elétrica. Dentre as diversas técnicas de proteção de ilhamentos, as técnicas passivas destacam-se devido ao custo de implementação e simplicidade, sendo necessárias apenas medições de tensão e corrente para detecção de problemas no sistema. Propõe-se neste trabalho um sistema de proteção baseado na transformada *wavelet* com as funções de sobrecorrente, sub/sobretensões e informações dos transitórios de falta para rápida detecção e identificação de situações de falta no sistema. O esquema de proteção proposto foi avaliado por meio de estudos de simulação e experimental, apresentando desempenho similar aos métodos de sobrecorrente e sub/sobretensão convencionais, porém, com o adicional da detecção do instante exato das faltas.

Palavras-chave: Geração distribuída, proteção de sub/sobretensão, proteção de sobrecorrente, transformada *wavelet*.

Abstract

A typical electrical power system is characterized by centralization of power generation. However, with the restructuring of the electric system, this topology is changing with the insertion of generators in parallel with the distribution system (distributed generation) that provides several benefits to be located near to energy consumers. Therefore, the integration of distributed generators, especially from renewable sources in the Brazilian system has been common every year. However, this new system topology may result in new challenges in the field of the power system control, operation, and protection. One of the main problems related to the distributed generation is the islanding formation, which can result in safety risk to the people and to the power grid. Among the several islanding protection techniques, passive techniques have low implementation cost and simplicity, requiring only voltage and current measurements to detect system problems. This paper proposes a protection system based on the wavelet transform with overcurrent and under/overvoltage functions as well as information of fault-induced transients in order to provide a fast detection and identification of faults in the system. The proposed protection scheme was evaluated through simulation and experimental studies, with performance similar to the overcurrent and under/overvoltage conventional methods, but with the additional detection of the exact moment of the fault.

Keywords: Distributed generation, under/overvoltage protection, overcurrent protection, wavelet transform.

Sumário

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	v
Lista de Símbolos	vii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
1 Introdução	1
1.1 Relevância do Tema	1
1.2 Motivação	5
1.3 Objetivos	5
1.4 Contribuições	6
1.5 Metodologia	6
1.6 Organização do Texto	7
2 Estado da Arte	8
2.1 Métodos de Detecção de Ilhamentos na Geração Distribuída	8
2.2 Detecção de Ilhamentos Utilizando a Transformada <i>Wavelet</i>	14
2.3 Proteção de Sobrecorrente	16
2.4 Síntese do Capítulo	19
3 Fundamentos dos Sistemas de Proteção	21
3.1 Modernização do Sistema Elétrico de Potência	21
3.2 Regularização do Mercado de Energia	22
3.3 Características de um Ilhamento	23
3.3.1 Formação de Ilhamentos por Gerador Distribuído	23
3.3.2 Detecção de Ilhamento em um Sistema de Energia	25
3.4 Proteção de Sobrecorrente	26
3.4.1 Curvas Características	28

3.4.2	Unidades 50/50N e 51/51N	29
3.4.3	Parametrização de um Relé de Sobrecorrente	30
3.5	Proteção de Tensão	32
3.5.1	Proteção de Subtensão	32
3.5.2	Proteção de Sobretensão	35
3.5.3	Parametrização de um Relé de Sub/Sobretensão	35
3.6	Síntese do Capítulo	36
4	Técnicas de Processamento de Sinais	37
4.1	Método do Valor RMS	37
4.2	Transformada de Fourier	38
4.2.1	Transformada Discreta de Fourier de um Ciclo	38
4.3	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta - TWD	39
4.3.1	Filtros <i>Wavelet</i> e Filtros Escala da TWD	41
4.4	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta Redundante - TWDR	42
4.4.1	Filtros <i>Wavelet</i> e Filtros Escala da TWDR	43
4.5	Energia dos Coeficientes Escala e <i>Wavelet</i>	44
4.6	Energia dos Coeficientes Escala e <i>Wavelet</i> com Efeito de Borda	46
4.7	Síntese do Capítulo	48
5	Método Proposto	49
5.1	Deteção dos Transitórios	49
5.2	Proteção de Sobrecorrente <i>Wavelet</i>	52
5.2.1	Unidade de Sobrecorrente Instantânea 50W/50NW	56
5.2.2	Unidade de Sobrecorrente Temporizada 51W/51NW	56
5.3	Proteção de Sub/Sobretensão <i>Wavelet</i>	57
5.4	Síntese do Capítulo	59
6	Resultados Obtidos	60
6.1	Modelo do Sistema de Distribuição	60
6.2	Comparação da <i>Wavelet</i> com Borda e da <i>Wavelet</i> Convencional	62
6.3	Proteção de Sobrecorrente	64
6.3.1	Efeito do Ângulo de Incidência (θ_f)	68
6.3.2	Efeito da Resistência de Falta (R_f)	69
6.3.3	Efeito do Local da Falta	70
6.4	Proteção de Subtensão	71
6.4.1	Efeito do Ângulo de Incidência (θ_f)	75
6.4.2	Efeito da Resistência de Falta (R_f)	76

6.4.3	Efeito do Local da Falta	76
6.5	Estudo de Caso de Ilhamento	77
6.6	Resultados Experimentais	81
6.7	Síntese do Capítulo	83
7	Conclusões	84
7.1	Conclusões Gerais	84
7.2	Trabalhos Futuros	85
	Referências Bibliográficas	86
A	Parametrização dos Relés de Proteção	92
A.1	Parametrização do Relé da GD (RGD)	92
A.1.1	Ajuste da Unidade 51 de Fase	93
A.1.2	Ajuste da Unidade 51 de Neutro	93
A.1.3	Ajuste da Unidade 50 de Fase	93
A.1.4	Ajuste da Unidade 50 de Neutro	94
A.2	Parametrização do Relé da Subestação (RSE)	94
A.2.1	Ajuste da Unidade 51 de Fase	94
A.2.2	Ajuste da Unidade 51 de Neutro	95
A.2.3	Ajuste da Unidade 50 de Fase	95
A.2.4	Ajuste da Unidade 50 de Neutro	95

Lista de Figuras

1.1	Matriz energética brasileira 2014.	2
1.2	Matriz energética brasileira 2030.	2
3.1	Modernização da rede elétrica (OZIMEK, 2011).	22
3.2	Sistema de distribuição com três geradores distribuídos (XU; MAUCH; MARTEL, 2004).	24
3.3	Classificação dos esquemas anti-ilhamento.	26
3.4	Sinal de sobrecorrente de falta: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier. .	27
3.5	Curva característica de tempo definido.	29
3.6	Inclinações das curvas de tempo dependente.	30
3.7	Cálculo do valor RMS para tensão: (a) tensão; (b) valor RMS.	34
4.1	(a) Corrente em pu; (b) valor RMS e coeficientes de Fourier.	38
4.2	Bloco da TWD.	40
4.3	Bloco da TWDR.	42
4.4	Decomposição <i>wavelet</i> : (a) corrente de um sistema com falta; (b) coefi- cientes escala; (c) coeficientes <i>wavelet</i>	43
4.5	Energias obtidas com a transformada <i>wavelet</i> : (a) corrente com falta; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	46
5.1	Sistema de proteção contra sobrecorrente, sub/sobretensão e detecção de transitórios a partir do cálculo da TWDR das correntes e tensões.	50
5.2	Diagrama de blocos para detecção de transitórios no sistema.	52
5.3	Exemplo de um sinal de corrente com falta: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	53
5.4	Diagrama de blocos da proteção de sobrecorrente <i>wavelet</i> (funções 51W, 50W, 51NW e 50NW).	54
5.5	Inclinações das curvas de tempo dependente para o método <i>wavelet</i>	55
5.6	Diagrama de blocos da detecção de sub/sobretensão (27W e 59W).	57
5.7	Exemplo de um sinal de tensão com falta: (a) tensão; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	59

6.1	Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição com GD.	61
6.2	Variação da <i>wavelet</i> mãe: (a) sem efeito de borda; (b) com efeito de borda.	62
6.3	<i>Boxplot</i> para comparação do algoritmo de sobrecorrente variando a <i>wavelet</i> mãe sem efeito de borda.	63
6.4	<i>Boxplot</i> para comparação do algoritmo de sobrecorrente variando a <i>wavelet</i> mãe com efeito de borda.	63
6.5	Falta bifásica-terra na barra 3: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	65
6.6	Falta bifásica-terra na barra 6: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	66
6.7	<i>Boxplot</i> para comparação do desempenho do método de Fourier e <i>wavelet</i> para a proteção instantânea.	68
6.8	Tempos de atuação da proteção em função do ângulo de incidência de falta: (a) sobrecorrente instantânea; (b) sobrecorrente temporizada.	69
6.9	Tempos de atuação da proteção em função da resistência de falta: (a) sobrecorrente instantânea; (b) sobrecorrente temporizada.	70
6.10	Tempos de atuação da proteção em função do local da falta: (a) sobrecorrente instantânea; (b) sobrecorrente temporizada.	71
6.11	Falta bifásica-terra na barra 3: (a) tensão; (b) valor RMS da tensão; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	72
6.12	Falta bifásica-terra na barra 6: (a) tensão; (b) valor RMS da tensão; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	73
6.13	<i>Boxplot</i> para comparação do desempenho dos métodos do valor RMS e <i>wavelet</i> para a proteção contra subtensão.	75
6.14	Tempos de atuação da proteção em função do ângulo de incidência de falta.	75
6.15	Tempos de atuação da proteção em função da resistência de falta.	76
6.16	Tempos de atuação da proteção em função do local de falta.	77
6.17	Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição com GD modificado.	78
6.18	Representação de um ilhamento a partir da abertura do disjuntor DJ-02.	78
6.19	Falta monofásica monitorada na barra 2 do sistema: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) estado de operação do disjuntor.	79
6.20	Falta monofásica monitorada na barra 7 do sistema: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) estado de operação do disjuntor	80
6.21	Protótipo do sistema elétrico de potência implementado experimentalmente.	81
6.22	Sinal de corrente com falta: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes <i>wavelet</i>	82

Lista de Tabelas

2.1	Resumo da revisão bibliográfica.	20
3.1	Tipos de curvas e suas constantes segundo a norma IEEE C37.112.	29
3.2	Tempo de desconexão dos sistemas com GD para sub/sobretensões.	34
5.1	Limiares da proteção de sobrecorrente convencional e no domínio <i>wavelet</i>	55
5.2	Limiares da proteção de sub/sobretensão.	58
6.1	Bases de registros geradas.	61
6.2	Erros médios na detecção da amostra com falta variando-se a <i>wavelet</i> mãe com e sem efeito de borda.	64
6.3	Limiares da proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada.	67
6.4	Taxas de acertos do método de Fourier e <i>wavelet</i>	68
6.5	Limiares da proteção de sub/sobretensão.	73
6.6	Taxa de acertos do método do valor RMS e <i>wavelet</i>	74
6.7	Limiares do sistema de proteção da barra 2.	79
6.8	Parâmetros do protótipo de sistema elétrico de potência.	82

Lista de Símbolos

A	Constante segundo norma IEEE C37.112
B	Constante segundo norma IEEE C37.112
E_{27W}^S	Limiar da unidade 27W
E_{50NW}^S	Limiar da unidade 50NW
E_{51NW}^S	Limiar da unidade 51NW
E_{50W}^S	Limiar da unidade 50W
E_{51W}^S	Limiar da unidade 51W
E_{59W}^S	Limiar da unidade 59W
E_w	Limiar da energia dos coeficientes <i>wavelets</i>
E_w^i	Limiar da energia dos coeficientes <i>wavelets</i> para os sinais de corrente $E_w^{ia}, E_w^{ib}, E_w^{ic}$ nas fases A, B e C
E_w^v	Limiar da energia dos coeficientes <i>wavelets</i> para os sinais de tensão $E_w^{va}, E_w^{vb}, E_w^{vc}$ nas fases A, B e C
e_∞	Tensão de barramento infinito
f	Frequência fundamental
f_a	Fator de assimetria
f_c	Frequência de corte
f_s	Frequência de amostragem
FS	Fator de sobrecorrente
g	Coefficientes do filtro escala da TWD
$\tilde{g}$	Coefficientes do filtro escala da TWDR
h	Coefficientes do filtro <i>wavelet</i> da TWD
$\tilde{h}$	Coefficientes do filtro <i>wavelet</i> da TWDR
i	Correntes $\{i_a, i_b, i_c\}$
I	Corrente medida
I_{50}	Corrente <i>tap</i> da unidade 50
I_{50N}	Corrente <i>tap</i> da unidade 50N
I_{51}	Corrente <i>tap</i> da unidade 51
I_{51N}	Corrente <i>tap</i> da unidade 51N

I_{as}	Corrente assimétrica de curto-circuito
I_{carga}	Corrente de carga do sistema
$I_{cc,\phi T,MIN}$	Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo
I_{cs}	Máxima corrente de curto-circuito simétrica
I_F	Coeficientes de Fourier
I_{MIN}	Corrente mínima de atuação do relé
i_n	Corrente nominal de neutro
I_n	Corrente nominal do sistema
i_{RMS}	Valor RMS das correntes $\{i_{aRMS}, i_{bRMS}, i_{cRMS}\}$
I_s	Corrente de partida
k_d	Instante de detecção da falta
k_{GD}	Instante de detecção da falta pelo relé da GD
k_{DJ-01}	Instante de abertura do disjuntor da GD
k_{DJ-02}	Instante de abertura do disjuntor da subestação
k_{SE}	Instante de detecção da falta pelo relé da subestação
k_{27}	Instante de detecção da falta pela unidade 27
k_{27W}	Instante de detecção da falta pela unidade 27W
k_{50}	Instante de detecção da falta pela unidade 50
k_{50W}	Instante de detecção da falta pela unidade 50W
k_{51}	Instante de detecção da falta pela unidade 51
k_{51W}	Instante de detecção da falta pela unidade 51W
k_f	Fator de sobrecarga
k_i	Instante inicial da falta
k_n	Valor da corrente de desequilíbrio
k_t	Quantidade de amostras do sinal
L	Tamanho do filtro escala e <i>wavelet</i>
l_f	Indutância intrínseca do filtro
l_l	Indutância da carga
l_{md}	Indutância de magnetização de eixo direto
l_{mq}	Indutância de magnetização de eixo em quadratura
M	Múltiplo da corrente de operação
M_ε	Múltiplo da corrente de operação para a energia dos coeficientes escala
n	Valor do deslocamento das curvas ao longo do eixo dos tempos
N	Número de amostras
p	Número de polos
P	Constante segundo norma IEEE C37.112

r_f	Resistência do filtro
R_f	Resistência de falta
r_l	Resistência da carga
r_s	Resistência da rede elétrica
r_{sc}	Resistência de curto-curto
s	Coefficientes escala
S	Potência aparente
$\tilde{s}$	Coefficientes escala com efeito de borda
s_j	Coefficientes escala no nível de resolução j
T_{atua}	Tempo de atuação do relé 51
T_{atua}^v	Tempo de atuação do relé de tensão
T_{atua}^{27}	Tempo de atuação do relé 27
$T_{atuacao}^{27W}$	Tempo de atuação da unidade 27W
$T_{atuacao}^{51W}$	Tempo de atuação da unidade 51W
$T_{diferenca}^{27W}$	Tempo entre a detecção e a ocorrência da falta pela unidade 27W
$T_{diferenca}^{51W}$	Tempo entre a detecção e a ocorrência da falta pela unidade 51W
v	Tensões $\{v_a, v_b, v_c\}$
V	Tensão de referência $\{V_A, V_B, V_C\}$
V_{27}	Limiar da unidade 27
V_{59}	Limiar da unidade 59
V_n	Tensão nominal do sistema
V_s	Tensão do secundário do TP
v_{RMS}	Valor RMS das tensões $\{v_{aRMS}, v_{bRMS}, v_{cRMS}\}$
w	Coefficientes <i>wavelets</i>
$\tilde{w}$	Coefficientes <i>wavelets</i> com efeito de borda
w_j	Coefficientes <i>wavelets</i> no nível de resolução j
x	Sinal original
x_d, x_q	Reatância síncrona de eixo direto e em quadratura do gerador, respectivamente
x_d'	Reatância transitória de eixo direto do gerador
x_s	Resistência do barramento infinito
Y	Fasor de frequência fundamental
$\hat{Y}$	Fasor estimado de frequência fundamental
$\dot{\epsilon}$	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i>
$\ddot{\epsilon}$	Energia dos coeficientes escala
ϵ_i^s	Energia dos coeficientes escala dos sinais de corrente

ε_v^s	Energia dos coeficientes escala dos sinais de tensão
ε_s^s	Energia dos coeficientes escala correspondente a corrente de <i>inrush</i>
ε_i^w	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i> dos sinais de corrente $\varepsilon_{ia}^w, \varepsilon_{ib}^w, \varepsilon_{ic}^w$ nas fases A, B e C
ε_v^w	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i> dos sinais de tensão $\varepsilon_{va}^w, \varepsilon_{vb}^w, \varepsilon_{vc}^w$ nas fases A, B e C
ε^s	Energia dos coeficientes escala com e sem efeito de borda
ε^{sa}	Energia dos coeficientes escala com efeito de borda
ε^{sb}	Energia dos coeficientes escala sem efeito de borda
ε^w	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i> com e sem efeito de borda
ε^{wa}	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i> com efeito de borda
ε^{wb}	Energia dos coeficientes <i>wavelet</i> sem efeito de borda
μ	Erro médio
μ_ε	Média dos coeficientes <i>wavelet</i>
ϕ	Ângulo do fasor
σ_ε	Desvio padrão dos coeficientes <i>wavelet</i>
θ_f	Ângulo de incidência de falta

Lista de Abreviaturas e Siglas

AFD	<i>Active Frequency Drift</i>
AFDPF	<i>Active Frequency Drift with Positive Feedback</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	<i>Active Network Management</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DJ	Disjuntor
DPGS	<i>Low-Power Photovoltaic Distributed Power Generation System</i>
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
EI	Extremamente Inversa
FCL	<i>Fault Current Limiter</i>
FPGA	<i>Field Programmable Gate Array</i>
GD	Geração Distribuída
GSD	Geração Síncrona Distribuída
I	Inversa
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
IPDS	<i>Interconnected Power Delivery Systems</i>
LEPER	Laboratório de Eletrônica de Potência de Energias Renováveis
MI	Muito Inversa
PCA	<i>Principal Component Analysis</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PJD	<i>Phase Jump Detection</i>
PLS	<i>Power Line Signaling</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RDP	Registradores Digitais de Perturbação
RF	<i>Random Forest</i>

RGD	Relé do gerador distribuído
RMS	<i>Root Mean Square</i>
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
RSE	Relé da subestação
RT	Regulador de Tensão
RTC	Relação do Transformador de Corrente
RTC	Relação do Transformador de Potencial
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SFS	<i>Sandia Frequency Shift</i>
SNR	<i>Signal Noise Rate</i>
SPICE	<i>Simulated Program with Integrated Circuits Emphasis</i>
SMS	<i>Slip Mode Frequency Shift</i>
SVS	<i>Sandia Voltage Shift</i>
TC	Transformador de Corrente
TDH	Taxa de Distorção Harmônica
TMS	<i>Time Multiplier Setting</i>
TP	Transformador de Potencial
TWC	Transformada <i>Wavelet</i> Contínua
TWD	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta
TWDR	Transformada <i>Wavelet</i> Discreta Redundante
VS	<i>Vector Surge</i>
WSE	<i>Wavelet Singular Entropy</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Relevância do Tema

Um sistema elétrico de potência típico é formado pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição. O sistema de geração é responsável pela produção de energia elétrica por meio de diferentes fontes de energia. O sistema de transmissão tem a função de conectar os sistemas de geração e de distribuição. Por último, o sistema de distribuição é responsável por fornecer energia ao consumidor final.

A matriz de energia elétrica brasileira (2014) é composta por fontes hidráulica (70,6%), nuclear (2,6%), gás natural (11,3%), carvão (2,6%), derivados do petróleo (4,4%), biomassa e biogás (7,6%) e eólica (1,1%), conforme ilustrado na Figura 1.1 (EPE, 2014). A estrutura do sistema elétrico baseia-se na centralização da geração, no qual a energia é então transmitida por longas distâncias, até chegar aos centros de carga, usando linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão. O objetivo dessa topologia é prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade do suprimento, por meio de um despacho central. Os sistemas de distribuição são então projetados e operados para uma topologia radial, sem a presença intermediária de fontes de energia, de maneira que exista fluxo de potência somente em uma direção (ABBEY; BRISSETTE; VENNE, 2014).

O paradigma da geração centralizada vem modificando-se com a entrada de novas fontes de geração de energia ao longo dos sistemas de distribuição, tornando-se economicamente interessante (ABBEY; BRISSETTE; VENNE, 2014). Essa nova alternativa de topologia é conhecida como geração distribuída (GD) e, a cada dia, se consolida como uma tendência.

A GD proporciona diversos benefícios, a exemplo da redução das perdas pelo fato de ser uma geração que se localiza próxima à carga. Além disso, permite o atendimento da demanda crescente de forma rápida, já que a construção de grandes usinas hidroelétricas, por exemplo, que é o modelo de geração mais utilizado no Brasil, é um processo demorado. Com isso, a inserção de geradores distribuídos, em especial provenientes de fontes

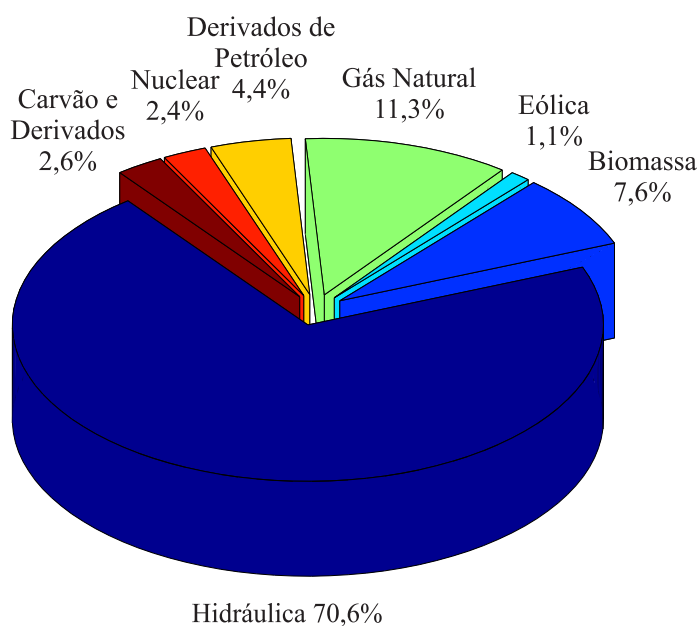


Figura 1.1: Matriz energética brasileira 2014.

renováveis, no sistema brasileiro tende a se tornar a cada ano mais comum, como tem ocorrido no exterior. Na Figura 1.2 é ilustrada uma projeção do perfil da matriz energética brasileira para o ano de 2030, aumentando-se a geração de energia elétrica distribuída pelas fontes eólica (6,2%), biomassa e biogás (6%) e solar (0,4%) (TESKE, 2013).

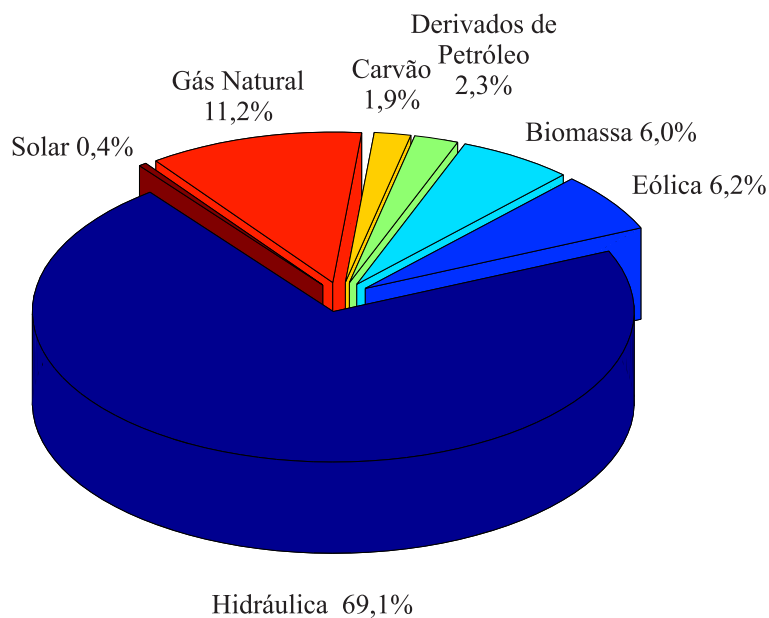


Figura 1.2: Matriz energética brasileira 2030.

O avanço das tecnologias de comunicação, automação e eletrônica, permitem o monitoramento, proteção e controle cada vez maior das redes elétricas, surgindo as redes inteligentes (*smart grids*) e as micro-redes (*microgrids*). Redes inteligentes são o conjunto de tecnologias que estão disponíveis para modernizar e aprimorar o sistema elétrico, desde a geração até a entrega da energia elétrica. Estas tecnologias abrangem a incorporação de componentes de sensoriamento, de telecomunicações e de capacidade de processamento nos ativos de energia (BOCCUZZI, 2012). As micro-redes são sistemas com pequenas unidades de geração que fornecem energia elétrica e térmica a um conjunto de cargas locais. Em uma micro-rede, geralmente, os geradores são provenientes de fontes renováveis e integrados entre si. As principais características deste tipo de tecnologia são a proximidade entre a carga e a geração, a menor capacidade de produção em relação às plantas convencionais e a injeção de potência diretamente na rede de distribuição (MENDONCA, 2014). O aumento da utilização de geradores distribuídos em uma região com as tecnologias de redes inteligentes formam uma micro-rede (MENDONCA, 2014).

Uma problemática oriunda desta nova configuração do sistema elétrico consiste nos desafios concernentes aos sistemas de proteção, em especial a ocorrência de blocos de consumidores isolados do restante do sistema de energia elétrica (ilhamento). Um ilhamento ocorre quando parte do sistema de distribuição, que possui geradores distribuídos, mantém-se energizado mesmo após o isolamento do restante do sistema. Um ilhamento pode ser classificado como intencional ou não-intencional. Um ilhamento que ocorre de forma programada, permitindo o controle da operação ilhada, é denominado de ilhamento intencional (MENDONCA, 2014). Ilhamento não-intencional ocorre de forma não programada, quando, por exemplo, uma falta sensibiliza a proteção da concessionária isolando o sistema com GD do restante do sistema de energia elétrica. Porém, a falta continua sendo alimentada pelo gerador distribuído. A ocorrência de ilhamentos não-intencionais é altamente indesejada, principalmente pelas concessionárias de energia (VIEIRA, 2011). Neste trabalho, esta ocorrência será simplesmente mencionada como ilhamento.

Aspectos de segurança, comercial e técnico estão relacionados aos problemas provenientes de situações de ilhamentos. Alguns destes problemas são (VIEIRA, 2011):

- perda da QEE (Qualidade de Energia Elétrica) fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada, pois os geradores distribuídos podem não possuir controles de tensão e frequência;
- a segurança da equipe técnica que realiza manutenção e operação nos sistemas elétricos é gravemente ameaçada devido ao não conhecimento de áreas energizadas quando a rede é desconectada;

- a perda de coordenação dos dispositivos de proteção no interior da ilha devido à diminuição das correntes de curto-circuito quando a rede é desconectada;
- os geradores distribuídos podem sofrer danos graves caso ocorra a reconexão da ilha ao sistema elétrico sem sincronismo com a rede elétrica;
- ilhamentos podem interferir na restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

Pelos motivos anteriormente citados, estudos de proteção com geradores distribuídos são cada vez mais necessários. Os aspectos técnicos analisados para tais estudos são: perfil de tensão e de corrente, estabilidade de tensão, variação de potência ativa e reativa, variação de frequência e de impedância, considerando-se diferentes cenários (PIGAZO et al., 2009).

Existem vários métodos propostos na literatura para detecção de ilhamentos, sendo classificados em locais ou remotos. Os métodos locais se dividem nas técnicas passivas, ativas e híbridas. As técnicas passivas baseiam-se em medidas de tensão, corrente e frequência. As técnicas ativas injetam distúrbios, como, por exemplo, sinais de tensão e corrente no sistema para melhorar a detecção das condições de ilhamento. Os métodos híbridos são combinações das técnicas passivas e ativas, para obter uma melhor eficiência na detecção. Os métodos remotos envolvem algum tipo de comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção, as manobras presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos. Estas técnicas variam de acordo com o tipo e a empregabilidade de cada gerador distribuído, estando relacionada ao custo de implantação do sistema de proteção, à importância, ao tamanho e a quantidade de geradores distribuídos conectados ao sistema de energia elétrica (ABBEY; BRISSETTE; VENNE, 2014; XU; MAUCH; MARTEL, 2004).

Devido a grande necessidade e interesse por parte do sistema elétrico e dos consumidores, faz-se necessário o desenvolvimento de técnicas e métodos de proteção anti-ilhamento mais eficazes e com menor tempo de atuação, para rápida extinção desse problema. Neste contexto, destacam-se técnicas de processamentos de sinais, a exemplo da transformada *wavelet*, a serem empregadas na proteção de sistemas elétricos no ambiente das redes inteligentes de energia elétrica. Por outro lado, algumas técnicas de proteção convencionais, como as técnicas de proteção baseadas na sobrecorrente de falta e sub/sobretensão, também continuarão sendo indispensáveis para a proteção dos sistemas elétricos contra as faltas que venham a ocorrer no sistema.

Estudos recentes apontam a transformada *wavelet* como uma ferramenta matemática de elevado potencial a ser empregada no auxílio dos estudos de proteção, pois apresenta resultados satisfatórios para a rápida detecção, localização e classificação das faltas nos

sistemas elétricos de potência, podendo também ser utilizada na detecção de ilhamentos (MEDEIROS, 2014). Entretanto, apenas os coeficientes *wavelet* da transformada *wavelet* vêm sendo empregados na análise e detecção destes eventos. Porém, em conjunto com os coeficientes *wavelet*, os coeficientes escala da transformada *wavelet*, utilizados para a extração das componentes de baixa frequência (COSTA; DRIESEN, 2013), podem também ser utilizados para estudos de proteção como proposto neste trabalho.

Nesta dissertação é proposta a utilização da transformada *wavelet* em um sistema com GD. O estudo de proteção realizado nesta dissertação utiliza tanto os coeficientes *wavelet*, para a detecção mais rápida de uma falta, quanto os coeficientes escala, para proteção contra sobrecorrentes e sub/sobretensão, da transformada *wavelet* com o objetivo de demonstrar que esta transformada apresenta desempenho similar aos métodos de detecção e proteção utilizados pelos dispositivos de sobrecorrente e sub/sobretensão convencionais, e que ainda possuem informações adicionais referentes ao momento exato, e em tempo real, da ocorrência da falta.

1.2 Motivação

A segurança de um sistema de energia elétrica está relacionada com o bom desempenho de seus esquemas de proteção. O modelo do sistema elétrico vem modificando-se devido à conexão de novas fontes de geração, em sua maioria fontes renováveis, trazendo maiores benefícios aos consumidores e ao meio ambiente. Essa mudança na configuração do sistema, em que o sistema elétrico de potência transforma-se em um conjunto de redes inteligentes de energia, apresenta-se como um desafio para os métodos convencionais de proteção, baseados em fontes concentradas de geração, necessitando-se assim de estudos para desenvolvimento de novos métodos e técnicas com o objetivo de tornar o sistema elétrico confiável com a entrada das novas fontes de geração. Esta é uma difícil tarefa para os engenheiros de proteção e pesquisadores, tornando-se uma motivação para realização deste trabalho.

1.3 Objetivos

O objetivo geral desta dissertação de mestrado é propor a utilização da transformada *wavelet* para um sistema de proteção baseado nas variações de corrente e tensão, em um sistema com GD, e avaliar seu desempenho em relação aos respectivos métodos de proteção convencionais.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- desenvolver um método para detecção de sub/sobretensões utilizando a energia dos coeficientes escala das tensões;
- desenvolver um método para detecção de sobrecorrentes utilizando a energia dos coeficientes escala das correntes;
- desenvolver um método para detecção de transitórios de faltas utilizando a energia dos coeficientes *wavelet* das tensões e correntes;
- comparar as funções de proteção *wavelet* com as respectivas funções de proteção de sub/sobretensão e sobrecorrente convencionais;
- comparar os métodos de proteção *wavelet* tomando como base a transformada *wavelet* convencional e a transformada *wavelet* com efeito de borda recentemente proposta;
- avaliação dos métodos *wavelet* para proteção em um sistema com GD;
- avaliação prática do método *wavelet* para verificar sua aplicabilidade em tempo real.

1.4 Contribuições

A principal contribuição deste trabalho é a proposta de um novo algoritmo para proteção baseado na transformada *wavelet*, possuindo desempenho similar aos dispositivos convencionais de proteção contra sub/sobretensões e sobrecorrentes, porém, com informações adicionais, a exemplo do instante exato e em tempo real da ocorrência dos distúrbios com aplicações em sistemas de distribuição com GD.

Com relação às publicações, um artigo com o título "*Reviewing of Anti-Islanding Protection*" foi publicado no IEEE/IAS INDUSCON 2014.

1.5 Metodologia

Este trabalho foi realizado conforme a seguinte metodologia:

- revisão bibliográfica dos trabalhos mais relevantes dos métodos de detecção de ilhamentos em sistemas com geradores distribuídos, da aplicação da transformada *wavelet* e da proteção de sobrecorrente para detecção de ilhamentos;
- fundamentação matemática do valor RMS (*Root Mean Square*), da transformada de Fourier e da transformada *wavelet*, enfatizando a TWD (Transformada *Wavelet* Discreta) e a TWDR (Transformada *Wavelet* Discreta Redundante);

- fundamentação dos relés de proteção de sub/sobretensão e sobrecorrente convencionais para sistemas com GD;
- implementação de um sistema teste com GD;
- parametrização dos relés convencionais e *wavelet* para o sistema teste utilizado;
- simulação, análise e comparação das proteções convencionais e *wavelet*;

1.6 Organização do Texto

Este trabalho está organizado em sete capítulos com a seguinte distribuição:

- no capítulo 2 é realizado um levantamento do estado da arte sobre as técnicas de proteção de sistemas com GD bem como as metodologias utilizadas para tal proteção;
- no capítulo 3 é apresentada uma fundamentação teórica sobre ilhamento e as técnicas de proteção passivas contra sobrecorrente e sub/sobretensão;
- no capítulo 4 é apresentada a fundamentação teórica sobre a transformada *wavelet*, a transformada de Fourier e o método RMS;
- no capítulo 5 é apresentado o algoritmo proposto para detecção de transitórios, sobrecorrentes e sub/sobretensões no sistema elétrico de distribuição;
- no capítulo 6 é apresentado o modelo do sistema elétrico utilizado para testar as técnicas de proteção, o desempenho das técnicas de proteção de sobrecorrente, baseada no método *wavelet* e de Fourier, e sub/sobretensão, baseado no método *wavelet* e do valor RMS. Além disso, é apresentada uma comparação da transformada *wavelet* com e sem efeito de borda, um estudo de caso de ilhamento e os resultados experimentais da técnica proposta;
- no capítulo 7 são apresentadas as considerações finais e as propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

Neste capítulo é apresentado um levantamento do estado da arte dos métodos de detecção de ilhamento, classificados em métodos locais e remotos, além dos métodos de proteção anti-ilhamento que utilizam a transformada *wavelet*. Além disto, um levantamento do estado da arte da proteção de sobrecorrente também é apresentado.

2.1 Métodos de Detecção de Ilhamentos na Geração Distribuída

A entrada das novas fontes de geração, operando ao longo dos sistemas de distribuição, vem apresentando desafios para os sistemas de proteção, controle e operação dos sistemas elétricos. Na proteção, as soluções para detecção de faltas nos sistemas elétricos de potência com GD são largamente propostas, nas quais se destacam os métodos de detecção local e remota. A detecção remoto é baseada em métodos que utilizam recursos de telecomunicações para enviar alarmes e comandos de *trip* para geradores distribuídos conectados em rede (XU; MAUCH; MARTEL, 2004). SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou esquemas PLS (*Power Line Signaling*) têm sido utilizados.

Tensão, frequência, harmônicos e medições de impedância são utilizados separadamente, ou simultaneamente, para determinar uma situação de ilhamento em métodos locais passivos. No entanto, estes métodos não garantem o bom desempenho em todas as condições de carga (ETXEGARAI; EGUÍA; ZAMORA, 2011). Esquemas baseados em frequência, incluindo relés de frequência, relés ROCOF (*Rate of Change of Frequency*), relés VS (*Vector Surge*), métodos de variação de potência ativa e reativa, taxa de variação de frequência sobre a potência e relés baseados em tensão são alguns exemplos de sistemas de detecção locais para geradores distribuídos síncronos. Para aplicações em geradores distribuídos baseados em inversores, a sub/sobretensão, sub/sobrefrequência, PJD (*Phase Jump Detection*) e a detecção de harmônicos são alguns exemplos de técnicas

passivas locais.

Métodos ativos injetam sinais, como sinais de tensão, que provocam pequenas perturbações no sistema de abastecimento, e que apresenta comportamento diferente na ocorrência de ilhamentos. O método de medição da impedância e o método de variação de tensão terminal do gerador são alguns exemplos de métodos ativos para geradores síncronos. Os métodos ativos para aplicações em geradores distribuídos baseados em inversores são: impedância medida, técnicas de mudança de frequência e fase como SMS (*Slip Mode Frequency Shift*), AFD (*Active Frequency Drift*), SFS (*Sandia Frequency Shift*) e técnicas de variação de tensão como SVS (*Sandia Voltage Shift*). No entanto, estes métodos podem reduzir a QEE do sistema.

Ropp, Begovic e Rohatgi (1999) apresentaram um estudo analítico da técnica de detecção de ilhamento AFD utilizando técnica de análise descritiva. A técnica AFD é descrita por Ropp, Begovic e Rohatgi (1999), mostrando-se que esta técnica é eficiente para detecção de ilhamentos em sistemas com cargas puramente resistivas. Entretanto, quando as potências da carga e do sistema fotovoltaico estão casadas, a técnica AFD não protege contra ilhamentos em todas as condições. Ropp, Begovic e Rohatgi (1999) descreveram um método novo que usa realimentação positiva que diminui significativamente a zona de não-deteção da AFD. Esta nova metodologia, chamada de AFDPF (*Active Frequency Drift with Positive Feedback*), trata-se de uma melhoria da técnica AFD aumentando sua eficácia, incluindo a redução da zona de não-deteção e o tamanho da região de sobreposição das zonas de não-deteção da AFD e das técnicas de sub/sobretensão. Apesar da eficiência da técnica AFDPF em relação a técnica AFD, esta não consegue detectar situações de ilhamento para todas as condições de carga, além de contribuir na degradação da QEE.

Smith, Onions e Infield (2000) apresentaram um estudo comparativo entre as técnicas AFD e SMS. Ambas as técnicas são documentadas, mostrando que existem situações de carga que resultam na não-deteção de ilhamentos quando a técnica AFD é utilizada. Entretanto, para cargas com potência reativa, a técnica AFD apresenta desempenho melhor que a técnica SMS. Smith, Onions e Infield (2000) apresentaram um modelo para simulação no SPICE (*Simulated Program with Integrated Circuits Emphasis*) representando o inversor como uma fonte simples de corrente controlável. Os resultados confirmaram que a técnica SMS é mais confiável para situações de ilhamento. Entretanto, esta técnica não funciona para todas as situações de carga.

Jang e Kim (2004) propuseram um novo algoritmo lógico de proteção contra ilhamentos baseado em geradores distribuídos operando em paralelo com a rede de distribuição. O algoritmo de detecção de ilhamento utiliza quatro parâmetros do sistema que incluem: a magnitude de tensão, fase, frequência e a TDH (Taxa de Distorção Harmônica) da cor-

rente. O método monitora as alterações nos quatro parâmetros e detecta as operações de ilhamento por regras lógicas. O método foi testado utilizando várias condições de rede, incluindo não só condições de ilhamento, mas também condições de não-ilhamento. Os resultados dos testes mostraram que o método detecta corretamente a operação de ilhamento, mesmo em caso de pequenas alterações na carga dos geradores distribuídos, e também apresenta uma boa confiabilidade na distinção de condições de ilhamento e não-ilhamento. Entretanto, o método não apresenta uma boa resposta no tempo, existindo um intervalo de tempo entre o instante de ocorrência do ilhamento e o instante de detecção pelo método.

Freitas, Huang e Xu (2005) apresentaram um estudo comparativo entre os relés ROCOF e os relés VS para detecção de ilhamentos. As curvas de desequilíbrio de potência ativa foram geradas a partir de simulações dinâmicas observando-se as cargas dependentes da tensão, a constante de inércia dos geradores e os sistemas com geradores multidistribuídos. O desempenho destes dispositivos foram analisados e comparados para diferentes cenários, considerando-se as falsas operações de *trip*. Freitas, Huang e Xu (2005) concluíram que os relés ROCOF são mais confiáveis na detecção de ilhamentos em relação ao relé VS, para um menor desequilíbrio de potência ativa. Entretanto, os relés ROCOF são mais suscetíveis a falsos *trips*. O estudo permitiu analisar que ambos os relés não apresentaram um bom desempenho para todas as situações de ilhamentos.

Vieira et al. (2006) investigaram a eficiência de relés de sub/sobrefrequência para proteção de geradores distribuídos síncronos considerando a detecção de ilhamento e requisitos de *trip* de frequência. O trabalho realiza uma comparação entre o relé VS e o relé de frequência. Os resultados das simulações permitiram concluir que os relés VS e os relés de frequência apresentaram desempenhos semelhantes para detecção de ilhamentos. Sendo assim, os relés de frequência podem substituir os relés VS para detecção de ilhamento, sem implicações negativas, se as configurações apropriadas forem escolhidas. A substituição dos relés VS por relés de frequência são eficientes quando os desbalanços de potência ativa e reativa forem grandes. Entretanto, caso os desbalanços de potência ativa e reativa sejam pequenos, as frequências não variam significativamente e a ocorrência do ilhamento pode ser detectada além do tempo requerido pela rede elétrica.

Vieira et al. (2008) fizeram uma investigação sobre as zonas de não-deteção em sistemas com geradores distribuídos síncronos associadas com esquemas de proteção anti-ilhamento. Os dispositivos comumente usados para esse fim são os relés de sub/sobretensão, de sub/sobrefrequência e suas variações. O estudo permitiu a caracterização da capacidade e limitação de cada dispositivo possibilitando um ajuste mais eficiente. A análise das zonas de não-deteção permitiu Vieira et al. (2008) concluírem que: relés baseados em tensão não são eficientes para detecção de ilhamentos em geradores distri-

buidos síncronos se a excitação do sistema for configurada para controle de tensão final; a performance dos dispositivos de proteção anti-ilhamento variam com o tipo de gerador distribuído, podendo ser geradores síncronos ou baseados em inversores. Por fim, concluíram que para uma maior eficiência da proteção anti-ilhamento os relés baseados em frequência e tensão devem apresentar uma zona de não-deteccção menor possível, sendo maior que a menor zona de não-deteccção conservada para satisfazer os requisitos de imunidade de frequência e tensão.

Etxegarai, Eguía e Zamora (2011) realizaram uma análise das características e princípios de funcionamento dos métodos remotos de detecção de ilhamentos e descreveram projetos recentes, considerados inovadores, que utilizam protocolos e links de comunicação. Estas novas arquiteturas de detecção de ilhamentos remotos encaixam-se nas *smart grids*, fornecendo qualidade de serviço e serviços adicionais aos clientes. Estes novos esquemas de proteção, assim como os tradicionais métodos remotos de detecção de ilhamento, possuem vantagens em relação aos métodos locais podendo-se citar: uma maior confiabilidade e robustez, não possuem zona de não-deteccção, um desempenho independente do tipo e da quantidade de geradores distribuídos no sistema e o impacto na QEE é quase impercetível. Além disso, são métodos flexíveis e podem ser facilmente adaptáveis a mudanças na topologia e extensão do sistema. Entretanto, Etxegarai, Eguía e Zamora (2011) afirmaram que os altos custos e o tempo elevado de atuação da proteção, para alguns dos métodos remotos, são as principais desvantagens destes esquemas.

Gomez et al. (2013) realizaram um estudo do impacto da GD na proteção e na QEE. A QEE é um dos principais aspectos alterados pelas fontes de GD, pois são responsáveis pela inserção de perturbações no sistema como harmônicos, *flicker*, afundamentos de tensão e sobretensões. Gomez et al. (2013) mostraram os problemas de ferroressonância e de fator de potência, que são gerados por essa nova tecnologia. Além dos problemas de proteção, também foram analisadas a contribuição dos geradores distribuídos na corrente de curto-circuito, a operação em situação de ilhamento, a modificação do alcance da proteção e a coordenação dos dispositivos de proteção. Uma metodologia de estudo para a coordenação de dois dispositivos de proteção também foi apresentada: o fusível e o religador. Concluiu-se que a aplicação da GD oferece vantagens técnico-econômicas tanto para a concessionária quanto para o consumidor.

Madani et al. (2013) propuseram uma técnica de proteção passiva inteligente para detectar condições de ilhamentos em unidades DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*). Características como a taxa de variação da tensão, frequência, potência ativa e reativa na barra em que o gerador distribuído está instalado são utilizados para a construção de um vetor de características. As características selecionadas não necessitam de transformações matemáticas, sendo assim, o algoritmo necessita de menos tempo do que os algoritmos

que necessitam de transformação de base. O algoritmo utilizado para classificação dos casos de ilhamento é simples, preciso e possui alta velocidade de classificação. Os resultados mostraram que o método apresentou bom desempenho na detecção dos casos de ilhamentos, além da alta velocidade de detecção. Devido a isso, o método é capaz de proteger o sistema de reconexões assíncronas devido aos religadores presentes no sistema. Entretanto, o método apresentou falhas na detecção das condições de ilhamentos para alguns casos, sendo considerados insignificantes por parte dos autores.

Uma abordagem sobre uma das consequências não intencionais da atuação da proteção anti-ilhamento foi tratado por Trindade, Nascimento e Vieira (2013). Quando a proteção anti-ilhamento atua, esta pode ocasionar um afundamento de tensão que, dependendo do sistema, pode ultrapassar os limites de QEE. Esses afundamentos ocorrem devido à ausência dos geradores distribuídos que foram desconectados do sistema pela proteção anti-ilhamento, quando o sistema é reconectado. Com o objetivo de determinar a natureza e a extensão deste tipo de fenômeno, um conjunto de índices foram introduzidos para caracterizar sua severidade e estabelecer um método para analisar e prever este problema. Para estimação dos índices foi utilizado a técnica baseada no fluxo de carga e os resultados são validados por simulações em regime permanente. A principal vantagem do método é a presença de um RT (Regulador de Tensão). Com isso, a duração dos afundamentos pode ser facilmente estimada sabendo-se as medidas do RT e as configurações de tempo.

Abbey, Brissette e Venne (2014) propuseram um sistema para aumentar a sensibilização dos esquemas de proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos denominado de *autoground*. O sistema *autoground* é aplicado em um sistema de distribuição, sendo instalado após os dispositivos de proteção da concessionária (disjuntores e religadores). Para uma situação em que a proteção da concessionária atua e a proteção da GD não atua, a chave de aterramento presente no sistema é fechada, aterrando, assim, o sistema de distribuição. Este aterramento provoca uma elevação na corrente de falta entre 10 e 20 vezes do valor da corrente de pré-falta do gerador distribuído levando até um ciclo para desconectar a GD do sistema de distribuição. A elevação brusca do valor da corrente de falta poderá provocar danos significativos ao gerador distribuído. Entretanto, Abbey, Brissette e Venne (2014) afirmaram que a elevação da corrente poderá ser gerenciada por meio de outras abordagens. Os testes realizados validaram o conceito do sistema *autoground*. Além disso, este sistema pode ser construído com dispositivos presentes no sistema de distribuição. No entanto, muitas considerações práticas são necessárias antes da instalação deste esquema como, por exemplo, analisar o impacto da tecnologia *autoground* nos esquemas de proteção local dos sistemas de distribuição.

Faqhruldin, El-Saadany e Zeineldin (2014) apresentaram uma nova técnica de detecção de ilhamentos independente do tipo de gerador distribuído. Neste método são utilizados vinte e um recursos com o objetivo de identificar e detectar condições de ilhamentos e não-ilhamentos a partir da diminuição das zonas de não-deteção. A técnica utilizada é denominada de RF (*Random Forest*). Os recursos extraídos são testados para medir o desempenho e a precisão desta técnica na detecção dos diferentes cenários de casos de ilhamentos. Para ambos os tipos de geradores distribuídos, baseados em inversores e síncronos, a técnica RF teve melhor desempenho que as demais técnicas classificadoras de condições de ilhamentos por apresentar uma precisão média de 99%, não possuir zona de não-deteção e por apresentar-se extremamente rápida para detecção de um ilhamento. Entretanto, apesar do bom desempenho em relação ao tempo de detecção das condições de ilhamento, não foram apresentadas análises quanto ao custo de processamento/computacional da técnica empregada.

Bejmert e Sidhu (2014) utilizaram o método de inserção de bancos de capacitores para aumentar a sensibilidade e, consequentemente, a eficiência dos relés baseados em técnicas passivas de detecção anti-ilhamento. O método baseia-se na criação de um descasamento de potência entre a carga e a geração suficiente para que os métodos passivos convencionais de detecção anti-ilhamento detectem as condições de ilhamento. Isto é possível devido à inserção de potência reativa no sistema pelos bancos de capacitores que provoca um descasamento de potência fora da zona de não-deteção. A entrada dos bancos de capacitores na rede ocorre quando o disjuntor principal do sistema opera, criando uma situação de ilhamento. Como resultado, ocorre o desequilíbrio de potência entre a carga e a geração. Portanto, os desvios na tensão e na frequência serão maiores, criando condições favoráveis à detecção de ilhamentos. O método é eficaz na prevenção de ilhamentos independente do nível de desequilíbrio das cargas, da tecnologia e do tipo da geração e dos parâmetros do controlador da GD. Entretanto, existem algumas questões que devem ser analisadas como a operação do sistema de controle do gerador distribuído.

Hosani, Qu e Zeineldin (2015) propuseram um novo método de detecção de ilhamento utilizando técnicas ativas para um sistema com múltiplos geradores distribuídos de maneira tal que não haja necessidade de comunicação entre os geradores distribuídos. A técnica introduz uma medida matemática denominada *transient stiffness* para o sistema com múltiplos geradores distribuídos, sendo observado uma separação entre as medições de situações de ilhamento e não-ilhamento. Para evitar a sobreposição do espectro de frequência para os sistemas com múltiplos geradores, cada um dos geradores distribuídos gera uma frequência de perturbação distinta. Assim, a técnica pode ser aplicada sem a necessidade de comunicação entre os geradores distribuídos. A técnica consegue distinguir os eventos de ilhamentos das demais perturbações no sistema para os diferentes parâme-

tros variados. Além disso, o método possui algumas vantagens em relação as técnicas de detecção de ilhamentos ativos, sendo: a detecção de ilhamento para microrredes com controle de inclinação; a injeção de perturbações pelo método não tem efeito na estabilidade de sistemas com controle de inclinação; e ter zona de não-deteção pequena. Entretanto, não foi apresentado o desempenho do método em aplicações *online* em relação ao custo de processamento.

Liu et al. (2015) tentaram solucionar alguns dos problemas das técnicas remotas por meio de uma abordagem estatística multivariada inteligente a partir do PCA (*Principal Component Analysis*) das unidades de medição fasorial. A técnica PCA tem abordagem simples de implementar, é computacionalmente rápida, oferece visualização direta e tem uma interpretação geométrica simples. O método foi utilizado para interpretar geometricamente eventos de ilhamento e distingui-los dos eventos de não-ilhamento. O método PCA foi capaz de detectar eventos de ilhamentos com precisão, de evitar falsos disparos causados pela geração perdida e pelos eventos de perda de carga, nas quais as frequências não se dispersam umas das outras. O método foi capaz de detectar situações de ilhamentos com maior precisão e rapidez quando comparado com o relé convencional ROCOF. Entretanto, a técnica falha quando a frequência no sistema de ilhamento está casada com as de outras cargas. Além disso, dados incompletos também são problemas desafiadores para a sua utilização prática.

2.2 Detecção de Ilhamentos Utilizando a Transformada Wavelet

Soluções baseadas na transformada *wavelet* para detecção de situações de ilhamento nos sistemas elétricos de potência com geradores distribuídos têm sido propostos na literatura. Pigazo et al. (2009) apresentaram um método de detecção de ilhamento em um sistema fotovoltaico utilizando a transformada *wavelet*. Bancos de filtros *wavelet* são propostos para a análise de variações do espectro de frequência, em uma faixa de frequência devidamente selecionada. O método por Pigazo et al. (2009) fez uso da boa resolução tempo-frequência da TWD (Transformada *Wavelet* Discreta), aplicada aos componentes de alta frequência, introduzidas pelo inversor DPGS (*Low-Power Photovoltaic Distributed Power Generation System*) no PCC. O método foi simulado e validado na presença de tensões distorcidas, variações de frequência e sobretensões em um sistema fotovoltaico de baixa potência e de baixa tensão, pois utilizou-se um número reduzido de sensores minimizando o esforço computacional e a complexidade do algoritmo anti-ilhamento.

Ray, Kishor e Mohanty (2012) realizaram um estudo comparativo entre a transformada *wavelet* e a transformada *S* para a análise do comportamento do sistema para detecção de ilhamentos e de distúrbios de QEE. Ray, Kishor e Mohanty (2012) afirmaram que a transformada *wavelet* é útil na detecção e extração de características de perturbações do sinal observado por ser sensível à irregularidades. Uma desvantagem da transformada *wavelet* é a sua sensibilidade na detecção de perturbações em sinais com ruído. Uma extensão da transformada *wavelet* conhecida como transformada *S*, foi desenvolvido para a detecção de vários distúrbios de QEE, com base no movimento da localização de uma janela de Gauss variável e escalável, permitindo a detecção de distúrbios corretamente em ambos os cenários, com e sem ruído. Os resultados demonstraram as vantagens da transformada *S* sobre a transformada *wavelet* na detecção de ilhamento e de diferentes distúrbios sob os cenários com e sem ruído. Entretanto, o efeito da *wavelet* mãe não foi avaliado.

Samui e Samantaray (2013) apresentaram uma técnica de detecção de ilhamento, denominado de WSE (*Wavelet Singular Entropy*), na interface da GD com a *microgrid*. A técnica faz uso das vantagens da transformada *wavelet*, da decomposição de valores singulares e da entropia de Shannon. A técnica WSE indica a complexidade do sinal transitório analisado no domínio do tempo e da frequência e, portanto, pode ser utilizada para distinguir os transitórios de comutação com complexidade intuitivamente e quantitativamente diferente. O WSE é capaz de detectar ilhamentos dentro de 10 ms a partir do início do evento, o que mostra a velocidade da técnica. O WSE é altamente eficaz na detecção do ilhamento, incluindo diferentes condições de ilhamento e não-ilhamento no sistema de teste inicial e na *microgrid* padrão com grandes variações dos parâmetros operacionais. O esquema de detecção de ilhamento baseado no WSE é simples e pode ser facilmente implementado na placa DSP/FPGA (*Field Programmable Gate Array*) para o desenvolvimento do módulo de relé anti-ilhamento.

Barreto et al. (2013) propuseram um método baseado na transformada *wavelet*, utilizando as energias escala e *wavelet*, para detecção de distúrbios e análises de afundamentos de tensão provocados por faltas, em tempo real, em um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Barreto et al. (2013) obtiveram resultados experimentais que demonstraram que a energia escala fornece índices de sub/sobretensão de acordo com análises de tensão RMS. Entretanto, a energia escala exige menos esforço computacional que as análises RMS. Além disso, a energia *wavelet* permite a detecção dos distúrbios em tempo real e sem atraso, ou seja, quanto à detecção no instante em que a falta ocorre. Barreto et al. (2013) analisaram também o efeito da *wavelet* mãe, no qual *wavelets* mãe longas provocam atraso no tempo de detecção enquanto *wavelet* mãe curtas, como a Daubechies com quatro coeficientes, não apresentaram atrasos no tempo.

Alves e Fonseca (2014) apresentaram um método para detecção de falhas para um sistema de distribuição radial utilizando a TWD a partir de medições de corrente, monitoradas apenas na subestação e nas fases dos alimentadores. O método aproveita as propriedades da transformada *wavelet* para detectar, localizar e distinguir os problemas provenientes de curto-circuito com os problemas de QEE. O algoritmo coleta um conjunto de dados, do sistema em funcionamento normal, que serão utilizados como referência para as análises do sinal em tempo real. A *wavelet* mãe utilizada foi a *Symlet* com cinco coeficientes. Alves e Fonseca (2014) verificaram que o sétimo nível de detalhamento é o que melhor distingue um curto-circuito de distúrbios relacionados com a qualidade de energia. Os resultados mostraram que o algoritmo é eficaz para o diagnóstico de todos os tipos de falhas envolvendo curtos-circuitos e tem um grande potencial para aplicações *online*. Entretanto, o tempo de processamento do algoritmo foi elevado e não foram realizados estudos sobre a influência da *wavelet* mãe no desempenho do algoritmo.

2.3 Proteção de Sobrecorrente

A entrada de novas fontes de GD no sistema de distribuição modifica os sistemas de proteção convencionais. Entretanto, devido a importância dos sistemas de proteção de sobrecorrente, a utilização desta proteção não ficará em desuso nos sistemas com geradores distribuídos tornando-se mais uma ferramenta para a detecção de ilhamentos no sistema de distribuição.

El-Khattam e Sidhu (2009) apresentaram duas abordagens para recuperar o *status* de coordenação do relé de sobrecorrente direcional em um IPDS (*Interconnected Power Delivery Systems*). A primeira abordagem, para sistemas de proteção adaptativa, seleciona o número mínimo ideal de relés de sobrecorrente, sua localização e suas configurações. A segunda abordagem, para sistemas de proteção não-adaptativa, obtém o mínimo FCL (*Fault Current Limiter*) ótimo para limitar a corrente de falta do gerador distribuído e restaurar o *status* da coordenação do relé sem alterar as configurações dos relés originais. Para um sistema de proteção adaptativa, a primeira abordagem foi capaz de obter o número mínimo ideal de relés, suas localizações e configurações do sistema de proteção adaptativa existente. Entretanto, esta abordagem pode não ser aplicável para um número maior de geradores distribuídos. Na segunda abordagem, para um sistema de proteção não-adaptativo existente, o FCL foi introduzido para limitar a corrente local do gerador distribuído durante a falta e obter o novo *status* de coordenação do relé sem alterar os ajustes do relé de origem. Os resultados mostraram que esta segunda abordagem é aplicada a qualquer número ou capacidade dos geradores distribuídos. Entretanto, como as

capacidades individuais dos geradores distribuídos aumentam, o valor da impedância e os custos do FCL aumentam, o que pode torná-lo economicamente inviável.

Mahat et al. (2011) apresentaram um método de proteção de sobrecorrente adaptativo para sistemas de distribuição com geradores distribuídos. A proteção adaptativa consegue superar as problemáticas do sistema de proteção de sobrecorrente convencional atualizando as características de disparo dos relés, a partir de informações locais, quanto às alterações do sistema (como ilhamento e a perda de alguns geradores distribuídos). Algoritmos de detecção do estado de operação dos relés são utilizados para alterar a definição da rede, condição normal ou de ilhamento. O método assume que a condição inicial do sistema é conhecida e é válido para a perda dos geradores distribuídos, lhamentos e reconexões da rede. O método utiliza os estados e os algoritmos de detecção para determinar a condição da rede para atualizar as características dos *trips* dos relés e eliminar a falta no menor tempo possível, satisfazendo a filosofia de proteção. O método apresenta-se eficiente para a proteção de sistemas de distribuição contra ilhamentos.

Coffele et al. (2012) apresentaram um estudo sobre proteção contra as zonas de não-deteção por meio da apresentação de um estudo detalhado do impacto da GD na proteção de sobrecorrente. O estudo considera todos os fatores relevantes como nível de falta, nível de penetração, localização e tecnologia da GD, o tipo, a localização e a resistência de falta. As simulações permitiram quantificar quando as zonas de não-deteção podem ocorrer e demonstrar que, para faltas entre fases, a GD diminui a zona de não-deteção, enquanto que para faltas envolvendo a terra a GD aumenta a sensibilidade da proteção de neutro. O estudo mostrou que os problemas das zonas de não-deteção não ocorrem necessariamente nas piores condições do sistema e que a presença da GD melhora a sensibilidade das proteções de neutro e neutro sensível e não afeta a sensibilidade da proteção de fase. Quanto a proteção de tempo inverso definido, utilizado na proteção de faltas bifásicas, o tempo de funcionamento aumenta ligeiramente na presença da GD. O aumento nos intervalos de tempo na proteção foi quantificado para os vários cenários na presença de GD. Foi ainda demonstrado que o aumento no intervalo de tempo não causa problemas significativos.

Jones e Kumm (2014) apresentaram as limitações da proteção de sobrecorrente não-direcional e os problemas quando um elemento direcional é configurado incorretamente. A utilização de proteção não-direcional, em sistemas com GD, pode não proporcionar segurança e sensibilidade necessária para detecção de falhas em pontos remotos do sistema. Com isso, na utilização da proteção direcional faz-se necessária para definir os picos das sobrecorrentes para obter a sensibilidade adequada para as faltas remotas. Entretanto, definir o elemento direcional por meios tradicionais fornece riscos de confiabilidade para os diferentes tipos de geradores distribuídos. Uma função de entrada de carga pode resolver

o problema dos relés de sobrecorrentes direcionais por oferecer segurança na detecção dos ângulos de falta sem comprometer a detecção das faltas por parte da planta de proteção do gerador distribuído. Esta abordagem tem sido validada em aplicações de plantas de proteção de sistemas com energia renovável através de uma grande quantidade de condições de funcionamento.

Zeineldin et al. (2015) apresentaram um método de coordenação de proteção ideal para as malhas do sistema de distribuição com GD utilizando relés de sobrecorrente direcional utilizando configurações duais. O problema de coordenação de proteção de um relé dual é formulado como um problema de programação não-linear, com o objetivo de minimizar o tempo total de operação dos relés durante as operações primária e de *backup*. Uma das vantagens deste método é que um único relé pode exercer a função de dois relés direcionais. O método apresentou uma redução de aproximadamente 50% do tempo comparado com o esquema convencional. Além disso, o método independe do tipo do gerador distribuído, da localização e do tamanho. Os relés de ajuste dual podem alcançar o isolamento de falhas mais rápido e, assim, aumenta as chances da GD ser atingida pela condição de falta. Embora isso possa resultar em benefícios econômicos e técnicos, os relés de configuração dual fornecem funcionalidade adicional que pode resultar em custos adicionais em comparação com o relé direcional convencional.

Alkaran et al. (2015) apresentaram um método analítico para calcular a matriz de impedância do sistema em condição de falta com objetivo de determinar o ponto crítico da falta com precisão. Neste trabalho, os relés de sobrecorrente foram coordenados por meio do ponto crítico da falta para aumentar a precisão na coordenação dos relés de sobrecorrente. As principais contribuições deste trabalho foram: uma nova abordagem para calcular a matriz de impedância do sistema elétrico de potência; a corrente do sistema pode ser calculada em cada ponto da rede na condição de falta a partir da matriz de impedância; o ponto crítico da falta é calculado com base em um método analítico; e o algoritmo de coordenação do relé é modificado considerando a determinação do ponto crítico da falta. A coordenação é satisfeita em todas as zonas de proteção do relé primário. Além disso, quando comparado com outros métodos, o método apresentou configurações precisas.

Saleh et al. (2015) propuseram uma nova característica de *trip* que envolve tempo, magnitude da corrente e da tensão para relés de sobrecorrente direcionais. O método pode alcançar uma maior redução dos tempos dos relés em redes de distribuição em malha. O método baseia-se na utilização da magnitude da tensão e da corrente em faltas para determinar o tempo de operação do relé de sobrecorrente direcional. Além das configurações tradicionais, o método inclui um parâmetro na configuração do relé que considera a magnitude da tensão no ajuste do tempo de operação. Este novo parâmetro pode ser um

valor fixo para todos os relés presentes no sistema ou cada relé pode ter o seu valor para obter o melhor ajuste. O método assegurou uma coordenação eficaz de todos os casos simulados. Além disso, o método foi capaz de diminuir o tempo total de operação do relé na ausência e na presença dos geradores distribuídos. Conclui-se que o tempo reduzido depende da estrutura do sistema, do tipo, número, capacidade e localização das unidades de GD.

Coffele, Booth e Dysko (2015) apresentaram um método de proteção de sobrecorrente adaptativo que modifica automaticamente as configurações de proteção de todos os relés de sobrecorrente, presentes no sistema, em resposta ao impacto dos geradores distribuídos, o ANM (*Active Network Management*) e as operações de ilhamento. O método estabelece configurações de proteção ótimas e aplica estas configurações diretamente nos relés quando ocorre uma mudança significativa na rede elétrica. O método reduz as falsas operações e diminui o tempo de operação dos relés em relação ao método convencional utilizado nos relés de sobrecorrente. A diferença do método de proteção de sobrecorrente adaptativa em relação aos demais métodos adaptativos apresentados na literatura é que este método possui uma maior flexibilidade e cobertura completa de todos os eventos que podem influenciar no comportamento do sistema de proteção.

2.4 Síntese do Capítulo

Na Tabela 2.1 é apresentado, em ordem cronológica, um resumo da revisão bibliográfica relacionando o objetivo do estudo (análise da proteção) dos sistemas elétricos de potência com GD e a técnica utilizada para tal. Nesta tabela são apresentadas as técnicas validadas com uso de simulações ou experimentos.

No levantamento bibliográfico foram verificados os principais métodos de detecção de ilhamentos passivos, ativos e remotos em sistemas que possuem geradores distribuídos. As técnicas com melhores resultados quanto à detecção de ilhamentos são as remotas. Porém, seu elevado custo de implementação é sua principal limitação. Técnicas ativas injetam distúrbios no sistema degradando a QEE. Técnicas passivas são de fácil implementação e baixo custo, sendo bastante empregadas na detecção de ilhamentos no sistema. Verificou-se também que a transformada *wavelet* vem sendo utilizada na detecção das condições de ilhamento no sistema elétrico. Por fim, observa-se que a proteção de sobrecorrente vem tornando-se alvo de estudos recentes nos sistemas com fontes de GD.

Tabela 2.1: Resumo da revisão bibliográfica.

Referência	Técnica empregada	Validação	
		Simulação	Experimental
Redfern, Usta e Fielding (1993)	Variação de potência média	✓	-
Ropp, Begovic e Rohatgi (1999)	AFD	✓	-
Ropp et al. (2000)	<i>Power line carrier communication</i>	✓	✓
Smith, Onions e Infield (2000)	SMS e AFD	✓	-
Jang e Kim (2004)	<i>Change of power output</i>	✓	-
Freitas, Huang e Xu (2005)	Método de fluxo de carga	✓	-
Vieira et al. (2006)	Relé de frequência e VS	✓	-
Vieira et al. (2008)	Relé de frequência e tensão	✓	-
Pigazo et al. (2009)	Transformada <i>wavelet</i>	✓	✓
El-Khattam e Sidhu (2009)	Relé de sobrecorrente direcional	✓	-
Ukil, Deck e Shah (2010)	Relé de sobrecorrente direcional	✓	-
Etxegarai, Eguía e Zamora (2011)	Métodos remotos	-	-
Mahat et al. (2011)	Proteção adaptativa	✓	-
Ray, Kishor e Mohanty (2012)	Transformada <i>wavelet</i> e <i>S</i>	✓	-
Coffele et al. (2012)	Comparação de Relés	✓	✓
Far, Rodolakis e Joos (2012)	Relés inteligentes	✓	-
Ukil, Deck e Shah (2012)	Proteção de sobrecorrente	✓	-
Samui e Samantaray (2013)	WSE	✓	-
Gomez et al. (2013)	-	-	-
Madani et al. (2013)	Relés inteligentes	✓	-
Trindade, Nascimento e Vieira (2013)	Método de fluxo de carga	✓	-
Barreto et al. (2013)	Transformada <i>Wavelet</i>	✓	✓
Abbey, Brissette e Venne (2014)	Sistema <i>Autoground</i>	✓	-
Jones e Kumm (2014)	Fluxo de potência	✓	-
Alves e Fonseca (2014)	Transformada <i>Wavelet</i>	✓	-
Faqhruldin, El-Saadany e Zeineldin (2014)	<i>Random forest</i>	✓	-
Bejmert e Sidhu (2014)	Bancos de Capacitores	✓	✓
Zeineldin et al. (2015)	Relé de sobrecorrente direcional	✓	-
Hosani, Qu e Zeineldin (2015)	<i>Transient stiffness</i>	✓	-
Liu et al. (2015)	Medição fasorial	✓	-
Alkaran et al. (2015)	Medição fasorial	✓	-
Saleh et al. (2015)	Características do sistema	✓	-
Coffele, Booth e Dysko (2015)	Proteção de sobrecorrente	✓	✓

Capítulo 3

Fundamentos dos Sistemas de Proteção

Neste capítulo é apresentado o processo de modernização do sistema elétrico de potência, com a entrada das fontes de GD, as normas de regularização do mercado de energia para esta nova configuração, as características de um ilhamento e as técnicas de proteção passiva, dando-se ênfase às proteções de sobrecorrente e sub/sobretensão.

3.1 Modernização do Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico de potência típico brasileiro é caracterizado pela centralização da geração de energia, comumente composto por geradores síncronos de alta potência e localizados distantes dos centros consumidores. Porém, este cenário vem modificando-se com a integração de geradores distribuídos ao sistema elétrico (Figura 3.1). A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos (BARBOSA; AZEVEDO, 2014). Conforme a Figura 3.1, os geradores distribuídos surgem como uma alternativa para o crescimento dos centros consumidores, permitindo a descentralização da energia, levando a geração de energia mais próxima ao consumidor final, diminuindo, assim, o custo e perdas elétricas na transmissão da energia. Essa nova alternativa energética vem atraindo o interesse tanto das concessionárias quanto dos consumidores de energia, que tornam-se produtores e, em alguns casos, fornecedores de energia à rede elétrica (XU; MAUCH; MARTEL, 2004).

Os geradores distribuídos são caracterizados pela proximidade com a região de consumo, produção em pequena escala, conexão à rede de alta, média e baixa tensão, potência de geração reduzida e o emprego de diversas tecnologias (BARBOSA; AZEVEDO, 2014). Os geradores distribuídos também ganham força devido às questões ambientais, como o esgotamento dos recursos não-renováveis pelas usinas convencionais que utilizam combustíveis fósseis (GOMEZ; MORCOS, 2005), e para redução da dependência

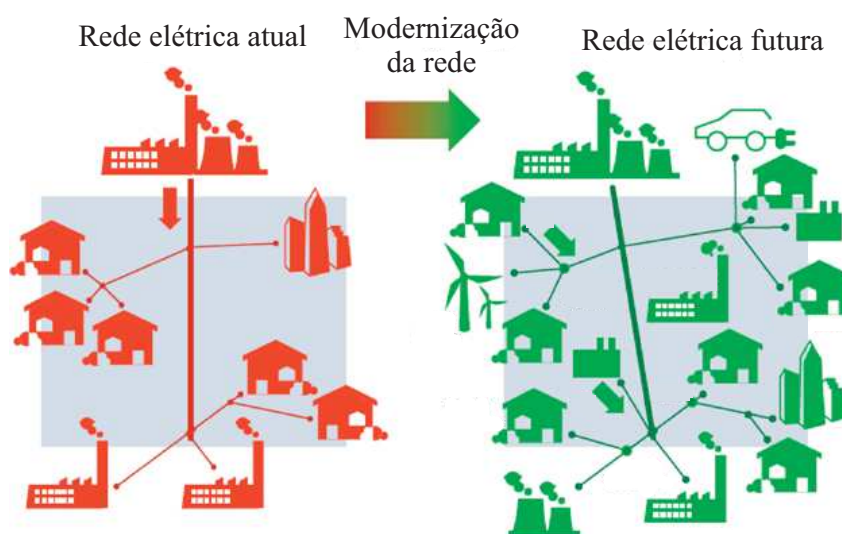


Figura 3.1: Modernização da rede elétrica (OZIMEK, 2011).

em uma única fonte de energia, a exemplo das hidroelétricas no Brasil. Devido aos seus benefícios e as diferentes tecnologias e tamanhos, o número de geradores distribuídos conectados as redes de distribuição tem aumentado significativamente. Entretanto, esta nova tecnologia requer sistemas mais sofisticados de controle, operação e proteção à rede (TRINDADE; NASCIMENTO; VIEIRA, 2013).

Um dos principais problemas desta nova tecnologia é a proteção anti-ilhamento. Ilhamento ocorre quando parte da rede elétrica é desconectada do alimentador principal do sistema elétrico mas continua energizada pelo gerador distribuído. Os métodos de detecção de ilhamento variam de acordo com o tipo do gerador distribuído. O uso de cada método irá depender do compromisso entre custo e simplicidade, ou maximizar a confiabilidade dos métodos de detecção de ilhamento, para maximizar a disponibilidade de energia do gerador distribuído (XU; MAUCH; MARTEL, 2004). Por isso, várias estratégias para lidar com as questões de proteção anti-ilhamento, a exemplo a integração dos geradores distribuídos à rede de energia elétrica, são necessárias.

3.2 Regularização do Mercado de Energia

Em dezembro de 2012 entrou em vigor a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), com o objetivo de estabelecer as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica.

A resolução normativa defini microgeração como uma central geradora de energia com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectada à rede de distribuição. Minigeração é definida como uma central geradora com potência instalada superior a 100 kW e inferior a 1 MW para as mesmas fontes bases citadas anteriormente.

A resolução normativa nº 482 trata do acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica, do sistema de compensação de energia, da medição de energia elétrica e das responsabilidades por dano ao sistema elétrico.

Sistemas de compensação de energia elétrica são sistemas no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local, sendo posteriormente compensada (ANEEL, 2012).

3.3 Características de um Ilhamento

A seguir serão apresentadas as formas de ilhamento em um sistema de distribuição e as técnicas utilizadas para detecção de ilhamentos no sistema elétrico de potência.

3.3.1 Formação de Ilhamentos por Gerador Distribuído

Na Figura 3.2 é ilustrado um sistema com GD, formado por uma subestação de 230 kV com dois transformadores e alguns alimentadores. O G1 e o G2 são geradores distribuídos de indução e síncrono, respectivamente, que são tipicamente conectados a rede primária devido ao seu tamanho. O G3 é um inversor baseado em sistemas fotovoltaico, conectado a baixa tensão de alimentadores secundários.

Duas situações de ilhamento são ilustradas na Figura 3.2, Ilha1 e Ilha2. A Ilha1 forma-se a partir da abertura do disjuntor C, devido a uma falta (Falta 1) em um alimentador próximo ao G1, que leva a abertura do disjuntor C que, por sua vez, leva a desconexão da rede principal de energia do G1. Entretanto, em virtude de problemas de coordenação/proteção, a proteção do G1, por meio do disjuntor D, não atua. Devido à não abertura do disjuntor D, o G1 continua fornecendo energia às cargas a ele conectadas, e também fornece energia a falta não extinta, tornando-se um risco para as regiões próximas. Outro caso ilustrado é a formação da Ilha2, em função da queima do fusível F, devido a uma falta (Falta 2), isolando o G3 do sistema principal de energia. Assim como na Ilha1, na Ilha2 a proteção do G3 não atuou, e este passa a fornecer energia as cargas a ele conectadas. Entretanto, neste caso, a potência de geração do G3 é inferior a potência consumida

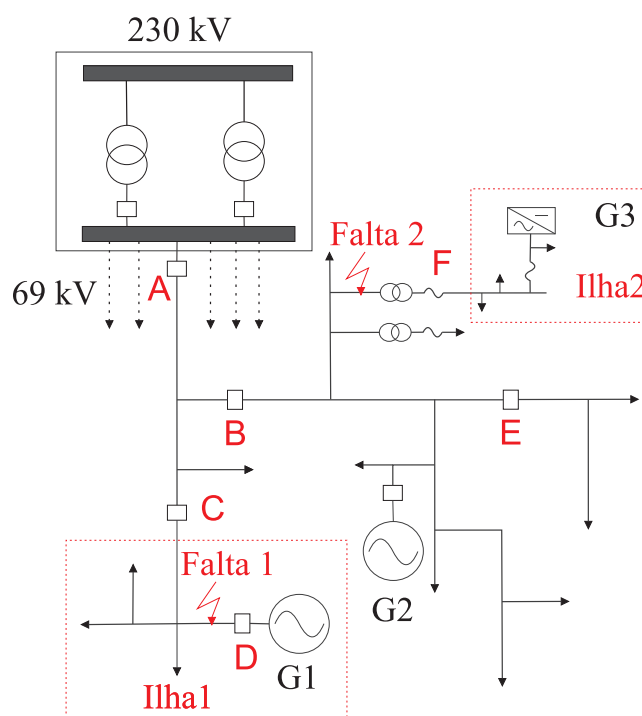


Figura 3.2: Sistema de distribuição com três geradores distribuídos (XU; MAUCH; MARTEL, 2004).

pelas cargas, o que resulta na sobrecarga do G3 e na perda da QEE fornecida as cargas consumidoras.

Uma situação de ilhamento, assim como ilustrado na Figura 3.2, é irregular, apresentando um comportamento imprevisível devido as diferenças entre as cargas e os geradores e a ausência de reguladores de tensão e corrente. As principais preocupações relacionadas à condição de ilhamento são (XU; MAUCH; MARTEL, 2004; PEREIRA, 2007; VIEIRA, 2011):

- a tensão e a frequência fornecida aos consumidores finais que se encontram no sistema ilhado podem sofrer variações significativas se os geradores distribuídos não possuírem reguladores de tensão e frequência. Isto pode provocar danos aos equipamentos dos consumidores finais. Nesse caso, o proprietário do gerador distribuído pode ser considerado responsável pelas consequências;
- o ilhamento pode construir uma situação de perigo quando realiza-se manutenção em alimentadores, por parte da concessionária, que encontram-se energizados pelos geradores distribuídos;
- no processo de reconexão do gerador distribuído ao sistema, este pode danificar-se devido à falta de sincronismo entre o gerador distribuído e o restante do sistema.

Este religamento pode injetar uma corrente de amplitude elevada nos geradores, podendo também resultar em uma nova desconexão do sistema;

- o ilhamento pode interferir no reabastecimento, manual ou automático, do sistema a consumidores próximos.

A prática da indústria atual é de desconexão imediata de todos os geradores distribuídos, prevenindo assim danos aos equipamentos, tanto do proprietário do gerador, como das concessionárias e dos consumidores finais, além de eliminar riscos à vida humana e de animais em geral (XU; MAUCH; MARTEL, 2004; PIGAZO et al., 2009).

3.3.2 Detecção de Ilhamento em um Sistema de Energia

Para identificação de ilhamentos é necessário que o esquema de detecção opere para qualquer possível formação de ilha e no menor tempo possível. Cada formação de ilha pode ser resultado de diferentes combinações de cargas e geradores distribuídos, assim, cada ilha apresenta um comportamento diferente (XU; MAUCH; MARTEL, 2004). Os religadores dos esquemas de proteção anti-ilhamento devem operar para todos os possíveis cenários de ilhamento. O esquema de proteção deve detectar a ocorrência de um ilhamento no menor tempo possível, prevenindo os geradores distribuídos do religamento sem sincronismo (PIGAZO et al., 2009).

As técnicas anti-ilhamento podem ser classificadas em duas categorias: esquemas de detecção remota e local, como ilustrado na Figura 3.3 (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008). Os esquemas de detecção remota utilizam-se das telecomunicações como meio de alertar e enviar comandos de *trip* para os geradores distribuídos na ocorrência de um ilhamento, independente do tipo de gerador envolvido.

Os esquemas de detecção local utilizam-se de medidas dos sinais de tensão e corrente para detecção de ilhamentos. A detecção ocorre quando estes sinais ultrapassam os limites estabelecidos de funcionamento normal. A detecção local, como ilustrado na Figura 3.3, é dividida em três subtipos: método de detecção passivo, que baseia-se apenas nas medidas dos sinais de tensão e corrente; método de detecção ativo, no qual injetam-se perturbações no sistema e detectam-se as condições de ilhamento baseadas na resposta do sistema; e os métodos híbridos, que combinam a eficácia de abordagens ativas e passivas, podendo ser aplicado como uma alternativa (PIGAZO et al., 2009).

As técnicas passivas são baseadas em medidas de tensão e corrente no PCC (*Point of Common Coupling*) entre o gerador distribuído e a concessionária. Uma situação de ilhamento é detectada quando estas magnitudes ultrapassam os limites de normalidade do sistema, sendo assim, o gerador distribuído deve ser desconectado da rede. Os métodos

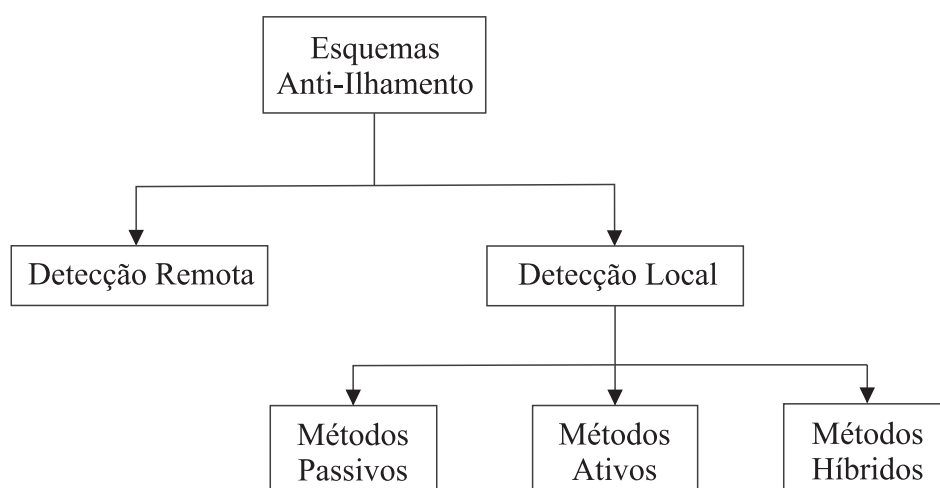


Figura 3.3: Classificação dos esquemas anti-ilhamento.

baseados nas técnicas passivas são os que apresentam menor custo e maior simplicidade (MAHAT et al., 2011). Os esquemas de detecção local variam de acordo com o tipo de gerador distribuído, podendo ser um gerador síncrono ou baseado em inversores. Neste trabalho serão propostos e avaliados proteções que possam ser utilizadas para detecção de ilhamentos (proteção de sobrecorrente e sub/sobretensão) que enquadram-se na denominação de técnicas passivas.

3.4 Proteção de Sobrecorrente

Sobrecorrentes são eventos comuns que ocorrem no sistema elétrico de uma forma geral, sendo divididos em dois diferentes níveis: sobrecargas e curtos-circuitos. Sobrecargas são variações moderadas da corrente que flui no sistema elétrico, enquanto curtos-circuitos são variações extremas da corrente que flui no sistema elétrico de potência (MAMEDE; MAMEDE, 2013). Quando estas correntes anormais ultrapassam a corrente mínima de atuação, o relé de sobrecorrente é sensibilizado, enviando, assim, o comando de abertura ao disjuntor a ele associado. Os estudos de proteção contra sobrecorrente objetivam a máxima segurança de pessoas e animais, em casos de faltas que envolvam a terra, assim como a segurança dos equipamentos e materiais dos sistemas elétricos de potência (CIPOLI, 1993).

Na Figura 3.4 é ilustrada uma corrente com falta e o módulo dos coeficientes de Fourier normalizados com o regime permanente pré-falta, sendo o instante de ocorrência da falta representado pela variável k_i . Uma sobrecorrente é caracterizada pelo aumento abrupto na magnitude da corrente em que, neste caso, o valor chega a quase 3 pu do

regime permanente pré-falta. Um aumento abrupto de corrente pode ocasionar danos graves aos equipamentos do sistema elétrico e por em risco a vida das pessoas. Quando uma sobrecorrente surge no sistema, o aumento do valor dos coeficientes de Fourier não ocorre instantaneamente, demandando um certo intervalo de tempo até atingir o seu valor máximo.

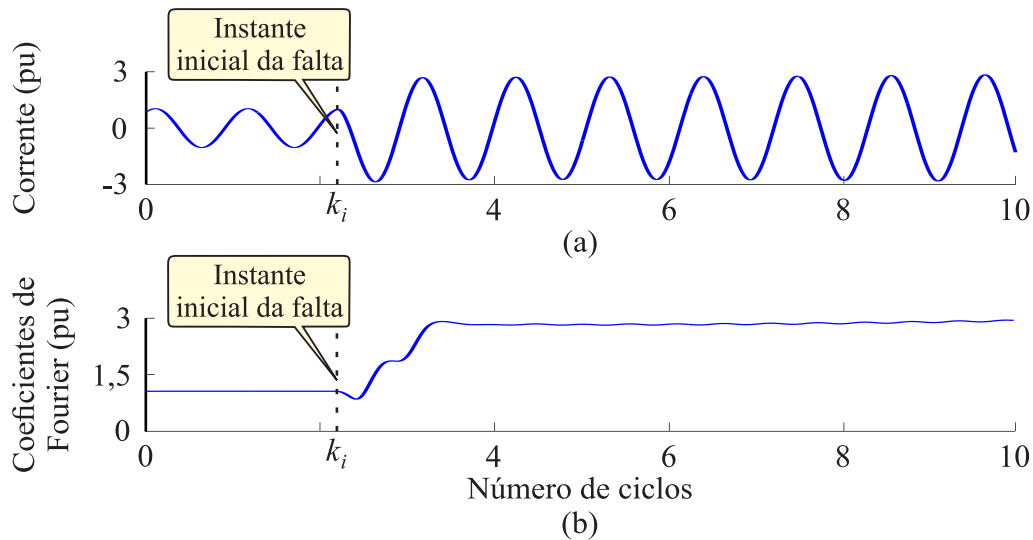


Figura 3.4: Sinal de sobrecorrente de falta: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier.

A presença de GD em sistemas elétricos aumenta o risco de falhas nos esquemas de proteção convencionais. Um dos esquemas de proteção mais afetado é a n ; de proteção de sobrecorrente, pois a presença de geradores distribuídos, em alimentadores de distribuição, pode levar a falhas na operação dos indicadores de corrente de falta (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Quando considera-se o impacto da GD em redes de distribuição, diversas mudanças devem ser realizadas no sistema, como por exemplo (BOLLEN; HASSAN, 2011):

- mudanças nas configurações de proteção: uma nova coordenação de proteção é recomendada sempre que um gerador for conectado à rede de distribuição de maneira que problemas de coordenação sejam minimizados;
- intervalo de tempo adicional na coordenação da proteção: quando em um alimentador são conectados grandes quantidades de GD, superior a 25-50% da classificação dos transformadores, problemas de coordenação ocorrem, necessitando-se a introdução de novos intervalos de tempo. Entretanto, a adição de novos intervalos de tempo podem causar problemas relacionados ao limite da corrente de falta suportada pelos transformadores ou cabos e questões de segurança pessoal. Neste caso, necessitam-se de transformadores dedicados para os geradores;

- disjuntores adicionais: para alimentadores longos, a diferença entre a corrente mais alta de carga e a mais baixa de falta deve tornar-se pequena para um religador de proteção. Isto requer a instalação de disjuntores ao longo do alimentador. Para alimentadores próximos do seu comprimento máximo, uma quantidade de carga crescente deve também resultar na necessidade de disjuntores extras;
- novos conceitos de proteção: quando dois ou mais alimentadores conectados a um mesmo transformador, têm uma quantidade significativa de geradores, não é possível obter seletividade com apenas a proteção de sobrecorrente. Outras soluções são necessárias como proteção direcional e comunicação entre os relés.

Devido à grande importância da proteção de sobrecorrente nos sistemas de geração de energia e da necessidade de estudos de proteção e coordenação com a entrada das novas fontes de geração, faz-se necessário o estudo destes esquemas de proteção com o objetivo de tornar o sistema mais confiável.

3.4.1 Curvas Características

As características de tempo de atuação dos relés de sobrecorrente são representadas por suas curvas tempo *versus* corrente, que variam de acordo com o tipo de relé (disco de indução, estático, digital). Na época dos relés de indução, a escolha das características do equipamento era feita no momento da compra, não podendo ser posteriormente alterada. Atualmente, fabricam-se relés digitais que em sua maioria permitem a escolha do tempo de atuação apenas alterando-se os parâmetros do próprio relé (MARDEGAN, 2010).

Os relés de sobrecorrente possuem dois tipos de curvas características, curva de tempo definido e curva de tempo dependente. Na Figura 3.5 é ilustrada a curva de tempo definido, que possui o mesmo tempo de atuação (T_{atua}) para qualquer valor acima da corrente mínima de atuação (I_{MIN}). Este tipo de modelo é geralmente utilizado quando a corrente de curto-circuito é bastante elevada e necessita da rápida atuação do sistema de proteção.

Nas curvas de tempo inverso, o tempo de atuação é inversamente proporcional à amplitude da corrente de curto-circuito, ou seja, o tempo de atuação diminui à medida que a amplitude da corrente de curto-circuito aumenta e vice-versa. Os modelos mais usados pelos relés digitais são as curvas de acordo com a norma IEC 60255-3 (curvas IEC) ou de acordo com a norma IEEE C37.112 (curvas ANSI), sendo que estas curvas diferem nas equações e nos parâmetros que as constroem (SILVA, 2008).

As curvas de tempo dependente são classificadas comumente em três grupos: inversa (I), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI). Na Figura 3.6 são ilustradas as inclinações de cada curva. A escolha da curva depende das características e condições de

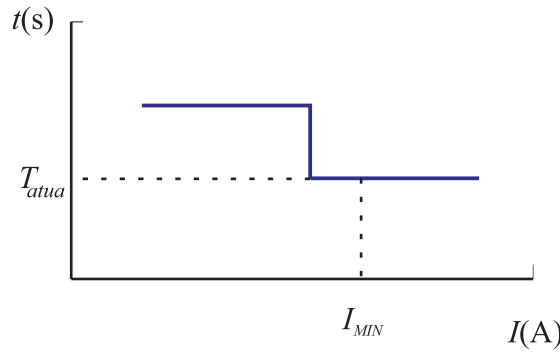


Figura 3.5: Curva característica de tempo definido.

coordenação dos relés. Estas curvas são definidas pela norma IEEE C37.112, a partir de equações exponenciais do tipo (IEEE, 1997):

$$T_{atua} = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) n, \quad (3.1)$$

sendo,

$$M = \frac{I}{I_s}, \quad (3.2)$$

nas quais as constantes A , B e P dependem do tipo de curva conforme a Tabela 3.1 (IEEE, 1997), o T_{atua} corresponde ao valor de tempo em que o relé irá atuar, as correntes I e I_s correspondem à corrente medida e a corrente de *start*, respectivamente, n corresponde ao valor do TMS (*Time Multiplier Settings*) que permite o deslocamento das curvas ao longo do eixo dos tempos e M corresponde ao múltiplo da corrente de operação.

Tabela 3.1: Tipos de curvas e suas constantes segundo a norma IEEE C37.112.

Tipo de Curva	A	B	P
I	0,0515	0,1140	0,02
MI	19,61	0,491	2,0
EI	28,20	0,1217	2,0

3.4.2 Unidades 50/50N e 51/51N

As unidades de sobrecorrente instantâneas de fase e neutro (50/50N) pode atuar instantaneamente ou segundo um tempo previamente definido quando a corrente que está sendo medida ultrapassa o limiar estabelecido. Estes relés atuam com dois parâmetros: corrente mínima de atuação e tempo de atuação (MAMEDE; MAMEDE, 2013). O tempo

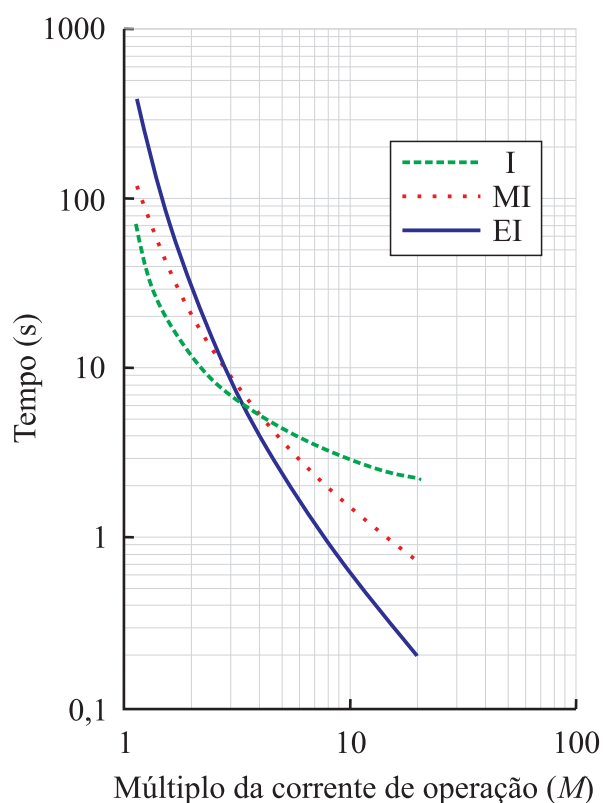


Figura 3.6: Inclinações das curvas de tempo dependente.

de atuação depende do tipo do relé, da fabricação e do projeto de proteção.

As unidades 51/51N (sobrecorrente temporizadas de fase e neutro, respectivamente) tem dois parâmetros: a corrente mínima de atuação (*pickup*) e o tempo de atuação (HOLROWITZ; PHADKE, 2008). A corrente mínima de atuação corresponde ao ajuste de partida que será responsável pela atuação do relé. Nos relés temporizados, o tempo de atuação é determinado de acordo com as curvas características, que tem uma relação tempo-corrente. Além disso, a configuração do tempo de atuação permite a coordenação entre relés ou entre relés e outros dispositivos de proteção do sistema elétrico ao qual está conectado.

3.4.3 Parametrização de um Relé de Sobrecorrente

A parametrização de um relé de proteção consiste na obtenção dos limiares que irão sensibilizar o sistema de proteção. As parametrizações das unidades de proteção de um relé de sobrecorrente temporizada e instantânea devem satisfazer às características peculiares do elemento a ser protegido. Para realização da parametrização dessas unidades é necessário a determinação da relação de transformação do TC (RTC) ao qual o relé

será conectado. A RTC que alimenta um relé deve atender as seguintes especificações (MAMEDE; MAMEDE, 2013; HOROWITZ; PHADKE, 2008):

$$I > \frac{I_{cs}}{FS}, \quad (3.3)$$

$$I_n = I_{carga}, \quad (3.4)$$

sendo I a corrente do TC, I_{cs} a máxima corrente de curto-circuito simétrica, FS o fator de sobrecorrente de saturação, I_n a corrente nominal do sistema e I_{carga} a corrente de carga do sistema. Na Equação 3.3, I deve ser maior que a razão entre I_{cs} (corrente passante no TC) e FS . Na Equação 3.4, a corrente nominal do sistema é igual a corrente de carga do sistema. A RTC deve ser o maior valor entre as equações 3.3 e 3.4.

Os ajustes da corrente mínima de atuação de relés de sobrecorrente devem obedecer os critérios de ajustes de cada unidade de fase (50/51) e de neutro (50N/51N). Os critérios de ajuste das unidades temporizadas de fase devem atender a seguinte equação (HOROWITZ; PHADKE, 2008):

$$I_{51} > \frac{k_f I_{carga}}{RTC}, \quad (3.5)$$

sendo I_{51} a corrente de partida (*tap*) da unidade 51 e k_f o fator de sobrecarga do sistema. Dessa maneira, I_{51} deve ser um valor maior que a razão entre I_{carga} no trecho protegido e a RTC, multiplicada pelo k_f .

Segundo Mamede e Mamede (2013), o cálculo da corrente de partida (*tap*) da unidade 51N (I_{51N}) é descrito a seguir por:

$$I_{51N} > \frac{k_n I_{carga}}{RTC}, \quad (3.6)$$

sendo k_n o valor da corrente de desequilíbrio do sistema. O valor da constante k_n deve ficar compreendido entre 0,1 e 0,3, que corresponde a máxima taxa de desequilíbrio admitida nos condutores de fase (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

O cálculo da corrente de partida (*tap*) da unidade de sobrecorrente instantânea (I_{50}) é dado por (MAMEDE; MAMEDE, 2013):

$$I_{50} > I_{51}F, \quad (3.7)$$

em que F é descrito como:

$$F < \frac{I_{as}}{I_{51}}, \quad (3.8)$$

sendo I_{as} a corrente de assimetria de curto-circuito trifásico. Sendo assim, F deve ser um valor menor que a razão entre I_{as} e I_{51} . A corrente I_{as} é definido por (HOROWITZ; PHADKE, 2008):

$$I_{as} = f_a I_{cs}, \quad (3.9)$$

sendo f_a o fator de assimetria.

A corrente mínima de atuação da unidade 50 de neutro deve ser inferior à menor corrente assimétrica de curto-circuito monopolar no trecho protegido. A corrente de partida (tap) da unidade 50N (I_{50N}) é dado por (MAMEDE; MAMEDE, 2013):

$$I_{50N} > I_{51N} F, \quad (3.10)$$

no qual a corrente I_{50N} deve ser um valor maior que o produto de (I_{51N}) pela constante F . Sendo F dado por:

$$F < \frac{f_a I_{CC,\phi Tmin}}{I_{51N}}, \quad (3.11)$$

sendo $I_{CC,\phi Tmin}$ a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo. O curto-circuito é dito mínimo quando existe resistência de falta entre a fase e a terra. Em que F é um valor menor que o produto do f_a por $I_{CC,\phi Tmin}$ dividido pela corrente mínima de atuação da unidade 51 de neutro (I_{51N}).

Neste trabalho foi adotada a parametrização apresentada por Horowitz e Phadke (2008) e Mamede e Mamede (2013). Entretanto, outras parametrizações podem ser utilizadas para verificação do desempenho do método proposto.

3.5 Proteção de Tensão

As unidades de sub/sobretensão são destinadas à proteção de sistemas elétricos submetidos a níveis de tensão inferiores ou superiores aos valores mínimos, de forma a garantir a integridade dos equipamentos elétricos em operação.

3.5.1 Proteção de Subtensão

A proteção de subtensões (função 27) tem por finalidade proteger máquinas elétricas, principalmente motores e geradores, das quedas de tensão que possam danificar esses equipamentos. Além disso, esta proteção também é responsável por retirar grandes geradores elétricos quando estão na iminência da perda de estabilidade. Segundo as normas

IEEE 1159-1995 (IEEE, 1995) e IEC 61000-4-30 (IEC, 2008), os limiares de afundamentos de tensão estão na faixa de 85% a 90% da tensão de referência do sistema.

Nos sistemas de transmissão e distribuição, as subtensões são principalmente devido às faltas (COSTA; DRIESEN, 2013). As subtensões também podem ser decorrentes de carregamento excessivo dos circuitos alimentadores, da conexão de grandes cargas à rede elétrica, do desligamento de banco de capacitores e, conseqüentemente, do excesso de reativo transportado pelos circuitos de distribuição, o que limita a capacidade do sistema no fornecimento de potência ativa e, ao mesmo tempo, eleva a queda de tensão (PAULILO; TEIXEIRA, 2013).

Segundo Paulilo e Teixeira (2013), os principais problemas ocasionados por afundamentos de tensão de longa duração são:

- possível interrupção de operação de equipamentos eletrônicos, como computadores e controladores eletrônicos;
- diminuição da potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores do sistema elétrico de potência;
- diminuição da iluminação nos circuitos de iluminação incandescente;
- aumento do intervalo de tempo de partida das máquinas de indução, o que pode provocar aquecimento nos enrolamentos da máquina.

Normalmente, os sistemas elétricos convencionais toleram tensões em níveis entre 85% e 90% do valor nominal por períodos de aproximadamente 2 s. Entretanto, a norma IEEE Std 1547-2003 apresenta os tempos de desconexão aceitáveis para sistemas com GD (IEEE, 2003). De acordo com a norma, as funções de proteção dos sistemas de interconexão devem detectar o valor eficaz ou o valor da frequência fundamental da tensão de fase. Quando o valor de tensão encontra-se na faixa da Tabela 3.2, o gerador distribuído deve ser desconectado da rede elétrica principal de acordo com os intervalos de tempo da Tabela 3.2. O tempo de desconexão é o intervalo de tempo entre o início da condição anormal do sistema e a desconexão do gerador distribuído da rede principal de energia. Para geradores distribuídos com potências inferiores a 30 kW, os valores da Tabela 3.2 são os valores máximos admissíveis de tempo de desconexão. Sendo a tensão de referência V dada por (COSTA; DRIESEN, 2013):

$$V = \frac{1}{\Delta k} \sum_{m=k-\Delta k+1}^k v_{RMS}(m), \quad (3.12)$$

em que $k \geq 2\Delta k - 2$, sendo $\Delta k = f_s / f$, f_s a frequência de amostragem e f a frequência do sinal; $V = \{V_a, V_b, V_c\}$ são os valores médios em um ciclo de tensão RMS (*Root Mean*

Square) $v_{RMS} = \{v_{aRMS}, v_{bRMS}, v_{cRMS}\}$ dos sinais de tensão $v = \{v_a, v_b, v_c\}$ para as três fases de um sistema trifásico.

Tabela 3.2: Tempo de desconexão dos sistemas com GD para sub/sobretensões.

Tipo de proteção	Valor de Tensão	T_{atua}^v (s)
Unidade 27	$V_{27} = 0,88V$	2
Unidade 59	$V_{59} = 1,1V$	1

De acordo com a Tabela 3.2, a unidade de proteção 27 irá atuar quando o valor de v_{RMS} for inferior a 88% de V . A unidade 59 de proteção será sensibilizada quando a tensão v_{RMS} medida for superior a 110% de V .

Na Figura 3.7 é ilustrado a tensão de fase na ocorrência de uma subtensão, em um sistema submetido a uma falta, e o seu valor RMS. O instante inicial da falta é representado pela variável k_i . As variáveis V_{27} e k_{27} representam o limiar de um afundamento de tensão de 88% do valor da tensão nominal e o instante em que a proteção detecta o afundamento de tensão, respectivamente. Quando a subtensão ocorre no sistema, o valor RMS necessita de um certo intervalo de tempo $((k_{27} - k_i)/f_s)$ até que o sistema de proteção seja sensibilizado, no qual esta ilustrado na Figura 3.7(b). De acordo com a Tabela 3.2, o tempo que o esquema de proteção contra subtensões irá demandar, para desconexão do sistema, será de $T_{atua}^v = 2$ s após k_{27}/f_s .

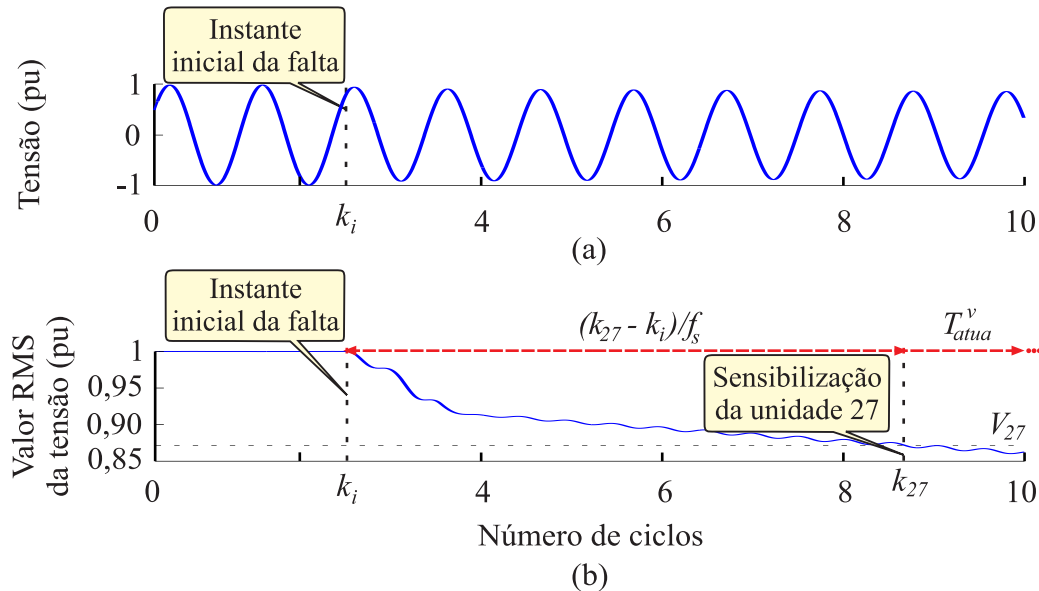


Figura 3.7: Cálculo do valor RMS para tensão: (a) tensão; (b) valor RMS.

3.5.2 Proteção de Sobretensão

Sobretensão, de acordo com a norma IEEE 1159-1995 (IEEE, 1995) e a norma IEC 61000-4-30 (IEC, 2008), inicia quando o valor da tensão RMS ultrapassa o limiar de 110% da tensão nominal do sistema elétrico de potência. Quando o valor da tensão ultrapassa um valor pré-ajustado, a proteção contra sobretensões (função 59) deverá atuar. Os relés de sobretensão podem ser classificados de acordo com o aspecto construtivo e o tempo de atuação (KINDERMANN, 2005).

As sobretensões possuem diferentes origens, podendo aparecer nos sistemas elétricos a partir de (MAMEDE; MAMEDE, 2013):

- descargas atmosféricas: são descargas elétricas de grande extensão e intensidade. As redes aéreas podem ser submetidas às sobretensões devido as descargas atmosféricas de forma direta ou indireta. As sobretensões por descargas atmosféricas são eventos que podem envolver todas as fases do sistema ou apenas uma fase;
- operações de chaveamento: decorrem normalmente da rejeição de grandes blocos de cargas, desligamentos intempestivos de alimentadores, perda de sincronismo entre dois subsistemas, eliminação de correntes de curto-circuitos, energização de linhas de transmissão, chaveamento de bancos de capacitores, dentre outros;
- curtos-circuitos monofásicos: em sistemas aterrados sob impedância elevada, quando ocorre um defeito monofásico, surgem sobretensões entre a fase e a terra que podem chegar ao valor de tensão de fase do sistema.

As sobretensões nos sistemas elétricos de potência podem provocar problemas como formação de arcos elétricos entre os condutores e nos isoladores, aumento da corrente de fuga dos para-raios, aumento dos esforços na isolação de transformadores, geradores síncronos e equipamentos elétricos.

No sistema elétrico de potência convencional, a proteção de sobretensão, assim como a proteção de sobrecorrente, possui unidade instantânea e temporizada. Entretanto, de acordo com a norma IEEE Std 1547-2003, os sistemas elétricos de potência levam em consideração o valor de tempo apresentado na Tabela 3.2, com as mesmas considerações apresentadas para os relés de subtensão (IEEE, 2003). Então, a proteção de sobretensão convencional só detecta sobretensões sustentadas, ou seja, para sobretensões de maior duração.

3.5.3 Parametrização de um Relé de Sub/Sobretensão

Os relés de tensão são conectados ao sistema por meio de transformador de potencial (TP), para o qual necessita-se determinar a relação de transformação do TP (RTP), como

segue (HOROWITZ; PHADKE, 2008):

$$RTP = \frac{V_n}{V_s}, \quad (3.13)$$

em que a RTP será igual a razão entre a tensão nominal do sistema (V_n), ao qual o TP será conectado, e a tensão do secundário do TP (V_s), geralmente 115 V (ABNT, 1993).

3.6 Síntese do Capítulo

Neste capítulo apresentou-se uma fundamentação teórica sobre a entrada da GD no sistema elétrico de energia, seu crescimento e suas problemáticas. O principal problema apresentado por essa nova forma de geração descentralizada é a formação de ilhamentos nos locais de instalação dos geradores distribuídos. Muitas técnicas de detecção de ilhamento têm sido propostas. Cada técnica apresenta suas próprias vantagens e limitações. A escolha de uma técnica anti-ilhamento depende do tipo de GD e das próprias características do sistema. Atualmente, tem-se necessidade de desenvolvimento de técnicas anti-ilhamento mais eficazes para melhorar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia pelos geradores distribuídos.

Foram descritas também as técnicas de proteção contra sub/sobretensão e sobrecorrentes que serão utilizadas neste trabalho. A proteção de sobrecorrente foi descrita junto com as curvas características e unidades de proteção. A proteção de sub/sobretensão foi também descrita em conformidade com a norma IEEE Std 1547-2003 para os sistemas com a presença de geradores distribuídos.

Capítulo 4

Técnicas de Processamento de Sinais

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada no cálculo recursivo dos coeficientes escala e *wavelet*, bem como suas respectivas energias, tanto para a versão convencional da transformada *wavelet* quanto para uma nova versão que leva em consideração os efeitos de borda. Apresentam-se também a transformada de Fourier e o método baseado no valor RMS.

4.1 Método do Valor RMS

O padrão IEC 61000-4-30 para medição de qualidade da energia elétrica apresenta um método baseado no valor RMS para obter a magnitude da tensão (válido também para corrente) em função do tempo. Comumente, medidores de QEE não utilizam a componente fundamental, mas o valor RMS sobre uma janela de um ou meio ciclo da frequência do sistema de potência para avaliação dos principais parâmetros de QEE. O cálculo da tensão ou da corrente eficaz de um ciclo pode ser repetido a cada meio ciclo. No entanto, Costa e Driesen (2013) propuseram que a tensão e a corrente eficaz podem ser definidas por meio de uma janela deslizante de um ciclo calculadas amostra por amostra, como segue:

$$v_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{\Delta k} \sum_{m=k-\Delta k+1}^k v^2(m)}, \quad (4.1)$$

$$i_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{\Delta k} \sum_{m=k-\Delta k+1}^k i^2(m)}, \quad (4.2)$$

em que $k > \Delta k - 1$, sendo $\Delta k = f_s / f$, f_s a frequência de amostragem e f a frequência do sinal. $v_{RMS} = \{v_{aRMS}, v_{bRMS}, v_{cRMS}\}$ e $i_{RMS} = \{i_{aRMS}, i_{bRMS}, i_{cRMS}\}$ são os valores RMS das tensões $v = \{v_a, v_b, v_c\}$ e correntes $i = \{i_a, i_b, i_c\}$, respectivamente.

Na Figura 4.1 é ilustrado o valor RMS (em pu) de um sinal de corrente com frequência fundamental $f=60$ Hz e frequência de amostragem $f_s=15,36$ kHz, na ocorrência de uma falta, com o objetivo de apresentar o comportamento da corrente RMS. O valor RMS não atinge o seu valor máximo instantaneamente devido ao efeito da janela de um ciclo e ao comportamento transitório dos sinais, podendo levar aproximadamente um ciclo até atingir a região de convergência para um novo valor de corrente.

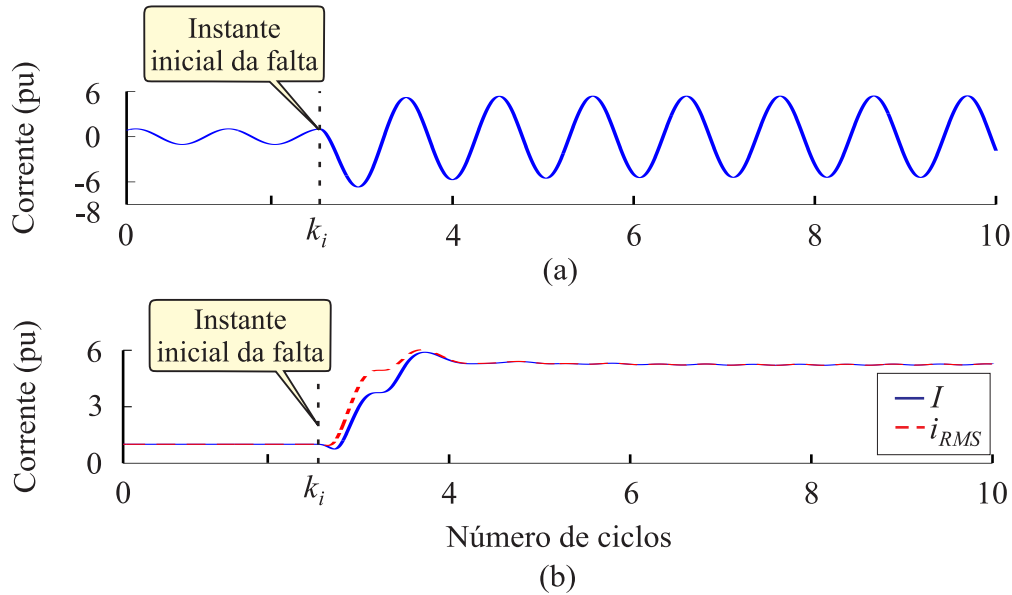


Figura 4.1: (a) Corrente em pu; (b) valor RMS e coeficientes de Fourier.

4.2 Transformada de Fourier

A transformada de Fourier é utilizada em diversas áreas da ciência como, por exemplo, em processamento de sinais e imagens, sendo a principal maneira de realizar uma mudança de domínio espacial em espectral. Os algoritmos baseados na análise de Fourier possuem implementação simples e apresentam grande eficiência no processo de filtragem e na rejeição de componentes harmônicas. Entretanto, estes algoritmos apresentam problemas em sinais não estacionários.

4.2.1 Transformada Discreta de Fourier de um Ciclo

O algoritmo de Fourier de um ciclo utiliza uma janela retangular de comprimento igual a um ciclo da componente fundamental (N amostras por ciclo), sendo possível a extração de $(N/2) - 1$ harmônicos. Os componentes fasoriais são dados por (PHADEK;

THORP, 2008):

$$I_c(k) = \frac{2}{N} \sum_{m=0}^{N-1} i(k-m) \cos\left(\frac{2\pi}{N}m\right), \quad (4.3)$$

$$I_s(k) = \frac{2}{N} \sum_{m=0}^{N-1} i(k-m) \sin\left(\frac{2\pi}{N}m\right), \quad (4.4)$$

sendo $i(k-m)$ uma amostra do sinal, I_c e I_s os coeficientes da série de Fourier e $N = f_s/f$ o número de amostras por ciclo da frequência fundamental f . A magnitude do fasor I é dado por:

$$I(k) = \sqrt{(I_c(k))^2 + (I_s(k))^2}, \quad (4.5)$$

sendo I a magnitude do fasor correspondente a componente de frequência fundamental da corrente i associada a corrente no tempo k/f_s .

Na Figura 4.1 é ilustrado uma comparação entre o algoritmo RMS (i_{RMS}) e o algoritmo de Fourier de um ciclo (I), ambos em pu, para um sinal de corrente na ocorrência de uma falta. O valor RMS do sinal de corrente e o fasor estimado de Fourier são similares em regime permanente pré-falta, diferenciando-se no regime transitório de falta, e em regime permanente de falta.

4.3 Transformada *Wavelet* Discreta - TWD

A transformada *wavelet* vem sendo utilizada recentemente em processamento de sinais, processamento de imagens, análises numéricas e modelos matemáticos. O conceito básico das *wavelets* é originado da transformada de Harr (1910), mas apenas na década de 80 as *wavelets* foram matematicamente formuladas, destacando-se o trabalho de Grossman & Morlet (1984) que propuseram a transformada *wavelet* contínua (TWC). A partir de então, passaram a se destacar as contribuições de Daubechies (1992), que apresentou o conceito da TWD, e Mallat (1989), que desenvolveu o conceito matemático para a análise multiresolucional, permitindo o cálculo da TWD pelo algoritmo piramidal (SILVA, 2009).

A partir da análise multiresolucional da TWD, um sinal discreto pode ser decomposto nos coeficientes escala e *wavelets*, em diferentes níveis de decomposição. Matematicamente, tem-se (PERCIVAL; WALDEN, 2000):

$$s_j(k) = \sum_n g(n-2k)s_{j-1}(n), \quad (4.6)$$

$$w_j(k) = \sum_n h(n-2k)s_{j-1}(n), \quad (4.7)$$

sendo $j \geq 1$, s_j e w_j os coeficientes escala e *wavelet* da escala j , respectivamente; g e h representam os filtros passa-baixa (filtro escala) e passa-alta (filtro *wavelet*), respectivamente.

Em processamento de sinais digitais, as Equações 4.6 e 4.7 representam os processos de filtragem digitais, seguidos por subamostragens por um fator de dois. Os coeficientes escala s_j e *wavelet* w_j , da escala j , são obtidos pela convolução dos coeficientes escala s_{j-1} , da escala $j-1$, com os filtros g e h , respectivamente, seguidos por uma subamostragem por dois (COSTA, 2010). Os coeficientes escala e *wavelet* da primeira escala são:

$$s_1(k) = \sum_n g(n-2k)x(n), \quad (4.8)$$

$$w_1(k) = \sum_n h(n-2k)x(n), \quad (4.9)$$

sendo $x = s_0$ o sinal original.

O processo de decomposição em apenas um estágio, apresentado pelas equações 4.8 e 4.9, é ilustrado na Figura 4.2, no qual o símbolo $\downarrow 2$ representa o processo de subamostragem por dois.

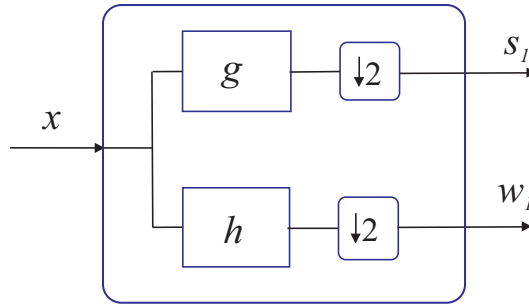


Figura 4.2: Bloco da TWD.

O sinal original $x = s_0$, com k_t amostras e espectro de frequência $[0 - f_s/2]$ Hz, é decomposto nos coeficientes escala e *wavelet* da primeira escala, respectivamente, sendo que a componente s_1 (saída subamostrada do filtro g) possui conteúdo de mais baixa frequência do sinal, enquanto a componente w_1 (saída subamostrada do filtro h) retém o conteúdo de mais alta frequência do sinal.

Pelo teorema de Nyquist e devido ao fato dos filtros g e h constituírem-se em filtros espelhados em quadratura, na primeira escala, os coeficientes escala possuem espectro de frequência variando de $[0 - f_s/4]$ Hz, enquanto os coeficientes *wavelet* variam de $[f_s/4 - f_s/2]$ Hz.

4.3.1 Filtros *Wavelet* e Filtros Escala da TWD

Os coeficientes dos filtros *wavelet* h e dos filtros escala g devem atender as propriedades a seguir (PERCIVAL; WALDEN, 2000):

$$\sum_{l=0}^{L-1} h(l) = 0, \quad \sum_{l=0}^{L-1} h(l)^2 = 1 \quad e \quad \sum_{l=0}^{L-1} h(l)h(1+2n) = 0, \quad (4.10)$$

$$\sum_{l=0}^{L-1} g(l) = \sqrt{2}, \quad \sum_{l=0}^{L-1} g(l)^2 = 1 \quad e \quad \sum_{l=0}^{L-1} g(l)g(1+2n) = 0, \quad (4.11)$$

com $n \in \mathbb{N}$ e $l = 0, 1, \dots, L-1$, em que L é um número par e representa o número de coeficientes dos filtros escala e *wavelet*. Os filtros escala e *wavelet* também são filtros espelhados em quadratura:

$$g(l) = (-1)^{l+1}h(L-l-1), \quad (4.12)$$

$$h(l) = (-1)^l g(L-l-1). \quad (4.13)$$

O número de coeficientes dos filtros escala e *wavelet* depende da escolha da *wavelet* mãe. Em aplicações de análises de distúrbios do sistema elétrico de potência, a família Daubechies é uma das mais conhecidas, sendo a Daubechies com 4 coeficientes, definida por $db(4)$, a *wavelet* mãe mais utilizada. Os coeficientes dos filtros escala e *wavelet* $db(4)$, por exemplo, são (DAUBECHIES, 1992):

$$g(0) = \frac{1+\sqrt{3}}{4\sqrt{2}}, \quad g(1) = \frac{3+\sqrt{3}}{4\sqrt{2}}, \quad g(2) = \frac{3+\sqrt{3}}{4\sqrt{2}} \quad e \quad g(3) = \frac{1-\sqrt{3}}{4\sqrt{2}}, \quad (4.14)$$

$$h(0) = g(3), \quad h(1) = -g(2), \quad h(2) = g(1) \quad e \quad h(3) = -g(0). \quad (4.15)$$

4.4 Transformada *Wavelet* Discreta Redundante - TWDR

A TWDR, também conhecida como transformada *wavelet* estacionária, apresenta um algoritmo similar a TWD. Porém, a TWDR torna-se invariante ao deslocamento no tempo por não apresentar o processo de subamostragem nos cálculos dos coeficientes *wavelet* e escala. Por isto, para algumas aplicações, como a detecção de transitórios eletromagnéticos em tempo real, a TWDR torna-se mais apropriada (COSTA; SOUZA; BRITO, 2010).

Na Figura 4.3 é apresentado o diagrama de blocos referente a um estágio da TWDR, sendo o sinal original x decomposto nos coeficientes *wavelet* w e escala s a partir dos filtros passa-baixa $\tilde{g}$ e passa-alta $\tilde{h}$, respectivamente.

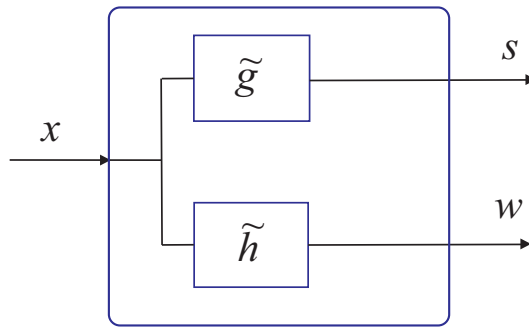


Figura 4.3: Bloco da TWDR.

Similar a TWD, os coeficientes escala s_j e os coeficientes *wavelet* w_j da TWDR, na escala j , são obtidos pela convolução dos coeficientes escala s_{j-1} , da escala $j - 1$, com os filtros $\tilde{g}$ e $\tilde{h}$, respectivamente, como segue (PERCIVAL; WALDEN, 2000):

$$s_j(k) = \sum_{l=-\infty}^{\infty} \tilde{g}_j(n-k)x(n), \quad (4.16)$$

$$w_j(k) = \sum_{l=-\infty}^{\infty} \tilde{h}_j(n-k)x(n). \quad (4.17)$$

Na Figura 4.4 é ilustrado a decomposição de uma corrente com falta, com frequência fundamental de 60 Hz e 15,36 kHz de frequência de amostragem, nos coeficientes escala e *wavelet* no primeiro nível de resolução da TWDR, utilizando a *wavelet* mãe db(4). A variável k_i representa o instante inicial da falta. Os coeficientes escala são influenciados pelas componentes de baixa frequência do sinal, que apresenta forma de onda similar ao sinal original, enquanto que os coeficientes *wavelet* são influenciados pelas componentes de alta frequência do sinal, apresentando informação transitória.

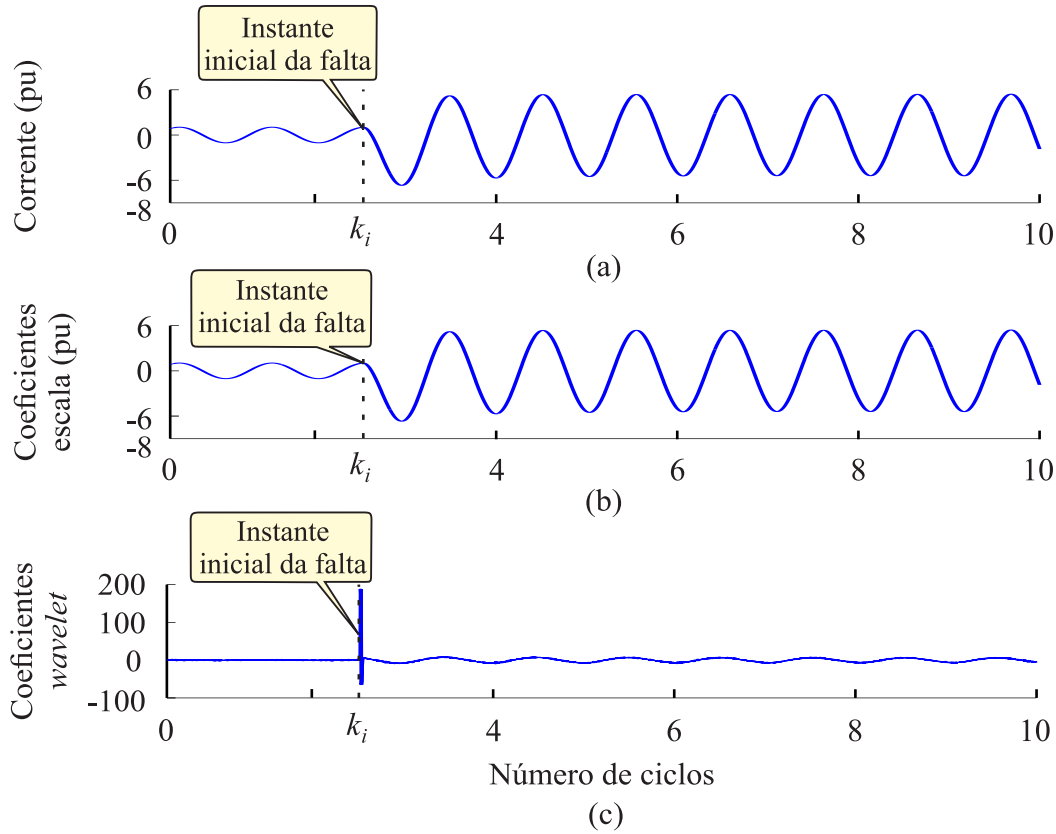


Figura 4.4: Decomposição wavelet: (a) corrente de um sistema com falta; (b) coeficientes escala; (c) coeficientes wavelet.

4.4.1 Filtros Wavelet e Filtros Escala da TWDR

Segundo Percival e Walden (2000), os coeficientes dos filtros escala $\tilde{g}$ e wavelet $\tilde{h}$ da TWDR são obtidos com base nos filtros correspondentes da TWD, por meio das relações a seguir:

$$\tilde{h}(l) = h(l)/\sqrt{2}, \quad (4.18)$$

$$\tilde{g}(l) = g(l)/\sqrt{2}, \quad (4.19)$$

sendo g e h os coeficientes dos filtros escala e wavelet da TWD.

Os filtros da TWDR são filtros espelhados em quadratura, assim como na TWD, e seus coeficientes satisfazem as propriedades a seguir:

$$\sum_{l=0}^{L-1} \tilde{h}(l) = 0, \quad \sum_{l=0}^{L-1} \tilde{h}(l)^2 = 1/2 \quad e \quad \sum_{l=0}^{L-1} \tilde{h}(l)\tilde{h}(1+2n) = 0, \quad (4.20)$$

$$\sum_{l=0}^{L-1} \tilde{g}(l) = 1, \quad \sum_{l=0}^{L-1} \tilde{g}(l)^2 = 1/2 \quad e \quad \sum_{l=0}^{L-1} \tilde{g}(l)\tilde{g}(1+2n) = 0, \quad (4.21)$$

sendo

$$\tilde{g}(l) = (-1)^{l+1} \tilde{h}(L-l-1), \quad (4.22)$$

$$\tilde{h}(l) = (-1)^l \tilde{g}(L-l-1), \quad (4.23)$$

com $n \in \mathbb{N}$ e $l = 0, 1, \dots, L-1$. As funções escala apresentam energia finita e média unitária.

Assim como na TWD, na TWDR a *wavelet* mãe escolhida determina os coeficientes dos filtros escala e *wavelet*. A seguir é apresentado os coeficientes dos filtros escala e *wavelet*, respectivamente, para a *wavelet* mãe db(4):

$$\tilde{g}(0) = \frac{1+\sqrt{3}}{8}, \quad \tilde{g}(1) = \frac{3+\sqrt{3}}{8}, \quad \tilde{g}(2) = \frac{3-\sqrt{3}}{8} \quad e \quad \tilde{g}(3) = \frac{1-\sqrt{3}}{8}, \quad (4.24)$$

$$\tilde{h}(0) = \tilde{g}(3), \quad \tilde{h}(1) = -\tilde{g}(2), \quad \tilde{h}(2) = \tilde{g}(1) \quad e \quad \tilde{h}(3) = -\tilde{g}(0). \quad (4.25)$$

4.5 Energia dos Coeficientes Escala e Wavelet

Nos sistemas elétricos de potência, informações concernentes aos transitórios nas tensões ou correntes podem ser avaliadas por meio das energias dos transitórios, podendo resultar no diagnóstico de distúrbios transitórios (COSTA, 2010). Segundo o teorema de Parseval (BURRUS; GOPINATH; GUO, 1998), a energia de um sinal x é igual a soma da energia dos coeficientes *wavelet* nos diferentes níveis de resolução, $j = 1, 2, \dots, J$, com a energia dos coeficientes escala no nível de resolução J , com $J \leq J_{max}$. Isso significa que a energia do sinal pode ser particionada em termos da energia dos coeficientes *wavelet* e escala da TWDR, como segue (COSTA, 2010):

$$\sum_{k=1}^{k_t} |x(k)|^2 = \sum_{k=1}^{k_t} |s_J(k)|^2 + \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^{k_t} |w_j(k)|^2, \quad (4.26)$$

sendo:

- $\sum_{k=1}^{k_t} |x(k)|^2$ - representa a energia do sinal original x_0 ,

- $\sum_{k=1}^{k_t} |s_J(k)|^2$ - representa a energia dos coeficientes escala da escala J ,
- $\sum_{k=1}^{k_t} |w_j(k)|^2$ - representa a energia dos coeficientes *wavelet* da escala j .

Transitórios de curta duração, presentes em faltas, por exemplo, possuem energia concentrada em um curto intervalo de tempo. Com isso, a Equação 4.26 não é adequada à identificação da parcela de energia relacionada aos transitórios de falta ao utilizar todo o sinal (MEDEIROS, 2014). Entretanto, as energias podem ser calculadas para um trecho específico dos coeficientes *wavelet* da TWDR, em uma escala j , entre as amostras k_1 e k_2 , como segue:

$$E_j(k_1, k_2) = \sum_{k=k_1}^{k_2} |w_j(k)|^2, \quad (4.27)$$

sendo $k_t \geq k_2 \geq k_1 \geq 0$.

A Equação 4.27 pode ser utilizada para análise das energias dos coeficientes *wavelet*, de um nível j de resolução, em intervalos fixos (janelas). Para análise de distúrbios, as energias podem ser calculadas para uma janela com tamanho de Δk coeficientes a cada amostragem. Na amostra corrente k , as energias dos coeficientes escala e *wavelet*, no primeiro nível de resolução, podem ser calculadas como (COSTA; DRIESEN, 2013):

$$\ddot{\epsilon}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+1}^k s^2(n), \quad (4.28)$$

$$\dot{\epsilon}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+1}^k w^2(n), \quad (4.29)$$

sendo $k \geq \Delta k$, $\ddot{\epsilon}$ a energia dos coeficientes escala e $\dot{\epsilon}$ a energia dos coeficientes *wavelet*, que estão relacionados com as componentes de baixa e alta frequência do sinal original, respectivamente. Neste trabalho, Δk corresponde ao número de amostras de um ciclo ($\Delta k = f_s/f$).

Na Figura 4.5 é ilustrada a decomposição de uma das fases de um sinal de corrente com falta em energia dos coeficientes escala e *wavelet* desconsiderando o efeito de borda do sinal no primeiro nível de resolução da TWDR, utilizando a *wavelet* mãe db(4). A energia dos coeficientes escala são influenciados pelas componentes de baixa frequência do sinal apresentando forma de onda similar a representação em RMS do sinal original, enquanto que a energia dos coeficientes *wavelet* são influenciados pelas componentes de alta frequência do sinal.

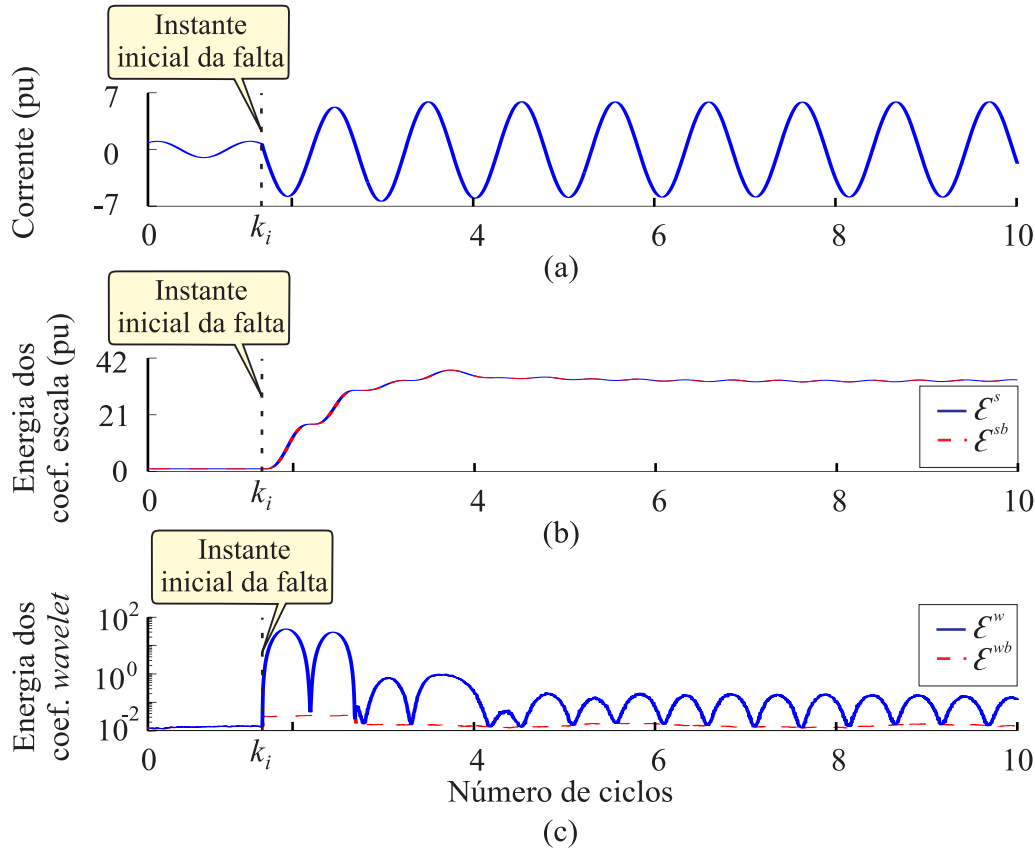


Figura 4.5: Energias obtidas com a transformada *wavelet*: (a) corrente com falta; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes *wavelet*.

4.6 Energia dos Coeficientes Escala e *Wavelet* com Efeito de Borda

As energias das equações 4.28 e 4.29 não levam em consideração os $L - 1$ coeficientes com efeitos de borda. Portanto, $\epsilon \neq \dot{\epsilon} + \ddot{\epsilon}$ e não satisfaz o teorema de Parseval. Dessa maneira, para aplicações em tempo real há necessidade de levar-se em consideração os $L - 1$ coeficientes com efeito de borda. Para atender as condições de preservação de energia do espectro do sinal, Costa (2014) propõe a decomposição da energia espectral de uma janela deslizante do sinal ϵ em termos da energia dos coeficientes escala ϵ^s e da energia dos coeficientes *wavelet* ϵ^w , na primeira escala, como segue:

$$\epsilon(k) = \epsilon^s(k) + \epsilon^w(k), \quad (4.30)$$

sendo $\epsilon^s(k)$ e $\epsilon^w(k)$ decompostas em:

$$\epsilon^s(k) = \epsilon^{sa}(k) + \epsilon^{sb}(k), \quad (4.31)$$

$$\epsilon^w(k) = \epsilon^{wa}(k) + \epsilon^{wb}(k), \quad (4.32)$$

para $k > \Delta k - 1$. Os componentes ϵ^{sa} e ϵ^{wa} são devido aos coeficientes escala e *wavelet* com efeito de borda das amostras do sinal dentro da janela deslizando, como segue:

$$\epsilon^{sa}(k) = \sum_{n=1}^{L-1} \tilde{s}^2(n), \quad (4.33)$$

$$\epsilon^{wa}(k) = \sum_{n=1}^{L-1} \tilde{w}^2(n), \quad (4.34)$$

sendo $k > \Delta k - 1$. Os coeficientes escala $\tilde{s}$ e *wavelet* $\tilde{w}$ com efeito de borda são calculados como:

$$\tilde{s}(n) = \sum_{l=1}^L \tilde{g}(l) \tilde{v}(n+l-1), \quad (4.35)$$

$$\tilde{w}(n) = \sum_{l=1}^L \tilde{h}(l) \tilde{v}(n+l-1) \quad (4.36)$$

sendo $n = 1, 2, \dots, L-1$ e $\tilde{v} = \{\tilde{v}(1), \tilde{v}(2), \dots, \tilde{v}(2L-2)\} = \{v(k-L+2), v(k-L+3), \dots, v(k), v(k-\Delta k+1), \dots, v(k-\Delta k+L-1)\}$ é a sequência do último $L-1$ e a primeira $L-1$ amostras da janela deslizando do sinal.

Os componentes ϵ^{sb} e ϵ^{wb} são calculados com os demais coeficientes escala e *wavelet* da janela deslizando, não apresentando efeito de borda:

$$\epsilon^{sb}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+L}^k s^2(n), \quad (4.37)$$

$$\epsilon^{wb}(k) = \sum_{n=k-\Delta k+L}^k w^2(n), \quad (4.38)$$

sendo $k > \Delta k - 1$.

Segundo Costa (2014), a energia $\epsilon^{wb} \approx \dot{\epsilon}$ é influenciada pelos ruídos de alta frequência e transitórios, enquanto $\epsilon^w = \epsilon^{wa} + \epsilon^{wb}$ além de sofrer influência dos ruídos e de transitórios, são influenciados pelos efeitos de borda da janela deslizando. Devido aos transitórios de uma falta, por exemplo, e aos efeitos de borda a energia ϵ^w cresce rapidamente em uma

descontinuidade, conforme ilustrado na Figura 4.5. A energia dos coeficientes escala com e sem efeito de borda apresentam comportamento aproximadamente igual. Entretanto, a energia dos coeficientes *wavelet* com efeito de borda é superior a energia dos coeficientes *wavelet* sem efeito de borda. Dessa maneira, a utilização da energia ϵ^w permite uma detecção mais confiável de faltas que a energia ϵ^{wb} .

Neste trabalho, os sinais de tensão e corrente que fluem pelo relé de proteção de sobrecorrente e sub/sobretensão, respectivamente, serão analisadas no domínio *wavelet* por meio de suas energias ϵ^s e ϵ^w .

4.7 Síntese do Capítulo

Neste capítulo foi apresentada uma fundamentação teórica da TWD e da TWDR. O cálculo das energias dos coeficientes escala e *wavelet* da TWD e da TWDR também foram apresentadas, junto com uma nova formulação do cálculo das energias que leva em consideração os efeitos de borda. Além da transformada *wavelet*, apresentou-se o algoritmo de Fourier de um ciclo e o método para cálculo do valor RMS.

Capítulo 5

Método Proposto

Neste capítulo são apresentados os algoritmos propostos para a proteção de sobrecorrente, sub/sobretensão e detecção de transitórios baseados na transformada *wavelet* com efeito de borda com equacionamento apropriado para o tempo real. A proteção de sobrecorrente contempla as unidades de fase e neutro para atuação instantânea e temporizada.

Na Figura 5.1 são ilustradas as unidades de proteção contra sub/sobretensão e sobrecorrente, que utilizam a energia dos coeficientes escala das tensões (ϵ_v^s) e das correntes (ϵ_i^s) para a detecção de faltas no sistema, respectivamente, e a detecção de transitórios, que utilizam a energia dos coeficientes *wavelet* dos sinais de corrente e tensão do sistema (ϵ_v^w e ϵ_i^w), cujo funcionamento será descrito a seguir.

5.1 Detecção dos Transitórios

Os coeficientes *wavelet* das tensões e correntes do sistema elétrico possuem distribuição Gaussiana com média $\mu_w = 0$ e desvio padrão σ_w em regime permanente, quando os sinais apresentam ruído Gaussiano (COSTA, 2014), o que normalmente ocorre nas tensões e correntes do sistema de distribuição. Portanto, os coeficientes *wavelet* podem ser utilizados para a detecção de distúrbios a partir da determinação de limiares em função de parâmetros estocásticos (desvio padrão). Sejam os coeficientes *wavelet* num intervalo de k_1 a k_2 $\{w(k_1), w(k_1 + 1), \dots, w(k_2)\}$ variáveis aleatórias independentes e normalmente distribuídas com média nula $\mu_w = 0$ e variância σ_w^2 . Então, a variável aleatória:

$$\epsilon = \sum_{n=k_1}^{k_2} w^2(n), \quad (5.1)$$

segue a distribuição qui-quadrado com $k_2 - k_1 + 1$ graus de liberdade, média $\mu_\epsilon = \epsilon$ e variância $\sigma_\epsilon^2 = 2\mu_\epsilon$ (MEDEIROS, 2014). Portanto, a energia dos coeficientes *wavelet* da Equação 4.38, da amostra k , calculadas com as últimas amostras $\Delta k - L + 1$, também segue

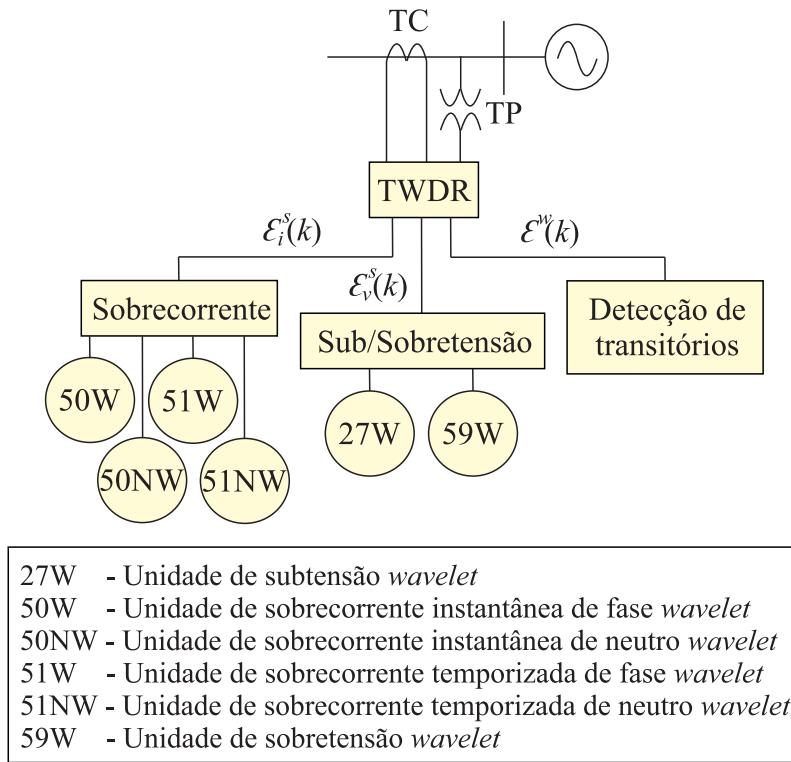


Figura 5.1: Sistema de proteção contra sobrecorrente, sub/sobretensão e detecção de transitórios a partir do cálculo da TWDR das correntes e tensões.

a distribuição qui-quadrado com $\Delta k - L + 1$ graus de liberdade, média $\mu_\epsilon(k) = \epsilon^{wb}(k)$ e variância $\sigma_\epsilon^2(k) = 2\mu_\epsilon^{wb}(k)$ (MEDEIROS, 2014).

Segundo Montgomery e Runger (2012), pelo teorema da aditividade do qui-quadrado, a soma de variáveis aleatórias com distribuição qui-quadrado irá apresentar distribuição qui-quadrado. Portanto, considerando que cada elemento do vetor representativo das correntes e das tensões, em regime permanente, corresponde a uma distribuição qui-quadrado com média $\{\mu_\epsilon(k_1), \mu_\epsilon(k_1 + 1), \dots, \mu_\epsilon(k_2)\}$ e variância $\{\sigma_\epsilon^2(k_1), \sigma_\epsilon^2(k_1 + 1), \dots, \sigma_\epsilon^2(k_2)\}$, a soma das energias da Equação 4.38 forma uma distribuição de probabilidade com média $\bar{\mu}_\epsilon$ e variância $\bar{\sigma}_\epsilon^2$ dadas por (MEDEIROS, 2014):

$$\bar{\mu}_\epsilon = \frac{1}{k_2 - k_1 + 1} \sum_{n=k_1}^{k_2} \mu_\epsilon(n) = \frac{1}{k_2 - k_1 + 1} \sum_{n=k_1}^{k_2} \epsilon^{wb}(n), \quad (5.2)$$

$$\bar{\sigma}_\epsilon^2 = 2\bar{\mu}_\epsilon. \quad (5.3)$$

A partir das Equações (5.2) e (5.3), tem-se:

$$\bar{\mu}_\varepsilon = \frac{1}{k_2 - k_1 + 1} \sum_{n=k_1}^{k_2} \sum_{m=n-\Delta k+1}^n w^2(m). \quad (5.4)$$

Baseado no teorema da aditividade do qui-quadrado, o limiar E_w foi definido em função da média $\bar{\mu}_\varepsilon$ e variância $\bar{\sigma}_\varepsilon^2$, de forma que a energia dos coeficientes *wavelet* seja menor que o valor do limiar no regime permanente, ou seja,

$$\varepsilon^{wb}(k) < E_w, \quad (5.5)$$

sendo assim, foi estabelecido que:

$$E_w = \bar{\mu}_\varepsilon + \bar{\sigma}_\varepsilon^2 = 3\bar{\mu}_\varepsilon. \quad (5.6)$$

Este procedimento proposto por Medeiros (2014) é válido para a componente de energia das correntes e das tensões cujos respectivos limiares são definidos como:

$$E_w^i = \frac{3}{k_2 - k_1 + 1} \sum_{n=k_1}^{k_2} \varepsilon_i^{wb}(n), \quad (5.7)$$

$$E_w^v = \frac{3}{k_2 - k_1 + 1} \sum_{n=k_1}^{k_2} \varepsilon_v^{wb}(n), \quad (5.8)$$

sendo que v representa as tensões de fase E_w^{va}, E_w^{vb} e E_w^{vc} e i representa as correntes de fase E_w^{ia}, E_w^{ib} e E_w^{ic} .

Segundo Costa (2014), $\varepsilon^w \approx \varepsilon^{wb}$ em regime permanente, não havendo efeito de borda, quando a janela deslizante é de um ciclo ($\Delta k = f_s/f$). A partir disto, as faltas são detectadas quando o valor da energia dos coeficientes *wavelet* ultrapassar os limiares:

$$\varepsilon_i^w(k) > E_w^i, \quad (5.9)$$

$$\varepsilon_v^w(k) > E_w^v, \quad (5.10)$$

para pelo menos uma das energias ε_i^w ou ε_v^w das fases A, B ou C.

Na Figura 5.2 é ilustrado o diagrama de blocos do algoritmo para a detecção de transitórios quando uma falta ocorre no sistema. As correntes e tensões são medidas no sistema e a energia dos coeficientes *wavelet* é calculada pelo bloco TWDR.

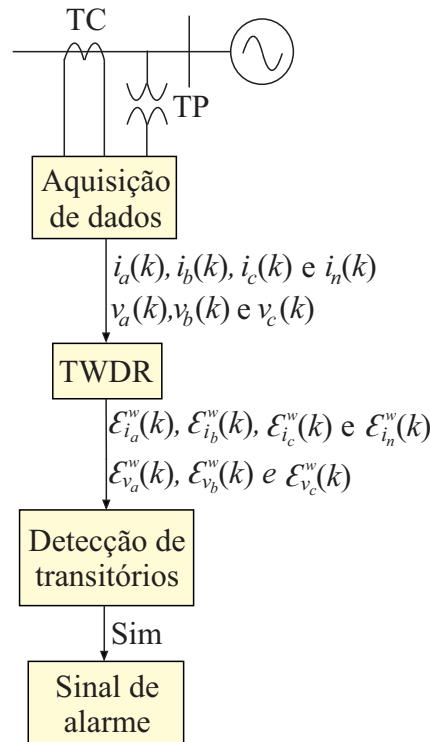


Figura 5.2: Diagrama de blocos para detecção de transitórios no sistema.

Na Figura 5.3 é ilustrada uma corrente com falta e as respectivas energias dos coeficientes escala e *wavelet*. O instante de ocorrência da falta é representado por k_i e o sistema de proteção já reconhece a existência de uma perturbação por volta do instante k_i quando a energia dos coeficientes wavelet ultrapassa o limiar E_w^i , como ilustrado na Figura 5.3(c).

De acordo com a Figura 5.3(c), o valor da energia dos coeficientes *wavelet* de cada sinal é aproximadamente constante para condições normais de operação ($k < k_i$). Quando uma falta ocorre, o valor da energia dos coeficientes *wavelet* aumenta abruptamente, caracterizando uma situação anormal no sistema elétrico, devido aos transitórios de alta frequência da falta. Quando uma das condições das Equações 5.9 ou 5.10 é satisfeita, um sinal de alarme é gerado pela proteção proposta, indicando uma anormalidade do sistema. Este sinal de alarme é proposto para ser utilizado nas proteções de sobrecorrente e sub/sobretensão temporizada *wavelet*.

5.2 Proteção de Sobrecorrente *Wavelet*

Na Figura 5.4 é ilustrado o diagrama de blocos do algoritmo de proteção de sobrecorrente proposto. A primeira operação realizada é a aquisição das correntes ($i_a(k)$, $i_b(k)$ e $i_c(k)$) do sistema. A corrente $i_n(k)$ é obtida a partir da soma das correntes das demais

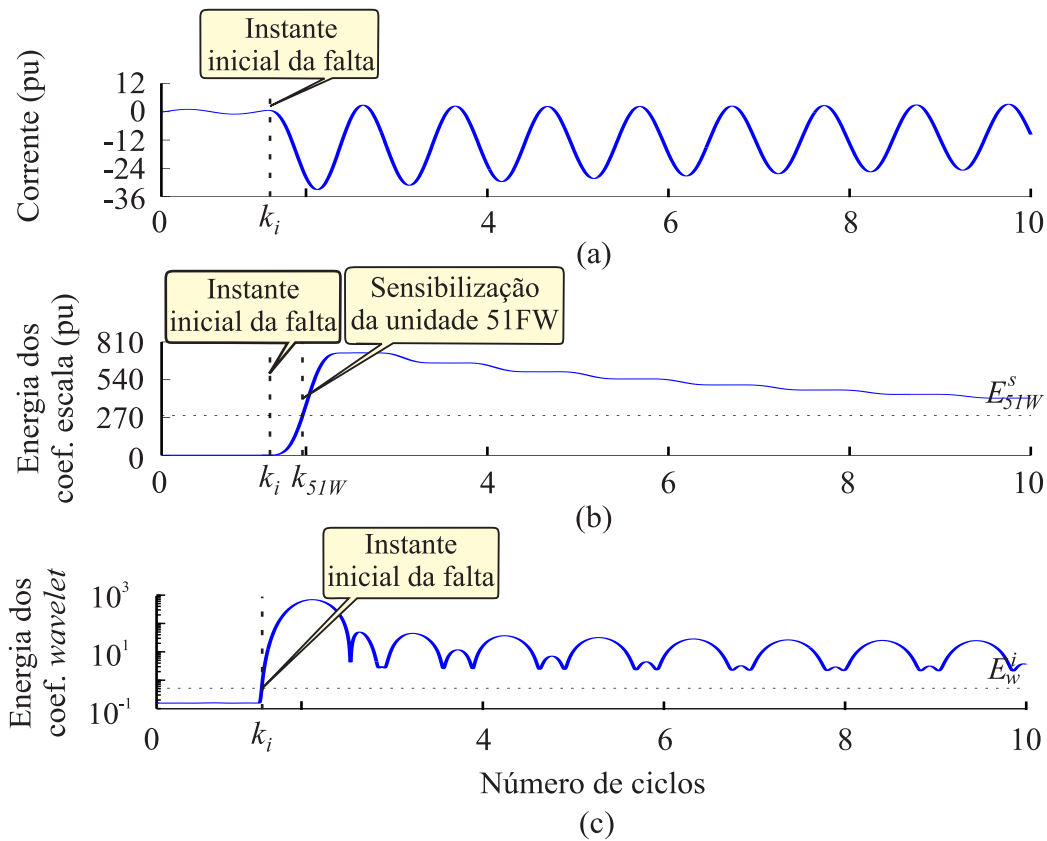


Figura 5.3: Exemplo de um sinal de corrente com falta: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes *wavelet*.

fases, ou seja,

$$i_n(k) = i_a(k) + i_b(k) + i_c(k), \quad (5.11)$$

sendo $i_a(k)$, $i_b(k)$ e $i_c(k)$ as correntes nas fases *A*, *B* e *C*, respectivamente. Em sistemas trifásicos equilibrados, o valor da corrente $i_n(k)$ é aproximadamente zero. Entretanto, para algumas condições de faltas ou alguns distúrbios que venham a afetar o sistema, o valor da corrente $i_n(k)$ apresentará um valor diferente de zero (KINDERMANN, 1999). O condicionamento das correntes de fase é feito por meio de filtros anti-aliasing e processos de conversão analógico-digital.

O processamento *wavelet* é realizado pelo bloco TWDR, nos quais são calculados os coeficientes escala com efeito de borda e as respectivas energias dos coeficientes escala ($\epsilon_{i_a}^s(k)$, $\epsilon_{i_b}^s(k)$, $\epsilon_{i_c}^s(k)$ e $\epsilon_{i_n}^s(k)$) das correntes, a cada amostragem.

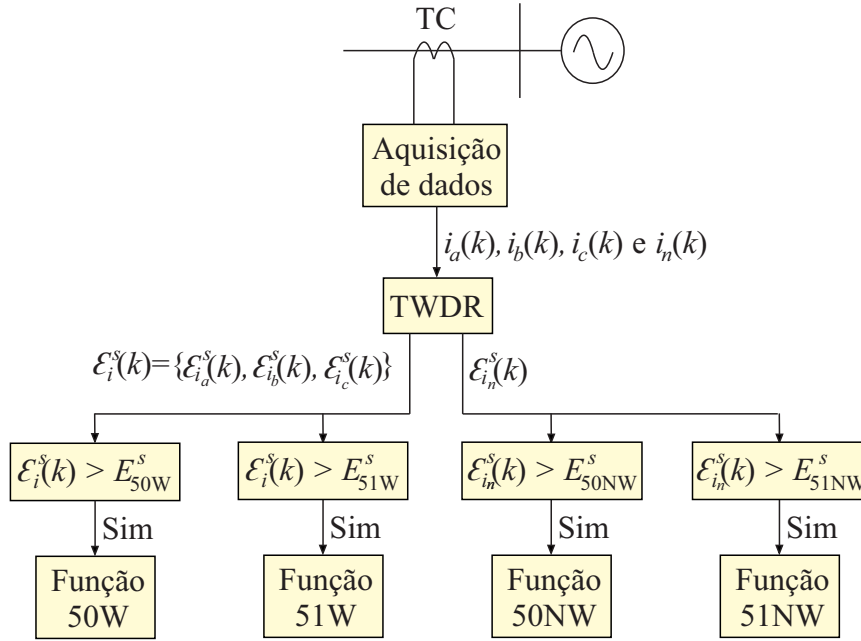


Figura 5.4: Diagrama de blocos da proteção de sobrecorrente *wavelet* (funções 51W, 50W, 51NW e 50NW).

Segundo Costa e Driesen (2013), existe uma relação entre a energia dos coeficientes escala do primeiro nível de decomposição, quando se tem $f_s \gg f$, e o respectivo sinal original em valor RMS como segue:

$$\epsilon^s(k) \cong i_{RMS}^2(k) \Delta k, \quad (5.12)$$

em que $\Delta k = f_s / f$. Portanto, também existe uma relação entre o módulo da corrente estimada via Fourier e a energia dos coeficientes escala da corrente como segue:

$$\epsilon^s(k) \cong \frac{I^2(k) \Delta k}{2}, \quad (5.13)$$

e, conseqüentemente, é possível obter os respectivos limiares de sobrecorrente do método convencional no domínio *wavelet* conforme sumarizado na Tabela 5.1.

De acordo com a Figura 5.4, quando uma das energias dos coeficientes escala das correntes ultrapassa determinado limiar (Tabela 5.1), a respectiva função do sistema de proteção contra sobrecorrente é sensibilizada no instante k_{50W} / f_s ou k_{51W} / f_s .

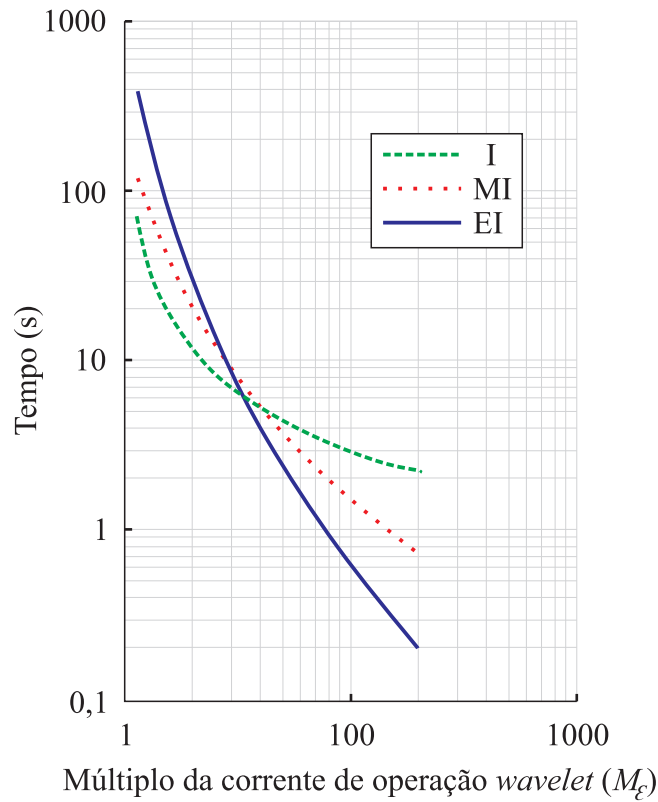
Tabela 5.1: Limiares da proteção de sobrecorrente convencional e no domínio *wavelet*.

Tipo de proteção	Fourier	Wavelet
Unidade 50F	I_{50}	$E_{50W}^s = I_{50}^2 \Delta k / 2$
Unidade 51F	I_{51}	$E_{51W}^s = I_{51}^2 \Delta k / 2$
Unidade 50N	I_{50N}	$E_{50NW}^s = I_{50N}^2 \Delta k / 2$
Unidade 51N	I_{51N}	$E_{51NW}^s = I_{51N}^2 \Delta k / 2$

Baseado na Equação 3.2, o cálculo do múltiplo (M_ε) para a energia dos coeficientes escala das correntes é dado por:

$$M_\varepsilon = \sqrt{\frac{\varepsilon_i^s(k)}{\varepsilon_s^s}}, \quad (5.14)$$

no qual $\varepsilon_i^s(k)$ e ε_s^s correspondem à energia dos coeficientes escala medida e a energia dos coeficientes escala correspondente a corrente de *inrush* do sistema, respectivamente. Na Figura 5.5 são ilustradas as inclinações das curvas inversa (I), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI) para o múltiplo referente a energia dos coeficientes escala.

Figura 5.5: Inclinações das curvas de tempo dependente para o método *wavelet*.

5.2.1 Unidade de Sobrecorrente Instantânea 50W/50NW

Na Figura 5.4 a energia dos coeficientes escala é utilizada na detecção das sobrecorrentes no sistema. Quando a energia dos coeficientes escala das correntes nas fases A ($\epsilon_{i_a}^s$) ou B ($\epsilon_{i_b}^s$) ou C ($\epsilon_{i_c}^s$) for superior ao limiar E_{50W}^s (limiar da unidade 50W da Tabela 5.1) a função 50W da proteção *wavelet* é sensibilizada. O mesmo ocorre na sensibilização da unidade 50NW, ou seja, quando a energia dos coeficientes escala da corrente de neutro ($\epsilon_{i_n}^s(k)$) for superior ao limiar E_{50NW}^s (limiar da unidade 50NW da Tabela 5.1) a função 50NW é sensibilizada.

5.2.2 Unidade de Sobrecorrente Temporizada 51W/51NW

De acordo com a Figura 5.4, a proteção de sobrecorrente temporizada também utiliza as energias dos coeficientes escala para a detecção das faltas no sistema. Quando o valor da energia dos coeficientes escala das correntes de fase for superior a E_{51W}^s (limiar da unidade 51W da Tabela 5.1) a função 51W é sensibilizada. Quando a energia dos coeficientes escala da corrente de neutro do sistema for maior que a E_{51NW}^s (limiar da unidade 51NW da Tabela 5.1) a unidade de proteção 51NW é sensibilizada.

Na Figura 5.3 o instante de detecção da falta pelo sistema de proteção temporizado de fase, a partir da análise da energia dos coeficientes escala, é representado pela variável k_{51W} . A partir deste instante, o sistema de proteção temporizado *wavelet* calcula o tempo de atuação ($T_{atuacao}^{51W}$) do relé. A energia dos coeficientes *wavelet* pode ser utilizada nos sistemas de proteção para acelerar um pouco a atuação do relé. Quando o valor da energia dos coeficientes escala ultrapassa o limiar E_{51W}^s e a proteção é sensibilizada, o tempo de atuação da unidade temporizada *wavelet* de proteção é descrita como:

$$T_{atuacao}^{51W} = T_{atua} - T_{diferenca}^{51W}, \quad (5.15)$$

em que o T_{atua} é dado na Equação 3.1 e $T_{diferenca}^{51W}$ dado por:

$$T_{diferenca}^{51W} = \frac{(k_{51W} - k_i)}{f_s}. \quad (5.16)$$

Portanto,

$$T_{atua} > T_{atuacao}^{51W}, \quad (5.17)$$

ou seja, o tempo de atuação dos relés convencionais de proteção (T_{atua}) é superior ao tempo de atuação proposto pela técnica de processamento baseada na transformada *wavelet* ($T_{atuacao}^{51W}$), pois a informação fornecida pela energia dos coeficientes *wavelet* é utilizada

para diminuir o tempo de atuação do sistema de proteção. Este processo ocorre tanto para as unidade temporizadas de fase (51W) quanto para as unidades temporizadas de neutro (51NW).

5.3 Proteção de Sub/Sobretensão Wavelet

Na Figura 5.6 é ilustrado o diagrama de blocos do algoritmo de proteção contra sub/sobretensão. Os sinais utilizados para detecção de sub/sobretensão no sistema são as energias dos coeficientes escala das tensões na saída do bloco TWDR. Quando o valor da energia dos coeficientes escala das tensões das fases A ($\epsilon_{v_a}^s$) ou B ($\epsilon_{v_b}^s$) ou C ($\epsilon_{v_c}^s$) for superior a E_{59W}^s (limiar da unidade 59W), a função 59W do relé é sensibilizada. Quando a energia dos coeficientes escala das tensões das fases A ($\epsilon_{v_a}^s$) ou B ($\epsilon_{v_b}^s$) ou C ($\epsilon_{v_c}^s$) for inferior a E_{27W}^s (limiar da unidade 27W), a função 27W do relé é sensibilizada.

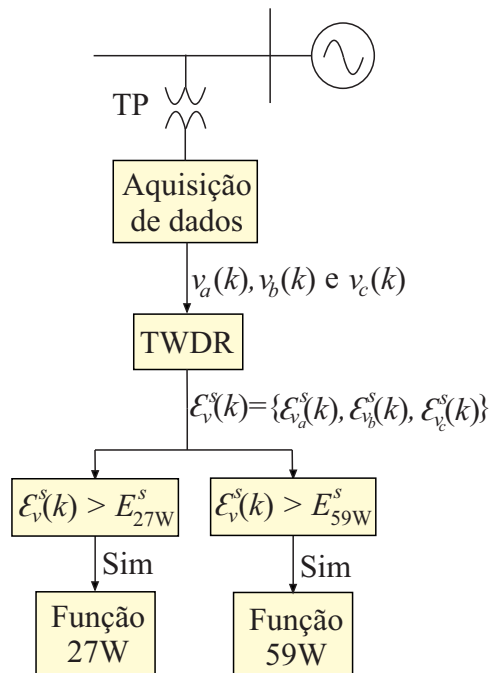


Figura 5.6: Diagrama de blocos da detecção de sub/sobretensão (27W e 59W).

Segundo Costa e Driesen (2013), a relação entre o limiar da energia dos coeficientes escala com o respectivo limiar convencional da tensão RMS é dado por:

$$E_{27W}^s = V_{27}^2, \quad (5.18)$$

$$E_{59W}^s = V_{59}^2, \quad (5.19)$$

sendo E_{27W}^s e E_{59W}^s os limiares da energia dos coeficientes escala para a unidade de sub-tensão e sobretensão, respectivamente, e V_{27} e V_{59} os limiares convencionais de subtensão e sobretensão. O valor dos limiares é sumarizado na Tabela 5.2 para a energia dos coeficientes escala e para o método convencional (Tabela 3.2).

Tabela 5.2: Limiares da proteção de sub/sobretensão.

Componente	Convencional	Wavelet
Unidade 27	$V_{27} = 0,88V$	$E_{27W}^s = 0,77V^2\Delta k$
Unidade 59	$V_{59} = 1,1V$	$E_{59W}^s = 1,21V^2\Delta k$

As funções 59W e 27W, assim como descrito na detecção de sobrecorrente temporizada, utilizarão as informações provenientes da energia dos coeficientes *wavelet* para diminuir o tempo de atuação do sistema de proteção na ocorrência de uma falta. Na Figura 5.7 é ilustrado um sinal de tensão da fase referente a corrente da Figura 5.3 e a energia dos coeficientes escala e *wavelet* da tensão. O instante de sensibilização pelo sistema de proteção é representado pela variável k_{27W} . O tempo de atuação do relé da função 27W é dado por:

$$T_{atuacao}^{27W} = T_{atua}^{27} - T_{diferenca}^{27W}, \quad (5.20)$$

sendo o T_{atua}^{27} um valor de temporização dentro dos intervalos de tempo de desconexão da Tabela 3.2 e $T_{diferenca}^{27W}$ dado por:

$$T_{diferenca}^{27W} = \frac{k_{27W} - k_i}{f_s}, \quad (5.21)$$

em que k_{27W}/f_s é o tempo de sensibilização da falta pela unidade 27W e k_i/f_s é o instante inicial da falta detectado pelas energias dos coeficientes *wavelet* ao ultrapassar o limiar E_w^V . Portanto, tem-se que

$$T_{atua}^{27} > T_{atuacao}^{27W}. \quad (5.22)$$

Dessa forma, o tempo de atuação dos relés convencionais de proteção contra subtensões (T_{atua}^{27}) é superior ao tempo de atuação proposto pela técnica de processamento baseada na transformada *wavelet* ($T_{atuacao}^{27W}$), pois a informação do instante exato de ocorrência da falta no sistema, fornecido pela energia dos coeficientes *wavelet*, é utilizada para diminuir o tempo de atuação do relé de subtensão. Este processo irá ocorrer tanto para as unidades de subtensão (função 27W) quanto para as unidades de sobretensão *wavelet* (função 59W).

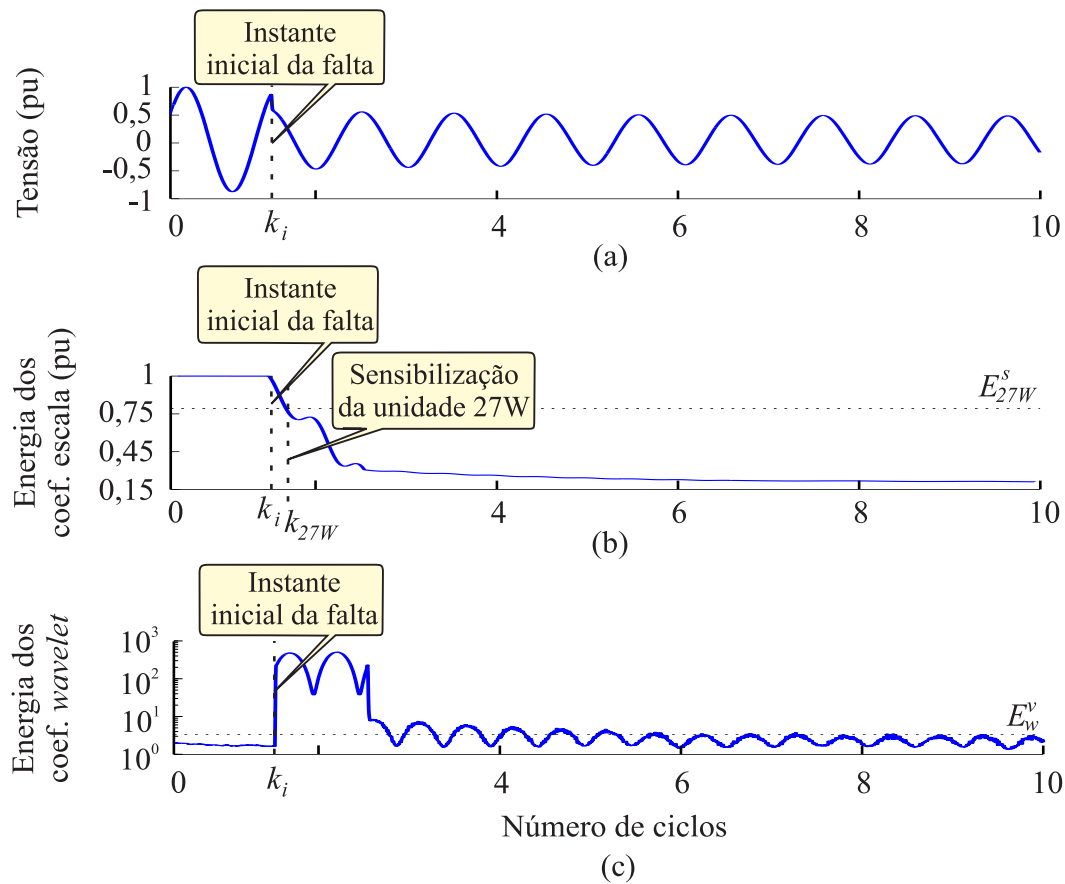


Figura 5.7: Exemplo de um sinal de tensão com falta: (a) tensão; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes *wavelet*.

5.4 Síntese do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os algoritmos propostos para o desenvolvimento dos esquemas de proteção de sobrecorrente e sub/sobretensão no sistema utilizando tanto a energia dos coeficientes escala quanto a energia dos coeficientes *wavelet*. Apresentou-se também o procedimento para a determinação dos limiares de sensibilização das proteções que utilizam a energia dos coeficientes *wavelet*.

Capítulo 6

Resultados Obtidos

Neste capítulo apresenta-se o desempenho dos métodos propostos para a proteção de sobrecorrente e sub/sobretensões, bem como a comparação do método proposto com as respectivas proteções convencionais. Versões do método de proteção com a transformada *wavelet* com borda e com a convencional também foram comparadas. Um estudo de caso de ilhamento foi avaliado e resultados experimentais também são apresentados.

6.1 Modelo do Sistema de Distribuição

Na Figura 6.1 é ilustrado o diagrama unifilar do sistema de distribuição típico (modelo IEEE tipo 1), com 8 barras, no qual foi adicionado um gerador distribuído síncrono (CORREA, 2008; SALLES et al., 2012). O sistema de distribuição está conectado a uma rede de transmissão de 132 kV e 1500 MVA de potência por meio de um transformador $\Delta - Y_g$ 132/33 kV. Um gerador distribuído síncrono com 30 MVA de potência é conectado à barra 7 do sistema de distribuição por meio de um transformador $\Delta - Y_g$ 33/6,9 kV. Um relé (RGD) foi conectado a um TC e a um TP na barra 7 que foi utilizado para comandar um disjuntor localizado entre o transformador de 33/6,9 kV e a barra 7. Cargas de potências variadas estão conectadas a cada barra do sistema de distribuição. O TC e o TP possuem características ideais.

Para a validação da técnica proposta foram geradas quatro bases de dados como sumarizado na Tabela 6.1. A base 1 é composta por um total de mil registros gerados variando-se aleatoriamente os parâmetros de ângulo de incidência de falta (θ_f), resistência de falta (R_f), localização da falta e o tipo de falta. A base 2 é composta de 180 casos variando-se o ângulo de incidência no intervalo de $0^\circ \leq \theta_f \leq 180^\circ$ com passo de 1° . Na base 3 foram simuladas um total de 100 registros variando-se a resistência de falta de 1Ω a 100Ω , com passo de 1Ω . Por último, a base 4 é composta de 5 registros variando-se o local da falta. As bases de dados permitem a análise e a comparação da técnica proposta com a técnica convencional que utiliza o algoritmo de Fourier para as sobrecorrentes e o

algoritmo do valor RMS para as sub/sobretensões.

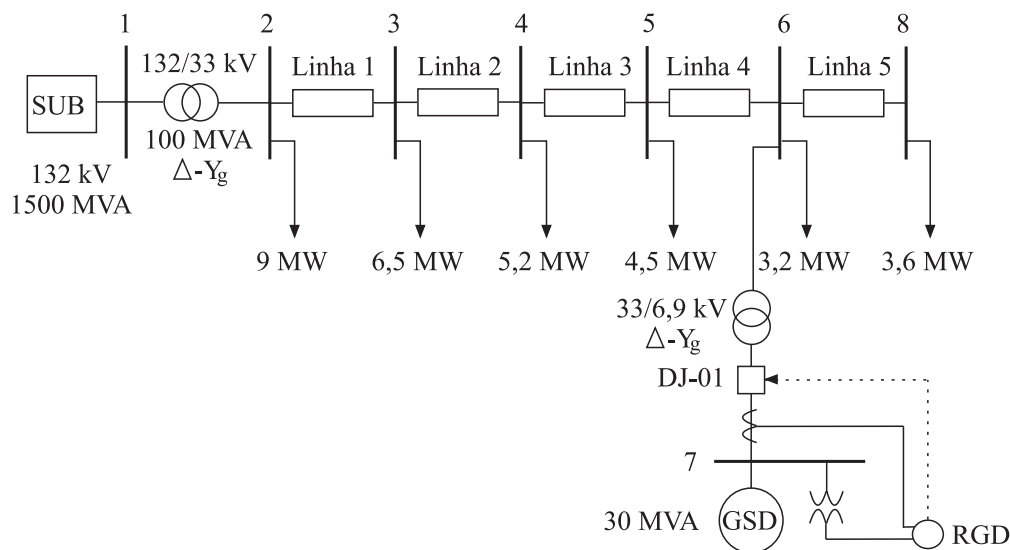


Figura 6.1: Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição com GD.

Tabela 6.1: Bases de registros geradas.

Base	θ_f	Tipo de falta	R_f	Local de falta	Total
Base 1	$0^\circ \leq \theta_f \leq 180^\circ$	AT, AB, ABT e ABC	$1\Omega \leq R_f \leq 100\Omega$	Barras 1, 3, 4, 6 e 8	1000
Base 2	$0^\circ \leq \theta_f \leq 180^\circ$	AT	1Ω	Barra 4	180
Base 3	75°	AT	$1\Omega \leq R_f \leq 100\Omega$	Barra 4	100
Base 4	75°	AT	1Ω	Barras 1, 3, 4, 6 e 8	5

Um ruído Gaussiano com relação sinal ruído (SNR, do inglês *signal noise rate*) igual a 40dB foi adicionado aos sinais de corrente $\{i_a, i_b, i_c, i_n\}$ e tensão $\{v_a, v_b, v_c\}$. Os sinais de corrente e tensão foram amostrados a uma taxa de 15,36 kHz e reamostrados a uma taxa de 1,2 kHz para as análises de Fourier. Em seguida, os sinais foram filtrados por um filtro anti-aliasing, passa-baixa, do tipo *Butterworth* de terceira ordem, com frequência de corte (f_c) igual a:

$$f_c = \frac{0,85f_s}{2}. \quad (6.1)$$

A frequência de amostragem de 15,36 kHz é utilizada pelo método *wavelet* por permitir contemplar os transitórios gerados pelas faltas, além de ser a frequência de amostragem padrão dos RDPs (Registradores Digitais de Perturbação) atuais. Atualmente, já existem relés digitais multifuncionais com capacidade de processamento nesta frequência, o que torna o método proposto viável em aplicações práticas.

6.2 Comparação da Wavelet com Borda e da Wavelet Convencional

A escolha da *wavelet* mãe é uma etapa crucial reportada na literatura, podendo variar de acordo com a aplicação da transformada *wavelet*. Costa (2014) afirma que para a detecção de transitórios rápidos e de curta duração as *wavelets* mãe db(4) e db(6) possuem bons resultados, enquanto as *wavelets* mãe db(8) e db(10) apresentam melhores resultados para transitórios longos. Será descrito nesta secção o efeito das *wavelets* mãe da família *Daubechies* db(4), db(6), db(8), db(12) e db(90), com e sem efeito de borda, quanto a confiabilidade e o atraso na detecção para a unidade de sobrecorrente temporizada de fase.

Na Figura 6.2 é ilustrada a energia dos coeficientes escala, referente a uma das faltas da base 1 de dados, variando-se as *wavelets* mãe db(4), db(6), db(8), db(12) e db(90), com e sem efeito de borda.

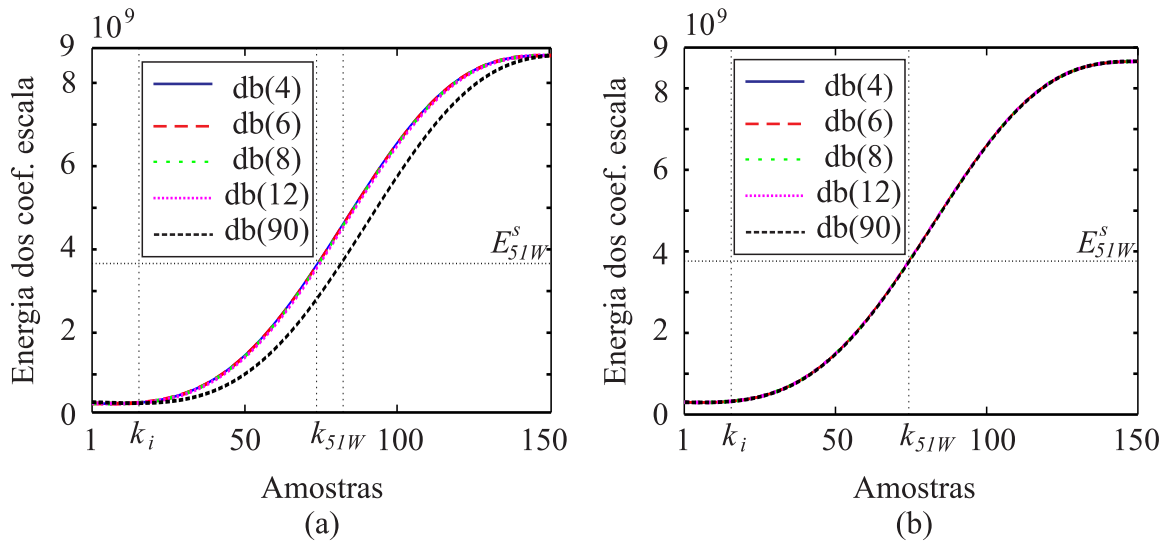


Figura 6.2: Variação da *wavelet* mãe: (a) sem efeito de borda; (b) com efeito de borda.

De acordo com a Figura 6.2(a), a energia dos coeficientes escala sem efeito de borda apresenta atrasos no tempo para a detecção da falta, representada pela amostra k_{51W} , para as *wavelets* longas durante a ocorrência da falta. Entretanto, a parcela de energia escala com efeito de borda ($\epsilon^{sa}(k)$) cresce a medida que o número de coeficientes do filtro escala aumenta, ou seja, a medida que a *wavelet* mãe aumenta. Sendo $\epsilon^s = \epsilon^{sa} + \epsilon^{sb}$, o efeito de borda tende a neutralizar o efeito da *wavelet* mãe. Então, a energia dos coeficientes escala com efeito de borda tem desempenho similar tanto para as *wavelets* compactas quanto para as *wavelets* longas (Figura 6.2(b)). Portanto, a sensibilização pela unidade de

proteção ocorre no mesmo instante para todas as *wavelets* mãe estudadas.

Nas Figuras 6.3 e 6.4 são ilustrados os *boxplots* comparando o desempenho do algoritmo *wavelet* para a proteção de sobrecorrente instantânea sem e com efeito de borda, respectivamente, quanto ao atraso na sensibilização da unidade de proteção para as *wavelets* mãe db(4), db(6), db(8), db(12) e db(90), levando-se em consideração todos os registros da base 1.

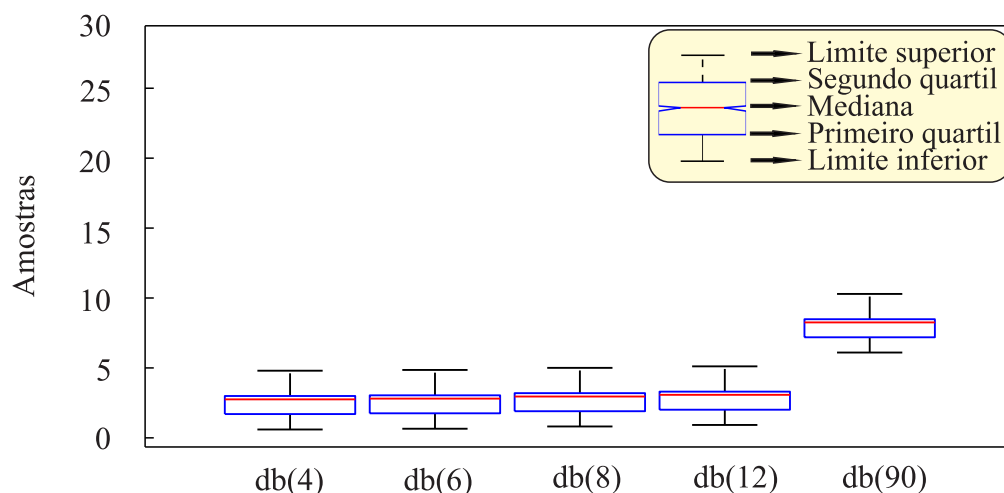


Figura 6.3: *Boxplot* para comparação do algoritmo de sobrecorrente variando a *wavelet* mãe sem efeito de borda.

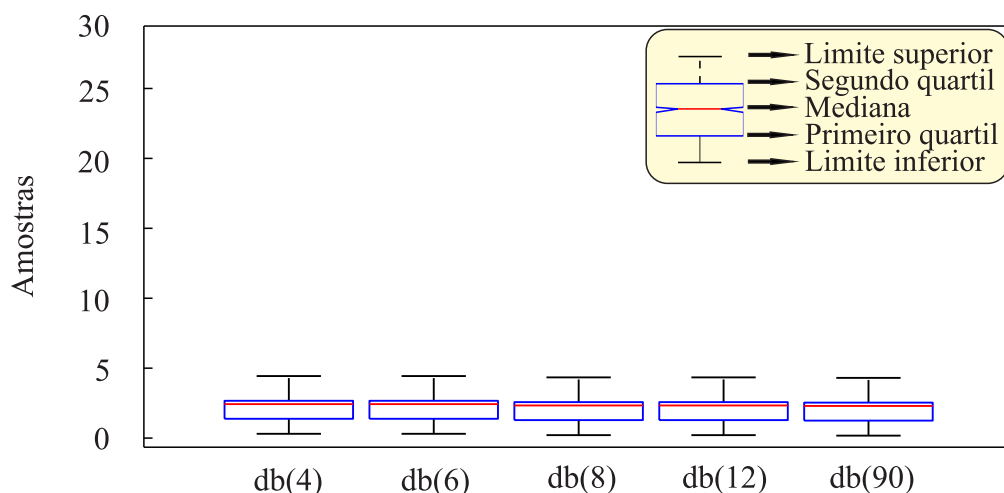


Figura 6.4: *Boxplot* para comparação do algoritmo de sobrecorrente variando a *wavelet* mãe com efeito de borda.

O *boxplot* é um gráfico construído com base no resumo de cinco parâmetros estatísticos: limite inferior, primeiro quartil, mediana, segundo quartil e limite superior. Os

quartis são valores que dividem o conjunto de dados em quatro partes, todas elas com o mesmo número de observações. Isso significa que 25% das observações são menores que o primeiro quartil, 50% são menores que a mediana e 75% são menores que o segundo quartil. A mediana é o valor médio de todas as observações. O cálculo do primeiro e do segundo quartis é feito a partir do cálculo das medianas das duas metades, ou seja, o primeiro quartil é a mediana da metade inferior e o segundo quartil é a mediana da metade superior (FARIAS, 2013).

Na Tabela 6.2 é sumarizada o desempenho do algoritmo *wavelet* com efeito de borda ($\mu(k_{51W}^1)$) e sem efeito de borda ($\mu(k_{51W}^2)$) variando a *wavelet* mãe, com a *wavelet* mãe db(4) como referência, ou seja, $\mu(k_{51W}^1) = \mu(k_{51W}^{dbX} - k_{51W}^{db4})$ ao considerar o efeito de borda e $\mu(k_{51W}^2) = \mu(k_{51W}^{dbX} - k_{51W}^{db4})$ ao desconsiderar o efeito de borda.

Tabela 6.2: Erros médios na detecção da amostra com falta variando-se a *wavelet* mãe com e sem efeito de borda.

Wavelet mãe	$\mu(k_{51W}^1)$	$\mu(k_{51W}^2)$
db(4)	0	0
db(6)	0	0,09
db(8)	0	0,26
db(12)	0	0,53
db(90)	0	6,37

De acordo com as Figuras 6.3 e 6.4 e a Tabela 6.2, o algoritmo de proteção de sobrecorrente *wavelet* com efeito de borda não foi afetado pela *wavelet* mãe, enquanto que o algoritmo *wavelet* convencional apresenta atrasos no tempo de detecção das faltas que aumenta com a ordem da *wavelet*. Como a detecção do instante inicial das faltas baseada nas energias dos coeficientes escala com efeito de borda independe da *wavelet* mãe, propõem-se a utilização destas energias ao invés da respectiva energia da *wavelet* convencional. A db(4) foi adotada pelo critério de tempo de processamento por ser uma *wavelet* compacta.

6.3 Proteção de Sobrecorrente

Nas Figuras 6.5 e 6.6 são ilustradas a corrente de uma falta bifásica-terra com resistência de 1Ω , ângulo de incidência de 60° em um ponto mais distante do gerador distribuído (barra 3) e em um local mais próximo do gerador distribuído (barra 6), monitoradas pelo relé na barra 7. Os coeficientes de Fourier e as energias dos coeficientes escala e *wavelet*, com a *wavelet* mãe db(4) também são apresentados. A variável k_i representa o instante

inicial da falta no sistema. A variável k_{51} corresponde ao instante que os coeficientes de Fourier ultrapassaram o limiar I_{51} e a variável k_{51W} o instante que a energia dos coeficientes escala excede o limiar E_{51W}^s da unidade temporizada. O instante k_{50} corresponde ao momento que os coeficientes de Fourier ultrapassaram o limiar I_{50} e o instante k_{50W} corresponde ao instante que a energia dos coeficientes escala excede o limiar E_{50W}^s da unidade instantânea de proteção.

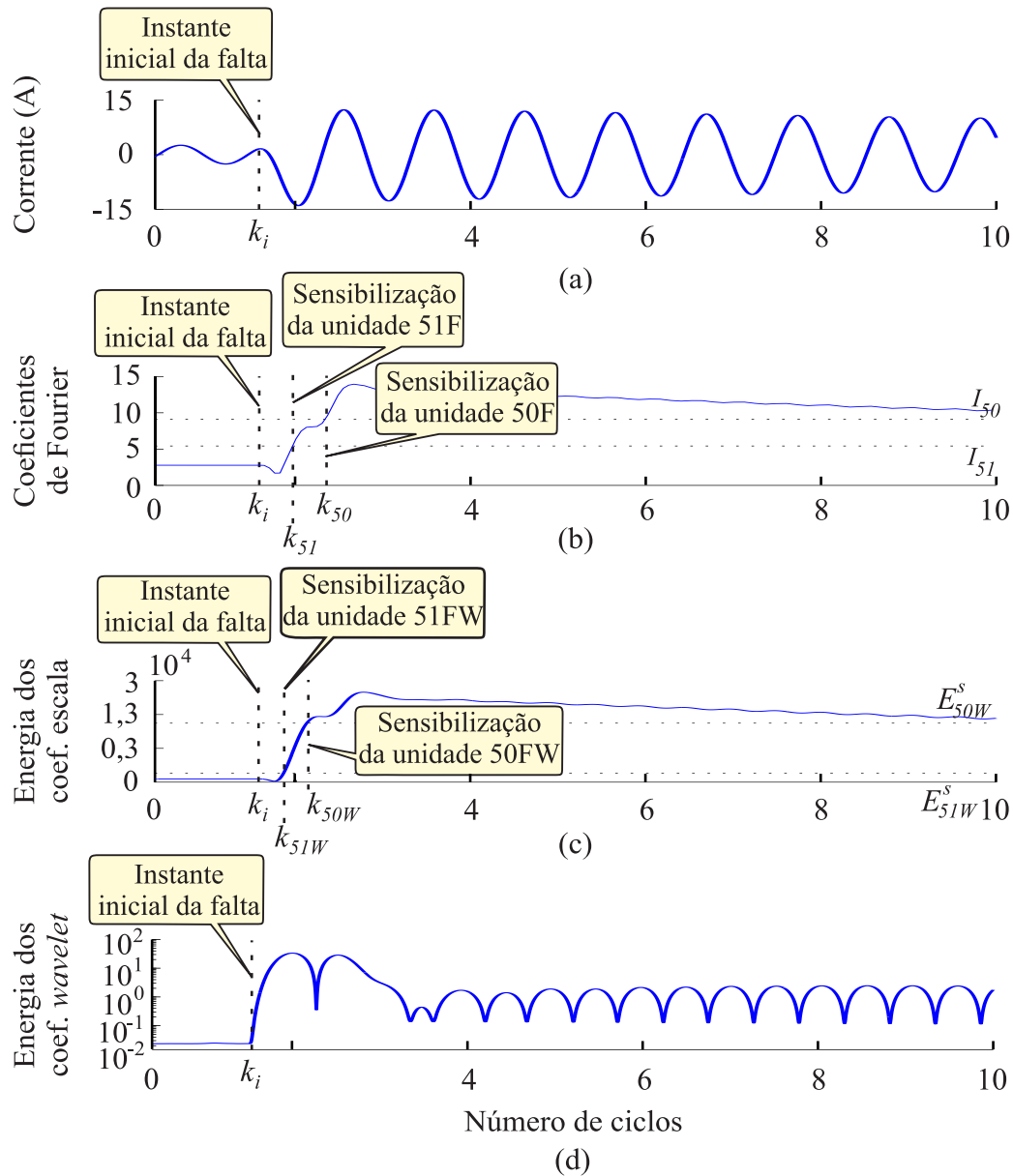


Figura 6.5: Falta bifásica-terra na barra 3: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes *wavelet*.

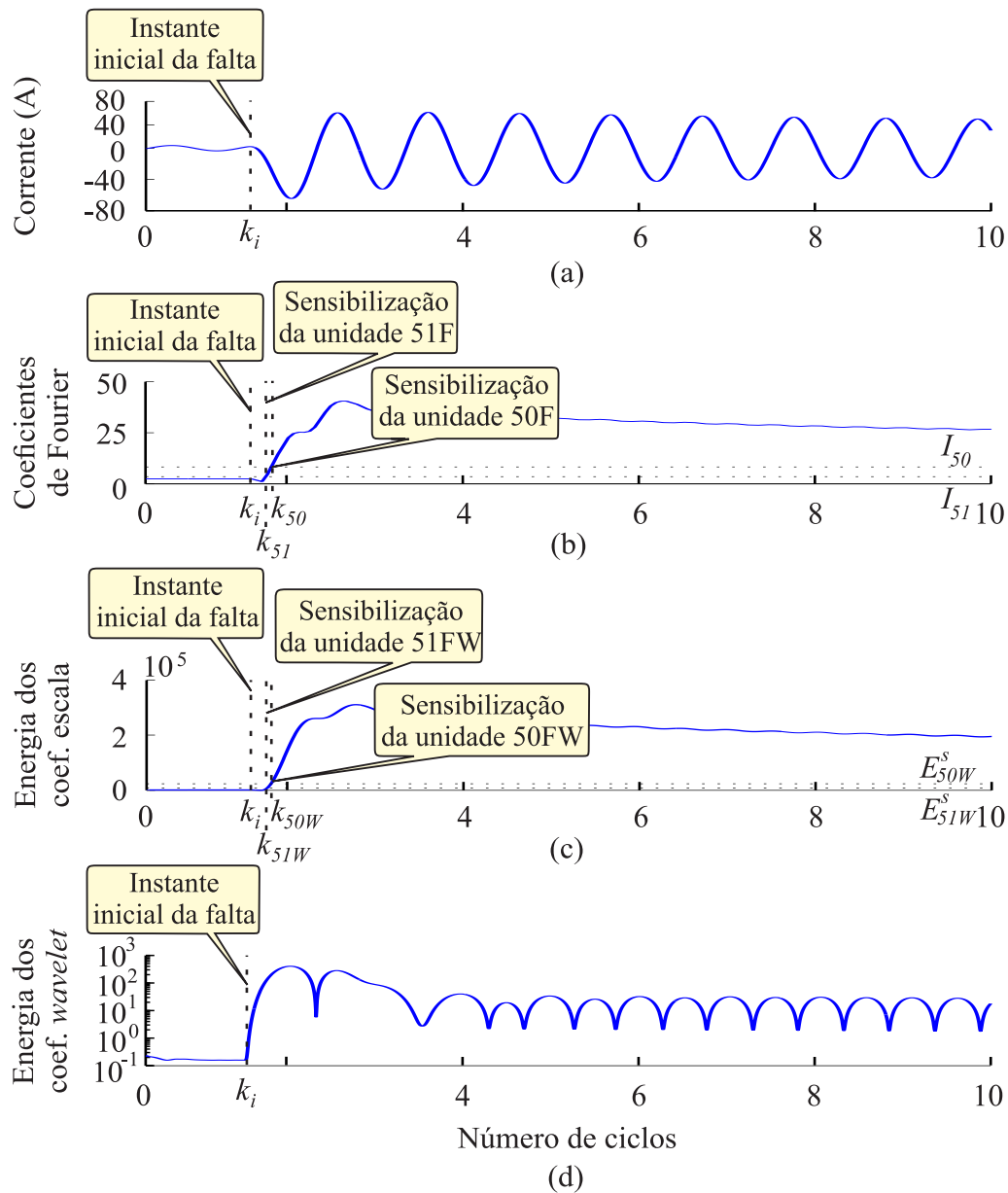


Figura 6.6: Falta bifásica-terra na barra 6: (a) corrente; (b) coeficientes de Fourier; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes *wavelet*.

Na Tabela 6.3 são sumarizados os limiares da unidade de proteção temporizada e instantânea para o método *wavelet*, em energia, e para o método de Fourier, em ampere, no secundário do transformador de corrente para uma RTC de 3000-5. O cálculo dos limiares do sistema de proteção contra sobrecorrente é apresentado no Apêndice A.

Tabela 6.3: Limiares da proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada.

Tipo de proteção	Convencional	Wavelet
Unidade 50F	$I_{50} = 9$	$E_{50W}^s = 1,0 \cdot 10^4$
Unidade 51F	$I_{51} = 5,5$	$E_{51W}^s = 3,8 \cdot 10^3$
Unidade 50N	$I_{50N} = 3$	$E_{50NW}^s = 1,1 \cdot 10^3$
Unidade 51N	$I_{51N} = 0,5$	$E_{51NW}^s = 3,2 \cdot 10^1$

O valor dos coeficientes de Fourier, em módulo, é aproximadamente constante durante a operação normal do sistema (situação pré-falta). Quando uma falta ocorre, os coeficientes convergem para um novo valor de regime de falta. Entretanto, existe um regime transitório devido à janela de um ciclo e os efeitos associados à componente DC com decaimento exponencial (componente de baixa frequência do sinal). Portanto, de acordo com as Figuras 6.5(b) e 6.6(b), os coeficientes de Fourier apresentaram uma sobrecorrente com um pequeno atraso a partir do instante k_i . Nas Figuras 6.5 e 6.6 tanto a proteção de sobrecorrente temporizada quanto a instantânea foram sensibilizadas nos instantes k_{51} e k_{50} , respectivamente.

A energia dos coeficientes escala é influenciada pelas componentes de baixa frequência do sinal. Quando o sistema opera em condições normais, o valor da energia é aproximadamente constante. Porém, quando uma falta ocorre no sistema, a corrente converge para um novo valor de regime de falta após um regime transitório devido à janela de um ciclo e às componentes DC do sinal. De acordo com as Figuras 6.5(c) e 6.6(c) do método *wavelet*, a curva da energia dos coeficientes escala fornece informações similares à curva dos coeficientes de Fourier.

Além da energia dos coeficientes escala apresentar desempenho e forma similar aos coeficientes de Fourier e poder ser utilizada em taxas de amostragem maiores, o cálculo da energia dos coeficientes escala é matematicamente mais eficiente que o dos coeficientes de Fourier, uma característica importante para aplicações em tempo real (GRIGORYAN, 2005). A transformada *wavelet* possui ainda a vantagem de fornecer informações adicionais, tais como o instante real de ocorrência da falta, por meio da energia dos coeficientes *wavelet*. Quando uma falta ocorre no sistema, a energia dos coeficientes *wavelet* aumenta abruptamente por ser influenciada pelas componentes de alta frequência do sinal. Portanto, conforme ilustrado nas Figuras 6.5(d) e 6.6(d), utilizando a energia dos coeficientes *wavelet* é possível detectar o momento exato do instante da falta, que consiste em uma informação importante para aplicações em tempo real na proteção de sistemas elétricos. Propõe-se, por exemplo, que esta informação seja utilizada pela proteção de sobrecorrente temporizada com o objetivo de diminuir o tempo de desconexão do sistema.

Na Tabela 6.4 é sumarizada a taxa de acerto de cada método. Analisando-se o desempenho dos métodos nos casos simulados, ambos os métodos tiveram o mesmo desempenho em relação à detecção das faltas que sensibilizam o sistema de proteção.

Tabela 6.4: Taxas de acertos do método de Fourier e *wavelet*.

	Método de Fourier	Método <i>wavelet</i>
Taxa de acertos	100%	100%

Na Figura 6.7 é ilustrado o *boxplot* da unidade instantânea de fase, no qual o desempenho do método *wavelet* é comparado com o desempenho do método de Fourier em relação ao atraso no tempo na detecção de faltas no sistema, utilizando-se a base 1 de registros (Tabela 6.1).

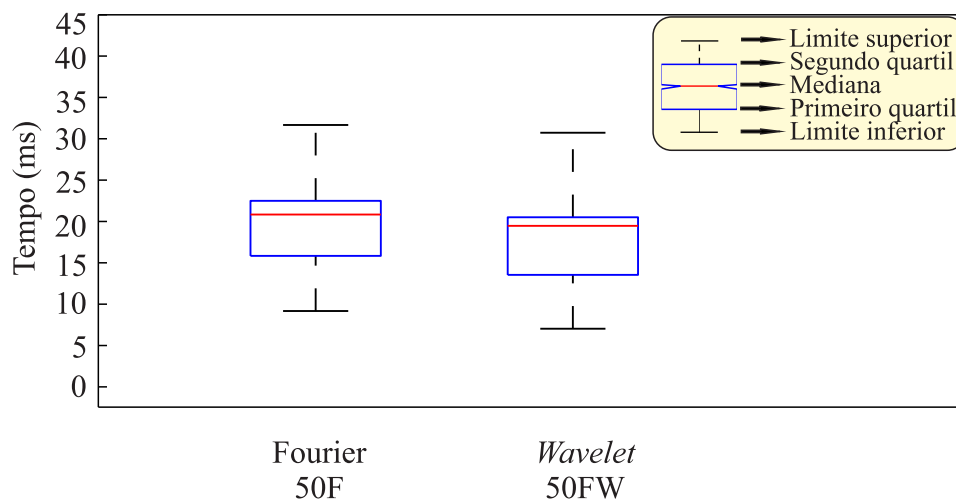


Figura 6.7: *Boxplot* para comparação do desempenho do método de Fourier e *wavelet* para a proteção instantânea.

De acordo com a Figura 6.7, a mediana do *boxplot* do método *wavelet* é menor que a mediana do método de Fourier. Dessa maneira, o método *wavelet* conseguiu detectar as amostras com falta um pouco mais rápido que o método de Fourier.

6.3.1 Efeito do Ângulo de Incidência (θ_f)

Na Figura 6.8 são ilustrados os tempos de atuação da unidade de proteção de sobre-corrente temporizada e o tempo de operação da unidade de proteção instantânea *wavelet* e Fourier em função do ângulo de incidência (base 2 da Tabela 6.1).

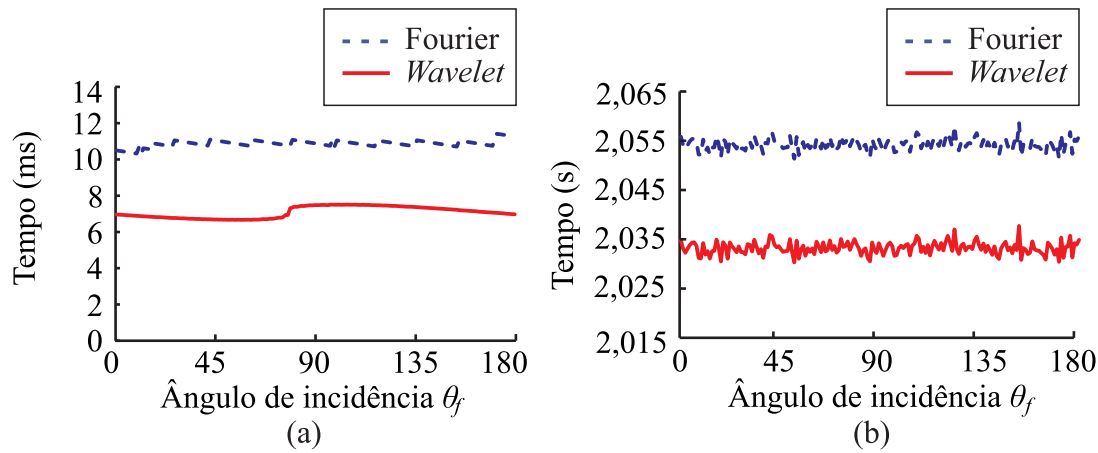


Figura 6.8: Tempos de atuação da proteção em função do ângulo de incidência de falta: (a) sobrecorrente instantânea; (b) sobrecorrente temporizada.

A variação do ângulo de incidência não modifica os níveis de sobrecorrente de falta e, conseqüentemente, os coeficientes de Fourier e a energia dos coeficientes escala são pouco afetados. Dessa forma, nas unidades instantâneas o intervalo de tempo entre a ocorrência e a detecção da falta no sistema tem valor médio constante para a variação do ângulo de incidência da falta.

De acordo com a Figura 6.8(b), o tempo de atuação da unidade temporizada *wavelet* $T_{atua\cao}^{51W}$ tem valor médio constante com a mudança no ângulo de incidência da falta. A unidade temporizada baseada no método de Fourier apresentou comportamento similar à unidade 51FW. Dessa forma, os tempos de operação desta unidade tem valor médio constante. A diferença entre as duas unidades de proteção temporizada de fase ocorre devido à energia dos coeficientes *wavelet* ser utilizada para diminuir o tempo de atuação do relé *wavelet*. Além disso, o método baseado na transformada *wavelet* apresentou desempenho similar ao método baseado na transformada de Fourier, diferenciando-se em poucos milésimos de segundos no tempo de detecção da falta no sistema.

6.3.2 Efeito da Resistência de Falta (R_f)

Segundo Jorge, Coury e Carvalho (1999), o valor da resistência de falta é um dos parâmetros mais relevantes na análise de faltas. Na Figura 6.9 são ilustrados os tempos de atuação da unidade temporizada de fase e o tempo de operação da unidade instantânea de fase para o método *wavelet* e Fourier quanto à variação do parâmetro de resistência de falta para a base 3. De acordo com Roberts, Altuve e Hou (2001), o aumento do valor na resistência de falta reduz o nível dos harmônicos referentes ao estado de regime e amortecem os componentes transitórios de corrente e tensão, diminuindo, assim, as so-

brecorrentes e sub/sobretensões e, conseqüentemente, dificultando as detecções de faltas no sistema. Dessa forma, a variação da resistência de falta no sistema provoca variações nos coeficientes de Fourier e na energia dos coeficientes escala e *wavelet*.

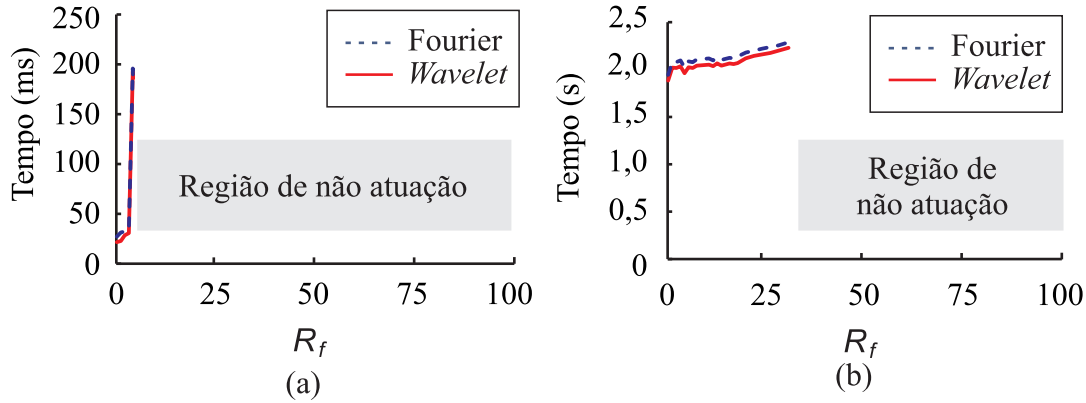


Figura 6.9: Tempos de atuação da proteção em função da resistência de falta: (a) sobre-corrente instantânea; (b) sobre-corrente temporizada.

De acordo com a Figura 6.9, a variação da resistência de falta altera o tempo de atuação do sistema de proteção, ou seja, quanto maior o valor da resistência de falta menor será a sobre-corrente no sistema e, conseqüentemente, maior será o tempo de atuação da proteção. Elevados valores de resistência de falta provocam a não atuação do sistema de proteção. Neste caso, o sistema de proteção não foi sensibilizado para valores de resistência de falta superiores a 35 Ω , para a unidade de proteção temporizada, e 5 Ω , para a unidade instantânea de proteção. Dessa forma, quanto maior for o valor da resistência de falta menor será a amplitude do sinal de falta.

O método *wavelet* e o método de Fourier apresentaram desempenho similar quanto a detecção dos casos de faltas, quando a proteção é sensibilizada. A diferença entre os métodos é na ordem de micronsésios de segundos.

6.3.3 Efeito do Local da Falta

Outro parâmetro importante para a análise de faltas em sistemas de distribuição é a variação do local de ocorrência da falta. Na Figura 6.10 é ilustrado o desempenho dos métodos de Fourier e *wavelet* na proteção de sobre-corrente temporizada e instantânea, respectivamente, para uma falta AT, com ângulo de incidência igual a 75° e resistência de falta de 1 Ω para os diferentes locais no modelo do sistema de distribuição da base 4.

De acordo com a Figura 6.10, o tempo de atuação da unidade temporizada e o tempo de operação da unidade instantânea de proteção variam em função da localização da falta

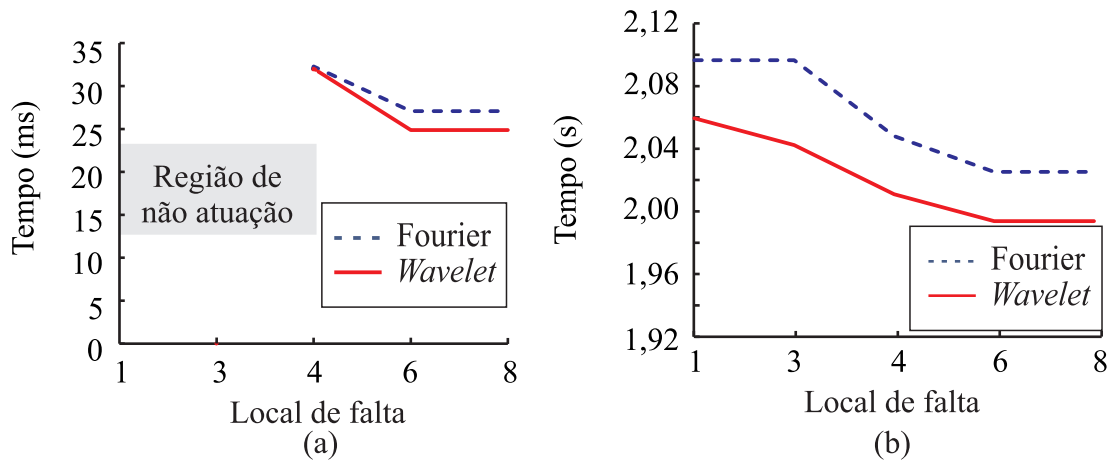


Figura 6.10: Tempos de atuação da proteção em função do local da falta: (a) sobrecorrente instantânea; (b) sobrecorrente temporizada.

no sistema elétrico. Dessa forma, o tempo de operação do sistema de proteção, tanto da unidade instantânea quanto da unidade temporizada, decresce à medida que a falta aproxima-se do barramento no qual o gerador distribuído está conectado. A diminuição no tempo de operação das unidades de proteção ocorre devido ao aumento da contribuição da potência do gerador distribuído. Isso ocorre devido ao sentido do fluxo de corrente e a localização dos sensores de proteção. Assim, à medida que a falta se afasta da GD, os coeficientes de Fourier e a energia dos coeficientes escala e *wavelet* serão menos sensibilizados. Neste caso, a unidade instantânea de proteção não foi sensibilizada para faltas que ocorreram nas barras 1 e 3.

O método *wavelet* e o método de Fourier apresentaram desempenho similar quanto à detecção das faltas no sistema. Entretanto, o método proposto tem um desempenho melhor, como ilustrado na Figura 6.10, em relação ao tempo de detecção e atuação da proteção que o método convencional, possibilitando assim, uma desconexão do sistema um pouco mais rápida devido a informação adicional das energias dos coeficientes *wavelet*.

6.4 Proteção de Subtensão

Nesta secção serão apresentados os desempenhos dos métodos *wavelet* e do valor RMS para a proteção contra subtensão. Casos que envolvem sobretensões não serão relatadas neste trabalho. Porém, os métodos são similares, mudando apenas os valores dos limiares.

Nas Figuras 6.11 e 6.12 são ilustrados os sinais de tensão da falta bifásica-terra das Figuras 6.5 e 6.6, respectivamente, com ângulo de incidência de 60° , resistência de aterramento de 1Ω nas barras 3 e 6, monitoradas pelo relé na barra 7 assim como o valor RMS da tensão e a energia dos coeficientes escala e *wavelet*, com a *wavelet* mãe db(4). Uma subtensão é caracterizada pela diminuição do valor da tensão abaixo de um limiar estabelecido, cujos limiares são sumarizados na Tabela 6.5.

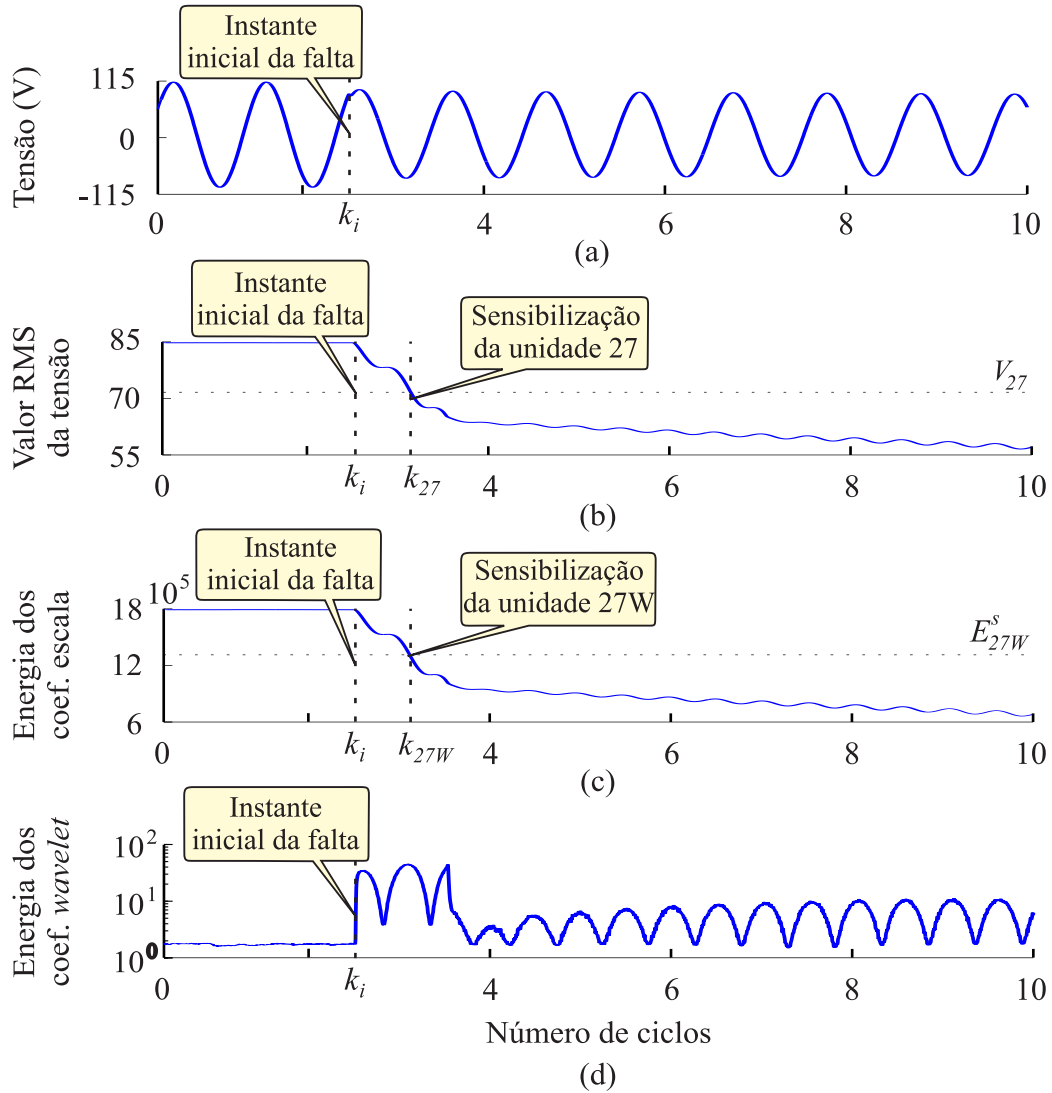


Figura 6.11: Falta bifásica-terra na barra 3: (a) tensão; (b) valor RMS da tensão; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes *wavelet*.

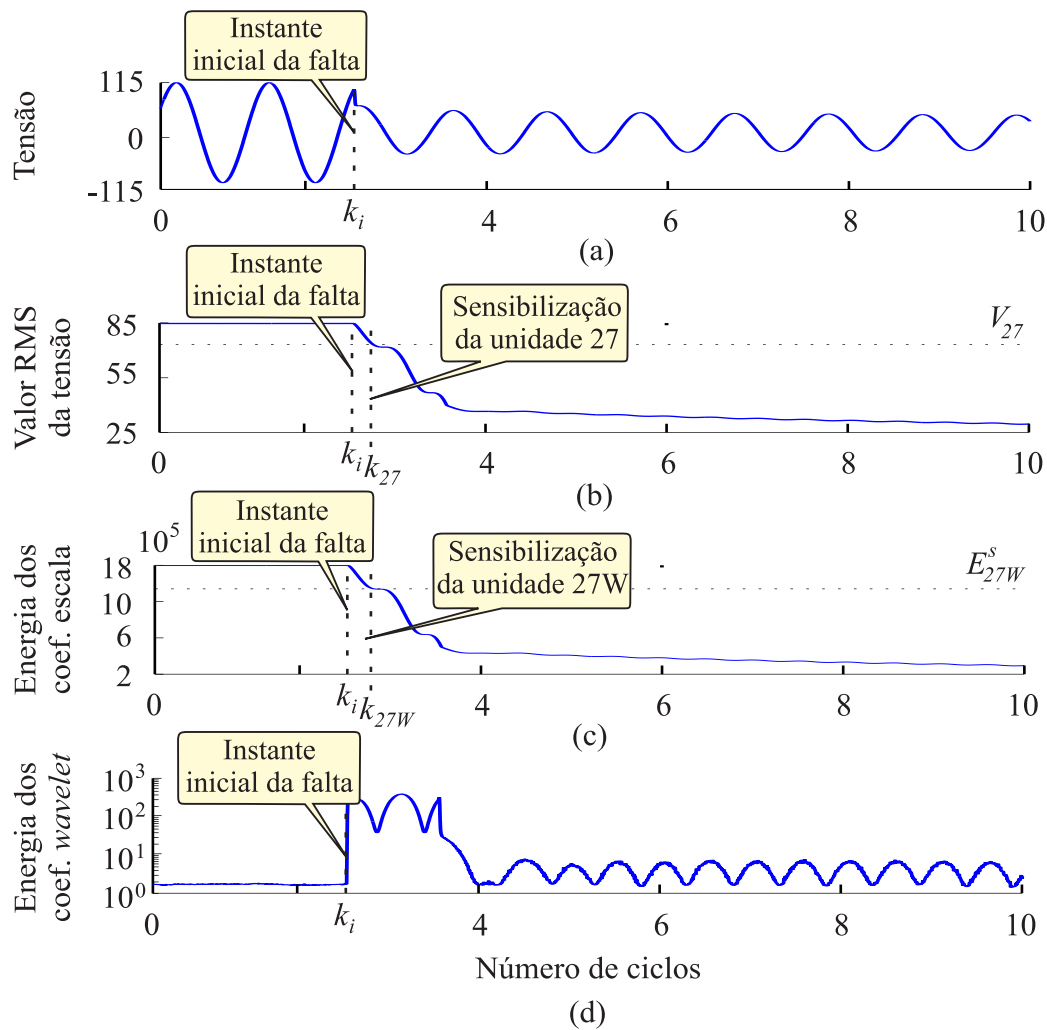


Figura 6.12: Falta bifásica-terra na barra 6: (a) tensão; (b) valor RMS da tensão; (c) energia dos coeficientes escala; (d) energia dos coeficientes *wavelet*.

Tabela 6.5: Limiares da proteção de sub/sobretensão.

Componente	Convencional	<i>Wavelet</i>
Unidade 27	$V_{27} = 71,6$	$E_{27W}^s = 1,3 \cdot 10^6$
Unidade 59	$V_{59} = 89,5$	$E_{59W}^s = 2,0 \cdot 10^6$

O valor RMS da tensão nas Figuras 6.11(b) e 6.12(b) permanece aproximadamente constante para condições normais de funcionamento. Na ocorrência de uma falta no sistema, o valor RMS da tensão apresenta um afundamento nas tensões envolvidas com a falta. Entretanto, um atraso no tempo é registrado entre o instante da falta k_i (início da queda de tensão) e o instante de detecção k_{27} pelo sistema de proteção, devido ao cálculo do valor RMS apresentar janela de um ciclo, que consiste em um dos principais proble-

mas relacionados a este método. Na Figura 6.11(b) o afundamento de tensão ultrapassou o limite V_{27} do sistema de proteção contra subtensão, sensibilizando assim, a unidade de proteção 27. De acordo com a Tabela 3.2, o tempo de desconexão do sistema será de até 2 s a partir do instante k_{27} .

Conforme a Figura 6.11(c) e 6.12(c), a energia dos coeficientes escala tem comportamento similar ao valor RMS da tensão, sendo detectado o afundamento da tensão na energia dos coeficientes escala no mesmo instante que no valor RMS da tensão. As análises de tensão, que são tradicionalmente realizadas pelo método do valor RMS, podem ser realizadas pela energia dos coeficientes escala sem prejuízo. No entanto, segundo Costa e Driesen (2013), a energia dos coeficientes escala apresenta como vantagem um menor esforço computacional para uma *wavelet* com poucos coeficientes, ideal para aplicações em tempo real.

Além da energia dos coeficientes escala apresentar desempenho similar ao valor RMS e menor esforço computacional para aplicações em tempo real, a transformada *wavelet* apresenta um sinal adicional, a energia dos coeficientes *wavelet*, que é influenciada pelas componentes de alta frequência do sinal. Com a energia dos coeficientes *wavelet* o instante exato que o afundamento de tensão ocorre no sistema é detectado pelo aumento abrupto da energia dos coeficientes *wavelet*, esta informação adicional pode ser utilizada para acelerar o tempo de atuação da unidade de proteção 27W.

Na Tabela 6.6 é apresentada a taxa de acertos dos métodos *wavelet* e RMS para a base 1 de registros, que foram iguais para os casos simulados.

Tabela 6.6: Taxa de acertos do método do valor RMS e *wavelet*.

	Método do valor RMS	Método <i>wavelet</i>
Taxa de acertos	100%	100%

Na Figura 6.13 é ilustrado o *boxplot* comparando o desempenho do método *wavelet* e do valor RMS quanto ao instante de atuação do sistema de proteção para a base 1 da Tabela 6.1. No método *wavelet*, a energia dos coeficientes escala é utilizada para detectar a subtensão no sistema e a energia dos coeficientes *wavelet* é utilizada para diminuir a temporização do sistema de proteção. A taxa de amostragem utilizada para ambas as análises foi de 15,36 kHz.

De acordo com a Figura 6.13, o *boxplot* da unidade 27W é equivalente ao método do valor RMS da tensão, diferenciando-se pelo deslocamento para baixo em relação ao *boxplot* do método do valor RMS. Com isso, o método *wavelet* tem melhor desempenho que o método do valor RMS da tensão. Isso ocorre devido ao método *wavelet* utilizar a

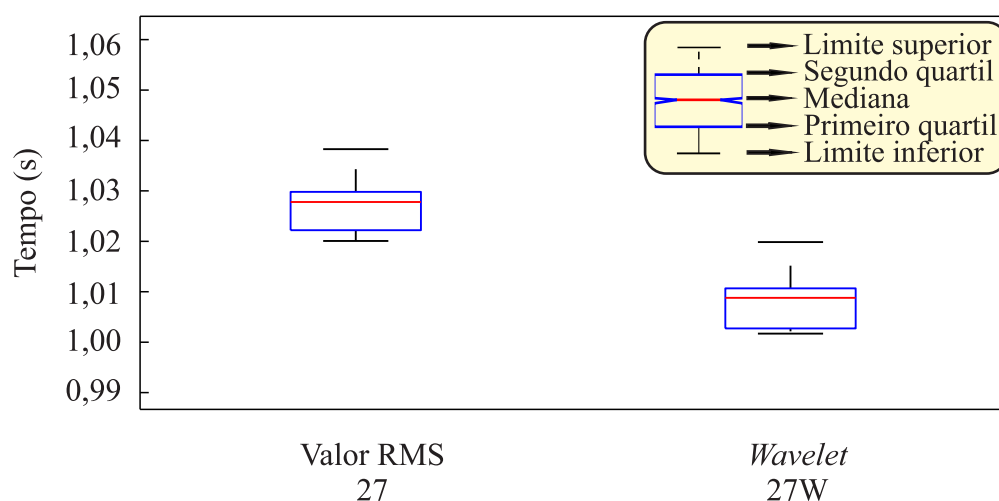


Figura 6.13: *Boxplot* para comparação do desempenho dos métodos do valor RMS e *wavelet* para a proteção contra subtensão.

energia dos coeficientes *wavelet* para diminuir a temporização da unidade 27W.

6.4.1 Efeito do Ângulo de Incidência (θ_f)

Na Figura 6.14 é ilustrado o desempenho dos métodos *wavelet* e do valor RMS para os diferentes ângulos de incidência de falta para uma falta monofásica com resistência de falta igual a 1Ω na barra 4 do sistema de distribuição (base 2 da Tabela 6.1). A temporização do sistema de proteção do método *wavelet* é calculada pela variável $T_{atuacao}^{27W}$ da Equação 5.20.

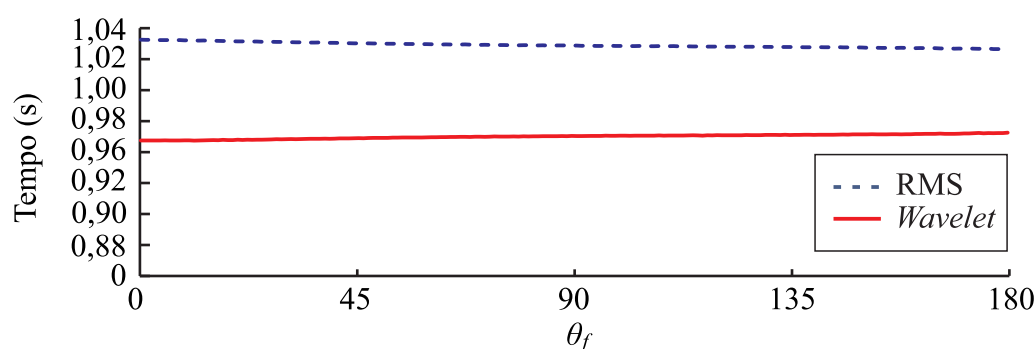


Figura 6.14: Tempos de atuação da proteção em função do ângulo de incidência de falta.

A variação do ângulo de incidência não altera o afundamento da tensão e, consequentemente, a energia dos coeficientes escala e o valor RMS da tensão permanecem praticamente constante.

O método do valor RMS para a proteção contra subtensão apresentou desempenho similar ao do método *wavelet*. Entretanto, como a unidade 27W utiliza a energia dos coeficientes *wavelet* para diminuir o tempo de atuação do relé de subtensão, a temporização da unidade 27W foi inferior ao da unidade baseada no valor RMS da tensão.

6.4.2 Efeito da Resistência de Falta (R_f)

Na Figura 6.15 é ilustrado o tempo de atuação do método *wavelet* e do método RMS para as variações na resistência de falta na barra 4 do sistema para uma falta monofásica (base 3 da Tabela 6.1).

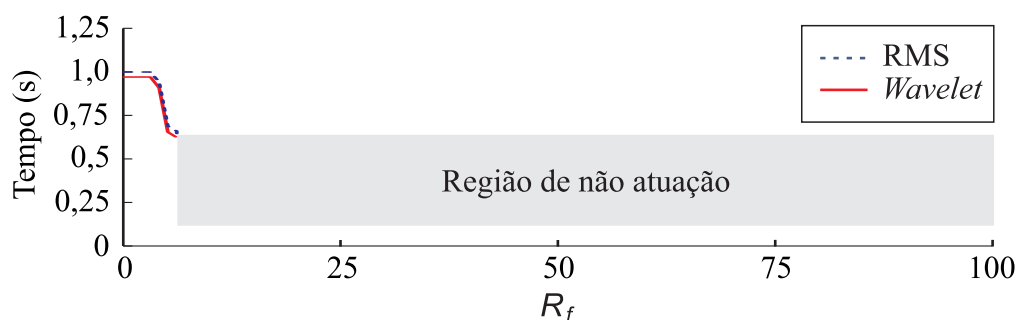


Figura 6.15: Tempos de atuação da proteção em função da resistência de falta.

A variação do parâmetro de resistência de falta altera o valor da queda de tensão, afetando o valor RMS da tensão e a energia dos coeficientes escala, e as componentes transitórias, alterando a energia dos coeficientes *wavelet*. De acordo com a Figura 6.15, a medida que o valor da resistência de falta aumenta, o tempo de atuação do relé *wavelet* e do relé do valor RMS contra subtensão aumenta. Entretanto, para valores acima de 9 Ω o sistema de proteção não é sensibilizado devido ao valor da resistência de falta não causar níveis de afundamentos na tensão inferior a 88% do valor da tensão em condições normais de operação.

O sistema de proteção contra subtensão que utiliza o método *wavelet* teve comportamento similar, com diferença de poucos micronésios de segundos, ao método do valor RMS quanto à variação da resistência de falta.

6.4.3 Efeito do Local da Falta

Na Figura 6.16 é ilustrado os tempos de atuação da proteção *wavelet* e do método do valor RMS em função da variação do parâmetro de local de falta (base 4 da Tabela 6.1).

A variação do local de falta no sistema provoca variações nos sinais de tensão e, conseqüentemente, alteram o valor RMS da tensão e a energia dos coeficientes escala

e *wavelet*. De acordo com a Figura 6.16, a variação do local de ocorrência da falta no sistema elétrico ocasionou mudanças nos tempos de atuação da unidade 27. O tempo de operação diminuiu à medida que a falta aproxima-se da barra onde foi instalado o gerador distribuído, pois a potência fornecida pelo GD é maior para as cargas mais próximas. O método *wavelet* teve desempenho um pouco melhor que o método do valor RMS para eventos de subtensão no sistema elétrico devido à contribuição da energia dos coeficientes *wavelet*.

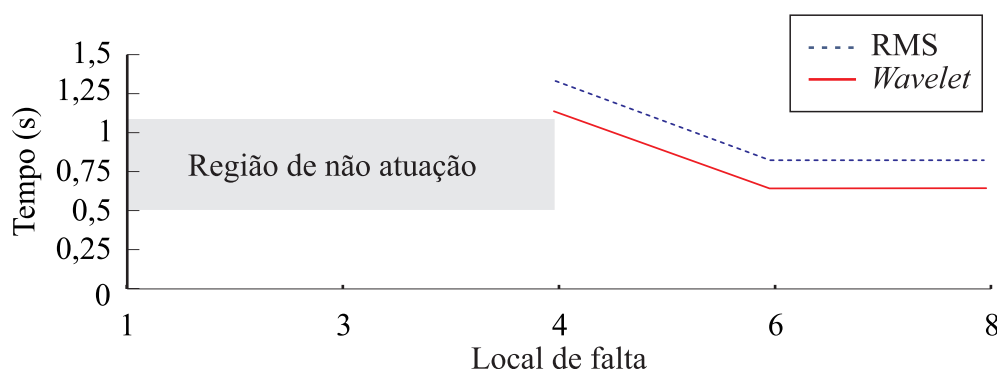


Figura 6.16: Tempos de atuação da proteção em função do local de falta.

6.5 Estudo de Caso de Ilhamento

Nesta secção será apresentado um estudo de caso de ilhamento para analisar o comportamento do sistema de proteção da GD quando a geração principal desconecta o sistema de distribuição. Na Figura 6.17 é ilustrada a modificação no sistema de distribuição para estudos de ilhamento, no qual um sistema de proteção é instalado na barra 2 composto por um relé (RSE), um TC com RTC de 2000-5, e um disjuntor (DJ-02).

O estudo de ilhamento no sistema de distribuição é importante por permitir analisar o comportamento da proteção quando uma falta ocorre no sistema e a geração principal se desconecta, isolando assim, o gerador distribuído com algumas das cargas. Caso a proteção da GD não detecte a falta do sistema, quando ilhado, o gerador distribuído continuará alimentando as cargas e a falta no sistema de distribuição. Nos relés RSE e RGD foram implementadas as proteções contra sobrecorrente e subtensão baseadas no método *wavelet*. Os sinais de tensão e corrente no sistema com falta são monitoradas nas barras 2 e 7.

Uma falta AT foi simulada na barra 3 do sistema de distribuição para uma resistência de falta de $1\ \Omega$ e ângulo de incidência igual a 60° . Esta falta não sensibilizou o sistema de

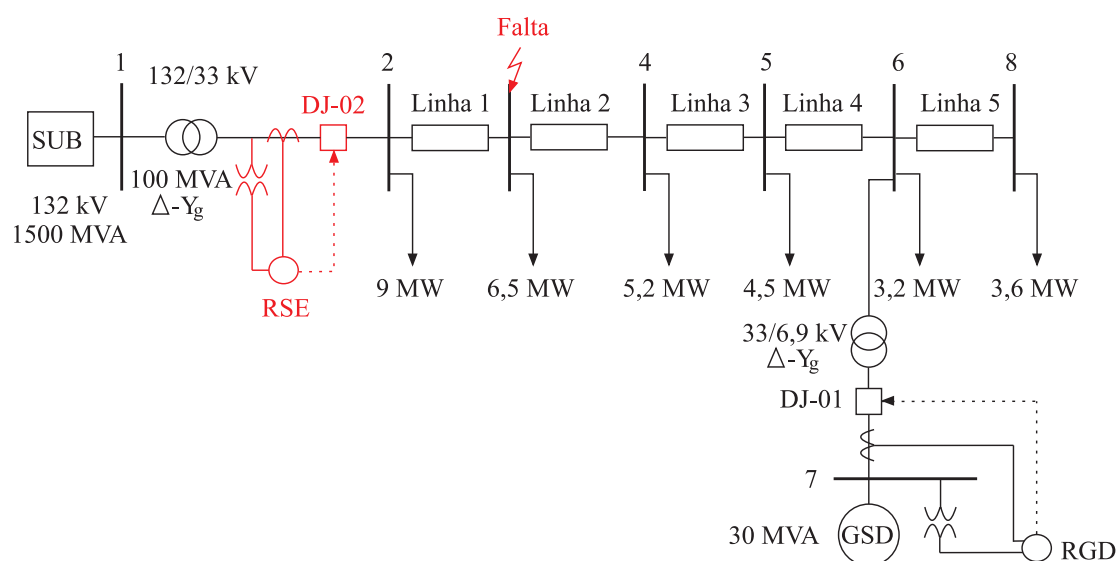


Figura 6.17: Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição com GD modificado.

proteção de sobrecorrente instantâneo do gerador distribuído conectado na barra 7 (relé RGD) por não ultrapassar os limiares estabelecidos pelo sistema de proteção. Porém, a proteção de sobrecorrente *wavelet* na subestação detectou a falta e o DJ-02 desconectou a subestação, tornando o sistema ilhado conforme ilustrado na Figura 6.18.

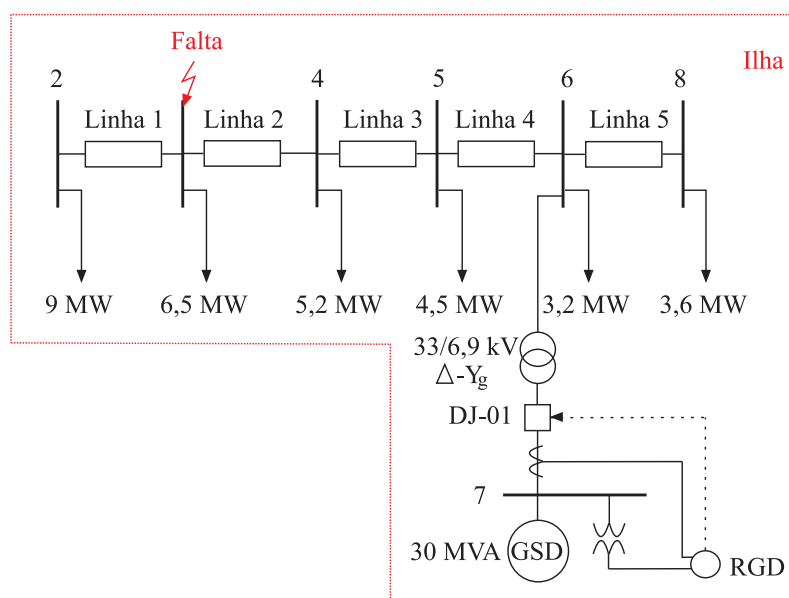


Figura 6.18: Representação de um ilhamento a partir da abertura do disjuntor DJ-02.

Nas Figuras 6.19 e 6.20 são ilustrados o sinal de corrente da falta AT monitorada nas barras 2 e 7, respectivamente, a energia dos coeficientes escala e o estado de operação do

disjuntor. As variáveis k_{SE} e k_{GD} são os instantes de detecção pelo sistema de proteção instantânea da subestação e do gerador distribuído, respectivamente. As variáveis k_{DJ-01} e k_{DJ-02} são os instantes de abertura dos disjuntores DJ-01 e DJ-02, respectivamente. Os limiares do sistema de proteção para uma RTC de 2000-5, correspondem aos valores da Tabela 6.7. O cálculo dos limiares do sistema de proteção contra sobrecorrente é apresentado no Apêndice A.

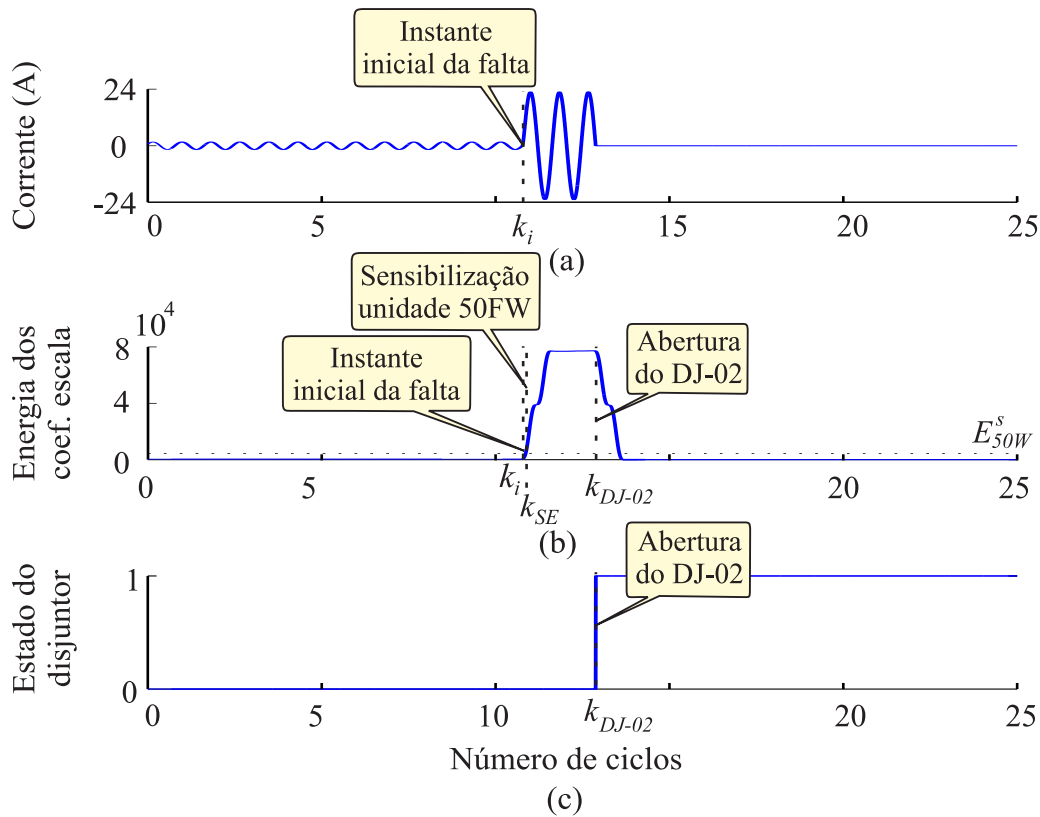


Figura 6.19: Falta monofásica monitorada na barra 2 do sistema: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) estado de operação do disjuntor.

Tabela 6.7: Limiares do sistema de proteção da barra 2.

Unidade de proteção	Limiar em energia
Unidade 51F	$E_{51W}^s = 4,6 \cdot 10^3$
Unidade 51N	$E_{51NW}^s = 3,2 \cdot 10^1$
Unidade 50F	$E_{50W}^s = 1,8 \cdot 10^4$
Unidade 51N	$E_{50NW}^s = 1,1 \cdot 10^3$

De acordo com a Figura 6.19, quando a falta ocorre no sistema, a unidade de proteção instantânea contra sobrecorrente do relé RSE detecta a falta no instante k_{SE} . Quando a falta é detectada, o relé RSE envia o comando de *trip* para a abertura do disjuntor DJ-02.

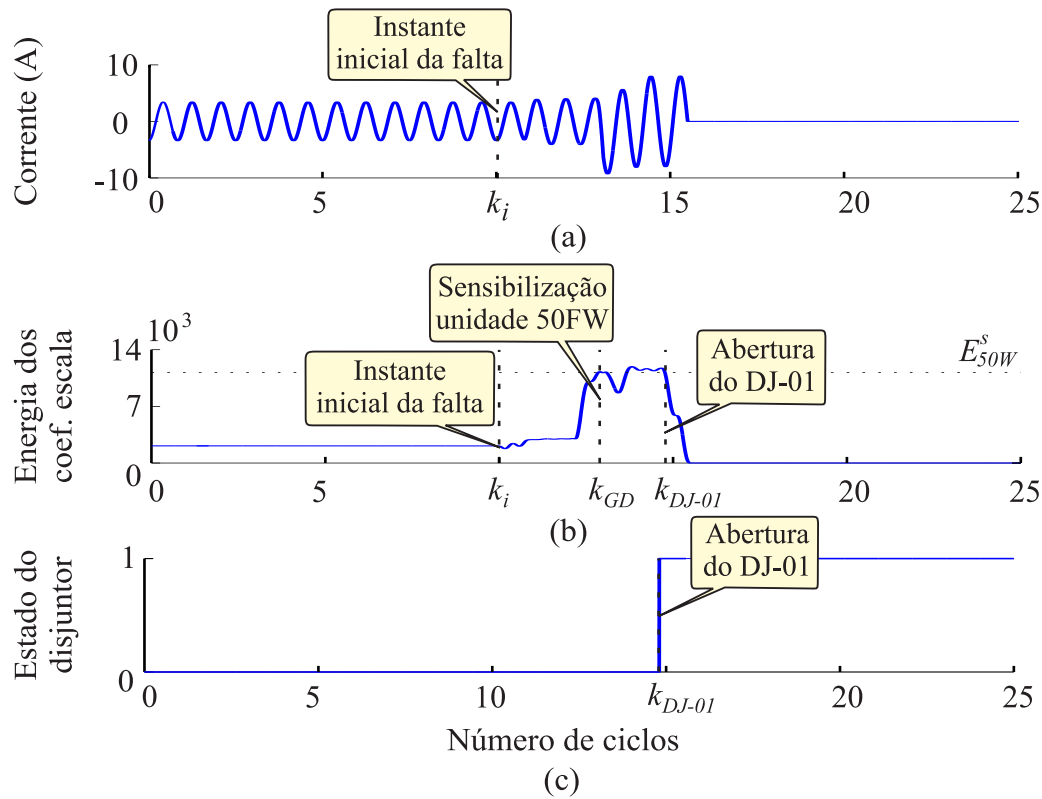


Figura 6.20: Falta monofásica monitorada na barra 7 do sistema: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) estado de operação do disjuntor

Após aproximadamente 2 ciclos, tempo estimado para abertura de um disjuntor, o disjuntor DJ-02 abre no instante k_{DJ-02} isolando, assim, a subestação principal de energia do restante do sistema. Dessa forma, como a geração principal deixou de operar, a falta presente no sistema e as cargas conectadas às barras serão alimentadas apenas pelo gerador distribuído, caracterizando assim, uma situação de ilhamento. Neste caso, de acordo com a Figura 6.20, tem-se um aumento da corrente do sistema, dessa forma, o sistema de proteção da GD consegue detectar a sobrecorrente após a abertura do disjuntor DJ-02 no instante k_{GD} . Dessa forma, o relé RGD envia o sinal de *trip* para a abertura do disjuntor DJ-01. Na Figura 6.20(c) é ilustrado a abertura do disjuntor DJ-01 no instante k_{DJ-01} após, aproximadamente, 2 ciclos do instante k_{GD} . Após a abertura do DJ-01, o gerador distribuído é desconectado para que a falta possa ser extinta, protegendo o gerador distribuído contra danos severos devido à condição de falta no sistema de distribuição.

O sistema de proteção da barra 2 conseguiu detectar a falta e se desconectar do sistema. Neste caso, o sistema de proteção da barra 7 consegue detectar a situação de ilhamento, criada devido à abertura do DJ-02, e desconectar a GD do restante do sistema. Então, o método baseado na energia dos coeficientes *wavelet* e escala teve desempenho

adequado para esta situação.

6.6 Resultados Experimentais

Para avaliar o desempenho da energia dos coeficientes escala e *wavelet* da TWDR, em tempo real, que consiste no núcleo de processamento da proteção *wavelet* proposta, um estudo em um protótipo de sistema elétrico de potência foi realizado.

Na Figura 6.21 é ilustrado o diagrama unifilar simplificado do protótipo do sistema elétrico de potência implementado no LEPER/UFRN (laboratório de eletrônica de potência de energias renováveis da universidade federal do Rio Grande do Norte), composto por um gerador síncrono de polos salientes tracionado por um motor de corrente contínua e uma subestação elétrica utilizada como barramento infinito. O gerador síncrono de polos salientes é conectado ao barramento infinito por meio de um modelo de rede trifásica composto por dois segmentos de linha de transmissão e uma carga linear trifásica conectada no ponto central. O modelo do DSP (*digital signal processor*) utilizado foi o TMS320F28335 da *Texas Instruments* de ponto flutuante equipado com uma placa de aquisição de dados com conversores A/D de 12 *bits* (SOUSA, 2013). Na Tabela 6.8 são sumarizados os parâmetros do protótipo do sistema elétrico de potência implementado.

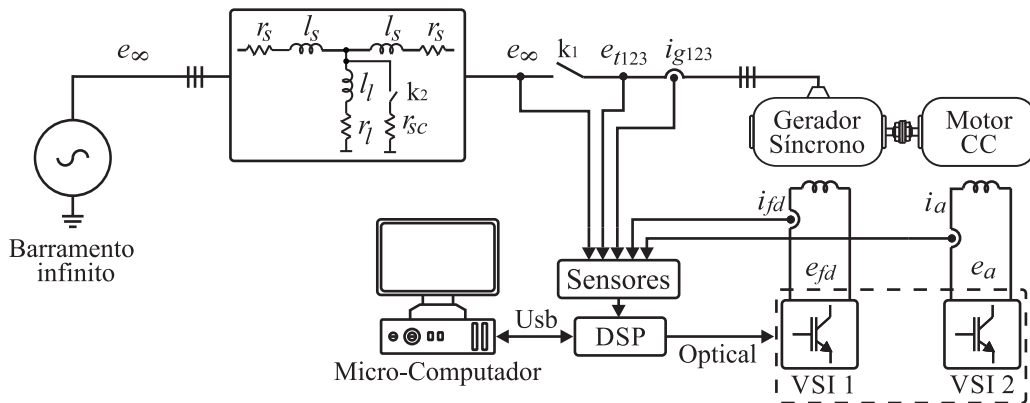


Figura 6.21: Protótipo do sistema elétrico de potência implementado experimentalmente.

Na Figura 6.22 é ilustrado um sinal de corrente de uma falta trifásica medida nos sensores de corrente a uma frequência de amostragem de $f_s = 10$ kHz e as respectivas energias dos coeficientes escala e *wavelet*. A falta ocorre no instante k_i e o sistema de proteção detecta a falta no instante k_{51W} . Neste exemplo, o tempo gasto para calcular a energia dos coeficientes escala e *wavelet* na amostra k por amostragem, é aproximadamente $14,54 \mu s$, sendo inferior ao tempo de amostragem que é de $100 \mu s$. Dessa forma, o método proposto executa um baixo esforço computacional tornando-o viável para aplicações em tempo

real. Sendo assim, é possível desenvolver um relé baseado na energia dos coeficientes escala e *wavelet*.

Tabela 6.8: Parâmetros do protótipo de sistema elétrico de potência.

Componente	Parâmetro		
Gerador síncrono	$S = 5kVA$	$r_f = 1,2\Omega$	$l_f = 79mH$
	$l_{mq} = 69,4mH$	$x_d = 50\Omega$	$l_{md} = 117,62mH$
	$x_q = 31,6mH$	$x'_d = 16,5\Omega$	$p = 12polos$
Subestação	$S = 45kVA$	$e_\infty = 127/220V$	
Linha de transmissão	$r_s = 0,1\Omega$	$l_s = 2mh$	$x_s = 1,5\Omega$
Carga linear e resistência de falta	$r_l = 20\Omega$	$l_l = 60mH$	$r_{sc} = 5\Omega$

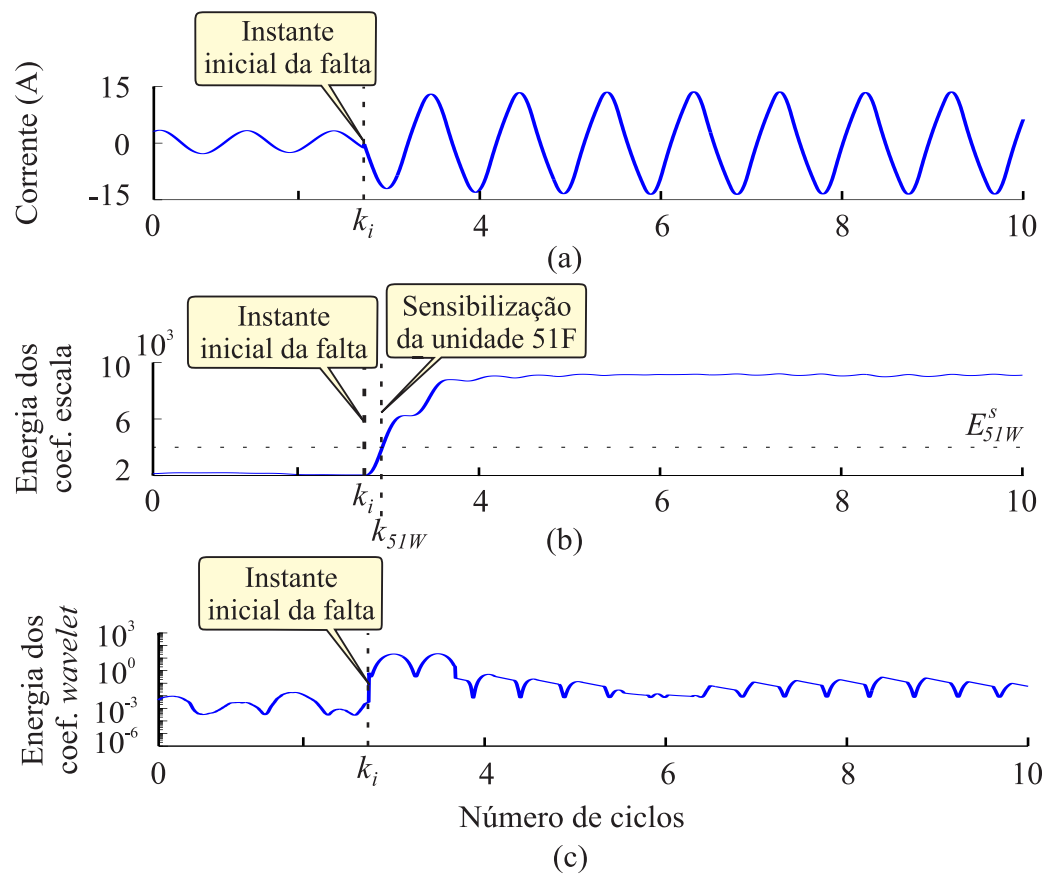


Figura 6.22: Sinal de corrente com falta: (a) corrente; (b) energia dos coeficientes escala; (c) energia dos coeficientes *wavelet*.

6.7 Síntese do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o desempenho da proteção contra sobrecorrentes e sub/sobretensão. Os métodos de análises de sinais que utilizam a transformada *wavelet*, a transformada de Fourier e o método do valor RMS foram comparados com o objetivo de verificar o desempenho de cada método. Foram avaliados a taxa de acerto e o tempo de detecção de faltas levando-se em consideração os efeitos da resistência, ângulo de incidência e local de falta. Um caso de proteção contra ilhamento usando a proteção de sobrecorrente *wavelet* foi avaliado e avaliações experimentais também foram realizadas para verificação da aplicação em tempo real.

Capítulo 7

Conclusões

7.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho foi proposto um novo método de proteção de sub/sobretensão e sobre-corrente utilizando as energias dos coeficientes escala e *wavelet*.

Com relação a transformada *wavelet*, um estudo comparativo entre a *wavelet* convencional e a *wavelet* com efeito borda foi realizado. A energia dos coeficientes escala com efeito de borda não foram afetadas pela *wavelet* mãe, diferente do que ocorre com a energia dos coeficientes escala sem efeito de borda (transformada *wavelet* convencional) que sofrem atrasos no tempo para *wavelets* mãe longas. Dessa maneira, a escolha da *wavelet* mãe consistiu apenas no critério de menor esforço computacional, sendo a *wavelet* mãe Daubechies com quatro coeficientes selecionada.

A proteção de sobrecorrente convencional, com o método de Fourier para detecção de sobrecorrentes no sistema, foi comparada com o método de sobrecorrente *wavelet*, que utiliza a energia dos coeficientes escala das correntes. O desempenho de cada método foi avaliado com os parâmetros de ângulo de incidência, local e resistência de falta. O método *wavelet* apresentou desempenho e taxa de acertos similar ao do método de Fourier. Porém, as energias dos coeficientes escala são computacionalmente mais eficientes, sendo empregadas em tempo real para análises de sinais a uma taxa de amostragem de 15,36 kHz.

O sistema de proteção contra subtensão convencional, com uso do método do valor RMS, foi comparado com o método proposto baseado na energia dos coeficientes escala. Os parâmetros de ângulo de incidência, resistência e local de falta foram variados para avaliar o desempenho dos métodos de proteção. A proteção de subtensão *wavelet* apresentou desempenho similar ao método do valor RMS.

A energia dos coeficientes escala promoveu duas funções de proteção (sobrecorrente e sub/sobretensão) com desempenho similar às respectivas proteções convencionais. Porém, além disso, a energia dos coeficientes *wavelet* promove a identificação precisa e em

tempo real do instante correto da falta. Desta forma, a energia dos coeficientes *wavelet* foi utilizada para diminuir os tempos de atuação das unidades de proteção temporizadas. Dessa maneira, a operação das unidades de proteção temporizadas baseadas no método *wavelet* apresentou melhor desempenho.

Um estudo de caso de ilhamento foi realizado com o objetivo de verificar o desempenho do sistema de proteção que utiliza a energia dos coeficientes escala e *wavelet* para detectar sobrecorrentes e subtensões. Para este estudo, o método proposto apresentou desempenho adequado, detectando a condição de falta no sistema e protegendo o gerador distribuído contra a situação de ilhamento formada.

Realizou-se também uma análise de um sinal de falta em um protótipo de sistema elétrico implementado em laboratório e calculou-se a energia dos coeficientes escala e *wavelet* em um DSP, no qual constatou-se que a utilização da energia dos coeficientes *wavelet* e escala é viável em aplicações em tempo real, sendo um candidato para futuros algoritmos de proteção a ser utilizado por relés.

7.2 Trabalhos Futuros

Como continuação dos estudos realizados nesta pesquisa, propõe-se a utilização de um sistema de distribuição com múltiplas unidades de geradores distribuídos e diversificação de renováveis para execução das seguintes tarefas:

- realização de estudos de coordenação com a proteção *wavelet*;
- proteção de sobrecorrente *wavelet* adaptativa;
- proteção *wavelet* para anti-ilhamentos não-intencionais;
- implementar um protótipo de um relé *wavelet* em DSP para aplicações em tempo real.

Referências Bibliográficas

ABBEY, C.; BRISSETTE, Y.; VENNE, P. An autoground system for anti-islanding protection of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 2, p. 873–880, Mar. 2014.

ABNT. *NBR 6856: Transformador de Corrente*. 1992. 22 p.

ABNT. *NBR 5356: Transformador de Potência*. 1993. 59 p.

ALKARAN, D. S. et al. Overcurrent relays coordination in interconnected networks using accurate analytical method and based on determination of fault critical point. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 870–877, Apr. 2015.

ALVES, H.; FONSECA, R. An algorithm based on discrete wavelet transform for fault detection and evaluation of the performance of overcurrent protection in radial distribution systems. *IEEE Transactions Latin America*, v. 12, n. 4, p. 602–608, Jun. 2014.

ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012*. 2012. 6 p.

BARBOSA, W. P. F.; AZEVEDO, A. C. S. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais*, Amazônia, p. 1–11, 2014.

BARRETO, R. L. et al. Wavelet-based fault detection in grid-connected photovoltaic systems. *Power Electronics Conference (COBEP)*, Gramado, p. 1054–1059, Oct. 2013.

BEJMERT, D.; SIDHU, T. Investigation into islanding detection with capacitor insertion-based method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 6, p. 2485–2492, Dec. 2014.

BOCCUZZI, C. V. Tecnologias de smart grid no brasil: avanços regulatórios e institucionais. *5th Fórum Latino-Americano de Smart Grid*, São Paulo, p. 1–8, Nov. 2012.

BOLLEN, M. H. J.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system. New Jersey: Wiley - IEEE Press, p. 1–528, 2011.

BURRUS, C. S.; GOPINATH, A. G.; GUO, H. Introduction to wavelets and wavelet transforms. New Jersey: Prentice Hall, p. 1–281, 1998.

CIPOLI, J. A. Engenharia de distribuição. Qualitymark, v. 1ª edição, p. 1–340, 1993.

COFFELE, F.; BOOTH, C.; DYSKO, A. An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 561–568, Apr. 2015.

COFFELE, F. et al. Quantitative analysis of network protection blinding for systems incorporating distributed generation. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 6, n. 12, p. 1218–1224, Dec. 2012.

CORREA, D. S. Metodologias para análise do risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos distribuídos. *Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas*, p. 1–118, Jun. 2008.

COSTA, F. B. Uma técnica de diagnóstico em tempo real de distúrbios transitórios baseada na transformada wavelet para uso em registradores digitais de perturbação. *Tese (Doutorado) - Universidade federal de Campina Grande, Campina Grande*, p. 1–233, Jul. 2010.

COSTA, F. B. Fault-induced transient detection based on real-time analysis of the wavelet coefficient energy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 1, p. 140–153, Feb. 2014.

COSTA, F. B.; DRIESEN, J. Assessment of voltage sag indices based on scaling and wavelet coefficient energy analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 336–346, Jan. 2013.

COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. Detection and classification of transient disturbances in power systems. *IEEE Transactions on Power and Energy*, v. 130, p. 910–916, 2010.

DAUBECHIES, I. Ten lectures on wavelets. *Philadelphia: CBMS-NSF Regional Conference Series, SIAM*, 1992.

EL-KHATTAM, W.; SIDHU, T. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study. *IET Renewable Power Generation*, v. 3, n. 4, p. 415–425, Dec. 2009.

EPE. Balanço energético nacional 2014. Rio de Janeiro: MME/EPE, p. 1–54, 2014.

ETXEGARAI, A.; EGUÍA, P.; ZAMORA, I. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)*, Las Palmas de Gran Canaria, p. 1–6, Apr. 2011.

FAQHRULDIN, O. N.; EL-SAADANY, E. F.; ZEINELDIN, H. H. A universal islanding detection technique for distributed generation using pattern recognition. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1985–1992, Jul. 2014.

FAR, H.; RODOLAKIS, A. J.; JOOS, G. Synchronous distributed generation islanding protection using intelligent relays. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 1695–1703, Dec. 2012.

- FARIAS, A. M. L. O boxplot. *Universidade Federal Fluminense, Niterói*, p. 1–9, 2013.
- FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 57–63, Jan. 2005.
- GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 214–218, Jan. 2005.
- GOMEZ, J. C. et al. Distributed generation: impact on protections and power quality. *IEEE Transactions Latin America*, v. 11, n. 1, p. 460–465, Feb. 2013.
- GRIGORYAN, A. Fourier transform representation by frequency-time wavelets. *IEEE Transactions on Signal Processing*, v. 53, n. 7, p. 2489–2497, Jul. 2005.
- HOROWITZ, H. S.; PHADKE, A. G. Power system relaying. UFSC-EEL-LabPlan, v. 3ª edição, p. 1–332, 2008.
- HOSANI, M. A.; QU, Z.; ZEINELDIN, H. H. A transient stiffness measure for islanding detection of multi-DG systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 986–995, Apr. 2015.
- IEC. *IEC 61000-4-30: Electromagnetic Comptibility (EMC)-Part4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods*. 2008.
- IEEE. *IEEE Std 1159-1995: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. 1995. 76 p.
- IEEE. *IEEE Std C37.112-1996: IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*. 1997. 19 p.
- IEEE. *IEEE Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003. 28 p.
- JANG, S.; KIM, K. A new islanding detection algorithm for distributed generations interconnected with utility networks. *8th IEEEJ International Conference on Developments in Power System Protection*, v. 2, p. 571–574, Apr. 2004.
- JONES, D.; KUMM, J. Future distribution feeder protection using directional overcurrent elements. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 2, p. 1385–1390, Mar. 2014.
- JORGE, D. C.; COURRY, D. V.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Localização de faltas em linhas de transmissão de energia elétrica utilizando reconhecimento de padrões. *Proceedings of the IV Brazilian Conference on Neural Networks*, São José dos Campos, p. 1–6, Jul. 1999.
- KINDERMANN, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. Florianópolis: UFSC-EEL-LabPlan, v. 1, p. 1–248, 1999.
- KINDERMANN, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. Florianópolis: UFSC-EEL-LabPlan, v. 2, p. 1–110, 2005.

LIU, X. et al. Principal component analysis of wide-area phasor measurements for islanding detection - a geometric view. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 976–985, Apr. 2015.

MADANI, S. S. et al. Intelligent passive anti-islanding protection for doubly fed induction generators. *Research Journal of Recent Sciences*, v. 2, p. 8–13, Jul. 2013.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. *3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, p. 2743–2748, Apr. 2008.

MAHAT, P. et al. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 2, n. 3, p. 428–437, Sep. 2011.

MAMEDE, J. M. F.; MAMEDE, D. R. Proteção de sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro: LTC, p. 1–605, 2013.

MARDEGAN, C. Capítulo III: Dispositivos de proteção - parte I. *Revista o Setor Elétrico*, v. 50, p. 28–39, Mar. 2010.

MEDEIROS, R. P. Proteção diferencial de transformadores de potência utilizando a transformada wavelet. *Dissertação (Mestrado) - Universidade federal do Rio Grande do Norte, Natal*, p. 1–108, May 2014.

MENDONCA, L. P. Proposta de sistema de automação para ilhamento intencional de redes de distribuição com geração distribuída. *Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro*, p. 1–199, Jun. 2014.

MONTGOMERY, C. D.; RUNGER, G. C. Probabilidade e estatística na engenharia. LTC, v. 5ª edição, p. 1–548, 2012.

OZIMEK, J. F. Smart grid: IT fix - or consumer fail? *The Customer Framework*, Ascot, p. 1–1, 2011.

PAULILO, G.; TEIXEIRA, M. D. Variações de tensão de longa duração. *Capítulo IV: Revista o Setor Elétrico*, v. 87, p. 38–42, Apr. 2013.

PERCIVAL, D. B.; WALDEN, A. T. Wavelet methods for time series analysis. *New York: Cambridge University Press*, p. 1–611, 2000.

PEREIRA, M. B. Estudo e simulação de técnicas anti-ilhamento na conexão à rede de pequenas fontes alternativas. *Trabalho de conclusão de curso (TCC) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, Brasil*, p. 1–51, Feb. 2007.

PHADEK, A. G.; THORP, J. H. S. Synchronized phasor measurements and their applications. *New York: Springer*, p. 1–254, 2008.

PIGAZO, A. et al. Wavelet-based islanding detection in grid-connected PV systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 56, n. 11, p. 4445–4455, Nov. 2009.

RAY, P. K.; KISHOR, N.; MOHANTY, S. R. Islanding and power quality disturbance detection in grid-connected hybrid power system using wavelet and s -transform. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1082–1094, Sep. 2012.

REDFERN, M.; USTA, O.; FIELDING, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 948–954, Jul. 1993.

ROBERTS, J.; ALTUVE, H. J.; HOU, D. Análise dos métodos de proteção contra faltas à terra nos sistemas da distribuição aterrados, não-aterrados e compensados. *Schweitzer Enginheering Laboratories (SEL)*, p. 1–39, 2001.

ROPP, M. et al. Using power line carrier communications to prevent islanding of PV power systems. *Conference Record of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anchorage, p. 1675–1678, 2000.

ROPP, M.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 3, p. 810–816, Sep. 1999.

SALEH, K. A. et al. Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 537–544, Apr. 2015.

SALLES, D. et al. Nondetection index of anti-islanding passive protection of synchronous distributed generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 3, p. 1509–1518, Jul. 2012.

SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R. Wavelet singular entropy-based islanding detection in distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 411–418, Jan. 2013.

SANTOS, L. S. Avaliação de algoritmos numéricos de proteção para linhas com compensação série. *Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá*, p. 1–267, Nov. 2006.

SILVA, M. K. Estimacão de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão. *Tese (Doutorado) - Universidade federal de Campina Grande, Campina Grande*, p. 1–203, Apr. 2009.

SILVA, R. A. Comportamento da função de proteção de sobrecorrente instantânea frente a distorções harmônicas nos relés de proteção numéricos. *Trabalho de conclusão de curso (TCC) - Universidade de São Paulo, São Carlos*, p. 1–111, 2008.

SMITH, G.; ONIONS, P.; INFELD, D. Predicting islanding operation of grid connected PV inverters. *IEEE Electric Power Applications*, v. 147, n. 1, p. 1–6, Jan. 2000.

SOUSA, C. M. N. Estabilizador de sistema de potência para máquinas síncronas de polos salientes utilizando a transformada wavelet. *Dissertação (Mestrado) - Universidade federal do Rio Grande do Norte, Natal*, p. 1–115, Jul. 2013.

TESKE, S. [r]evolução energética - a caminho do desenvolvimento limpo. Greenpeace Internacional/GWEC/Erec, p. 1–41, 2013.

TRINDADE, F. C. L.; NASCIMENTO, K. V.; VIEIRA, J. C. M. Investigation on voltage sags caused by dg anti-islanding protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 2, p. 972–980, Apr. 2013.

UKIL, A.; DECK, B.; SHAH, V. H. Smart distribution protection using current-only directional overcurrent relay. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, p. 1–7, Oct. 2010.

UKIL, A.; DECK, B.; SHAH, V. H. Current-only directional overcurrent protection for distribution automation: Challenges and solutions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, p. 1687–1694, Dec. 2012.

VIEIRA, J. C. M. et al. Performance of frequency relays for distributed generation protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1120–1127, Jul. 2006.

VIEIRA, J. C. M. et al. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 2, p. 593–600, Apr. 2008.

VIEIRA, J. C. M. J. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: Uma revisão bibliográfica sobre o tema. *Revista Eletrônica de Energia*, v. 1, n. 1, p. 3–14, Dez. 2011.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for canada. CANMET energy Technology Centre-Varenes, Natural Resources Canada, v. 1, p. 1–53, Jul. 2004.

ZEINELDIN, H. et al. Optimal protection coordination for meshed distribution systems with DG using dual setting directional over-current relays. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 1, p. 115–123, Jan. 2015.

Apêndice A

Parametrização dos Relés de Proteção

Neste Apêndice é apresentada a parametrização dos relés de proteção contra sobre-corrente e sub/sobretensão conectados ao sistema para a proteção da GD e do barramento do sistema de distribuição.

A.1 Parametrização do Relé da GD (RGD)

Para que um relé seja conectado ao sistema para realizar medidas de tensão é necessário a determinação da RTP. A partir da Equação 3.13, o valor do *tap* do TP será:

$$RTP = 60. \quad (A.1)$$

A parametrização dos relés de sub/sobretensão são realizados de acordo com os intervalos de tempo apresentados na Tabela 3.2 de acordo com a norma IEEE Std 1547-2003.

Para ajustar as unidades de sobrecorrente de fase e neutro é necessário a determinação da RTC, no qual será conectado o relé de proteção, a partir das Equações 3.3 e 3.4, com valor de I_{CS} , no local de instalação do TC, igual a 32000 A e I_{carga} aproximadamente de 2500 A. Os valores foram:

$$I_{tc} > 1600 \text{ A}, \quad (A.2)$$

$$I_n \cong 2500 \text{ A}. \quad (A.3)$$

Então, o valor da RTC deve ser maior que 2500 A. Segundo a ABNT (ABNT, 1992), a relação nominal utilizada será de 3000:5 A.

A.1.1 Ajuste da Unidade 51 de Fase

Para o ajuste da unidade 51 de fase, a Equação 3.5 deve ser satisfeita. Assim,

$$I_{tap,51F} = 5,43 \text{ A.} \quad (\text{A.4})$$

Portanto, a corrente limiar da unidade 51 de fase deverá ser um valor acima de 5,43 A. Neste trabalho, o valor escolhido para parametrização do relé de proteção da unidade 51 de fase será de 5,5 A, satisfazendo os critérios de ajuste. O valor eficaz da corrente de atuação da unidade 51F do primário será igual a 3300 A.

A.1.2 Ajuste da Unidade 51 de Neutro

O ajuste da unidade 51 de neutro é realizado a partir da Equação 3.6 para um valor de 0,1 para a constante k_n , como segue:

$$I_{tap,51N} = 0,418 \text{ A.} \quad (\text{A.5})$$

Portanto, o valor escolhido neste trabalho para ajuste da corrente *tap* da unidade de proteção 51 de neutro é de 0,5 A, satisfazendo assim os critérios de ajuste. Esta corrente corresponde a 300 A de corrente no neutro do primário.

A.1.3 Ajuste da Unidade 50 de Fase

Para ajuste da unidade 50 de fase é considerado um fator de assimetria $f_a = 1,36$, dessa maneira:

$$I_{tap,50F} > 8,3 \text{ A.} \quad (\text{A.6})$$

A corrente que irá sensibilizar a unidade 50 de fase deve ser maior que o valor da Equação A.6, sendo maior que 8,3 A. Então, o valor escolhido para sensibilizar a unidade 50 de fase será de 9 A.

O valor no primário da corrente escolhida na parametrização da unidade 50F é igual a 5400 A.

A.1.4 Ajuste da Unidade 50 de Neutro

O ajuste da unidade 50 de neutro é calculado por meio da Equação 3.10 para uma corrente de $I_{CC,\phi T_{min}} = 10000$ A:

$$I_{tap,50N} = 2,52 \text{ A.} \quad (\text{A.7})$$

O valor da corrente de *tap* da unidade 50 de neutro que será utilizada, neste trabalho, será de 3 A. Correspondendo a 1800 A no neutro do primário do TC.

A.2 Parametrização do Relé da Subestação (RSE)

O valor da RTP calculado a partir da Equação 3.13 é:

$$RTP = 300. \quad (\text{A.8})$$

A parametrização dos relés de sub/sobretensão são realizados com os intervalos de tempo apresentados na Tabela 3.2 de acordo com a norma IEEE Std 1547-2003.

O cálculo da RTC é feito a partir das Equações 3.3 e 3.4 para um valor de I_{cs} igual a 25000 A e I_{carga} aproximadamente de 1750 A. Portanto,

$$I_{tc} > 1250 \text{ A,} \quad (\text{A.9})$$

$$I_n = 1750 \text{ A.} \quad (\text{A.10})$$

Então, o valor da RTC deve ser maior que 1750 A. Segundo a ABNT (ABNT, 1992), a relação nominal utilizada será de 2000:5 A.

A.2.1 Ajuste da Unidade 51 de Fase

Para o ajuste da unidade 51 de fase, a Equação 3.5 deve ser satisfeita. Assim,

$$I_{tap,51F} = 5,68 \text{ A.} \quad (\text{A.11})$$

Portanto, a corrente limiar da unidade 51 de fase deverá ser um valor acima de 5,68 A. Neste trabalho, o valor escolhido para parametrização do relé de proteção da unidade 51 de fase será de 6 A, satisfazendo os critérios de ajuste. O valor eficaz da corrente de atuação da unidade 51F do primário será igual a 2400 A.

A.2.2 Ajuste da Unidade 51 de Neutro

O ajuste da unidade 51 de neutro é realizado a partir da Equação 3.6 para um valor de 0,1 para a constante k_n , como segue:

$$I_{tap,51N} = 0,43 \text{ A.} \quad (\text{A.12})$$

Portanto, o valor escolhido neste trabalho para ajuste da corrente *tap* da unidade de proteção 51 de neutro é de 0,5 A, satisfazendo assim os critérios de ajuste. Esta corrente corresponde a 200 A de corrente no neutro do primário.

A.2.3 Ajuste da Unidade 50 de Fase

Para ajuste da unidade 50 de fase é considerado um fator de assimetria $f_a = 1,36$, sendo assim:

$$I_{tap,50F} > 11,1 \text{ A.} \quad (\text{A.13})$$

A corrente que irá sensibilizar a unidade 50 de fase deve ser maior que o valor da Equação A.13, sendo maior que 11,1 A. Então, o valor escolhido para sensibilizar a unidade 50 de fase será de 12 A.

O valor no primário da corrente escolhida na parametrização da unidade 50F é igual a 4800 A.

A.2.4 Ajuste da Unidade 50 de Neutro

O ajuste da unidade 50 de neutro é calculado por meio da Equação 3.10 para uma corrente de $I_{CC,\phi T_{min}} = 9500 \text{ A}$:

$$I_{tap,50N} = 2,5 \text{ A.} \quad (\text{A.14})$$

O valor da corrente *tap* da unidade 50 de neutro que será utilizada, neste trabalho, será de 3 A. Correspondendo a 1200 A no neutro do primário do TC.