

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

João Tito Almeida Vianna

Métodos Determinísticos para Detecção e Localização por Área de Falta
Monofásicas de Alta Impedância Sustentadas nos Circuitos
Primários de Sistemas de Distribuição Desequilibrados

Juiz de Fora
2016

João Tito Almeida Vianna

**Métodos Determinísticos para Detecção e Localização por Área de Falta
Monofásicas de Alta Impedância Sustentadas nos Circuitos
Primários de Sistemas de Distribuição Desequilibrados**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: D. Sc. Leandro Ramos de Araujo

Coorientadora: D. Sc. Débora Rosana Ribeiro Penido de Araujo

Juiz de Fora

2016

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Almeida Vianna, João Tito.

Métodos Determinísticos para Detecção e Localização por Área de Falhas Monofásicas de Alta Impedância Sustentadas nos Circuitos Primários de Sistemas de Distribuição Desequilibrados / João Tito Almeida Vianna. – 2016.

187 p.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo

Coorientador: Debora Rosana Ribeiro Penido de Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

1. Proteção e Automação de Sistemas Elétricos. 2. Sistemas de Distribuição Desequilibrados. 3. Falta de Alta Impedância. 4. Medição Fasorial Sincronizada. 5. RTDS. I. Ramos de Araujo, Leandro, orient. II. Rosana Ribeiro Penido de Araujo, Debora, coorient. III. Título.

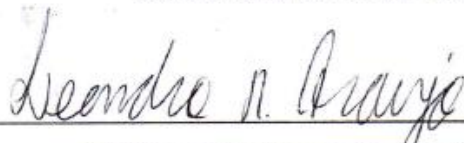
João Tito Almeida Vianna

**Métodos Determinísticos para Detecção e Localização por Área de Falhas
Monofásicas de Alta Impedância Sustentadas nos Circuitos
Primários de Sistemas de Distribuição Desequilibrados**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

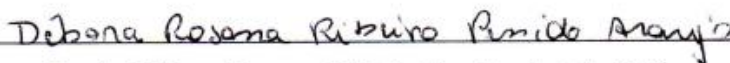
Aprovada em 05 de setembro de 2016

BANCA EXAMINADORA



Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora



Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc.

Universidade de Brasília

*Dedico este trabalho à minha irmã Luiza,
que insiste em não acreditar que se fez algo bem nessa vida,
foi porque ela sempre esteve na frente para me mostrar o caminho.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente à minha família que é o suporte para tudo o que conquistei até hoje. Especialmente nos últimos meses, o apoio e amor incondicionais demonstrados foram grandes incentivos para que eu chegasse até aqui. Pais, irmã e avós, muito obrigado por tudo. Trabalho para orgulhá-los.

Ao Leandro pela atenção e suporte dados mesmo à distância. Agradeço a compreensão por uma disponibilidade menor de tempo e a prontidão em ajudar sempre que precisei. Espero ter trazido um trabalho à altura da orientação que recebi. Agradeço também à Débora pela precisão nas observações na revisão do texto, as quais contribuíram decisivamente para um texto mais bem estruturado e completo.

Aos colegas de mestrado. Sem citar nomes, obrigado a todos pelos cafés e alegrias diárias e também pelo companheirismo nos momentos de aperto. Momentos compartilhados que carrego hoje como lembranças com muito carinho.

Devo agradecer especialmente também o apoio remoto às práticas de última hora, essenciais para a finalização a contento do trabalho. Matheus e Diogo, seus nomes não poderiam deixar de aparecer.

Por fim, agradeço a Deus por todo o caminho que me traz a um momento de vida em que me sinto uma pessoa abençoada. Independente de crenças, agradeço ao universo por quem me tornei e pela alegria de poder viver este momento de concluir um trabalho de dois anos.

Muito obrigado!

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de alternativas para detecção de faltas de alta impedância (HIFs) sustentadas em sistemas de distribuição. Como a maioria destas faltas é monofásica, enfoque foi dado para este tipo de falta no desenvolvimento do trabalho.

Devido ao desequilíbrio e a variação da carga dos sistemas de distribuição, a proteção tradicional dos mesmos apresenta dificuldades na detecção destas faltas, que acabam se sustentando no sistema. Isso acarreta um risco de segurança pública, na medida em que estruturas externas ao sistema elétrico são mantidas energizadas representando risco a vidas que entrem em contato com elas.

Características da topologia típica de sistemas de distribuição brasileiros (conhecida como do “tipo europeu”) foram exploradas de forma a se elaborar duas propostas de métodos de detecção e localização de HIFs.

Ambos os métodos se baseiam na alocação de medidores alocados ao longo do sistema de distribuição, cujas medidas são integradas a uma central de dados via rede de comunicação. Nesta central, as medidas recebidas são analisadas de forma a diagnosticar a presença e localização de faltas monofásicas de alta impedância no sistema e emitir alarmes que descrevam a situação atual do mesmo.

O primeiro método, o PDSZ, baseia-se em medições fasoriais sincronizadas e, além da detecção e localização, conta com um algoritmo de classificação das fases envolvidas na falta. Já o segundo (PQDSZ) baseia-se em medições não fasoriais e não possui esta última funcionalidade.

Ambos os métodos são implementados em laboratório e simulados com o uso de um Simulador Digital de Tempo Real (RTDS), o que permite uma validação bem próxima da aplicação dos métodos em um sistema real.

Tais simulações comprovam a aplicabilidade dos métodos propostos e todos os resultados são analisados de forma a confirmar este fato.

Palavras chave: Proteção e Automação de Sistemas Elétricos; Sistemas de Distribuição Desequilibrados; Falta de Alta Impedância; Medição Fasorial Sincronizada; RTDS.

ABSTRACT

This work aims to develop alternatives for the detection of sustained high impedance faults (HIFs) on distribution power systems. As the majority of these faults are single phase ones, the development was focused on this kind of fault.

Due to load unbalance and variation of the distribution systems, the traditional protection techniques presents problems on detecting these faults, which are kept sustained on the system. This situation represents a serious public hazard, because the external electrical system structure remains energized, representing a risk to lives that eventually get in touch with it. There is also the risk of starting a fire from this fault point.

Topological features of Brazilian distribution systems (known as “european type”) were exploited in order to elaborate two methods for detection and localization of HIFs.

Both methods are based on the use of meters allocated along the distribution system, whose measurements are sent to a central data concentrator, through a network communication. Then, the received measurements are analysed in order to diagnose the occurrence of single phase high impedance faults on the system and send alarms that describe the current system situation.

The first method, named PDSZ, is based on Phasor Measurement Units (PMUs) and besides detecting and locating the fault, can also classify it, showing which phases involved. The second one, the PQDSZ, is based on non-synchronized measurements and can not classify the fault.

Both methods were implemented on laboratory and tested using real equipment and a Real Time Digital Simulator (RTDS), which allows a very precise evaluation of the proposed methods, emulating conditions very similar the real ones.

The simulations prove the applicability of the proposed methods and the results are analysed in order to show the effectiveness of the proposed methods.

Keywords: Protection and Automation of Electrical Systems; Unbalanced Distribution Power Systems; High Impedance Faults; Synchrophasor Measurements; RTDS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Mapa dos acidentes com cabo ao solo envolvendo a população do Brasil	22
Figura 2. Sistemas primário e secundário e alimentador principal em sistema de distribuição(SHORT, 2004).....	31
Figura 3. Comparação entre sistemas de distribuição americano e europeu (SHORT, 2004)	32
Figura 4. Derivação para alimentador rural.....	35
Figura 5. Ligação de carga monofásica no circuito de distribuição secundário.....	36
Figura 6. Corrente em alimentador CEMIG no mês de maio de 2015 (SICMAT – CEMIG)	38
Figura 7. Representação em sequência de sistema ilustrativo – acoplamentos da baixa tensão não representados	39
Figura 8. Sinal no tempo (a) e Transformada de Wavelet para HIF (b) (WAI e YIBIN, 1998).....	42
Figura 9. Sinal no tempo (a) e Transformada de Wavelet (b) para Energização de Banco de Capacitores (WAI e YIBIN, 1998)	42
Figura 10. Medidores PMUs instalados no sistema elétrico dos Estados Unidos(NASPI, 2015).....	44
Figura 11. Proteção Diferencial Percentual típica	49
Figura 12. Sistema ilustrativo do PDSZ na distribuição	52
Figura 13. Diagrama de sequências do sistema da Figura 12.....	54
Figura 14. Simplificação do diagrama de redes de sequências do sistema exemplo.....	56
Figura 15. Sistema de distribuição com alimentador bifásico.....	60
Figura 16. Alternativa com definição de mais uma zona diferencial	61
Figura 17. Alternativa de PMU instalada na derivação de ramal bifásico	62
Figura 18. Erro da componente diferencial de sequência zero de zona diferencial em função do número de medidores e do carregamento do sistema	67
Figura 19. Relação da precisão dos medidores com a corrente de falta detectável pelo PDSZ	68
Figura 20. Exemplo de localização de falta pelo PDSZ	71
Figura 21. Divisão do plano fasorial para seleção de fases pelo PDSZ	72
Figura 22. Fluxograma de um sistema baseado no método PDSZ.....	75

Figura 23. Detecção de falta com o método PDSZ	76
Figura 24. Classificação de falta com o método PDSZ (sequência ACB)	77
Figura 25. Sistema ilustrativo do PQDSZ na distribuição.....	79
Figura 26. Diagrama de sequências do sistema exemplo	80
Figura 27. Fator PQDSZ para diferentes valores de impedâncias de sequência zero	82
Figura 28. Alternativa de alocação de medidores para manter o ramal bifásico monitorado.....	85
Figura 29. Alternativa de alocação de medidores PQDSZ sem monitoração do ramal bifásico.....	86
Figura 30. Atrasos idênticos para todos os medidores	91
Figura 31. Atrasos diferentes entre os medidores.....	92
Figura 32. Fluxograma PQDSZ.....	94
Figura 33. Fluxograma de detecção de faltas PQDSZ.....	95
Figura 34. Definição de regiões diferenciais PDSZ	96
Figura 35. Definição de regiões diferenciais PQDSZ	97
Figura 36. Sistema para testes dos métodos propostos.....	99
Figura 37. Sistema teste utilizado para avaliação do PQDSZ	102
Figura 38. Conexões de equipamentos para sistema PDSZ	104
Figura 39. Supervisório montado no RSCAD para acompanhamento das simulações	105
Figura 40. Fluxograma da sequência de testes dos métodos propostos.....	107
Figura 41. Correntes da Zona 1 para faltas monofásicas no ponto F_1	112
Figura 42. Limiar de detecção PDSZ para faltas bifásicas com envolvimento de terra na Zona 1	114
Figura 43. Classificação de faltas PDSZ para faltas monofásicas em F_1	116
Figura 44. Fasores da Zona 2 PDSZ para faltas monofásicas em F_2	117
Figura 45. Fasores da Zona 1 PDSZ para faltas monofásicas em F_2	118
Figura 46. Fasores da Zona 1 PDSZ para faltas monofásicas em F_3	120
Figura 47. Limiar de detecção PQDSZ para faltas monofásicas na Zona 2 com o carregamento analisado	126
Figura 48. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 1.....	133
Figura 49. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 2.....	135
Figura 50. Alarmes para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 3.....	137
Figura 51. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 3.....	139

Figura 52. Alarmes para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 4.....	140
Figura 53. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 4.....	141
Figura 54. Sistema trifásico para exemplo de aplicação das componentes simétricas.	156
Figura 55. Decomposição do sistema exemplo em componentes simétricas	156
Figura 56. Modelo em componentes simétricas de falta trifásica	157
Figura 57. Modelo em componentes simétricas de falta bifásica.....	157
Figura 58. Modelo em componentes simétricas de falta monofásica.....	158
Figura 59. Representação do diagrama de sequência de alimentador desequilibrado..	164
Figura 60. Sistema Exemplo - falta da componente angular	167
Figura 61. Componente <i>quasi</i> -diferencial com ramal bifásico no sistema.....	169
Figura 62. Influência do ramal bifásico na componente <i>quasi</i> -diferencial	171
Figura 63. RTDS (RTDS TECHNOLOGIES, 2009)	174
Figura 64. Esquema de placas do RTDS	176
Figura 65. Barra de menus do RSCAD	176
Figura 66. Módulo Draft do RSCAD	177
Figura 67. Tela do módulo Runtime.....	177
Figura 68. Curto-circuito bifásico	186
Figura 69. Circuito de sequência zero com representação dos medidores do PDSZ ...	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Acidentes com cabo ao solo envolvendo a população brasileira.....	21
Tabela 2. Correntes típicas em contato com diferentes superfícies (Sistema 12,5 kV) .	46
Tabela 3. Cenários de correntes de sequência zero no sistema da Figura 15	63
Tabela 4. Seleção de fases com o PDSZ	73
Tabela 5. Cenários de correntes de sequência zero no sistema da Figura 17 para avaliação do PQDSZ	86
Tabela 6. Comparação entre PDSZ e PQDSZ.....	98
Tabela 7. Regiões diferenciais definidas para PDSZ no sistema teste	100
Tabela 8. Regiões diferenciais definidas para PQDSZ no sistema teste	102
Tabela 9. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 1 frente a faltas monofásicas	110
Tabela 10. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 2 frente a faltas monofásicas	110
Tabela 11. Taxas de sucesso para seleção de fases de faltas monofásicas do PDSZ ...	111
Tabela 12. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 1 emitidos para faltas dentro dela	121
Tabela 13. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 2 emitidos para faltas dentro dela	121
Tabela 14. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 1 emitidos para faltas fora dela ..	122
Tabela 15. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 2 emitidos para faltas fora dela ...	122
Tabela 16. Desempenho da detecção e localização do PDSZ das Zonas 1 e 2 frente a faltas monofásicas.....	123
Tabela 17. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 3 frente a faltas monofásicas	123
Tabela 18. Medidas PQDSZ para sistema em funcionamento normal.....	124
Tabela 19. Falta monofásica de baixa impedância em F_1 - PQDSZ.....	124
Tabela 20. Falta monofásica de média impedância em F_1 - PQDSZ	124
Tabela 21. Falta monofásica de alta impedância em F_1 - PQDSZ	125
Tabela 22. Falta monofásica de baixa impedância em F_3 - PQDSZ.....	128
Tabela 23. Falta monofásica de média impedância em F_3 - PQDSZ	128
Tabela 24. Falta monofásica de alta impedância em F_3 - PQDSZ	128
Tabela 25. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 1 emitidos para faltas dentro dela	129

Tabela 26. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona2 emitidos para faltas dentro dela	129
Tabela 27. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 3 emitidos para faltas dentro dela	129
Tabela 28. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 1 emitidos para faltas fora dela	130
Tabela 29. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 2 emitidos para faltas fora dela	130
Tabela 30. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona3 emitidos para faltas fora dela	130
Tabela 31. Simulações PQDSZ com atrasos nos canais de comunicação.....	131
Tabela 32. Contagem de alarmes acionados para faltas no cenário 1	132
Tabela 33. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 1	133
Tabela 34. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 2	135
Tabela 35. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 2	135
Tabela 36. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 3	137
Tabela 37. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 3	138
Tabela 38. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 3	139
Tabela 39. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 4	139
Tabela 40. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 4	140
Tabela 41. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 4	141
Tabela 42. Consolidação da comparação entre PDSZ e PQDSZ – Resultados comprovados nas simulações realizadas.....	143
Tabela 43. Dados das subestações que alimentam a cidade de Juiz de Fora.....	160
Tabela 44. Média de carga instalada por tipo de consumidor	161
Tabela 45. Dados de alimentadores do sistema de distribuição da CEMIG.....	162
Tabela 46. Relação entre correntes de sequência zero e positiva para alimentadores típicos IEEE de distribuição	165
Tabela 47. Mapeamento das cargas sorteadas para as barras do sistema	179
Tabela 48. Carregamentos sorteados nas simulações do PDSZ	179
Tabela 49. Carregamentos sorteados nas simulações do PQDSZ	181

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CDC	Concentrador Central de Dados
GD	Geração Distribuída
GPRS	Serviço de Rádio de Pacote Geral
GPS	Sistema de Posicionamento Global
HIF	Falta de alta impedância (<i>High Impedance Fault</i>)
IED	Dispositivo eletrônico inteligente (<i>Intelligent Electronic Device</i>)
LIF	Falta de baixa impedância (<i>Low Impedance Fault</i>)
MIF	Falta de média impedância (<i>Medium Impedance Fault</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PMU	Unidade de medição fasorial (<i>Phasor measurement Unit</i>)
PDC	Concentrador de Dados Fasoriais (<i>Phasor Data Concentrator</i>)
PDSZ	Proteção Diferencial de Sequência Zero
PQDSZ	Proteção <i>Quasi</i> -Diferencial de Sequência Zero
RTDS	Simulador Digital de Tempo Real
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
TC	Transformador de Corrente
TC GS	Transformador de Corrente (<i>Ground Sensor</i>)
TP	Transformador de Potencial
TVE	Erro Vetorial Total (<i>Total Vector Error</i>) - (IEEE, 2011b)

LISTA DE SÍMBOLOS

I_0	Corrente de sequência zero
I_0^{DIF}	Corrente diferencial de sequência zero (PDSZ – Capítulo 3)
I_0^{Mx}	Corrente de sequência zero medida pelo medidor x .
I_0^{QD}	Corrente <i>quasi</i> -diferencial de sequência zero (PQDSZ – Capítulo 4)
I_1	Corrente de sequência positiva
I_2	Corrente de sequência negativa
V_0	Tensão de sequência zero
V_1	Tensão de sequência positiva
V_2	Tensão de sequência negativa

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	VI
RESUMO.....	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	IX
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XIV
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XV
SUMÁRIO.	XVI
1 INTRODUÇÃO	21
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
1.3 OBJETIVO.....	27
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	28
1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO.....	29
2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	30
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	30
2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	30
2.2.1 Sistemas de tipos europeus e americano	32
2.2.2 Sistemas rurais	34
2.2.3 Características de carga	36
2.2.4 Desequilíbrio da rede	39
2.2.5 Outras considerações	41
2.3 MONITORAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	41
2.3.1 Medição fasorial	43
2.3.2 Medição não fasorial.....	45
2.4 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA	46
3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO NA DISTRIBUIÇÃO.....	48
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	48
3.2 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO.....	48
3.3 PARTICULARIDADES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	50

3.4	CONCEITOS BÁSICOS DO PDSZ	51
3.5	EXEMPLO DE APLICAÇÃO I: ZONA DEFINIDA POR DOIS CONJUNTOS DE MEDIDORES.....	52
3.5.1	Faltas monofásicas	55
3.5.1.1	<i>Falta em F_1</i>	57
3.5.1.2	<i>Falta em F_2</i>	57
3.5.1.3	<i>Falta em F_3</i>	58
3.6	DEFINIÇÃO DAS REGIÕES DIFERENCIAIS	59
3.7	EXEMPLO DE APLICAÇÃO II: SISTEMA COM RAMAL BIFÁSICO	62
3.7.1	Cenário 1	63
3.7.2	Cenário 2.....	63
3.7.3	Cenário 3.....	64
3.8	ANÁLISE DE ERROS E LIMIARES DE DETECÇÃO	64
3.8.1	Simplificação.....	66
3.8.2	Limiars de detecção.....	69
3.9	LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	70
3.10	SELEÇÃO DE FASES	71
3.11	ATRASOS NOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E ERROS DE MEDIÇÃO.....	73
3.12	FLUXOGRAMAS PDSZ.....	74
4	PROTEÇÃO QUASI-DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO	78
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	78
4.2	CONCEITOS BÁSICOS DO PQDSZ.....	78
4.3	EXEMPLO I.....	79
4.3.1	Faltas monofásicas	80
4.3.1.1	<i>Falta em F_1</i>	81
4.3.1.2	<i>Falta em F_2</i>	83
4.3.1.3	<i>Falta em F_3</i>	83
4.4	DEFINIÇÃO DAS REGIÕES DIFERENCIAIS	84
4.5	EXEMPLO II: SISTEMA COM DERIVAÇÃO BIFÁSICA	86
4.5.1	Cenário 1	87
4.5.2	Cenário 2.....	87
4.5.3	Cenário 3.....	87
4.6	ANÁLISE DE ERROS E LIMIARES DE DETECÇÃO	87

4.6.1	Presença de ramais monofásicos e bifásicos	88
4.7	LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	89
4.8	CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS	89
4.9	ATRASOS NOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E ERROS DE MEDIÇÃO.....	89
4.9.1	Erros de medição.....	90
4.9.2	Atrasos no Canal de Comunicação.....	90
4.10	FLUXOGRAMAS PQDSZ.....	94
4.11	COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS.....	96
5	TESTES EM LABORATÓRIO.....	99
5.1.1	Considerações Iniciais.....	99
5.2	SISTEMA TESTE PDSZ.....	99
5.2.1	Posicionamento dos Medidores para o PDSZ.....	100
5.2.2	Cálculo da Componente Diferencial e Limiares de Detecção	101
5.3	SISTEMA TESTE PQDSZ.....	101
5.3.1	Posicionamento dos Medidores para o PQDSZ	101
5.3.2	Cálculo da Componente <i>Quasi</i>-Diferencial e Limiares de Detecção	103
5.4	RTDS E INTERFACE COM EQUIPAMENTOS	103
5.4.1	Simulação do PDSZ	104
5.4.2	Simulação do PQDSZ	106
5.5	SEQUÊNCIA DE TESTES.....	106
6	RESULTADOS.....	110
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	110
6.2	RESULTADOS PDSZ.....	110
6.2.1	Faltas monofásicas nos circuitos primários	110
<i>6.2.1.1</i>	<i>Detecção e Localização</i>	<i>110</i>
<i>6.2.1.2</i>	<i>Seleção de fases</i>	<i>111</i>
<i>6.2.1.3</i>	<i>Análise fasorial</i>	<i>111</i>
6.2.2	Faltas nos circuitos secundários.....	119
6.2.3	Outras faltas na média tensão.....	119
6.2.4	Atrasos no canal de comunicação	122
6.3	RESULTADOS PQDSZ.....	122
6.3.1	Faltas monofásicas nos circuitos primários	123
<i>6.3.1.1</i>	<i>Detecção e localização</i>	<i>123</i>

6.3.1.2	<i>Classificação de faltas</i>	123
6.3.1.3	<i>Análise detalhada</i>	124
6.3.2	Faltas nos circuitos secundários	127
6.3.3	Outras faltas na média tensão	128
6.3.4	Atrasos no canal de comunicação	131
6.3.4.1	<i>Cenário 1</i>	132
6.3.4.2	<i>Cenário 2</i>	134
6.3.4.3	<i>Cenário 3</i>	137
6.3.4.4	<i>Cenário 4</i>	139
6.3.4.5	<i>Visão geral dos atrasos</i>	142
6.4	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	142
7	CONCLUSÕES	145
7.1	VISÃO GERAL DO TRABALHO.....	145
7.2	TRABALHOS FUTUROS	147
	REFERÊNCIAS	150
	APÊNDICE A - TEORIA BÁSICA	155
A.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	155
A.2.	COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	155
A.3.	ATERRAMENTO	158
A.4.	DADOS TÍPICOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	159
	APÊNDICE B - DESEQUILÍBRIOS EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	163
B.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	163
B.2.	MÉTODO DE CÁLCULO	163
B.3.	RESULTADOS PARA ALIMENTADORES TÍPICOS.....	165
B.4.	CONCLUSÕES	165
	APÊNDICE C - INFLUÊNCIA DE RAMAIS MONOFÁSICOS E BIFÁSICOS NA COMPONENTE QUASI-DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO	167
C.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	167
C.2.	INFLUÊNCIA DE RAMAIS MONOFÁSICOS E BIFÁSICOS NA COMPONENTE QUASI- DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO	167
C.3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	172
	APÊNDICE D - SIMULADOR DIGITAL DE TEMPO REAL (RTDS)	173
D.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	173

D.2.	O RTDS.....	173
APÊNDICE E - CARREGAMENTOS SORTEADOS NAS SIMULAÇÕES		179
E.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	179
E.2.	CARREGAMENTOS DO PDSZ.....	179
E.3.	CARREGAMENTOS E ATRASOS DO PQDSZ.....	181
APÊNDICE F - FALTAS BIFÁSICAS NO PDSZ.....		185
F.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	185
F.2.	COMPONENTE DIFERENCIAL PARA FALTAS MONOFÁSICAS	185
F.3.	FALTAS BIFÁSICAS	185

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Faltas de alta impedância (*High Impedance Fault* - HIF) são aquelas caracterizadas por uma corrente de falta que não é capaz de sensibilizar os equipamentos de proteção tradicionais de sistemas de distribuição, como fusíveis e relés de sobrecorrente instalados na subestação ou nos alimentadores. Tais faltas estão normalmente associadas a alimentadores que, ao defletir, tocam estruturas metálicas ou ramos de árvores; alimentadores que se rompem e caem ao solo; entre outros.

Dada a possibilidade de não detecção destas faltas e sua não eliminação, tem-se o estabelecimento de uma situação de insegurança pública. Estando os sistemas de distribuição normalmente localizados em centros urbanos, onde há grande concentração populacional, a presença de uma estrutura energizada com níveis de tensão da ordem de quilovolts representa um risco a vidas que eventualmente entrem em contato com a mesma, sendo essas vidas humanas ou não. Além disso, uma situação como esta pode desencadear o início de um incêndio, o que também representa um risco grave.

Sendo assim, é de grande interesse da população e das concessionárias de distribuição o desenvolvimento de meios para detecção deste tipo de falta. A Tabela 1 mostra o número de acidentes com cabo ao solo envolvendo a população brasileira nos últimos anos e a Figura 1, uma visão geral da distribuição destas pelo território nacional em 2013. Situações de cabo ao solo que produzem estes acidentes incorrem em um caso típico de HIF, de difícil detecção pelos sistemas de proteção das distribuidoras. Nota-se pela Tabela 1 o elevado índice de acidentes fatais associados a tal tipo de ocorrência, o que comprova sua alta periculosidade.

Tabela 1. Acidentes com cabo ao solo envolvendo a população brasileira

Ano	Acidente: Cabo ao solo	Acidentes fatais
2009	44	~20
2010	68	~30
2011	71	~20
2012	55	~20
2013	58	~25

Fonte: (COGE, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013)

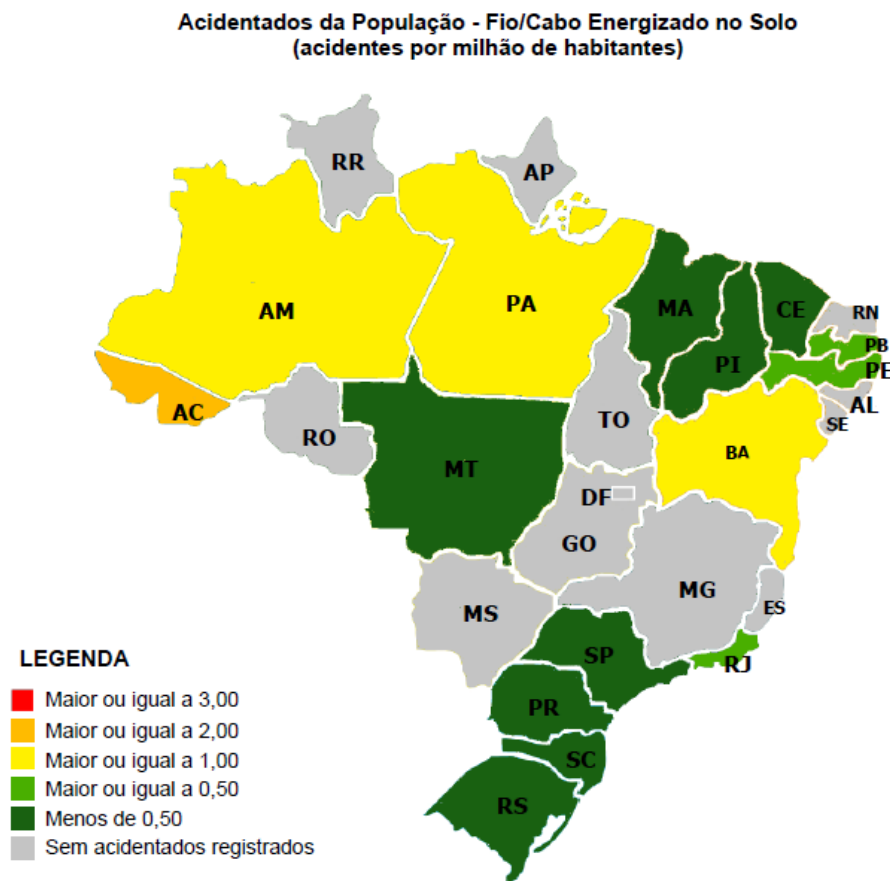


Figura 1. Mapa dos acidentes com cabo ao solo envolvendo a população do Brasil

Fonte: (COGE, 2013).

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos algoritmos foram desenvolvidos e publicados, visando a detecção de faltas de alta impedância.

Um ponto de destaque é que até bem recentemente todos eles se baseavam unicamente na análise das medidas de tensão e/ou corrente realizadas na subestação da concessionária. Isso porque, somente com o desenvolvimento das tecnologias de comunicação está se tornando possível a utilização com confiabilidade de medições descentralizadas, ou seja, a instalação de medidores distribuídos pela rede elétrica. Atualmente no Brasil, diversas concessionárias já contam com sistemas de comunicação dentro de sua rede, o que possibilita o envio de tais medições a uma central concentradora de dados (CDC). BORGES *et al.*(2014) citam que a Companhia Elétrica de Pernambuco (CELPE) utiliza-se de canais GPRS e fibra ótica; e em ROMANO *et al.*(2014) citam testes realizados pela CEMIG em um projeto piloto, no qual foram

consideradas como alternativas a comunicação PLC e também a de radiofrequência para trocas de dados.

Os algoritmos de detecção de faltas de alta impedância vêm evoluindo ao longo do tempo e são uma área de grande interesse na engenharia elétrica. Alguns dos principais trabalhos serão resumidos na sequência.

Já na década de 80, CARR (1981) aponta para o uso da componente de sequência zero de corrente para detecção de HIFs em sistemas multiterrados. Neste trabalho, mostra-se que para um dado alimentador, existe uma relação entre as correntes de neutro e de terra medidas na subestação e que esta pode ser utilizada para detecção de HIFs.

AUCOIN e RUSSELL (1982) apresentam uma proposta baseada no monitoramento das componentes de alta frequência das correntes dos alimentadores medidas na subestação: o aumento das componentes de alta frequência na corrente indica a ocorrência de uma falta sustentada. Esta análise se baseia na característica dos arcos elétricos, normalmente associados a HIFs.

JEERINGS e LINDERS (1990) propuseram um método baseado na variação das componentes de módulo e fase da terceira harmônica das correntes do sistema, medidas na subestação. EMANUEL *et al.*(1990) seguem esta mesma linha, comparando harmônicos contidos em faltas com a operação normal do sistema. Em um estudo de caso, neste último trabalho, prova-se que para dado alimentador, o monitoramento do segundo harmônico seria mais sensível para detecção de HIFs do que o do terceiro.

A transformada Wavelet se mostrou como uma alternativa de grande eficiência e é bastante utilizada para a detecção de faltas. As publicações de WAI e YIBIN (1998) e HUANG e HSIEH (1999) são pioneiras na aplicação de tal algoritmo. A transformada Wavelet é capaz de analisar características nos domínios tanto da frequência quanto do tempo, fornecendo informações bastante ricas sobre o sinal em análise. Na aplicação proposta, a transformada apresenta impulsos a cada ignição e extinção de arco elétrico, as quais ocorrem duas vezes por ciclo elétrico. A diferenciação entre uma falta sustentada e um evento de manobra, como o chaveamento de um banco de capacitores, por exemplo, é realizada considerando que eventos de manobra possuem uma duração limitada.

Diversas outras abordagens são encontradas na literatura técnica. ZAMORA *et al.*(2007) propõem a injeção de tensões de alta frequência na rede, para monitoramento da impedância do alimentador.

Uma linha de pesquisa muito estudada é o emprego de algoritmos inteligentes para detecção das faltas de alta impedância. LAI *et al.*(2003) apresenta um algoritmo baseado em redes neurais artificiais, o qual visa reconhecer distorções típicas de arcos elétricos nas ondas de tensão e corrente medidas na subestação.

JOTA e JOTA (1998) propõem a análise das respostas de um alimentador à aplicação de pulsos injetados periodicamente no mesmo a partir da subestação. Um algoritmo de lógica fuzzy compara a resposta obtida com o padrão esperado, de forma a detectar as faltas.

Em MOSHTAGH e RAFINIA (2012) é apresentado um método que combina a transformada de Wavelet com lógica fuzzy. A transformada de Wavelet dos sinais de tensão e corrente medidos na subestação serve de entrada para o algoritmo fuzzy proposto, o qual realiza a detecção, classificação e localização de faltas de alta impedância.

Outra opção bastante utilizada para localização de faltas é a técnica de ondas viajantes. Esta se baseia no fato de que ondas se propagam a partir do ponto de falta, as quais possuem uma frente de onda com tempo de subida bastante curto e tempo de descida mais elevado. Comparando-se o tempo em que tais frentes de onda atingem os dois extremos de uma linha de transmissão, por exemplo, é possível determinar o ponto de falta. Um caso como este é apresentado em ZIMATH *et al.*(2014), o qual relata a implantação de tal algoritmo em linhas de transmissão da Eletronorte. A dificuldade de aplicação das ondas viajantes na distribuição se dá devido às diversas ramificações que normalmente existem nestes sistemas e as decorrentes reflexões das frentes de onda em suas extremidades; além do menor nível de tensão envolvido, que faz com que as frentes de onda sejam menos intensas.

Ainda com relação à localização de faltas, algoritmos baseados em medição de impedância são bastante utilizados. Tais algoritmos basicamente calculam a impedância vista de um ponto – ou dois – fazendo a relação entre tensão e corrente medidas no mesmo. Quando um curto de baixa impedância ocorre, conhecendo-se a impedância por quilômetro do alimentador, é possível estimar a distância da falta até a subestação.

O problema com relação a faltas de alta impedância é que a impedância da falta é provavelmente maior do que a do alimentador, o que torna impossível que tal cálculo estime a distância real do ponto de falta. ZIMMERMAN e COSTELLO (2005) trazem a revisão de alguns métodos de localização de faltas baseados em impedância, os quais são utilizados comercialmente.

Outro aspecto importante que deve ser considerado na detecção de HIFs é a topologia de aterramento do sistema de distribuição. HOU e FISCHER (2006) discutem as diferenças entre sistemas multiterrados e não aterrados, apontando que há mais facilidade de detecção em sistemas não aterrados. Isso ocorre porque em sistemas multiterrados, o desequilíbrio das cargas monofásicas percorre naturalmente o neutro do sistema e qualquer método que se baseie em corrente de sequência zero é prejudicado por isso. Já no caso de um sistema não aterrado, o deslocamento de tensão nas fases sãs torna fácil a tarefa de detecção de uma falta. O problema da localização no trabalho citado é resolvido através de monitoramento das correntes de sequência zero que acabam surgindo devido às capacitâncias parasitas do sistema, o que permite localizar o ramal e a fase defeituosos.

O trabalho de HOU (2009) também mostra a maior facilidade de detecção de HIFs em sistemas não aterrados. Neste último trabalho, diversos dados colhidos em campo são apresentados, os quais mostram que relés digitais já possuem sensibilidade suficiente para detecção das baixas correntes associadas a HIFs em sistemas não aterrados e que a presença de desequilíbrios em sistemas multiterrados é um problema mais difícil de solucionar. Estes métodos não são usualmente aplicados em sistemas de distribuição, pois estes são geralmente aterrados e desequilibrados.

Conforme já colocado, a grande maioria dos métodos estudados e aplicados até os dias de hoje, baseia-se na medição de grandezas elétricas realizada na subestação. Já nas publicações de 1980, apontava-se para a possibilidade de melhoria destes algoritmos de detecção através do uso de medições espalhadas pela rede.

O nível tecnológico para viabilidade de tais sistemas está sendo atingido nos dias atuais, com barateamento e diversificação das opções de redes de automação e de equipamentos de medição. É neste âmbito em que o presente trabalho se insere, considerando o aumento das redes de automação e o aumento do número de medidores instalados, sendo eles não fasoriais ou fasoriais.

Uma das tecnologias mais promissoras na área de medição fasorial são os

sincrofasores, cujos medidores são conhecidos como PMUs (*Phasor Measurement Units*). Um sincrofasor é uma medida elétrica realizada com uma estampa de tempo. Isso quer dizer, que uma central de processamento de dados que receba informações de diversos sincrofasores, consegue montar uma imagem exata do sistema no momento em que as medições foram realizadas, independente de atrasos nos canais de comunicação.

A tecnologia é normatizada através de dois documentos: as normas (IEEE, 2011b)e(IEEE, 2011a). O primeiro documento define os requisitos gerais relativos à qualidade da medição, com relação a grandezas em regime permanente e transitório. Já o segundo, tem como foco a definição do protocolo de comunicação para envio dos sincrofasores na rede de automação.

Diversas publicações atuais apresentam novos algoritmos e aplicações para as PMUs, que se mostra uma tecnologia promissora. O grande apelo desta tecnologia é permitir a realização de análises dinâmicas do sistema, o que não é possível com as medições de valores RMS, que são tradicionalmente empregadas nos sistemas elétricos.

SINGH *et al.*(2011) trazem uma visão geral sobre as possíveis aplicações da tecnologia de PMUs nos âmbitos do monitoramento, proteção e controle. Conforme DE LA REE *et al.*(2010), as primeiras aplicações das medições fasoriais sincronizadas (década de 90) eram basicamente *off-line*, pois a tecnologia de comunicação da época não permitia a utilização das PMUs em aplicações de tempo real. A análise de grandes blecautes é um exemplo de aplicação de sincrofasores.

Nos dias atuais, aplicações mais complexas são possíveis e a tecnologia vem se consolidando principalmente em redes de transmissão. SINGH *et al.*(2011) fazem um levantamento das publicações relacionadas a PMUs, mostrando que até então eram muito pouco exploradas no âmbito da distribuição.

Dentre as diversas aplicações exploradas até hoje, a estimação do estado da rede é uma bastante conhecida. ZIVANOVIC e CAIRNS (1996) apresentamadaptações de algoritmos de estimação de estados que se utilizam de grandezas não fasoriais para algoritmos que utilizam medidas de PMUs. Mostra-se que a inserção da medida de alguns ângulos melhora a convergência dos estimadores. Entretanto, a precisão da medida do ângulo é um fator crítico.

O trabalho de PIGNATI *et al.*(2015) é mais recente e mostra a evolução destes algoritmos, relatando a experiência de um estimador de tempo real em um sistema real com geração distribuída. Os resultados soam promissores com relação a aplicações de

controle e proteção, as quais demandam rápida atuação sobre o sistema.

LEAL (2013) traz uma aplicação de proteção que se utiliza de sincrofasores. É apresentado um sistema de proteção contra perda de sincronismo no sistema 230 kV Acre-Rondônia no Norte do Brasil, comparando o sistema existente – não fasorial – com um algoritmo que se utiliza de medições fasoriais. Os resultados apontam que o algoritmo fasorial tem melhor tempo de atuação.

Em TOCHETTO (2014), propõe-se um sistema de monitoramento de regiões seguras de operação da usina de Itaipu. As impedâncias calculadas com auxílio de PMUs são comparadas a regiões de operação definidas *off-line*, de forma a detectar contingências.

No âmbito nacional, destaca-se o trabalho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no sentido de testar aplicações da tecnologia através do projeto ESTAL (HU *et al.*, 2007).

Além do ONS, concessionárias também já possuem projetos implantados. Como exemplos, DECKER *et al.*(2011) relatam o monitoramento da CTEEP (Companhiade Transmissão de Energia Elétrica Paulista) do seu sistema de 440 kV; e DECKER *et al.*(2009) relatam a experiência da Eletrosul com a instalação de quatro PMUs no seu sistema de 525 kV.

Assim, ressalta-se que atualmente, devido aos custos envolvidos, os principais trabalhos e aplicações considerando PMUs são referentes aos sistemas de transmissão, e ainda pouco foi desenvolvido para distribuição. Esse fato pode ser atribuído aos elevados custos para implantação da tecnologia. Entretanto, com o crescente interesse pela mesma e a consolidação de redes de comunicação junto aos sistemas de distribuição, cada vez mais nos aproximamos de um cenário viável para aplicação de PMUs na distribuição.

1.3 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de métodos de detecção e localização por área de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição, a partir da utilização de medições descentralizadas, ou seja, espalhadas pela rede elétrica.

Serão propostos dois métodos sendo um baseado em medições fasoriais (PMUs) e outro baseado em medições não fasoriais, sendo que ambos consideram a existência de medidores alocados em diversos pontos da rede de distribuição. No primeiro, além

da detecção e localização da falta é possível ainda realizar-se a classificação das fases envolvidas na mesma.

Os métodos propostos também permitem analisar sistemas com gerações distribuídas, desde que as mesmas não insiram um ponto de aterramento na média tensão do sistema. Caso contrário, análises devem ser desenvolvidas para cada caso.

É também objetivo, a aplicação dos métodos propostos em um sistema teste envolvendo um Simulador Digital de Tempo Real (RTDS), dispositivos de proteção e equipamentos de automação reais. Tal sistema é utilizado para validar os métodos propostos e comparar o desempenho, vantagens e desvantagens dos mesmos.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A organização desta dissertação está definida da seguinte forma.

O Capítulo 2 traz o embasamento teórico necessário para compreensão do tema trabalhado e dos métodos propostos. Características dos sistemas de distribuição ao redor do mundo, tipos de monitoração de sistemas elétricos e características de faltas de alta impedância são abordados, de forma a possibilitar a compreensão da proposta.

O Capítulo 3 apresenta a extensão do conceito de proteção diferencial de sequência zero – normalmente aplicado no âmbito industrial – aplicado a sistemas de distribuição, o que foi um desenvolvimento deste trabalho. Define-se então o método denominado Proteção Diferencial de Sequência Zero (PDSZ), que se utiliza de medições fasoriais sincronizadas.

O Capítulo 4 traz a Proteção *Quasi*-Diferencial de Sequência Zero (PQDSZ), que é outro método desenvolvido neste trabalho e que se utiliza de medições não fasoriais.

O Capítulo 5 relata o desenvolvimento do sistema teste em laboratório. As simulações práticas foram realizadas através do uso de um RTDS conectado a um dispositivo de automação.

Os resultados das simulações realizadas para ambos os métodos propostos são apresentados no Capítulo 6, onde se apresenta também uma comparação entre ambos.

Por fim, no Capítulo 7, são trazidas as conclusões relacionadas ao desenvolvimento de todo o trabalho e apontamentos para possíveis trabalhos futuros.

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

VIANNA, J. T. A.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R. High Impedance Fault Area Location in Distribution Systems Based on Current Zero Sequence Component. **IEEE Latin America Transactions** v. 14, n. 2, p. 759–766 , fev. 2016.084

VIANNA, J. T. A. et al. Performance comparison between traditional hardwired and IEC 61850 protection system using RTDS. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, maio 2016, [s.n.], maio 2016.

VIANNA, J. T. A. et al. Estudo da Supressão de Zeros de Corrente em Geradores com Alta Relação X/R com o RTDS. In: 2014 11TH IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS (INDUSCON), dez. 2016, [S.l: s.n.], dez. 2016.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os fundamentos necessários para compreensão e contextualização dos métodos propostos de detecção, classificação e localização por área de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição.

Serão apresentadas características dos sistemas de distribuição típicos, de forma a contextualizar o problema, a forma como concessionárias do Brasil tipicamente monitoram tais sistemas e, por fim, características de faltas de alta impedância.

Alguns conceitos mais básicos são introduzidos no Apêndice A, o qual tem por objetivo auxiliar a compreensão dos assuntos abordados, através de uma visão mais ampla de cada tópico.

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Esta seção tem por objetivo discutir características dos sistemas de distribuição, os quais podem ter características e filosofias de operação bastante distintas entre si.

A grande maioria dos sistemas de distribuição é radial. Uma série de fatores leva a essa escolha topológica, sendo a simplicidade operacional e a redução de custos os principais deles. Os sistemas de distribuição são naturalmente grandes e complexos e a radialidade apresenta simplificações com relação à proteção e sua coordenação; controle de nível tensão; controle e previsão de fluxo de potência; entre outros. Além disso, a topologia radial possui níveis de curto-circuito inferiores aos de um sistema malhado.

Exceções à radialidade são encontradas principalmente na alimentação de grandes concentrações de cargas e/ou em locais onde a confiabilidade é crítica. Nestes casos, sistemas malhados podem ser empregados. Tem-se no Brasil como exemplo de sistemas malhados, os sistemas de distribuição de alguns bairros da zona sul carioca e do centro de São Paulo, onde tais sistemas são subterrâneos.

Para aumentar a disponibilidade de sistemas de distribuição radiais, uma alternativa bastante empregada é a instalação de chaves normalmente abertas no sistema, criando redundâncias de alimentação. Tais chaves permitem manobras caso o sistema esteja sob falta, o que possibilita que parte do fornecimento de energia seja reestabelecida antes mesmo de a falta ser corrigida.

Isso acarreta um menor tempo de interrupção médio da concessionária, o que melhora sua receita devido a dois fatores: manutenção da venda de energia para

consumidores que estariam desligados e melhoria dos índices de qualidade do fornecimento do serviço.

Atualmente, com o aumento da penetração das gerações distribuídas (GDs) nas redes de distribuição, alguns destes sistemas têm se tornado ainda mais complexos, mesmo em topologias radiais. Sendo assim, o presente trabalho é focado em sistemas radiais alimentados apenas pela subestação.

A Figura 2 traz o esquema de uma rede de distribuição típica. O sistema primário é aquele que tem o nível de tensão de saída da subestação, e é também conhecido como sistema de média tensão. O sistema secundário é aquele que de fato alimenta a maioria das cargas e é composto por todos os ramos de baixa tensão, ou seja, os conectados aos secundários dos transformadores abaixadores.

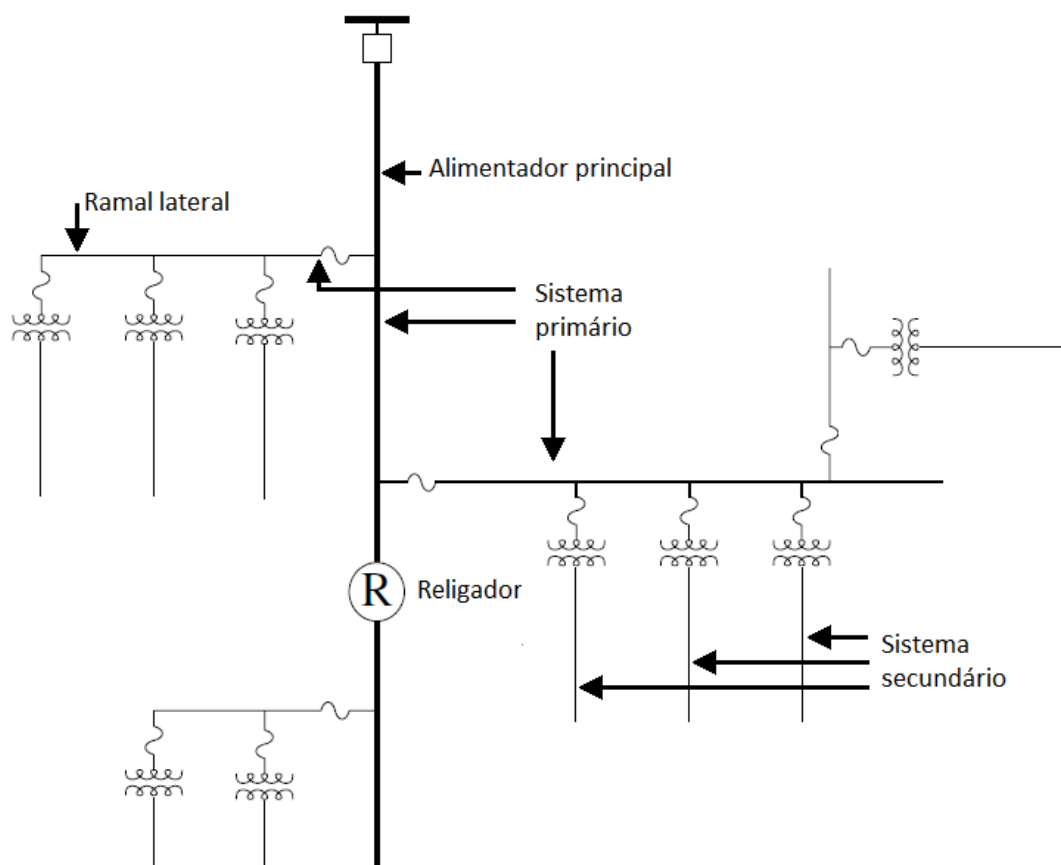


Figura 2. Sistemas primário e secundário e alimentador principal em sistema de distribuição (SHORT, 2004)

Além disso, temos também o conceito de alimentador principal (que faz parte do sistema primário), que é aquele conectado à subestação apenas através de religadores ou

disjuntores. Nele são conectadas ramificações laterais através de fusíveis, as quais são conhecidas como ramais laterais. Estes conceitos serão utilizados ao longo deste trabalho.

2.2.1 Sistemas de tipos europeus e americano

Um aspecto de destaque com relação aos sistemas de distribuição são os dois tipos de topologia predominantes ao redor do mundo. Um é utilizado nos Estados Unidos e o outro predomina nos sistemas europeus. O sistema brasileiro segue predominantemente o modelo europeu.

Uma visão geral das particularidades de cada sistema é apresentada na Figura 3. A principal questão está associada à topologia tanto dos alimentadores primários quanto dos secundários.

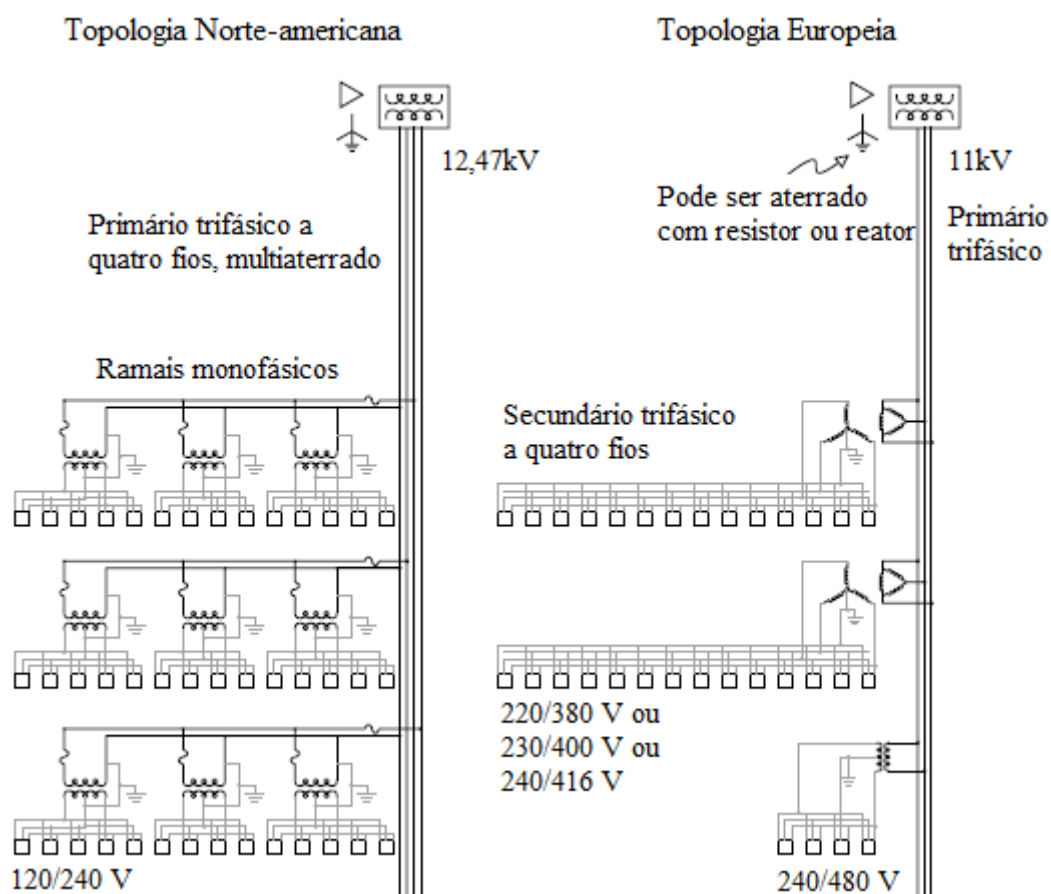


Figura 3. Comparação entre sistemas de distribuição americano e europeu
(SHORT, 2004)

No sistema americano, a média tensão é composta por um sistema trifásico a quatro fios e as derivações laterais são preponderantemente monofásicas (SHORT, 2004), sendo os transformadores abaixadores conectados entre fase e neutro.

Este tipo de conexão acarreta que o neutro do sistema de média tensão é normalmente percorrido pelo desequilíbrio de carga. Outra característica relevante, é que o neutro é aterrado em cada um dos transformadores abaixadores. Assim, este sistema possui várias referências de terra na média tensão.

O fato de o sistema ser multiterrado, somado aos desequilíbrios das impedâncias dos alimentadores e das cargas do sistema, torna o comportamento da corrente de neutro bastante difícil de prever.

Já os sistemas europeus, possuem nos seus alimentadores primários apenas três condutores e uma única ligação para o terra, localizada na saída da subestação de distribuição. Sendo assim, os transformadores abaixadores são todos trifásicos e conectados em Δ -Y aterrado. O sistema secundário é, então, trifásico a quatro fios.

As características do sistema primário da topologia europeia que merecem destaque são a ausência do neutro e as conexões dos transformadores em delta. Isso acarreta que, em condições normais, o sistema não deve apresentar correntes de sequência zero na média tensão, quando desconsideradas cargas aterradas conectadas diretamente na média tensão ou correntes parasitas relativas aos efeitos capacitivos de alimentadores e equipamentos.

O sistema brasileiro segue predominantemente o modelo europeu, sendo a principal diferença o fato de os neutros dos transformadores abaixadores serem todos interligados entre si e também ao da subestação. O neutro é também aterrado em todos os postes que possuem equipamentos, derivações ou sejam final de ramal, ou seja, o cabo neutro é multiterrado. Apesar disso, o sistema brasileiro típico também não deve apresentar sequência zero na média em operação normal, pois o cabo neutro está associado ao circuito de baixa tensão.

Ainda assim é interessante notar que é normal haver circulação de corrente no cabo neutro brasileiro, seja devido aos desequilíbrios das cargas de baixa tensão, devido aos desequilíbrios de impedâncias nos próprios cabos dos ramais ou pelo acoplamento magnético com os cabos de fase.

Exceções com relação a correntes de sequência zero nos circuitos primários são ligações de transformadores monofásicos à média tensão – que ocorrem em sistemas

rurais e serão tratadas no item 2.2.2 a seguir – e emprego de bancos de capacitores em estrela com neutro aterrado, que ocorre nos dias recentes no sistema da CEMIG, por exemplo.

Neste trabalho o desenvolvimento dos métodos de detecção, classificação e localização por área de faltas de alta impedância será baseado nas correntes de sequência zero da média tensão. Sendo assim, os métodos propostos são focados nos sistemas europeus e brasileiro, sendo necessárias outras análises para verificar a viabilidade de sua aplicação em sistemas do tipo americano.

2.2.2 Sistemas rurais

A exceção às redes e aos transformadores trifásicos nos sistemas de distribuição brasileiros são as redes rurais. Devido à sua grande extensão e à baixa densidade de cargas, torna-se economicamente vantajoso percorrer essas áreas com alimentadores monofásicos. Sendo assim, são empregadas ramificações laterais monofásicas para atendê-las.

Este é um caso em que, em condições normais de operação, os alimentadores de média tensão são percorridos por correntes de sequência zero. Assim, dado que os métodos propostos neste trabalho se baseiam nesta componente, especial atenção deve ser dada a alimentadores conectados a redes rurais.

A presença de tais ramais torna o sistema multiterrado na média tensão. Conforme discutido na revisão bibliográfica, o trabalho de HOU e FISCHER (2006) aponta que em sistemas multiterrados, a detecção de faltas por meio da análise de sequência zero é mais difícil, devido à dificuldade de se determinar se a mesma está associada a desequilíbrios de carga ou a uma falta de fato.

Nestes sistemas onde há dificuldade de análise da sequência zero, uma possibilidade seria o uso de abordagens de detecção por meio da análise da corrente de terra. No trabalho de CARR (1981) é indicada uma relação entre a corrente de neutro e a de terra para dado alimentador. Isso não é muito explorado em outros trabalhos devido ao fato de que a grande maioria dos algoritmos se baseia em medições apenas da subestação

A Figura 4 mostra um esquema ilustrativo de uma derivação rural monofásica em uma rede de distribuição brasileira. Nela nota-se o retorno desta derivação, o qual é feito através do cabo neutro da média tensão, que nos sistemas europeus também é

conectado ao da baixa. Observando-se as correntes destacadas, é possível demonstrar-se que a corrente da derivação (I_B^r) acarretará uma componente de sequência zero, a qual será medida pelo medidor M.

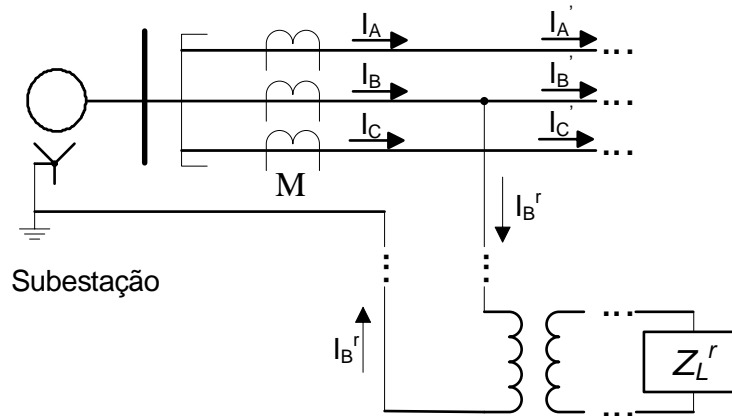


Figura 4. Derivação para alimentador rural

As expressões (1) a (3) mostram o surgimento da componente de sequência zero medida por M (I_0^M), desconsiderando-se acoplamentos de indutâncias mútuas entre a média tensão e o cabo neutro. Considerando-se que não há outras cargas no sistema (equação (1)), temos que a corrente que percorre M é dada por (2), que corresponde à corrente drenada no ramal monofásico. Calculando-se a componente de sequência zero deste conjunto de correntes, chega-se a (3), que mostra que ramais monofásicos inserem correntes de sequência zero no sistema de média tensão, mesmo em funcionamento normal.

$$\bar{I}_{ABC}' = [0 \quad 0 \quad 0] \quad (1)$$

$$\bar{I}_{ABC}^M = [0 \quad \bar{I}_B^r \quad 0] \quad (2)$$

$$\bar{I}_0^M = \frac{\bar{I}_B^r}{3} \quad (3)$$

Este desenvolvimento vale também para o sistema americano: as derivações monofásicas inserem naturalmente correntes de sequência zero no sistema de média tensão.

2.2.3 Características de carga

Sendo os sistemas de distribuição aqueles que atendem diretamente à maioria das cargas, dos mais diversos tipos, do sistema elétrico, eles estão sujeitos a questões como desequilíbrios e variações de carga muito mais acentuadas do que na transmissão. Portanto, estes dois aspectos – desequilíbrios e variações de carga – são de especial importância nestes sistemas e merecem ser analisados com cuidado.

Considerando-se primeiro os desequilíbrios, temos que estes podem gerar corrente de sequência zero em sistemas a quatro fios, em situações de desequilíbrio com conexões ao terra. No sistema americano, onde em diversos casos a rede de baixa tensão é monofásica e a média a quatro fios, tal corrente pode percorrer o circuito de média tensão em funcionamento normal. Já nos sistemas europeus, a conexão dos transformadores abaixadores em Δ -Y funciona como um “filtro” de sequência zero para as fases média tensão (a sequência zero fica confinada na conexão em delta). Assim, a sequência zero fica restrita aos circuitos da baixa tensão.

A Figura 5 mostra a ligação de uma carga monofásica na baixa tensão de um sistema de distribuição do tipo europeu, ou seja, uma carga desequilibrada no secundário e com conexão ao terra. Nota-se que na baixa tensão, a corrente da carga percorre o neutro da conexão em Y do transformador, o que implica em uma corrente de sequência zero.

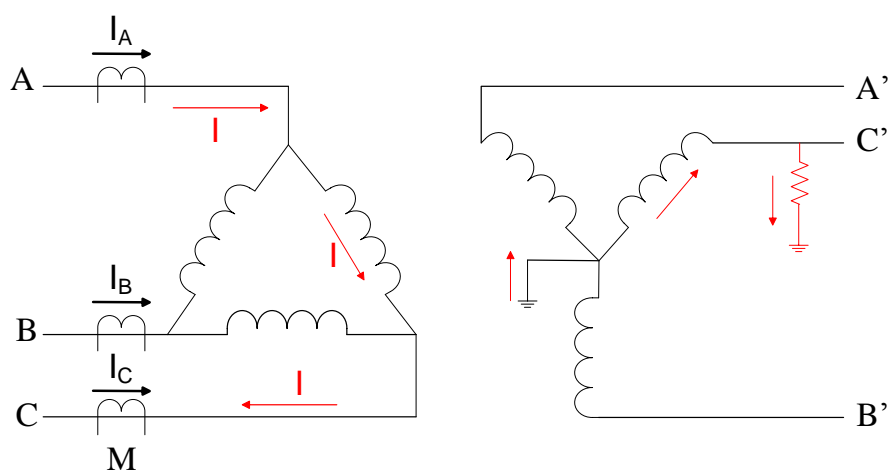


Figura 5. Ligação de carga monofásica no circuito de distribuição secundário

Considerando-se um transformador ideal, tem-se indução de corrente em apenas uma das bobinas de média tensão do mesmo, o que faz com que duas fases do

alimentador primário sejam percorridas por esta corrente refletida. Mais uma vez destaca-se o medidor M para mostrar as componentes de sequência medidas no alimentador da média tensão.

A expressão (4) mostra as correntes medidas por este medidor. Deve-se atentar para o fato de que ele mede a mesma corrente nas fases A e C em oposição de fase. É devido a este fato, que a corrente de sequência zero medida por ele no alimentador vale zero, conforme expressão (5).

$$\bar{I}_{ABC}^M = [\bar{I} \quad 0 \quad -\bar{I}] \quad (4)$$

$$\bar{I}_0^M = 0 \quad (5)$$

Situação semelhante com relação à medição no primário pode ser verificada quando ocorre falta fase terra no secundário.

Além dos desequilíbrios entre fases, em uma mesma fase pode haver grandes variações nas cargas durante um intervalo de análise (por exemplo um dia). Esta característica dificulta consideravelmente a detecção de faltas de alta impedância (HIF), as quais são caracterizadas por baixos valores de correntes, conforme será discutido no item 2.4. Essas correntes de falta podem ser facilmente “confundidas” com correntes de carga.

Caso o nível de carregamento do sistema fosse sempre conhecido, haveria maior facilidade de detecção, na medida em que alguma variação com relação a tal nível conhecido de carga poderia ser atribuída a uma HIF. Como tal conhecimento não existe, este é um fator que deve ser considerado no desenvolvimento dos métodos e inserido nos testes dos mesmos: caso o carregamento seja mantido igual em todos os testes, o algoritmo de detecção acaba possuindo uma facilidade que não ocorre na realidade, o que provavelmente pode distorcer o desempenho dos métodos propostos.

A variação de correntes nas fases é muito grande em sistemas de distribuição. Ao longo da madrugada, por exemplo, os níveis de carregamento são bem baixos, enquanto normalmente no final da tarde e início da noite o sistema está com carregamento máximo.

Sendo assim, dentro do intervalo de algumas horas o sistema em funcionamento normal apresenta variados patamares de corrente. Por exemplo: uma falta de alta impedância ocorrida de madrugada faz com que a corrente em um alimentador passe de

200 A para 250 A. Tal nível de corrente (250 A) não pode ser utilizado para dizer que o sistema se encontra sob falta. Isso porque, em horários de pico tal alimentador em funcionamento normal pode ser percorrido por 400 A de corrente. Portanto, a detecção de tais faltas não pode ser realizada simplesmente a partir do nível das correntes de fase. Assim, em sistemas reais, é impossível um ajuste de dispositivos de proteção em relação às HIFs baseado apenas em sobrecorrentes de fase que seja capaz de detectar faltas de alta impedância.

A Figura 6 mostra medições reais de um alimentador da CEMIG no mês de maio de 2015. Nela é possível notar a grande variação de carregamento que um alimentador pode suportar ao longo do dia. No pico de demanda o valor de corrente chega a mais do que dobrar com relação ao momento de menor demanda.

Um ponto de destaque é a corrente de neutro não nula observada. Nos sistemas do tipo europeu, o cabo neutro existe apenas na baixa tensão e é conectado ao neutro da subestação. Sendo assim, a corrente de neutro mostrada faz parte do circuito de baixa tensão e não significa uma corrente de sequência zero percorrendo os alimentadores primários do sistema (mais uma vez por causa dos transformadores Δ -Y).

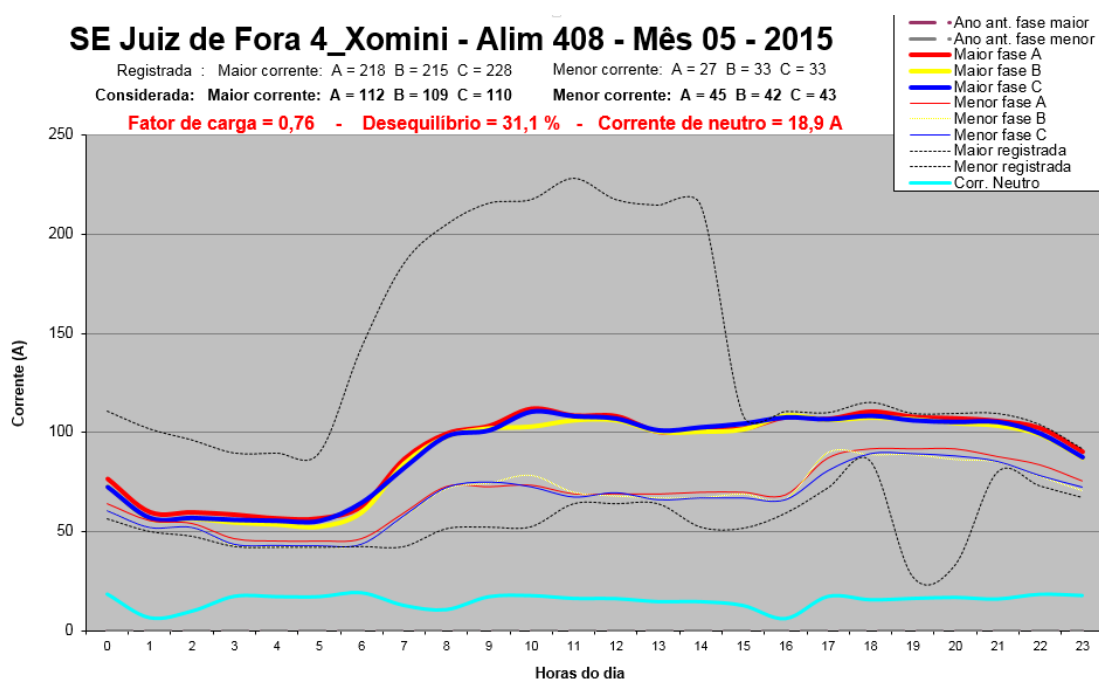


Figura 6. Corrente em alimentador CEMIG no mês de maio de 2015 (SICMAT – CEMIG)

2.2.4 Desequilíbrio da rede

Além do desequilíbrio das cargas, abordado no item anterior, existem ainda outras fontes de desequilíbrios em sistemas de distribuição: os alimentadores e ramais (monofásicos, bifásicos e assimétricos); os dispositivos de controle com atuação por fase; e equipamentos monofásicos.

Dando enfoque ao desequilíbrio dos alimentadores, apresenta-se a Figura 7, na qual é representado um sistema de distribuição com alimentadores desequilibrados. Tal desequilíbrio é representado pelas indutâncias mútuas entre os circuitos de sequência, o que é conhecido da teoria de componentes simétricas.

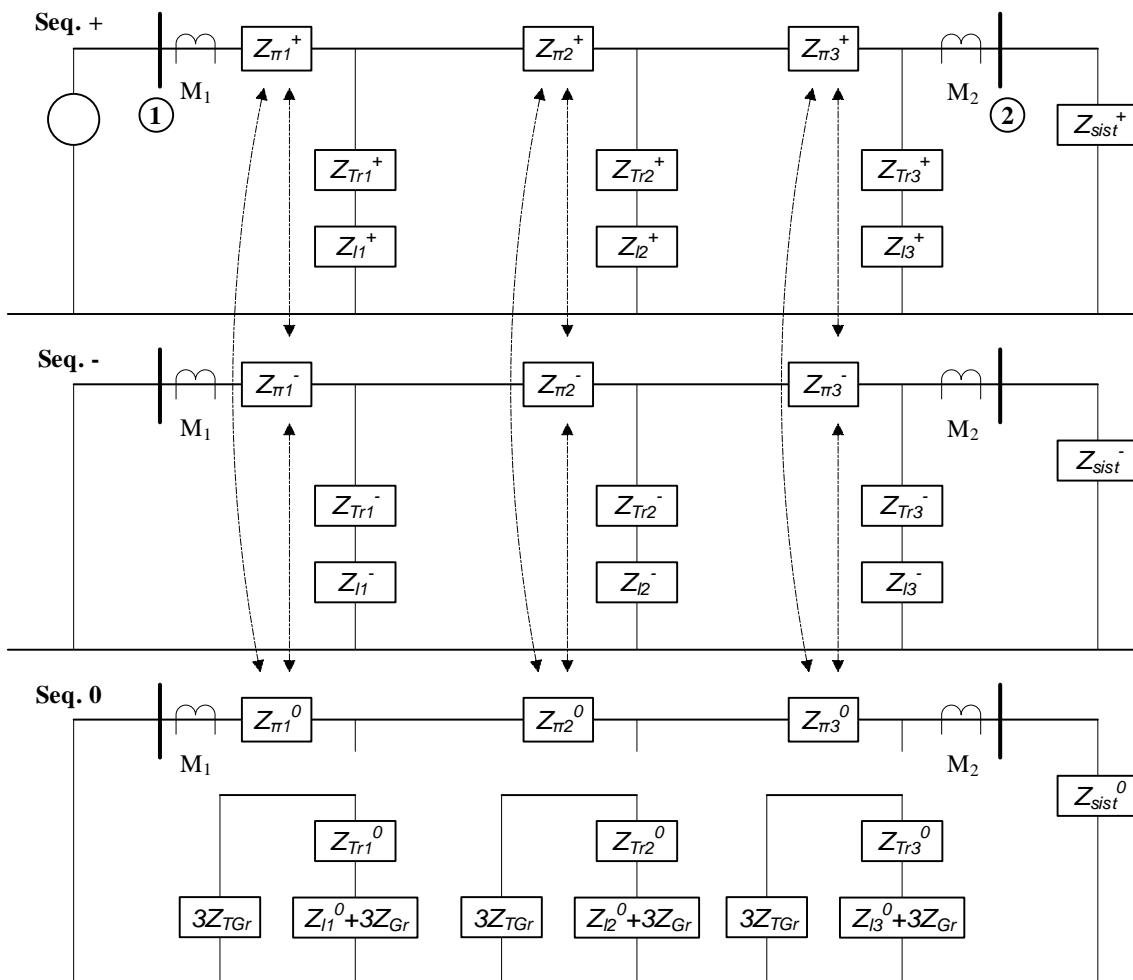


Figura 7. Representação em sequência de sistema ilustrativo – acoplamentos da baixa tensão não representados

Nesta figura, tem-se $Z_{\pi x}^+$, $Z_{\pi x}^-$ e $Z_{\pi x}^0$, respectivamente como as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero do alimentador x ; Z_{Trx}^+ , Z_{Trx}^- e Z_{Trx}^0 , respectivamente como as impedâncias dos transformadores abaixadores (todos Δ -Y); Z_{lx}^+ , Z_{lx}^- e Z_{lx}^0 , como as impedâncias de sequência das cargas conectadas aos circuitos secundários do sistema; e Z_{sist}^+ , Z_{sist}^- e Z_{sist}^0 , como as impedâncias de sequência equivalentes do sistema à jusante do medidor M_2 . As setas pontilhadas representam acoplamentos de indutâncias mútuas, devidos aos desequilíbrios nas impedâncias dos alimentadores.

Este acoplamento entre os circuitos de sequência da média tensão faz com que a variação da corrente de sequência positiva induza uma variação nas correntes de sequência negativa e zero.

Deve-se chamar atenção para a impedância Z_{sist}^0 , a qual representa o equivalente do sistema fora da região representada. Caso todas as cargas do sistema sejam de fato conectadas à média tensão através de transformadores Δ -Y, não haverá o fechamento do circuito de sequência zero. Assim, considerando-se transformadores e equipamentos ideais, não há estabelecimento de correntes induzidas de sequência zero, pois não há um circuito fechado nesta sequência. Na prática, o que se observa são elevados valores de impedância de sequência zero, que limitam as induções das outras sequências.

Caso existam conexões entre a média tensão e o terra, como capacitores ligados em estrela, poderá haver uma circulação de corrente de sequência zero induzida pela sequência positiva e negativa.

Além dos transformadores, ressalta-se que capacitâncias parasitas ou equipamentos conectados entre a média tensão e o terra podem ser representados genericamente pela impedância Z_{sist}^0 , podendo esta ser representada de forma distribuída pelo alimentador.

O Apêndice B apresenta um estudo da contribuição do desequilíbrio de alimentadores típicos – retirados dos sistemas de distribuição IEEE – para a corrente de sequência zero. Mostra-se que induções de corrente de sequência zero exclusivamente devido ao desequilíbrio das impedâncias dos alimentadores mantêm-se abaixo de dois por cento. Considerando-se sistemas uniterrados na média tensão – como as topologias europeia e brasileira – a alta impedância de sequência zero faz com que valores ainda menores sejam esperados. Sendo assim, espera-se que as contribuições dos desequilíbrios dos alimentadores para as correntes de sequência zero sejam

desprezíveis. Os métodos desenvolvidos utilizam-se das demonstrações citadas e desconsideram as induções devido a desequilíbrios de alimentadores.

2.2.5 Outras considerações

Ao longo deste item 2.2 foram discutidas diversas características de sistemas de distribuição, analisando-se principalmente o comportamento da corrente de sequência zero nos alimentadores de média tensão. Dado que os métodos propostos nos capítulos 3 e 4 são baseados nesta componente, todo e qualquer equipamento que venha a ser conectado ao circuito de média tensão, deve ser analisado com relação a tal componente, de forma a garantir o funcionamento dos métodos propostos.

Um equipamento bastante comum nos sistemas de distribuição é o regulador de tensão, que é um autotransformador com *tap* variável ligado em série com alimentadores de forma a compensar eventuais quedas de tensão nos mesmos. Há algumas topologias possíveis para ligação deste equipamento e é importante analisar seu comportamento, caso haja conexão para o terra.

Fenômenos transitórios também são de interesse. Um dos mais impactantes com relação à sequência zero é a energização de bancos de capacitores. O momento em que um banco desenergizado é conectado à rede é semelhante à ocorrência de um curto-circuito trifásico. Ao longo da energização, há o aparecimento de correntes transitórias de sequência zero que podem possuir ordem de grandeza suficiente para se confundirem com faltas de alta impedância.

Entretanto, como o próprio nome diz, este é um fenômeno transitório. O cuidado a se tomar com relação ao mesmo diz respeito à análise das constantes de tempo de envolvidas, as quais são usualmente bem rápidas. Sendo assim, é possível diferenciar tais fenômenos das HIFs sustentadas justamente pelo seu período de duração.

Como exemplo deste fato, podem-se citar os trabalhos de WAI e YIBIN (1998), onde se pode ver o comportamento da transformada de Wavelet frente a um curto monofásico e à energização de um banco de capacitores. Ambas apresentam comportamento parecido, sendo uma grande diferença o seu tempo de duração, como pode ser visto na Figura 8 e na Figura 9.

2.3 MONITORAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Atualmente a automação em sistemas de distribuição é ainda reduzida, estando associada principalmente ao telecomando de chaves seccionadoras, as quais

possibilitam a execução de manobras que aumentam a flexibilidade e confiabilidade do sistema.

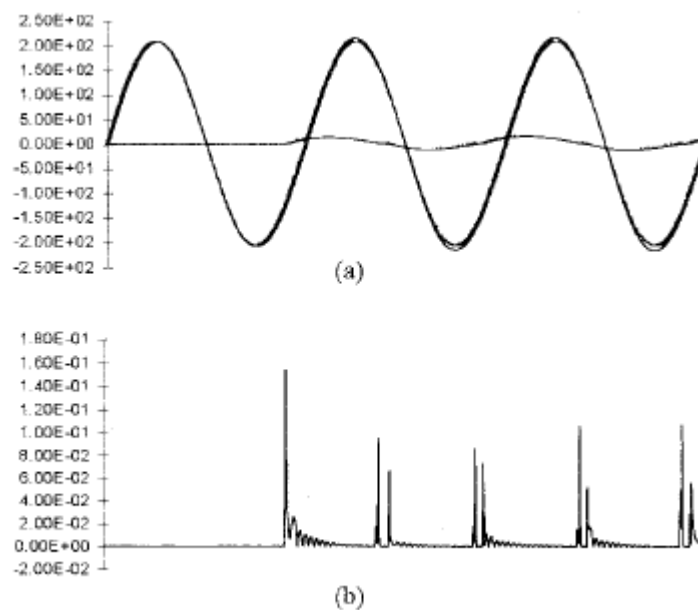


Figura 8. Sinal no tempo (a) e Transformada de Wavelet para HIF (b) (WAI e YIBIN, 1998)

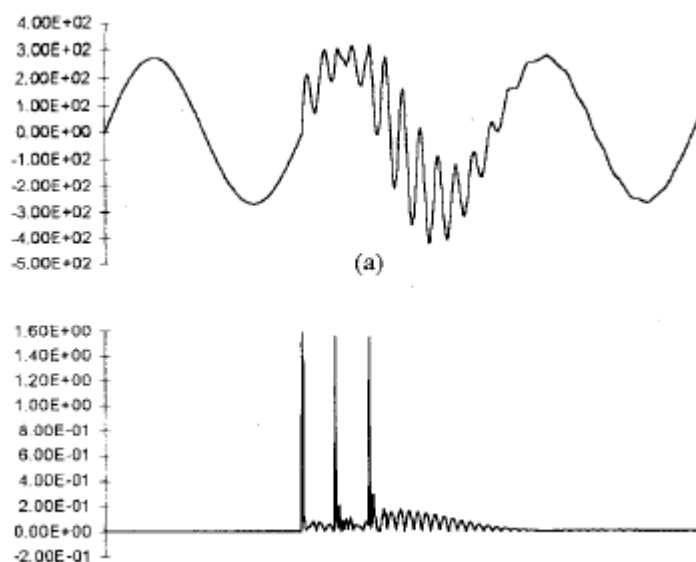


Figura 9. Sinal no tempo (a) e Transformada de Wavelet (b) para Energização de Banco de Capacitores (WAI e YIBIN, 1998)

A existência de telecomandos pressupõe a existência de uma rede de comunicação, o que quer dizer que é comum hoje uma concessionária possuir alguma estrutura de comunicação de dados em seu sistema. Esta é uma característica vital para a aplicação de métodos que se baseiam em medições descentralizadas, como os que serão propostos no presente trabalho.

Outro equipamento importante é o religador. Estes são equipamentos de proteção responsáveis por detectar e extinguir faltas do sistema. Como a maioria das faltas ocorridas em sistemas de distribuição é temporária, os religadores também possuem a função de ciclicamente tentar reenergizar o alimentador. Caso a falta tenha se extinguido naturalmente, o alimentador volta à condição normal caso contrário o religador volta a desligá-lo.

Os ciclos de religamento são determinados de acordo com a filosofia de proteção empregada pela concessionária, sendo usualmente utilizadas três tentativas de religamento com tempo crescente entre elas.

Com relação aos equipamentos de monitoramento, existem hoje dois tipos de medidores disponíveis comercialmente: os não fasoriais e os fasoriais (PMUs). A diferença entre as medidas realizadas é conceitualmente bastante simples: enquanto o primeiro realiza medições RMS de grandezas elétricas, o segundo consegue medir a grandeza em módulo e ângulo, ou seja, um fasor de forma sincronizada

Apesar da aparente simplicidade, o conjunto de equipamentos que compõe um sistema com medição fasorial e um não fasorial é bastante diferente. Tais diferenças serão discutidas nos itens a seguir.

2.3.1 Medição fasorial

Um sistema monitorado através de medidores fasoriais deve ser composto por quatro elementos básicos: medidores espalhados pela rede (PMU), um sistema de sincronização temporal, uma central concentradora de dados (CDC) – também conhecida como concentrador de dados fasoriais (PDC) – e um canal de comunicação.

Sua aplicação se dá especialmente em sistemas que cobrem grandes áreas e que precisam ser monitorados com precisão. Em tais sistemas, a utilização de medições não fasoriais impossibilita a obtenção de um cenário em que se conheçam os módulos e ângulos de grandezas elétricas em diferentes pontos simultaneamente. Isso ocorre pois os atrasos inerentes às redes de comunicação fazem com que uma medida seja recebida

pelo PDC em um tempo diferente do momento em que foi realizada. Como este atraso é desconhecido, é impossível determinar o ângulo de tal medida.

Deste fato deriva a necessidade do sistema de sincronização. A PMU realiza a medição de uma grandeza elétrica e a associa a uma estampa de tempo. O módulo do fasor é calculado considerando-se a janela mais recente de um ciclo elétrico e o seu ângulo é dado com relação à referência temporal – considerando como referência um cosseno. Assim, os fasores todos estão associados a uma referência comum e possuem valores angulares coerentes entre si.

A referência de tempo mais utilizada atualmente é o GPS, sistema desenvolvido e mantido pelos Estados Unidos e que tem a precisão na ordem de $1 \mu\text{s}$ (TOCHETTO, 2014, p.24).

Sendo ainda uma tecnologia recente, e devido ao seu alto custo, a medição fasorial é hoje aplicada principalmente em sistemas de transmissão. Países como os Estados Unidos já possuem muitos dispositivos instalados em seu sistema, inclusive com comunicação de nível nacional.

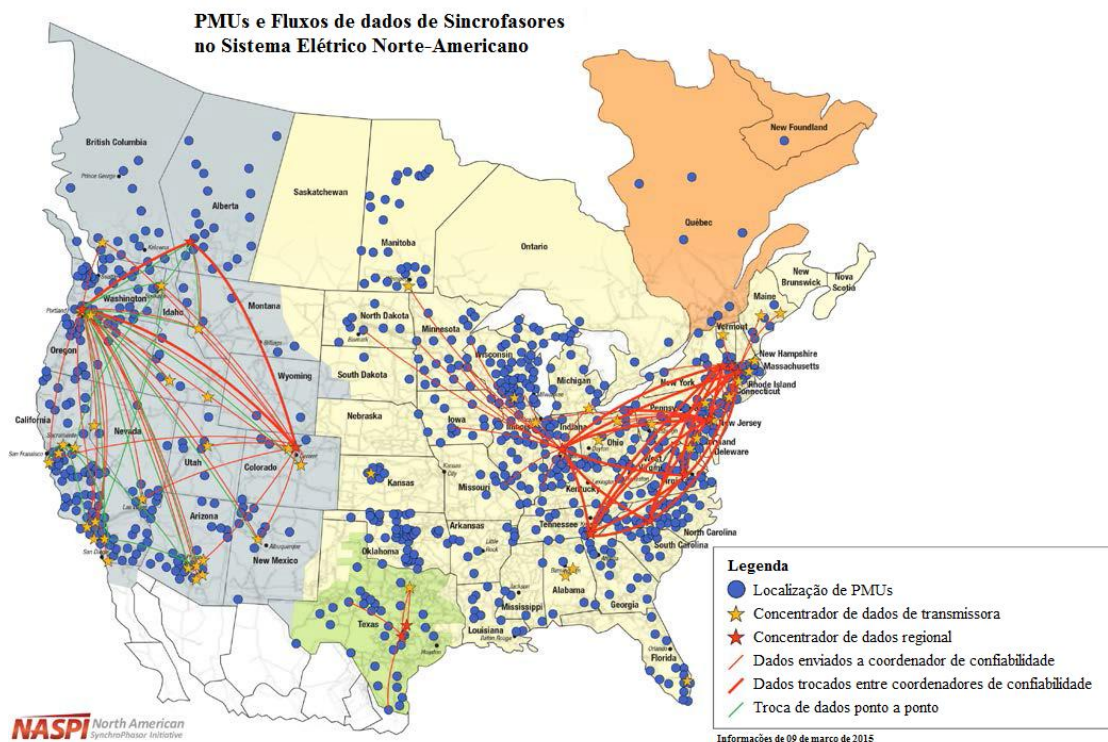


Figura 10. Medidores PMUs instalados no sistema elétrico dos Estados Unidos (NASPI, 2015)

Apesar disso NASPI (2015) aponta o fato de que as redes de comunicação adotadas por cada empresa e as suas topologias e práticas associadas ainda não seguem uma arquitetura comum ou guia formal. Sendo assim, aponta-se que para aplicações que explorem PMUs em sua plena capacidade, incluindo monitoramento e interconexão entre grandes áreas de sistemas elétricos de nível nacional, ainda será necessário um amadurecimento no sentido de padronizar as redes de comunicação. A Figura 10 traz uma visão geral das PMUs instaladas no sistema elétrico dos Estados Unidos.

No Brasil, alguns projetos vêm sendo desenvolvidos por concessionárias, basicamente em circuitos de transmissão. DECKER *et al.*(2011) e DECKER *et al.*(2009) trazem relatos de projetos da CTEEP e da Eletrosul em seus sistemas de 440 kV e 525 kV, respectivamente. As aplicações de PMUs em nível de distribuição no Brasil ainda estão em estágio inicial.

2.3.2 Medição não fasorial

A medição não fasorial é a medição comumente utilizada em sistemas elétricos de distribuição. Antes da possibilidade de sincronização das medições, a única alternativa para monitoramento de sistemas elétricos era a medição das magnitudes das grandezas elétricas e envio das mesmas a centros de operação. A tecnologia da medição é dominada, consolidada e a quase totalidade do monitoramento de redes de distribuição é feita através deste tipo de medição.

O advento das tecnologias de comunicação e seu barateamento tornou atrativa a possibilidade de instalar medições pela rede elétrica e enviá-las a uma central de dados, a qual pode realizar análises baseadas nestes dados. Apesar disso, um melhor aproveitamento do monitoramento da distribuição por meio de medições descentralizadas é uma possibilidade ainda não plenamente explorada.

Os pontos de medição existentes atualmente em um alimentador são tipicamente localizados na subestação e nos religadores instalados ao longo do mesmo, o que representa poucos pontos. Em alguns casos, medições podem ser instaladas em transformadores devido a reclamações de consumidores ou amostragem de medições da ANEEL.

De toda forma, o nível de automação e monitoramento dos sistemas de distribuição não é ainda muito desenvolvido – mesmo quando há uma rede de comunicação – e as aplicações das medições distribuídas são ainda bastante restritas.

São essas medições distribuídas pelo sistema e conectadas via rede que serão utilizadas pelos métodos propostos neste trabalho na detecção de faltas de alta impedância.

Um ponto de destaque é que nem todas as concessionárias possuem uma central de dados para a qual podem ser enviados os dados de medições distribuídas. Nos casos em que isso ocorre, faz-se necessária a criação de um meio de comunicação até um CDC, no qual os algoritmos dos métodos propostos possam ser implementados.

2.4 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

As faltas de alta impedância são consideradas como aquelas que não drenam corrente suficiente para sensibilizar os sistemas de proteção tradicionais. Nestas condições, a manutenção de um contato entre o sistema elétrico e alguma estrutura externa ao mesmo representa potencial risco à sociedade, especialmente na distribuição, que normalmente se encontra próxima a grandes concentrações populacionais.

Além do risco de choque ao indivíduo que eventualmente entre em contato com uma superfície energizada, ou o próprio cabo, existe ainda a possibilidade de início de um incêndio, por exemplo, se um arco elétrico for estabelecido entre o alimentador de média tensão e o ramo de uma árvore ou outra estrutura que possa se inflamar (SOULINARIS *et al.*, 2014, p. 6).

A Tabela 2 traz valores para faltas de alta impedância típicas de sistemas de distribuição. Nela são apresentados valores de correntes comuns quando um alimentador de 12,5 kV entra em contato com superfícies típicas. Estes valores reforçam o que foi discutido no item 2.2.3: os baixos valores de corrente são facilmente confundidos com correntes de carga normais do sistema, o que dificulta a detecção deste tipo de falta.

Tabela 2. Correntes típicas em contato com diferentes superfícies (Sistema 12,5 kV)

Superfície	Corrente (A)
Asfalto seco	0
Concreto (não armado)	0
Areia seca	0
Areia molhada	15
Gramma seca	25
Gramma molhada	50
Concreto (armado)	75

Fonte: (PSRC, 1996)

O arco elétrico é uma característica bastante comum em faltas de alta impedância. Ele nada mais é do que a ruptura da rigidez dielétrica de um meio isolante. No caso, o isolante é o ar. O contato entre o cabo alimentador e a superfície externa gera pontos em que o gradiente de tensão é bastante elevado. Quando tal gradiente supera o valor de rigidez dielétrica do ar, este é ionizado e passa a conduzir corrente, formando o que se denomina arco elétrico.

Apesar de vários métodos se utilizarem da característica dos arcos elétricos na detecção de HIFs, a análise de tais características não foi explorada no presente trabalho e fica indicada como possibilidade de melhorias futuras.

3 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO NA DISTRIBUIÇÃO

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No presente capítulo, será apresentado o método proposto de Proteção Diferencial de Sequência Zero aplicado a sistemas de distribuição (PDSZ), que se utiliza de medições fasoriais sincronizadas.

3.2 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO

Uma das funções de proteção mais conhecidas é a proteção diferencial – código ANSI 87 (ANSI; IEEE, 2008, p. 2). Sua aplicação mais simples se dá em um equipamento de dois terminais, como, por exemplo, um transformador de dois enrolamentos, no qual seus dois terminais formam uma zona diferencial de com dois pontos de medição.

Basicamente, as correntes que entram e as que saem do equipamento são medidas e subtraídas uma da outra, sendo o resultado desta subtração denominado componente diferencial. Em condições normais de operação, espera-se que esta componente seja zero. Caso contrário, sabe-se que algum contato indesejado para o terra está ocorrendo no equipamento monitorado.

Para implementação da proteção diferencial necessita-se, portanto, da instalação de um medidor em cada terminal do equipamento. Denomina-se a região compreendida entre estes dois medidores como região diferencial. O conceito de zona diferencial será bastante explorado no PDSZ.

Existe também a proteção diferencial percentual, que é a proteção diferencial mais usada. Esta variação confere maior confiabilidade à função de proteção frente a diversos cenários de carregamento. Isso porque a corrente de *pick-up* do dispositivo de proteção é determinada pelo nível de carregamento do sistema: quanto mais carregado (maior corrente de restrição), mais corrente diferencial (corrente de operação) será necessária para sensibilizar esta função de proteção.

A Figura 11 traz a curva de uma proteção diferencial percentual típica, que ilustra este comportamento explicado. A curva de 25%, por exemplo, indica que é necessária uma corrente de operação (corrente diferencial) maior do que 25% da corrente de restrição (associada ao carregamento do sistema) para que a proteção atue.

Maiores detalhes desta função de proteção são apresentados em BLACKBURN e DOMIN (2006).

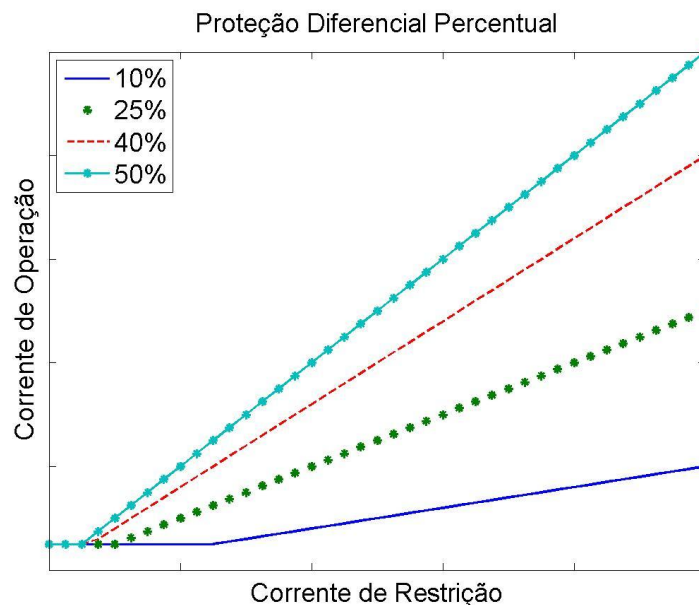


Figura 11. Proteção Diferencial Percentual típica

Uma extensão do conceito de proteção diferencial é alcançada ao considerar-se uma zona diferencial com qualquer número pontos de medição, e não apenas dois. Este é um conceito aplicado na proteção de barramentos, por exemplo. Ao serem medidas todas as correntes que entram e que saem de um barramento, espera-se que em condições normais de operação a soma fasorial de todas elas seja zero, caso contrário, sabe-se que há uma falta dentro da região diferencial monitorada.

A função diferencial pode ser utilizada tanto para correntes definidas em coordenadas de fase quanto para suas componentes de sequência. Em plantas industriais, é comum o uso da análise da componente de sequência zero para proteção de barramentos (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

A sequência zero indica que há fluxo de corrente para o terra no sistema. Sendo assim, uma componente diferencial de corrente de sequência zero não nula em uma dada região, indica que há contato com o terra dentro da mesma e que – sendo este um cenário indesejado – o sistema de proteção deve tomar as devidas providências.

É importante ressaltar, que a aplicação da proteção diferencial se dá atualmente em condições restritivas do ponto de vista da distância entre os medidores, pois é necessária a realização de uma operação fasorial entre as medidas realizadas. Sendo assim, a função ANSI 87 (diferencial) é muito utilizada em subestações ou plantas

industriais, em que os TCs estão fisicamente próximos e podem ter seus secundários conectados de forma a somar suas correntes eletricamente. Uma alternativa mais recente é a conexão dos TCs diretamente a relés microprocessados (IEDs), os quais calculam internamente a componente diferencial. É importante neste ponto notar que de toda forma os TCs devem ser conectados diretamente ao IED, o que significa uma limitação na distância entre estes equipamentos.

A função diferencial também é utilizada em linhas de transmissão. Neste caso, devido às distâncias envolvidas, é necessário estabelecer-se um canal de comunicação confiável – normalmente dedicado –, que permita a transmissão dos valores de corrente de um extremo ao outro da linha sem atrasos consideráveis.

Tratando-se de uma linha que transmite grandes blocos de energia, o custo de criação de tal canal de comunicação tende a ser viável. Entretanto, no caso de redes de distribuição, as quais transmitem blocos menores de energia divididos entre diversas ramificações de circuito, a tendência é que mais pontos de medição sejam necessários e uma rede com velocidade de comunicação rápida como esta – que permita operações fasoriais – tende a se tornar mais cara em termos de proporção com os custos do sistema.

Uma alternativa para sistemas de distribuição seria a aplicação da tecnologia dos sincrofasores (apresentada no item 2.3.1), utilizando-se de uma rede de comunicação comum. A sincronização temporal dos pontos de medição torna possível que o PDC receba valores de correntes de diversos pontos e consiga montar um cenário do estado real do sistema em dado instante de tempo, mesmo com o atraso inerente à rede de comunicação. Assim, possibilita-se o monitoramento do estado da rede, com um atraso na ordem de segundos, dependendo da velocidade de troca de dados.

É justamente esta tecnologia de medição fasorial sincronizada que é explorada no PDSZ.

3.3 PARTICULARIDADES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Apesar de a aplicação da proteção diferencial de sequência zero ser bastante conhecida nos sistemas industriais, não foram encontrados, nos estudos base deste trabalho, casos de sua aplicação em sistemas de distribuição com medições espalhadas pela rede.

Dado que o método proposto baseia-se justamente em medidores espalhados pela rede, ressalta-se que para o desenvolvimento do mesmo o primeiro ponto abordado

foi a questão das particularidades das redes de distribuição, as quais poderiam afetar o desempenho do algoritmo, que é baseado na proteção diferencial de sequência zero.

Diversas características específicas de sistemas de distribuição foram analisadas, e as principais foram apresentadas no item 2.2, no qual foi mostrado inclusive que, em sistemas do tipo europeu em operação normal, a média tensão não deve ser percorrida por correntes de sequência zero. A exceção a este caso são as redes rurais monofásicas, ou, porventura, alguma derivação bifásica que possua conexão com o terra.

Sendo assim, o desenvolvimento do método proposto com a aplicação do PDSZ em sistemas de distribuição deve atentar para estes dois casos em que há inserção de corrente de sequência zero na média tensão com o sistema em operação normal e para qualquer outro caso em que alguma conexão para o terra seja considerada um cenário normal de operação.

3.4 CONCEITOS BÁSICOS DO PDSZ

Para desenvolvimento e compreensão do PDSZ, faz-se necessária a apresentação de alguns conceitos básicos envolvidos em sua aplicação.

O primeiro deles é o conceito de conjunto de medidores. Um conjunto de medidores é formado por TCs instalados num mesmo ponto do sistema, os quais medem as correntes de linha, de forma que a corrente de sequência zero no ponto possa calculada. É possível a substituição por um conjunto de medidores por um TC *Ground Sensor* (TC GS), que também mede esta componente da corrente. Para aplicação do PDSZ é necessária a conexão de tais conjuntos de medidores a PMUs, pois o método se baseia em operações fasoriais.

Como exemplo, apresenta-se a Figura 12, na qual são mostrados dois conjuntos de medidores (M_1 e M_2), os quais são formados por três TCs cada, instalados próximos à barra 1 e à barra 2, respectivamente.

Dois ou mais conjuntos de medidores são responsáveis pela definição de uma região diferencial ou zona diferencial, a qual compreende todo o circuito de média tensão compreendido entre estes tais conjuntos de medidores. No exemplo da Figura 12, tem-se uma zona definida entre os medidores M_1 e M_2 .

Por fim, define-se o conceito de corrente diferencial de sequência zero (\bar{I}_0^{DIF}), que é o resultado da soma fasorial das correntes de sequência zero que percorrem os

conjuntos de medidores que definem uma zona (equação (6)). Neste trabalho, foi seguida a convenção da regra do ponto.

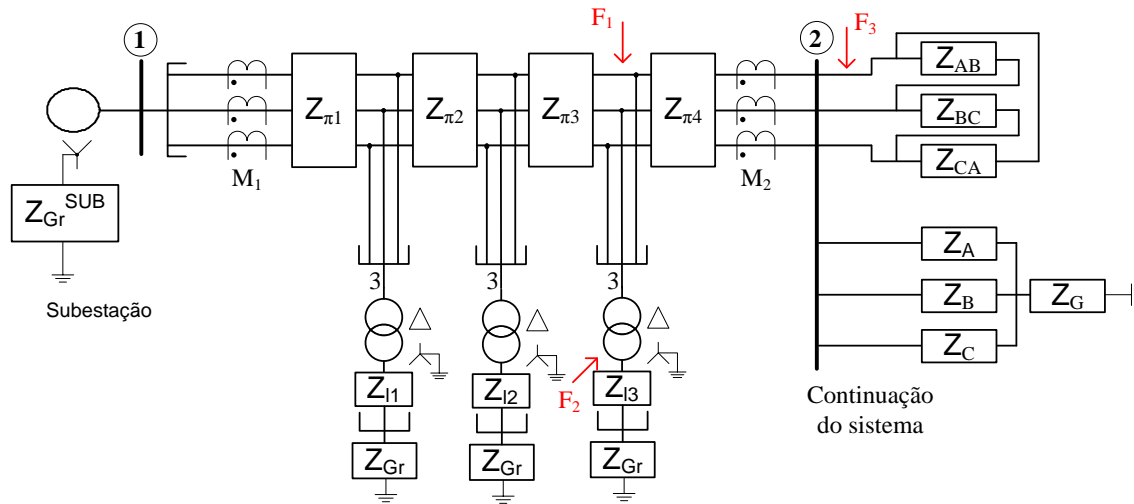


Figura 12. Sistema ilustrativo do PDSZ na distribuição

$$\bar{I}_0^{DIF} = \sum_{n=1}^N \bar{I}_0^{Mn} \quad (6)$$

Onde N é o número de conjunto de medidores; e \bar{I}_0^{Mn} a medida de corrente de sequência zero do medidor M_n , com n variando de 1 a N .

Basicamente, espera-se que \bar{I}_0^{DIF} de dada zona seja nula quando não houver falta com contato para o terra dentro da mesma e não nula caso contrário. Em caso de corrente diferencial de sequência zero não nula para uma dada zona, o sistema PDSZ deve emitir um alarme de detecção de falta dentro na mesma. Isso será explorado ao longo deste capítulo.

3.5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO I: ZONA DEFINIDA POR DOIS CONJUNTOS DE MEDIDORES

Esta seção tem como objetivo apresentar o funcionamento do PDSZ através de um exemplo. Para tal, será utilizado o sistema da Figura 12, no qual foram definidos: $Z_{\pi x}$, como a impedância trifásica de alimentadores desequilibrados (no caso, x vai de 1 a 4), que é representada por uma matriz de dimensão 3×3 ; Z_{ly} como a impedância de cargas conectadas à baixa tensão, podendo estas serem monofásicas, bifásicas ou

trifásicas e equilibradas ou não (com y variando de 1 a 3); Z_{Gr} como a impedância de aterramento de tais cargas; Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} , representando a impedância equivalente da continuação do sistema de distribuição que esteja conectado em delta à média tensão; Z_A , Z_B , Z_C e Z_G representam o equivalente de eventuais cargas especiais que tenham conexão ao terra, como ramais com conexão ao terra ou bancos de capacitores em Y aterrado; e Z_{Gr}^{SUB} é a resistência de aterramento da subestação.

A inclusão de Z_{Gr}^{SUB} visa representar a filosofia de algumas concessionárias de distribuição, as quais optam por inserir uma impedância de aterramento em suas subestações (geralmente menores do que 5Ω) através de resistência de aterramento conectadas ao neutro do lado Y do transformador abaixador ou através de um transformador zig-zag no lado de delta.

A continuação do sistema à jusante da Barra 2 foi representada como um equivalente de impedâncias conectadas em delta à média tensão outro de impedâncias conectadas em Y. Essa combinação permite representar genericamente cargas ou equipamentos que estejam conectados a este sistema.

Conforme já explicado no item 3.4, no sistema apresentado foi representada uma zona, a qual é definida pelos conjuntos de medidores M_1 e M_2 . A análise a seguir tem enfoque justamente nesta região diferencial.

O primeiro ponto de destaque é a equação para cálculo da corrente diferencial de sequência zero na zona analisada, o qual é mostrado na equação (7), a qual respeita a convenção de correntes positivas entrando na zona e negativas saindo dela.

$$\bar{I}_0^{DIF} = \bar{I}_0^{M1} - \bar{I}_0^{M2} \quad (7)$$

A Figura 13 apresenta o diagrama de redes de sequência do sistema da Figura 12. Nela são definidas as grandezas: Z_{sist}^+ , Z_{sist}^- , Z_{sist}^0 como as impedâncias equivalentes de sequência do sistema à jusante do medidor M_2 ; $Z_{\pi x}^+$, $Z_{\pi x}^-$, $Z_{\pi x}^0$ como as impedâncias de sequência dos alimentadores; e Z_{Tr} como as impedâncias dos transformadores abaixadores.

Chama-se atenção para as características de Z_{sist}^0 : dependendo das cargas conectadas à jusante da região diferencial em análise, tal impedância de sequência zero pode ter um valor alto (somente transformadores Δ -Y) ou uma ordem de grandeza que permita o fluxo de correntes de sequência zero consideráveis (quando há ramais mono

ou bifásicos, por exemplo). Estes ramais que permitem fluxo de corrente de sequência zero são representados como o equivalente conectado em Y na “Continuação do Sistema” da Figura 12.

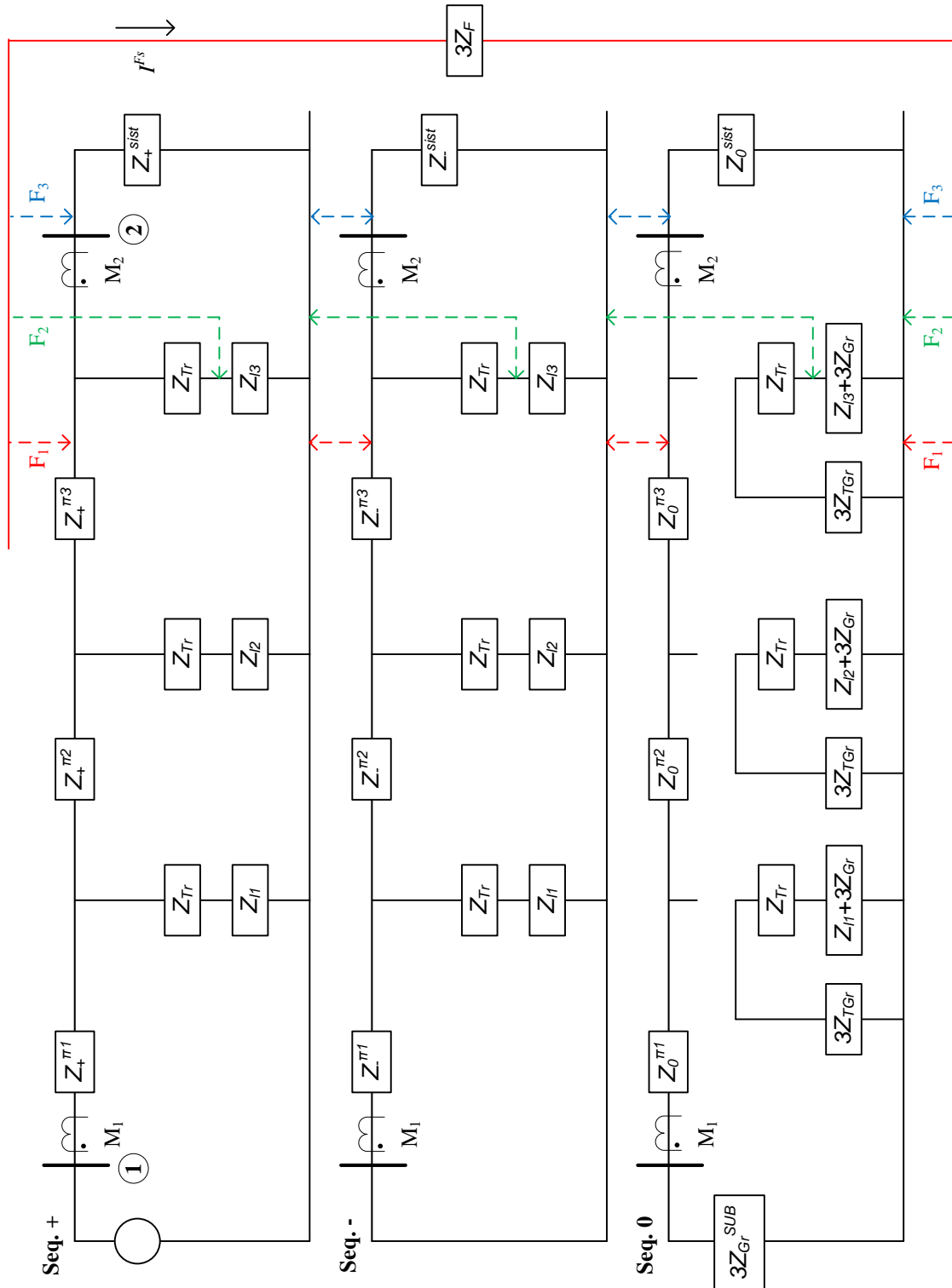


Figura 13. Diagrama de seqüências do sistema da Figura 12

A representação da Figura 13 permite compreender que em funcionamento normal, a componente \bar{I}_0^{DIF} deve ser nula. Isso porque, no circuito de sequência zero, não há caminhos de corrente para a região diferencial analisada, a não ser os que são medidos por M_1 e M_2 .

Sendo a sequência zero um circuito série, pela Lei de Kirchhoff, sabe-se que a corrente de sequência zero de M_1 (\bar{I}_0^{M1}) deverá ser igual à de M_2 (\bar{I}_0^{M2}) e, portanto, a aplicação da equação (6) com o sistema em funcionamento normal deve resultar em um valor nulo para a componente \bar{I}_0^{DIF} .

No caso de ocorrência de uma falta com envolvimento de terra dentro da zona diferencial analisada, tem-se a criação um caminho de corrente de sequência zero não monitorado nesta zona. Isso acarretará em uma componente diferencial de sequência zero não nula e proporcional à corrente de falta, a qual pode ser usada para a detecção da mesma.

Outro ponto de destaque, ainda na Figura 13, é que os acoplamentos entre as sequências devido aos desequilíbrios dos alimentadores de média tensão não são representados por simplicidade e também devido ao fato de que tais acoplamentos normalmente não inserem correntes consideráveis de sequência zero dentro desta zona diferencial (conforme discutido no item 2.2.4).

Nos casos em que, por algum motivo, tais acoplamentos causarem a indução de correntes de sequência zero significativas, o papel das regiões diferenciais é mitigá-las. Nota-se por esta própria figura que uma corrente de sequência zero induzida, tende a passar pela impedância Z_{sist}^0 , o que faz com que a soma fasorial das correntes medidas por M_1 e M_2 seja zero.

Por fim, tem-se representados na Figura 12 e na Figura 13 os pontos de falta F_1 , F_2 e F_3 , os quais serão analisados a seguir.

3.5.1 Faltas monofásicas

Para análise de faltas monofásicas aplicadas nos pontos de falta assinalados, a simplificação apresentada na Figura 14 será utilizada. Nela, algumas impedâncias do sistema foram associadas (nas impedâncias Z^{MO}), de forma a facilitar o entendimento das equações desenvolvidas.

A corrente \bar{I}^{Fs} representa a corrente de falta dos circuitos de seqüência e as correntes \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} são dadas pela divisão de \bar{I}^{Fs} no circuito de seqüência zero do sistema, sendo calculadas pelas equações (8) e (9), para faltas ocorridas na média tensão.

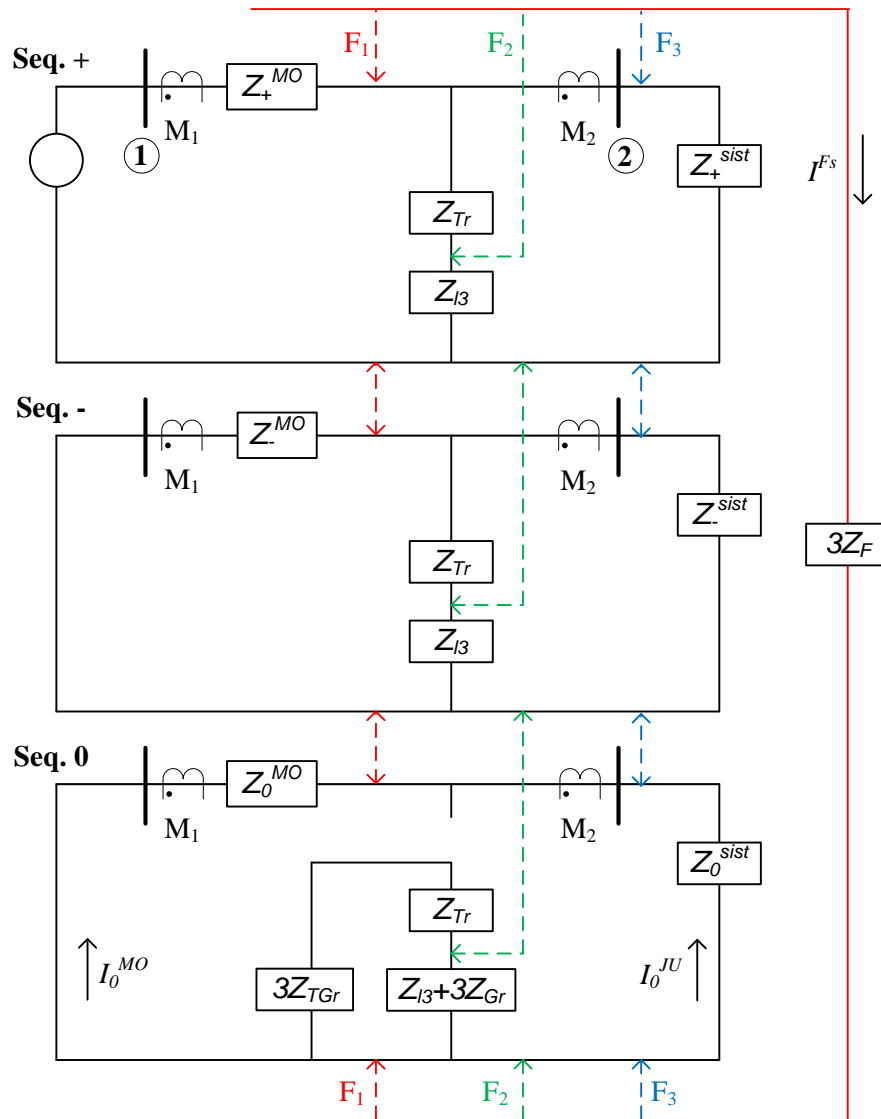


Figura 14. Simplificação do diagrama de redes de seqüências do sistema exemplo

$$\bar{I}_0^{MO} = \frac{\bar{Z}_0^{SIST}}{\bar{Z}_0^{MO} + \bar{Z}_0^{SIST}} \cdot \bar{I}^{Fs} \quad (8)$$

$$\bar{I}_0^{JU} = \frac{\bar{Z}_0^{MO}}{\bar{Z}_0^{MO} + \bar{Z}_0^{SIST}} \cdot \bar{I}^{Fs} \quad (9)$$

3.5.1.1 Falta em F_1

Observando-se a Figura 12, a Figura 13 ou a Figura 14, nota-se que o ponto de falta F_1 encontra-se dentro da zona diferencial analisada. Neste caso, tem-se que as correntes de sequência zero medidas pelos dois conjuntos de medidores instalados serão dadas pelas equações (10) e (11).

$$\bar{I}_0^{M1} = \bar{I}_0^{MO} \quad (10)$$

$$\bar{I}_0^{M2} = -\bar{I}_0^{JU} \quad (11)$$

Substituindo-se as equações (10) e (11) no cálculo da componente \bar{I}_0^{DIF} da zona (equação (7)), e, em seguida, inserindo-se os valores das equações (8) e (9) no resultado, obtém-se a expressão apresentada em (12), a qual mostra que existe relação direta entre a corrente de falta e a componente diferencial de sequência zero, quando esta ocorre dentro da zona analisada.

$$\bar{I}_0^{DIF} = \bar{I}_0^{Fs} \quad (12)$$

Sendo a corrente de falta no circuito de sequência (\bar{I}^{Fs}) equivalente a um terço da corrente de falta de fase observada no circuito (\bar{I}^{Ff}), prova-se que a componente diferencial de sequência zero possui relação direta com a corrente de falta e dada pela equação (13).

$$\bar{I}_0^{DIF} = \frac{\bar{I}^{Ff}}{3} \quad (13)$$

Mostra-se assim, que é possível utilizar uma componente diferencial de sequência zero não nula como uma medida sensível para detecção de faltas com contato para o terra dentro de uma zona diferencial, pois existe uma proporção direta entre elas. Limiares de detecção serão discutidos no item 3.8.

3.5.1.2 Falta em F_2

A falta F_2 representa uma falta ocorrida em um circuito secundário conectado à zona analisada.

Conforme pode ser visto na Figura 14, não há ligação no circuito de sequência zero entre a baixa e a média tensões. Sendo assim, na ocorrência de uma falta no ponto analisado, os valores das correntes \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} não devem ser alterados quando comparados aos valores anteriores à ocorrência da falta.

Na realidade, estes valores podem ser alterados devido aos acoplamentos entre os circuitos de sequência do sistema, os quais existem devido aos desequilíbrios existentes no mesmo. Apesar disso, o fato de o circuito de sequência zero ser um circuito série, acarreta que ambos os conjuntos de medidores medem a mesma corrente, o que é indicado na equação (14). Sendo assim, ao se aplicar tais correntes na equação de \bar{I}_0^{OP} (equação (7)), tem-se que seu valor será sempre nulo e que alarmes não serão emitidos para faltas na baixa tensão.

$$\bar{I}_0^{M1} = \bar{I}_0^{M2} = \bar{I}_0^{MO} = -\bar{I}_0^{JU} \quad (14)$$

À primeira vista a não detecção desta falta poderia parecer um erro do método. Entretanto, esta é uma característica que garante que o método é totalmente seletivo, atuando apenas para faltas ocorridas na média tensão.

Um ponto importante a ser lembrado é o fato de que a baixa tensão de um sistema de distribuição normalmente possui diversas cargas monofásicas. Isso quer dizer que em funcionamento normal os circuitos secundários do sistema são percorridos por correntes de sequência zero. O fato de os transformadores Δ -Y filtrarem tal componente é justamente o que permite ao PDSZ detectar com confiabilidade a ocorrência de uma falta nos circuitos de média tensão.

3.5.1.3 Falta em F_3

Por fim, tem-se a falta no ponto F_3 . Do ponto de vista do sistema elétrico, ela é bastante semelhante à falta F_1 e as correntes \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} serão dadas pelas equações (8) e (9) da mesma forma. Entretanto, do ponto de vista da região diferencial definida, estas faltas são bastante diferentes: enquanto F_1 encontra-se dentro da zona diferencial, F_3 está fora dela. Sendo assim, espera-se que o método detecte o problema no primeiro caso e não o acuse no segundo.

Observando-se a Figura 14, nota-se que – para uma falta ocorrida em F_3 – ambos os medidores serão percorridos pela corrente \bar{I}_0^{MO} . Isso quer dizer que a componente diferencial será nula e, portanto, o método de detecção se comporta conforme desejado.

Um problema bastante comum das proteções diferenciais tradicionais é justamente a ocorrência de uma falta logo à jusante da região diferencial. Isso porque, para faltas de baixa impedância, os TCs tendem a entrar em saturação e o cálculo da componente diferencial acaba sendo prejudicado devido às distorções nos sinais de corrente medidos.

Como o PDSZ é focado em faltas de alta impedância, as quais possuem baixos níveis de corrente, tal problema não será observado (na realidade, delega-se a tarefa de detecção de faltas de baixa impedância a outros sistemas de proteção). Além disso, tem-se que em faixas de corrente de menor grandeza, espera-se maior precisão da medida realizada pelos TCs, o que garante maior qualidade na medida da componente diferencial de sequência zero.

3.6 DEFINIÇÃO DAS REGIÕES DIFERENCIAIS

A definição das regiões diferenciais do PDSZ em um determinado sistema de distribuição é um parâmetro de projeto. Tende-se a acreditar que o posicionamento dos medidores em distâncias iguais ao longo de um alimentador seja mais natural, na medida em que define regiões diferenciais de mesmo tamanho e otimiza a localização das faltas. Entretanto, fatores como dificuldade de acesso a certas localidades; número de medidores que a concessionária está disposta a instalar; importância de dado alimentador; e concentração populacional em dado trecho, podem também interferir no processo de definição destas regiões.

Além de todos estes fatores, deve-se ainda considerar que, caso haja ramais monofásicos ou bifásicos na rede, é obrigatória a instalação de medidores em cada um deles.

A Figura 15 apresenta um sistema de distribuição com uma derivação bifásica. Analisando-se tal sistema sob a ótica de alocação de medidores, tem-se que, caso haja carga conectada com o terra no ramal bifásico presente no sistema, é obrigatória a instalação do conjunto M_4 para correto funcionamento do PDSZ.

Observando-se o ponto de conexão deste ramal com o alimentador principal do sistema, nota-se que dali são drenadas correntes das fases A e B, enquanto que a da fase

C vale zero. Havendo cargas ligadas ao terreno mesmo, o cálculo da componente de sequência zero neste ponto de derivação é fatalmente não nulo – o que pode ser demonstrado de forma análoga à conexão de um ramal monofásico (item 2.2.2). Sendo assim, caso o sistema possuísse apenas os conjuntos M_1 e M_3 , a presença de cargas com ligação o terra na barra número quatro poderia acarretar na emissão de um falso alarme pelo PDSZ, na medida em que M_1 seria percorrido por uma corrente de sequência zero diferente de M_3 em condição normal de operação.

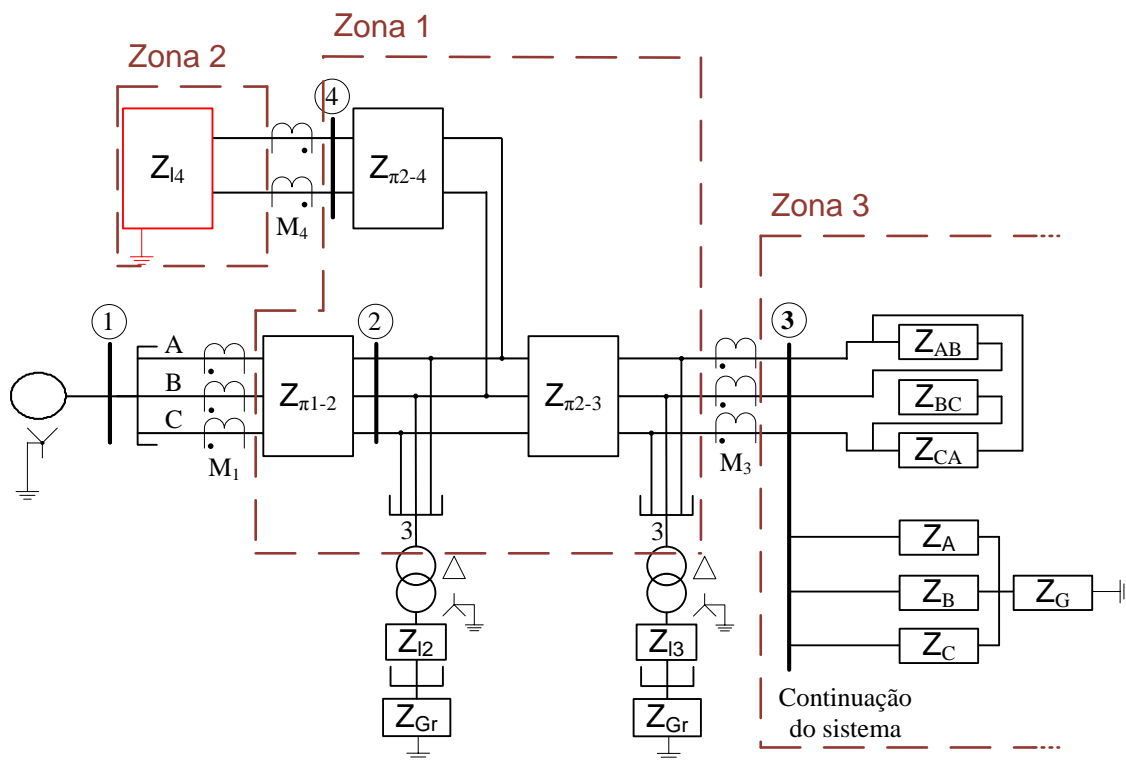


Figura 15. Sistema de distribuição com alimentador bifásico

Portanto, a instalação de M_4 permite que a componente de sequência zero deste ramal, relativa à característica de sua carga (e não de uma falta), seja subtraída das outras correntes da região diferencial, garantindo o correto funcionamento do método.

Caso mais zonas fossem desejadas neste sistema, a instalação de um medidor na barra de número dois seria possível, como mostrado na Figura 16. A análise da zona definida por M_1 , M_2 e M_4 é exatamente a mesma da anterior. A diferença entre as duas alternativas é apenas a divisão do sistema em mais uma zona, o que torna o mecanismo de localização de faltas mais preciso.

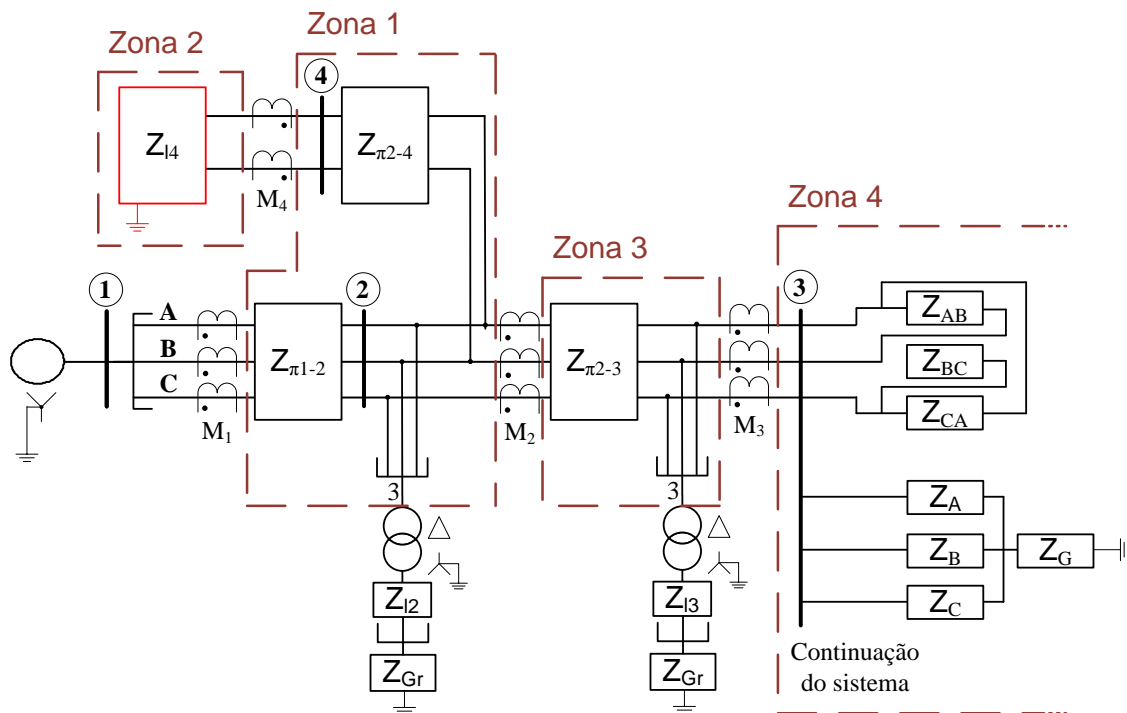


Figura 16. Alternativa com definição de mais uma zona diferencial

Considerando-se ainda a possibilidade de não ser interessante a monitoração do ramal bifásico (deve-se lembrar de que uma rede de comunicação deve ser estabelecida entre o ponto de medição e o PDC), tem-se ainda a possibilidade de deslocamento do conjunto M_4 para o ponto de derivação bifásica, conforme mostrado na Figura 17.

Uma vantagem desta alternativa em termos de custo, comparando-se com a anterior é o fato de que neste ponto seria possível a utilização de apenas uma PMU, a qual enviaria as medidas de dois conjuntos de TCs (M_2 e M_4) ao PDC.

Comparando-se com o primeiro caso, tem-se o mesmo número de PMUs instaladas, com maior riqueza de informações em relação ao ramal principal, em detrimento do monitoramento de um ramal bifásico menos importante.

No pequeno sistema apresentado, esta alternativa pode não trazer ganhos, mas em sistemas maiores o emprego da mesma pode otimizar o número de PMUs instaladas e o custo total do sistema.

A análise para monitoração de ramais bifásicos feita neste item é análoga à de qualquer ramal monofásico ou equipamento que seja ligado entre fase e terra na média tensão. Tal conexão insere um ponto de aterramento no sistema, que passa a representar uma possível entrada ou saída de sequência zero na região diferencial e que, portanto, deve ser monitorada para correto funcionamento do PDSZ.

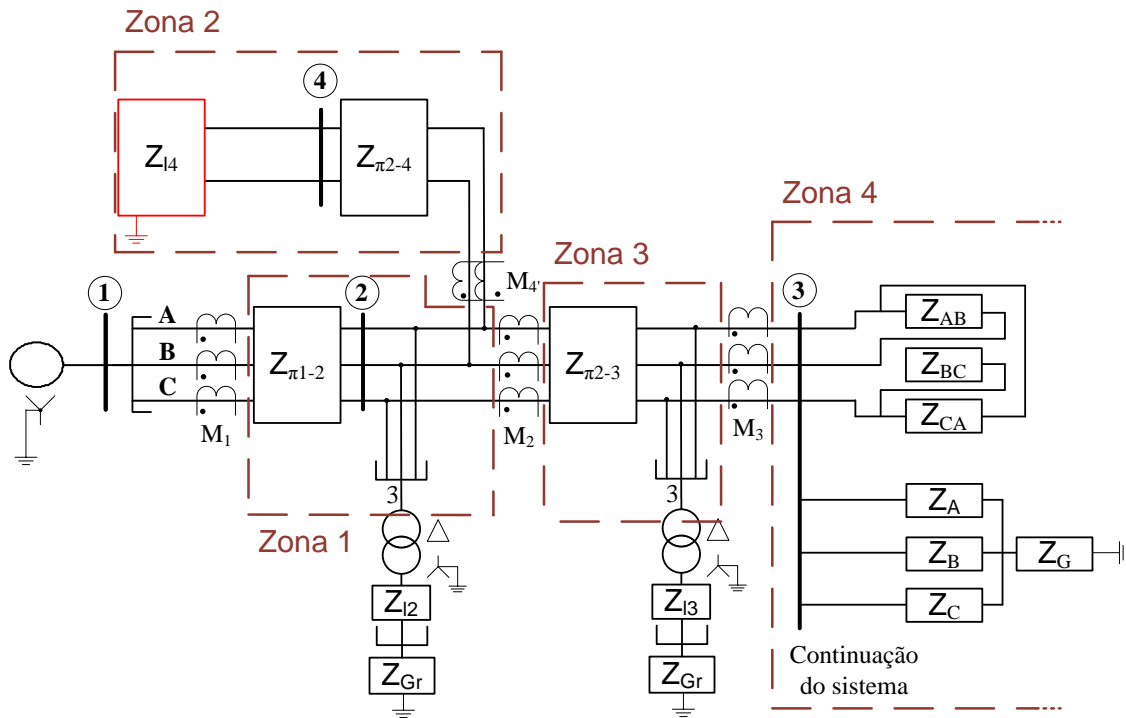


Figura 17. Alternativa de PMU instalada na derivação de ramal bifásico

3.7 EXEMPLO DE APLICAÇÃO II: SISTEMA COM RAMAL BIFÁSICO

Este exemplo visa ilustrar um caso em que o sistema de distribuição possua um ramal de alimentação bifásico e se utilizará do sistema apresentado na Figura 15.

Nesta figura, foram definidos: $Z_{\pi x}$, como a impedância trifásica de alimentadores desequilibrados (com x igual a 1-2, 2-3 ou 2-4), que é representada por uma matriz de dimensão 3×3 ; Z_{l2} e Z_{l3} como impedâncias de cargas conectadas à baixa tensão, podendo estas serem monofásicas, bifásicas ou trifásicas e equilibradas ou não; Z_{l4} , como uma carga bifásica conectada diretamente à média tensão, podendo conter conexão ao terra ou não; Z_{Gr} como a impedância de aterramento de cargas; Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} , como a impedância equivalente da continuação do sistema de distribuição que esteja conectado em delta à média tensão; Z_a , Z_b , Z_c e Z_g como o equivalente de eventuais cargas especiais que tenham conexão ao terra, como ramais não trifásicos ou bancos de capacitores em Y aterrado; e Z_{Gr}^{SUB} é a resistência de aterramento da subestação.

Conforme discutido, os três conjuntos de medidores – M_1 , M_3 e M_4 – definem uma região diferencial entre eles. O cálculo da componente diferencial de sequência zero para esta região é apresentado na equação (15), a qual, mais uma vez, respeita a convenção dos sinais de corrente adotada.

$$\bar{I}_0^{DIF} = \bar{I}_0^{M1} - \bar{I}_0^{M3} - \bar{I}_0^{M4} \quad (15)$$

A Tabela 3 apresenta cenários hipotéticos de correntes de sequência zero percorrendo os conjuntos alocados no sistema. Tais cenários visam ilustrar algumas possibilidades de medições frente a diferentes cenários e a atuação do método para cada um deles será analisada a seguir.

Tabela 3. Cenários de correntes de sequência zero no sistema da Figura 15

Cenário	\bar{I}_0^{M1} (A)	\bar{I}_0^{M3} (A)	\bar{I}_0^{M4} (A)
1	$70\angle 30^\circ$	$70\angle 30^\circ$	$0\angle 0^\circ$
2	$76\angle -90^\circ$	$36.5\angle -140^\circ$	$60\angle -62^\circ$
3	$95\angle -70^\circ$	$36.5\angle -140^\circ$	$60\angle -62^\circ$

3.7.1 Cenário 1

O cenário de número um, traz a corrente de sequência zero em M_4 com valor nulo. Este caso pode representar que não há cargas conectadas na barra de número 4, ou que as cargas conectadas não possuem conexão para o terra.

Caso seja garantida a não existência de corrente de sequência zero no ramal bifásico, a instalação do medidor M_4 não seria necessária e a região analisada seria análoga à região analisada no primeiro exemplo deste capítulo.

De toda forma, aplicando-se as medidas mostradas na equação (15), conclui-se que o valor de \bar{I}_0^{DIF} é nulo na condição analisada e, portanto, não há emissão de alarme de falta para a região analisada.

Reforça-se que existe a presença de alguma conexão para o terra à jusante da barra de número três, o que é percebido devido à presença de correntes de sequência zero em M_1 e em M_3 . Entretanto, como tal conexão encontra-se fora da região diferencial analisada, é correta a não emissão de um alarme para este caso.

3.7.2 Cenário 2

O cenário de número dois apresenta um caso mais complexo. Nele existem correntes de sequência zero percorrendo os três medidores que definem a Zona analisada.

A corrente de sequência zero não nula medida por M_4 indica que as cargas em tal ramal possuem conexão para o terra ou que há uma falta à jusante deste medidor. No

caso apresentado, o PDSZ não é capaz de diferenciar estes dois casos. Entretanto, dado que M_4 já está instalado próximo do final do ramal, é muito pouco provável a ocorrência de uma falta à sua jusante.

A ocorrência ou não de uma falta com conexão para o terra dentro desta zona é determinada pela aplicação da equação (15). No cenário analisado, o valor de \bar{I}_0^{DIF} é nulo, indicando que este tipo de falta não está ocorrendo.

Este exemplo ilustra claramente a necessidade de utilização de PMUs pelo PDSZ. Em um sistema em que fossem empregados medidores não fasoriais, o PDSZ receberia os valores 76,0; 36,5 e 60,0 A para os medidores M_1 , M_3 e M_4 , respectivamente, que são os módulos das correntes de sequência zero. Com tais valores é impossível realizar qualquer operação que permita dizer se há uma falta ou não na região em questão.

3.7.3 Cenário 3

Por fim, o cenário de número três também mostra medições de sequência zero nos três medidores. Entretanto, neste caso, a aplicação da equação (15) resulta em $18,6\angle -90,6^\circ$ A, o que indica haver uma conexão para o terra dentro da zona definida pelos três medidores, ou seja, a ocorrência de uma falta. Conforme definido na equação (13), a corrente de falta neste caso está na ordem de 55,8 A.

3.8 ANÁLISE DE ERROS E LIMIARES DE DETECÇÃO

Nesta sessão será desenvolvida uma análise de sensibilidade do PDSZ, ou seja, até que ponto o método proposto é capaz de detectar faltas de alta impedância. Lembra-se que faltas de baixa impedância já são detectadas pelos sistemas de proteção tradicionais empregados nas redes de distribuição.

Devido ao baixo nível de corrente associado a HIFs, os níveis de saturação de TCs não são críticos como nas faltas com correntes elevadas. Sendo assim, para realizar uma análise de erros e limiares de detecção, foi considerado um erro máximo de 3% por TC nas medições de corrente.

Considerando a instalação de um TC por fase, deve-se analisar a associação dos erros de suas medições, de forma a conhecer o erro na medida da corrente de sequência zero.

Por definição, o limite do erro é dado pela soma dos erros, o que resulta em um erro da ordem 9% na medida de I_0 (3% para cada um dos medidores de corrente de fase, ou seja, $3 + 3 + 3 = 9$). Entretanto, como os instrumentos de medição em cada fase são diferentes, é mais usual a utilização do conceito de erro provável, dado que os erros associados a cada medidor tendem a apresentar magnitudes e direções diferentes.

O erro provável é a combinação ortogonal dos erros em análise. Sendo I_0 dado por (16), seu erro provável é dado pela equação (17). O cálculo do erro da corrente de sequência zero deve ser feito utilizando-se valores absolutos em amperes, pois as operações envolvidas em seu cálculo são apenas de adição e subtração.

$$\bar{I}_0^{MY} = \frac{\bar{I}_A^{MY} + \bar{I}_B^{MY} + \bar{I}_C^{MY}}{3} \quad (16)$$

$$\Delta I_0^{MY} = \frac{\sqrt{(\Delta I_A^{MY})^2 + (\Delta I_B^{MY})^2 + (\Delta I_C^{MY})^2}}{3} \quad (17)$$

Onde: \bar{I}_A^{MY} , \bar{I}_B^{MY} e \bar{I}_C^{MY} são as correntes nas fases do alimentador medidas pelo conjunto M_Y ; I_0^{MY} é a corrente de sequência zero medida pelo mesmo conjunto; e ΔI_X^{MY} é o erro associado à medida de cada uma das correntes anteriores, sendo X igual a A, B, C ou 0.

Considerando-se, por exemplo, três correntes de módulos 400 A, 393 A e 390 A nas fases de um alimentador e erros de 3% em cada um dos TCs, tem-se erros absolutos de 12,00 A; 11,79 A e 11,70 A, respectivamente para cada fase. Assim, o erro associado à medida da corrente de sequência zero deve ser calculado a partir de tais valores. Aplicando a equação (17), chega-se ao valor de 6,83 A. Isso quer dizer que o valor de I_0 real estará dentro de um intervalo de $\pm 6,83$ A do valor medido.

Esta análise mostra que a precisão com relação à medida de I_0 depende da precisão dos medidores instalados e também do nível de carregamento do sistema. Caso as correntes medidas sejam menores, o erro absoluto associado também diminuirá.

No caso da análise de uma zona diferencial, dois ou mais valores de I_0 são combinados (equação (6)), o que quer dizer que os erros dos mesmos também devem ser associados ortogonalmente, conforme a equação (18).

$$\Delta I_0^{DIF} = \sqrt{(\Delta I_0^{M1})^2 + (\Delta I_0^{M2})^2 + \dots + (\Delta I_0^{Mn})^2} \quad (18)$$

Onde ΔI_0^{MY} representa o erro da corrente de sequência zero do medidor Y , com Y variando de 1 até n ; e ΔI_0^{DIF} representa o erro da componente diferencial de sequência zero da região definida pelos medidores 1 a n .

Considerando como exemplouma zona diferencial definida por dois conjuntos trifásicos de TCs, em que ambos os valores de I_0 estão com erro de 6,83 A, tem-se que o erro associado à componente diferencial da zona considerada está em 9,66 A, o que é calculado através da própria equação (18).

3.8.1 Simplificação

O cálculo apresentado no item anterior pode ser simplificado a partir de uma consideração conservadora. O erro da componente diferencial de sequência zero foi calculado associando-se ortogonalmente o erro absoluto em cada medidor que define a zona.

Caso seja assumido o mesmo erro absoluto para todos os medidores que compõem uma zona, o cálculo do erro da componente diferencial de sequência zero (ΔI_0^{DIF}) se torna bem mais simples, como apresentado na equação (19).

$$\Delta I_0^{DIF} = \frac{\Delta I_0^{MAX}}{3} \sqrt{N} \quad (19)$$

$$\Delta I_0^{MAX} = I_f^{MAX} \cdot \Delta I_0^M \quad (20)$$

Onde ΔI_0^{MAX} é o maior erro de I_0 dentre os erros dos medidores que formam a região analisada; ΔI_0^M é a precisão dos medidores empregados (adotou-se 3% na análise anterior); I_f^{MAX} é a maior corrente de fase da região diferencial; e N é o número de medidores que definem a região diferencial analisada.

Por exemplo, caso a região diferencial seja definida por dois conjuntos trifásicos de TCs, N valerá seis; caso seja definida por dois conjuntos trifásicos e um bifásico, N valerá oito.

A Figura 18 apresenta o erro da componente diferencial de uma dada zona em função do número de medidores que a definem e do carregamento do sistema. Observa-se que quando correntes maiores são envolvidas, ou seja, o sistema encontra-se mais carregado, o erro de I_0^{DIF} também aumenta.

Da mesma forma, com mais medidores, o erro na componente diferencial também é maior.

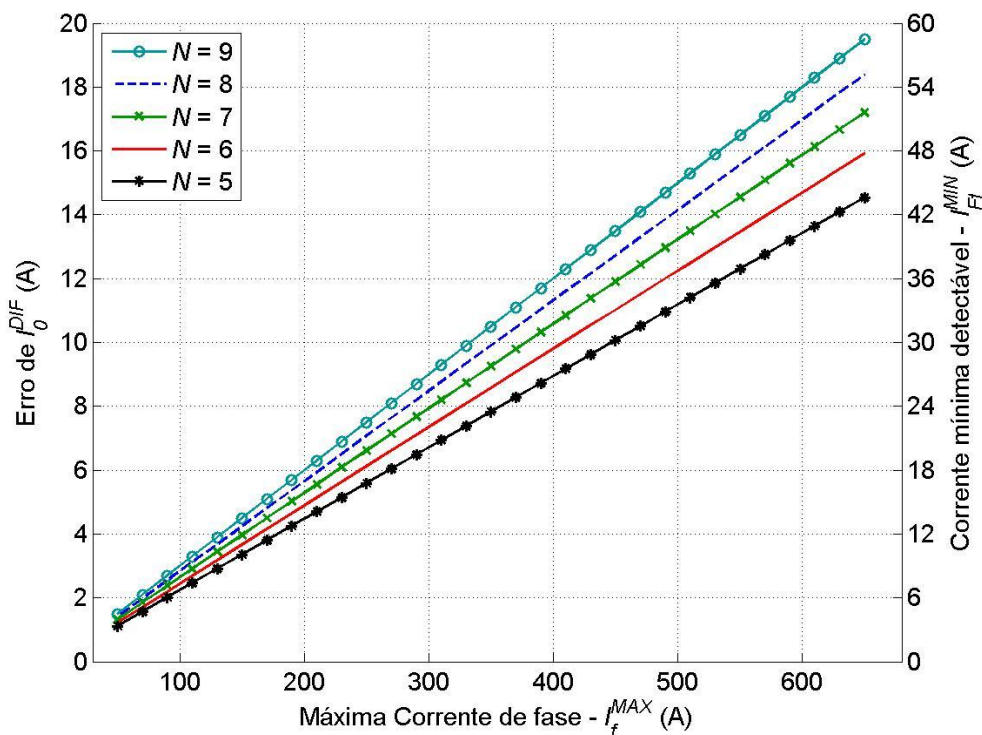


Figura 18. Erro da componente diferencial de sequência zero de zona diferencial em função do número de medidores e do carregamento do sistema

Um ponto a ser mais bem desenvolvido é um estudo para avaliar se a margem de erro de 3% adotada é adequada. BRITO (2011) aponta que ainda é necessário um esforço de compatibilização de requisitos de precisão das normas de TCs e das medidas fasoriais. Em geral, os resultados deste trabalho apontam que apenas as classes mais precisas de TCs previstas em norma atendem aos requisitos das PMUs. Sendo assim, a determinação de uma margem de erro adequada é deixada como trabalho futuro, entretanto acredita-se que 3% é uma estimativa conservadora, pois frente a uma HIF, o TC encontra-se operando em sua região linear. Ainda segundo BRITO (2011) é possível

que sejam utilizados TCs com classe de erro de 1,2% em aplicações que utilizem PMUs.

De qualquer forma, a equação (20) evidencia uma relação linear entre a precisão dos medidores empregados e o erro da componente diferencial de sequência zero medida. A Figura 19 mostra, para diversos números de medidores na Zona, a influência da precisão dos medidores sobre o erro de medição de I_0^{DIF} .

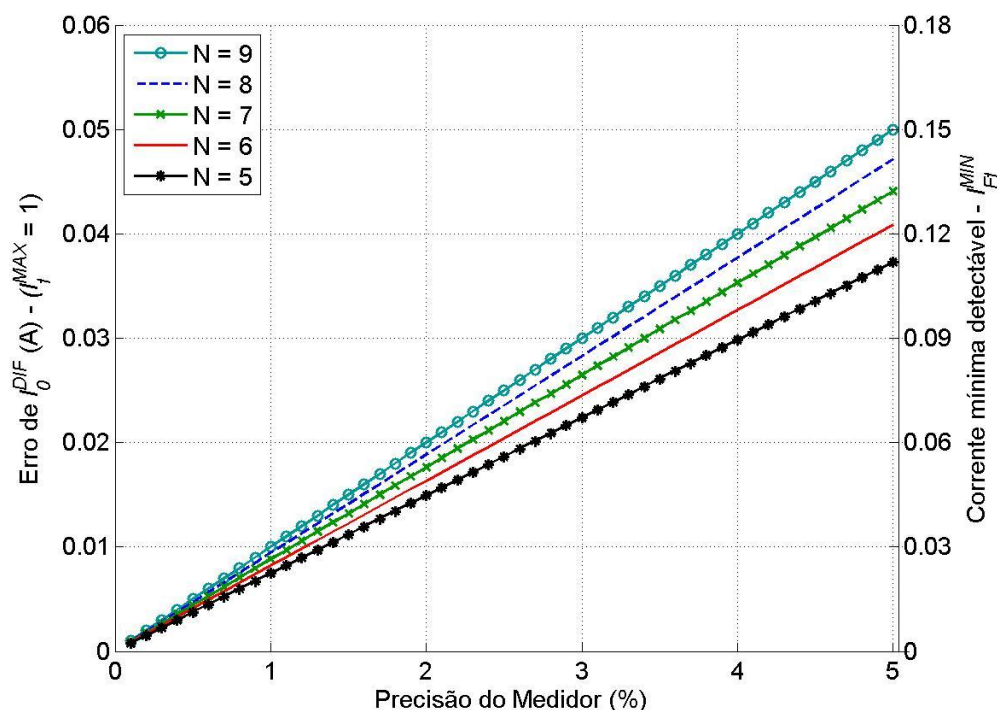


Figura 19. Relação da precisão dos medidores com a corrente de falta detectável pelo PDSZ

Nas curvas, considerou-se I_f^{MAX} com valor unitário, de forma a obter-se um erro normalizado. Por exemplo, uma zona composta por nove medidores ($N = 9$) com precisão de 3% (eixo x da figura) terá ΔI_0^{DIF} igual a 0,030 quando I_f^{MAX} valer 1, ou seja, o erro da componente diferencial será de 3% da maior corrente de fase desta zona.

Pode-se notar pelas curvas apresentadas que caso a precisão do medidor passe de 3% para 1,5% por exemplo, o erro da componente diferencial também cairá para metade do valor inicial (indo de 0,030 para 0,015). Sendo assim, a qualidade dos medidores empregados um fator importante ao se analisar o desempenho do método.

3.8.2 Limiares de detecção

A relação entre a corrente de falta que percorre as fases do sistema (\bar{I}^{Ff}) e a corrente de sequência zero é conhecida da teoria de componentes simétricas e foi apresentada na equação (13), que mostra que a corrente de falta monofásica na fase defeituosa é o triplo da corrente de sequência zero.

Dado que o erro da componente diferencial de sequência zero de uma dada zona é conhecido e aplicando-se esta equação, tem-se a expressão da mínima corrente de falta (que percorre as fases dos alimentadores do sistema) detectável pelo PDSZ (I_{Ff}^{MIN}), a qual é mostrada na equação (22).

Juntando-se as equações (19), (20) e (21), chega-se à equação (22), que é a expressão definitiva para cálculo da corrente mínima de falta detectável, em função da corrente máxima de fase do sistema; da precisão dos medidores empregados; e do número de medidores que compõem a zona.

$$I_{Ff}^{MIN} = 3 \cdot \Delta I_0^{DIF} \quad (21)$$

$$I_{Ff}^{MIN} = I_f^{MAX} \cdot \Delta I_0^M \cdot \sqrt{N} \quad (22)$$

A Figura 18 e a Figura 19 trazem um eixo vertical à direita, mostrando o valor de corrente mínima detectável pelo PDSZ. Como a relação entre tal corrente e o erro da componente diferencial de sequência zero é linear, todas as análises anteriores são válidas: com maior carregamento, é necessária uma corrente de falta maior para determinação da ocorrência da mesma; e quanto mais medidores compõem a região diferencial, maior deve ser a sequência zero medida para uma detecção confiável.

A expressão (22), portanto, é utilizada no PDSZ como limiar para emissão de um alarme: é necessário que a componente I_0^{DIF} supere I_{Ff}^{MIN} para que o alarme seja dado. Como o valor de I_f^{MAX} varia com o carregamento do sistema, temos que o PDSZ torna-se auto ajustável frente à carga do sistema.

Observando-se valores típicos de correntes associadas a faltas de alta impedância (Tabela 2, p.46) e confrontando-os com os resultados apresentados na Figura 18, pode-se verificar que o método proposto é capaz de detectar parte das faltas de alta impedância típicas de sistemas de distribuição, o que pode ser considerado um

ganho, que é potencializado em cenários de menor carregamento. A Figura 19 mostra, mais uma vez, o ganho que o emprego de medidores mais precisos traz para o desempenho do método.

Por exemplo, uma falta que seja um contato com uma superfície de grama seca (aproximadamente 25 A de corrente de falta), será detectado em uma zona composta por seis medidores ($N = 6$) de precisão de 3% até uma corrente máxima de fase de aproximadamente 330 A (Figura 18). Caso fossem empregados medidores com precisão de 1,5%, tal corrente seria detectável até aproximadamente 660 A de corrente máxima de fase na zona.

O uso de TCs *Ground Sensor* (TC GS), os quais medem diretamente a corrente de sequência zero certamente melhoraria as margens encontradas, ao diminuir o número de medidores envolvidos no cálculo. Entretanto, como é importante para o auto ajuste do PDSZ que a maior corrente de fase seja medida, este trabalho adotou o uso de um TC instalado por fase.

Apesar da melhoria trazida pelo método proposto se comparado a proteções que se utilizam apenas das medidas de correntes de fase, reforça-se que nos casos em que nenhuma corrente de falta é imposta ao sistema, um método de detecção que se baseie em corrente – como o PDSZ – naturalmente, não será capaz de detectar a falta. Esquemas adicionais não explorados no presente trabalho podem ser desenvolvidos para melhoria das detecções realizadas.

3.9 LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

Conforme foi mostrado ao longo deste capítulo, é realizado o cálculo de uma componente diferencial de sequência zero para cada zona definida pelos conjuntos de medidores instalados no sistema.

A localização do PDSZ se dá justamente dentre tais zonas: o fato de a componente \bar{I}_0^{DIF} superar o valor de I_{FF}^{MIN} para esta mesma zona, acarreta que uma falta com conexão para o terra está ocorrendo nesta zona.

A Figura 20 traz o exemplo de uma possível representação gráfica de supervisorio para um sistema como o apresentado na Figura 15 (p. 60). Nela são representadas as três zonas e o alarme da zona de número um está ativo, indicando a ocorrência de uma falta nesta mesma zona.

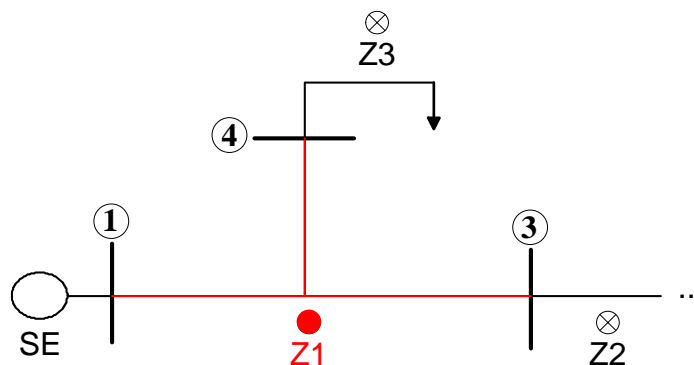


Figura 20. Exemplo de localização de falta pelo PDSZ

3.10 SELEÇÃO DE FASES

Outra possibilidade que o método PDSZ traz é a seleção de fases envolvidas na falta detectada. A demonstração de tal funcionalidade baseia-se na análise do ângulo da componente diferencial de sequência zero medida em dada região.

Conforme pôde ser visto pela equação (13) – p.57, a componente diferencial calculada é um terço da corrente de falta. Sendo assim, o ângulo de \bar{I}_0^{DIF} é praticamente o mesmo ângulo da corrente de falta.

Sabendo-se que faltas de alta impedância possuem características predominantemente resistivas, consegue-se saber então em qual(is) fase(s) a falta está ocorrendo, pois a corrente de falta estará aproximadamente em fase com a tensão de contato com o terra.

Dividindo-se o plano fasorial conforme apresentado na Figura 21, são definidas as regiões de classificação de faltas do PDSZ, as quais têm como referências as tensões de fase da barra mais a montante da região diferencial (\bar{E}_a no diagrama apresentado). É importante notar que este é um sistema com sequência ACB.

Por exemplo: a corrente de uma falta ocorrida na fase A terá um ângulo próximo da tensão desta mesma fase, na medida em que a característica das HIFs é resistiva.

Caso uma falta envolva duas fases, como as fases B e C, a corrente de falta resultante será como uma composição das faltas monofásicas B e C, tendendo, portanto, a ficar na região angular entre as tensões B e C.

Falhas neste sistema de classificação são potencializadas em curto-circuitos bifásicos em que as fases possuam impedâncias de falta bastante diferentes. Isso afasta a corrente medida do centro da região angular entre as fases envolvidas. Um tratamento

deste caso específico, gerando uma possível melhoria desta proposta é deixado como trabalho futuro.

Um ponto de destaque é que o algoritmo de classificação depende da instalação de um TP – além dos TCs – em uma das fases do ponto monitorado na rede de distribuição.

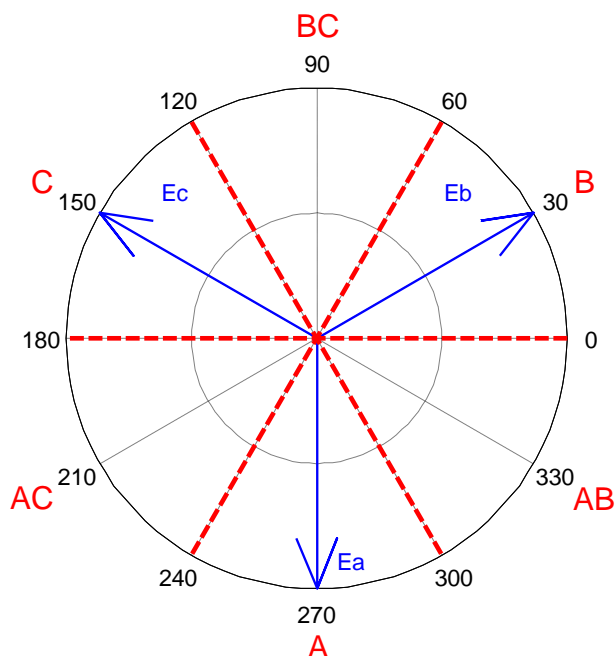


Figura 21. Divisão do plano fasorial para seleção de fases pelo PDSZ

A implantação deste algoritmo de seleção de fases começa a partir da equação (23), a qual resulta no ângulo entre a componente diferencial de sequência zero e a tensão de linha da fase A ($I_0 \times V_A$). Calculado este valor, basta classificá-lo segundo as regiões mostradas na Figura 21, o que é mostrado na Tabela 4.

$$I_0 \times V_A = \angle \bar{I}_0^{DIF} - \angle \bar{V}_A \quad (23)$$

Caso o sistema possua sequência ABC, trocam-se as posições das fases B e C em todas as indicações mostradas na Tabela 4. Neste ponto mostra-se que a sequência de fases do sistema é parâmetro básico para o funcionamento correto da classificação de faltas do PDSZ.

Tabela 4. Seleção de fases com o PDSZ

Faixa angular	Fases envolvidas
$-30 < I_0 \cdot xV_A < 30$	A
$30 < I_0 \cdot xV_A < 90$	AC
$90 < I_0 \cdot xV_A < 150$	C
$150 < I_0 \cdot xV_A < 210$	BC
$210 < I_0 \cdot xV_A < 270$	B
$270 < I_0 \cdot xV_A < 330$	AB

3.11 ATRASOS NOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E ERROS DE MEDIÇÃO

O impacto do defeito em um ou mais dos medidores que compõem a rede de medição do PDSZ também é um fator que deve ser levado em consideração na análise do desempenho do método.

A norma C37.118-2 (IEEE, 2011a) prevê uma estrutura de comunicação que visa mitigar os erros envolvidos nestes tipos de acontecimento: a cada pacote de dados enviados por uma PMU são atribuídos *bits* de qualidade que descrevem tanto a qualidade da medida em si, quanto a da sua estampa de tempo associada.

Sendo assim, o PDSZ deve possuir alarmes também relacionados à qualidade das medidas recebidas dos terminais remotos. Desta forma, havendo a falha em um ou mais medidores, o operador é avisado e pode imediatamente tomar providências.

Caso um curto-circuito ocorra simultaneamente ao defeito de um ou mais medidores, o sistema pode detectar esta falta ou não e provavelmente a localização da mesma será comprometida. Isso é explicado a partir dos pontos de falta destacados no sistema apresentado na Figura 17 (p.62).

Imaginando-se o conjunto M_1 com defeito, tem-se que a falta em F_1 não será detectada pelo PDSZ. Isso ocorre, porque nenhum dos medidores posicionados na rede está sendo percorrido pela corrente de falta. Sendo assim, o alarme de defeito em M_1 deve deixar o operador alerta para o fato de que pode haver uma falta não detectada na rede de distribuição. Já as faltas F_2 e F_3 continuam sendo detectadas e localizadas corretamente, na medida em que os medidores que compõem suas zonas não estão comprometidos.

Caso ocorra um defeito em M_2 , por exemplo, todas as faltas serão detectadas pelo algoritmo do PDSZ. Entretanto, a localização de F_1 e F_2 ficará prejudicada, pois é

justamente o conjunto M_2 que permite distinguir entre as zonas em que tais faltas ocorrem. Neste caso, sabendo-se que M_2 encontra-se com defeito, deve-se considerar como se o sistema tivesse duas em vez de três zonas, o que prejudica o desempenho da localização, mas é menos grave do que o caso anterior. Ressalta-se que dado o mecanismo de detecção de defeitos da C37.118-2, é possível programar o sistema para automaticamente considerar a existência apenas destas duas zonas e alertar o operador de que é necessário reparar um medidor.

O defeito em M_3 é semelhante ao em M_2 : é como se o sistema passasse a ter uma zona a menos, mas ainda assim todas as faltas normalmente detectadas pelo PDSZ devem continuar a ser detectadas mesmo na falha do medidor.

O defeito em M_4 é um caso importante assim como o em M_1 . Conforme discutido no item 3.6, o papel deste conjunto é eliminar a influência da sequência zero de um ramal bifásico que possua cargas conectadas ao terra. Caso haja defeito nesta medição, tal componente de sequência zero não será eliminada e a zona de M_4 poderá estar sempre em alarme, prejudicando o desempenho do sistema.

A partir da análise de defeitos do exemplo, podem-se notar os casos críticos para o PDSZ: caso o conjunto de medidores mais à montante apresente defeito, faltas em sua zona se tornam indetectáveis para o algoritmo; caso o defeito ocorra em um conjunto de ramal monofásico ou bifásico, sua zona poderá estar permanentemente em alarme até que o mesmo seja corrigido.

No caso de um conjunto trifásico de medidores em qualquer outro ponto da rede diferente da medição mais à montante, é como se uma zona deixasse de existir, mas o sistema ainda emitirá alarmes para todas faltas, ainda que apresente dificuldade em localizá-las com a precisão projetada.

Sendo assim, conclui-se a importância da incorporação da análise dos *bits* de qualidade da C37.118-2 das medições no PDSZ. Com esta análise, é possível incluir no sistema informações relativas à qualidade das medições recebidas e até reconfigurar as zonas de detecção, nos casos em que isso é possível.

3.12 FLUXOGRAMAS PDSZ

Desenvolvida a modelagem da Proteção Diferencial de Sequência Zero, nesta seção são apresentados os fluxogramas envolvidos na implantação deste método de detecção, localização por zona e classificação de faltas de alta impedância em um sistema.

A Figura 22 traz o fluxograma geral de como o sistema deve se comportar. Nela, o item “Dados do sistema” representa toda a configuração inicial do método: número de conjuntos de medidores instalados no sistema de distribuição; número de zonas definidas por eles; numeração das barras onde os conjuntos de medidores estão instalados; número de medidores de cada conjunto; precisão dos medidores; fronteiras de cada zona; e direção das medição da corrente (para dentro ou para fora da zona). Com estes dados básicos, todos os cálculos do PDSZ são possíveis.

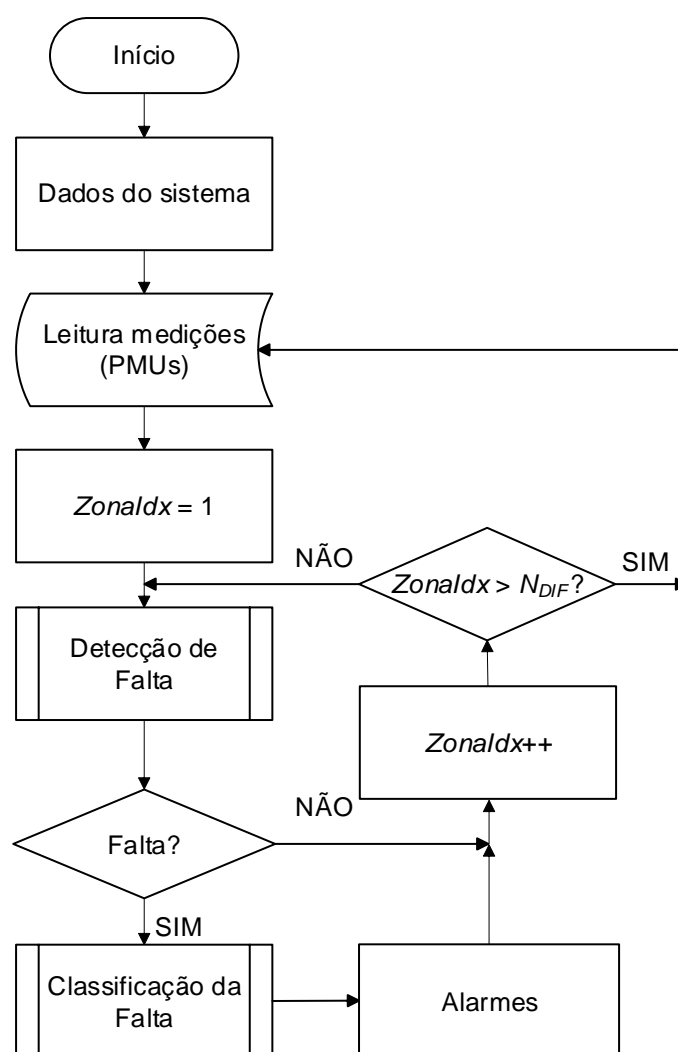


Figura 22. Fluxograma de um sistema baseado no método PDSZ

Então o fluxograma passa a representar a operação do PDSZ aplicado *online*, ou seja, já com os dados recebidos do sistema de distribuição. De posse das medições

feitas em campo, inicia-se a análise de cada zona (o que é representado pelo índice $Zonaldx$).

A “Detecção de Falta” é apresentada no fluxograma da Figura 23. O primeiro passo é o cálculo da componente \bar{I}_0^{DIF} (dada pela equação (6), p.52) para dada zona, seguido do cálculo do erro associado a esta componente (ΔI_0^{DIF} – equação (19), p.66).

Caso o módulo da componente diferencial de sequência zero supere o seu erro associado, tem-se a detecção de uma falta no sistema localizada na zona analisada. Este resultado leva o fluxo do método de volta à Figura 22: não havendo falta, procede-se à avaliação da próxima zona; havendo falta, executa-se o algoritmo de classificação, apresentado na Figura 24.

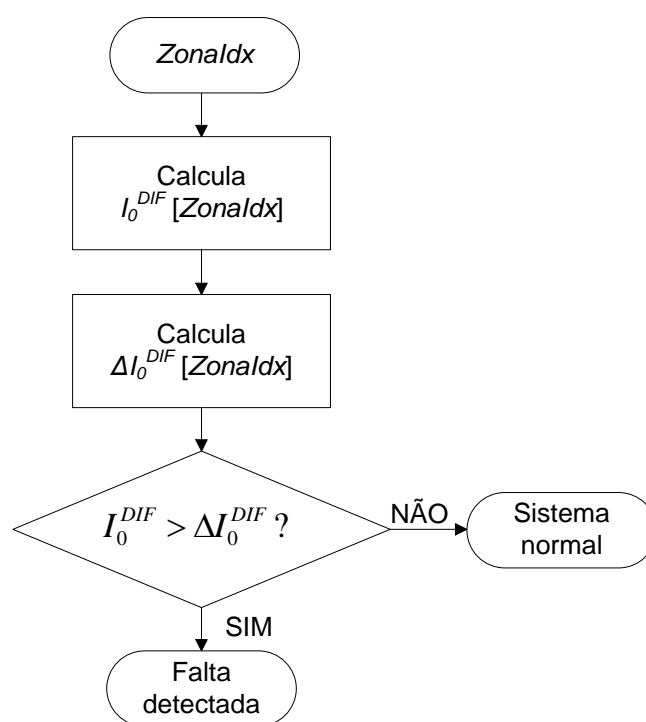


Figura 23. Detecção de falta com o método PDSZ

O algoritmo de classificação inicia-se com o cálculo do ângulo entre a componente diferencial de sequência zero e a tensão de linha da fase A ($I_0 \times V_A$), que é feito por meio da equação (23).

O valor encontrado é então confrontado contra as faixas de referência apresentadas na Tabela 4 e reproduzidas no fluxograma da Figura 24. O resultado do

algoritmo de classificação são as fases envolvidas no curto-circuito detectado, as quais são enviadas para o módulo de alarmes.

Finalizada uma zona, procede-se à avaliação da próxima, até que todas N_{DIF} (Figura 22) zonas tenham sido analisadas. Após análise de todas elas, um novo conjunto de medições deve ser utilizado para que o monitoramento do sistema seja contínuo.

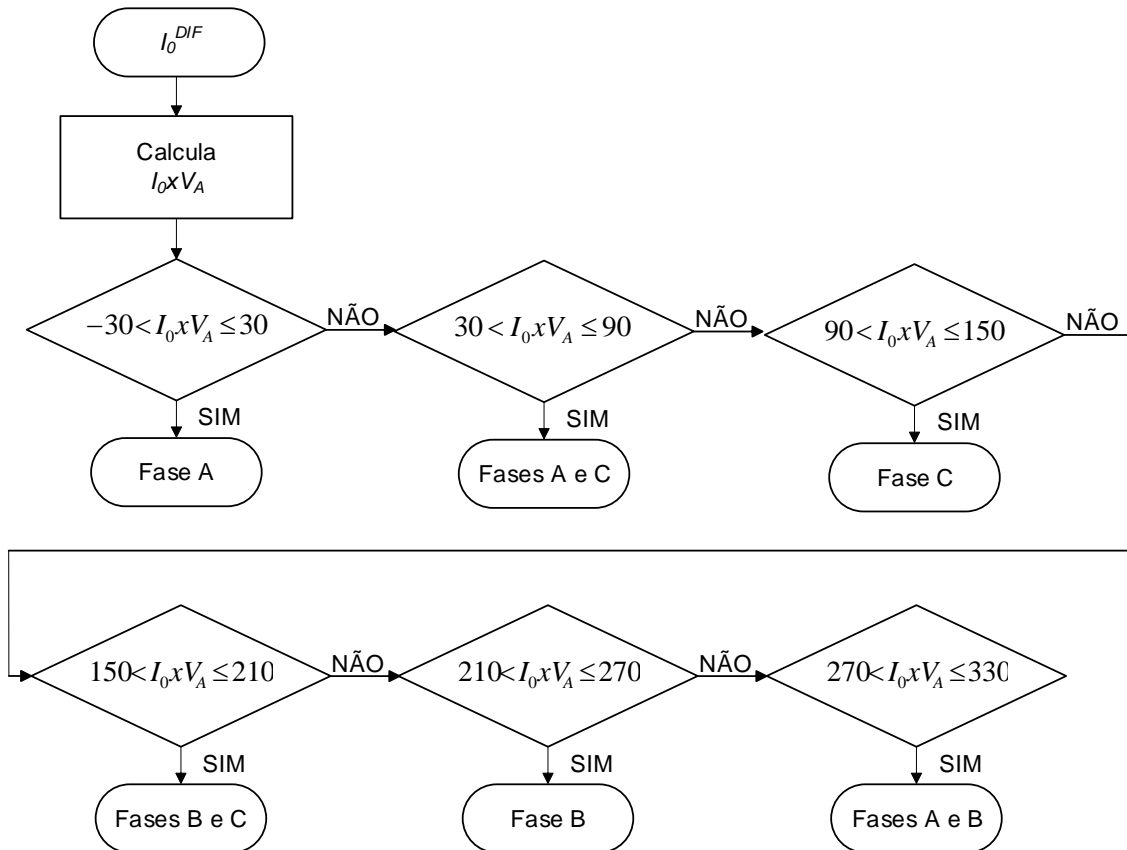


Figura 24. Classificação de falta com o método PDSZ (sequência ACB)

4 PROTEÇÃO QUASI-DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo será apresentada a segunda proposta de método de detecção e localização por área de faltas de alta impedância, a Proteção *Quasi*-Diferencial de Sequência Zero (PQDSZ).

A principal diferença do PQDSZ para o PDSZ é a utilização de medidores não fasoriais na monitoração do sistema de distribuição, o que faz com que algumas adaptações sejam necessárias para seu funcionamento adequado.

O desenvolvimento matemático e as particularidades deste novo método serão desenvolvidos neste capítulo, que foi estruturado de maneira semelhante ao anterior, de forma a facilitar a comparação entre os métodos propostos.

4.2 CONCEITOS BÁSICOS DO PQDSZ

Conforme colocado, a diferença entre o PDSZ e o PQDSZ são os medidores: enquanto o primeiro método emprega a tecnologia das PMUs, o segundo tem como proposta a utilização dos medidores que já são empregados nas redes de distribuição: os não fasoriais.

Sendo assim, o conceito de conjunto de medidores é o mesmo do PDSZ: TCs instalados num mesmo ponto do sistema, os quais medem as correntes de linha. Da mesma forma que no PDSZ, é possível a substituição de um conjunto de TCs por um TC *Ground Sensor* (TC GS). No caso do PQDSZ, tais TCs não são conectados a PMUs.

Uma zona ou região *quasi*-diferencial é definida por dois conjuntos de medidores. Como as medições neste método são não fasoriais, a falta da informação angular não permite que a zona seja definida por mais do que dois pontos de medição. Isso será explorado nos itens deste capítulo.

Por fim, a grandeza que é utilizada como principal forma de monitoração de uma zona *quasi*-diferencial é a Componente *Quasi*-Diferencial de Sequência Zero (I_0^{QD}). Como a zona é definida por apenas dois conjuntos de medidores, I_0^{QD} só pode ser calculado confrontando-se módulos de corrente de sequência zero medidos em dois pontos do sistema de distribuição. Sendo assim, seu cálculo é dado pela equação (24).

$$I_0^{QD} = I_0^{MO} - I_0^{JU} \quad (24)$$

Onde: I_0^{MO} representa a medição de corrente de sequência zero do conjunto de medidores mais à montante da zona; e I_0^{JU} a medição do conjunto à jusante.

Neste caso, a convenção dos sinais de corrente de sequência zero é diferente, pois o CDC recebe apenas valores de módulo, os quais são sempre positivos. Assim, convencionou-se que o conjunto mais à montante possui sinal positivo e o à jusante, negativo, de forma que I_0^{QD} é a diferença entre eles.

Da mesma forma que no PDSZ, espera-se que a componente I_0^{QD} seja nula para o sistema em funcionamento normal e não nula caso uma falta ocorra dentro da zona para a qual ela está sendo calculada. Isso será desenvolvido nas sessões a seguir.

4.3 EXEMPLO I

Para exemplificar o PQDSZ, o mesmo modelo reduzido do sistema de distribuição utilizado no exemplo do PDSZ (seção 3.5) será utilizado. O sistema foi apresentado na Figura 12 (p.52) e é reproduzido na Figura 25 para maior comodidade na leitura. Os medidores e os pontos de falta a serem analisados são os mesmos e a zona diferencial também, sendo definida entre os medidores M_1 e M_2 . Os circuitos de sequência desse sistema haviam sido apresentados na Figura 14(p.56) e são também reproduzidos na Figura 26.

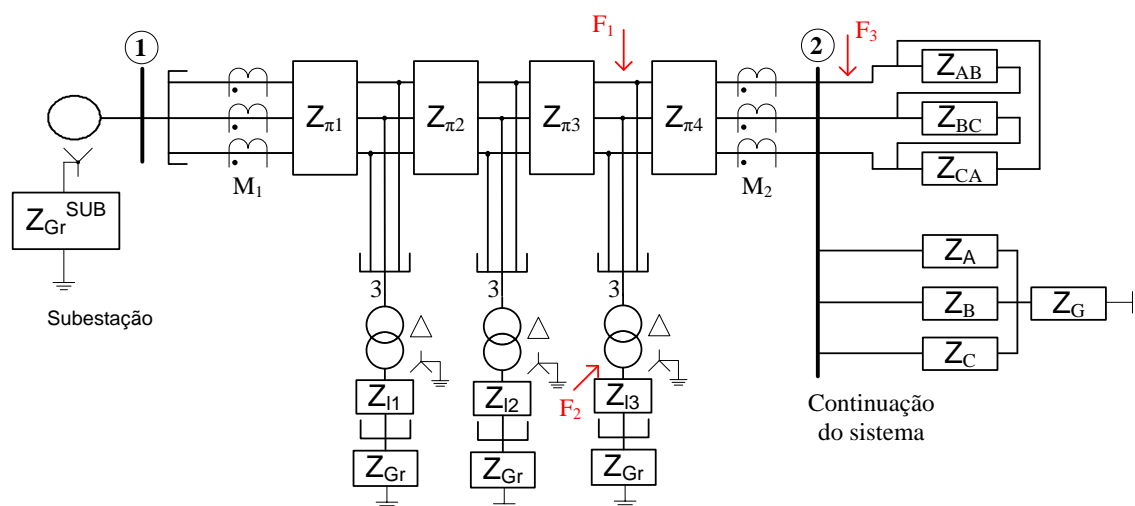


Figura 25. Sistema ilustrativo do PQDSZ na distribuição

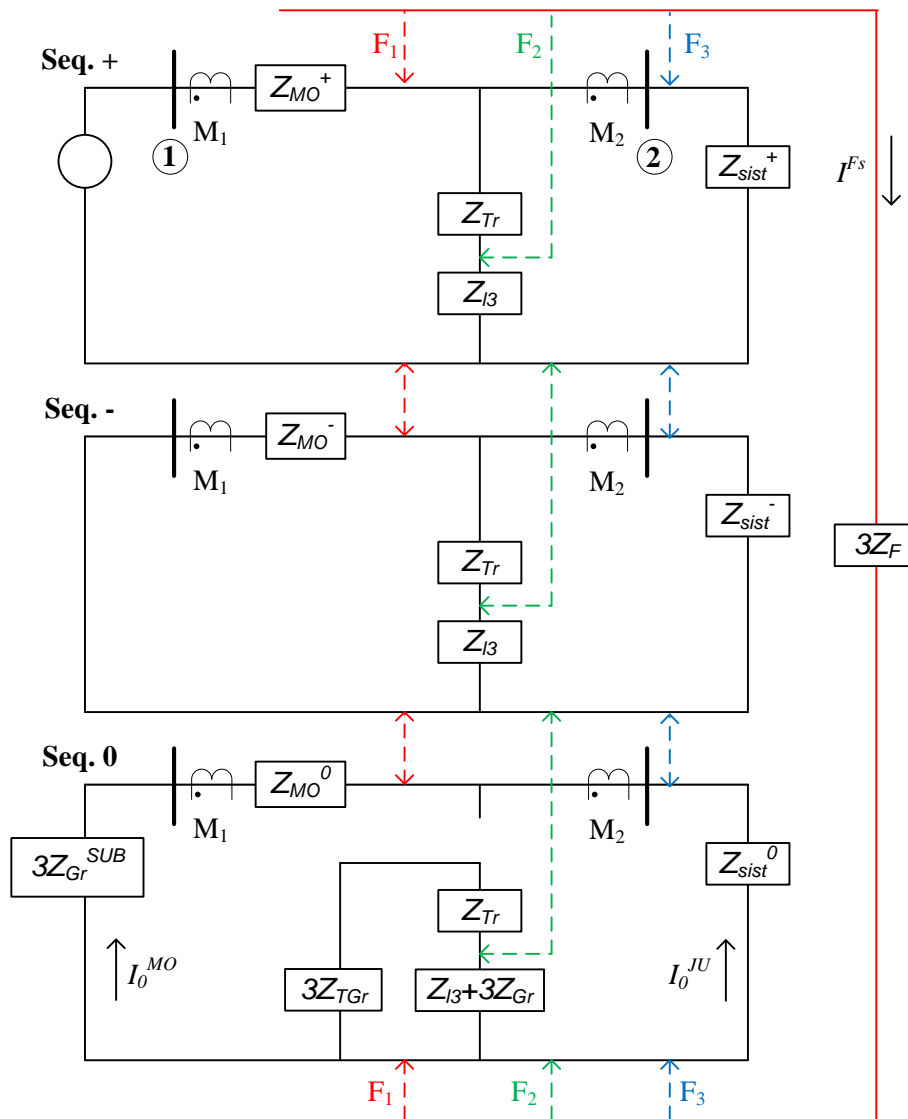


Figura 26. Diagrama de seqüências do sistema exemplo

A análise do sistema em funcionamento normal, caso que é semelhante à PDSZ: como o circuito de seqüência zero na região diferencial é um circuito série, ambos os medidores serão percorridos pela mesma corrente de seqüência zero. Sendo assim, a subtração dos módulos de tais correntes – ou seja, a componente *quasi*-diferencial (equação (24)) – será nula em operação normal.

4.3.1 Faltas monofásicas

A Figura 26 destaca as correntes \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} , as quais são resultado da divisão da corrente de seqüência falta monofásica (\bar{I}^{Fs}) no circuito de seqüência zero. Como no PQDSZ os conjuntos de medidores medem apenas os módulos das correntes, as

equações de I_0^{MO} e I_0^{JU} são apresentadas nas equações (25) e (26).

$$I_0^{MO} = |\bar{I}_0^{MO}| = \left| \frac{\bar{Z}_0^{SIST}}{\bar{Z}_0^{MO} + \bar{Z}_0^{SIST}} \right| \cdot I^{Fs} \quad (25)$$

$$I_0^{JU} = |\bar{I}_0^{JU}| = \left| \frac{\bar{Z}_0^{MO}}{\bar{Z}_0^{MO} + \bar{Z}_0^{SIST}} \right| \cdot I^{Fs} \quad (26)$$

4.3.1.1 Falta em F_1

A falta F1 representa uma falta monofásica ocorrida dentro da região diferencial analisada. Observando-se a Figura 26, nota-se que para esta falta, tem-se que os conjuntos M_1 e M_2 são percorridos por \bar{I}_0^{MO} e $-\bar{I}_0^{JU}$ respectivamente. Sendo assim, I_0^{M1} e I_0^{M2} são dados pelas equações (27) e (28).

O cálculo de I_0^{QD} é realizado utilizando-se a equação (24), que resulta na componente *quasi*-diferencial de sequência zero apresentada na equação (29).

$$I_0^{M1} = |\bar{I}_0^{M1}| = I_0^{MO} \quad (27)$$

$$I_0^{M2} = |\bar{I}_0^{M2}| = I_0^{JU} \quad (28)$$

$$I_0^{QD} = \frac{|\bar{Z}_0^{SIST}| - |\bar{Z}_0^{MO}|}{|\bar{Z}_0^{MO} + \bar{Z}_0^{SIST}|} \cdot I^{Fs} \quad (29)$$

Observa-se neste ponto uma grande diferença para o PDSZ. No primeiro método, a componente diferencial de sequência zero possui relação direta com a corrente de falta (equação (12)), o que pode ser considerada uma enorme vantagem.

Agora, tem-se que o valor de I_0^{QD} depende da relação entre $|\bar{Z}_{MO}^0|$ e $|\bar{Z}_{SIST}^0|$ – impedâncias equivalentes de sequência zero do circuito à montante e à jusante do ponto de defeito, respectivamente, o que quer dizer que características do sistema podem interferir no desempenho do PQDSZ. Considera-se aqui, que \bar{Z}_{SIST}^0 representa todas as impedâncias de sequência zero, incluindo cabos, aterramentos pelo neutro das cargas, transformadores, banco de capacitores entre outros.

Como sistemas de distribuição do tipo europeu possuem tipicamente apenas uma referência de terra, com baixo valor de aterramento, localizada na subestação, espera-se que $|\bar{Z}_{MO}^0|$ seja consideravelmente menor do que $|\bar{Z}_{SIST}^0|$, o que garante que a corrente de falta percorrerá praticamente apenas o medidor M_1 , garantindo a sensibilidade da

componente I_0^{QD} , segundo a aproximação apresentada na equação (30).

$$I_0^{QD} \cong I^{Fs}, \quad |\bar{Z}_{SIST}^0| \gg |\bar{Z}_{MO}^0| \quad (30)$$

Mesmo que a corrente de falta não passe majoritariamente por M_1 devido a uma impedância de aterramento ligeiramente elevada na subestação, a divisão de correntes entre M_1 e M_2 deverá ser na maioria das vezes assimétrica, permitindo também a detecção do defeito. É possível aprofundar esta análise, definindo-se o Fator PQDSZ (F_{PQDSZ}), mostrado na equação (31), como o termo multiplicador na equação de cálculo da componente *quasi*-diferencial (equação (29)).

$$F_{PQDSZ} = \frac{|\bar{Z}_{SIST}^0| - |\bar{Z}_{MO}^0|}{|\bar{Z}_{MO}^0 + \bar{Z}_{SIST}^0|} \quad (31)$$

A Figura 27 mostra o comportamento deste fator frente a diferentes combinações de \bar{Z}_{SIST}^0 e \bar{Z}_{MO}^0 (ambos normalizados de 0 a 1 no gráfico). Através dela, vê-se que quando as impedâncias possuem valores iguais ou bastante próximos, o fator tende a zero. Este caso quer dizer que será necessária uma grande corrente de falta para sensibilizar o sistema PQDSZ, o que representa o pior cenário para o método proposto.

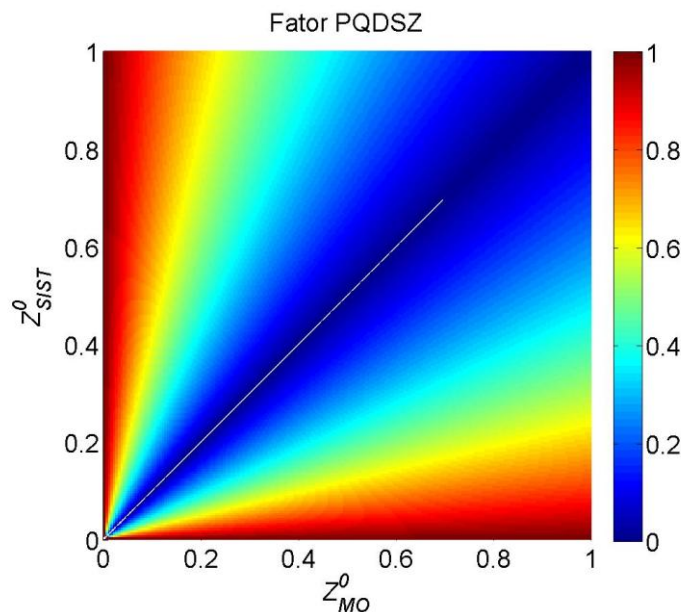


Figura 27. Fator PQDSZ para diferentes valores de impedâncias de sequência zero

Já quando um valor de impedância é consideravelmente maior que o outro (por exemplo, com uma valendo próximo de zero e a outra valendo próximo de um), o fator de aproxima do valor unitário, mostrando que a componente *quasi*-diferencial se aproxima do módulo da corrente de falta do circuito de sequência, como representado na equação (30).

Cuidado deve ser tomado caso haja ramais mono ou bifásicos à jusante da região diferencial ou qualquer outro equipamento que seja ligado na média tensão com conexão ao terra. Nestes casos, uma avaliação específica deve ser desenvolvida para cada sistema para definir os limiares da detecção de faltas, pois estes são casos em que os valores das impedâncias à montante e à jusante podem ser próximos um do outro o que pode tornar o PQDSZ pouco sensível.

4.3.1.2 Falta em F_2

O caso da falta F_2 é simples como no PDSZ: o circuito de sequência zero da média tensão não é percorrido pela corrente de falta de sequência zero ocorrida na baixa. Como os acoplamentos entre as sequências são pequenos e o circuito de sequência zero na média é um circuito série, não há variação considerável da componente *quasi*-diferencial.

Mesmo nos casos em que o acoplamento entre os circuitos de sequência induza correntes de sequência zero consideráveis, o fato de o circuito de sequência zero ser um circuito série, faz com que M_1 e M_2 sejam percorridos pelo mesmo valor de I_0 , mantendo a componente *quasi*-diferencial nula, o que é mostrado na equação(32).

$$I_0^{M1} = I_0^{M2} = |\bar{I}_0^{MO}| = |-\bar{I}_0^{JU}| \quad (32)$$

Sendo assim, tem-se que o PQDSZ possui a mesma característica de seletividade do PDSZ com relação a faltas ocorridas nos circuitos secundários do sistema de distribuição, ou seja, o método não acusa faltas ocorridas nestes circuitos nem é susceptível a eventuais desequilíbrios presentes no mesmo, o que é desejável.

4.3.1.3 Falta em F_3

Por fim, a falta no ponto F_3 também é bem parecida com o caso do PDSZ. Os valores das correntes I_0^{MO} e I_0^{JU} são os mesmos das equações (25)e (26). Entretanto,

ambos os medidores são percorridos por I_0^{M0} , o que garante que a componente diferencial será nula e que faltas ocorridas fora da região diferencial não serão acusadas.

4.4 DEFINIÇÃO DAS REGIÕES DIFERENCIAIS

O fato de no PQDSZ as medidas serem apenas dos valores absolutos das correntes torna o sistema de detecção mais limitado, e isto impacta na definição de regiões diferenciais. A primeira grande diferença, em relação ao PDSZ, é a impossibilidade de definir regiões diferenciais com mais de dois pontos de medição.

Apesar desta limitação, cabe destacar que ainda é possível empregar “artifícios” adicionais, de forma a contornar influências de ramais monofásicos ou bifásicos, por exemplo. Tais artifícios serão abordados nesta seção.

Para o PDSZ foram apresentadas suas opções de alocação de medidores para um mesmo sistema, as quais foram mostradas na Figura 15, na Figura 16 e na Figura 17 (p. 60). No PQDSZ, a primeira e a segunda opções não são viáveis, pois o método não suporta a definição de uma zona definida por mais de dois pontos de medição.

Já a terceira, pode ser utilizada, tomando-se um cuidado. Mesmo deslocando o medidor M_4 do final do ramal bifásico para o ponto de derivação deste ramal, ainda assim têm-se três conjuntos de medições definindo a zona: M_1 , M_2 e M_4 . Apesar disso, os dois últimos conjuntos encontram-se no mesmo local e, portanto, é possível realizar localmente uma operação fasorial entre as medidas dos mesmos. Tal operação pode ser realizada conectando-se os secundários dos TCs ou via microprocessamento.

Sendo assim, define-se um pseudo-conjunto ao qual se denomina $M_{2-4'}$. A corrente de sequência zero medida por ele é a soma fasorial das correntes dos medidores M_2 e M_4' e é dada pela equação(33). A componente *quasi*-diferencial da zona será calculada pela equação(34).

$$I_0^{M_{2-4'}} = \left| \bar{I}_0^{M_2} + \bar{I}_0^{M_4'} \right| \quad (33)$$

$$I_0^{QD} = I_0^{M_1} - I_0^{M_{2-4'}} \quad (34)$$

A equação (33) justifica-se através de um caso em que haja correntes de sequência zero percorrendo os medidores M_2 e M_4' com o sistema em funcionamento normal. Neste caso, a corrente em M_1 será a soma fasorial de ambas, o que garante que

a componente I_0^{op} valerá zero durante o funcionamento normal do sistema. Isto será demonstrado no exemplo dado no próximo item deste capítulo.

Da mesma forma que no PDSZ, esta alternativa de alocação de medidores deixa o ramal bifásico desassistido com relação à detecção de faltas de alta impedância. Caso a monitoração deste ramal seja desejada, deve-se incluir um conjunto de medidores na barra de número quatro (M_4). Neste caso, define-se uma nova região diferencial entre M_4 e M_4 , a qual visa proteger o ramal bifásico representado. Esta alternativa de alocação de medidores é mostrada na Figura 28.

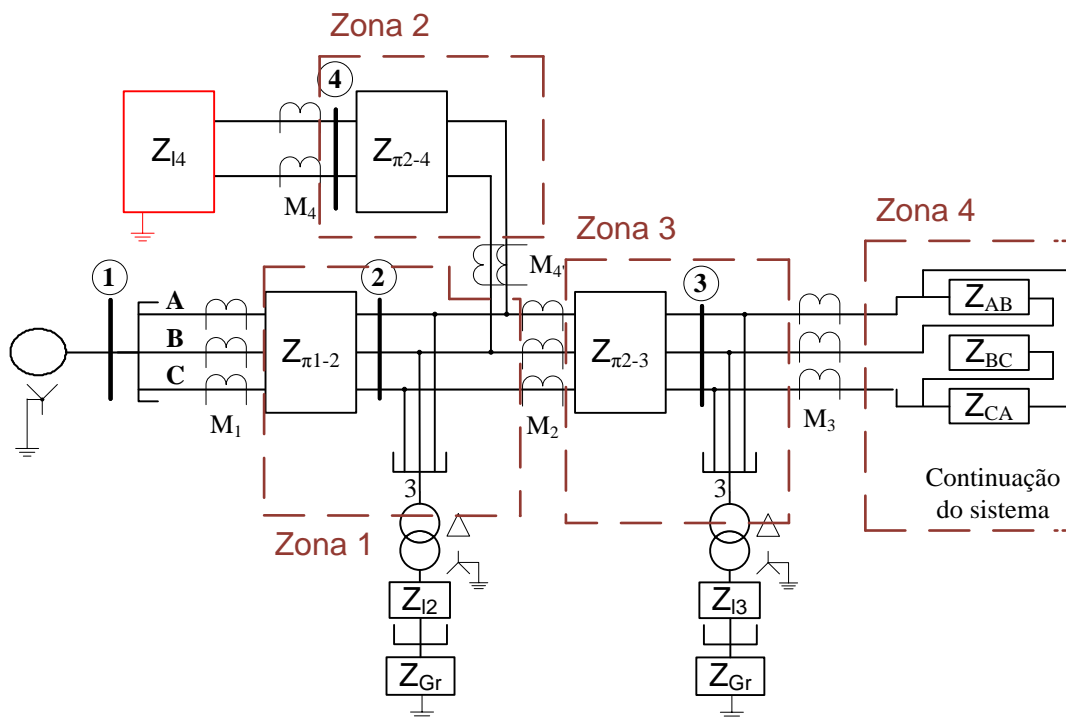


Figura 28. Alternativa de alocação de medidores para manter o ramal bifásico monitorado

Voltando a um caso em que o ramal bifásico não precise de monitoração, pode ser instalado um novo conjunto de medidores logo à montante da derivação, em vez do conjunto M_4 . Esta alternativa é mostrada na Figura 29, e comparando-a com a da Figura 17, nota-se que ela possui zonas quase idênticas, mas mantendo o número de medidores que as definem menor.

Conforme será visto no item 4.6 e de maneira análoga ao PDSZ, quanto menos medidores, mais precisa a medição da componente *quasi*-diferencial da zona. Sendo assim, para o caso apresentado, esta nova alternativa é mais vantajosa.

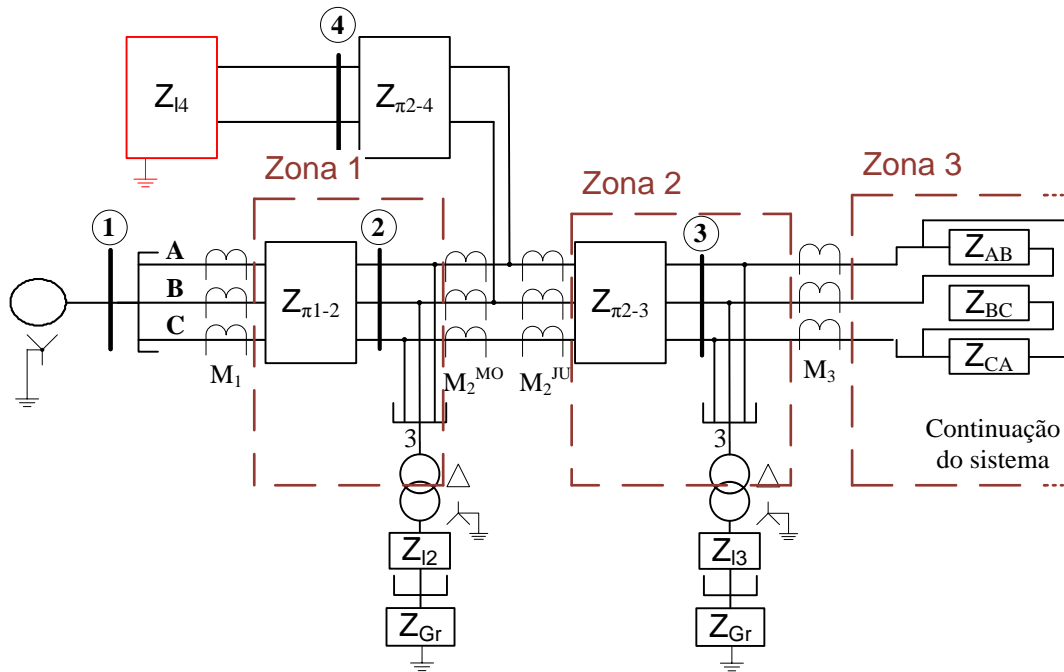


Figura 29. Alternativa de alocação de medidores PQDSZ sem monitoração do ramal bifásico

4.5 EXEMPLO II: SISTEMA COM DERIVAÇÃO BIFÁSICA

Nesta sessão será desenvolvido um exemplo com o mesmo sistema que foi analisado exemplo II do capítulo 3, que é o mesmo analisado no item anterior do presente capítulo.

De forma a ilustrar o comportamento do pseudo-conjunto definido na seção anterior, será escolhida a alocação dos medidores apresentada na Figura 17 (p. 62). Os cenários de carregamento para análise do PQDSZ são mostrados na Tabela 5. Um ponto importante é notar que a coluna de $\bar{I}_0^{M^{2-4'}}$ é calculada utilizando-se a equação (33).

Tabela 5. Cenários de correntes de sequência zero no sistema da Figura 17 para avaliação do PQDSZ

Cenário	$\bar{I}_0^{M^1}$ (A)	$\bar{I}_0^{M^2}$ (A)	$\bar{I}_0^{M^{4'}}$ (A)	$\bar{I}_0^{M^{2-4'}}$ (A)
1	$70\angle 30^\circ$	$70\angle 30^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$70\angle 30^\circ$
2	$76\angle -90^\circ$	$36.5\angle -140^\circ$	$60\angle -62^\circ$	$76\angle -90^\circ$
3	$95\angle -70^\circ$	$36.5\angle -140^\circ$	$60\angle -62^\circ$	$76\angle -90^\circ$

4.5.1 Cenário 1

Este cenário é o análogo ao cenário 1 do exemplo do PDSZ do item 3.7: nele não há corrente de sequência zero percorrendo o ramal bifásico do sistema. Caso garanta-se que não há conexão para o terra em tal ramal, a alocação do medidor M_4 é desnecessária. Isso pode ser visto, notando-se que o cálculo da componente *quasi*-diferencial poderia ter sido feito utilizando-se apenas os medidores M_1 e M_2 , ou que a medida de corrente de sequência zero de $M_{2,4}$ é igual à de M_2 .

De qualquer forma, aplicando-se a equação (34) tem-se uma componente \bar{I}_0^{QD} nula para este cenário, indicando que não há falta no sistema.

4.5.2 Cenário 2

No Cenário 2, os três medidores que definem a zona possuem medida de corrente de sequência zero não nulas. Este caso ilustra a necessidade de utilização do conceito de pseudo-conjunto. Observando-se as medidas dos três conjuntos de medidores reais, não é possível determinar se há a presença de uma falta ou não dentro da zona analisada.

Por outro lado, aplicando-se o conceito do pseudo-conjunto, consegue-se agrupar as medições de M_2 e M_4 em uma só, tornando possível a aplicação do conceito de proteção *quasi*-diferencial.

Aplicando-se a equação (34), vê-se que a componente *quasi*-diferencial de sequência zero da zona para este cenário é nula, o que quer dizer que não há falta ocorrendo no mesmo.

4.5.3 Cenário 3

Este cenário é bastante parecido com o cenário anterior, dado que os três conjuntos de medidores são percorridos por correntes de sequência zero não nulas. Entretanto, nota-se que a aplicação de (34) resulta em I_0^{QD} igual a 19. Sendo assim, uma falta está ocorrendo dentro desta zona e o alarme PQDSZ deve ser emitido.

4.6 ANÁLISE DE ERROS E LIMIARES DE DETECÇÃO

A análise de sensibilidade da componente *quasi*-diferencial de sequência zero do PQDSZ é a mesma da componente diferencial do PDSZ. Deve-se fazer a associação dos erros das medidas realizadas pelos TCs que definem a zona, de forma a determinar o

valor erro de I_0^{QD} que define o valor mínimo de corrente de falta (I_{Ff}^{MIN}) que pode ser detectada pelo método. Esta expressão é apresentada para o PQDSZ através da equação (35), onde ΔI_0^{QD} é o erro na medida da componente *quasi*-diferencial da zona; ΔI_0^M é o maior erro percentual de medidor que compõe a zona; N é o número de medidores que compõem a região *quasi*-diferencial; e I_f^{MAX} a maior corrente de fase da região.

$$I_{Ff}^{MIN} = 3 \cdot \Delta I_0^{QD} = I_f^{MAX} \cdot \Delta I_0^M \cdot \sqrt{N} \quad (35)$$

O comportamento dos erros da componente *quasi*-diferencial e as correntes mínimas detectáveis frente a diferentes números de medidores e cenários de carregamentos é o mesmo do PDSZ, apresentado na Figura 18 (p. 67), para casos em que se considera a aproximação de que a impedância de sequência zero à montante do ponto de falta é muito maior do que a impedância à jusante. A influência da precisão dos medidores empregados na corrente mínima detectável também é a mesma e foi apresentada na Figura 19 (p.68).

Casos em que tal aproximação não é válida foram avaliados conceitualmente no item 4.3. A análise de um sistema real é feita pelo cálculo do Fator PQDSZ (equação (31) e Figura 27). Havendo regiões do sistema em que o cálculo de tal fator se aproxime de zero, alternativas devem ser buscadas para melhoria do desempenho do método. Uma alternativa possível seria a adoção de PMUs para a área em questão, utilizando-se de um sistema híbrido. Entretanto, exploração desta e de outras melhorias do PQDSZ são deixadas como trabalhos futuros.

4.6.1 Presença de ramais monofásicos e bifásicos

Existe ainda um erro na componente I_0^{QD} , o qual é causado pela presença de ramais monofásicos ou bifásicos com conexão para o terra na média tensão.

Calculando-se a componente \bar{I}_0^{DIF} do PDSZ para o cenário 3 do exemplo da sessão anterior, chega-se a um valor de $18,6 \angle -90,6^\circ$ A. Comparando-se com o valor de I_0^{QD} , que é 19 A, nota-se uma pequena diferença do módulo da primeira e o valor da segunda.

Tal diferença ocorre devido ao fato de que a corrente de sequência zero que percorre o medidor M_1 é resultado da soma fasorial da corrente de falta com a corrente de sequência zero do ramal bifásico presente no sistema. Como tal soma é fasorial, não há formas de o PQDSZ calcular o valor correto da corrente de falta, como o PDSZ faz.

Este fato mostra que a componente I_0^{QD} , em sistemas com ramais monofásicos ou bifásicos com conexão para o terra, não possui proporção direta com o valor da corrente de falta. Entretanto, o fato de a componente ser nula para funcionamento normal do sistema e não nula em caso de ocorrência de faltas continua válido.

Outro ponto a se notar é que a presença deste tipo de ramal insere um erro na componente I_0^{QD} , cujas consequências devem ser analisadas para determinar o impacto no desempenho do PQDSZ.

O Apêndice C do presente trabalho traz um estudo preliminar sobre tal influência e um aprofundamento do mesmo é apontado como trabalho futuro. Como premissa conservadora, deste ponto em diante este trabalho considerará apenas sistemas de distribuição sem a presença de ramais monofásicos ou bifásicos.

4.7 LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

O mecanismo de localização de faltas do PQDSZ é exatamente o mesmo do PDSZ: medidores instalados no sistema de distribuição definem as já mencionadas regiões ou zonas *quasi*-diferenciais, as quais possuem uma componente *quasi*-diferencial de corrente de sequência zero associada. Caso tal componente supere o limiar de detecção apresentado no item anterior, o PQDSZ emite um alarme de falta para a mesma.

4.8 CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS

Sendo a classificação de faltas do PDSZ baseada apenas no ângulo da componente diferencial de sequência zero, temos que o PQDSZ não apresenta possibilidade de classificação do tipo de falta ocorrida.

Assim, o PQDSZ não possui alarmes indicadores das fases envolvidas nas faltas detectadas.

4.9 ATRASOS NOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO E ERROS DE MEDIÇÃO

Dado que o PQDSZ não se baseia no protocolo das PMUs, erros de medição e atrasos nos canais de comunicação devem ser observados com cuidado. Isso pode

mudar entre diferentes protocolos de comunicação escolhidos. Entretanto, a análise que deve ser feita é mostrada nesta seção.

O primeiro ponto a ser observado é o fato de que há dois erros a serem analisados: os erros de medição e os erros referentes aos atrasos na rede de comunicação. Ambos serão analisados separadamente a seguir.

4.9.1 Erros de medição

Eventualmente algum erro pode ocorrer ao longo do processo de medição ou o pacote de dados pode se corromper ao longo da sua transmissão até o CDC. Sendo assim, alguma segurança deve ser prevista com relação a estes eventos.

Considerando-se que o período entre as amostras colhidas pela central é dado por T^S , define-se que duas medidas consecutivas devem ser coerentes, de forma a garantir a confiabilidade do dado recebido.

Isso quer dizer que ao detectar uma situação de alarme, por exemplo, o algoritmo do PQDSZ deve esperar a chegada do próximo conjunto de medidas, de forma a confirmar que não estava analisando dados corrompidos. O mesmo se aplica ao caso oposto, ou seja, a extinção de um alarme.

Assim, define-se na equação (36) o atraso (D_{MIN}^{OD}) que deve ser considerado para que um alarme seja de fato emitido ou extinto. Caso deseje-se um grau maior de confiança, múltiplos do período de amostragem (T^S) podem ser adotados. Por exemplo, para garantir confiabilidade frente à perda de dois pacotes consecutivos de dados, é necessário que se dobre o tempo mostrado em (36).

$$D_{MIN}^{OD} = T^S \quad (36)$$

4.9.2 Atrasos no Canal de Comunicação

Os atrasos no canal de comunicação são mais complexos de se analisar. Considerando-se um atraso idêntico para todos os medidores instalados na rede, nenhuma ação corretiva seria necessária. Neste cenário, o CDC teria uma imagem atrasada do sistema, porém com medidas consistentes entre si. Sendo assim, considerando um atraso de X segundos, o alarme seria emitido com X segundos de atraso, mas sem nenhum problema relacionado à sua confiabilidade.

Este caso é ilustrado na Figura 30, na qual há ocorrência de uma falta na Zona 2 no instante zero. A Zona 1 é definida pelos medidores M_1 e M_2 e a zona dois pelos medidores M_2 e M_3 . A parte em vermelho da linha do tempo indica a partir de qual momento as medidas relativas à falta passam a estar disponíveis na central de dados e os círculos o estado do alarme (vermelho significando ativado).

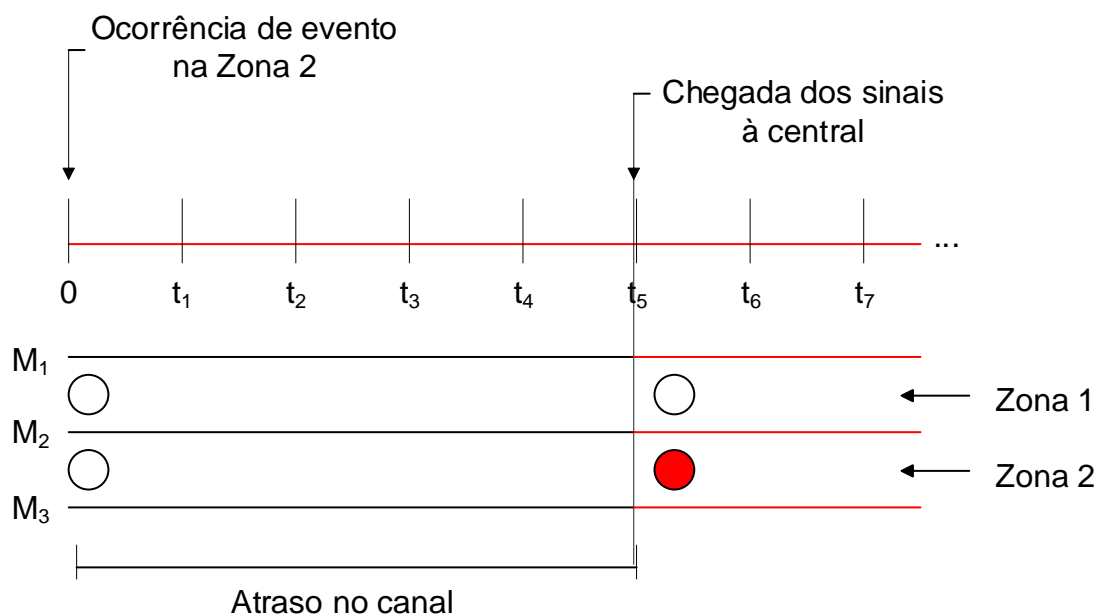


Figura 30. Atrasos idênticos para todos os medidores

Dado que todas as medidas demoram t_5 para chegar ao CDC, tem-se que apenas após a passagem deste tempo, o alarme poderá ser emitido com confiabilidade. Entretanto, nota-se que o mesmo é emitido corretamente.

Infelizmente este caso apresentado não condiz com a realidade. Atrasos em redes de comunicação possuem um comportamento estocástico e a prerrogativa de que estes são idênticos não reflete a grande maioria dos casos reais.

Como exemplo, tem-se o fato de que sempre haverá um ponto de medição dentro da subestação. Se o CDC estiver localizado na mesma, o atraso das medidas deste ponto serão fatalmente bastante menores do que o dos medidores alocados na rede. Além disso, a relação entre os atrasos de todos os medidores não pode ser definida.

A Figura 31 ilustra o mesmo cenário anterior, mas com atrasos diferentes entre os medidores considerados. Nota-se que o fato de a medida de M_2 chegar depois da

medida de M_1 , faz com que a componente *quasi*-diferencial da Zona 1 supere o limiar de detecção logo na chegada da medida de M_1 (aproximadamente $t_1/2$). Neste caso, um falso alarme seria emitido para esta zona, até que as medidas de M_2 estivessem disponíveis. No momento da chegada de tais medidas (aproximadamente t_3), o alarme seria trocado para a região correta.

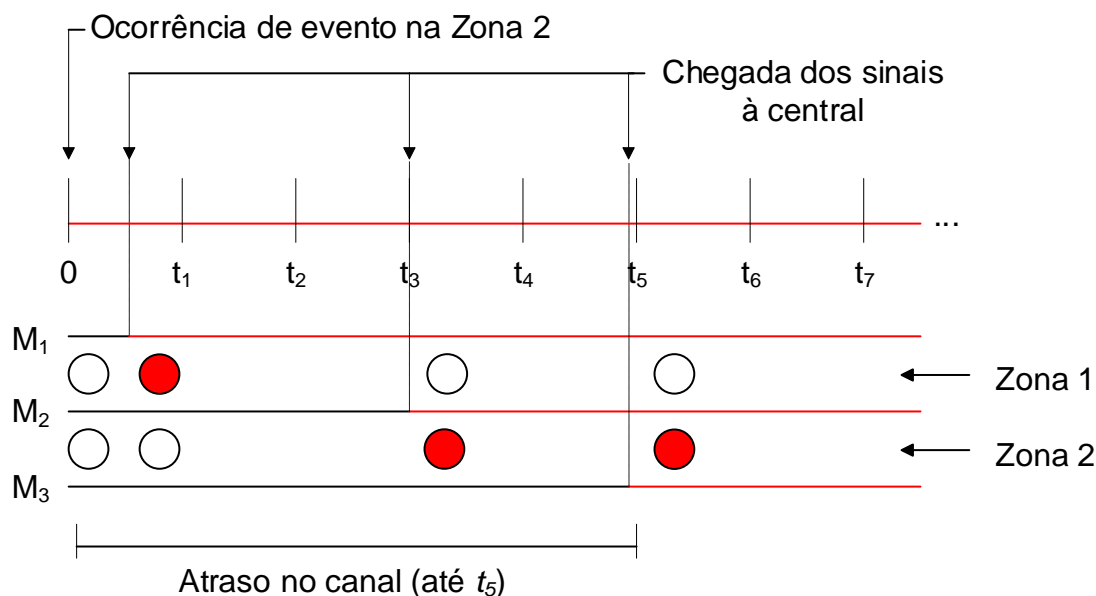


Figura 31. Atrasos diferentes entre os medidores

Sendo assim, faz-se necessário um ajuste para evitar a emissão do falso alarme como o demonstrado, ainda que ele seja corrigido após algum tempo. A solução é análoga ao caso de perda de um pacote de medidas: é necessário que a grandeza *quasi*-diferencial se mantenha acima do limiar de detecção pelo tempo correspondente ao maior atraso possível na rede de comunicação.

Assim, garante-se que todas as medidas já estão coerentes com o novo cenário observado no sistema (no caso, o cenário sob falta). Observando-se a própria Figura 31, pode-se notar que neste caso o alarme seria emitido por volta do tempo t_8 , o que é explicado a seguir.

Em $t_1/2$, tem-se que a componente I_0^{QD} da Zona 1 supera o limiar de detecção.

A partir de então, o algoritmo deve contabilizar t_5 para garantir a emissão correta do alarme.

Por volta do instante t_3 , o sinal do medidor M_2 faz com que a I_0^{QD} da zona um volte a um patamar abaixo do limiar de alarme, mas faz com que a Zona 2 saia da condição de funcionamento normal. Assim, t_3 unidades de tempo após este instante de tempo (no instante t_8), todas as medidas já são coerentes e o alarme pode ser emitido com segurança.

Por fim, unindo-se a análise desta seção à da anterior, chega-se à expressão final do atraso que deve ser aplicado ao alarme, de forma a garantir sua confiabilidade, a qual é apresentada na equação (37), onde D^{COM} representa o atraso máximo na rede de comunicação.

$$D^{QD} = T^S + D^{COM} \quad (37)$$

Existe ainda uma alternativa para otimizar o funcionamento do PQDSZ. Sabe-se que a classificação da falta por região só pode ser emitida com confiabilidade após o tempo mostrado na equação (37). Entretanto, a presença de uma componente quasi-diferencial é detectada antes disso.

Sendo assim, visando o fornecimento mais rápido da informação, é possível prever dois atrasos dentro do PQDSZ. O primeiro (D_{Al}^{QD}) está relacionado à emissão de um alarme e não considera atrasos na rede de comunicação: assim que duas medidas consecutivas confirmam uma falta no sistema, um alarme é emitido, porém sem indicação da região da falta.

O segundo atraso (D_{LOC}^{QD}) refere-se de fato à localização da falta dentro de uma zona, o que só é confiável considerando-se os atrasos no sistema de comunicação. Ambos estes atrasos são apresentados nas equações (38) e (39).

$$D_{Al}^{QD} = T^S \quad (38)$$

$$D_{LOC}^{QD} = T^S + D^{COM} \quad (39)$$

Estes ajustes permitem que o operador da central seja notificado da existência de uma falta mais rápido. A equipe de manutenção pode ser acionada enquanto o algoritmo ainda está localizando a falta dentro das zonas e assim que a zona é detectada, a equipe pode se deslocar para o local correto. Este atraso para emissão do alarme é também

conhecido como *transient block*, consistindo em um atraso aplicado para evitar inconsistências devido à não sincronização das medidas analisadas.

4.10 FLUXOGRAMAS PQDSZ

Assim como para o PDSZ, são apresentados nesta seção os fluxogramas associados ao método PQDSZ. A Figura 32 mostra o fluxograma geral do método, que é bastante semelhante ao do PDSZ (Figura 22, p. 75), com a diferença de que não há classificação de faltas neste novo método.

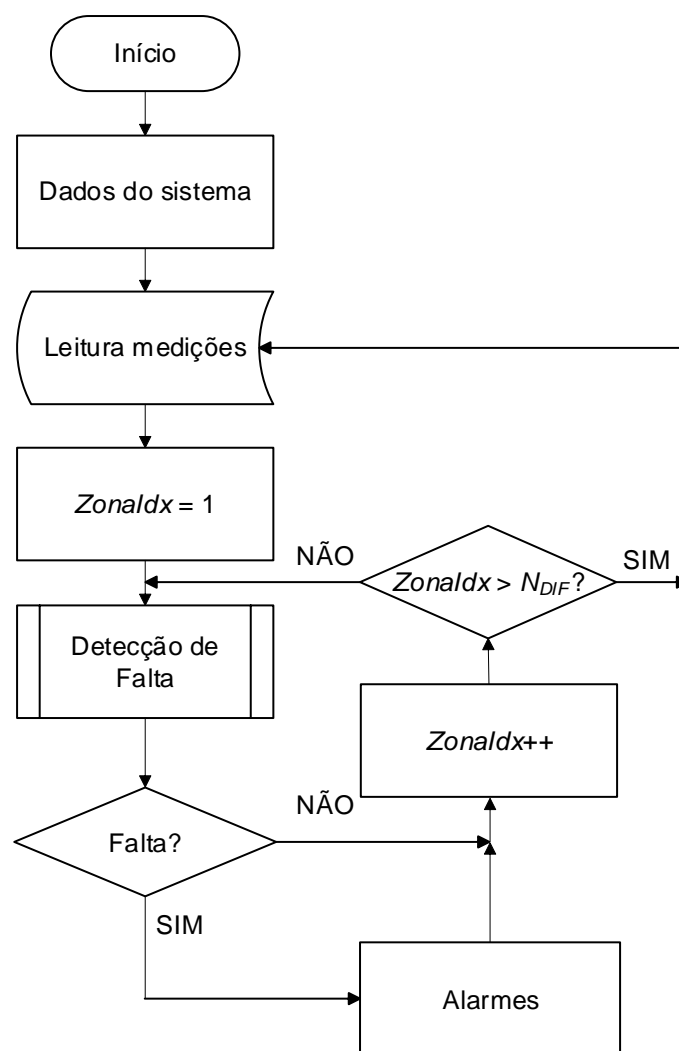


Figura 32. Fluxograma PQDSZ

O item “Dados do sistema” representa a configuração do método: conjuntos de medidores instalados no sistema de distribuição e suas localizações; número de medidores por conjunto; número de zonas definidas pelos mesmos; associação entre

medidores e zona (lembrando-se da polaridade das medidas); e precisão dos medidores. Definidos estes dados, as etapas posteriores do algoritmo são viabilizadas.

A partir do item “Leitura medições”, tem-se a aplicação *online* do método. De posse das medições recebida dos conjuntos instalados no sistema de distribuição, o PQDSZ inicia o processo de cálculo da componente I_0^{QD} para cada zona definida (o que é representado pelo índice *ZonaIdx*).

Este cálculo é realizado através da etapa “Detecção de Falta”, a qual é representada na Figura 33. Esta etapa é bastante semelhante ao do PDSZ com a diferença de que o cálculo da componente I_0^{QD} é realizado apenas com medidas não fasoriais, conforme equação (24).

O cálculo de I_{Ff}^{MIN} é dado pela equação (35) e o alarme de falta para a zona é emitido, caso a componente *quasi*-diferencial supere esta referência.

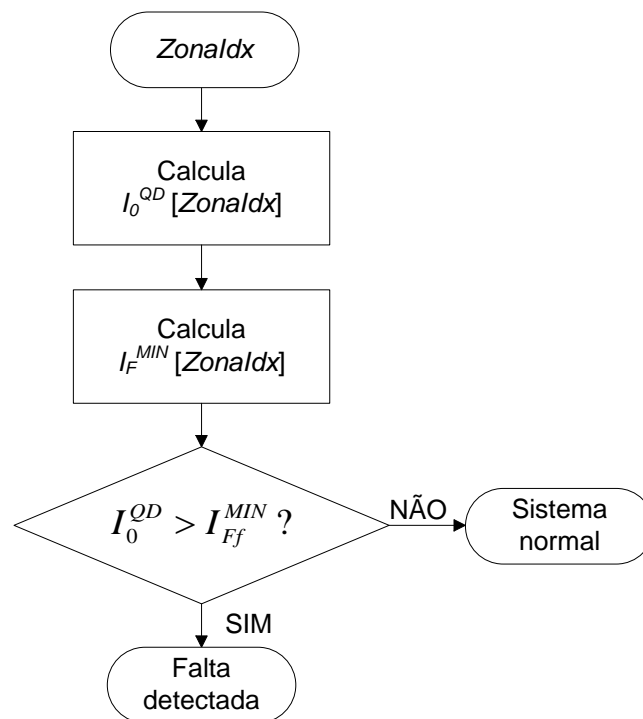


Figura 33. Fluxograma de detecção de faltas PQDSZ

Terminada a detecção de faltas em uma zona, o algoritmo avalia a próxima, até avaliar todas as N_{DIF} zonas. Então, novas medidas devem ser utilizadas na execução do PQDSZ.

4.11 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS

Nesta seção será realizada uma comparação entre ambos os métodos de detecção de faltas, o PDSZ e o PQDSZ, ressaltando suas vantagens e desvantagens.

Torna-se claro ao compararem-se os capítulos 3 e 4, que a utilização de PMUs possibilita a utilização de métodos com análises mais ricas do estado da rede de distribuição.

O primeiro exemplo que chama a atenção é o cálculo da componente diferencial \bar{I}_0^{DIF} no PDSZ: como o ângulo de cada componente de sequência zero é de fato medido, a componente diferencial apresenta relação direta com a corrente de falta contida na região (equação (13), p.57). No caso do PQDSZ, a componente I_0^{QP} sofre uma influência das impedâncias do sistema, que é traduzida no Fator PQDSZ (F_{PQDSZ}), mostrado na equação (31), e que demanda uma análise mais cuidadosa em alguns casos. Além disso, a presença de ramais mono ou bifásicos com cargas conectadas ao terra demandam ainda mais cuidado, o que foi apontado como desenvolvimento futuros.

O uso de PMUs permite ainda maior flexibilidade na definição das regiões diferenciais. Como exemplo, foram apresentados os circuitos da Figura 15, da Figura 16 e da Figura 17 (p.60): aplicando-se o PDSZ, as três opções de alocação de medidores são possíveis. Já no PQDSZ, apenas a última opção pode ser utilizada.

A Figura 34 traz mais um caso em que a definição das regiões diferenciais deve se dar de maneira diferente. Ela apresenta uma região diferencial definida por três medidores, a qual só é viável com o emprego de medições fasoriais.

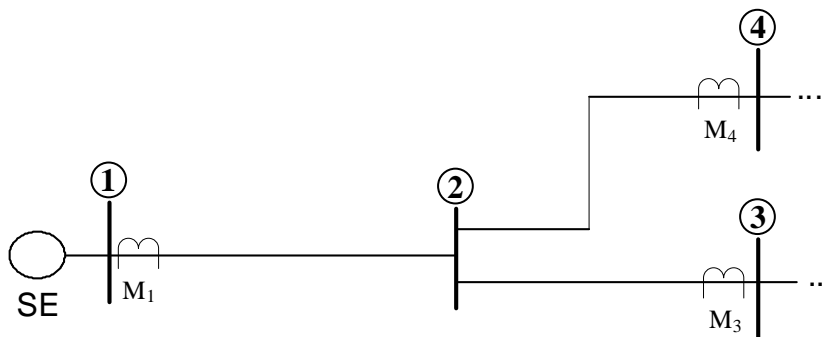


Figura 34. Definição de regiões diferenciais PDSZ

Caso o algoritmo a ser implantado seja o PQDSZ, mais regiões diferenciais teriam que ser definidas para cobrir a derivação. A Figura 35 apresenta uma alternativa em que mais medidores foram adicionados à barra de número dois.

Nesta figura, nota-se que para definição da região diferencial entre as barras um e dois, seria necessária a instalação de um medidor M_{21} , análogo a M_{23} e M_{24} . Entretanto, o conceito de pseudo-conjunto, apresentado no item 4.4, pode ser empregado.

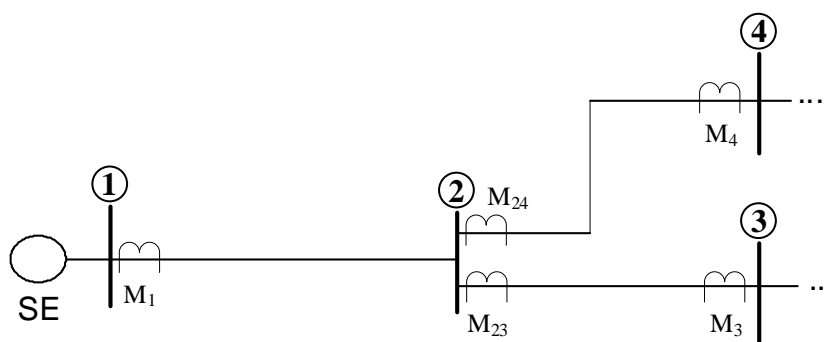


Figura 35. Definição de regiões diferenciais PQDSZ

Tal pseudo-conjunto teria como corrente de sequência zero a combinação das correntes de M_{23} e M_{24} . Ressalta-se que o emprego de um pseudo-conjunto aumenta o número de medidores que definem uma zona e, conseqüentemente, eleva o valor do limiar de detecção de falta da zona (equação (35), p.88), tornando o PQDSZ menos sensível na mesma.

Há ainda o fato de o protocolo de sincrofasores ser bastante robusto com relação a erros de medição e atrasos na rede de comunicação, fazendo com que o algoritmo do PDSZ não precise implantar esquema algum com relação a tais problemas. Já no PQDSZ, atrasos na emissão de alarmes de detecção e de localização devem ser ajustados, para evitar que tais problemas influenciem o desempenho do método.

Por fim, a última vantagem do PDSZ em relação ao PQDSZ é a classificação das faltas, a qual é realizada analisando-se o ângulo de \bar{I}_0^{DIF} . Tal análise não é possível no PQDSZ.

A Tabela 6 traz um resumo do que foi discutido nesta seção, de forma a fornecer uma visão geral da comparação entre os métodos propostos.

Tabela 6. Comparação entre PDSZ e PQDSZ

	PDSZ	PQDSZ
Detecção e Localização por zona de HIFs monofásicas	✓ ¹	✓ ¹
Classificação de faltas	✓	✗
Zona com mais de dois pontos de medição	✓ ²	✗
Imune a atrasos de comunicação	✓	✓ ³
Ramais mono e bifásicos com conexão para terra	✓	✗

¹ Até limiares analisados nos itens 3.8 e 4.6

² O aumento no número de medidores aumenta o erro associado à componente diferencial

³ Ajustes no método são capazes de mitigar os problemas (seção 4.9)

Apesar de todas as vantagens técnicas apresentadas pelo PDSZ, pode-se considerar contra este método o cenário tecnológico atual dos sistemas de distribuição, os quais não contam com PMUs instaladas, possuindo na grande maioria das vezes apenas medidores não fasoriais.

Sendo assim, o grande apelo do PQDSZ é que o mesmo se baseia em tecnologias consolidadas e já utilizadas no monitoramento dos sistemas de distribuição. Mesmo não trazendo tantas possibilidades quanto o PDSZ, o PQDSZ representa uma melhoria considerável nos sistemas de proteção de redes de distribuição a um custo relativamente baixo.

Considerando-se concessionárias que já possuam uma rede de comunicação instalada junto à de distribuição, o custo de implantação do PQDSZ restringe-se à inserção do algoritmo em um dispositivo na sua central de dados.

5 TESTES EM LABORATÓRIO

5.1.1 Considerações Iniciais

O presente capítulo tem como objeto a explicação das simulações realizadas em laboratório, para teste dos métodos apresentados. Foram utilizados um Simulador Digital de Tempo Real (RTDS) e uma plataforma de automação SEL RTAC conectadas via rede de comunicação local.

O Apêndice Dexplica o funcionamento e ferramentas do RTDS.

5.2 SISTEMA TESTE PDSZ

Para realização dos testes do PDSZ, foi simulado o sistema de distribuição apresentado na Figura 36. Ele é uma modificação do sistema teste IEEE 13 barras, o qual é descrito em KERSTING (2001).

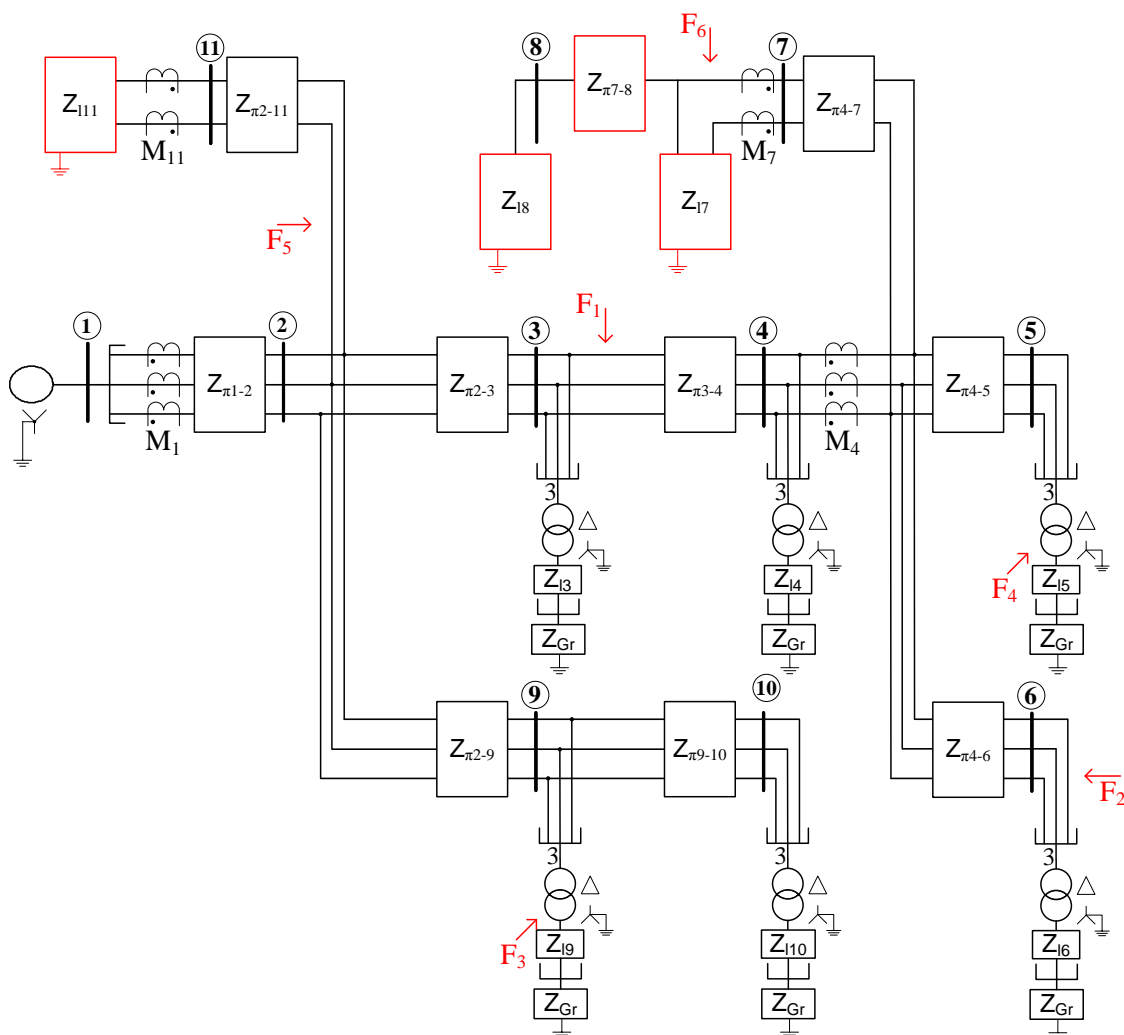


Figura 36. Sistema para testes dos métodos propostos

O primeiro ponto a se destacar é que as cargas conectadas a ramais monofásicos e bifásicos foram conectadas diretamente entre a média tensão e o terra. Este não é um caso comum em sistemas reais, porém a modelagem se deu desta forma por simplicidade e devido ao fato de esta representar uma situação mais crítica para o PDSZ. A importância de tais ramais é que eles representam a inserção de correntes de sequência zero no sistema, da mesma maneira como explicado no item 2.2.2.

5.2.1 Posicionamento dos Medidores para o PDSZ

Para aplicação do PDSZ, devem-se seguir as diretrizes apontadas no item 3.6 para alocação de medidores. Observa-se na Figura 36 o posicionamento destes, os quais são alocados nos circuitos à jusante das barras um (subestação), quatro, sete e onze. Tais medidores definem duas regiões diferenciais, cujas barras e medidores correspondentes são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7. Regiões diferenciais definidas para PDSZ no sistema teste

Região	Medidores	Barras	Faltas (média tensão)
1	M ₁ , M ₄ , M ₁₁	2, 3, 4, 9, 10, 11	F ₁ , F ₅
2	M ₄ , M ₇	5, 6, 7	F ₂

A instalação dos conjuntos M₇ e M₁₁ segue as diretrizes do item 3.6. Os alimentadores que saem dessas barras são bifásicos com cargas conectadas para o terra, o que faz com que correntes de sequência zero percorram a média tensão com o sistema em funcionamento normal. Assim, a instalação de tais medidores permite que tal corrente de funcionamento normal seja subtraída da componente diferencial da zona e que a detecção das faltas se dê de maneira correta. Ressalta-se que existem muito poucas derivações monofásicas e bifásicas nos sistemas de distribuição atuais, sendo este, portanto, um caso raro na realidade, mas de interesse para testes de robustez do método.

Os outros conjuntos de medidores simulam situações comuns em redes de distribuição: M₁ é a medição instalada na subestação e M₄ representa um eventual religador instalado ao longo do ramal principal da rede, o qual conta com equipamentos de medição, conforme apresentado no item 2.3.

5.2.2 Cálculo da Componente Diferencial e Limiares de Detecção

O cálculo da componente diferencial de sequência zero é realizado segundo a equação (6) (p.52); Com a configuração proposta, tem-se que tal componente para as Zonas 1 e 2 são calculadas através das equações (40) e (41), respeitando-se as polaridades representadas na Figura 36.

$$\bar{I}_0^{DIF1} = \bar{I}_0^{M1} - \bar{I}_0^{M4} - \bar{I}_0^{M11} \quad (40)$$

$$\bar{I}_0^{DIF2} = \bar{I}_0^{M4} - \bar{I}_0^{M7} \quad (41)$$

O cálculo do limiar de detecção, conforme mostrado pela equação (22) (p.69), é função do carregamento do sistema e também do número de medidores que definem a região em questão. Sendo assim, os limiares para o sistema proposto são os apresentados nas equações (42) e (43), onde I_f^{MAX} determina a maior corrente de linha que percorre os medidores da zona. Os números 8 e 5 dentro das raízes destas equações são correspondentes ao número de medidores que compõem a Zona 1 e a Zona 2, respectivamente e 0,03 representa medidores com erro de medição de 3% - valor arbitrado para este estudo.

$$I_F^{MIN1} = I_f^{MAX1} \cdot 0.03 \cdot \sqrt{8} \quad (42)$$

$$I_F^{MIN2} = I_f^{MAX2} \cdot 0.03 \cdot \sqrt{5} \quad (43)$$

5.3 SISTEMA TESTE PQDSZ

Foi discutido no item 4.4 que a definição das regiões diferenciais para o PQDSZ é mais restritiva devido ao emprego de medições não fasoriais. Além disso, no item 4.6 foi mostrado que a presença de ramais monofásicos ou bifásicos com conexão para o terra na média tensão pode afetar o desempenho do PQDSZ.

Como a influência de tais ramais não foi investigada, optou-se pelo desligamento da conexão ao terra dos mesmos, conforme mostrado na Figura 37.

5.3.1 Posicionamento dos Medidores para o PQDSZ

Dado que não há corrente de sequência zero percorrendo os ramais bifásicos mostrados na Figura 37, não existe a necessidade de instalação de conjuntos de

medidores para monitoramento dos mesmos (no caso do PDSZ, os conjuntos M_7 e M_{11} eram responsáveis por tal monitoramento).

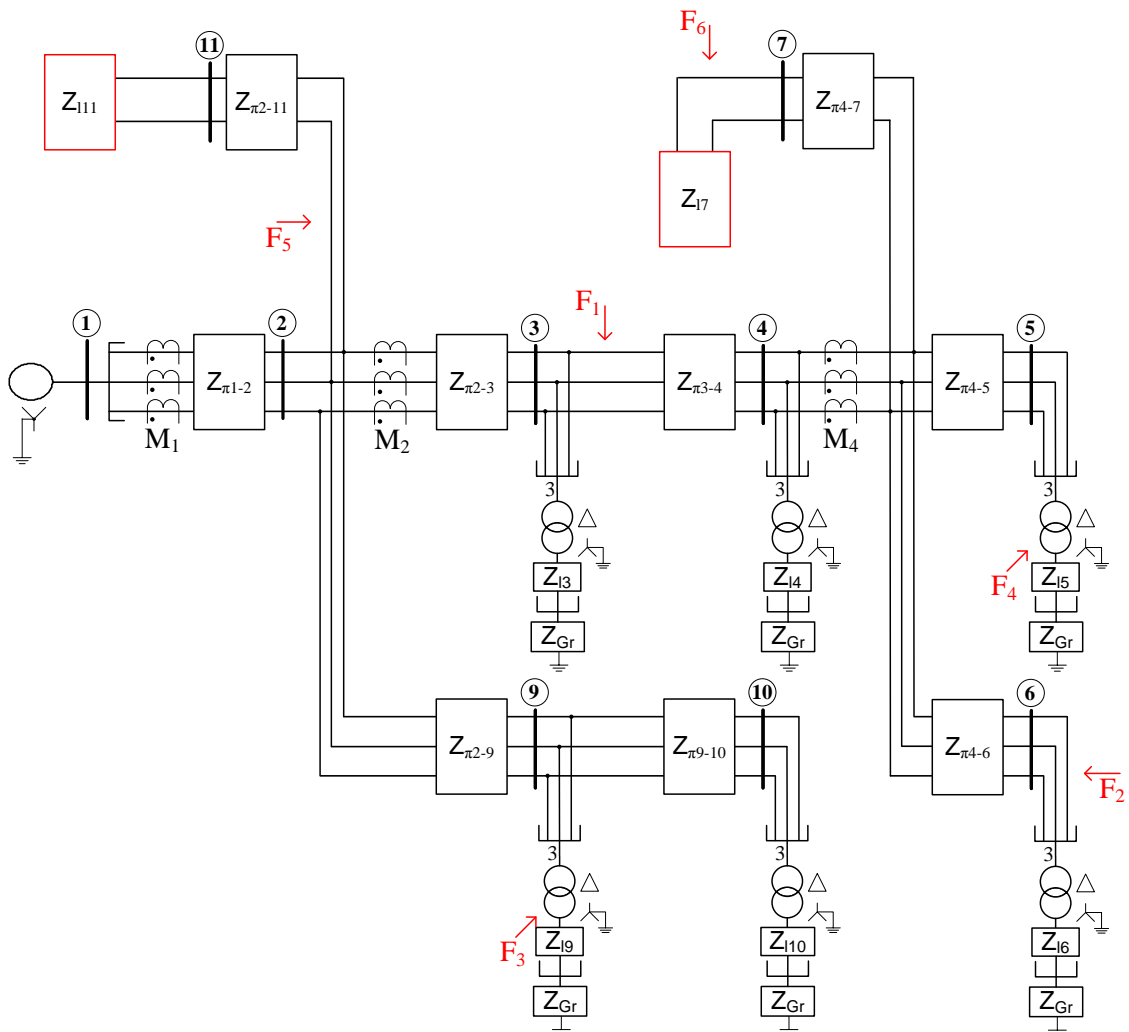


Figura 37. Sistema teste utilizado para avaliação do PQDSZ

De forma a manter o número de conjuntos de medidores semelhante entre os dois casos estudados, foi inserido um conjunto na barra de número dois deste novo sistema. Com a instalação de M_2 , tem-se agora três regiões diferenciais, em vez de duas, as quais são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8. Regiões diferenciais definidas para PQDSZ no sistema teste

Região	Medidores	Barras	Faltas (média tensão)
1	M_1, M_2	2, 9, 10, 11	F_5
2	M_2, M_4	3, 4	F_1
3	M_4	5, 6, 7	F_2, F_6

5.3.2 Cálculo da Componente *Quasi-Diferencial* e Limiares de Detecção

O cálculo da componente *quasi-diferencial* de uma zona é dado pela equação (24) (p. 78). No sistema em que o PQDSZ será testado, as equações (44), (45) e (46) representam o cálculo da componente *quasi-diferencial* de sequência zero das Zonas 1, 2 e 3, respectivamente.

$$I_0^{QD1} = |\bar{I}_0^{M1}| - |\bar{I}_0^{M2}| \quad (44)$$

$$I_0^{QD2} = |\bar{I}_0^{M2}| - |\bar{I}_0^{M4}| \quad (45)$$

$$I_0^{QD3} = |\bar{I}_0^{M4}| \quad (46)$$

Um ponto de atenção é que a Zona 3 é definida por apenas um conjunto de medidores, o que ocorrerá sempre na região mais à jusante de um sistema de distribuição onde o PQDSZ é aplicado.

Já o cálculo do limiar de detecção é igual ao caso do PDSZ e é dado pela equação (35) (p. 88). As equações (47), (48) e (49) representam o cálculo do limiar de alarme para o sistema mostrado. Onde os números 6, 6 e 3 contidos nas raízes das equações representam o número de medidores que compõem as Zonas 1, 2 e 3, respectivamente 0,03 é o valor considerado para ΔI_0^M , ou seja, 3%.

$$I_F^{MIN1} = I_f^{MAX1} \cdot 0,03 \cdot \sqrt{6} \quad (47)$$

$$I_F^{MIN2} = I_f^{MAX2} \cdot 0,03 \cdot \sqrt{6} \quad (48)$$

$$I_F^{MIN3} = I_f^{MAX3} \cdot 0,03 \cdot \sqrt{3} \quad (49)$$

5.4 RTDS E INTERFACE COM EQUIPAMENTOS

Para análise dos sistemas exemplo, foram montadas simulações em laboratório com um Simulador Digital de Tempo Real (RTDS) e uma plataforma de automação.

O *software* de simulação utilizado para modelagem do sistema de distribuição é o RSCAD, que é a interface para realização de simulações no RTDS. Através do RSCAD o sistema elétrico foi modelado e dois esquemas diferenciados de comunicação externa ao RTDS foram configurados. Os sistemas completos são descritos a seguir.

5.4.1 Simulação do PDSZ

O RTDS possui uma placa de comunicação via rede compatível com o protocolo IEEE C37.118 (PMUs). Isso quer dizer que é possível realizar uma simulação no RTDS e, através desta placa (GTNET) exportar medidas fasoriais como se uma PMU estivesse instalada em uma das barras do sistema simulado.

O dispositivo SEL 3530 RTAC é uma plataforma de automação voltada para aplicações como o PDSZ e o PQDSZ. Este equipamento é compatível com diversos protocolos de comunicação e nele podem ser implantadas diversas lógicas de tempo real baseadas em medidas recebidas de diversos dispositivos e por meio de variadas interfaces (comunicação serial e via rede, por exemplo).

Sendo assim, na simulação do sistema de distribuição do PDSZ no RTDS foram colocados TCs nos pontos mostrados na Figura 36 e os sinais de correntes medidos foram exportados via GTNET (segundo a norma IEEE C37.118) para uma rede de comunicação montada no laboratório.

O RTAC foi configurado para receber tais dados e a lógica do PDSZ foi implementada nele. Ao detectar uma falta em alguma das regiões diferenciais, uma saída digital do RTAC é energizada, a qual está ligada ao RTDS através do seu painel frontal. Um esquema destas ligações é apresentado na Figura 38.

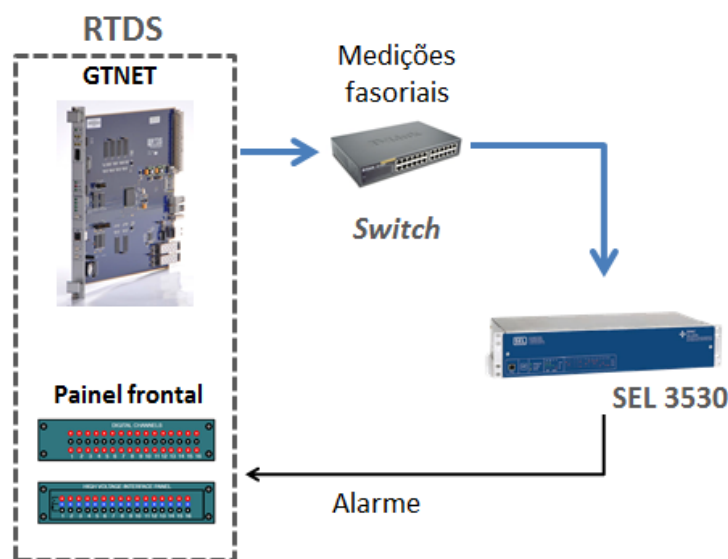


Figura 38. Conexões de equipamentos para sistema PDSZ

Além da sensibilização da porta digital de saída, o RTAC foi programado para registrar o evento em seu histórico local, que pode ser acessado via navegador de

internet, por exemplo.

Um sistema supervisorio foi montado no RSCAD de forma que os alarmes emitidos pelo RTAC pudessem ser visualizados em uma interface grafica. Além dos alarmes, uma visão geral do carregamento do sistema, perfil de tensão e ponto onde a falta está sendo aplicada foram adicionados. Isso pode ser visto na Figura 39.

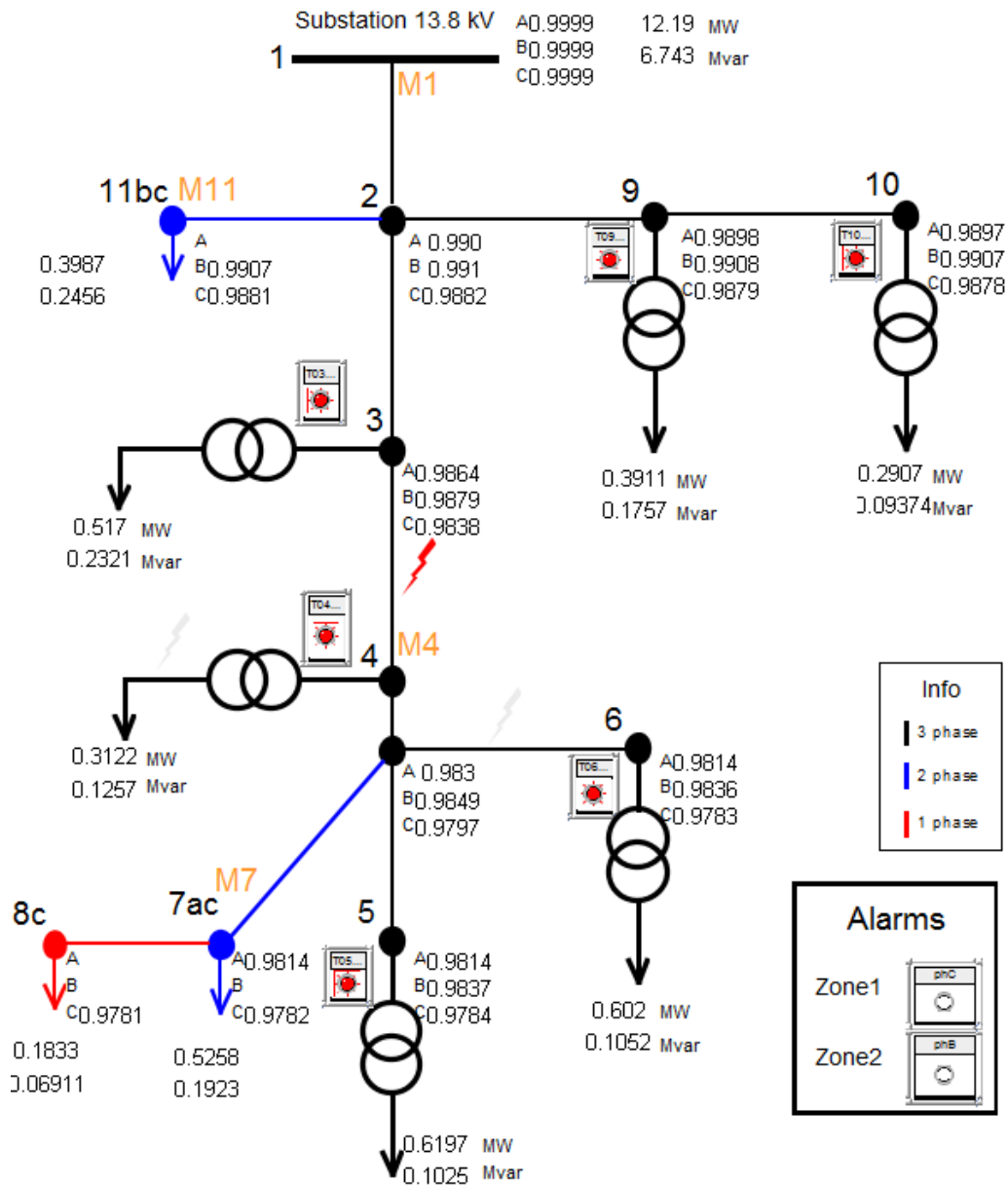


Figura 39. Supervisorio montado no RSCAD para acompanhamento das simulações

5.4.2 Simulação do PQDSZ

O sistema PQDSZ tem como principal diferença com relação ao PDSZ suas medições, que não são fasoriais. Apesar de a placa GTNET ser compatível com o protocolo DNP3 o laboratório utilizado não conta com tal módulo e, portanto, uma alternativa precisou ser adotada para viabilizar esta simulação.

Optou-se então pelo uso do mesmo esquema físico do PDSZ (Figura 39), com troca de sincrofasores entre RTDS e RTAC. Entretanto, para testes do PQDSZ os valores angulares são ignorados e apenas os módulos das correntes de sequência zero são utilizados no processo de detecção de faltas.

O sistema supervisorio utilizado também é o mesmo do PDSZ, sendo apenas ajustadas as indicações das posições dos medidores, seguindo o mostrado na Figura 37.

O último ponto a se observar é que o PQDSZ não possui sincronização temporal dos dados. Sendo assim, o uso de sincrofasores, mesmo que ignorando o ângulo dos mesmos, representa uma situação irreal, pois o RTAC organiza os dados recebidos de acordo com a estampa de tempo prevista na IEEE C37.118.

A solução para esta situação irreal é a inserção de atrasos de tempo nos sinais que são fornecidos para as PMUs. Assim, as estampas de tempo são atribuídas a sinais atrasados, o que simula satisfatoriamente a situação real.

5.5 SEQUÊNCIA DE TESTES

Para a execução dos testes dos métodos propostos foram definidos os tipos, locais e impedâncias de falta a serem testadas.

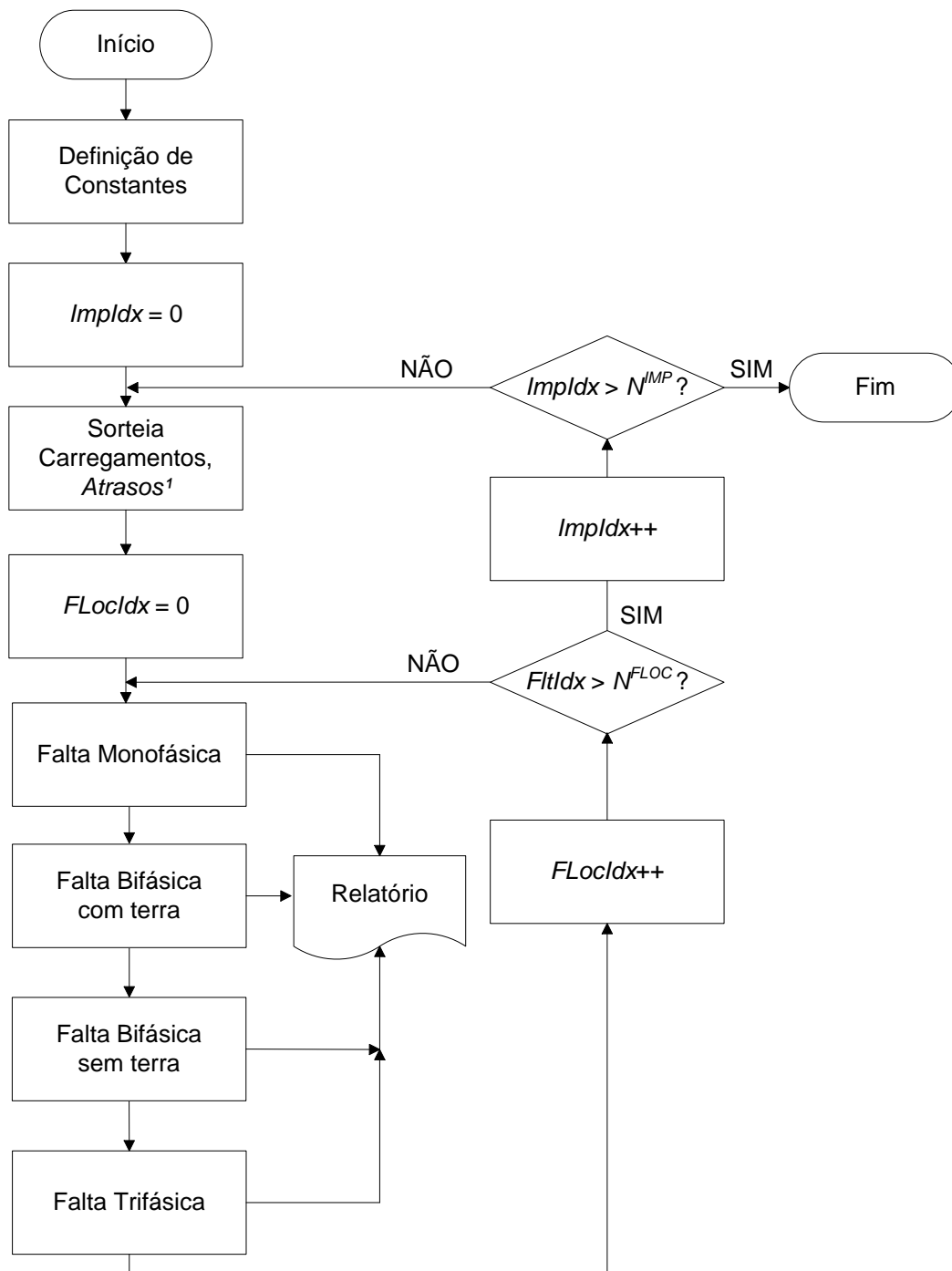
Foram escolhidas três impedâncias de falta: $0,1 \Omega$, 20Ω e 100Ω , representando respectivamente faltas de baixa, média e alta impedância. Foram aplicadas faltas puramente resistivas, pois esta é a natureza da grande maioria das HIFs. Mais uma vez ressalta-se que não é objetivo dos métodos propostos a detecção de faltas de baixa impedância. Entretanto, os testes foram realizados para que se possa observar o comportamento dos métodos em tais circunstâncias.

Os locais onde as faltas serão aplicadas são os mesmos para ambos os métodos e foram representados na Figura 36 e na Figura 37. Foram selecionados seis pontos na média e na baixa tensões e também nos ramais bifásicos da média tensão. O objetivo é testar diversos cenários em todas as regiões diferenciais definidas para cada caso.

Por fim, com relação aos tipos de falta, serão aplicadas faltas monofásicas, bifásicas com e sem envolvimento de terra e trifásicas em todos os pontos de falta

escolhidos.

O fluxograma dos testes realizados com a simulação do RTDS é apresentado na Figura 40.



¹atrasos somente no PQDSZ

Figura 40. Fluxograma da sequência de testes dos métodos propostos

Na primeira etapa (“Definição de Constantes”), é realizada a configuração inicial da simulação, com a definição de grandezas como: N^{IMP} que é o número de impedâncias de falta simuladas; os valores das impedâncias de falta que serão simuladas; e N^{FLOC} o número de locais de aplicação de falta.

ImpIdx é a variável utilizada para se percorrer as diferentes impedâncias de falta a serem simuladas e *LocIdx*, para percorrer a localização da falta, ou seja, *ImpIdx* varia de 1 a 3, designando os três valores de impedância de falta escolhidos para a simulação (baixa, média e alta impedâncias); já *LocIdx* vai de um a seis, percorrendo os pontos de falta F1 a F6 escolhidos e destacados na Figura 36 e na Figura 37.

Após a definição das grandezas citadas, inicia-se a sequência de aplicação de curto-circuitos de fato. Uma etapa importante é o sorteio de carregamentos no sistema de distribuição. A variação de carga é importante para testar a robustez dos métodos propostos frente a diversos cenários de carregamento, os quais são comuns em sistemas de distribuição. São sorteados valores de carga entre 100 e 500 kVA para cada circuito de baixa tensão.

Há também um ponto na média tensão em que uma carga equivalente ao restante do sistema de distribuição é representada. Tal carga foi alocada na Barra 4 e cada fase pode ter carregamento de 4500 a 5000 kVA, sem conexão para o terra.

No caso específico do PQDSZ, há ainda que se considerar os atrasos nos canais de comunicação. Sendo assim, a princípio nenhum atraso foi inserido nas medições, de forma a testar o método sem a interferência deles. A seguir, atrasos de até 0,5 segundos foram inseridos de maneira proposital alternadamente nos pontos de medição M_2 e M_4 , ilustrando o ajuste do método para evitar que falsos alarmes sejam emitidos por causa de atrasos na comunicação.

Definidos o carregamento e os atrasos, quando necessário, aplica-se então um curto-circuito de cada tipo em cada localização de falta prevista e os resultados são todos registrados através de relatórios. Após aplicação de faltas de todos os tipos, em todas as localizações e impedâncias de falta previstas, completa-se um ciclo de simulações.

É importante justificar o porquê da avaliação de faltas bifásicas e trifásicas ao longo dos testes. O desenvolvimento dos dois métodos propostos tem seu enfoque em faltas monofásicas de alta impedância. Entretanto, caso o mesmo não se comporte bem frente a todos os outros tipos de distúrbios no sistema (como emissão de falsos alarmes,

por exemplo), sua aplicação na prática necessitará de rotinas para tratamento destes tipos de falta. Sendo assim, todos os cenários descritos são analisados, de forma a avaliar sua viabilidade na prática frente ao maior número de cenários possível.

A cada ciclo como o descrito, são testados setenta e dois casos de curto-circuito (três impedâncias, seis localizações e quatro tipos de falta). Esta sequência foi executada trinta vezes para cada método, o que totalizaria 2160 testes. Na verdade, nos pontos F_5 e F_6 faltas trifásicas não podem ser aplicadas. Assim, são realizados 2070 testes, os quais possibilitam testar os métodos frente a cenários de carregamentos variados.

Após executados os testes, os dados exportados são analisados com auxílio dos softwares Matlab e Excel. Os resultados destes testes são apresentados e discutidos no próximo capítulo.

6 RESULTADOS

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No presente capítulo serão descritos os resultados dos testes descritos no capítulo anterior. Primeiro serão apresentados os resultados do PDSZ e em seguida, os do PQDSZ. De forma análoga aos capítulos 3 e 4, a estrutura dos itens 6.2 e 6.3 é a mesma, de forma a facilitar a comparação entre os métodos.

6.2 RESULTADOS PDSZ

Neste item é analisado o desempenho dos algoritmos de detecção, delocalização por área e classificação de faltas do PDSZ nas simulações realizadas. Como o enfoque do método são faltas monofásicas, são analisados primeiramente os resultados obtidos para este tipo de falta.

6.2.1 Faltas monofásicas nos circuitos primários

6.2.1.1 Detecção e Localização

A Tabela 9 e a Tabela 10 apresentam uma visão geral do desempenho do método na detecção e localização de faltas todas as faltas aplicadas (baixa, média e alta impedâncias) para as Zonas 1 e 2 definidas no capítulo anterior.

Tabela 9. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 1 frente a faltas monofásicas

	Número de faltas aplicadas	Atuação correta
Faltas dentro da Zona	180	180 (100%)
Faltas fora da Zona	360	360 (100%)
Total	540	540 (100%)

Tabela 10. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 2 frente a faltas monofásicas

	Número de faltas aplicadas	Atuação correta
Faltas dentro da Zona	90	90 (100%)
Faltas fora da Zona	450	450 (100%)
Total	540	540 (100%)

Nota-se que em todos os casos de aplicação de faltas monofásicas simulados, o método atuou de maneira correta. Nos casos de “Falta dentro da Zona”, a “Atuação

correta” indica a emissão do alarme de detecção e a localização da falta na respectiva zona em que foi aplicada. Para a Zona 1, tem-se que as faltas F_1 e F_5 estão localizadas dentro da mesma e para a Zona 2, apenas a falta F_2 . Isso pode ser observado na Figura 36.

No caso de “Falta fora da Zona”, a “Atuação correta” do método significa que o mesmo não emitiu alarme para aquela zona, o que é correto na medida em que a falta foi aplicada fora da mesma.

6.2.1.2 Seleção de fases

O algoritmo de seleção de fases só é executado quando a detecção de uma falta ocorre. Para os casos monofásicos, foi obtida uma taxa de sucesso de 67% na classificação das fases envolvidas, ou seja, dois terços dos casos.

Analisando-se os resultados das simulações, nota-se que a classificação falha justamente nas faltas de baixa impedância, as quais não são o foco do método. Ressalta-se que uma falta de baixa impedância como a simulada ($0,1 \Omega$) deve ser eliminada em um curto espaço de tempo pela proteção tradicional, devido aos elevados valores de corrente associados à mesma.

Tabela 11. Taxas de sucesso para seleção de fases de faltas monofásicas do PDSZ

	Taxa de sucesso
LIF – $0,1 \Omega$	0%
MIF – 20Ω	100%
HIF – 100Ω	100%

Em impedâncias médias e altas, como as simuladas, o desempenho do algoritmo mostrou-se bastante preciso, classificando as faltas corretamente em 100% das simulações realizadas.

6.2.1.3 Análise fasorial

Observado o desempenho global do PDSZ para faltas monofásicas, esta sessão apresenta diagramas fasoriais de forma a ilustrar de maneira mais completa o comportamento do método frente aos diferentes casos analisados.

O limiar de detecção do PDSZ é proporcional à maior corrente de fase do sistema. Sendo assim, nesta sessão são mostrados os dados do caso de maior carregamento sorteado nas simulações realizadas, pois este é o caso mais adverso à

aplicação do método. Os carregamentos sorteados e seu mapeamento no sistema de distribuição simulado são apresentados no Apêndice E do presente trabalho.

A Figura 41 apresenta o comportamento das correntes de sequência zero medidas na Zona 1 para faltas de diferentes impedâncias aplicadas no ponto F_1 . Em cada diagrama fasorial são apresentados: I_0^{Mx} , que é a medida de corrente de sequência zero do conjunto x ; \bar{I}_0^{DIF} , que é a corrente diferencial da zona; e o limiar para emissão do alarme pelo método (representado por um círculo pontilhado).

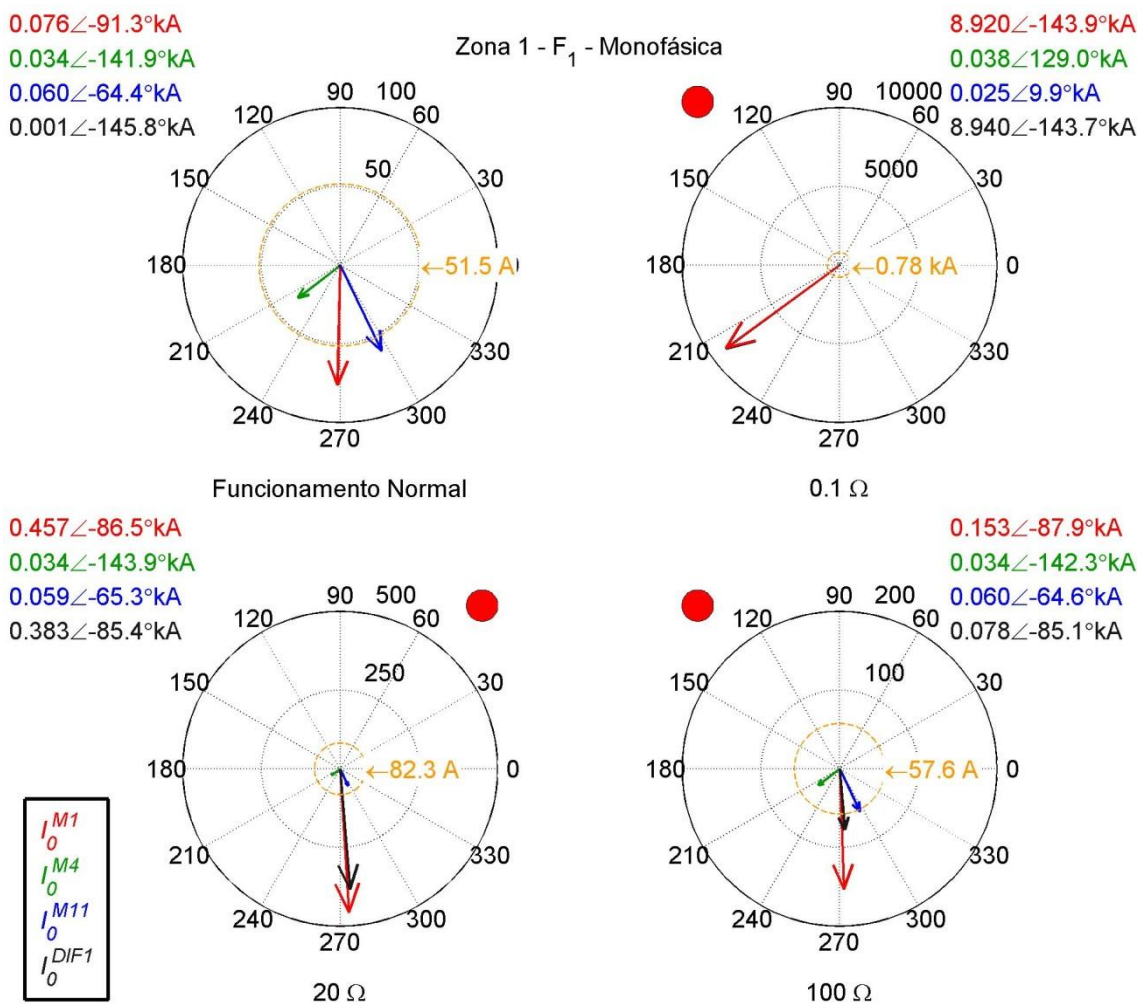


Figura 41. Correntes da Zona 1 para faltas monofásicas no ponto F_1

Conforme comportamento do método, quando o fasor \bar{I}_0^{DIF} é maior do que o círculo que representa o limiar de alarme, o PDSZ emite alarme de falta para a Zona 1.

A emissão do alarme é também representada na figura por um círculo vermelho adicionado ao lado do diagrama fasorial.

O primeiro diagrama mostra o sistema em funcionamento normal. Os medidores da zona são percorridos por correntes de sequência zero, entretanto, a componente diferencial se mantém nula, conforme esperado. O limiar de detecção encontra-se em torno de 50 A, devido às características dos medidores e do carregamento do sistema.

Na ocorrência de uma falta monofásica de baixa impedância, tem-se que a corrente de sequência zero do medidor M_1 é severamente afetada, enquanto que a dos outros dois medidores mais à jusante da zona não. Isso faz com que a corrente \bar{I}_0^{DIF} aumente consideravelmente, superando o limiar de alarme da zona, o qual foi elevado para aproximadamente 800 A, devido ao aumento das correntes no sistema.

Ressalta-se que faltas de baixa impedância não são o enfoque do PDSZ, devido aos atrasos inerentes ao método e também devido ao fato de que o método não atua diretamente na extinção da falta. Uma falta com corrente na magnitude observada possui alto poder destrutivo e deve ser eliminada rapidamente pela proteção tradicional.

O caso de média impedância é bastante bem comportado: a falta é aplicada e as medidas de M_4 e M_{11} praticamente não se alteram com relação ao funcionamento do sistema. Já M_1 passa a ser percorrido por uma corrente de sequência zero maior, o que resulta em uma componente diferencial não nula que mais uma vez supera o limiar de alarme.

Por fim, na falta de alta impedância, as diferenças para o funcionamento normal do sistema são ainda mais sutis. Neste caso o nível de corrente da falta (aproximadamente 80 A) pode ser facilmente confundido com a entrada de uma carga no sistema. Entretanto, a componente diferencial de sequência zero é capaz de detectar que uma falta está ocorrendo no sistema e o alarme é emitido.

Um ponto de destaque é o fato de que à medida que a impedância de curto aumenta, a diferença entre o valor da componente diferencial e o limiar de detecção diminui. Isso quer dizer que, a partir de um dado valor de impedância, o método não será mais capaz de indicar a ocorrência destas faltas.

Este é um comportamento esperado, pois, no limite, com impedância de curto-circuito infinita não há corrente de sequência zero, nem falta para ser detectada. Sendo assim, a partir de certo valor de impedância faltas não serão mais detectadas pelo PDSZ.

Sendo assim, torna-se interessante verificar até que ponto o PDSZ é capaz de detectar faltas monofásicas, o que foi realizado por meio de uma simulação em que o valor da impedância de faltas aplicadas no ponto F_1 foi aumentado gradativamente. O resultado da simulação é apresentado na Figura 42.

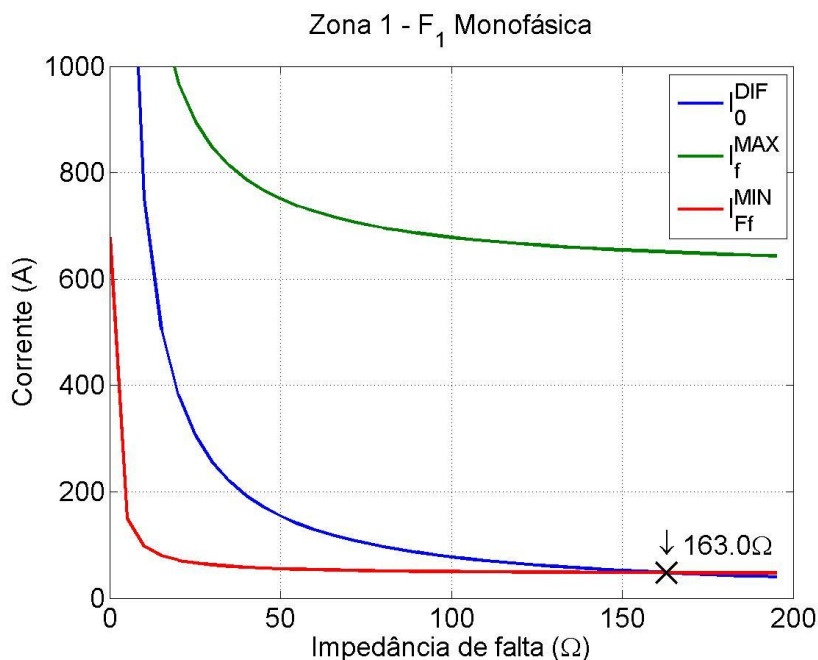


Figura 42. Limiar de detecção PDSZ para faltas bifásicas com envolvimento de terra na Zona 1

Nela mostra-se a evolução da componente diferencial de sequência zero (I_0^{DIF}), da maior corrente de fase (I_f^{MAX}) e do limiar de alarme do PDSZ (I_{Ff}^{MIN}) para a Zona 1 à medida que a impedância de falta varia.

Conforme esta impedância aumenta, todas estas correntes diminuem, assim como a diferença entre a I_0^{DIF} e I_{Ff}^{MIN} . Em 163Ω estas curvas se cruzam, indicando que a partir de tal valor de impedância o PDSZ não é mais capaz de detectar faltas monofásicas no sistema analisado. Esta impedância se traduz em correntes de falta de aproximadamente 49 A em sistemas de 13,8 kV.

Este resultado confirma os limiares teóricos apresentados na Figura 18 (p.67). A curva de 8 medidores na Figura 18 mostra uma corrente de falta próxima de 51 A para

I_f^{MAX} em torno de 600 A, o que é satisfatoriamente próximo do resultado encontrado na simulação.

Comparando agora este valor mínimo de corrente de falta detectável (aproximadamente 50 A) com as correntes de faltas de alta impedância típicas da Tabela 2 (p.46), nota-se que o PDSZ é capaz de detectar parte das HIFs típicas, provando sua utilidade prática.

Ressalta-se que o cenário analisado na simulação é o de maior carregamento sorteado nas simulações. Com cargas menores, o desempenho do PDSZ pode ser consideravelmente mais sensível. Em um momento com carregamento de 300 A, por exemplo, faltas a partir de 26 A poderiam ser detectadas, o que é facilmente averiguado observando-se a equação (42) (p.101).

Tal equação pode ser explorada, de forma a fornecer uma visão da corrente de falta detectável, em função do carregamento do sistema. Calculando os valores numéricos presentes em tal equação, chega-se à equação (50), que mostra que o PDSZ é capaz de detectar faltas na ordem de 8,5% da maior corrente de fase que percorre a Zona 1. De maneira análoga, a equação (51) mostra que para a Zona 2, tal valor é de 6,7%.

$$I_F^{MIN1} = 0,085 \cdot I_f^{MAX1} \quad (50)$$

$$I_F^{MIN2} = 0,067 \cdot I_f^{MAX2} \quad (51)$$

A utilização de medidores de melhor precisão é uma alternativa para melhoria do desempenho do método independente do carregamento do sistema. Caso fossem utilizados medidores com precisão de 1,5%, os fatores apresentados nas duas equações anteriores cairiam pela metade. Nestes casos, faltas a partir de 25 A e 13 A seriam detectadas para os cenários com corrente máxima de fase de 550 A e 300 A, respectivamente.

Os fasores do algoritmo de classificação de faltas são mostrados na Figura 43, mais uma vez para uma falta aplicada em F_1 .

Com o sistema em funcionamento normal, os quadrantes de classificação são representados em cinza, pois o algoritmo de classificação está inativo. Lembra-se que o mesmo só é ativado no momento em que um alarme de detecção de falta é emitido.

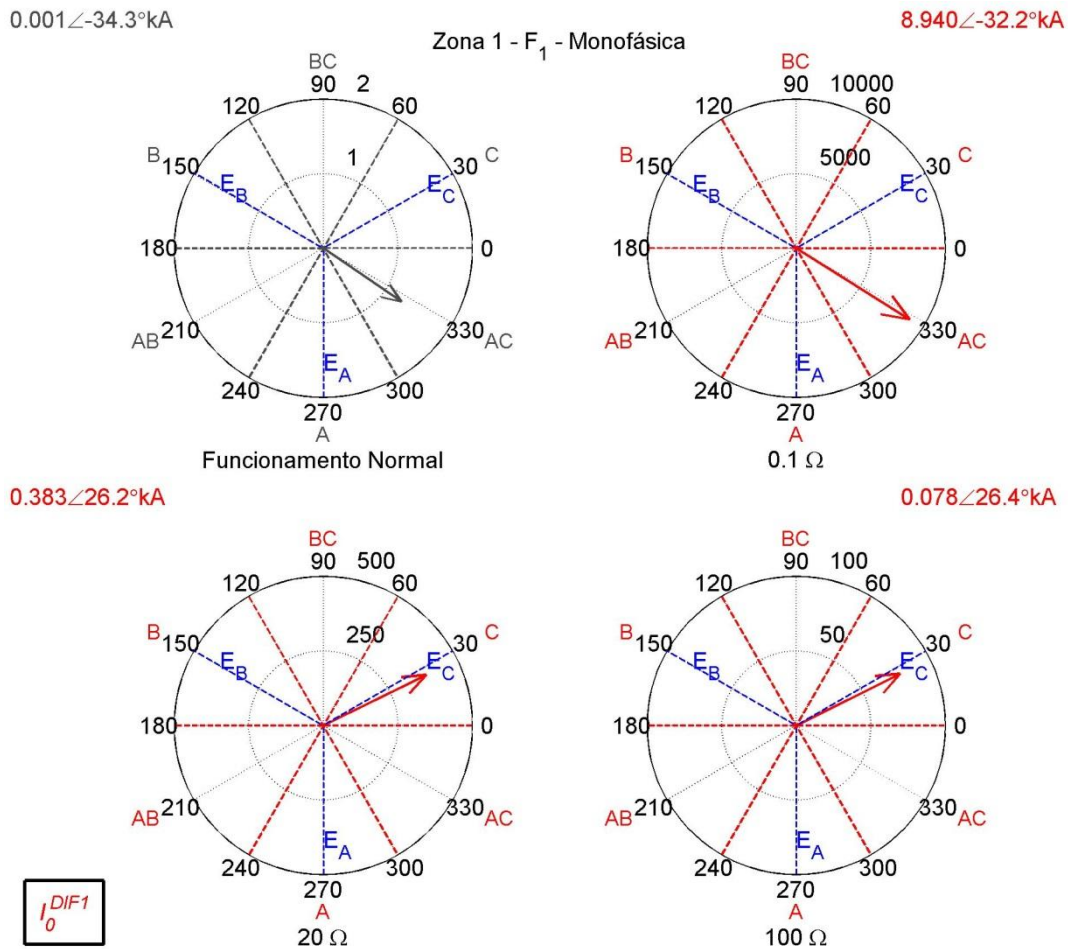


Figura 43. Classificação de faltas PDSZ para faltas monofásicas em F₁

Na aplicação da falta de baixa impedância, nota-se que a componente \bar{I}_0^{DIF} encontra-se no quadrante de faltas bifásicas AC, quando na verdade a falta é monofásica na fase C. Conforme já explicado, este tipo de falta deve ser rapidamente eliminado pela proteção tradicional e não se espera que a classificação do PDSZ seja sequer acionada. O erro se dá devido às características indutivas dos alimentadores de distribuição.

Com um curto-circuito de tão baixa impedância, são os alimentadores que limitam a corrente de falta. Como estes são indutivos, a corrente fica atrasada em relação à tensão da fase sob falta, que é o que se observa no diagrama fasorial.

Já nos casos de média e alta impedâncias, predomina a característica resistiva da falta, na medida em que é a própria falta que limita a corrente de curto-circuito. Em ambos os casos, a componente \bar{I}_0^{DIF} encontra-se no quadrante de faltas monofásicas na

fase C, classificando corretamente a falta.

É interessante ainda analisar-se o comportamento do algoritmo de detecção e localização do PDSZ para faltas no ponto F_2 , a qual está localizada na média tensão da Zona 2. O comportamento das correntes de sequência zero medidas nesta zona é mostrado na Figura 44. Tal comportamento é análogo ao das correntes da Figura 41 e a análise dos fasores é exatamente a mesma apresentada anteriormente.

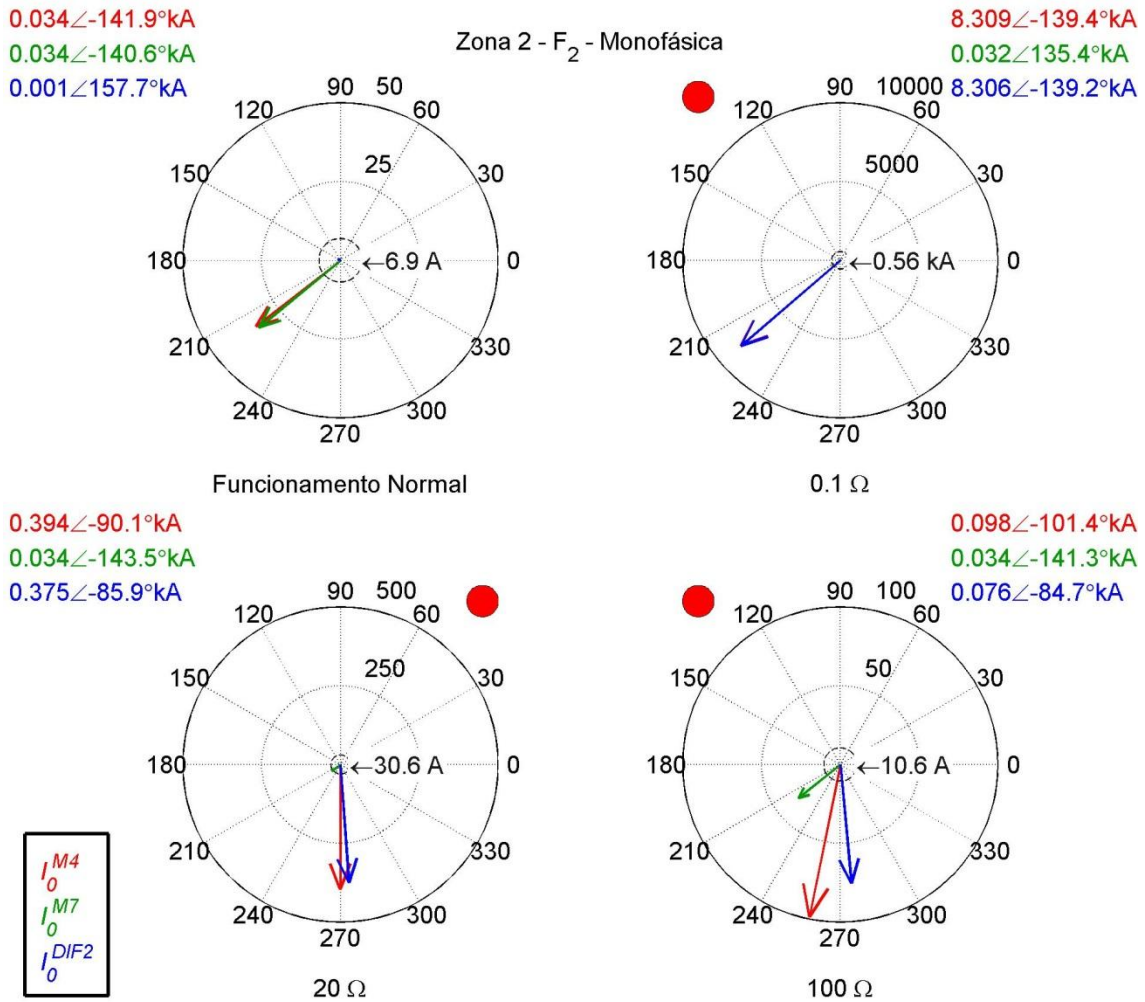


Figura 44. Fasores da Zona 2 PDSZ para faltas monofásicas em F_2

O único ponto que chama a atenção é a margem entre \bar{I}_0^{DIF} e I_{Ff}^{MIN} , que se mostra maior do que para a Zona 1. Isso se dá devido ao menor número de medidores que compõem a Zona 2 e pode ser averiguado na equação (51) mostrada nesta sessão. Esse fato incorre que a Zona 2 é mais sensível do que a Zona 1 na detecção de faltas e

deve ser capaz de emitir alarmes para faltas de menor corrente (na ordem de 6,7% da maior corrente de fase da zona).

As medidas da Zona 1 para as mesmas faltas em F_2 são apresentadas na Figura 44. É interessante notar que tal falta encontra-se à jusante da Zona 1, o que quer dizer que os medidores desta zona serão percorridos pelas correntes de falta. No caso, M_1 e M_4 .

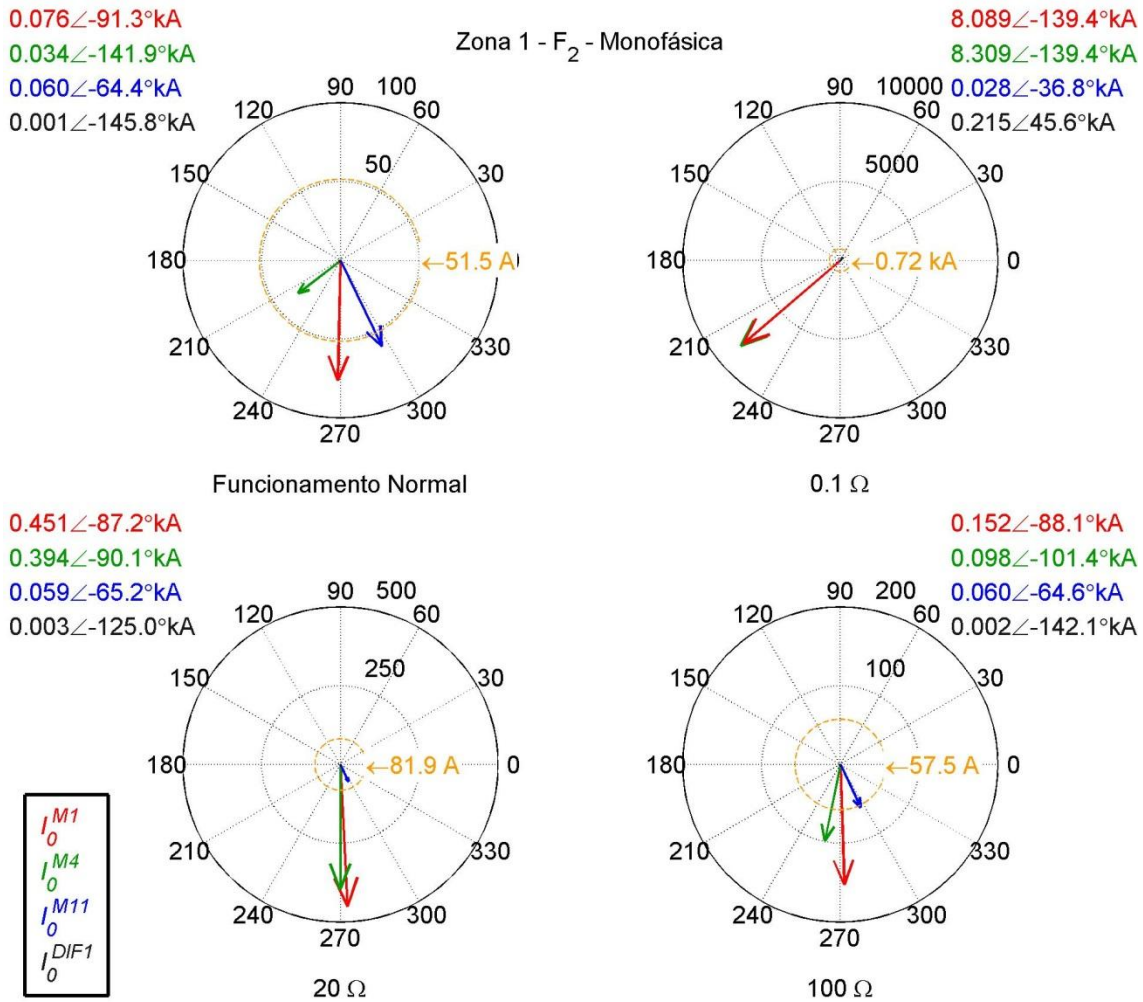


Figura 45. Fasores da Zona 1 PDSZ para faltas monofásicas em F_2

A observação de cada diagrama de falta da Figura 45 permite notar a variação das medidas em M_1 e M_4 a cada falta aplicada. Apesar disso, ambos os conjuntos são afetados de maneira idêntica pela corrente de falta, o que acarreta que a componente \bar{I}_0^{DIF} mantém-se a mesma, o que também é observado em cada um dos diagramas.

No caso de baixa impedância, mais uma vez as perturbações são maiores, o que ocorre devido às distorções nos sinais de tensão da rede. Entretanto, volta-se a dizer que tais faltas devem ser rapidamente eliminadas pela proteção tradicional e o PDSZ não deve atuar nestes casos.

6.2.2 Faltas nos circuitos secundários

Um dos fatores primordiais do PDSZ é a seletividade com relação a correntes de sequência zero presentes nos circuitos secundários do sistema de distribuição, as quais podem representar tanto desequilíbrio de cargas como faltas ocorridas na baixa tensão.

Independente da origem de tais correntes, o importante para o PDSZ é garantir a seletividade com relação a elas. Isso quer dizer que independente da severidade do desequilíbrio ou falta ocorrida nos circuitos de baixa tensão, o método proposto não deve ser afetado.

Ao longo das simulações realizadas, foram aplicados 720 curto-circuitos de todos os tipos e impedâncias nos circuitos de baixa tensão do sistema simulado (pontos F_3 e F_4). Em 100% dos casos o PDSZ se comportou de maneira adequada, ou seja, não emitiu alarme de detecção de falta.

A Figura 46 mostra o comportamento das medidas da Zona 1 para faltas monofásica aplicadas no ponto F_3 . Nota-se que mesmo na falta de baixa impedância, nenhuma das componentes de sequência zero da média tensão é afetada.

O único parâmetro que muda sensivelmente entre os diagramas fasoriais apresentados é o limiar de alarme do método. Isso ocorre porque a ocorrência das faltas aumenta a carga no secundário dos transformadores abaixadores, o que se reflete em suas correntes de fase do primário e é medido nos alimentadores de média tensão.

Apesar de tal variação nas correntes do transformador, devido à característica da conexão Δ -Y, a componente de sequência zero fica confinada nos enrolamentos conectados em Δ e não chegam aos alimentadores de média tensão.

6.2.3 Outras faltas na média tensão

Conforme colocado no capítulo 5, além das faltas monofásicas na média tensão, foram também analisadas faltas bifásicas com e sem envolvimento de terra, além de faltas trifásicas.

A importância de tais experimentos é avaliar como o PDSZ se comporta frente

aos mesmos. Afinal, o tipo de falta que ocorre no sistema não é algo previsível e, portanto, o método vai ser submetido à ocorrência de todos os tipos de falta e espera-se que o mesmo, além de detectar as faltas monofásicas, não gere informações sem sentido frente a outros tipos de curto-circuito.

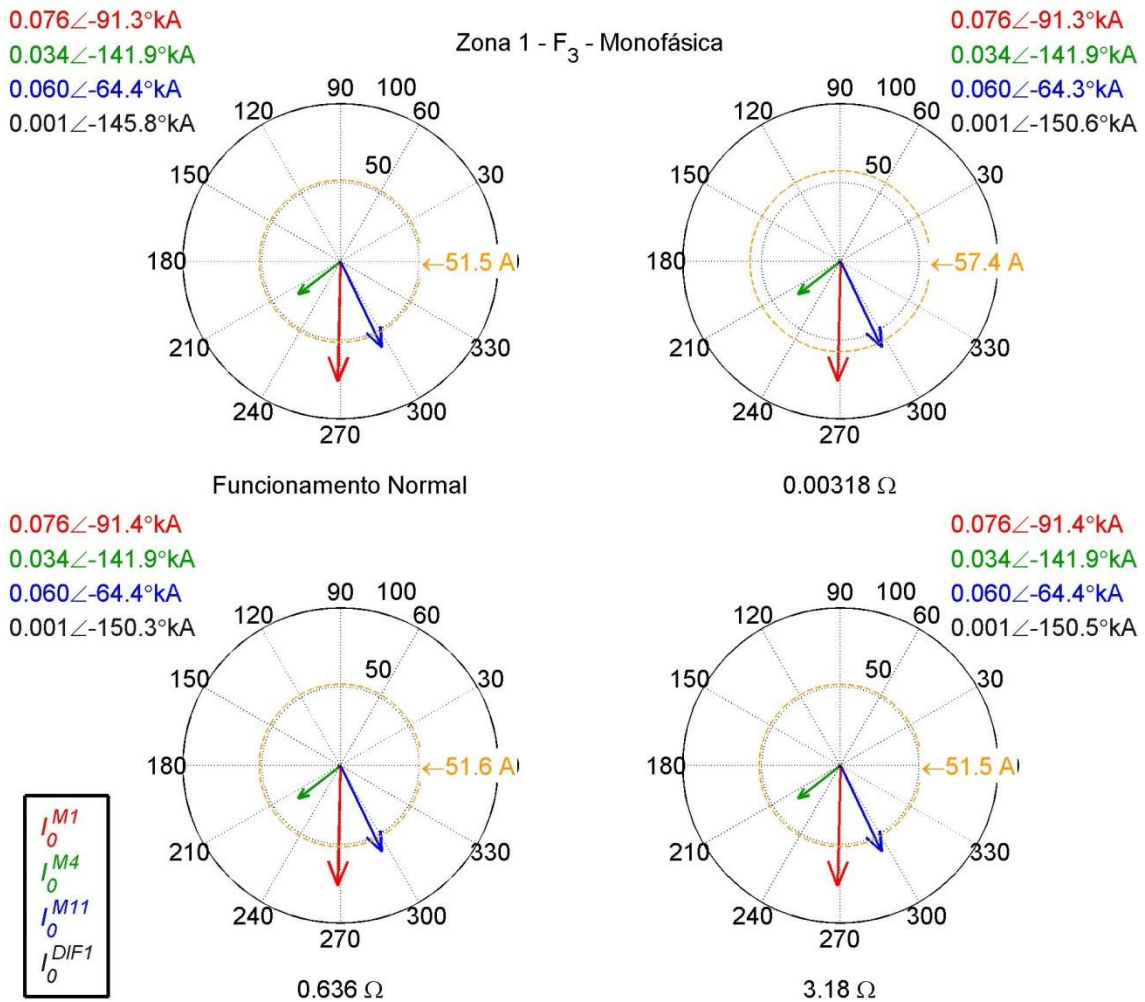


Figura 46. Fasores da Zona 1 PDSZ para faltas monofásicas em F₃

A Tabela 12 e a Tabela 13 mostram a porcentagem de alarmes emitidos nas Zonas 1 e 2, respectivamente, para os outros tipos de falta aplicados na média tensão das mesmas. Observa-se que o método foi capaz de acusar faltas bifásicas com envolvimento de terra em 100% dos casos simulados; em 0% dos casos acusou faltas bifásicas sem envolvimento de terra; e em 33% dos testes detectou faltas trifásicas (as quais foram simuladas com envolvimento de terra).

Tabela 12. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 1 emitidos para faltas dentro dela

	Faltas 2 ϕ (com terra)	Faltas 2 ϕ (sem terra)	Faltas 3 ϕ
Nº de faltas	180	180	90
Emissão de alarme	180	0	30
Porcentagem	100%	0%	33%

Tabela 13. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 2 emitidos para faltas dentro dela

	Faltas 2 ϕ (com terra)	Faltas 2 ϕ (sem terra)	Faltas 3 ϕ
Nº de faltas	90	90	90
Emissão de alarme	90	0	30
Porcentagem	100%	0%	33%

Da mesma forma que no caso monofásico (Tabela 11), as faltas bifásicas com envolvimento de terra foram corretamente classificadas pelo PDSZ nos casos de média e alta impedâncias de falta.

Tais resultados mostram que o método possui boa sensibilidade para faltas bifásicas com envolvimento de terra. Entretanto, ressalta-se que são raros eventos como este que estejam associados a altas impedâncias de falta. Além disso, apresenta-se no Apêndice F do presente trabalho uma análise da sensibilidade do método frente a faltas bifásicas, no qual se conclui que tal taxa de sucesso foi alcançada devido a uma característica do modelo de falta do RTDS.

Faltas bifásicas sem envolvimento de terra estão fracamente atreladas aos perigos apresentados no início do capítulo 1 (risco de vida ou de incêndios devido à energização de estruturas externas à rede de distribuição), o que mostra sua menor importância para o objetivo do presente trabalho.

Já faltas trifásicas de alta impedância são eventos raríssimos e, portanto, o mau desempenho do PDSZ em tais casos possui influência marginal no desempenho do método.

Os resultados obtidos para faltas fora das Zonas 1 e 2 são apresentados na Tabela 14 e na Tabela 15, respectivamente, através das quais vê-se que nenhum falso alarme foi emitido pelo PDSZ para faltas ocorridas fora das suas respectivas zonas.

Estes resultados finalizam a análise do PDSZ, que se mostrou bem sucedido na detecção de faltas monofásicas nos circuitos primários de distribuição e se comportou bem frente a outros tipos de falta.

Tabela 14. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 1 emitidos para faltas fora dela

	Faltas 2 ϕ (com terra)	Faltas 2 ϕ (sem terra)	Faltas 3 ϕ
Nº de faltas	360	360	270
Emissão de alarme	0	0	0
Porcentagem	0%	0%	0%

Tabela 15. Porcentagem de alarmes PDSZ da Zona 2 emitidos para faltas fora dela

	Faltas 2 ϕ (com terra)	Faltas 2 ϕ (sem terra)	Faltas 3 ϕ
Nº de faltas	450	450	270
Emissão de alarme	0	0	0
Porcentagem	0%	0%	0%

Entende-se que o comportamento do método é adequado frente aos outros tipos de falta, pois não há emissão de falsos alarmes. Isso quer dizer que ao aplicar-se o método em um sistema real, pode-se esperar que o mesmo acuse faltas monofásicas (até os limiares analisados) e não interfira negativamente no caso em que outros tipos de falta ocorram, o que é muito importante.

6.2.4 Atrasos no canal de comunicação

Conforme colocado no item 2.3.2, o protocolo de sincrofasores inclui estampas de tempo nas medidas. Isso quer dizer, que havendo atrasos nos canais de comunicação, ainda assim o PDC tem todas as condições para montar imagens fiéis do sistema, mesmo que com algum atraso.

Sendo assim, não foram realizadas simulações neste sentido devido também à dificuldade relacionada à execução das mesmas. Seria necessário sobrecarregar a rede local do laboratório de forma a gerar atrasos não controlados e difíceis de serem medidos.

Devido à complexidade associada a estes testes, e a blindagem da norma quanto a tais atrasos, os mesmos são deixados como sugestão de trabalhos futuros.

6.3 RESULTADOS PQDSZ

Nesta seção serão analisados os resultados do segundo método proposto para detecção de faltas da alta impedância, a Proteção *Quasi*-Diferencial de Sequência Zero. A estrutura é a mesma da seção anterior de forma a facilitar paralelos entre os métodos analisados.

6.3.1 Faltas monofásicas nos circuitos primários

Da mesma forma que o PDSZ, faltas monofásicas nos circuitos de média tensão do sistema de distribuição são o alvo do PQDSZ. O desempenho do método é analisado neste item.

6.3.1.1 Detecção e localização

O primeiro fato a ser observado é quais faltas pertencem a quais zona, o que foi mostrado na Tabela 8 (p. 102). Nota-se que há uma falta nos circuitos primários das Zonas 1 e 2 e duas faltas na Zona 3.

O desempenho da detecção e localização de faltas monofásicas para as Zonas 1 e 2 do PQDSZ nos testes realizados foi idêntico e é apresentado na Tabela 16. No caso da Zona 3, os dados são mostrados na Tabela 17.

Tabela 16. Desempenho da detecção e localização do PDSZ das Zonas 1 e 2 frente a faltas monofásicas

	Número de faltas aplicadas	Atuação correta
Faltas dentro da Zona	90	90(100%)
Faltas fora da Zona	450	450(100%)
Total	540	540 (100%)

Tabela 17. Desempenho da detecção e localização do PDSZ da Zona 3 frente a faltas monofásicas

	Número de faltas aplicadas	Atuação correta
Faltas dentro da Zona	180	180(100%)
Faltas fora da Zona	360	360(100%)
Total	540	540 (100%)

De maneira semelhante ao PDSZ, nota-se o êxito do PQDSZ na detecção e localização de faltas dentro de suas respectivas zonas. Da mesma forma, faltas fora de uma zona nunca foram falsamente alarmadas em outra.

6.3.1.2 Classificação de faltas

Como o PQDSZ não possui referência angular, não se desenvolveu um algoritmo de detecção das fases envolvidas no curto-circuito detectado. Sendo assim, não há análise para ser feita quanto à classificação do PQDSZ.

6.3.1.3 Análise detalhada

Este item tem por objetivo analisar com mais detalhes o funcionamento do PQDSZ nos resultados apresentados até aqui. Da mesma forma que na análise do PDSZ, escolheu-se nesta sessão o caso mais carregado de todas as simulações feitas para o PQDSZ.

Esta escolha se dá, pois com maior carregamento, o limiar de alarme do método aumenta, significando um cenário mais adverso para atuação do mesmo, ou seja, é necessária uma falta mais severa para que o método seja capaz de detectá-la, do que se comparado a um caso em que o sistema está menos carregado.

As grandezas de interesse com o sistema em funcionamento normal são mostradas na Tabela 18, na qual se vê que com o sistema em funcionamento normal, a componente I_0^{QD} das zonas encontra-se bem abaixo do valor de seus valores de I_{Ff}^{MIN} . As equações para cálculo de cada uma das grandezas apresentadas foram mostradas no item 5.3.2.

Tabela 18. Medidas PQDSZ para sistema em funcionamento normal

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	0.12804	533.031	39.1696	OFF
2	0.01118	492.532	36.1935	OFF
3	0.00481	84.1091	4.37044	OFF

A Tabela 19, a Tabela 20 e a Tabela 21 mostram as medidas para cada zona frente a faltas monofásicas aplicadas no ponto F_1 , sendo elas de baixa, média e alta impedância respectivamente. A observação da Figura 37 mostra que tal falta encontra-se na Zona 2 e, portanto, apenas o alarme da mesma deve ser ativado.

Tabela 19. Falta monofásica de baixa impedância em F_1 - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	-24.1586	9454.19	694.738	OFF
2	8942.72	9451.43	694.536	ON
3	0.04192	92.1621	4.78889	OFF

Tabela 20. Falta monofásica de média impedância em F_1 - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	-0.16328	864.969	63.5620	OFF
2	381.739	822.849	60.4668	ON
3	0.00499	84.3381	4.38234	OFF

Tabela 21. Falta monofásica de alta impedância em F₁ - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	-0.08421	577.192	42.4148	OFF
2	76.8203	536.200	39.4025	ON
3	0.00498	84.1559	4.37287	OFF

Observa-se nas três tabelas que o método se comporta como esperado, ou seja, só o alarme na Zona 2 é emitido, o que já havia sido mostrado no item 6.3.1.1.

Na falta de baixa impedância (Tabela 19), nota-se que as medidas dos conjuntos de medidores das Zonas 1 e 2 são severamente afetadas pela falta ocorrida e que, entretanto, apenas a componente *quasi*-diferencial da Zona 2 supera o limiar de alarme. Isso ocorre porque ambos os conjuntos da Zona 1 são percorridos pela elevada corrente de falta, o que faz com que a subtração de suas correntes de sequência zero se mantenham em um valor reduzido.

Já na Zona 2, apenas o conjunto M₂ é percorrido pela corrente de falta, enquanto M₄ não. Sendo assim, I_0^{QD} aumenta consideravelmente, indicando que a falta encontra-se nesta zona.

Ressalta-se mais uma vez que a detecção deste tipo de falta não é alvo do PQDSZ, pois seu poder destrutivo é elevado e o método não possui funcionalidade de eliminação de faltas.

A Tabela 20 mostra o comportamento do método frente a faltas de média impedância, que é análogo ao anterior, entretanto com magnitudes menores de corrente. Os conjuntos das Zonas 1 e 2 são percorridos pela corrente de falta, entretanto apenas a componente *quasi*-diferencial da Zona 2 supera o limiar de alarme.

O caso da falta de alta impedância (Tabela 21) é análogo aos dois anteriores. Entretanto, chama-se atenção para o fato de as diferenças para as medidas do sistema em funcionamento normal serem mais sutis. Apesar disso, a componente *quasi*-diferencial da Zona 2 se mostra bastante sensível e consideravelmente acima do limiar de alarme, o que é um forte indicativo da presença da falta na mesma.

Mais uma vez nota-se que à medida que a impedância de falta aumenta a componente I_0^{QD} aproxima-se de I_{Ff}^{MIN} , o que é esperado. Da mesma forma que o PDSZ, à medida que a corrente de falta diminui, torna-se mais difícil para o PQDSZ detectá-la com confiabilidade.

Essa é uma contrapartida da definição do limiar I_{Ff}^{MIN} . O objetivo desta grandeza é garantir a confiabilidade do alarme, considerando erros de medição de forma a evitar que falsos alarmes sejam emitidos. Nos casos em que a corrente de falta esteja em um patamar abaixo da precisão da medida de I_0^{QD} , não é possível emitir um alarme garantindo a presença de tal falta no sistema.

A Figura 47 mostra o resultado de uma simulação em que a impedância de falta foi variada gradativamente, de forma a verificar-se até que ponto o PQDSZ seria capaz de detectá-la, dado o cenário de carregamento considerado na simulação.

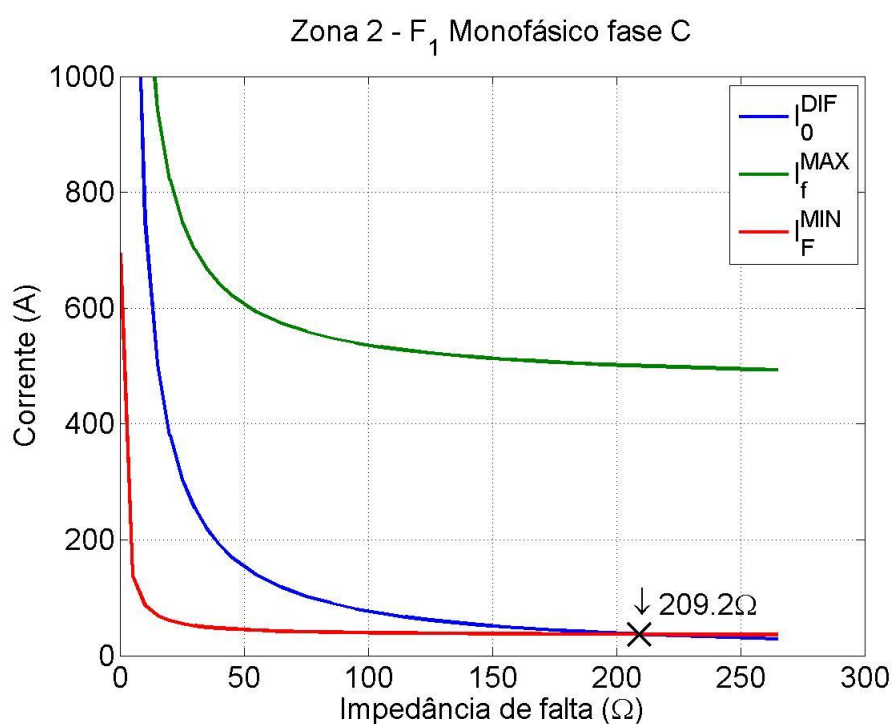


Figura 47. Limiar de detecção PQDSZ para faltas monofásicas na Zona 2 com o carregamento analisado

Os resultados mostram que, para o cenário de carregamento simulado, faltas monofásicas de até 209,2 Ω de impedância serão detectadas pelo PQDSZ o que, em termos de corrente, equivale a 38,1 A.

A comparação deste resultado com o limiar obtido na simulação do PDSZ (apresentado na Figura 42) pode dar a impressão inicial de que o PQDSZ obteve um

melhor resultado. Entretanto, deve-se observar o menor carregamento (representado por I_f^{MAX} no gráfico) na simulação do segundo método.

Conforme já analisado ao longo deste trabalho e mostrado pelas equações de I_{Ff}^{MIN} , um cenário menos carregado permite aos métodos a detecção de faltas associadas a menores correntes, ou seja, maiores impedâncias.

A comparação correta deve ser feita por meio da Figura 18 (p.67), na qual os limites teóricos foram apresentados. No limiar de detecção do analisado tem-se um cenário de carregamento com I_f^{MAX} de aproximadamente 500 A para uma zona com 6 medidores. A Figura 18 mostra que em tal cenário o PQDSZ detecta faltas a partir de aproximadamente 37 A, o que está satisfatoriamente próximo do limiar encontrado na simulação.

Como ambos os métodos comprovaram nas simulações os limiares de detecção apresentados na Figura 18, tem-se que ambos possuem a mesma sensibilidade na detecção de faltas de alta impedância. A diferença entre os resultados encontrados deve-se devido à diferença de carregamento das simulações e do diferente número de medidores que compõem as zonas analisadas.

A melhoria de desempenho do PQDSZ pode ser alcançada por meio das mesmas medidas apontadas anteriormente no caso do PDSZ: uso de medidores com maior precisão e/ou definição de zonas compostas por menor número de medidores.

6.3.2 Faltas nos circuitos secundários

Da mesma forma que no PDSZ, espera-se do PQDSZ seletividade com relação à presença de correntes de sequência zero presentes nos circuitos de baixa tensão do sistema de distribuição. A importância de tal seletividade, como já explicado, é garantir que a presença de desequilíbrios em tais circuitos, as quais são cenários comuns de funcionamento normal, não afetem o comportamento do método de detecção de faltas na média tensão.

Da mesma forma que para o primeiro método, foi aplicado um total de 720 faltas na baixa tensão (pontos F_3 e F_4) com as diferentes impedâncias analisadas. Mais uma vez nenhum alarme de detecção foi emitido, indicando a robustez do PQDSZ frente à presença de correntes de sequência zero nos circuitos secundários.

Visando-se ilustrar tal robustez, apresentam-se a Tabela 22, a Tabela 23 e a Tabela 24, nas quais são mostradas as grandezas de interesse para o PQDSZ quando aplicadas faltas monofásicas de baixa, média e alta impedâncias, respectivamente, no ponto F₃.

Tabela 22. Falta monofásica de baixa impedância em F₃ - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	0.06472	652.440	47.9444	OFF
2	0.00645	491.243	36.0988	OFF
3	0.00536	84.0333	4.36650	OFF

Tabela 23. Falta monofásica de média impedância em F₃ - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	0.12559	534.322	39.2645	OFF
2	0.01122	492.531	36.1935	OFF
3	0.00482	84.1101	4.37049	OFF

Tabela 24. Falta monofásica de alta impedância em F₃ - PQDSZ

Zona	I_0^{QD} (A)	I_f^{MAX} (A)	I_{Ff}^{MIN} (A)	Alarme
1	0.11856	533.256	39.1862	OFF
2	-0.00261	492.532	36.1936	OFF
3	0.00507	84.1093	4.37045	OFF

A comparação da Tabela 22 com a Tabela 18 mostra que a ocorrência da falta de baixa impedância nos circuitos secundários, afeta o nível de corrente do sistema nos alimentadores de média tensão (o que é notado pela variação de I_f^{MAX} de 533 A para 652 A). Apesar disso, a componente *quasi*-diferencial se mantém próxima do valor nulo, mostrando que o método realmente não é sensível à ocorrência desta falta.

Na Tabela 23 e na Tabela 24, nota-se menor variação da máxima corrente de fase da Zona 1, entretanto, da mesma forma, a componente I_0^{QD} se mantém próxima de zero.

6.3.3 Outras faltas na média tensão

Até este ponto, mostrou-se que o PQDSZ foi capaz de detectar todas faltas monofásicas aplicadas nas simulações realizadas, além de que não emitiu alarmes em nenhuma condição de desequilíbrio severo ou falta nos circuitos secundários.

É preciso ainda verificar o comportamento do método frente a outros tipos de falta aplicados nos seus circuitos primários. A necessidade de tal verificação é a mesma da feita para o PDSZ: se o método vai ser aplicado em campo, é preciso que, além de detectar bem as faltas monofásicas, ele não se comporte de maneira inadequada frente a outros tipos de falta.

Por “comportar-se de maneira inadequada” entende-se, por exemplo, um caso em que eventualmente uma falta trifásica em uma zona causasse a emissão de um alarme em outra zona. Se o comportamento do método fosse esse, sua aplicação prática seria inviável, na medida em que não se conhece previamente a natureza da falta que irá ocorrer no sistema.

A Tabela 25, a Tabela 26 e a Tabela 27 mostram os resultados para faltas bifásicas com e sem terra e trifásicas aplicadas dentro de cada uma das zonas do PQDSZ. Nota-se pelos dados apresentados que o desempenho do PQDSZ é bastante semelhante ao do PDSZ: detectou-se 100% das faltas bifásicas com envolvimento de terra; 0% das bifásicas sem envolvimento de terra; e 33% das trifásicas.

Tabela 25. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona1 emitidos para faltas dentro dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	90	90	0
Emissão de alarme	90	0	0
Porcentagem	100%	0%	-

Tabela 26. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona2 emitidos para faltas dentro dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	90	90	90
Emissão de alarme	90	0	30
Porcentagem	100%	0%	33%

Tabela 27. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 3 emitidos para faltas dentro dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	180	180	90
Emissão de alarme	180	0	30
Porcentagem	100%	0%	33%

Os motivos para tais taxas de sucesso são exatamente os mesmos do caso do PDSZ (item 6.2.3, p.119): faltas bifásicas com envolvimento de terra são explicadas no

Apêndice F deste trabalho; faltas bifásicas sem envolvimento de terra não envolvem energização de estruturas externas ao sistema de distribuição e não são foco do trabalho; e faltas trifásicas de alta impedância são eventos raríssimos e, portanto, a baixa taxa de sucesso obtida não compromete o desempenho do método, dada sua proposta.

O desempenho dos alarmes PQDSZ para faltas fora das zonas é mostrado na Tabela 28, na Tabela 29 e na Tabela 30, nas quais nota-se que nenhum falso alarme foi emitido durante os testes realizados.

Tabela 28. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 1 emitidos para faltas fora dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	450	450	360
Emissão de alarme	0	0	0
Porcentagem	0%	0%	0%

Tabela 29. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona 2 emitidos para faltas fora dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	450	450	270
Emissão de alarme	0	0	0
Porcentagem	0%	0%	0%

Tabela 30. Porcentagem de alarmes PQDSZ da Zona3 emitidos para faltas fora dela

	Faltas 2φ (com terra)	Faltas 2φ (sem terra)	Faltas 3φ
Nº de faltas	360	360	270
Emissão de alarme	0	0	0
Porcentagem	0%	0%	0%

Sendo assim, mostrou-se que o PQDSZ comporta-se adequadamente diante de outros tipos de falta, além do monofásico, não emitindo informações que eventualmente confundissem o profissional responsável pelo monitoramento do sistema e que, portanto, o mesmo pode ser aplicado em sistemas reais, trazendo contribuição significativa na detecção e localização por área de faltas monofásicas de alta impedância.

6.3.4 Atrasos no canal de comunicação

Como o PQDSZ se baseia em medidas não sincronizadas, ou seja, sem uma referência temporal comum, temos que os atrasos nos canais de comunicação podem interferir no desempenho do método, o que foi analisado em detalhes no item 4.9.2.

Em tal item, ficou demonstrado que a localização da falta por Zona só é confiável após um intervalo de tempo equivalente à soma do maior atraso possível na rede de comunicação com o intervalo de amostragem das medidas (D_{LOC}^{QP} - equação(39), p.93).

Sendo assim, é necessário que se configure um atraso no alarme de localização, o qual deve ser igual ou maior D_{LOC}^{QP} , de forma a evitar que o sistema localize uma falta erroneamente e, um tempo depois, corrija-o para a zona correta.

Foram simulados quatro cenários, os quais são resumidos na Tabela 31. Nela pode-se ver o atraso inserido nos conjuntos de medidores M_2 e M_4 e a coluna “Atraso Alarme” mostra o ajuste que foi feito no algoritmo para se evitar alarmes na zona errada. No caso simulado, as medidas de corrente são amostradas a uma taxa de 10 Hz, ou seja, uma medida é enviada ao CDC a cada 0,1 s. Sendo assim, é possível calcular-se o valor do atraso mínimo para emissão do alarme de localização (coluna D_{LOC}^{QP}).

Pode-se notar que nos Cenários 1 e 3, o atraso inserido para emissão dos alarmes de localização é menor do que D_{LOC}^{QP} . Portanto, espera-se nesses casos que o PQDSZ a princípio emita alarme indicando uma Zona e, pouco depois, troque o alarme para a Zona correta.

Tabela 31. Simulações PQDSZ com atrasos nos canais de comunicação

Cenário	Atraso M_2	Atraso M_4	D_{LOC}^{QP}	Atraso Alarme
1	0,00 s	0,56 s	0,66 s	0,20 s
2	0,00 s	0,56 s	0,66 s	0,76 s
3	0,56 s	0,00 s	0,66 s	0,20 s
4	0,56 s	0,00 s	0,66 s	0,76 s

Os cenários serão analisados nos subitens a seguir, separando-os pelo medidor em que o atraso foi inserido.

6.3.4.1 Cenário 1

A inspeção da Figura 37 (p. 102), permite notar que um atraso nas medidas do conjunto M_4 fará com que faltas ocorridas na Zona 3 sejam inicialmente indicadas na Zona 2 e, depois do intervalo de atraso, corrigidas para a zona correta. Isso porque medidas com corrente de falta de M_2 serão recebidas pelo CDC antes das de M_4 (que, a princípio refletirão o sistema em funcionamento normal). Até que as medidas de M_4 com corrente de falta cheguem ao CDC, o PQDSZ interpretará que uma falta na Zona 2 está ocorrendo.

Um falso alarme para a Zona 2 será emitido apenas se o atraso mínimo D_{LOC}^{OP} não for respeitado, o que é representado pelo Cenário 1. No Cenário 2, espera-se a correção de tal problema a partir da inserção de um atraso maior para emissão do alarme de localização.

Nos testes realizados, faltas foram aplicadas em F_1 e F_2 nove vezes para cada resistência de falta. A Tabela 32 mostra para o Cenário 1 quantas vezes cada alarme é emitido em regime permanente (colunas da esquerda), o que representa o alarme que é mostrado pelo sistema após estabilização de todas as medidas.

Nas colunas da direita, são mostrados quais alarmes são acionados em regime transitório, ou seja, antes de o alarme de regime permanente ser emitido e estabilizado.

Tabela 32. Contagem de alarmes acionados para faltas no cenário 1

Falta	Regime Permanente			Regime Transitório		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
F_1		63			63	
F_2			63		63	63

Conforme esperado, dado um D_{LOC}^{OP} de 0,66 s e um atraso de apenas 0,20 s para emissão do alarme de localização, o sistema sempre classifica a falta F_2 contida na Zona 3 transitoriamente como contida na Zona 2. Quando a medida de M_4 chega ao CDC, o alarme é corrigido para a zona correta (Zona 3). No caso das faltas ocorridas na Zona 2, nenhum problema ocorre.

O comportamento dos sinais de interesse no tempo é mostrado na Figura 48, onde o sinal “Falta” representa se a falta está ativa na simulação.

A Tabela 33 apresenta um sumário dos eventos de interesse e os instantes em que ocorreram. Os mesmos são explicados logo a seguir.

Nota-se pela figura que a falta foi aplicada no instante 0,1 s e mantida até o fim do intervalo representado no gráfico.

A partir deste instante de tempo medidas do campo começam a ser enviadas para o CDC. Observando-se os sinais representados na Figura 48, estima-se que os atrasos inerentes ao sistema de comunicação estão em torno de 0,3 s. Desta forma as primeiras medidas contendo correntes de falta dos conjuntos M_1 e M_2 começam a chegar ao CDC por volta do instante 0,4 s. As medidas de M_4 referentes à falta ocorrida só começarão a chegar ao CDC após o atraso de 0,56 s, ou seja, por volta do instante 0,96 s.

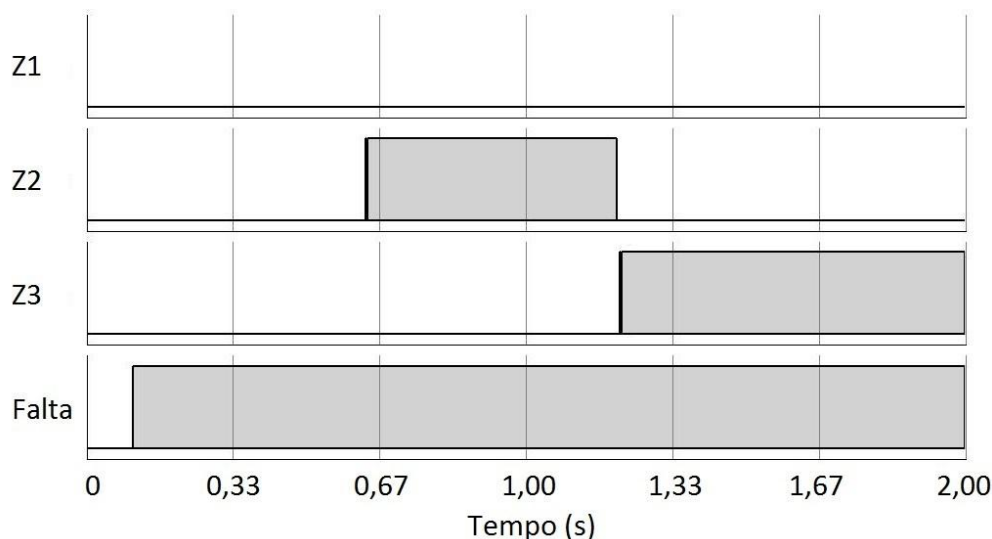


Figura 48. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 1

Tabela 33. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 1

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M_1 e M_2 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 2 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para emitir alarme de localização.
~0,5 s	<i>Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ</i>
~0,6 s	I_0^{OD} da Zona 2 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 2.
~0,96 s	Medidas de M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 2 fica menor do que o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar para retirar alarme de localização.
	I_0^{OD} da Zona 4 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para emitir alarme de localização.
~1,16 s	I_0^{OD} da Zona 2 continua abaixo do limiar de alarme e alarme de localização é limpo para Zona 2.
	I_0^{OD} da Zona 3 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 3.

Entre o instante 0,4 s e 0,96 s, o CDC recebe medidas com correntes de sequência zero dos conjuntos M_1 e M_2 ; enquanto M_4 não contém componentes relacionadas à falta aplicada. O cálculo da componente I_0^{QD} da Zona 2, portanto, indicará uma situação de falta a partir do instante 0,4 s e o da Zona 4 indicará que a mesma encontra-se em funcionamento normal.

Como o atraso do alarme está configurado para 0,2 s neste cenário, por volta do instante 0,6 s o alarme da Zona 2 é emitido, como é visto no gráfico.

Por volta do instante 0,96 s, as primeiras medidas de M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. A partir de então, I_0^{QD} da Zona 2 volta a um valor que indica funcionamento normal do sistema (sendo o alarme limpo por volta de 0,2 s depois). Já I_0^{QD} da Zona 3 atinge patamares de corrente de falta e o alarme desta zona é ativado por volta de 0,2 s após este instante. Ambas essas comutações nos sinais de alarme são vistas no gráfico entre os instantes 1,0 s e 1,33 s.

Corrigido o alarme para a Zona 3 e estando todas as medidas no CDC coerentes com o estado da rede, o alarme entra em regime permanente, mantendo-se ativo nesta Zona.

A análise desta figura reflete exatamente o que havia sido apresentado na Tabela 32: para faltas em F_2 , primeiro emite-se um alarme de localização equivocado indicando a falta na Zona 2. Após alguns instantes, o alarme é corrigido para a zona correta, ou seja, a Zona 3.

Um evento importante assinalado na Tabela 33 e não contemplado na análise anterior se dá no instante 0,5 s. Conforme diretrizes discutidas no item 4.9 (p. 89), o alarme de localização de ser atrasado pelo período D_{LOC}^{QD} . Entretanto, o alarme de detecção só precisa ser atrasado pelo período D_{AI}^{QD} (equação (38)).

Esta configuração não foi feita na simulação realizada e, por isso, os dados apresentados não refletem esta funcionalidade.

6.3.4.2 Cenário 2

Conforme discutido anteriormente, a solução para a falsa localização ocorrida no Cenário 1 é a inserção de um atraso maior no alarme de localização de faltas. No Cenário 2, este atraso foi alterado para 0,76 s, que é maior do que D_{LOC}^{QD} (Tabela 31).

O resultado das simulações com a configuração de tal atraso é resumido na Tabela 34, através da qual vê-se que em nenhuma das simulações realizadas um alarme transitório equivocado foi emitido. Os sinais no tempo são mostrados na Figura 49 e o sumário dos eventos na Tabela 35.

Tabela 34. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 2

Falta	Regime Permanente			Regime Transitório		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
F ₁		63			63	
F ₂			63		0	63

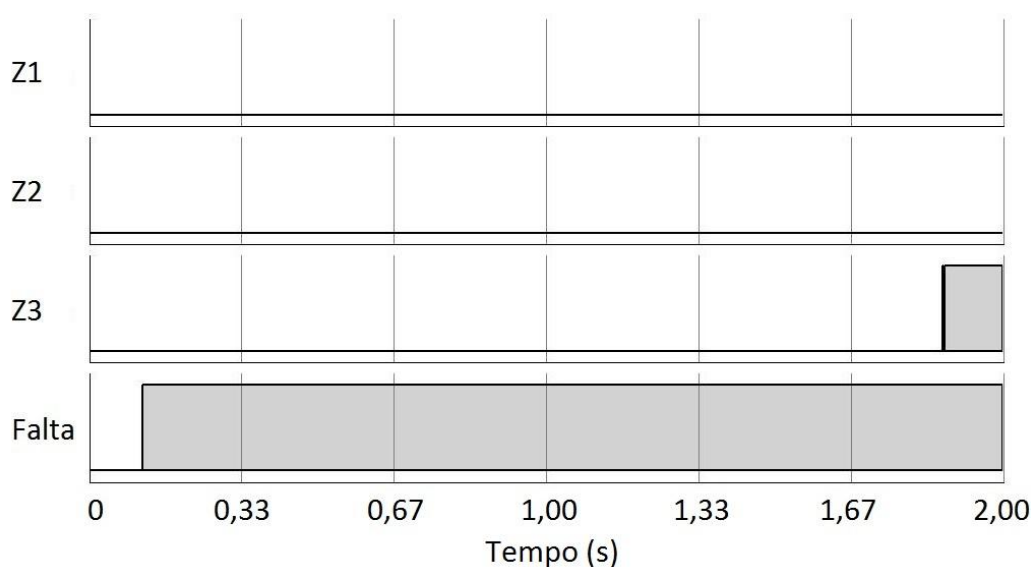


Figura 49. Alarmes para falta aplicada no ponto F₂ – Cenário 2

Tabela 35. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F₂ – Cenário 2

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M ₁ e M ₂ correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 2 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,76 s para emitir alarme de localização.
~0,5 s	<i>Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ</i>
~0,96 s	Medidas de M ₄ correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 2 fica menor do que o limiar de alarme. Contagem para emissão de alarme na Zona estava em 0,56 s. Portanto, o alarme não foi ativado. PQDSZ para de contar para alarme na Zona 2.
	I_0^{OD} da Zona 4 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,76 s para emitir alarme de localização.
~1,72 s	I_0^{OD} da Zona 4 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 4.

De maneira semelhante ao cenário 1, a Figura 49 mostra que a falta foi aplicada por volta do instante 0,1 s.

Dado o atraso típico do sistema montado no laboratório de 0,3 s, tem-se que as medidas de M_1 e M_2 referentes à falta começam a chegar ao CDC por volta do instante 0,4 s. Neste momento a componente I_0^{QD} da Zona 2 começa a indicar a ocorrência de uma falta e o PQDSZ começa a contagem até 0,76 s para emitir o alarme de localização.

Em 0,96 s, as primeiras medidas de M_4 contendo a corrente de falta começam a chegar ao CDC. Diferentemente do Cenário 1, o alarme da Zona 2 ainda não havia sido emitido, pois a contagem encontrava-se em aproximadamente 0,56 s, enquanto o atraso para emissão do alarme estava configurado para 0,76 s. Sendo assim, o PQDSZ encerra a contagem para emissão do alarme da Zona 2.

Neste mesmo instante a componente I_0^{QD} da Zona 3 começa a indicar a ocorrência de uma falta na mesma. Então, inicia-se a contagem até 0,76 s para que o alarme seja confirmado.

No instante 1,72 s, a contagem do alarme de localização da Zona 3 atinge o valor configurado de 0,76 s, o que significa que a falta realmente ocorreu nesta zona. Sendo assim, o alarme para a Zona 3 é emitido, conforme pode ser visto na Figura 49.

Esta simulação prova que o ajuste proposto pela equação (39) de fato é efetivo na mitigação de alarmes de localização equivocados devido a atrasos na rede de comunicação ou falhas temporárias nos medidores.

A contrapartida no caso é o fato de o alarme da Zona 3 ter sido emitido mais tarde. No Cenário 1, foi emitido por volta do instante 1,16 s, enquanto no Cenário 2 apenas no instante 1,72 s.

Esse atraso extra é amenizado pelo uso do alarme de detecção independente. Mais uma vez indica-se que o mesmo poderia ter sido emitido no instante 0,5 s. Imaginando-se um cenário real, a equipe de campo poderia ter sido acionada neste instante e começar a se preparar. Quando o alarme de localização fosse emitido, a equipe poderia começar a se deslocar para o local correto.

Esta discussão pode parecer sem sentido, considerando-se as escalas de tempo de ordem próxima a um segundo analisadas. Entretanto, ressalta-se que tais valores foram adotados devido a limitações de atraso que podem ser aplicadas pelo RTDS. Em sistemas reais, o atraso máximo do canal de comunicação pode chegar à ordem de minutos e o que deve ser considerado da análise feita neste item é a escala de tempo.

Por exemplo, considerando um atraso máximo na rede de dois minutos, o alarme de detecção seria emitido aproximadamente dois minutos após a ocorrência da falta e o de localização até quatro minutos após a ocorrência da mesma.

6.3.4.3 Cenário 3

Analisando-se agora o Cenário 3, em que as medidas de M_2 sofrem um atraso de 0,56 segundos e o alarme de localização do PQDSZ é atrasada em 0,2 segundos, tem-se o resultado geral mostrado na Tabela 36, na qual vê-se que o alarme da Zona 1 é sempre acionado transitoriamente, de maneira equivocada, tanto para faltas em F_1 quanto em F_2 .

Tabela 36. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 3

Falta	Regime Permanente			Regime Transitório		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
F_1		63		63	63	
F_2			63	63		63

Os casos das faltas ocorridas na Zona 2 (F_1) são explicados analogamente ao Cenário 1. Os sinais no tempo para a falta aplicada dentro da Zona 2 são mostrados na Figura 50 e o sumário dos eventos de interesse enumerados na Tabela 37. A análise dos mesmos é análoga à do Cenário 1.

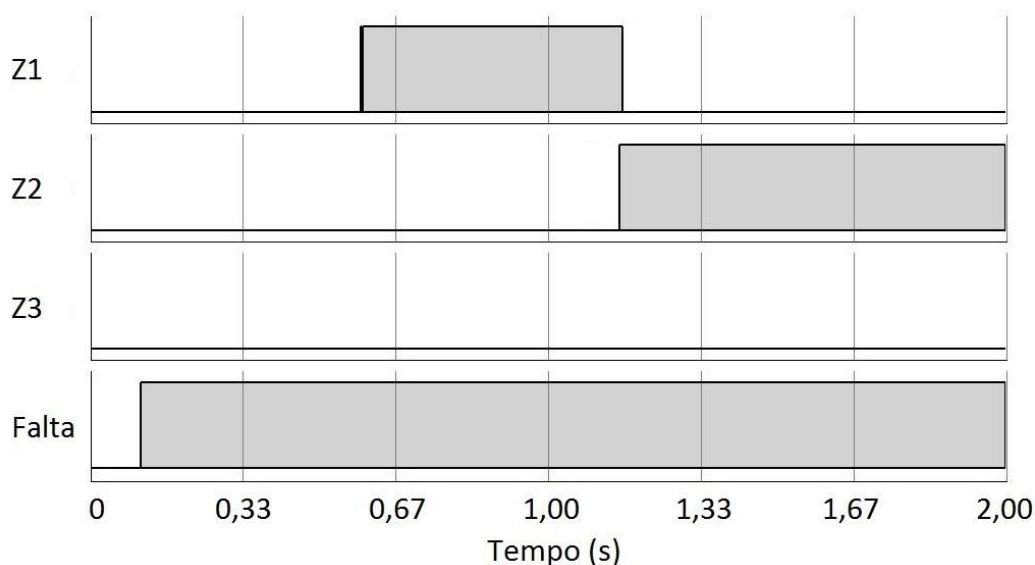


Figura 50. Alarmes para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 3

Tabela 37. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 3

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M_1 e M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 1 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para emitir alarme de localização.
~0,5 s	<i>Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ</i>
~0,6 s	I_0^{OD} da Zona 1 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 1.
~0,96 s	Medidas de M_2 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC.
	I_0^{OD} da Zona 1 fica menor do que o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para retirar alarme de localização.
	I_0^{OD} da Zona 2 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para emitir alarme de localização.
~1,16s	I_0^{OD} da Zona 1 continua abaixo do limiar de alarme e alarme de localização é limpo para Zona 1.
	I_0^{OD} da Zona 2 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 2.

Aproximadamente 0,3 segundos após a ocorrência da falta, o CDC observa medidas de corrente de falta para M_1 , enquanto M_2 aparece com medidas de funcionamento normal, o que é interpretado como uma falta na Zona 1. 0,56 segundos após a chegada das medidas de M_1 , o CDC começa a receber as medidas de M_2 com corrente de falta, o que normaliza a situação da Zona 1 coloca a Zona 2 em uma situação de falta.

O caso da falta F_2 (localizada na Zona 3) é explicado utilizando-se a linha de raciocínio apresentada anteriormente, entretanto observa-se um comportamento um pouco diferente dos alarmes. A Figura 51 mostra o comportamento dos sinais ao longo do tempo e a Tabela 38, o sumário dos eventos.

Nesta sequência de eventos, nota-se que o atraso em M_2 faz com que as Zonas 1 e 3 fiquem com I_0^{OD} acima do limiar de alarme até que as medidas de M_2 cheguem com valores de corrente de falta.

Sendo assim, após a chegada de tais medidas, o alarme da Zona 1 é limpo e o da Zona 3 permanece ativo. Nos casos analisados anteriormente, o alarme certo ainda não havia sido ativado no momento em que as medidas atrasadas chegam ao CDC.

Independente da análise anterior, para ambas as faltas existe a emissão de um alarme transitório em uma zona não correspondente àquela em que a falta foi de fato aplicada. A solução é mais uma vez o ajuste em D_{LOC}^{OD} e será discutida no item a seguir.

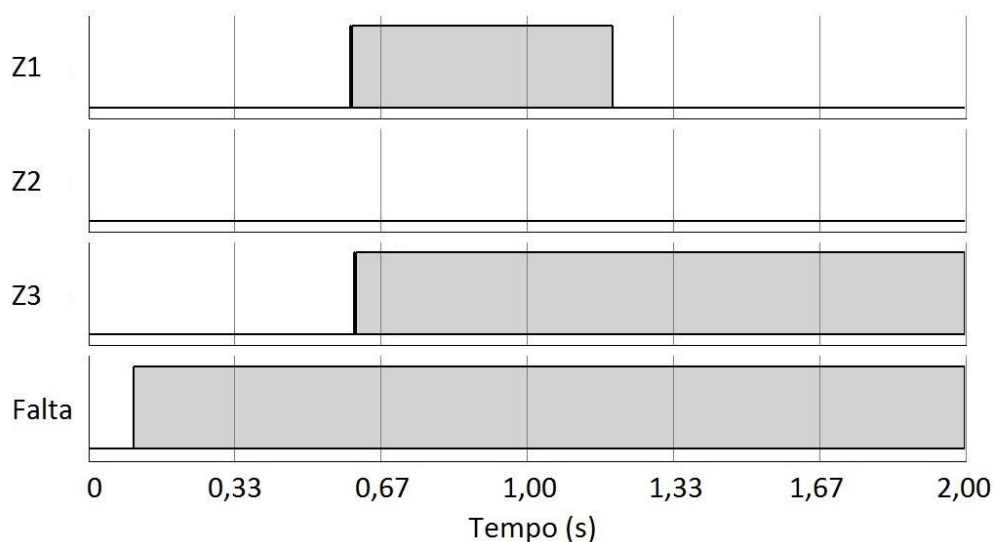


Figura 51. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 3

Tabela 38. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 3

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M_1 e M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{QD} das Zonas 1 e 3 superam o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para emitir alarmes de localização.
~0,5 s	Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ
~0,6 s	I_0^{QD} da Zona 1 e da Zona 3 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zonas 1 e 3.
~0,96 s	Medidas de M_2 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{QD} da Zona 1 fica menor do que o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,2 s para retirar alarme de localização.
~1,16 s	I_0^{QD} da Zona 1 continua abaixo do limiar de alarme e alarme de localização é limpo para Zona 1.

6.3.4.4 Cenário 4

Mais uma vez, insere-se um atraso de 0,76 segundos para emissão do alarme de localização do PQDSZ visando mitigar a ocorrência das falsas localizações.

Os resultados das simulações do Cenário 4 são resumidos na Tabela 39 e confirmam que a inserção do atraso é efetiva.

Tabela 39. Contagem de alarmes acionados para faltas no Cenário 4

Falta	Regime Permanente			Regime Transitório		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
F_1		63		0	63	
F_2			63	0		63

De maneira semelhante à comparação do Cenário 2 com o Cenário 1, tem-se que a emissão dos alarmes de localização de regime permanente no Cenário 4 acaba demorando mais tempo para ocorrer do que no Cenário 3.

Os resultados para falta F_1 são mostrados na Figura 52 e na Tabela 40. Comparando-se com o resultado para F_1 obtido no Cenário 3, vê-se que o alarme para a Zona 2 só foi emitido no instante 1,72 s enquanto antes havia sido emitido no instante 0,96 s.

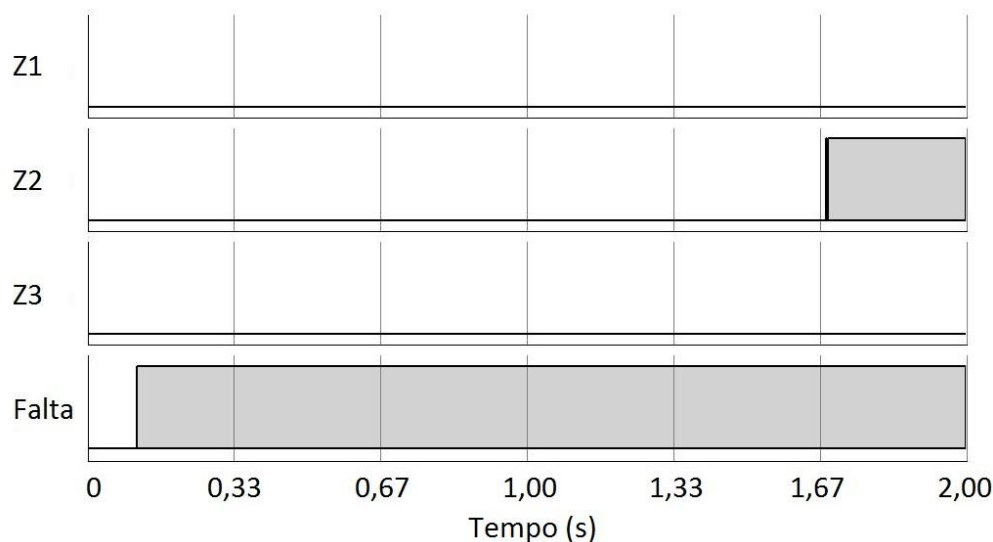


Figura 52. Alarmes para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 4

Tabela 40. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_1 – Cenário 4

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M_1 e M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{OD} da Zona 1 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,76 s para emitir alarme de localização.
~0,5 s	Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ
~0,96 s	Medidas de M_2 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{OD} da Zona 1 fica menor do que o limiar de alarme. Contagem para emissão de alarme na Zona estava em 0,56 s. Portanto, o alarme não foi ativado. PQDSZ para de contar para alarme na Zona 1.
~1,72 s	I_0^{OD} da Zona 2 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,76 s para emitir alarme de localização.
~1,72 s	I_0^{OD} da Zona 2 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 2.

Esse atraso adicional é a contrapartida por evitar-se que um falso alarme de localização seja transitoriamente emitido. Entretanto, ele pode mais uma vez ser amenizado separando-se o alarme de detecção do alarme de localização, conforme já explicado anteriormente no Cenário 2.

Os resultados para a falta F_2 no Cenário 4 são mostrados na Figura 53 e na Tabela 41.

Mais uma vez, comparando-se com o Cenário 3 há um atraso na emissão do alarme para a zona correta (Zona 3), que pode ser mitigado da mesma maneira: separação dos alarmes de detecção e localização de faltas.

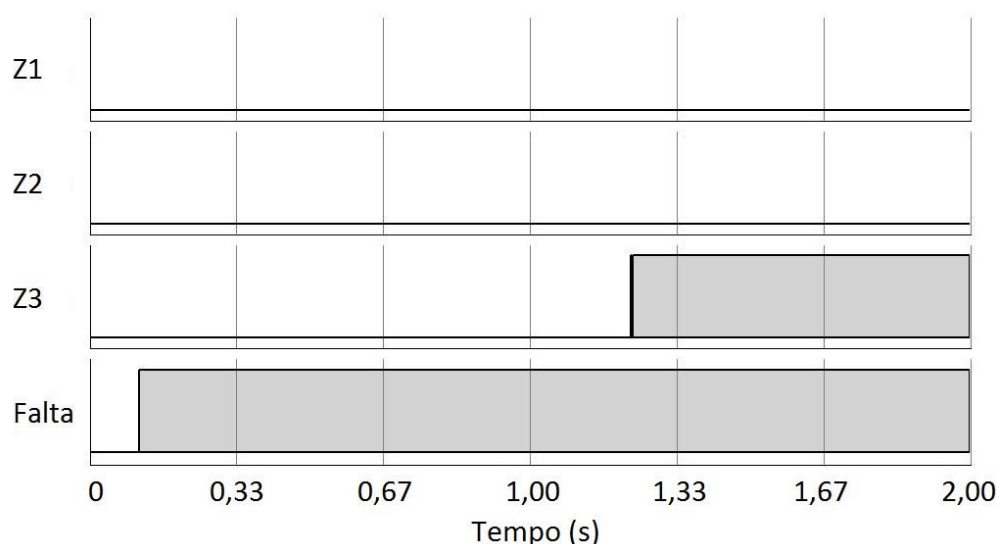


Figura 53. Alarmes para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 4

Tabela 41. Sumário dos eventos para falta aplicada no ponto F_2 – Cenário 4

Instante	Evento
~0,1 s	Falta aplicada na simulação.
~0,4 s	Medidas de M_1 e M_4 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{OD} das Zonas 1 e 3 supera o limiar de alarme e PQDSZ começa a contar até 0,76 s para emitir alarmes de localização.
~0,5 s	Alarme de detecção de falta emitido pelo PQDSZ
~0,96 s	Medidas de M_2 correspondentes à falta começam a chegar ao CDC. I_0^{OD} da Zona 1 fica menor do que o limiar de alarme. Contagem para emissão de alarme na Zona estava em 0,56 s. Portanto, o alarme não foi ativado. PQDSZ para de contar para alarme na Zona 1.
~1,16 s	I_0^{OD} da Zona 3 continua acima do limiar de alarme e alarme de localização é emitido para Zona 3.

6.3.4.5 *Visão geral dos atrasos*

Um ponto importante a ser observado com relação às simulações de atrasos nos canais de comunicação é que os atrasos simulados são bastante pequenos (menores do que um segundo). Tais valores foram adotados devido a uma limitação do RTDS que precisa fazer um *buffer* das medidas quando as mesmas estão sendo atrasadas.

Esse fato dá a impressão de que a retardar o alarme do PQDSZ não terá um impacto muito grande no resultado final da atuação do sistema. Entretanto, em sistemas reais os atrasos observados podem atingir a ordem de dezenas de segundos ou até alguns minutos.

Observando, por exemplo, os Cenários 1 e 2, nos quais o alarme correto é emitido em aproximadamente 1,2 segundos e 1,8 segundos, respectivamente, temos que este atraso no segundo caso pode ter um impacto relevante (da ordem de minutos) nos casos reais.

Sendo assim, conforme já discutido ao longo dos cenários analisados, a dissociação do alarme de localização de um alarme que simplesmente indique a detecção de uma falta no sistema torna-se importante. Este segundo alarme pode ser acionado com um menor atraso, o que representa um possível ganho de tempo de atuação para equipes de plantão, na medida em que elas podem se preparar assim que o mesmo é emitido. Quando o alarme de localização é enfim processado, a equipe já pode estar preparada para ir a campo.

6.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

Ao final do Capítulo 4, foi apresentada uma comparação entre os dois métodos propostos, baseada nos apontamentos teóricos feitos até então, a qual foi resumida na Tabela 6.

Os resultados apresentados ao longo do presente capítulo, mostram que os testes realizados são coerentes com os apontamentos teóricos feitos a princípio e, portanto, tem-se que as características previstas para ambos os métodos foram confirmadas na prática.

Sendo assim, as simulações confirmam as comparações anteriormente apresentadas na Tabela 6, a qual é reproduzida a seguir na Tabela 42 como um sumário dos resultados obtidos.

Tabela 42. Consolidação da comparação entre PDSZ e PQDSZ – Resultados comprovados nas simulações realizadas

	PDSZ	PQDSZ
Detecção e Localização por zona de HIFs monofásicas	✓	✓
Classificação de faltas	✓	✗
Zona com mais de dois pontos de medição	✓	✗
Imune a atrasos de comunicação	✓	✓
Ramais mono e bifásicos com conexão para terra	✓	✗

A “Detecção e Localização de HIFs monofásicas” foi analisada em detalhes nos itens 6.2.1 e 6.3.1. Para ambos os métodos foram comprovados os limiares teóricos de alarme representados na Figura 18, o que mostra que os dois mostraram mesma sensibilidade na detecção das faltas. Importante sempre lembrar que a sensibilidade do método é função da precisão dos medidores adotados, do número de medidores que define a zona analisada e do nível de carregamento do sistema no instante da ocorrência da falta.

O item “Classificação de faltas” foi verificado para o PDSZ e se mostrou preciso em todos os testes realizados. Para o PQDSZ nenhum método de classificação foi previsto e, portanto, nenhum teste realizado.

A definição de uma zona com mais de dois pontos de medição também pode ser testada para o PDSZ: a Zona 1 foi definida pelos conjuntos M_1 , M_4 e M_{11} , os quais se encontram em locais distintos da rede de distribuição. Os resultados obtidos comprovam que o método se comporta bem neste cenário.

Como no PQDSZ não é possível a definição de uma zona deste tipo, já no projeto das zonas diferenciadas adotadas nas simulações, definiu-se zonas com apenas dois pontos de medição. O conceito que não foi explorado nas simulações realizadas foi o do pseudo-medidor. O mesmo foi testado com sucesso em testes preliminares, mas devido principalmente ao fator tempo, deixa-se a análise formal dos resultados de tal conceito para um trabalho futuro.

A imunidade com relação a atrasos de comunicação foi testada para o PQDSZ. Como apontado no item 3.11 (p.73), o fato de o PDSZ se basear no protocolo IEEE C37.118 mitiga a ocorrência de falsos alarmes devido a atrasos estocásticos na rede de comunicação de dados.

Já no PQDSZ, dado que o método não adota uma referência temporal comum

para suas medidas, são necessários ajustes para que o alarme de localização de faltas não seja emitido para a zona errada logo após a ocorrência da falta e depois de um tempo corrigido para a zona correta.

Tais ajustes haviam sido teoricamente discutidos no item 4.9 (p. 89) e sua eficácia foi confirmada nos testes realizados, os quais foram apresentados no item 6.3.4.

Por fim, tem-se que o funcionamento do PDSZ mostrou-se correto mesmo com a presença de ramais monofásicos e bifásicos com conexão para o terra no sistema de distribuição. A referência angular é o fator que permite ao método analisar corretamente o sistema e calcular a corrente de falta correta para cada zona.

Tal cenário não foi analisado nas simulações do PQDSZ e, como comentado no item 4.6.1 (p.88), este é um apontamento de trabalho futuro.

7 CONCLUSÕES

7.1 VISÃO GERAL DO TRABALHO

Partindo do conceito da proteção diferencial convencional, considerando-se as particularidades das redes de distribuição e aplicando-se conceitos e tecnologias contemporâneos, o presente trabalho propõe dois métodos de detecção de faltas de alta impedância monofásicas em sistemas de distribuição com transformadores abaixadores do tipo Δ -Y.

O primeiro deles, o PDSZ, utiliza-se de conjuntos de medições fasoriais sincronizadas (PMUs) para definição de zonas diferenciais na rede de distribuição. A partir do cálculo da corrente diferencial de sequência zero de cada zona, o método é capaz de detectar a ocorrência de faltas monofásicas de alta impedâncias nas mesmas.

O uso das medições fasoriais torna o método bastante flexível: a componente diferencial calculada possui proporção direta com a corrente de falta mesmo com a presença de ramais monofásicos e bifásicos com conexão para o terra no sistema.

Além disso, a referência angular também permite a classificação das fases envolvidas na falta detectada e também a definição de zonas com mais de dois pontos de medição.

O segundo método foi desenvolvido visando se adequar a requisitos econômicos, pois a tecnologia de PMUs ainda possui um custo elevado e sua aplicação até hoje foi mais explorada em sistemas de transmissão.

Sendo assim, o PQDSZ utiliza-se de medições não sincronizadas, as quais já são hoje adotadas em sistemas de distribuição. Conjuntos de medidores instalados ao longo do sistema de distribuição definem, da mesma forma que no PDSZ, regiões diferenciais.

Para cada região é calculada a componente *quasi*-diferencial de sequência zero, a qual se baseia apenas nos módulos das correntes de sequência zero medidas nos diversos pontos do sistema. Uma componente *quasi*-diferencial não nula, indica a ocorrência de uma falta na zona analisada.

A falta da referência angular faz com que a componente *quasi*-diferencial seja mais sensível a impedâncias de sequência zero do sistema de distribuição e, portanto, recomenda-se sua aplicação em sistemas com ponto de aterramento único e localizado na subestação de alimentação dos mesmos.

Além disso, não é possível classificar-se as fases envolvidas no curto-circuito detectado nem definir-se zonas com mais de dois pontos de medição. O fato de as

medidas não serem sincronizadas acarreta ainda que um esquema especial no atraso do alarme de localização de faltas deve ser adotado para evitar falsos alarmes transitórios. Tal esquema provou-se eficaz nas simulações realizadas.

Os testes realizados mostraram ainda que ambos os métodos são imunes a desequilíbrios e faltas presentes nos circuitos secundários dos sistemas de distribuição e se comportam de maneira adequada frente a outros tipos de falta ocorridos na média tensão (ou seja, faltas bifásicas e trifásicas).

A adoção de um método ou do outro passa por uma análise técnico-econômica. Tecnicamente o PDSZ é superior, entretanto, mais caro. Já o PQDSZ adiciona limitações técnicas, mas possui menor custo.

É importante notar que em termos de detecção e localização de faltas, em geral, o PQDSZ não prejudica o sistema de detecção: os métodos mostraram mesma sensibilidade nos testes realizados. A grande diferença do PDSZ são funcionalidades adicionais (como a classificação) e maior flexibilidade da topologia do sistema de distribuição (que pode possuir pontos de aterramento fora da subestação).

Em sistemas com presença de ramais monofásicos e bifásicos com conexão para o terra, o barateamento pode ser alcançado ainda utilizando-se um sistema híbrido, com medições fasoriais onde estritamente necessário e não fasoriais nos outros pontos do sistema. A investigação de um sistema desta natureza é apontada como um trabalho futuro.

Como última observação, ressalta-se a aderência dos métodos desenvolvidos com o momento tecnológico atual. A utilização de medidores descentralizados pelos sistemas de distribuição já é consolidada nestes sistemas. Além disso, o barateamento da tecnologia de comunicação facilita a integração de tais medidores a envio de tais medidas a um CDC.

Concessionárias que já possuam tal rede de comunicação podem aplicar o PQDSZ ao custo de apenas implantar o algoritmo em uma das máquinas do seu CDC. A aplicação do PDSZ passa pela instalação de conjuntos de PMUs na rede e adequação do algoritmo no CDC.

A inserção de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição também é um fator que deve ser considerado. Caso tais gerações não insiram pontos de aterramento

nos circuitos primários da distribuição, o PDSZ e do PQDSZ podem, a princípio, ser aplicados sem nenhuma restrição. Havendo inserção de pontos de aterramento na média tensão, uma PMU deve ser alocada no mesmo caso do PDSZ e alternativas devem ser investigadas para o PQDSZ.

Mais importante do que evitar desgastes na rede como um todo, a rápida detecção de HIFs evita que estruturas externas à rede elétrica se mantenham energizadas indevidamente por longos intervalos de tempo. Isso evita a exposição de pessoas a riscos de vida tanto por contato direto com os alimentadores, quanto pelo risco de incêndio que um arco elétrico representa.

A aplicação dos métodos propostos pode, portanto, salvar vidas e diminuir os índices de acidentes apresentados na Tabela 1 deste trabalho.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

O estabelecimento de uma rede de comunicação e o envio de dados de diversos pontos do sistema a um CDC é um tópico relativamente novo em sistemas de distribuição. Acredita-se que a exploração de tais dados ainda é subutilizada e os métodos apresentados são apenas um passo inicial na direção da melhoria da qualidade de redes de distribuição.

Na maioria das vezes, os investimentos no setor elétrico possuem caráter incremental, ou seja, tecnologias são substituídas e evoluídas gradativamente. Isso incorre que tecnologias de diferentes gerações convivem no sistema elétrico como um todo.

Sendo assim, os métodos apresentados se apresentam como alternativas interessantes para evolução da monitoração e análise dos sistemas de distribuição. A alocação de medidores não fasoriais pode ser seguida de sua substituição gradual por PMUs, de forma que os custos envolvidos na modernização da monitoração da rede possam ser absorvidos ao longo do tempo: primeiro com implantação do PQDSZ e gradualmente migrando para o PDZS.

Para que a migração possa ser gradual, um sistema híbrido que suporte medições de PMUs e não PMUs deve ser adotado. Sendo assim, este é o primeiro dentre os trabalhos futuros elencados.

Além deste ponto de melhoria, outras investigações são apontadas a seguir, com objetivo de melhoria do desempenho dos métodos e obtenção de melhores resultados em geral. Após cada proposta de trabalho futuro, insere-se uma observação apontando a

importância do mesmo, quando julga-se necessário.

- Desenvolvimento de um sistema híbrido em que medidores fasoriais e não fasoriais possam ser empregados;
 - Possibilitará a evolução gradual do PQDSZ para o PDSZ, à medida que PMUs se tornarem mais baratas.
- Avaliação da possibilidade de aplicação do PQDSZ em sistemas com ramais monofásicos e/ou bifásicos com conexão para o terra;
 - Caso a possibilidade exista, o PQDSZ se torna mais flexível (comparando-se ao PDSZ).
 - Estudo inicial foi apresentado no Apêndice C.
- Definição da influência de pontos de aterramento na média tensão fora da subestação (como ramais mono e bifásicos ou bancos de capacitores aterrados) no fator F_{PQDSZ} (equação (31), p.82).
 - No PQDSZ a relação entre I_0^{OD} e a corrente de falta depende da relação entre \bar{Z}_{MO}^0 e \bar{Z}_{SIST}^0 . A inserção de novos pontos de aterramento no sistema afeta esta relação e deve ser estudada.
- Análise da influência de bancos de capacitores em estrela aterrada dentro da Zona *Quasi-Diferencial*, considerando que a corrente de neutro não é medida;
 - Esta topologia de bancos de capacitores é adotada por concessionárias brasileiras. A análise do impacto da mesma é um ponto importante para aplicação do PQDSZ.
- Validação do erro de 3% adotado para TCs em faltas de alta impedância;
 - Como HIFs possuem baixos níveis de corrente, a saturação de TCs não deve ser um problema. Caso o erro de 3% se prove conservador demais, os métodos propostos podem melhorar consideravelmente o desempenho dos métodos propostos.
- Estudo de topologias típicas de integração de GDs e impacto nos métodos;
 - Deve-se avaliar principalmente a presença de aterramento ou não na integração da GD, que é o fator de maior impacto nos

métodos.

- Inclusão no sistema supervisorio uma estimativa da impedância de falta da falta detectada;
- Busca por um algoritmo que classifique as fases envolvidas nas faltas detectadas pelo PQDSZ;
- Utilização de outras grandezas (como tensões e correntes de fase) na busca por um diagnóstico mais completo do estado do sistema;
- Definição de zonas adaptativas frente a manobras de transferência de carga por meio de chaves seccionadoras, cenário que é comum nos sistemas de distribuição.

Outras frentes de trabalho podem ser apontadas, principalmente porque se acredita que o conceito de *quasi*-diferencial pode ser uma alternativa interessante e barata a ser aplicada. Apesar disso, foram elencados aqui os pontos considerados mais importantes para desenvolvimento dos métodos apresentados.

REFERÊNCIAS

- ANSI; IEEE. IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations. **IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996)** p. 1–48 , out. 2008.
- AUCOIN, B.Mike; RUSSELL, B.D. Distribution High Impedance Fault Detection Utilizing High Frequency Current Components. **IEEE Power Engineering Review** v. PER-2, n. 6, p. 46–47 , jun. 1982.
- BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. **Protective Relaying: Principles and Applications, Third Edition**. [S.l.]: CRC Press, 2006. 668 p. .9781420017847.
- BORGES, G.P. *et al.* Desenvolvimento de um sistema de medição de dados elétricos baseado no conceito Smart Grid visando a melhoria da gestão técnica de redes de média tensão. In: XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, nov. 2014, [S.l: s.n.], nov. 2014.
- BRITO, L.C.G. **Avaliação dos Erros dos Transformadores de Corrente em Medições de Sincrofasores e em Suas Aplicações**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2011. 187 p. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2011033101.pdf>>. Acesso em: 6 jul. 2016.
- CARR, J. Detection of High Impedance Faults on Multi-Grounded Primary Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** v. PAS-100, n. 4, p. 2008–2016 , abr. 1981.
- COGE. Fundação. **Estatísticas de Acidentes no Setor Elétrico Brasileiro**. [S.l: s.n.], 2009. Disponível em: <<http://www.relatorio.funcoge.com.br/2009.zip>>. Acesso em: 31 jul. 2015.
- COGE. Fundação. **Estatísticas de Acidentes no Setor Elétrico Brasileiro**. [S.l: s.n.], 2010. Disponível em: <<http://www.relatorio.funcoge.com.br/2010.zip>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

COGE. Fundação. **Estatísticas de Acidentes no Setor Elétrico Brasileiro**. [S.l: s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.relatorio.funcoge.com.br/2011.zip>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

COGE. Fundação. **Estatísticas de Acidentes no Setor Elétrico Brasileiro**. [S.l: s.n.], 2012. Disponível em: <<http://www.relatorio.funcoge.com.br/2012.zip>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

COGE. Fundação. **Estatísticas de Acidentes no Setor Elétrico Brasileiro**. [S.l: s.n.], 2013. Disponível em: <<http://www.relatorio.funcoge.com.br/2013>>. Acesso em: 31 jul. 2015.

DECKER, I. C. *et al.* Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada no Sistema de Transmissão de 440 kV da CTEEP. In: XXI SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, out. 2011, Florianópolis - SC. **Anais...** Florianópolis - SC: [s.n.], out. 2011.

DECKER, I. C. *et al.* Estudo e Avaliação do Desempenho de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Instalado no Sistema de Transmissão da Eletrosul. In: XX SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, nov. 2009, Recife - PE. **Anais...** Recife - PE: [s.n.], nov. 2009.

DE LA REE, J. *et al.* Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid** v. 1, n. 1, p. 20–27 , jun. 2010.

EMANUEL, A.E. *et al.* High impedance fault arcing on sandy soil in 15 kV distribution feeders: contributions to the evaluation of the low frequency spectrum. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 5, n. 2, p. 676–686 , abr. 1990.

HOU, D. *High-Impedance Fault Detection—Field Tests and Dependability Analysis* . [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. , 2009

HOU, D.; FISCHER, N. Deterministic High-Impedance Fault Detection and Phase Selection on Ungrounded Distribution Systems. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE: ADVANCED METERING, PROTECTION, CONTROL,

COMMUNICATION, AND DISTRIBUTED RESOURCES, 2006. PS '06, mar. 2006, [S.l: s.n.], mar. 2006. p.112–122.

HUANG, Shyh-Jier; HSIEH, Cheng-Tao. High-impedance fault detection utilizing a Morlet wavelet transform approach. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 14, n. 4, p. 1401–1410 , out. 1999.

HU. Y. et al. **Aplicações das PMU e seus Requisitos.** , n^o 3. [S.l.]: ONS, 20 abr. 2007. . Acesso em: 24 ago. 2015.

IEEE. IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. **IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)** p. 1–53 , dez. 2011a.

IEEE. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. **IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)** p. 1–61 , dez. 2011b.

JEERINGS, D.I.; LINDERS, J.R. Unique aspects of distribution system harmonics due to high impedance ground faults. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 5, n. 2, p. 1086–1094 , abr. 1990.

JOTA, F.G.; JOTA, P.R.S. High-impedance fault identification using a fuzzy reasoning system. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-** v. 145, n. 6, p. 656–661 , nov. 1998.

KERSTING, W.H. Radial distribution test feeders. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, 2001, [S.l: s.n.], 2001. p.908–912 vol.2.

LAI, T.M. *et al.* High impedance faults detection using artificial neural network. In: ADVANCES IN POWER SYSTEM CONTROL, OPERATION AND MANAGEMENT, 2003. ASDCOM 2003. SIXTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON (CONF. PUBL. NO. 497), nov. 2003, [S.l: s.n.], nov. 2003. p.821–826.

LEAL, M. G. **Proteção Contra Perda de Sincronismo Utilizando Sincrofasores – Aplicação no Sistema Acre-Rondônia.** Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

MOSHTAGH, J.; RAFINIA, A. A new approach to high impedance fault location in three-phase underground distribution system using combination of fuzzy logic and wavelet analysis. In: 2012 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING (EEEIC), maio 2012, [S.l.: s.n.], maio 2012. p.90–97.

NASPI. **NASPI 2014 Survey on Synchrophasor System Networks - Results and Findings**. [S.l.]: NASPI, jul. 2015.

PIGNATI, M. *et al.* Real-time state estimation of the EPFL-campus medium-voltage grid by using PMUs. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE (ISGT), 2015 IEEE POWER ENERGY SOCIETY, fev. 2015, [S.l.: s.n.], fev. 2015. p.1–5.

PSRC. **High Impedance Fault Detection Technology**. , Report of PSRC Working Group D15. [S.l.]: IEEE, 1 mar. 1996. Disponível em: <<http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/documents/highz.pdf>>. Acesso em: 3 ago. 2015.

ROMANO, R.B. *et al.* Abordagem de Implantação de Infraestrutura Avançada de Medição (AMI) com Aplicação de Diferentes Tecnologias - Estudo de Caso da CEMIG-D. In: XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, nov. 2014, [S.l.: s.n.], nov. 2014.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Florida: CRC Press, 2004. 762 p. .0-8493-1791-6.

SINGH, B. *et al.* Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers. **International Journal of Engineering, Science and Technology** v. 3, n. 3 , 2011. Disponível em: <<http://www.ajol.info/index.php/ijest/article/viewFile/68423/56504>>. Acesso em: 6 mar. 2015.

SOULINARIS, G. K. *et al.* Evaluation of the thermal stresses and dielectric phenomena in the investigation of the causes of wildfires involving distribution power lines. **Electric Power Systems Research** v. 117, p. 76–83 , dez. 2014. Acesso em: 22 out. 2015.

TOCHETTO, A. P. **Utilização de Medição Fasorial Sincronizada no Monitoramento em Tempo Real da Segurança da Operação da UHE-Itaipu 60Hz**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2014.

VIANNA, J. T. A. *et al.* Performance comparison between traditional hardwired and IEC 61850 protection system using RTDS. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, maio 2016, Natal, RN. **Anais...** Natal, RN: [s.n.], maio 2016.

WAI, David Chan Tat; YIBIN, Xia. A novel technique for high impedance fault identification. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 13, n. 3, p. 738–744, jul. 1998.

ZAMORA, I. *et al.* New Method for Detecting Low Current Faults in Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery** v. 22, n. 4, p. 2072–2079, out. 2007.

ZIMATH, S.L. *et al.* Traveling wave fault location applied to high impedance events. In: 12TH IET INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION (DPSP 2014), mar. 2014, [S.l: s.n.], mar. 2014. p.1–6.

ZIMMERMAN, K.; COSTELLO, D. Impedance-based fault location experience. In: PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2005 58TH ANNUAL CONFERENCE FOR, abr. 2005, [S.l: s.n.], abr. 2005. p.211–226.

ZIVANOVIC, R.; CAIRNS, C. Implementation of PMU technology in state estimation: an overview. In: AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4TH, set. 1996, [S.l: s.n.], set. 1996. p.1006–1011 vol.2.

APÊNDICE A - Teoria Básica

A.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente apêndice tem por objetivo introduzir conceitos mais básicos do que aqueles apresentados no Capítulo 2 desta dissertação. Apresenta-se aqui uma abordagem bastante geral, de forma a construir uma visão acerca dos conceitos abordados. O leitor que desejar se aprofundar nos assuntos, deve procurar referências voltadas para ensino dos mesmos.

A.2. COMPONENTES SIMÉTRICAS

A análise de componentes simétricas é uma ferramenta largamente utilizada para análise de sistemas trifásicos equilibrados assimétricos, na medida em que é capaz de decompô-los em três sistemas trifásicos simétricos: os de sequência positiva, negativa e zero.

Um circuito trifásico simétrico tem solução análoga a um circuito monofásico, ou seja, de dimensão um. Já um assimétrico, é resolvido através de um sistema de ordem três. Sendo assim, através da aplicação de componentes simétricas, transforma-se um sistema 3x3 em três sistemas 1x1, os quais são mais fáceis de resolver.

A decomposição de tensões de sequência em suas componentes de fase e sua operação inversa são mostradas nas equações (52) e (53). A transformação de correntes é feita através da mesma operação matricial e a de impedâncias é facilmente desenvolvida a partir da análise da Lei de Ohm.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_A \\ \bar{V}_B \\ \bar{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_A \\ \bar{V}_B \\ \bar{V}_C \end{bmatrix} \quad (53)$$

A Figura 54 e a Figura 55 trazem um exemplo da decomposição de um sistema trifásico em suas componentes simétricas. Observa-se na Figura 54, um sistema trifásico completo, o qual é resolvido através de um sistema linear de ordem três. Já na Figura 55, vê-se a representação do mesmo sistema em suas componentes simétricas, ou seja, três circuitos de ordem unitária.

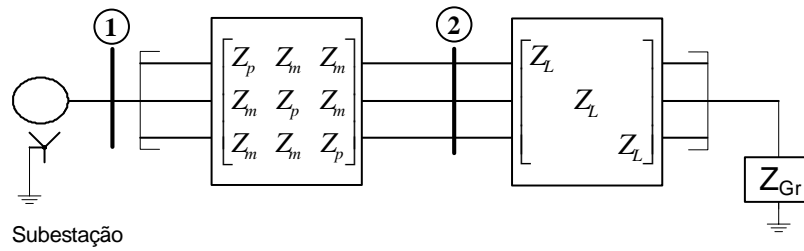


Figura 54. Sistema trifásico para exemplo de aplicação das componentes simétricas

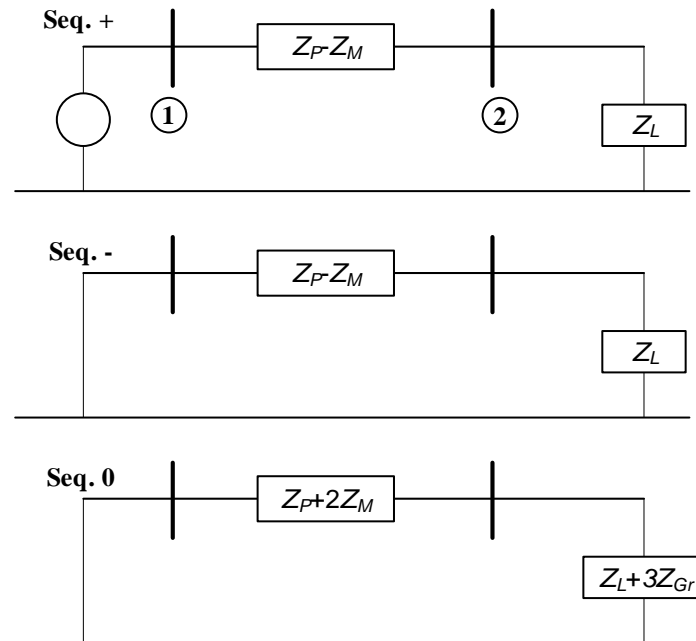


Figura 55. Decomposição do sistema exemplo em componentes simétricas

Observa-se que para a decomposição em componentes simétricas ser desacoplada, conforme na Figura 55, as impedâncias do sistema devem ser equilibradas.

Além das vantagens matemáticas trazidas pelo emprego da teoria de componentes simétricas, elas também são uma boa ferramenta de interpretação do estado do sistema em análise. Cada seqüência possui um significado que ajuda a entender o que está ocorrendo na rede.

Por exemplo, a componente de seqüência negativa de corrente é utilizada para mensurar o nível de desequilíbrio entre as fases do sistema, ou seja, o quão diferente está o carregamento entre as três fases. Já a corrente de seqüência zero, indica a conexão de um ponto do sistema ao terra, a qual pode ocorrer por meio de conexão de cargas monofásicas, por ocorrência de faltas envolvendo o terra, entre outros.

Sendo assim, outra aplicação bastante consolidada desta transformação matemática é a análise de curtos-circuitos em circuitos elétricos. A partir da análise de componentes simétricas, foram desenvolvidos modelos para faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas, os quais são bastante empregados no cálculo de curto-circuito e todas as aplicações relacionadas à proteção.

A Figura 56, a Figura 57 e a Figura 58 trazem os modelos de componentes simétricas para faltas tri, bi e monofásicas, respectivamente, onde Z_F representa a impedância de uma falta ocorrida próxima à barra 2 no mesmo sistema da Figura 54. No caso bifásico, Z_G representa uma eventual impedância de falta para o terra, caso ela esteja envolvida no curto-circuito entre fases.

Observa-se que os modelos para análise de falhas são obtidos através de conexões nos circuitos de componentes simétricas do sistema.

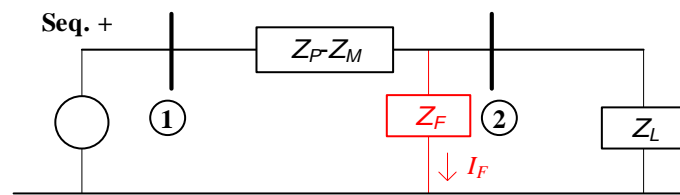


Figura 56. Modelo em componentes simétricas de falta trifásica

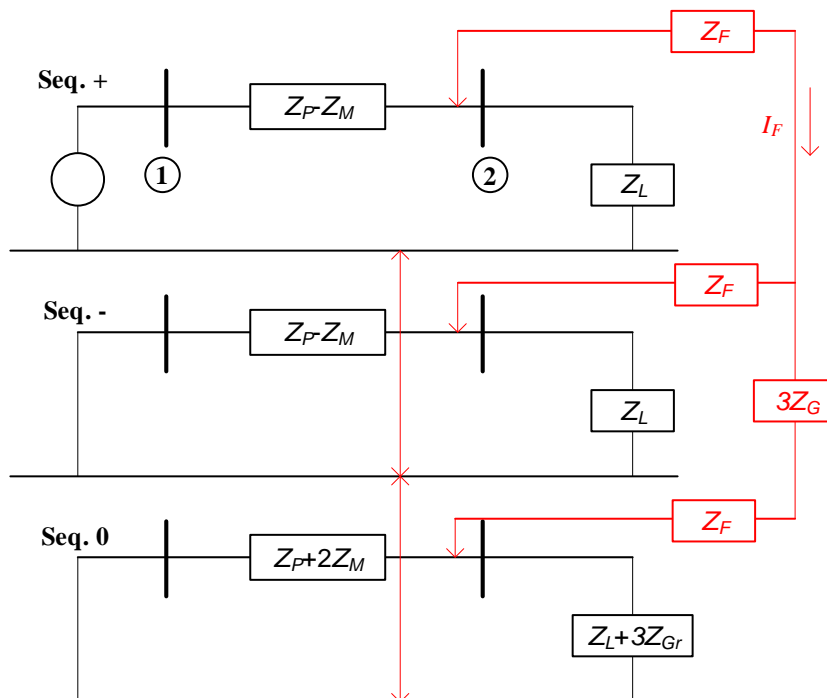


Figura 57. Modelo em componentes simétricas de falta bifásica

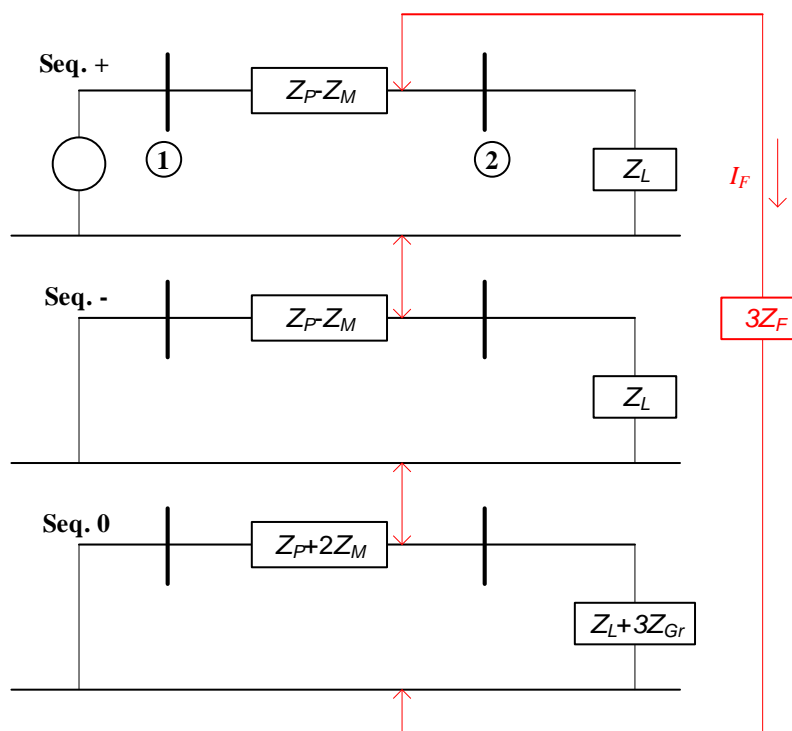


Figura 58. Modelo em componentes simétricas de falha monofásica

A.3. ATERRAMENTO

Outro fator primordial na análise de faltas em sistemas elétricos é a consideração do tipo de aterramento do sistema a ser estudado. O projeto elétrico de uma instalação parte de seu aterramento, o qual define a filosofia de operação e a forma como o sistema se comporta frente a distúrbios.

Casos em que a continuidade de serviço é essencial, topologias com neutro isolado ou aterradas por alta impedância são levadas em consideração. Nos sistemas isolados, a ocorrência de um curto-circuito monofásico não acarreta o surgimento de elevados níveis de corrente. Na realidade, o sistema continua a funcionar normalmente em termos de corrente, sendo a única diferença o fato de uma das fases estar ligada ao terra.

Assim, há um deslocamento de neutro no sistema e as fases sãs ficam com tensão em torno de 1,73 pu, o que implica um esforço nos isolamentos do sistema e a necessidade de um mecanismo eficaz na localização da falta, de forma a evitar desgastes prematuros nos equipamentos.

Este é o grande ponto fraco desta filosofia de aterramento: a localização das faltas é bastante difícil, devido ao fato de não haver corrente de curto. Um procedimento

bastante comum é o desligamento sequencial de alimentadores, até identificação da falta, o que gera bastante discussão em torno dos sistemas isolados: busca-se continuidade de serviço, entretanto a localização de uma falta é realizada através de desligamentos sucessivos no sistema.

O outro extremo são os sistemas solidamente aterrados, nos quais não se insere nenhuma impedância proposital entre o neutro e o terra do sistema. Desta forma, garante-se que os únicos limitadores da corrente de curto-circuito são a impedância da falta e a impedância do sistema até o ponto da mesma. Esta filosofia favorece principalmente a velocidade de detecção, seletividade, evita o aparecimento de sobretensões nas fases sãs.

Há ainda opções intermediárias como o aterramento por baixa ou alta impedância. Estas buscam um compromisso entre limitação das correntes de curto-circuito para segurança de equipamentos e pessoal e manutenção da capacidade de detecção e localização do curto-circuito. Valores industriais típicos de corrente são 10 A para faltas monofásicas francas, o que atende aos requisitos desejados.

A.4. DADOS TÍPICOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

No presente item serão apresentados dados relativos ao sistema de distribuição da CEMIG na cidade de Juiz de Fora, com objetivo de apresentar diversas particularidades de sistemas de distribuição e se aproximar de um cenário real. Grande parte dos dados apresentados foi colhida através do programa Gemini da concessionária, o qual é um sistema que levanta dados relacionados a toda a área de concessão do sistema distribuição.

A.4.1. Subestações

A cidade de Juiz de Fora é atendida por três subestações de distribuição. Alguns dados das mesmas no ano de 2015 são apresentados na Tabela 43. As linhas de “Demanda” representam a medição em algum momento específico; e as linhas relativas a “Carga” fazem referência à carga atendida pela subestação.

Algumas análises interessantes podem ser feitas com os dados contidos nesta tabela. A primeira delas pode ser o nível de desequilíbrio. No momento em que as medições foram realizadas, nota-se que, enquanto a subestação 2 encontrava-se com cargas bastante equilibradas, as subestações 1 e 4 apresentavam diferenças apreciáveis entre suas fases, estando a fase mais carregada aproximadamente com 10% a mais de

carga, com relação à menos carregada.

Tabela 43. Dados das subestações que alimentam a cidade de Juiz de Fora

	Subestação 1	Subestação 2	Subestação 4
Demanda Fase A (MVA)	15,534	25,174	20,525
Demanda Fase B (MVA)	15,242	25,009	20,475
Demanda Fase C (MVA)	16,911	25,085	22,062
Demanda Total (MVA)	45,688	75,270	63,063
Carga Distribuída (MVA-Nº consumidores)	106,690 -66421	177,414- 108823	113,183– 71025
Carga Primária (MVA - Nº consumidores)	55,352- 135	38,524- 112	36,442- 88
Carga Rural (MVA - Nº consumidores)	41,179- 3864	3,251- 445	6,338- 408
Carga Total (MVA - Nº consumidores)	203,221- 70420	219,189- 109380	155,963- 71521

Outro dado a se observar é o nível de demanda relacionado à carga total instalada alimentada pelas subestações. Observa-se que a subestação 1 apresenta-se em um cenário de carga leve (demanda em torno de 22% da carga instalada), enquanto as subestações 2 e 4 encontram-se mais carregadas (34% e 40%, respectivamente). Infelizmente os momentos em que tais dados foram colhidos são desconhecidos. Sendo assim, não é possível traçar uma relação com o dia da semana ou o horário em que ocorreram.

Por fim, pode-se ainda observar características relacionadas aos consumidores. Na tabela, tem-se que “Carga Distribuída” designa os consumidores alimentados pelos circuitos secundários de distribuição; “Carga Rural” representa consumidores rurais – as particularidades destes consumidores são abordadas no item 2.2.2; e “Cargas Primárias” são aquelas atendidas pelos alimentadores primários de distribuição.

As cargas primárias são naturalmente cargas maiores, como indústrias. O nível de carga destes consumidores torna proibitiva a alimentação através dos circuitos de baixa tensão. Isso pode ser visto fazendo-se a relação da carga média por tipo de consumidor, que pode ser vista na Tabela 44.

Tabela 44. Média de carga instalada por tipo de consumidor

	Subestação 1	Subestação 2	Subestação 4
Consumidor Distribuído (KVA / consumidor)	1,61	1,63	1,59
Consumidor Primário (KVA / consumidor)	410	344	414
Consumidor Rural (KVA / consumidor)	10,7	7,31	15,5

Nota-se que os consumidores primários são, de fato, aqueles com uma grande carga instalada. Os consumidores distribuídos possuem a menor média, sendo representados por todo o consumo residencial e comercial de pequeno porte. Já as propriedades rurais possuem uma média de carga instalada maior, na medida em que tipicamente uma propriedade rural envolve mais cargas do que uma residência, por exemplo.

A.4.2. Alimentadores

Com relação aos alimentadores, também são observadas particularidades de acordo com a região geográfica a que atendem. Alimentadores próximos a grandes concentrações populacionais são normalmente curtos e alimentadores rurais são mais longos, o que é explicado exatamente pela densidade de carga presente em cada uma dessas regiões.

Características tão distintas entre alimentadores tornam a tarefa do sistema de proteção ainda mais difícil em sistemas de distribuição: normalmente é mais complicada a identificação de faltas em sistemas rurais, devido às maiores impedâncias dos alimentadores.

A Tabela 45 apresenta os dados de dois alimentadores do sistema da CEMIG, através dos quais pode-se notar como estes podem apresentar características distintas. O alimentador 1, tipicamente urbano, é bastante curto e atende a uma carga de aproximadamente 18MVA. Já o alimentador 2 possui características de alimentadores rurais, o é visto por seu comprimento: apesar de ser quase quarenta vezes mais comprido do que o alimentador 1, atende apenas 30% a mais de carga. Além disso, nota-se a presença de 1073 consumidores rurais atendidos pelo alimentador 2.

Tabela 45. Dados de alimentadores do sistema de distribuição da CEMIG

	Alimentador 1	Alimentador 2
Comprimento total (Km)	17,24	605,73
Comprimento do tronco (Km)	7,43	29,76
Comprimento dos ramais (Km)	9,80	575,69
Transformadores	153	1128
Religadores	2	12
Carga Distribuída (MVA - N° consumidores)	15,775 – 6990	8038 – 5068
Carga Primária (MVA - N° consumidores)	2,211 – 9	1549 – 8
Carga Rural (MVA - N° consumidores)	0 – 0	13350 – 1073
Carga Total (MVA - N° consumidores)	17,986 – 6999	22937 – 6149

Um ponto de destaque é o número de religadores. Estes equipamentos representam pontos de medição de tensão e corrente distribuída pela rede, o que pode ser aproveitado por algoritmos de proteção, como os propostos nesta dissertação.

O alimentador 1 possui dois religadores. Entretanto, um é operado normalmente aberto (NA), possibilitando manobras de deslocamento de cargas, quando ocorrem faltas sustentadas no sistema. Já o alimentador 2 possui mais religadores (doze) sendo apenas um NA.

Sendo assim, considerando-se que há um medidor na saída da subestação, pode-se dizer que em média temos um medidor a cada 8,62 km e 50,5 km dos alimentadores 1 e 2, respectivamente. Este cálculo tem influência nos métodos propostos no presente trabalho.

APÊNDICE B - Desequilíbrios em Alimentadores de Distribuição

B.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O fato de os alimentadores de distribuição serem não transpostos faz com que seus diagramas de sequência sejam acoplados, de maneira análoga ao acoplamento de indutâncias mútuas. Isso quer dizer que quando a sequência positiva é percorrida por uma corrente de carga, correntes são induzidas nos circuitos de sequência negativa e zero.

O objetivo deste apêndice é fazer um estudo da influência que os desequilíbrios de alimentadores típicos de distribuição exercem na indução de correntes de sequência zero no sistema.

B.2. MÉTODO DE CÁLCULO

A representação de um alimentador desequilibrado em seus diagramas de sequência é apresentada na Figura 59. Nela notam-se os acoplamentos entre as sequências, os quais são responsáveis pela indução de correntes entre os circuitos representados.

Para cálculo da corrente de sequência zero induzida, será considerada uma alimentação simétrica e equilibrada de tensão no alimentador e a única impedância considerada é a do próprio alimentador que está sendo avaliado.

Conhecendo-se a matriz de impedâncias série e admitâncias em derivação do alimentador (equações (54) e (55)), calculam-se as correntes de sequência \bar{I}_{012} que o percorrem nas condições em estudo – equação (57) – e então, traça-se uma relação $R_{\%}$ entre \bar{I}_0 e \bar{I}_1 (equação (58)), o que nos dá uma medida de quanto um alimentador influencia na corrente de sequência zero de um sistema de distribuição.

$$\bar{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{00} & \bar{Z}_{01} & \bar{Z}_{02} \\ \bar{Z}_{10} & \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{12} \\ \bar{Z}_{20} & \bar{Z}_{21} & \bar{Z}_{22} \end{bmatrix} \quad (54)$$

$$\bar{B}_{012} = \begin{bmatrix} \bar{B}_{00} & \bar{B}_{01} & \bar{B}_{02} \\ \bar{B}_{10} & \bar{B}_{11} & \bar{B}_{12} \\ \bar{B}_{20} & \bar{B}_{21} & \bar{B}_{22} \end{bmatrix} \quad (55)$$

$$\bar{Y}_{012} = (\bar{Z}_{012})^{-1} + i \cdot \bar{B}_{012} \quad (56)$$

$$\bar{I}_{012} = \bar{Y}_{012} \cdot [0 \ 1 \ 0]^T \quad (57)$$

$$R_{\%} = \frac{|\bar{I}_0|}{|\bar{I}_1|} \cdot 100 \quad (58)$$

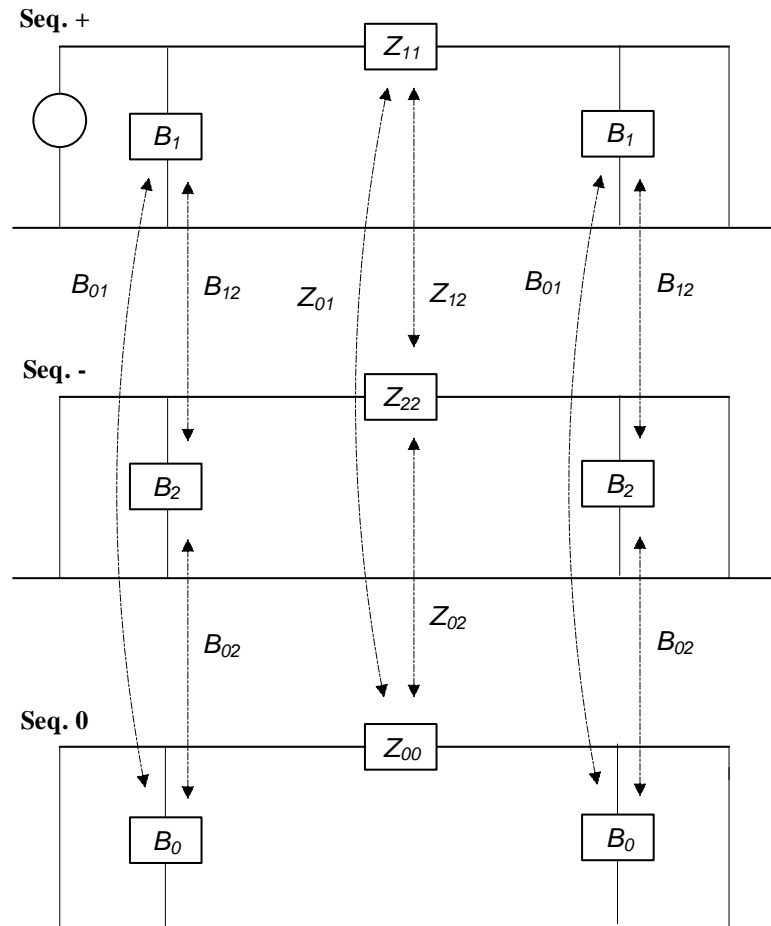


Figura 59. Representação do diagrama de sequência de alimentador desequilibrado

Observando-se as equações apresentadas com mais cuidado, nota-se que o fato de o alimentador estar sendo alimentado por uma tensão trifásica simétrica e equilibrada possibilita simplificações. Manipulando as equações apresentadas, chega-se à equação (59), a qual será aplicada no presente estudo.

$$R_{\%} = \frac{|\bar{Y}_{10}|}{|\bar{Y}_{00}|} \cdot 100 \quad (59)$$

Onde: \bar{Y}_{xy} são os elementos da matriz de admitâncias do alimentador \bar{Y}_{012} .

B.3. RESULTADOS PARA ALIMENTADORES TÍPICOS

Como fonte de dados para o estudo, foram escolhidos alimentadores dos sistemas de distribuição IEEE típicos, apresentados em (KERSTING, 2001) e disponibilizados pelo Subcomitê de Análises de Sistemas de Distribuição IEEE.

A partir da matriz de impedâncias dos alimentadores selecionados, a equação (59) é aplicada e os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 46, onde os alimentadores com maiores e menores índices foram destacados.

Tabela 46. Relação entre correntes de sequência zero e positiva para alimentadores típicos IEEE de distribuição

Sistema	Alimentador	Comprimento (km)	$R_{\%} = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100$
IEEE 13 barras	601	20	1,62 %
		200	1,60 %
	602	20	1,18 %
		200	0,56 %
	606	20	1,36 %
		200	0,56 %
IEEE 34 barras	300	20	1,24 %
		200	1,28 %
	301	20	1,09 %
		200	1,18 %
IEEE 37 barras	721	20	0,53 %
		200	0,70 %
	722	20	0,62 %
		200	0,82 %
	723	20	0,59 %
		200	0,68 %
IEEE 123 barras	1	20	1,27 %
		200	1,26 %
	6	20	1,58 %
		200	1,56 %
	12	20	1,58 %
		200	0,62 %

B.4. CONCLUSÕES

A partir da análise dos dados apresentados na Tabela 46, pode-se notar que a contribuição dos desequilíbrios dos alimentadores de distribuição para as correntes de sequência zero é reduzida, estando sempre abaixo dos dois por cento.

Somando-se a este estudo o fato de que em sistemas com topologia com apenas uma referência de terra, a impedância de sequência zero possui valores elevados, tem-se que as contribuições dos alimentadores são ainda menores.

Isso pode ser ilustrado observando-se mais uma vez a Figura 59. Nesta representação, um curto-circuito franco foi colocado ao final do alimentador. Em um sistema de distribuição em operação normal, os ramais curto-circuitados são substituídos pelas impedâncias equivalentes do sistema nas três seqüências. Sendo a impedância de sequência zero elevada no caso discutido, certamente os valores de corrente de sequência zero induzidos serão ainda menores.

APÊNDICE C - Influência de ramais monofásicos e bifásicos na Componente Quasi-Diferencial de Sequência Zero

C.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O segundo exemplo ilustrativo do funcionamento do PQDSZ (item 4.5, p. 86) mostrou que a presença de ramal bifásico em um sistema de distribuição faz com que a componente I_0^{QD} torne-se não proporcional à corrente de falta. Este fato foge do escopo do trabalho apresentado, entretanto será analisado no presente apêndice como linha de trabalho para futuras evoluções

C.2. INFLUÊNCIA DE RAMAIS MONOFÁSICOS E BIFÁSICOS NA COMPONENTE QUASI-DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA ZERO

Seja o sistema da Figura 60, no qual é definida uma zona diferencial entre os medidores M_1 e M_3 ; e existe um ramal bifásico com conexão para o terra à jusante desta zona. Quando o sistema estiver em funcionamento normal, os medidores M_1 e M_3 deverão ser percorridos por correntes de sequência zero justamente devido à carga deste ramal.

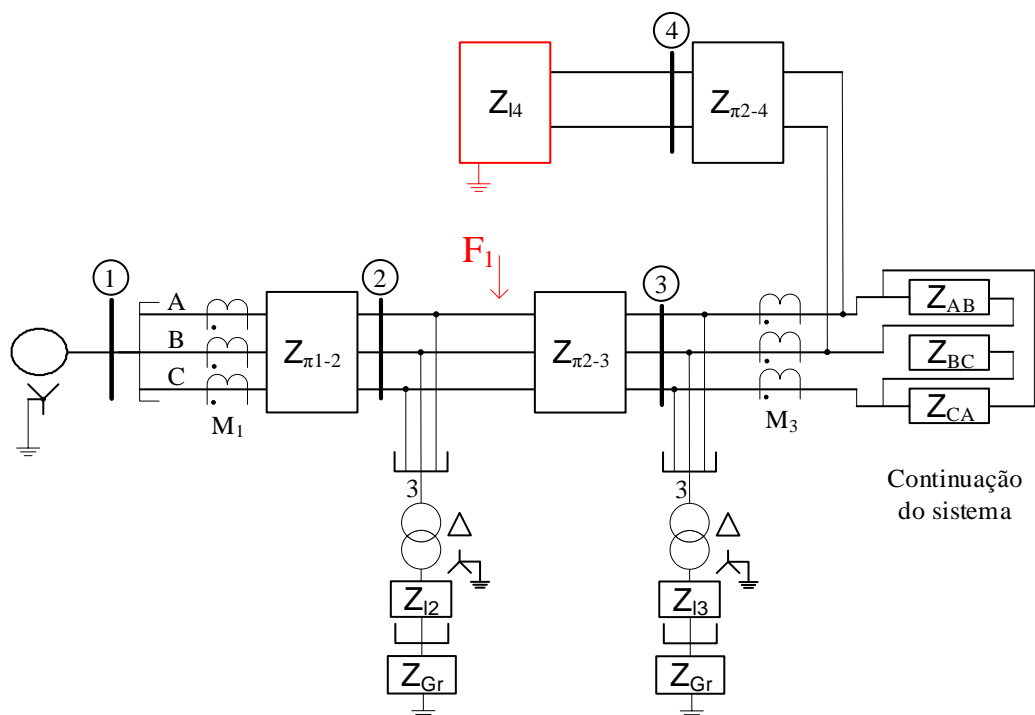


Figura 60. Sistema Exemplo - falta da componente angular

Considerando-se que a corrente de sequência zero que percorre o sistema devido à carga no ramal bifásico seja $1\angle 0^\circ$ p.u., tem-se as correntes I_0^{M1} e I_0^{M3} medidas pelos conjuntos M_1 e M_3 , respectivamente são dadas pelas nas equações (60) e (61).

Por conseguinte, a componente quasi-diferencial da Zona (I_0^{QD} - equação (62)) será igual a zero.

$$\bar{I}_0^{M1} = 1\angle 0^\circ \quad (60)$$

$$\bar{I}_0^{M3} = 1\angle 0^\circ \quad (61)$$

$$I_0^{QD} = |\bar{I}_0^{M1}| - |\bar{I}_0^{M3}| = 0 \quad (62)$$

Caso ocorra uma falha em F_1 , a corrente de sequência zero medida por M_1 será dada pela soma vetorial da corrente de falta com a corrente de sequência zero da carga bifásica. Sendo assim, o PQDSZ comparará o módulo desta soma fasorial (medida por M_1) com o módulo da corrente do ramal bifásico (medida por M_3). As equações que representam este cenário são apresentadas a seguir.

$$\bar{I}_0^{M1} = \bar{I}_0^{CAR} + \bar{I}_0^{FAL} \quad (63)$$

$$\bar{I}_0^{M3} = \bar{I}_0^{CAR} \quad (64)$$

$$I_0^{QD} = |\bar{I}_0^{CAR} + \bar{I}_0^{FAL}| - |\bar{I}_0^{CAR}| \quad (65)$$

Caso a corrente de sequência zero da falta esteja em fase com a da carga, tem-se uma conta semelhante a operação não fasorial (afinal todas as grandezas envolvidas encontram-se na mesma direção) e o valor de I_0^{QD} será igual à corrente de falta. Entretanto, caso contrário, haverá um erro na componente I_0^{QD} em relação à corrente de falta.

Isso mostra que a sensibilidade de I_0^{QD} passa a depender do ângulo da corrente de sequência zero da falta comparada com o ângulo da sequência zero da carga do ramal bifásico. Esta é uma situação altamente indesejável, pois o ângulo da corrente de falta não é uma grandeza controlável.

Na Figura 61, é mostrado o gráfico 3D dos valores calculados pelo PQDSZ considerando a corrente de sequência zero do ramal bifásico constante e igual a $1\angle 0^\circ$ p.u. e variando o valor da corrente de falta entre 0 e 2 p.u. e de 0 a 360° .

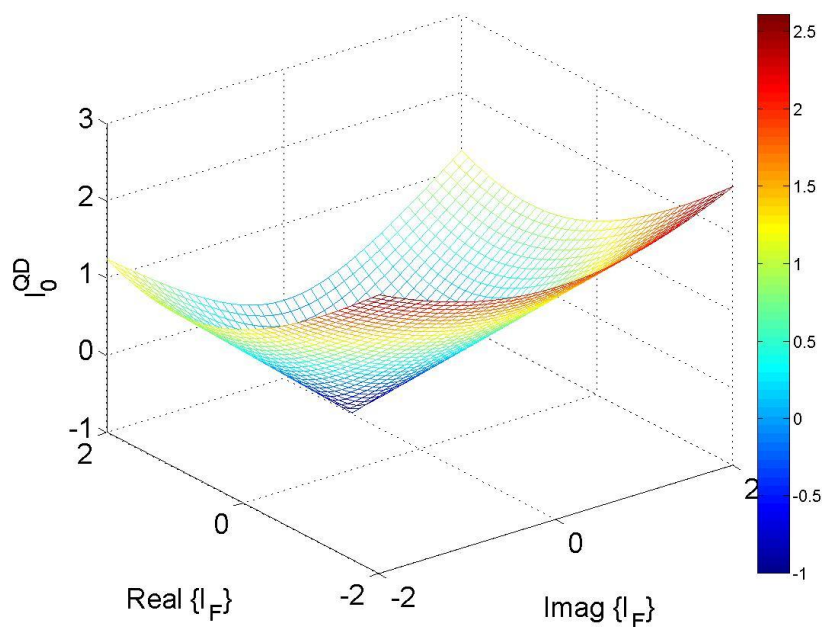


Figura 61. Componente *quasi*-diferencial com ramal bifásico no sistema

Algo a se notar é que a componente I_0^{QD} chega a assumir valores negativos, o que ocorre, por exemplo, quando a corrente de falta está em oposição de fase à corrente de sequência zero do ramal bifásico. Neste caso, o módulo da soma fasorial das correntes I_0^{CAR} e I_0^{FAL} será menor do que a própria I_0^{CAR} , tornando I_0^{QD} menor do que zero.

Neste ponto, é interessante refletir que o fato de a perda da proporcionalidade entre I_0^{QD} e I_0^{FAL} gerar valores negativos de I_0^{QD} sugere uma adaptação no cálculo da grandeza *quasi*-diferencial. O importante é notar que uma componente *quasi*-diferencial nula significa um sistema sem ocorrência de faltas e não nula, um indício da ocorrência de uma falta (o valor da componente deve ser comparado com I_{Ff}^{MIN} - equação (35), p. 88).

Sendo assim, propõe-se para os casos em que há presença de ramais mono ou bifásicos com conexão para o terra, a adaptação no cálculo de I_0^{QD} mostrada na equação (66), ou seja, deve-se considerar o módulo da componente I_0^{QD} calculada anteriormente, de forma a acusar faltas que incorram em I_0^{QD} menor que zero.

$$I_0^{QD} = |I_0^{M1} - I_0^{M3}| \quad (66)$$

Fazendo-se um estudo de natureza mais prática, considera-se para definição da zona mostrada na Figura 60 foram utilizados medidores com precisão de 3%. Sendo N da zona igual a seis, tem-se que a equação do limiar mínimo de alarme (I_{Ff}^{MIN}) para a mesma será dada pela equação (67), ou seja, é necessária uma componente I_0^{QD} maior do que 7,3% da maior corrente de fase medida na zona (I_f^{MAX}).

$$I_{Ff}^{MIN} = 0,073 \cdot I_f^{MAX} \quad (67)$$

Para analisar a influência do ramal bifásico no cálculo da componente *quasi-diferencial*, serão utilizados valores normalizados de corrente, sendo I_f^{MAX} normalizado em 1 pu, o que fixa o valor de I_{Ff}^{MIN} no estudo em 0,073 pu.

O valor da corrente de sequência zero no ramal (I_0^{CAR}) será analisado em seis patamares: 0,00 pu; 0,05 pu; 0,10 pu; 0,20 pu; 0,30 pu e 0,50 pu. O primeiro caso, com sequência zero nula no ramal, representaria um sistema sem ramal bifásico com conexão para o terra, ou seja, espera-se uma componente I_0^{QD} proporcional à corrente de falta.

Os outros casos visam analisar os erros no cálculo desta componente, dado o aumento na carga do ramal bifásico. Estipulou-se aumentar a corrente I_0^{CAR} até 50% de I_f^{MAX} .

Para cada valor de I_0^{CAR} , a corrente de falta será variada de 0,00 a 0,30 pu. Chama-se atenção para o fato de que, sem presença do ramal bifásico, qualquer valor de I_0^{QD} acima de 0,073 pu seria detectado. A variação até 0,30 visa observar a perda de sensibilidade do PQDSZ com a presença do ramal bifásico.

O resultado de todos os cálculos descritos é mostrado na Figura 62. Cada um dos seis gráficos representa um valor de corrente de sequência zero no ramal (o que é indicado acima de cada um deles).

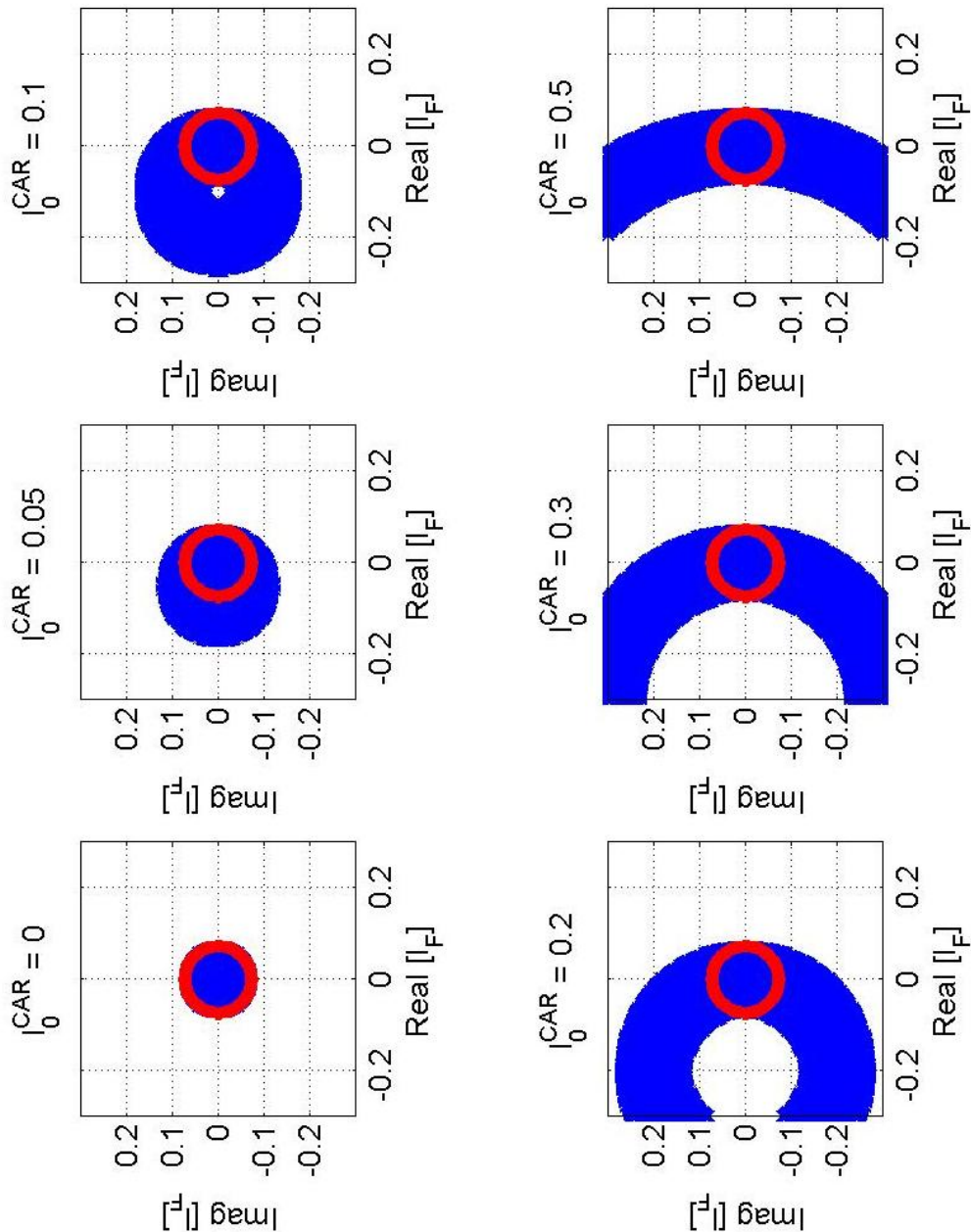


Figura 62. Influência do ramal bifásico na componente *quasi*-diferencial

No eixo das abscissas tem-se o valor da componente real da corrente de falta e nas ordenadas, o valor da componente imaginária da mesma. A área azul de cada gráfico mostra a região em que o alarme do PQDSZ da zona analisada não será emitido.

Chama-se a atenção para o círculo vermelho inserido em cada um dos gráficos. Dentro dele o módulo da corrente de falta está abaixo do limiar de alarme e fora, acima. Isso quer dizer que fora do círculo vermelho esperava-se que o PQDSZ emitisse um alarme.

Esse é exatamente o comportamento do primeiro gráfico, em que I_0^{CAR} possui um valor nulo, ou seja, é como se não houvesse ramal bifásico no sistema.

À medida que a corrente de sequência zero do ramal bifásico é aumentada, nota-se o surgimento de uma região azul fora do círculo vermelho. Esta região representa cenários em que a corrente de falta supera o limiar de alarme, mas o PQDSZ não é capaz de detectá-la.

Um ponto importante a se observar é que no segundo e terceiro quadrantes do plano cartesiano, a componente quasi-diferencial torna-se negativa. Em toda a região branca nestes quadrantes no gráfico de I_0^{CAR} no valor de 0,5 pu, só há a emissão do alarme devido à modificação no cálculo de I_0^{QD} proposto pela equação (66).

C.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nota-se pelos resultados apresentados que a presença de ramais bifásicos com conexão para o terra afeta o cálculo da componente *quasi*-diferencial de sequência zero. Uma medida para diminuir tal impacto foi proposta através da equação (66).

Entretanto, uma análise completa da aplicabilidade do PQDSZ para sistemas com estes tipos de ramais e até a obtenção de novas propostas de diminuição de impacto são apontadas como trabalhos futuros.

APÊNDICE D - Simulador Digital de Tempo Real (RTDS)

D.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste apêndice são apresentadas as principais características do Real Time Digital Simulator (RTDS®), um simulador digital de tempo real que é atualmente muito utilizado na avaliação de parametrização de IEDs de proteção, reduzindo tempo de comissionamento em plantas e também aumentando a confiabilidade de um projeto em desenvolvimento.

D.2. O RTDS

O RTDS é um simulador digital de tempo real de sistemas elétricos e seus transitórios eletromagnéticos, usado para realização de testes de equipamentos físicos de proteção e controle em malha fechada. “Simular em tempo real” quer dizer que um segundo dentro da simulação corresponde a um segundo na realidade e que os sinais disponibilizados por ela são um retrato fiel de um sistema elétrico real.

O simulador é uma combinação de hardware (RTDS) e software (RSCAD): um sistema é modelado através do RSCAD em um computador e este modelo é enviado para o RTDS, que realizará a simulação. Dentro do próprio RSCAD, o usuário pode observar em tempo real grandezas do sistema em estudo, podendo traçar gráficos e acionar componentes ao longo da simulação.

O fato de a simulação ser em tempo real permite a conexão de equipamentos externos ao RTDS e realização de simulações conhecidas como hardware in the loop. Neste tipo de simulação, um equipamento real é inserido no fluxo de informações de uma simulação ou programa. A atuação deste equipamento depende dos sinais recebidos da simulação, assim como os dados da simulação são influenciados pelo sinal do equipamento real.

No caso da avaliação de sistemas de proteção, é possível simular sistemas elétricos com o RTDS e inserir relés diversos no fluxo da simulação, permitindo que sinais de *trip* destes relés atuem sobre disjuntores na simulação. Este tipo de sistema permite a avaliação do tempo de resposta de um sistema de proteção, antes mesmo de ele ser colocado à prova em uma planta real, garantindo maior confiabilidade no momento em que este for utilizado.

D.2.1. Hardware

O RTDS é composto de diversas placas que realizam variadas tarefas, possibilitando a simulação em tempo real. As placas do hardware estão organizadas em racks, os quais são alocados em armários, como mostrado na Figura 63.

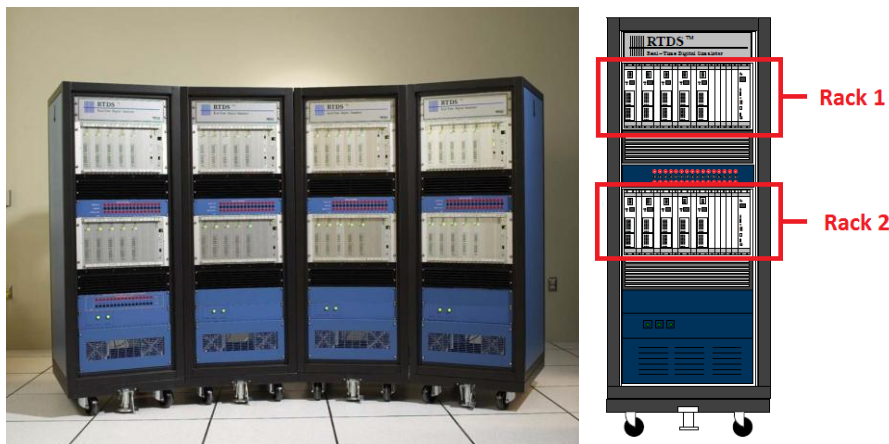


Figura 63. RTDS (RTDS TECHNOLOGIES, 2009)

Além das placas de processamento, o RTDS possui diversas placas dedicadas à importação e exportação de sinais das simulações. Placas de sinal analógico e digital realizam a interface entre o sistema simulado e os equipamentos reais ligados ao RTDS. A seguir são apresentadas as placas presentes no RTDS e suas respectivas funcionalidades.

a) *Cartão GPC (Giga Processor Card)*

É o cartão de processamento do RTDS. Nele são resolvidas as equações dos modelos que representam o sistema de potência modelado através do RSCAD. Cada placa inclui dois processadores IBM Power PC 750GX de 1 GHz. Também é responsável pelo gerenciamento das placas de aquisição e exportação de dados simulados.

b) *GTAO e GTAI (Gigabit Transceiver Analogue Output/Input Card)*

São os cartões de saída e entrada analógicas, respectivamente. Ambos possuem 12 saídas/entradas com tensão de +/- 10V em tensão alternada sendo a cada canal associado um conversor de 16 bits de resolução.

São utilizados para exportação de sinais analógicos para equipamentos ligados ao RTDS ou entrada de sinais analógicos para o mesmo.

c) GTDO e GTDI (*Gigabit Transceiver Digital Output/Input Card*)

São cartões de saída e entrada digitais do RTDS, os quais apresentam 64 saídas/entradas isoladas opticamente. No caso da saída, a faixa de operação é de 5V a 24V DC, fornecidos por uma fonte externa.

d) Cartão GTFPI (*FrontPanel Interface Card*)

É a placa que gerencia a interface frontal do RTDS, a qual disponibiliza 16 canais de entrada digital, 16 de saída digital e 16 canais DC de alta tensão de 0 a 250V. As entradas digitais aceitam operação a contato seco, o que facilita testes com sinais de relés.

e) GTNET (*Network Interface Card*)

Recebe pacotes de informação da rede LAN, extrai as informações e envia para o cartão GPC. Da mesma forma, dados extraídos do GPC podem ser colocados em pacotes e enviados para a rede. A placa GTNET realiza a função de conversão de protocolos e dá suporte a quatro deles: GSE/GOOSE (IEC-61850-8-1), Sampled Values (IEC-61850-9-2), DNP3 e Playback, que devem ser utilizados um por vez em cada simulação.

f) GTWIF (*WorkStation Interface Card*)

Tem várias funcionalidades todas mais relacionadas com o funcionamento interno do RTDS e a comunicação dele com o computador. Entre estas funções temos: comunicação via ethernet TCP/IP entre os racks do RTDS e o computador em que o modelo foi montado; comunicação entre cartões GPC no mesmo rack; comunicação entre racks em casos de simulação que utilizem mais de um; entre outros.

Deve-se observar ainda que a cada *rack* pode haver diferentes placas conectadas e em diferentes quantidades. A Figura 64 traz um esquema representando um rack que tenha disponível uma placa de cada tipo.

D.2.2. Software

O programa que realiza a interface entre o usuário e o RTDS é o RSCAD. Ele é dividido em módulos, nos quais o usuário pode realizar as diversas tarefas envolvidas na utilização do RTDS: montar modelos de sistemas elétricos, monitorar simulações, criar modelos de linhas de transmissão e cabos e criar componentes personalizados. A barra de menus para acesso aos módulos é mostrada na Figura 65.

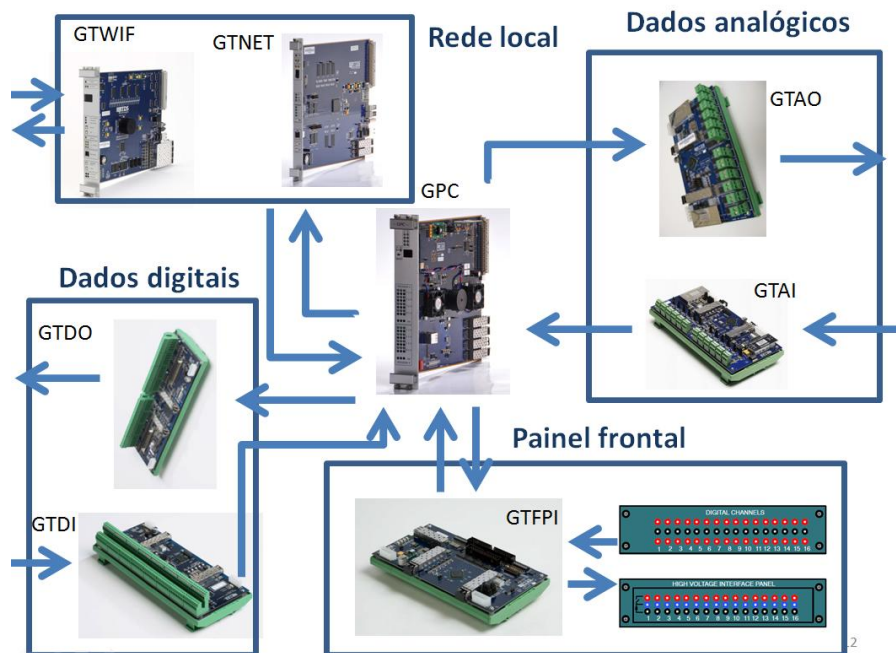


Figura 64. Esquema de placas do RTDS



Figura 65. Barra de menus do RSCAD

A seguir são apresentados os módulos do RSCAD.

a) Módulo *Draft*

Neste módulo são montados os modelos de sistema elétrico a serem estudados. Nele o usuário tem acesso às bibliotecas disponibilizadas pelo RTDS e pode montar o modelo que deseja trabalhar. A tela é apresentada na Figura 66.

b) Módulo *T-Line*

Neste módulo, pode-se definir os parâmetros de uma linha de transmissão, incluindo sua geometria.

c) Módulo *RunTime*

Este é o módulo em que há a comunicação direta com o RTDS. Através dele você faz o upload do arquivo compilado a partir do módulo Draft para o hardware e observa a simulação, podendo fazer operar botões e ajustar parâmetros configurados

anteriormente. Um exemplo de supervisorio montado com diversos elementos disponibilizados pelo RSCAD é apresentado na Figura 67.

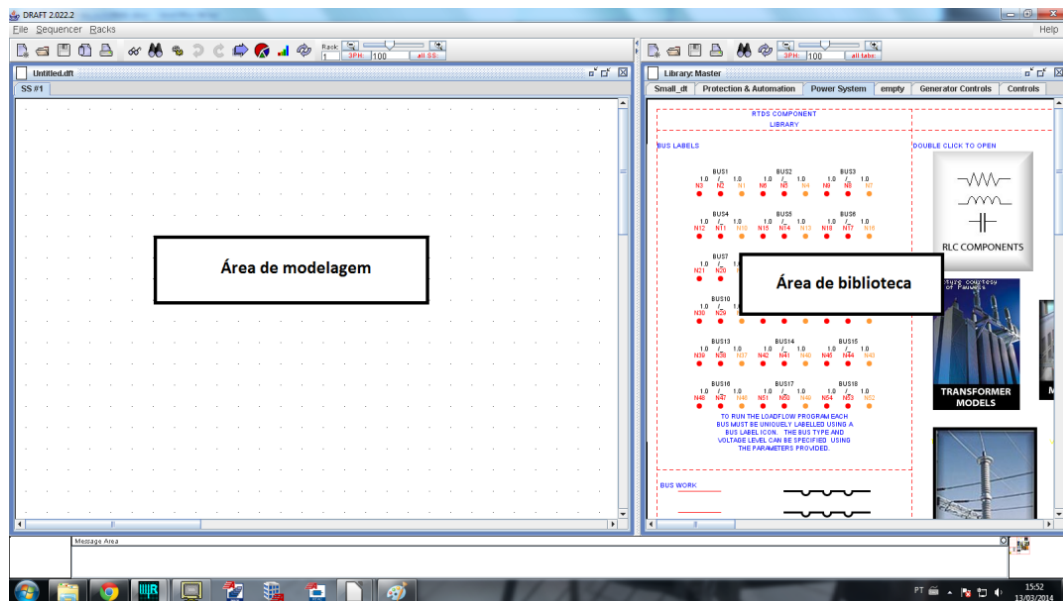


Figura 66. Módulo Draft do RSCAD

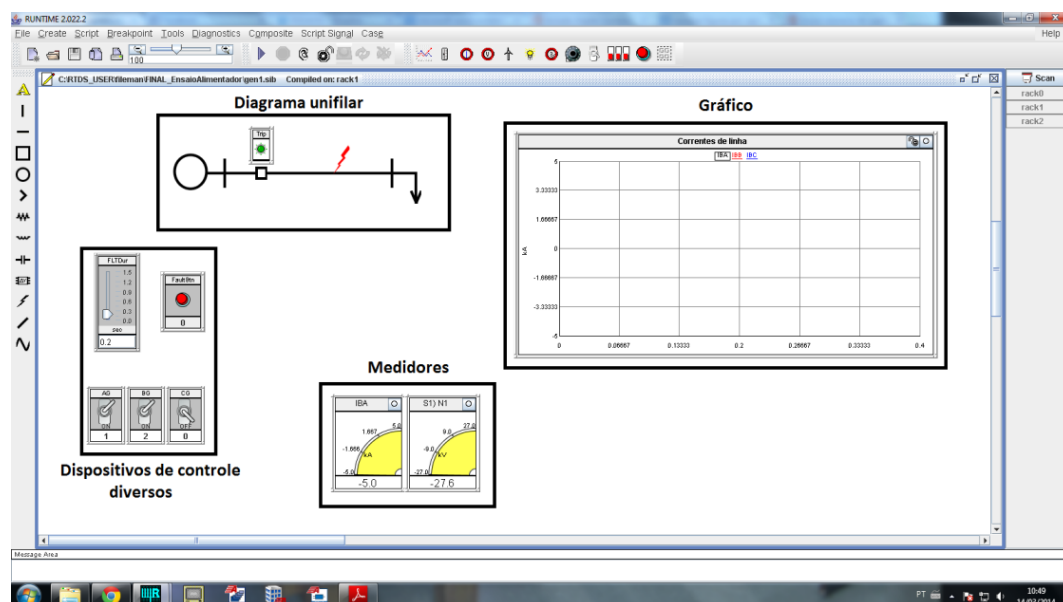


Figura 67. Tela do módulo Runtime

d) Módulo *Multiplot*

Neste, o usuário pode analisar os gráficos plotados ao longo da simulação de tempo real, após esta ter sido encerrada.

e) Módulo *CBuilder*

Este módulo é muito importante para usuários que desejam modelar um componente desenvolvido por eles mesmos ou que precisem modelar algum equipamento que não esteja disponível na biblioteca padrão do RTDS. O usuário pode montar toda a parte de equação assim como a representação gráfica do elemento, que fica disponível no módulo *Draft*. A programação é feita na linguagem C.

APÊNDICE E - Carregamentos sorteados nas simulações

E.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste apêndice, os valores de carregamento sorteados ao longo das simulações dos métodos propostos são apresentados. No caso do PQDSZ são mostrados também os atrasos das medições.

Os valores S_1 , S_2 e S_3 apresentados são utilizados, cada um, como carga para dois transformadores do sistema simulado, conforme mostrado na Tabela 47. O número dos transformadores pode ser verificado na Figura 39.

Tabela 47. Mapeamento das cargas sorteadas para as barras do sistema

Carga	Transformadores
S_1	3 e 10
S_2	6 e 9
S_3	4 e 5

E.2. CARREGAMENTOS DO PDSZ

A Tabela 48 apresenta os carregamentos sorteados ao longo das simulações do PDSZ. São apresentados o módulo da potência aparente e o fator de potência.

Tabela 48. Carregamentos sorteados nas simulações do PDSZ

N	S_1	FP_1	S_2	FP_2	S_3	FP_3
1	0.30393	0.92314	0.10785	0.96393	0.31178	0.92471
2	0.44107	0.95286	0.38215	0.94107	0.32322	0.92929
3	0.44872	0.95898	0.39745	0.94872	0.34617	0.93847
4	0.26114	0.96891	0.42227	0.92114	0.18341	0.95336
5	0.30821	0.92657	0.11643	0.96821	0.32464	0.92986
6	0.17364	0.97891	0.24728	0.99364	0.32092	0.92837
7	0.15686	0.96548	0.21371	0.97686	0.27057	0.98823
8	0.38729	0.98984	0.27459	0.96729	0.16188	0.94475
9	0.20212	0.9217	0.30425	0.94212	0.40637	0.96255
10	0.35215	0.96172	0.20429	0.93215	0.45644	0.98258
11	0.35049	0.9604	0.20099	0.93049	0.45148	0.98059
12	0.38312	0.9865	0.26625	0.96312	0.14937	0.93975
13	0.44342	0.95474	0.38685	0.94342	0.33027	0.93211
14	0.48037	0.9843	0.46074	0.98037	0.44111	0.97644
15	0.32041	0.93632	0.14081	0.98041	0.36122	0.94449
16	0.4688	0.97504	0.4376	0.9688	0.4064	0.96256
17	0.17095	0.97676	0.24189	0.99095	0.31284	0.92513

18	0.49026	0.99221	0.48053	0.99026	0.47079	0.98832
19	0.13505	0.94804	0.1701	0.95505	0.20514	0.96206
20	0.4105	0.9284	0.321	0.9905	0.2315	0.9726
21	0.26124	0.96899	0.42248	0.92124	0.18372	0.95349
22	0.35298	0.96238	0.20596	0.93298	0.45893	0.98357
23	0.11752	0.93402	0.13505	0.93752	0.15257	0.94103
24	0.16042	0.96834	0.22084	0.98042	0.28126	0.9925
25	0.28118	0.98494	0.46235	0.94118	0.24353	0.97741
26	0.122	0.9376	0.14399	0.942	0.16599	0.94639
27	0.23102	0.94482	0.36204	0.97102	0.49306	0.99722
28	0.16726	0.97381	0.23453	0.98726	0.30179	0.92072
29	0.45674	0.96539	0.41347	0.95674	0.37021	0.94808
30	0.43837	0.9507	0.37675	0.93837	0.31512	0.92605
31	0.49326	0.99461	0.48652	0.99326	0.47978	0.99191
32	0.14594	0.95675	0.19188	0.96594	0.23782	0.97513
33	0.42577	0.94062	0.35154	0.92577	0.27731	0.99093
34	0.19727	0.99782	0.29455	0.93727	0.39182	0.95673
35	0.3419	0.95352	0.1838	0.9219	0.4257	0.97028
36	0.49411	0.99529	0.48822	0.99411	0.48233	0.99293
37	0.13389	0.94711	0.16777	0.95389	0.20166	0.96066
38	0.3157	0.93256	0.1314	0.9757	0.3471	0.93884
39	0.2264	0.94112	0.35279	0.9664	0.47919	0.99167
40	0.36684	0.97347	0.23368	0.94684	0.10052	0.92021
41	0.33477	0.94781	0.16953	0.99477	0.4043	0.96172
42	0.12902	0.94322	0.15805	0.94902	0.18707	0.95483
43	0.26553	0.97242	0.43105	0.92553	0.19658	0.95863
44	0.21244	0.92995	0.32487	0.95244	0.43731	0.97492
45	0.47814	0.98251	0.45628	0.97814	0.43442	0.97377
46	0.28239	0.98591	0.46479	0.94239	0.24718	0.97887
47	0.42199	0.93759	0.34398	0.92199	0.26597	0.98639
48	0.23031	0.94425	0.36062	0.97031	0.49093	0.99637
49	0.34541	0.95633	0.19083	0.92541	0.43624	0.9745
50	0.16736	0.97389	0.23473	0.98736	0.30209	0.92084
51	0.28277	0.98622	0.46555	0.94277	0.24832	0.97933
52	0.3556	0.96448	0.21121	0.9356	0.46681	0.98673
53	0.42166	0.93733	0.34332	0.92166	0.26497	0.98599
54	0.28122	0.98498	0.46245	0.94122	0.24367	0.97747
55	0.48872	0.99097	0.47743	0.98872	0.46615	0.98646
56	0.12565	0.94052	0.15131	0.94565	0.17696	0.95078
57	0.48093	0.98474	0.46186	0.98093	0.44279	0.97712
58	0.41803	0.93443	0.33607	0.99803	0.2541	0.98164

59	0.3534	0.96272	0.20681	0.9334	0.46021	0.98409
60	0.25584	0.96467	0.41167	0.99584	0.16751	0.947
61	0.1034	0.92272	0.1068	0.9234	0.11021	0.92408
62	0.21761	0.93409	0.33522	0.95761	0.45284	0.98113
63	0.19504	0.99603	0.29008	0.93504	0.38512	0.95405
64	0.20442	0.92353	0.30883	0.94442	0.41325	0.9653
65	0.40454	0.92363	0.30909	0.98454	0.21363	0.96545
66	0.1806	0.98448	0.26119	0.9206	0.34179	0.93672
67	0.46229	0.96983	0.42458	0.96229	0.38688	0.95475
68	0.3556	0.96448	0.21121	0.9356	0.46681	0.98673
69	0.11152	0.92921	0.12304	0.93152	0.13455	0.93382
70	0.31084	0.92867	0.12169	0.97084	0.33253	0.93301
71	0.28358	0.98686	0.46716	0.94358	0.25074	0.9803
72	0.2082	0.92656	0.3164	0.9482	0.4246	0.96984
73	0.14396	0.95517	0.18792	0.96396	0.23188	0.97275
74	0.15728	0.96583	0.21457	0.97728	0.27185	0.98874
75	0.1869	0.98952	0.27379	0.9269	0.36069	0.94428
76	0.30244	0.92195	0.10488	0.96244	0.30732	0.92293
77	0.46815	0.97452	0.43631	0.96816	0.40447	0.96179
78	0.22629	0.94103	0.35258	0.96629	0.47888	0.99155
79	0.41926	0.93541	0.33852	0.99926	0.25778	0.98311
80	0.47345	0.97876	0.44689	0.97345	0.42034	0.96814
81	0.34039	0.95231	0.18077	0.92039	0.42116	0.96846
82	0.46652	0.97322	0.43304	0.96652	0.39956	0.95982
83	0.37056	0.97645	0.24112	0.95056	0.11168	0.92467
84	0.1037	0.92296	0.1074	0.9237	0.1111	0.92444
85	0.40144	0.92115	0.30288	0.98144	0.20433	0.96173
86	0.43622	0.94898	0.37244	0.93622	0.30866	0.92346
87	0.1502	0.96016	0.2004	0.9702	0.2506	0.98024
88	0.40931	0.92744	0.31861	0.98931	0.22792	0.97117
89	0.32101	0.93681	0.14203	0.98101	0.36304	0.94522
90	0.3513	0.96104	0.2026	0.9313	0.4539	0.98156

E.3. CARREGAMENTOS E ATRASOS DO PQDSZ

Os carregamentos e os atrasos dos medidores do PQDSZ sorteados ao longo das simulações são mostrados na Tabela 49.

Tabela 49. Carregamentos sorteados nas simulações do PQDSZ

N	S ₁	FP ₁	S ₂	FP ₂	S ₃	FP ₃
---	----------------	-----------------	----------------	-----------------	----------------	-----------------

1	0.26176	0.96941	0.42351	0.92176	0.18527	0.95411
2	0.39032	0.99226	0.28065	0.97032	0.17097	0.94839
3	0.33477	0.94782	0.16954	0.99477	0.40432	0.96173
4	0.33181	0.94545	0.16362	0.99181	0.39542	0.95817
5	0.27914	0.98331	0.45828	0.93914	0.23742	0.97497
6	0.24044	0.95235	0.38088	0.98044	0.12132	0.92853
7	0.34748	0.95799	0.19497	0.92748	0.44245	0.97698
8	0.30408	0.92326	0.10815	0.96408	0.31223	0.92489
9	0.47424	0.97939	0.44848	0.97424	0.42273	0.96909
10	0.29333	0.99466	0.48666	0.95333	0.27999	0.99199
11	0.22031	0.93625	0.34062	0.96031	0.46094	0.98437
12	0.23697	0.94958	0.37395	0.97697	0.11092	0.92437
13	0.28662	0.9893	0.47324	0.94662	0.25986	0.98394
14	0.33131	0.94505	0.16262	0.99131	0.39393	0.95757
15	0.44698	0.95758	0.39396	0.94698	0.34094	0.93637
16	0.11028	0.92823	0.12057	0.93028	0.13085	0.93234
17	0.35226	0.96181	0.20453	0.93226	0.45679	0.98272
18	0.29305	0.99444	0.4861	0.95305	0.27915	0.99166
19	0.43678	0.94943	0.37357	0.93678	0.31035	0.92414
20	0.48101	0.98481	0.46202	0.98101	0.44304	0.97721
21	0.4322	0.94576	0.3644	0.9322	0.29659	0.99864
22	0.42143	0.93714	0.34286	0.92143	0.26428	0.98571
23	0.2567	0.96536	0.4134	0.9967	0.1701	0.94804
24	0.40637	0.9251	0.31275	0.98637	0.21912	0.96765
25	0.39376	0.995	0.28751	0.97376	0.18127	0.95251
26	0.33376	0.94701	0.16753	0.99376	0.40129	0.96052
27	0.26097	0.96878	0.42195	0.92097	0.18292	0.95317
28	0.40253	0.92202	0.30506	0.98253	0.20759	0.96304
29	0.32254	0.93803	0.14507	0.98254	0.36761	0.94704
30	0.27016	0.97612	0.44031	0.93016	0.21047	0.96419
31	0.23446	0.94757	0.36893	0.97446	0.10339	0.92136
32	0.14866	0.95892	0.19731	0.96866	0.24597	0.97839
33	0.39435	0.99548	0.2887	0.97435	0.18305	0.95322
34	0.11306	0.93045	0.12612	0.93306	0.13919	0.93567
35	0.46914	0.97531	0.43828	0.96914	0.40742	0.96297
36	0.47206	0.97765	0.44412	0.97206	0.41619	0.96647
37	0.12342	0.93873	0.14683	0.94342	0.17025	0.9481
38	0.35227	0.96181	0.20453	0.93227	0.4568	0.98272
39	0.41225	0.9298	0.3245	0.99225	0.23674	0.9747
40	0.11669	0.93336	0.13339	0.93669	0.15008	0.94003
41	0.39313	0.99451	0.28626	0.97313	0.1794	0.95176

42	0.20124	0.92099	0.30248	0.94124	0.40372	0.96149
43	0.22854	0.94283	0.35709	0.96854	0.48563	0.99425
44	0.37153	0.97722	0.24306	0.95153	0.11459	0.92583
45	0.3098	0.92784	0.11961	0.9698	0.32941	0.93176
46	0.41412	0.93129	0.32824	0.99412	0.24235	0.97694
47	0.16899	0.97519	0.23799	0.98899	0.30698	0.92279
48	0.14997	0.95998	0.19994	0.96997	0.24991	0.97996
49	0.17662	0.9813	0.25324	0.99662	0.32987	0.93195
50	0.20624	0.92499	0.31249	0.94624	0.41873	0.96749
51	0.26891	0.97513	0.43783	0.92891	0.20674	0.9627
52	0.32009	0.93607	0.14018	0.98009	0.36027	0.94411
53	0.32039	0.93631	0.14078	0.98039	0.36117	0.94447
54	0.33982	0.95186	0.17965	0.99982	0.41947	0.96779
55	0.15654	0.96523	0.21308	0.97654	0.26962	0.98785
56	0.4644	0.97152	0.4288	0.9644	0.3932	0.95728
57	0.22774	0.94219	0.35548	0.96774	0.48323	0.99329
58	0.20635	0.92508	0.3127	0.94635	0.41905	0.96762
59	0.18511	0.98809	0.27022	0.92511	0.35533	0.94213
60	0.19693	0.99755	0.29387	0.93693	0.3908	0.95632
61	0.42726	0.94181	0.35451	0.92726	0.28177	0.99271
62	0.10257	0.92206	0.10515	0.92257	0.10772	0.92309
63	0.4266	0.94128	0.35321	0.9266	0.27981	0.99193
64	0.32379	0.93903	0.14758	0.98379	0.37137	0.94855
65	0.43113	0.9449	0.36226	0.93113	0.29339	0.99736
66	0.31796	0.93437	0.13593	0.97796	0.35389	0.94156
67	0.30341	0.92273	0.10681	0.96341	0.31022	0.92409
68	0.48456	0.98765	0.46912	0.98456	0.45368	0.98147
69	0.47056	0.97645	0.44112	0.97056	0.41168	0.96467
70	0.48976	0.99181	0.47952	0.98976	0.46928	0.98771
71	0.11072	0.92858	0.12144	0.93072	0.13216	0.93286
72	0.46717	0.97374	0.43434	0.96717	0.40151	0.96061
73	0.38029	0.98423	0.26058	0.96029	0.14087	0.93635
74	0.38293	0.98634	0.26585	0.96293	0.14878	0.93951
75	0.21677	0.93341	0.33354	0.95677	0.4503	0.98012
76	0.1723	0.97784	0.2446	0.9923	0.31689	0.92676
77	0.41732	0.93385	0.33464	0.99732	0.25196	0.98078
78	0.33287	0.9463	0.16575	0.99287	0.39862	0.95945
79	0.22709	0.94168	0.35419	0.96709	0.48128	0.99251
80	0.11414	0.93131	0.12828	0.93414	0.14242	0.93697
81	0.24237	0.9539	0.38474	0.98237	0.12711	0.93085
82	0.22363	0.93891	0.34727	0.96363	0.4709	0.98836

83	0.49528	0.99622	0.49056	0.99528	0.48584	0.99434
84	0.13171	0.94537	0.16341	0.95171	0.19512	0.95805
85	0.439	0.9512	0.378	0.939	0.317	0.9268
86	0.37256	0.97805	0.24513	0.95256	0.11769	0.92708
87	0.38632	0.98906	0.27264	0.96632	0.15896	0.94359
88	0.11365	0.93092	0.1273	0.93365	0.14095	0.93638
89	0.13488	0.9479	0.16975	0.95488	0.20463	0.96185
90	0.40286	0.92229	0.30573	0.98286	0.20859	0.96344

APÊNDICE F - Faltas bifásicas no PDSZ

F.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este apêndice tem por objetivo mostrar o equacionamento da componente diferencial de sequência zero do PDSZ para faltas bifásicas com envolvimento de terra ou não.

F.2. COMPONENTE DIFERENCIAL PARA FALTAS MONOFÁSICAS

Como primeiro passo para a análise de faltas bifásicas, apresenta-se a corrente de sequência zero para faltas monofásicas, que é mostrada na equação (69). Tal equação é conhecida da literatura (BLACKBURN; DOMIN, 2006), onde tem-se que: Z_0 , Z_1 e Z_2 são as impedâncias equivalentes de sequência vistas pelo ponto onde a falta ocorreu; Z_G é a impedância de falta; e E_1 a componente de sequência positiva que alimenta o sistema (considerando alimentação trifásica e equilibrada).

No caso de faltas de alta impedância, espera-se que Z_G seja muito maior que as outras três impedâncias da equação, sendo válida a aproximação mostrada na equação (69).

$$\bar{I}_0 = \frac{\bar{E}_1}{(\bar{Z}_0 + \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + 3 \cdot \bar{Z}_G)} \quad (68)$$

$$\bar{I}_0^{HIF} = \frac{\bar{E}_1}{3 \cdot \bar{Z}_G}, \quad \bar{Z}_G \gg \bar{Z}_0, \bar{Z}_1, \bar{Z}_2 \quad (69)$$

F.3. FALTAS BIFÁSICAS

A representação genérica de um curto-circuito bifásico é mostrada na Figura 68. Nela são destacadas as impedâncias equivalentes do sistema em cada sequência e também a corrente de falta em cada uma das sequências.

Como para o PDSZ a única componente analisada é a de sequência zero, representa-se a mesma na Figura 69, na qual são destacadas \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} , as quais serão analisadas analogamente ao caso monofásico apresentado no item 3.5.1 (p. 55). Nesta figura, a componente \bar{I}_0 é a mesma do circuito da Figura 68.

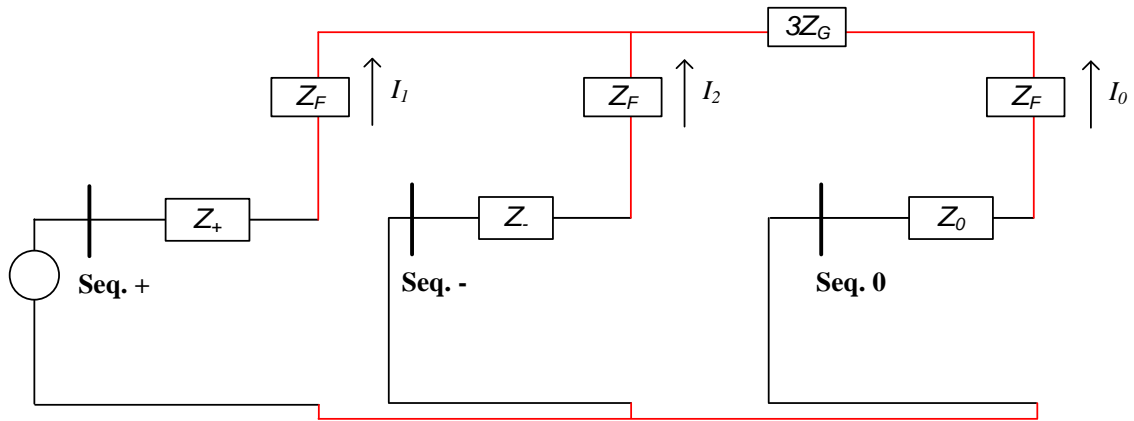


Figura 68. Curto-circuito bifásico

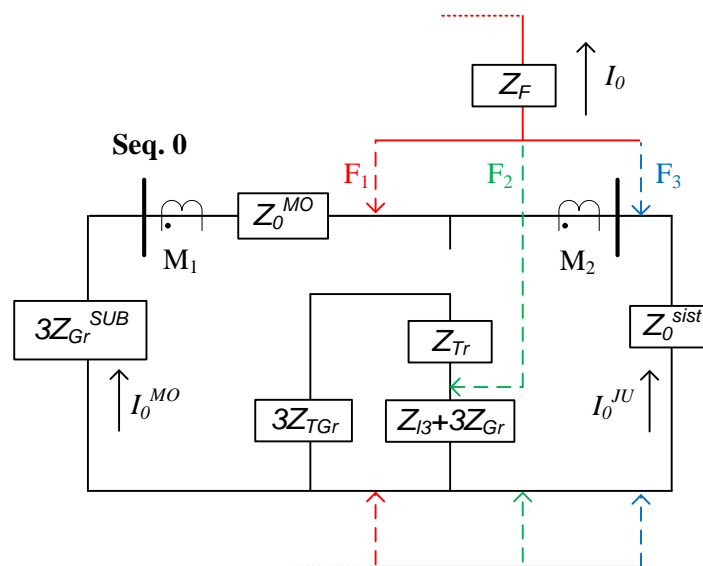


Figura 69. Circuito de sequência zero com representação dos medidores do PDSZ

O primeiro passo para análise de faltas bifásicas é o equacionamento da corrente de sequência zero destacada na Figura 68. Tal equacionamento é conhecido do estudo tradicional de curtos-circuitos bifásicos e é apresentado na equação (71), em função da corrente de sequência positiva – equação (70).

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{E}_1}{(\bar{Z}_1 + \bar{Z}_F) + \left[(\bar{Z}_2 + \bar{Z}_F) // (\bar{Z}_0 + \bar{Z}_F + 3 \cdot \bar{Z}_G) \right]} \quad (70)$$

$$\bar{I}_0 = \frac{-(\bar{Z}_2 + \bar{Z}_F) \cdot \bar{I}_1}{(\bar{Z}_2 + \bar{Z}_F) + (\bar{Z}_0 + \bar{Z}_F + 3 \cdot \bar{Z}_G)} \quad (71)$$

Analisando-se faltas bifásicas sem envolvimento de terra, tem-se que o valor da impedância \bar{Z}_G tende a infinito, significando que o valor da corrente \bar{I}_0 tende a zero. Sendo assim, este tipo de falta não deve ser acusado pelo PDSZ.

Sendo o sistema desequilibrado, haverá acoplamento entre as impedâncias Z_+ , Z_- e Z_0 , o que acarretará a indução de corrente de sequência zero no sistema, fazendo com que \bar{I}_0^{MO} e \bar{I}_0^{JU} sejam não nulos. Apesar disso, como a sequência zero é um circuito série, a equação (14) é válida neste caso, garantindo uma componente \bar{I}_0^{DIF} nula.

Casos de curto-circuitos bifásicos com envolvimento de terra acarretam em correntes \bar{I}_0 da Figura 68 não nulas. Supondo-se impedâncias Z_F e Z_G de mesma ordem de grandeza e muito superiores a Z_+ , Z_- e Z_0 , a corrente \bar{I}_0 pode ser simplificada, obtendo-se a equação (72).

$$\bar{I}_0 = -\frac{\bar{E}_1}{9 \cdot \bar{Z}_G}, \quad \bar{Z}_G = \bar{Z}_F; \bar{Z}_G \gg \bar{Z}_0, \bar{Z}_1, \bar{Z}_2 \quad (72)$$

Comparando-se com o caso monofásico –equação (69) – tem-se que o PDSZ é três vezes menos sensível a faltas bifásicas com envolvimento de terra do que às monofásicas. Considerando-se Z_G nulo, o desenvolvimento da simplificação que leva à equação (72) resultará em uma componente de sequência zero para faltas bifásicas igual à para monofásicas.

Nas simulações realizadas neste trabalho, devido às características do modelo de faltas do RTDS, foram aplicadas faltas bifásicas com Z_G nulo, no caso em que o terra foi envolvida. Este caso faz com que a componente I_0 nestes casos seja igual à da equação (69). Isso explica o desempenho semelhante do método frente aos dois tipos de falta. Entretanto, em casos reais, não se deve esperar um desempenho tão expressivo no caso de faltas bifásicas com envolvimento de terra.

Nota-se um limiar de alarme para o caso monofásico de 163Ω nas simulações realizadas. Baseado nisso, espera-se que faltas bifásica com Z_G igual a Z_F (regida pela equação (72)) sejam detectadas até do limiar de aproximadamente 54Ω , o que significa que espera-se que as faltas de 100Ω simuladas não deveriam ter sido detectadas.