



DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gabriel de Alvarenga Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

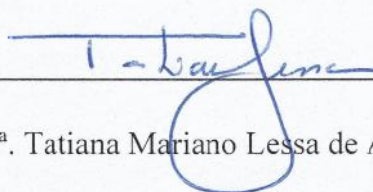
Rio de Janeiro
Outubro de 2019

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

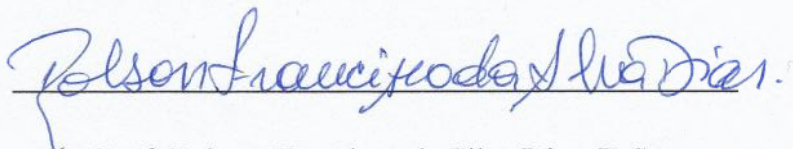
Gabriel de Alvarenga Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof^ª. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.



Prof. Lisandro Lovisolo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

OUTUBRO DE 2019

Ferreira, Gabriel de Alvarenga

Detecção de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / Gabriel de Alvarenga Ferreira – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVI, 105 p. il.; 29,7 cm

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 91-98.

1. Detecção de falhas de alta impedância. 2. Sistemas elétricos de distribuição. 3. Proteção de sistemas elétricos de potência. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida e pelos dons da sabedoria, conselho e fortaleza. Essenciais para a constante busca de um caminho de esperança e paz.

Aos meus pais, Sérgio e Shyrlei, pelo exemplo de caráter, respeito e amor ao próximo, e aos meus irmãos, Tiago e Felipe, pela amizade e pelas boas lembranças dos tempos de infância.

Aos meus avós, paternos e maternos, pelos diversos exemplos de luta e perseverança, constantes em meus pensamentos e, com certeza, estimulantes nos momentos onde encontrei dificuldades.

A minha noiva Marianna, pela paciência, atenção, palavras de carinho, amor dedicado, companheirismo, incentivo e compartilhamento mútuo das alegrias e tristezas da vida, fatores que contribuíram das mais diversas formas para o êxito do trabalho e a manutenção de meu equilíbrio emocional.

À minha orientadora Tatiana, por ter sido peça fundamental não só para o desenvolvimento deste trabalho, mas também no meu desenvolvimento como pesquisador e profissional. Certamente hoje sou um profissional mais maduro e seguro pelos seus conselhos e ensinamentos.

Aos amigos e familiares, pela amizade e trocas de experiências de vida.

“Es ist noch kein meister vom himmel gefallen” (Deutsch Sprichwort)

“Ainda não há um mestre caído dos céus” (Provérbio alemão)

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gabriel de Alvarenga Ferreira

Outubro/2019

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

No Brasil, a distribuição de energia elétrica é predominantemente realizada a partir de ramais aéreos, sem isolamento. Apesar de mais baratos, esses sistemas estão mais suscetíveis à ocorrência de faltas (curtos-circuitos). Dentre essas faltas, as Faltas de Alta Impedância (FAIs) ainda representam um grande desafio em relação à sua detecção, visto que, entre outras características específicas, os baixos níveis de corrente de falta gerados por esses eventos não sensibilizam os esquemas de proteções convencionais desses sistemas, amplamente baseados em relés de sobrecorrente.

Neste cenário, este trabalho tem como objetivo principal um amplo estudo em relação à detecção de FAIs em sistemas de distribuição. Após a realização de uma larga revisão bibliográfica e a definição dos métodos mais relevantes, de acordo com alguns critérios de importância, dois destes métodos são escolhidos para simulação. Adicionalmente, um novo método baseado em Transformada Discreta de Wavelet é proposto.

Após a apresentação detalhada dos métodos e da metodologia utilizada para as simulações no software PSCAD, são também apresentados os resultados e discussões referentes aos casos de simulação. Ao final, são apresentadas as conclusões e realizadas proposições para trabalhos futuros.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

HIGH IMPEDANCE FAULT DETECTION IN ELECTRICAL POWER
DISTRIBUTION SYSTEMS

Gabriel de Alvarenga Ferreira

October/2019

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

In Brazil, the distribution of electric power is predominantly performed by the use of aerial branches, without isolation. Although cheaper, these systems are more susceptible to the occurrence of faults (short circuits). Among these faults, High Impedance Faults (HIFs) still represent a major challenge regarding their detection, since, among other specific characteristics, the low fault current levels generated by these events do not sensitize the conventional protection schemes of these systems, largely based on overcurrent relays.

In this scenario, this work has as main objective a broad study in relation to the detection of HIFs in distribution systems. After a large bibliographic review and the definition of the most relevant methods, according to some criteria of importance, two of these methods are chosen for simulation. Additionally, a new method based on Discrete Wavelet Transform is proposed.

After the detailed presentation of the methods and methodology used for the simulations in the PSCAD software, the results and discussions regarding the simulation cases are also presented. Finally, the conclusions and proposals for future works are presented.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XVI
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.3 FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA	3
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	8
CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
2.1 INTRODUÇÃO.....	9
2.2 RETROSPECTIVA HISTÓRICA	9
2.3 TRABALHOS RELEVANTES	13
2.4 DEFINIÇÃO DO ESCOPO DA DISSERTAÇÃO.....	16
CAPÍTULO 3 MÉTODOS DA LITERATURA	18
3.1 MÉTODO DE SARWAGYA.....	18
3.2 MÉTODO DE SOHEILI.....	22
CAPÍTULO 4 MÉTODO PROPOSTO.....	30
4.1 INTRODUÇÃO.....	30
4.2 A TRANSFORMADA <i>WAVELET</i> DISCRETA (DWT).....	30
4.3 MÉTODO PROPOSTO	33
CAPÍTULO 5 SIMULAÇÕES	37
5.1 INTRODUÇÃO.....	37
5.2 CONSIDERAÇÕES	37
5.3 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	43
5.4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS	85
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES.....	87
6.1 CONCLUSÕES DO TRABALHO.....	87
6.2 TRABALHOS FUTUROS.....	89
REFERÊNCIAS	91

APÊNDICE A <i>IEEE 34 NODE TEST FEEDER</i>	99
A.1 DADOS DO ALIMENTADOR	99
APÊNDICE B PSCAD	103
A.1 INTRODUÇÃO	103
A.2 PRINCIPAIS FERRAMENTAS UTILIZADAS	103

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. REGIÕES DE PROTEÇÃO DE UM RELÉ DE SOBRECORRENTE.	4
FIGURA 2. COMPORTAMENTO TÍPICO DA CORRENTE DE UMA FAI.	6
FIGURA 3. TÍPICA OSCILOGRAFIA DE UMA FAI (FALTA DA FASE “C” PARA A TERRA): (A) CORRENTE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) CORRENTE NO PONTO DE FALTA.	7
FIGURA 4. PROCEDIMENTO DE DETECÇÃO DE FAIS PELO MÉTODO DE SARWAGYA.	19
FIGURA 5. PROCEDIMENTO DE DETECÇÃO DE FAIS REFERENTE AO MÉTODO DE SOHEILI.	24
FIGURA 6. PROCEDIMENTO REFERENTE AO ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS (CRITÉRIO 2).	25
FIGURA 7. PROCEDIMENTO REFERENTE AO MÉTODO PRÉVIO PARA DETECÇÃO DE FAIS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM CARGAS LINEARES (CRITÉRIO 3).	26
FIGURA 8. PROCEDIMENTO REFERENTE AO MÉTODO MODIFICADO PARA DETECÇÃO DE FAIS, CONSIDERANDO A PRESENÇA DE CNLS (CRITÉRIO 3).	28
FIGURA 9. BANCO DE FILTROS DE 3 ESTÁGIOS.	33
FIGURA 10. REPRESENTAÇÃO DA DWT NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA PARA UM BANCO DE FILTROS DE TRÊS ESTÁGIOS E UM SINAL DE ENTRADA COM FAIXA DE FREQUÊNCIAS DE 0 A f_N	33
FIGURA 11. PROCESSO DE DETECÇÃO DE FAIS DO MÉTODO PROPOSTO.	35
FIGURA 12. COMPORTAMENTO DA FUNÇÃO TIMER.	36
FIGURA 13. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.	38
FIGURA 14. MODELO DE FAI DE EMANUEL ET AL.	39
FIGURA 15. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 1.	43
FIGURA 16. CASO 1: FAI ENTRE OS NÓS #846 E #848 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	44
FIGURA 17. CASO 1: FAI ENTRE OS NÓS #846 E #848 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A_3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDE DO SEGUNDO HARMÔNICO (AZUL) E AMPLITUDE DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	45

FIGURA 18. CASO 1: FAI ENTRE OS NÓS #846 E #848 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	46
FIGURA 19. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 2.....	48
FIGURA 20. CASO 2: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #846 E #848, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	49
FIGURA 21. CASO 2: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #846 E #848, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	51
FIGURA 22. CASO 2: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #846 E #848, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	52
FIGURA 23. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 3.....	54
FIGURA 24. CASO 3: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	55
FIGURA 25. CASO 3: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDE DO SEGUNDO	

HARMÔNICO (AZUL) E AMPLITUDE DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	56
FIGURA 26. CASO 3: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	57
FIGURA 27. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 4.....	59
FIGURA 28. CASO 4: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	60
FIGURA 29. CASO 4: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	62
FIGURA 30. CASO 4: FAI NO TRECHO ENTRE OS NÓS #836 E #840, COM PRESENÇA DE CNL, NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	62
FIGURA 31. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 5.....	64
FIGURA 32. CASO 5: CHAVEAMENTO DO BANCO DE CAPACITORES DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	65
FIGURA 33. CASO 5: CHAVEAMENTO DO BANCO DE CAPACITORES DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO.	

DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A_3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	67
FIGURA 34. CASO 5: CHAVEAMENTO DO BANCO DE CAPACITORES DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	68
FIGURA 35. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 6.	70
FIGURA 36. CASO 6: CHAVEAMENTO DA CNL DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	71
FIGURA 37. CASO 6: CHAVEAMENTO DA CNL DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A_3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	73
FIGURA 38. CASO 6: CHAVEAMENTO DA CNL DO NÓ #844 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	74
FIGURA 39. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 7.	75
FIGURA 40. CASO 7: CHAVEAMENTO DA CARGA LINEAR DO NÓ #890 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	76
FIGURA 41. CASO 7: CHAVEAMENTO DA CARGA LINEAR DO NÓ #890 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO.	

ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A_3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	78
FIGURA 42. CASO 7: CHAVEAMENTO DA CARGA LINEAR DO NÓ #890 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	79
FIGURA 43. DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REFERENTE AO CASO 8.	80
FIGURA 44. CASO 8: CHAVEAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO NÓ #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. CRITÉRIO 1: (B) TENSÃO RESIDUAL EM KV NA SAÍDA DO ALIMENTADOR E (C) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DA TENSÃO RESIDUAL. CRITÉRIO 2: (D) CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA E (E) SOMA MÓVEL DE UM CICLO DAS COMPONENTES SUPERPOSTAS DE CORRENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	81
FIGURA 45. CASO 8: CHAVEAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO NÓ #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. ATIVADOR: (B) VALOR DO INDICADOR DE NÍVEL DE HARMÔNICOS PARES LIMITADO POR $\beta = 10\%$ E (C) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. ANALISADOR DE CONDIÇÕES ANORMAIS: (D) INTEGRAL DA SOMA DOS HARMÔNICOS PARES (AZUL) E INTEGRAL DO TERCEIRO HARMÔNICO (VERMELHO), E (E) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR DE CNLS: (F) VALOR DO INDICADOR DE PRESENÇA DE CNLS LIMITADO POR $A_3 = 5\%$ E (G) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETECTOR MODIFICADO DE ASSINATURA DE FAI: (H) AMPLITUDES DO TERCEIRO (AZUL), QUINTO (VERMELHO) E SÉTIMO (VERDE) HARMÔNICOS E (I) ESTADO DE SAÍDA DO CRITÉRIO. DETERMINADOR DE ESTADO: (J) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	82
FIGURA 46. CASO 8: CHAVEAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DO NÓ #840 NO INSTANTE $T = 0,5$ S. (A) CORRENTES EM KA NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (B) SOMATÓRIO DAS CORRENTES DE FASE NA SAÍDA DO ALIMENTADOR. (C) COEFICIENTE D2 EM KA. (D) COEFICIENTE D3 EM KA. (E) CONTADOR X. (F) ESTADO DO DETECTOR DE FAI.	83
FIGURA 47. IEEE 34 NODE TEST FEEDER.	99
FIGURA 48. BLOCO FFT.	103
FIGURA 49. BLOCO DWT.	104
FIGURA 50. BIBLIOTECAS DE ELEMENTOS. (A) ELEMENTOS PASSIVOS, (B) FONTES DE ALIMENTAÇÃO E (C) TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.	104
FIGURA 51. BIBLIOTECAS DE ELEMENTOS. (A) ELEMENTOS LÓGICOS, (B) MEDIDORES E (C) MISCELÂNEAS.	104

FIGURA 52. BIBLIOTECAS DE ELEMENTOS. (A) PROTEÇÃO, (B) DISJUNTORES E ELEMENTOS PARA APLICAÇÃO DE DEFEITOS E (C) FUNÇÕES CSM (BLOCOS DE CONTROLE ANALÓGICO E DIGITAL). .105

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. NÍVEIS DE CORRENTES DE FAI PARA TÍPICAS SUPERFÍCIES DE CONTATO.....	7
TABELA 2. ESCALAS DE FREQUÊNCIAS PARA UM BANCO DE FILTROS DE TRÊS ESTÁGIOS E UM SINAL DE ENTRADA COM FAIXA DE FREQUÊNCIAS DE 0 A FN.....	33
TABELA 3. PARÂMETROS DE PROTEÇÃO REFERENTES AO MÉTODO DE SARWAGYA.....	40
TABELA 4. PARÂMETROS DE PROTEÇÃO REFERENTES AO MÉTODO DE SOHEILI.....	41
TABELA 5. PARÂMETROS DE PROTEÇÃO REFERENTES AO MÉTODO PROPOSTO.....	41
TABELA 6. TEMPOS DE DETECÇÃO DE FAI REFERENTES AO CASO 1.....	47
TABELA 7. TEMPOS DE DETECÇÃO DE FAI REFERENTES AO CASO 2.....	53
TABELA 8. TEMPOS DE DETECÇÃO DE FAI REFERENTES AO CASO 3.....	58
TABELA 9. TEMPOS DE DETECÇÃO DE FAI REFERENTES AO CASO 4.....	63
TABELA 10. CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	99
TABELA 11. DADOS DOS TRECHOS DO ALIMENTADOR.....	100
TABELA 12. DADOS DOS TRANSFORMADORES.....	101
TABELA 13. CAPACITORES SHUNT.....	101
TABELA 14. DADOS DO REGULADOR.....	101
TABELA 15. CARGAS LOCAIS.....	102
TABELA 16. CARGAS DISTRIBUÍDAS.....	102

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser compreendido como um conjunto de componentes elétricos implantados para gerar, transmitir e entregar energia elétrica aos consumidores com qualidade, confiabilidade e segurança. Um SEP pode ser amplamente dividido em três categorias: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As centrais geradoras, responsáveis pelo fornecimento de energia em um SEP, entregam esta para os sistemas de transmissão, os quais são responsáveis por transportar esta energia para os sistemas de distribuição. Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs), por sua vez, são responsáveis por conectar fisicamente os sistemas de transmissão e ainda algumas unidades geradoras de pequeno e médio porte aos consumidores industriais e residenciais próximos [1]. Atualmente, o Brasil possui mais de 77 milhões de Unidades Consumidoras (UCs), sendo 85% destas residenciais [2].

No Brasil, a distribuição de energia elétrica é predominantemente realizada a partir de redes elétricas aéreas com condutores nus (sem isolamento), visto seu baixo custo de implantação. Porém, essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de curtos-circuitos, ou faltas, especialmente nos casos onde há contato de galhos de árvores ou outros elementos com os condutores elétricos [3].

Visando eliminar essas faltas e evitar, assim, que provoquem danos nas instalações e acidentes envolvendo a população, as concessionárias de distribuição investem em sistemas de proteção cada vez mais sofisticados, os quais devem identificar e isolar o trecho em falta, mantendo o máximo fornecimento possível de energia elétrica aos consumidores. Os sistemas de proteção para SDEEs são amplamente constituídos por elementos de sobrecorrente, baseados na curva de amplitude de corrente de falta por tempo de atuação, de acordo com valores de correntes pré-estabelecidos, ou correntes de *pickup*. Quanto maior a corrente de falta, mais rápida será a atuação da proteção de sobrecorrente [4].

Dentre os defeitos passíveis de ocorrer nos SDEEs, destacam-se as Faltas de Alta Impedância (FAIs). As FAIs são casos especiais, geralmente relacionados ao rompimento de um condutor energizado e o consequente contato indesejado deste a uma superfície de alto valor de impedância. Como resultado, são produzidas correntes de falta de baixa magnitude, que podem não sensibilizar os dispositivos de proteção convencionais [5]. Caso não detectada, uma FAI pode perdurar por um longo período sem conhecimento das concessionárias, dependendo muitas vezes de avisos e reclamações dos consumidores para o isolamento do trecho nesta condição. Esta situação é muito preocupante, visto que, a exposição prolongada de condutores energizados pode trazer diversos riscos à população local, podendo causar mortes a partir de incêndios e choques elétricos.

Atualmente, a detecção de FAIs ainda representa um grande desafio para as concessionárias, sendo também um tema de grande importância para a comunidade científica internacional. Esta, por sua vez, frequentemente apresenta novos métodos de detecção destes fenômenos, visando à melhoria contínua das técnicas existentes.

Baseado em todo o exposto nesta introdução, esta dissertação versará sobre métodos de detecção de FAIs em sistemas de distribuição, considerando descrições detalhadas referentes às suas características e aplicações. Além disso, são realizadas análises baseadas em simulações computacionais, visando à obtenção de resultados comparáveis aos observados na literatura e em situações reais de funcionamento de sistemas de distribuição.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é a avaliação da aplicação de diferentes métodos de detecção de FAIs para sistemas de distribuição. Em especial, serão analisados métodos cujas técnicas de extração de dados do sistema são baseadas em diferentes domínios de análise. Para isso, é apresentada uma vasta revisão bibliográfica juntamente com uma análise dos métodos a partir de critérios de importância. Adicionalmente, um novo método de detecção de FAIs, baseado na análise no domínio tempo-escala, também é apresentado.

Os métodos selecionados na literatura e o novo método proposto são detalhadamente apresentados, implementados e testados na detecção de FAIs em um sistema teste conhecido e baseado em um sistema real.

1.3 Falhas de Alta Impedância

FAIs são comumente caracterizadas por baixos níveis de correntes de curto-circuito, comportamento não linear e pela formação de arco elétrico com consequente presença de ruído de alta frequência na corrente de falta [6]. FAIs são distúrbios que ocorrem nos sistemas elétricos de distribuição quando um condutor elétrico aéreo energizado se rompe e entra em contato indesejado com alguma superfície ou estrutura, cujo valor de impedância seja alto. Dentre as diversas superfícies de alta impedância sobre as quais os sistemas aéreos de distribuição estão dispostos, podem ser citadas: areia, concreto, brita e asfalto. Galhos de árvores ou ainda outras estruturas diversas também podem vir a gerar FAIs [7].

1.3.1 Definição do Problema

FAIs são, em geral, muito difíceis de detectar, considerando os esquemas de proteção convencionais baseados em relés de sobrecorrente e relés de distância. Nos esquemas de proteção baseados em relés de sobrecorrente, as baixas magnitudes de corrente podem acarretar perda de sensibilidade, considerando que os relés de sobrecorrente são configurados para operar na presença de altas magnitudes de correntes de curto-circuito. Do mesmo modo, esquemas de proteção baseados em relés de distância podem falhar, visto que a precisão na estimativa da impedância durante uma FAI é significativamente afetada, provocando problemas de sobrealcance ou

subbalcance [8]. A Figura 1 apresenta a curva tempo x corrente de um típico relé de sobrecorrente, ilustrando sua região de operação e sua região de bloqueio.

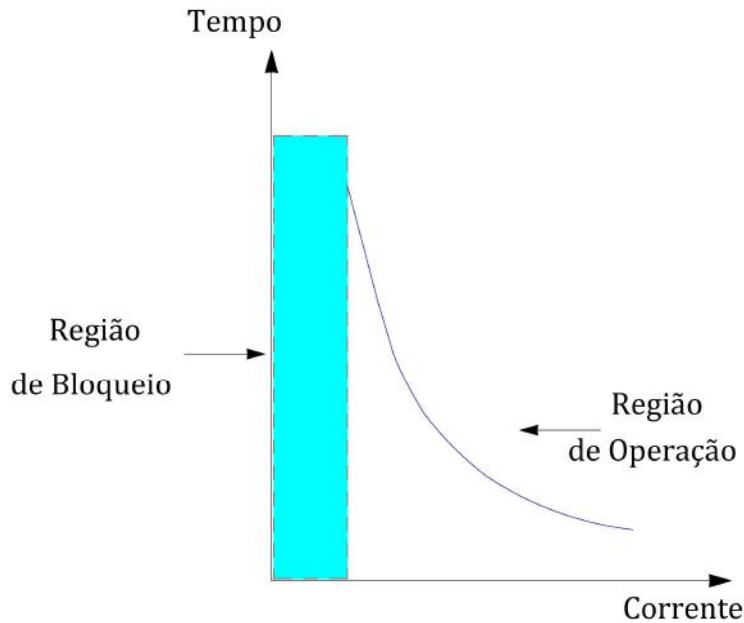


Figura 1. Regiões de proteção de um relé de sobrecorrente.

Apesar da dificuldade na detecção das FAIs, este tipo de falta geralmente não representa grande ameaça para os ativos do sistema de distribuição. Porém, caso a FAI permaneça por um longo período de tempo, pode representar um grande perigo. A presença do arco elétrico pode provocar incêndio e choque elétrico, resultando em risco à saúde da população em geral e perda de ativos do sistema de distribuição [9].

1.3.2 Características das FAIs

As características das FAIs no domínio do tempo são diretamente influenciadas pela superfície de contato. Após o contato, geralmente há o surgimento de arco elétrico, o qual é responsável pelo comportamento altamente aleatório na magnitude da corrente associada a esse tipo de falta. A magnitude da corrente de FAI pode ainda crescer e decrescer durante a ocorrência da mesma [10]. Algumas das principais características das FAIs são descritas a seguir:

1. Baixas magnitudes de corrente de curto-circuito:

Considerando que em uma FAI, as superfícies de contato possuem alto valor de impedância, os níveis de corrente de curto-circuito não são muito elevados se comparados a outros tipos de falta que ocorrem no sistema de distribuição [10].

2. Comportamento não linear:

O comportamento de uma FAI é similar ao de uma resistência não linear, isto é, a queda de tensão na FAI não é diretamente proporcional à corrente na mesma. Este fato está relacionado ao comportamento intermitente e aleatório do arco elétrico que surge no momento da falta [10].

3. Assimetria:

Em [11], alguns experimentos identificaram assimetria nas correntes produzidas pela FAI, sendo o semiciclo positivo maior em amplitude se comparado ao semiciclo negativo.

4. Componentes de diferentes frequências:

O arco elétrico formado durante a FAI provoca distorção no sinal da corrente de falta, gerando conteúdo harmônico de baixa frequência e componentes de alta frequência na faixa de 2 a 10 kHz [12]. A característica não linear é a principal responsável pelo surgimento de componentes harmônicas de baixa ordem. A assimetria provocará o surgimento de componentes harmônicas pares. As componentes de alta frequência, por sua vez, estão relacionadas ao comportamento intermitente e aleatório do arco elétrico. Podem surgir também componentes inter-harmônicas provocadas pela variação na amplitude da corrente durante a FAI [13].

5. Intermitência:

O contato de um condutor energizado com uma superfície de alta impedância provoca o surgimento de arco elétrico, cujo comportamento e constância são influenciados pelo tipo de superfície. O contato do arco elétrico com a superfície provocará o aquecimento e a perda de umidade desta, provocando a extinção do arco. Porém, o contato do arco com outra superfície próxima acarretará sua reignição [14].

6. *Buildup*:

A característica de *buildup* está relacionada ao incremento gradual da magnitude de corrente de falta, devido ao acomodamento físico do condutor energizado [15].

7. *Shoulder*:

O fenômeno conhecido como *shoulder* é o pequeno período de regime permanente da corrente de FAI, durante o estágio de *buildup*, antes que a mesma volte a crescer [16].

A Figura 2 ilustra o comportamento típico da corrente de uma FAI, onde é possível observar algumas das características descritas acima.

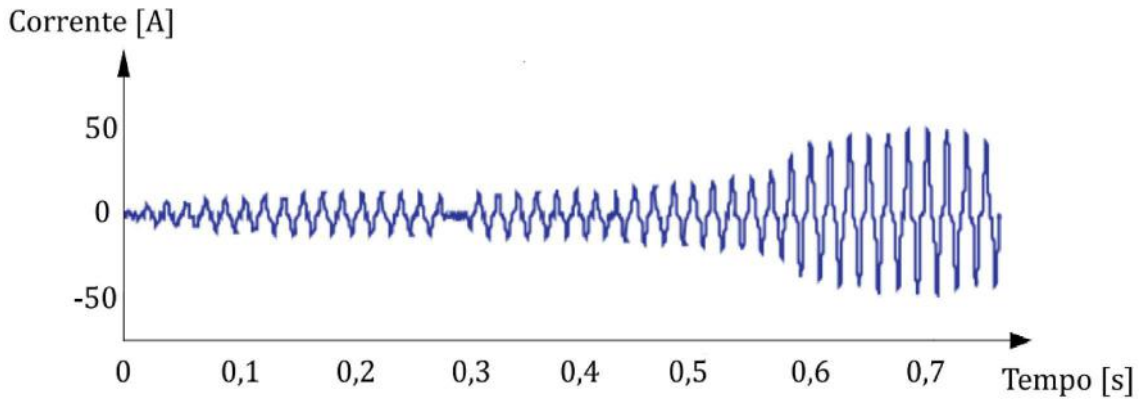


Figura 2. Comportamento típico da corrente de uma FAI.

A partir dessas características, as FAIs se diferenciam de outros eventos dos sistemas de distribuição, o que torna possível que elas sejam identificadas. A Figura 3 apresenta uma típica oscilografia, obtida por meio de simulação, de uma FAI com os sinais das correntes medidas na saída de um alimentador (a) e no ponto da falta (b). No momento em que a falta ocorre na fase “c” (em vermelho), é visível que a corrente na fase “c” apresenta valor de amplitude menor do que as fases sãs. Observa-se também em (b) a distorção provocada pela presença do arco elétrico durante a FAI.

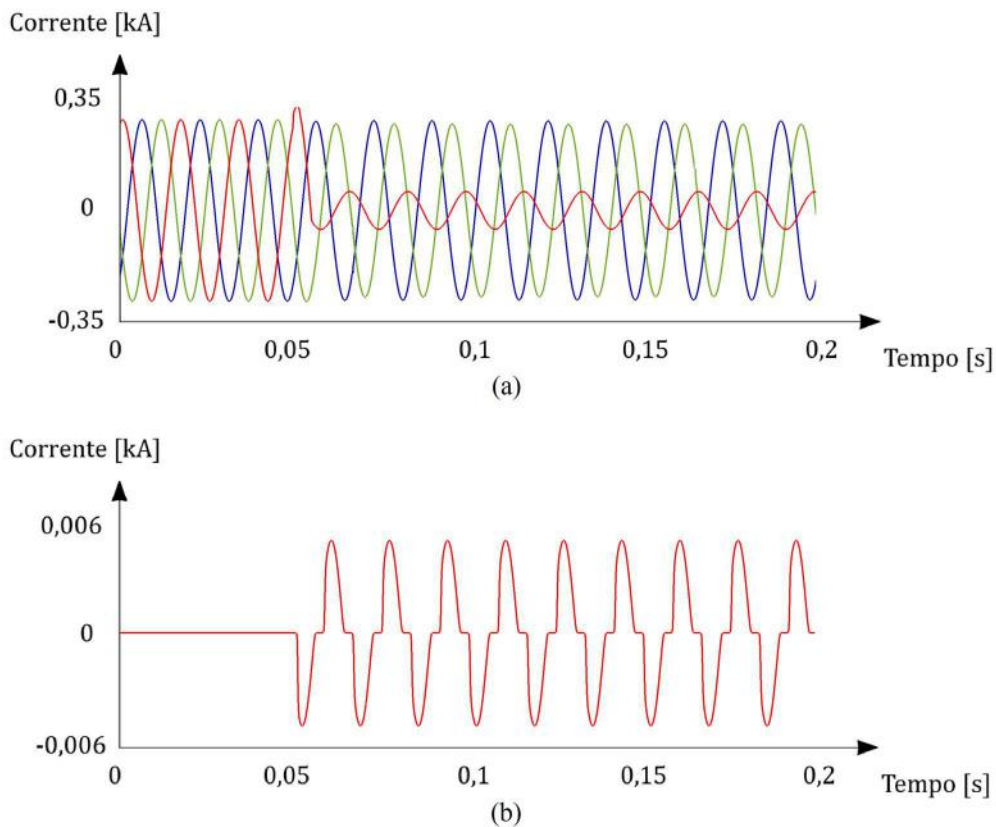


Figura 3. Típica oscilografia de uma FAI (falta da fase “c” para a terra): (a) Corrente na saída do alimentador. (b) Corrente no ponto de falta.

Novamente, evidencia-se a dificuldade de se detectar esse tipo de falta, considerando os esquemas de proteção convencionais. A Tabela 1 descreve os níveis de corrente de FAIs, obtidos de forma experimental, a partir de um alimentador de distribuição, para típicas superfícies de contato [16].

Tabela 1. Níveis de correntes de FAI para típicas superfícies de contato.

Superfície	Seca	Molhada
Areia	< 10 A	< 50 A
Asfalto	-	< 20 A
Brita	-	< 50 A
Calçamento	< 10 A	< 20 A
Gramma	< 60 A	< 90 A

1.4 Estrutura da Dissertação

O Capítulo 2 apresenta uma vasta revisão bibliográfica referente aos métodos de detecção de FAIs, exibindo alguns dos principais trabalhos realizados, considerando a aplicação em sistemas de distribuição, nos últimos 10 anos. Em seguida, são detalhadamente descritos os métodos definidos como os mais importantes para o escopo deste trabalho. Finalmente, apresentam-se as justificativas referentes às escolhas dos métodos a serem simulados.

No Capítulo 3 são apresentados os métodos de detecção de FAIs da literatura que foram selecionados para simulação e comparação com o método proposto neste trabalho.

No Capítulo 4 é proposto um novo método de detecção de FAIs, para sistemas de distribuição, baseado na análise no domínio tempo-escala de sinais de corrente.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados de simulação, incluindo considerações referentes aos modelos utilizados e discussões referentes ao desempenho de cada método. Ao final do Capítulo, é apresentada uma análise comparativa dos métodos estudados.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões relacionadas ao desenvolvimento de todo o trabalho e propostas de possíveis trabalhos futuros.

Parte dos resultados produzidos nessa dissertação foi publicada no artigo “*A Novel High Impedance Arcing Fault Detection Based on the Discrete Wavelet Transform for Smart Distribution Grids*”, apresentado na conferência *IEEE PES ISGT 2019 – Innovative Smart Grids Technologies*, realizada de 15 a 18 de setembro de 2019, em Gramado, Brasil.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Este levantamento bibliográfico tem por finalidade exibir alguns dos principais trabalhos realizados referentes à detecção de FAIs em sistemas de distribuição de energia elétrica nos últimos 10 anos.

2.2 Retrospectiva Histórica

Segundo [8], os métodos de detecção de FAI podem ser divididos em 4 grupos fundamentais, baseados no tipo de domínio utilizado para a análise dos dados extraídos do sistema, sendo estes: tempo, frequência, tempo-escala e tempo-frequência [8].

2.2.1 Domínio do Tempo

Métodos baseados na análise temporal visam à definição de indicadores de ocorrência de uma FAI a partir da extração das irregularidades temporais verificadas nas formas de onda medidas no sistema. Dentre os trabalhos baseados em análise temporal, métodos que utilizam informações de correntes e (ou) tensões de sequência zero na detecção de FAI prevalecem entre as mais usuais [17, 18, 19, 20, 21, 22]. Outros métodos identificam a FAI com base na comparação da impedância de entrada do sistema, obtida a partir de medições de tensão e corrente, com valores de parâmetros

previamente estimados em situações normais de operação. Nestes métodos, técnicas especiais envolvendo a Comunicação Via Rede Elétrica (do inglês *Power Line Communication*, ou PLC), aplicada em [23, 24] para transmitir dados medidos ao longo da linha, algoritmos específicos de estimação de parâmetros do sistema [25], a estimação do Erro Médio Quadrático (do inglês *Mean Square Error*, ou MSE) [26] e as estimativas do Passo Mais Descendente (do inglês *Steepest Descent Estimation*, ou SDE) e dos Mínimos Quadrados (do inglês *Least Square Estimation*, ou LSE) também são utilizadas. Adicionalmente, técnicas de Morfologia Matemática (do inglês *Mathematical morphology*, ou MM), são utilizadas em [27, 28, 29, 30, 31] com o objetivo de revelar a irregularidade presente nos sinais de onda medidos durante a ocorrência de uma FAI. Por fim, dados extraídos de medidores de intensidade de campo magnético e o Método de Regressão Quantil (do inglês *Quantile Regression Method*) são utilizados em [32] para a detecção de ocorrências de FAI provocadas pela queda de condutores energizados em árvores.

A principal vantagem dos métodos baseados em análise temporal está relacionada à facilidade de implementação, visto que utilizam dados que muitas vezes podem ser extraídos dos próprios equipamentos de medição e proteção já disponíveis no sistema. Apesar de não exigirem métodos sofisticados de processamento de dados e altas taxas de amostragem na extração das informações do sistema, estes métodos tendem a apresentar fragilidade quando aplicados em sistemas altamente desbalanceados e na distinção entre ocorrências de FAI e eventos de chaveamento em geral. Além disso, muitos destes métodos são exclusivos para sistemas de neutro isolado, não possuindo versatilidade para diferentes topologias [8].

2.2.2 Domínio da Frequência

Métodos baseados na análise no domínio da frequência visam à definição de indicadores de ocorrência de uma FAI a partir da extração de componentes de baixa ou alta frequência, geradas pela presença de arco elétrico durante o defeito. Dentre estes trabalhos, técnicas baseadas na extração de harmônicos de baixa ordem pelas Transformadas de Fourier (do inglês *Fourier Transform*, ou FT) são as mais frequentes [33, 34, 35] e majoritariamente utilizam o incremento no nível do 3º harmônico para a indicação da ocorrência de uma FAI. Adicionalmente, a mudança de comportamento em outros harmônicos ímpares (5º, 7º e 9º), bem como em alguns harmônicos pares (2º, 4º,

6° e 8°), também são frequentemente utilizados com este objetivo. Em [36], a condição de FAI é detectada a partir do Valor Quadrático Médio (do inglês *Root Mean Square*, ou RMS) das correntes inter-harmônicas entre as faixas de frequência 40-56 Hz e 64-80 Hz, extraídas pela Transformada Discreta de Fourier (do inglês *Discrete Fourier Transform*, ou DFT). Em [37], a energia das componentes harmônicas e inter-harmônicas, extraídas especificamente entre as frequências 25 e 375 Hz, a partir da Transformada Discreta de Fourier Recursiva (do inglês *Discrete Fourier Transform Recursive*, ou DFTR), é utilizada para identificar a condição de FAI. Por fim, outros métodos também utilizam técnicas mais complexas, como a Filtragem de Kalman (do inglês *Kalman Filtering*), para a estimação das componentes de frequência característicos dos sinais de corrente das FAIs [38].

A principal vantagem dos métodos baseados em análise no domínio da frequência é a possibilidade de se extrair componentes bem específicas e características das FAIs. Porém, a incapacidade de se localizar temporalmente as componentes de frequência extraídas tende a diminuir a eficiência desses métodos. Além disso, muitos eventos naturais aos sistemas de distribuição, como chaveamentos de bancos de capacitores e energização de transformadores, geram componentes de frequências similares às geralmente atribuídas às FAIs, podendo haver erro de distinção entre estes fenômenos.

2.2.3 Domínio Tempo-Escala

A análise em tempo-escala, também conhecida como análise por Transformada Wavelet (do inglês *Wavelet Transform*, ou WT), visa mapear sinais no domínio do tempo em diferentes escalas de tempo e frequência. Esta análise captura ambas as informações de frequência e a localização temporal onde constam as componentes de frequência. Esta capacidade torna essa ferramenta importante para a análise de sinais de espectro variante no tempo, como os sinais de corrente da FAI. Dentre os métodos baseados em WT, é predominante uso da Transformada Wavelet Distreta (do inglês *Discrete Wavelet Transform*, ou DWT), para a extração de componentes de alta frequência que caracterizem a presença de FAI [39, 5, 40, 41, 42]. Outros métodos utilizam ainda, complementarmente à DWT, técnicas matemáticas mais complexas, como Redes Neurais Artificiais (do inglês *Artificial Neural Networks*, ou ANN) [43] e Redes Neurais Evolutivas (do inglês *Evolving Neural Networks*, ou ENN) [44], visando

aumentar a confiabilidade na detecção das FAIs. Adicionalmente, outras variações da WT, como a Transformada Wavelet Contínua (do inglês *Continuous Wavelet Transform*, ou CWT) [9], a Transformada de Pacote Wavelet (do inglês *Wavelet Packet Transform*, ou WPT) e a Transformada Wavelet Estacionária (do inglês *Stationary Wavelet Transform*, ou SWT) [45] também foram utilizadas visando a extração de componentes de alta frequência que indiquem a presença de FAI.

Apesar das grandes vantagens relacionadas ao uso da WT para a detecção de FAIs, considerando sua capacidade de permitir uma análise mais precisa de sinais de espectro variante no tempo, a definição de uma técnica prática e sistemática pode representar um complexo desafio. Entre as dificuldades que podem ser encontradas, a subjetividade na escolha da função wavelet-mãe e a necessidade de uma alta frequência de amostragem são as que geralmente representam os maiores desafios para o uso dessas técnicas [8].

2.2.4 Domínio Tempo-Frequência

A análise em tempo-frequência inclui técnicas que permitem a avaliação simultânea de sinais em ambos os domínios do tempo e da frequência. A aplicação destas técnicas na detecção de FAIs visa obter as vantagens da WT, evitando alguns dos problemas inerentes a ela [8]. Dentre os trabalhos baseados em análise no domínio tempo-frequência, as técnicas de Distribuição Tempo-Frequência (do inglês *Time-Frequency Distribution*, ou TFD) [46], a Transformada de Gabor-Wigner (do inglês *Gabor-Wigner Transform*, ou GWT) [47] e a Transformada Discreta de Fourier de Tempo Curto (do inglês *Short-Time Fourier Transform*, ou STFT) [48] foram utilizadas recentemente para a detecção das FAIs.

Apesar das vantagens de permitir uma boa localização tempo-frequência e coeficientes de fácil interpretação [49], a utilização destes métodos pode envolver um custo computacional elevado, se comparado à utilização de técnicas baseadas na análise em outros domínios. Este fato resulta no impedindo ou na grande dificuldade de aplicação destas técnicas em sistemas reais [46].

2.2.5 Métodos Híbridos

Visando ao aumento na confiabilidade da detecção de FAIs, alguns métodos combinam diversas técnicas de naturezas distintas para este fim. Uma combinação de

técnicas que utilizam análises em ambos os domínios do tempo e tempo-escala pode ser encontrada em [50, 51]. Adicionalmente, em [52], técnicas baseadas em análises nos domínios do tempo, frequência e tempo-escala são utilizadas para extrair elementos indicadores de ocorrências de FAIs.

A grande desvantagem destes métodos está relacionada ao alto custo computacional que eles podem requerer, bem como à elevada complexidade de implementação em sistemas reais.

2.3 Trabalhos Relevantes

Dentre todos os trabalhos analisados, foram definidos os cinco mais relevantes e que serviram como base para o escopo desta dissertação. Para esta definição, os métodos foram examinados segundo os seguintes critérios:

1. Possibilidade de aplicação em tempo real.
2. Número de pontos de observação necessários no sistema.
3. Distinção entre as ocorrências de FAI e outros eventos usuais ao sistema.
4. Independência do método a variações de sistemas e topologias.
5. Ajustes de parâmetros bem definidos para a implementação em diferentes tipos de sistemas.
6. Avaliação do tempo de detecção das FAIs.
7. Complexidade e variedade dos modelos utilizados para a simulação das FAIs.

2.3.1 Método de Wang et al.

Em [17], é proposto um método de detecção de FAIs que envolve a detecção de distorções nos sinais de corrente e tensão de um dado sistema, baseado em análise no domínio do tempo. Primeiramente, é realizada uma análise dos diferentes modelos computacionais de FAIs. A partir de simulações, os autores comprovam que, para FAIs estáveis, onde os índices harmônicos são mais limitados, modelos baseados na Teoria de Ruptura Elétrica Dielétrica Sólida (do inglês *Solid Dielectric Electrical Breakdown Theory*) representam o processo dinâmico da FAI de forma mais adequada que métodos baseados na Teoria de Acumulação de Calor (do inglês *Heat Accumulation Theory*) [53]. Em seguida, é estabelecido um algoritmo de detecção de FAIs baseado na identificação de perfis característicos de tensão-corrente (do inglês *Voltage-Current Characteristic Profiles*, ou VCCP) não lineares de um arco elétrico.

Segundo os autores, o desempenho do método foi avaliado por meio de simulações digitais em tempo real, incluindo a utilização de dados coletados em campo. Os resultados mostram que o método baseado na detecção de distorções por VCCP mostrou ser eficiente na identificação de FAIs.

2.3.2 Método de Sarwagya et al.

Em [20], é proposto um método de detecção e isolamento de FAIs, baseado na análise no domínio do tempo, para sistemas de distribuição radiais multialimentador. O método se baseia em um esquema de dois critérios subsequentes. Primeiramente, é calculada continuamente a soma móvel de um ciclo de componentes superpostas da tensão residual, com a finalidade de detectar a presença de uma FAI no sistema. Caso esta situação seja confirmada, é calculado, para cada alimentador do sistema, o valor máximo da soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa, visando à identificação do alimentador sob falta.

Segundo os autores, o desempenho do método foi avaliado para uma grande variedade de cenários, incluindo a presença de cargas balanceadas, desbalanceadas e não-lineares, além da presença de eventos de chaveamentos de linhas, bancos de capacitores e cargas. As simulações realizadas mostram que o método é claramente capaz de detectar e isolar corretamente alimentadores em condição de FAI de uma forma rápida e confiável, considerando também sistemas com qualquer tipo de aterramento. Ao final do artigo, os autores apresentam um quadro comparativo demonstrando as vantagens do método proposto em relação a outros métodos existentes.

2.3.3 Método de Soheili et al.

Em [33], é proposto um método de detecção FAIs baseado na análise no domínio da frequência e no uso de componentes harmônicas de baixa frequência específicas, extraídas pela FFT. Este método é uma evolução da técnica proposta em [54], tendo sido incluída a detecção de FAIs em casos com Cargas Não Lineares (CNLs). Os autores utilizam a análise harmônica da soma das correntes das três fases como substituta das tradicionais correntes de fase. Nesta análise harmônica, a relação entre as amplitudes dos terceiro, quinto e sétimo harmônicos é utilizada para identificar ocorrências de FAIs na presença de CNLs no sistema.

O desempenho do método foi avaliado de acordo com numerosas simulações e análises utilizando dados experimentais. Além disso, o método se mostra capaz de detectar corretamente FAIs, distinguindo estas de eventos usuais do sistema, como chaveamentos de cargas e bancos de capacitores. Adicionalmente, variações na localização das FAIs e nos valores de resistência de falta não provocaram impactos sobre a taxa global de detecção. Por fim, os autores afirmam que é possível identificar corretamente a presença de CNLs no sistema e então, selecionar adequadamente o método de detecção de FAIs a ser utilizado.

2.3.4 Método de Costa et al.

Em [40], é proposto um método de detecção FAIs, baseado na análise no domínio de tempo-escala, o qual se utiliza do monitoramento e manipulação de componentes de frequências específicas, extraídas pela DWT. Naquele trabalho, a energia dos coeficientes da DWT com distorções de fronteira é calculada para desenvolver um algoritmo detector de ocorrências de FAI em tempo real. Segundo os autores, a partir da utilização de distorções de fronteira, o método proposto é capaz de detectar os transitórios gerados pelas FAIs sem atraso de tempo.

O desempenho do método foi avaliado com funções wavelets mãe compactas e longas em um sistema real, considerando diferentes superfícies de falta (secas e molhadas), diversos cenários de FAIs e eventos usuais do sistema, incluindo a energização de transformadores e o chaveamento de bancos de capacitores. Além disso, o método apresentou um desempenho superior a outros algoritmos baseados em WT, considerando também seu baixo custo computacional. Além disso, a técnica foi projetada para uma alta frequência de amostragem, o que permite a detecção da FAI a partir da análise das primeiras amostras do sinal processado após o início da falta.

2.3.5 Método de Mortazavi et al.

Em [45], é proposto um método de detecção FAIs para sistemas de distribuição grandes e complexos, baseado na análise no domínio de tempo-escala. O algoritmo proposto utiliza a SWT para a extração de componentes dinâmicas específicas e então as utiliza como dados de entrada para um sistema de decisão, baseado em uma Máquina de Vetores de Suporte (do inglês *Support Vector Machine*, ou SVM). A detecção de FAIs é realizada de acordo com as mudanças normalizadas das componentes extraídas de três janelas de dados pós-perturbação. A partir de um sistema de votação, visando à

uma tomada de decisão final confiável, a saída de um classificador de falha principal é comparada com as saídas de outros três classificadores.

O desempenho do método é avaliado a partir de simulações em um alimentador de distribuição real, grande e complexo, considerando vários eventos de FAIs simulados a partir de dados de modelos e medições de testes em sistemas reais. Além disso, os resultados das simulações demonstram que o método proposto é capaz de detectar uma ampla gama de FAIs, considerando baixos e altos níveis de corrente e com alto nível de segurança contra fenômenos não relacionados às ocorrências de FAI.

2.4 Definição do Escopo da Dissertação

Um dos objetivos dessa dissertação é a comparação entre diferentes metodologias de detecção de FAIs, considerando a extração de informações baseada em diferentes domínios de análise. A revisão bibliográfica realizada permitiu a seleção de cinco métodos de maior destaque com base em critérios pré-estabelecidos. Essa seleção resultou na escolha de dois métodos que serão detalhadamente descritos, implementados e testados no âmbito dessa dissertação.

Dos métodos baseados em análise temporal, os métodos de Wang et al. [17] e de Sarwagya et al. [20] foram os que mais se destacaram dentre todos os avaliados, considerando os critérios descritos na Seção 2.3. Ambos os métodos são passíveis de aplicação em tempo real (1.) e exigem apenas um ponto de observação (2.). Adicionalmente, são capazes de distinguir entre FAIs e outros eventos usuais ao sistema (3.), podem ser implementados em diferentes tipos de sistemas (4.), possuem ajustes bem definidos (5.), fazem uma avaliação referente ao tempo de detecção da falta (6.) e foram avaliados considerando uma grande variedade de cenários de FAIs (7.). Apesar das vantagens apresentadas, o método de Wang et al. exige uma quantidade de cálculos muito elevada para a sua implementação, devido à complexidade da técnica VCCP, o que provavelmente acarretariam em dificuldades na sua aplicação em sistemas reais. Adicionalmente, apesar dos autores afirmarem que o método não possui restrição de aplicação em diferentes sistemas e topologias, o teste apresentado considera um sistema de distribuição demasiadamente simples. Visto isso, o método de Sarwagya et al. é escolhido, dentre os analisados, como o melhor dos métodos baseados em análise no domínio do tempo e será detalhadamente descrito e simulado nesta dissertação.

Dos métodos baseados em análise no domínio da frequência, o método de Soheili et al. [33] foi o único que atendeu a todos os critérios estabelecidos na Seção 2.3, sendo escolhido, dentre os analisados, como o melhor dos métodos baseados em análise no domínio da frequência e também será detalhadamente descrito e simulado nesta dissertação.

Dos métodos baseados em análise no domínio tempo-escala, os métodos de Costa et al. [40] e Mortazavi et al. [45] foram os que mais se destacaram dentre todos os avaliados, considerando os critérios descritos no início desta seção. Ambos os métodos são passíveis de aplicação em tempo real (1.) e exigem apenas um ponto de observação (2.). Adicionalmente, são capazes de distinguir entre eventos de FAIs e outros eventos naturais ao sistema (3.), podem ser implementados em diferentes tipos de sistemas (4.) e foram avaliados considerando uma grande variedade de ocorrências de FAI (7.). Porém, ambos os métodos apresentaram discussões muito superficiais ou simplesmente não apresentaram discussões referentes, tanto aos ajustes dos parâmetros dos métodos (5.), quando ao tempo total de do processo de detecção de ocorrências de FAIs (6.). Adicionalmente, ambos os métodos exigem muitos passos e processos de cálculo que podem ser considerados complexos para aplicação em sistemas reais. Assim, visando contornar esses problemas, é proposto nessa dissertação um novo método no domínio tempo-escala, o qual é apresentado no Capítulo 4.

Dos métodos baseados em análise do domínio de tempo-frequência, nenhum atendeu à pelo menos metade dos critérios de avaliação descritos na Seção 2.3. Adicionalmente, já foi demonstrado que métodos baseados na análise em tempo-frequência envolvem um custo computacional elevado [46], resultando em dificuldades ou até no impedimento de aplicação destas técnicas em sistemas reais. Por esses motivos, estes métodos não são abordados nesta dissertação. Do mesmo modo, métodos híbridos também não são abordados.

Portando, nesta dissertação, são descritos detalhadamente, simulados e comparados os métodos de Sarwagya et al. [20] (domínio do tempo), Soheili et al. [33] (domínio da frequência) e o método proposto (domínio tempo-escala). A partir deste ponto, os métodos de Sarwagya et al. e Soheili et al. serão mencionados apenas como, respectivamente, métodos de Sarwagya e Soheili.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS DA LITERATURA

3.1 Método de Sarwagya

Nesta seção capítulo é apresentado o método para detecção e isolamento de FAIs em sistemas de distribuição radiais multialimentador proposto por Sarwagya et al. em [20]. Este se baseia na análise temporal de sinais de tensão e corrente, medidos no ponto de entrada de um dado sistema. Estes sinais são então monitorados e manipulados visando a avaliação de critérios de detecção da condição de FAI.

3.1.1 Apresentação do Método

A Figura 4 apresenta o procedimento completo de detecção e isolamento de FAIs, de acordo com o método de Sarwagya.

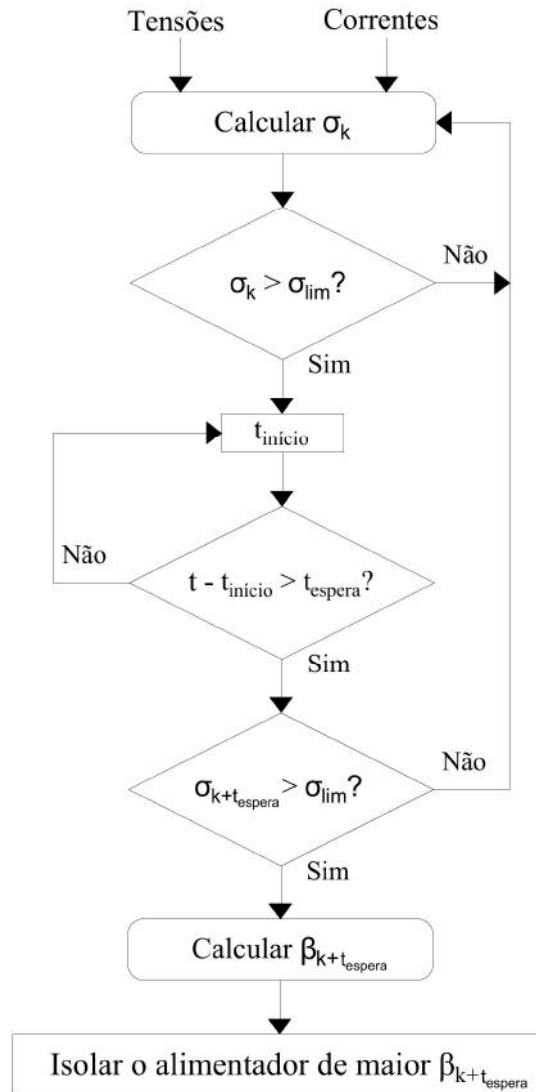


Figura 4. Procedimento de detecção de FAIs pelo método de Sarwagya.

O Método de Sarwagya consiste na análise de dois critérios. O primeiro se baseia na soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de tensão residual para a detecção de FAIs. O segundo critério se baseia no valor máximo da soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa para a identificação do alimentador em condição de FAI. Os detalhes referentes a esses dois critérios são apresentados a seguir.

3.1.1.1 Critério 1: Detecção de FAI por componentes superpostas da tensão residual.

A tensão residual V_{rk} , dada por (1), é a soma das tensões V_{ak} , V_{bk} e V_{ck} , que são as tensões respectivas das fases a, b e c, medidas na barra de uma dada subestação, da qual partem vários alimentadores. O índice k refere-se ao instante de tempo considerado.

$$V_{rk} = V_{ak} + V_{bk} + V_{ck} \quad (1)$$

As componentes superpostas da tensão residual são calculadas com o objetivo de se medir o comportamento aleatório e não periódico durante a condição de FAI, bem como a presença de componentes não harmônicas. As componentes superpostas de um ciclo da tensão residual são calculadas por (2), onde N é o número de amostras por ciclo.

$$V_{rk_sup} = V_{rk} - V_{rk-N} \quad (2)$$

O indicador utilizado para a avaliação da condição de FAI é a soma absoluta das componentes V_{rk_sup} em um ciclo, conforme (3), onde n define uma janela móvel de um ciclo da frequência nominal do sistema.

$$\sigma_k = \sum_{n=k-N-1}^k |V_{rk_sup}(n)| \quad (3)$$

A partir dos estudos realizados em [20], foi identificado que durante situações normais de operação, o indicador σ apresenta valores praticamente nulos. Porém, eventos transitórios não relacionados à condição de FAI, como chaveamentos de bancos de capacitores, cargas e linhas de distribuição podem induzir valores consideráveis de σ . No entanto, nesses casos, o valor de σ se eleva somente por dois ciclos e depois retorna a um valor quase nulo. Visto isso, para a correta identificação da condição de FAI e a discriminação entre esta e eventos transitórios não relacionados a esta condição, são definidos um tempo de espera t_{espera} e um limite pré-estabelecido σ_{lim} , como descrito por (4).

$$\sigma_{k+t_{espera}} > \sigma_{lim} \quad (4)$$

O autor propõe ainda valores fixos de, respectivamente, 0,1 s e 0,01 p.u. para t_{espera} e σ_{lim} , visando assegurar um equilíbrio entre confiabilidade e segurança em relação

ao algoritmo proposto. Esse critério considera que, após 0,1 s do início de qualquer distúrbio que não esteja relacionado à condição de FAI, o valor de σ será aproximadamente nulo. Sendo assim, a condição de FAI será sinalizada se e somente se o indicador σ permanecer acima de um limite pré-estabelecido $\sigma_{lim} = 0,01$ p.u. por um tempo maior que $t_{espera} = 0,1$ s.

O indicador σ definido por este critério já é capaz de distinguir entre FAIs e quaisquer outros tipos de eventos que causam distúrbios nos sistemas de distribuição. Para isso, utiliza os valores de tensão medidos na barra de uma dada subestação, a qual todos os alimentadores estão conectados. Porém, o Método de Sarwagya foi essencialmente desenvolvido para a aplicação em sistemas de distribuição multialimentador, ou seja, além de detectar a condição de FAI, também deve ser capaz de indicar o alimentador sob defeito. Esta habilidade é contemplada pelo Critério 2, que se baseia no valor máximo da soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa, medidas na saída de cada alimentador.

3.1.1.2 Critério 2: Identificação do alimentador em condição de FAI por componentes superpostas de corrente de sequência negativa.

Ocorrências de FAIs em alimentadores de distribuição produzem correntes de sequência negativa e correntes de sequência zero, sendo que essas últimas não estarão presentes em sistemas de neutro isolado. Assim, este método utiliza informações de correntes de sequência negativa para a identificação do alimentador em condição de FAI.

A corrente de sequência negativa que flui por um alimentador F_x em um instante k é dada por (5), onde $\bar{I}_{aF_{Xk}}$, $\bar{I}_{bF_{Xk}}$ e $\bar{I}_{cF_{Xk}}$ são os fasores de corrente referentes, respectivamente, às fases a, b e c. O operador a é definido pelo Teorema das Componentes Simétricas de Charles Fortescue [55].

$$\bar{I}_{2F_{Xk}} = (\bar{I}_{aF_{Xk}} + a^2\bar{I}_{bF_{Xk}} + a\bar{I}_{cF_{Xk}}) \quad (5)$$

Durante a ocorrência de uma FAI em um sistema de distribuição multialimentador, espera-se que o alimentador sob defeito contenha o maior nível de corrente de sequência negativa, quando comparado aos alimentadores adjacentes. Neste

critério, a soma absoluta de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa é utilizada para esta identificação.

A componente superposta de corrente de sequência negativa de um alimentador F_x em um instante k é dada por (6), onde N , assim como no Critério 1, é o número de amostras por ciclo.

$$|\bar{I}_{2F_x_sup}|_k = |\bar{I}_{2F_x}|_k - |\bar{I}_{2F_x}|_{k-N} \quad (6)$$

A soma absoluta de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa é definida pelo indicador β , calculado por (7), onde n define uma janela móvel de um ciclo da frequência nominal do sistema.

$$\beta_{F_{xk}} = \sum_{n=k-N-1}^k |\bar{I}_{2F_x_sup}(n)| \quad (7)$$

A partir deste cálculo, o alimentador sob defeito é identificado pelo que apresentar o maior valor de β após a computação de um novo tempo de espera t_{espera} , conforme a Figura 4.

3.2 Método de Soheili

Nesta seção é apresentado o método para detecção de FAIs em sistemas de distribuição proposto por Soheili et al. em [33]. Este se refere a uma evolução de um método previamente desenvolvido pelo mesmo autor em [54], tendo sido incluídas algumas modificações para contemplar a presença de Cargas Não Lineares (CNLs).

O método de Soheili se baseia na análise em frequência de componentes harmônicas de baixa frequência de correntes de fase. Estes sinais de corrente de fase, medidos no ponto de entrada de um dado sistema, são monitorados e manipulados visando à avaliação de critérios de detecção de FAIs. Neste método, a extração dos harmônicos de baixa frequência das correntes de fase é realizada pela Transformada Rápida de Fourier (em inglês *Fast Fourier Transform*, ou FFT), cujo conceito é apresentado a seguir.

3.2.1 Apresentação do Método

O método de Soheili considera somente um ponto de observação e a presença de CNLs e realiza a detecção da FAI a partir do monitoramento de componentes

harmônicas de baixa frequência de corrente. Além de ser capaz de detectar eficientemente a condição de FAI, a técnica também deve ser capaz de distinguir as ocorrências de FAI de outros eventos do sistema, como chaveamento de motores e bancos de capacitores. A partir dos estudos realizados pelos autores, foi observado que em geral eventos de chaveamento elevam os níveis de harmônicos pares em relação ao harmônico de terceira ordem. Por outro lado, foi também observado que as ocorrências de FAI provocam uma elevação no harmônico de terceira ordem devido ao aumento de não linearidade no sistema. Essas condições essenciais permitem que as FAIs sejam detectadas a partir da análise de componentes harmônicas de baixa frequência.

O procedimento completo de detecção de FAIs referente ao método de Soheili pode ser compreendido a partir da consideração de 4 critérios fundamentais:

- I. Ativador:** os algoritmos referentes aos critérios seguintes só iniciarão se, a partir de um indicador β , for identificado um nível anormal de amplitude em uma faixa de harmônicos pares. Este critério também fornece o Tempo de Interceptação, o qual será necessário para o início dos próximos passos.
- II. Analisador de condições anormais:** a partir do recebimento do Tempo de Interceptação do primeiro critério e da análise de indicadores baseados na manipulação dos valores de amplitude do terceiro harmônico e uma faixa de harmônicos pares, fornece o valor de 1 quando identifica alguma condição anormal no sistema.
- III. Detector de assinatura de FAI:** a partir do recebimento do Tempo de Interceptação do primeiro critério, das componentes harmônicas extraídas a partir da FFT e da escolha do algoritmo de detecção de assinatura de FAI adequado, considerando a presença ou não de CNLs, fornece o valor de 1 quando identifica a condição de FAI.
- IV. Determinador de estado:** recebe as informações dos critérios II e III e determina a condição de FAI no sistema quando ambos estiverem fornecendo o valor 1.

A Figura 5 apresenta o procedimento completo de detecção de FAIs, de acordo com o método de Soheili.

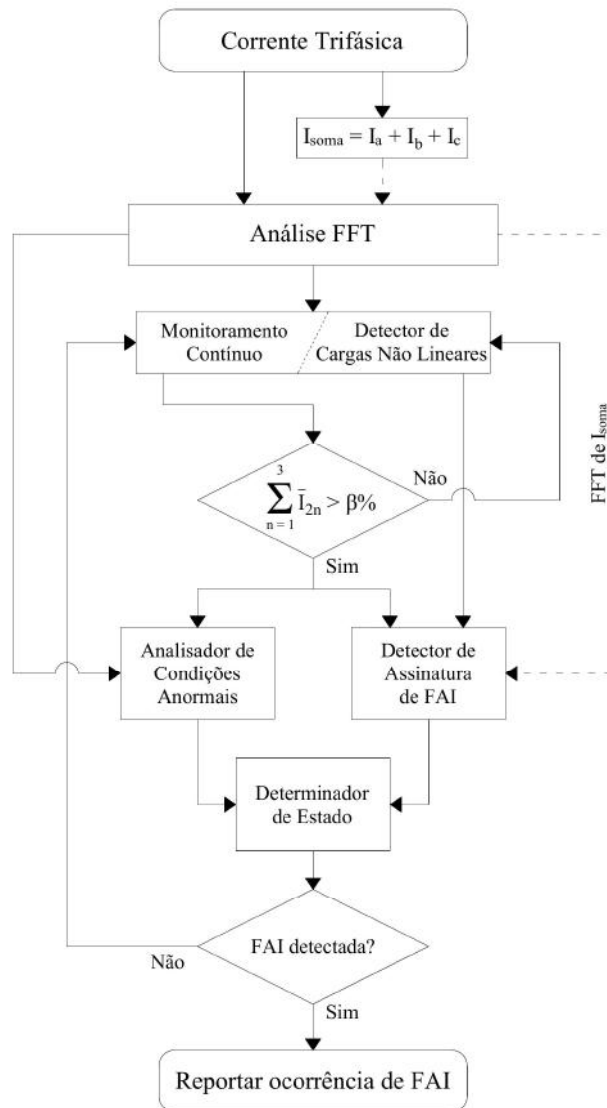


Figura 5. Procedimento de detecção de FAIs referente ao método de Soheili.

Os detalhes referentes aos quatro critérios fundamentais do método são apresentados a seguir.

3.2.1.1 Critério 1: Ativador.

Após o processamento das informações de corrente e o cálculo da FFT, o algoritmo só iniciará se a média dos harmônicos pares estiver acima de um limite pré-definido β . O autor define ainda o valor de $\beta = 10\%$ como um limite aceitável para situações normais de operação. Esse passo define ainda o Tempo de Interceptação, o qual é utilizado para o início dos próximos dois critérios, que é o instante no qual o limite β é ultrapassado.

3.2.1.2 Critério 2: Analisador de Condições Anormais.

Após a ativação e o recebimento do Tempo de Intercepção fornecido pelo Critério 1, o Critério 2 observa a existência de alguma situação anormal no sistema, sendo estas podendo ser causadas por FAIs, chaveamentos e outros eventos transitórios. A Figura 6 apresenta o procedimento referente ao Analisador de Condições Anormais.

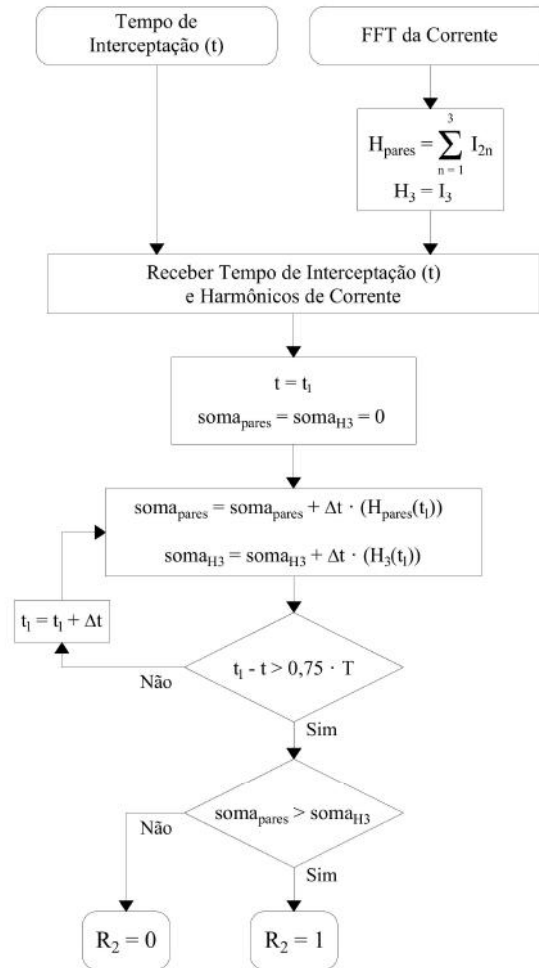


Figura 6. Procedimento referente ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2).

Conforme a Figura 6, após a recepção do Tempo de Intercepção e das componentes harmônicas extraídas pela FFT, o Analisador de Condições Anormais verifica se, após 75% do período de um ciclo, a integral da soma dos harmônicos pares é maior que a integral do terceiro harmônico. Caso esta situação seja confirmada, o Analisador fornece o valor de 1 para o Critério 4, identificando que há uma alteração permanente na corrente do alimentador [33].

3.2.1.3 Critério 3: Detector de Assinatura de FAI.

A partir dos estudos prévios realizados em [54], foi observado que a presença da FAI provoca uma elevação no harmônico de terceira ordem em relação ao harmônico de segunda ordem, devido ao aumento de não linearidade no sistema. Assim, estabeleceu-se o procedimento básico para o Detector de Assinatura de FAI em sistemas de distribuição com cargas lineares, o qual é apresentado pela Figura 7.

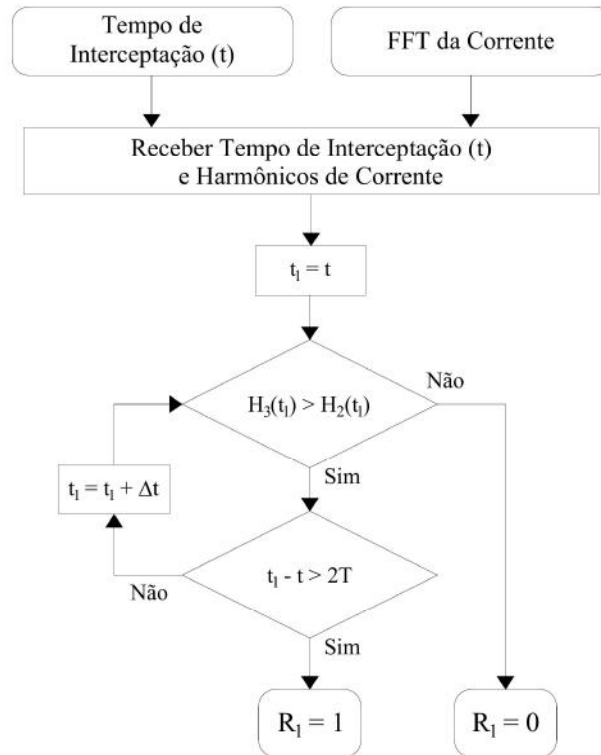


Figura 7. Procedimento referente ao método prévio para detecção de FAIs em sistemas de distribuição com cargas lineares (Critério 3).

Conforme a Figura 7, após a recepção do Tempo de Intercepção e das componentes harmônicas extraídas pela FFT, o Detector de Assinatura de FAI verifica se, após 2 ciclos, o módulo do harmônico de terceira ordem é superior ao módulo do harmônico de segunda ordem. Em caso positivo, o Detector fornece o valor de 1 para o Critério 4, identificando a ocorrência de uma FAI.

A partir de estudos realizados posteriormente em [33], foi observado que a presença de CNLs tende a elevar o módulo do terceiro harmônico, podendo acarretar diversas detecções falsas da condição de FAI. Em outras palavras, a análise harmônica referente ao Detector de Assinatura de FAI prévio é insuficiente para realizar uma detecção confiável quando CNLs estiverem presentes. Simulações mostraram ainda que

o problema pode ser contornado a partir do processamento da soma das correntes de fase. Considerando que a soma de todas as correntes representa todas as fases e que, durante a operação normal essa soma apresenta apenas pequenas oscilações, esta análise cria um indicador confiável e exige um menor custo de processamento, visto que a FFT será agora aplicada à soma das correntes de fase e não a cada uma individualmente. Assim, os autores sugerem uma modificação neste critério, cujo procedimento é apresentado pela Figura 8.

O procedimento modificado considera dois caminhos de detecção de assinatura de FAI. Após a recepção do Tempo de Interceptação, das componentes harmônicas extraídas pela FFT e do estado do detector de CNLs, o método seleciona o Detector de Assinatura de FAI adequado para a condição atual do sistema. Para os casos onde não é detectada a presença de CNLs, o procedimento prévio (Figura 7) é utilizado. Já nos casos onde forem identificadas CNLs, o procedimento modificado é utilizado. O critério de detecção de CNLs é definido por (8).

$$\frac{H_5 + H_7}{H_1} \geq \alpha_3 \quad (8)$$

onde H_1 , H_5 e H_7 são, respectivamente, as amplitudes do primeiro, quinto e sétimo harmônicos e α_3 é um limite de detecção de presença de CNLs. O critério se baseia no fato de que, na presença de CNLs, há uma elevação nos níveis dos harmônicos de quinta e sétima ordem em relação ao de primeira ordem. Os autores afirmam ainda que o valor adequado para α_3 deve estar na faixa de 20-30% [33].

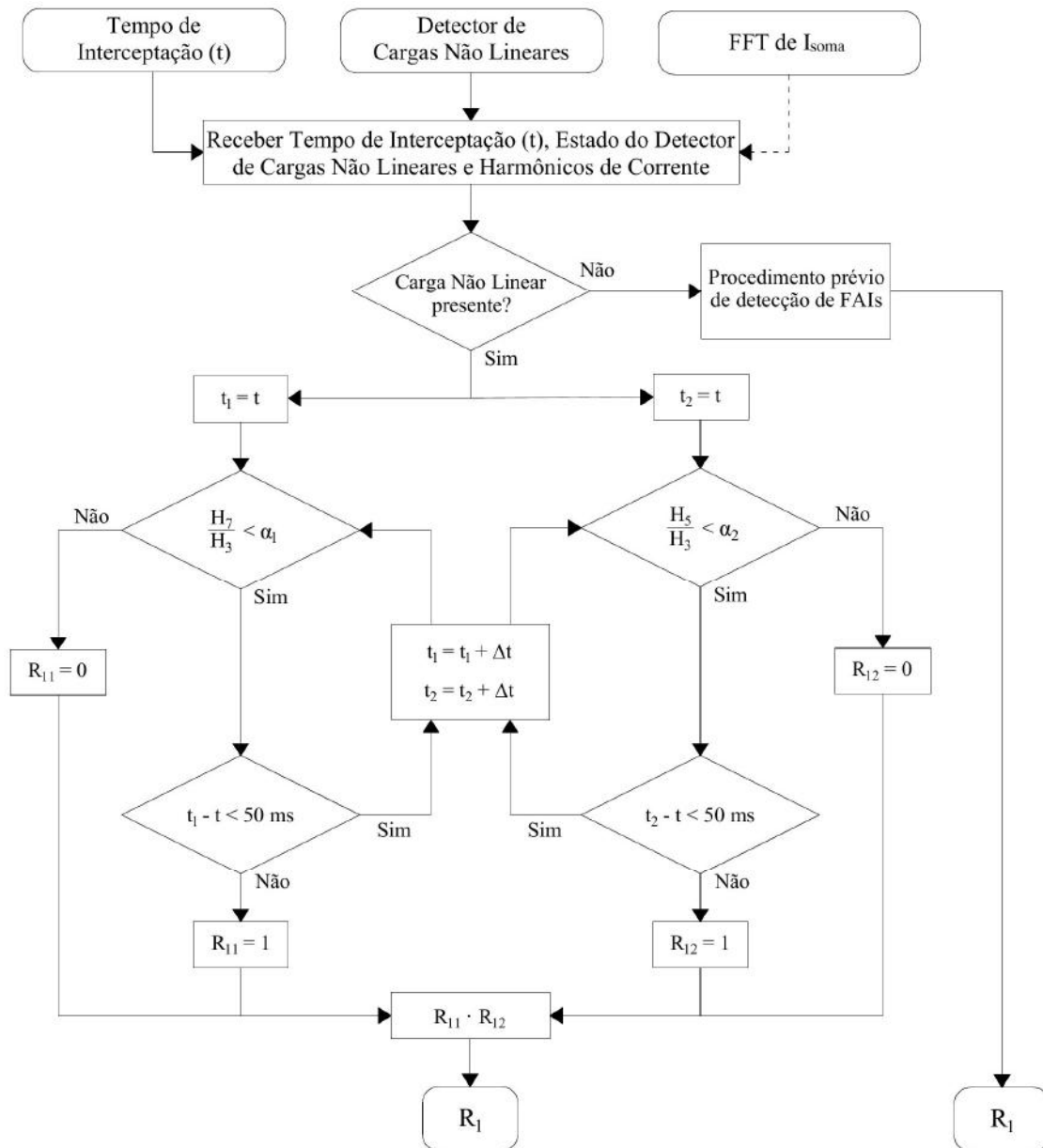


Figura 8. Procedimento referente ao método modificado para detecção de FAIs, considerando a presença de CNLs (Critério 3).

Nos casos onde é detectada a presença de CNLs, o método segue o procedimento da Figura 8. De acordo com este, o valor das razões, $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$, onde H_3 , H_5 e H_7 correspondem, respectivamente, às amplitudes do terceiro, quinto e sétimo harmônicos, devem estar abaixo dos respectivos limites α_1 e α_2 50 ms após o Tempo de Intercepção para que a FAI seja detectada e seja fornecido o valor de 1 para o Determinador de Estado (Critério 4). Para qualquer outra situação, o valor de saída é 0. A primeira razão considera o fato de que a presença de CNLs produz um valor elevado de harmônico de sétima ordem, enquanto a segunda razão considera a elevada produção

de harmônico de quinta ordem após a ocorrência de um chaveamento de banco de capacitores. Logo, em situações normais do sistema ou em ocorrências de chaveamentos de bancos de capacitores, as duas razões tendem a possuir valores elevados. Porém, após a ocorrência de uma FAI, há um aumento no harmônico de terceira ordem, provocando redução no valor das duas razões. Em [33], o autor define ainda como valores ideais para α_1 e α_2 , respectivamente 4 e 1,5.

3.2.1.4 Critério 4: Determinador de Estado.

Após o recebimento de ambas as sinalizações positivas dos Critérios 2 e 3, é identificada a ocorrência de uma FAI. Para qualquer outro estado do sistema o valor do Determinador de Estado é nulo.

CAPÍTULO 4

MÉTODO PROPOSTO

4.1 Introdução

Neste capítulo é posposto um método de detecção FAIs baseado no monitoramento de componentes de alta frequência a partir da Transformada Wavelet Discreta (em inglês *Discrete Wavelet Transform*, ou DWT), cujo conceito é apresentado na Seção 4.2. O método proposto utiliza a técnica de Decomposição de Sinais em Multi-Resolução (em inglês *Multiresolution Signal Decomposition*, ou MSD) para decompor sinais de corrente de linha nos coeficientes da DWT. A partir da análise desses coeficientes, o método identifica componentes em alta frequência específicos, provocados pela presença de arco elétrico após a ocorrência de uma FAI. Baseado nesta análise e em um critério de detecção, o método é capaz de identificar a ocorrência de uma FAI em qualquer ponto de um dado sistema a partir de somente um ponto de observação.

4.2 A Transformada *Wavelet* Discreta (DWT)

Em contraste com a FT, a qual se baseia em funções seno e cosseno para decompor um dado sinal em diferentes componentes de frequência, relacionadas a uma mesma frequência fundamental, a Transformada Wavelet (em inglês *Wavelet Transform*, ou WT) utiliza funções especiais, conhecidas como funções wavelets. Estas

permitem a decomposição de um dado sinal, de forma que seja possível a análise do mesmo em diferentes escalas de frequência e tempo. Na WT, parâmetros de escalamento e translação permitem ainda a análise de propriedades locais específicas de um sinal, o que torna a mesma muito útil para a análise de sinais descontínuos e não periódicos [56]. Analogamente à FT, a WT também apresenta diferentes variações, como a Transformada *Wavelet* Contínua (em inglês *Continuous Wavelet Transform*, ou CWT) e a Transformada *Wavelet* Discreta (em inglês *Discrete Wavelet Transform*, ou DWT).

A CWT é definida como:

$$\text{CWT}(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(n) g\left(\frac{n-b}{a}\right) dt \quad (9)$$

onde:

$g(n)$ é uma função conhecida como wavelet mãe,
 $x(n)$ é o sinal de entrada,
 a é o parâmetro de escala,
 b é o parâmetro de translação.

Visando à implementação da WT para uma série de dados numéricos ou um sinal discreto no tempo, torna-se necessária à implementação da DWT, que corresponde à CWT para funções discretas. A DWT é definida como:

$$\text{DWT}(m,k) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_n x(n) g\left(\frac{k - nb_0 a_0^m}{a_0^m}\right) \quad (10)$$

onde:

$g(n)$ é uma função conhecida como wavelet mãe,
 $x(n)$ é o sinal de entrada,
 k é uma variável inteira referente a uma dada amostra de $x(n)$,
 a é o parâmetro de escala,
 b é o parâmetro de translação.

Em (13), os parâmetros a e b de (9) são funções do parâmetro inteiro m . Substituindo as variáveis n e k e reorganizando a expressão da DWT tem-se:

$$DWT(m,n) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_k x(k) g(a_0^{-m}n - b_0k) \quad (11)$$

De (13), nota-se uma semelhança entre a expressão da DWT e a equação geral para filtros digitais de Resposta ao Impulso Finita (do inglês *Finite Impulse Response*, ou FIR), dada por:

$$y(n) = \frac{1}{c} \sum_k x(k) h(n - k) \quad (12)$$

onde:

$h(n - k)$ é a resposta ao impulso em um filtro tipo FIR.

A comparação entre as equações (11) e (13) sugere a resposta ao impulso de um filtro digital passa-baixa na equação da DWT é:

$$g(a_0^{-m}n - b_0k) \quad (13)$$

Admitindo $a_0 = 2$ ou $a_0^{-m} = (1, \frac{1}{2}, \frac{1}{4}, \frac{1}{8}, \dots)$ e $b_0 = 1$ em (13), a DWT pode ser implementada a partir da utilização de um filtro multiestágio, com a função wavelet mãe como o filtro passa-baixa $l(n)$ e sua dual como o filtro passa-alta $h(n)$ [57]. Para o encadeamento dos filtros, utiliza-se um operador de sub-amostragem (do inglês *downsampling*) de 2 ($\downarrow 2$) na saída do filtro passa-baixa, proporcionando a divisão da frequência de amostragem por 2 a cada novo estágio. Desta forma, tem-se um sinal de detalhe específico para cada faixa de frequência em cada etapa de análise do sinal.

A cada estágio, o filtro passa-alta fornece informações detalhadas em relação ao conteúdo de alta frequência do sinal de entrada. A saída do filtro passa-baixa é posteriormente dividida para se obter outros detalhes do sinal de entrada [57]. Como exemplo, a Figura 9 ilustra um encadeamento de filtros gerado por um filtro de três estágios:

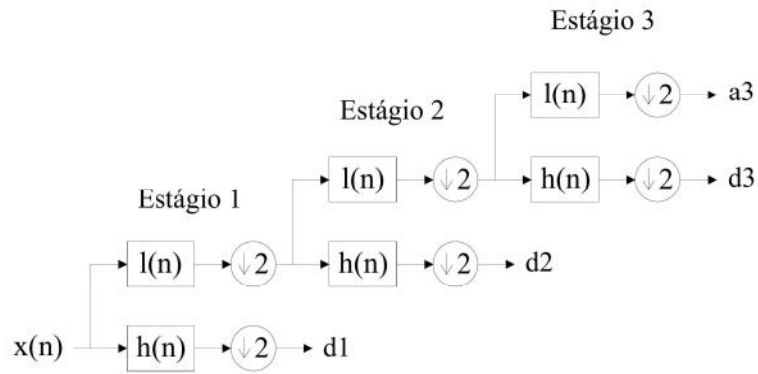


Figura 9. Banco de filtros de 3 estágios.

Como exemplo, para um filtro de 3 estágios e um dado sinal de entrada $x(n)$, com uma faixa de frequências de 0 a f_n , serão produzidas 4 escalas de saída, como apresentado pela Tabela 2 e pela Figura 10.

Tabela 2. Escalas de frequências para um banco de filtros de três estágios e um sinal de entrada com faixa de frequências de 0 a f_n .

Estágio	Frequências
3	0 a $\frac{f_n}{8}$
	$\frac{f_n}{8}$ a $\frac{f_n}{4}$
2	$\frac{f_n}{4}$ a $\frac{f_n}{2}$
1	$\frac{f_n}{2}$ a f_n

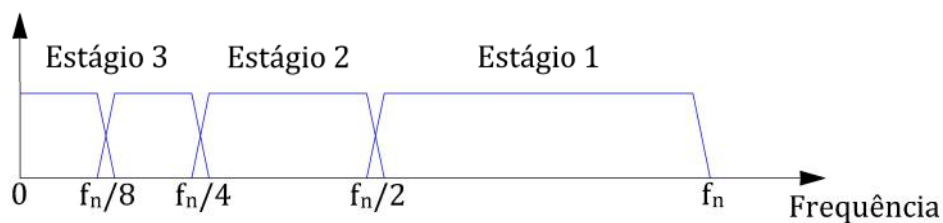


Figura 10. Representação da DWT no domínio da frequência para um banco de filtros de três estágios e um sinal de entrada com faixa de frequências de 0 a f_n .

4.3 Método Proposto

O método proposto nesse capítulo tem como objetivo identificar FAIs em qualquer ponto de um dado sistema, considerando somente um ponto de observação, a partir do monitoramento de componentes em alta frequência gerados pela presença do

arco elétrico. O método de detecção deve ignorar qualquer tipo evento não relacionado à ocorrência de uma FAI, incluindo eventos usuais do sistema, como chaveamento de bancos de capacitores e cargas, e distúrbios transitórios que possam produzir componentes de frequências similares aos encontrados durante uma FAI.

Para o desenvolvimento do método utilizando a DWT, é importante que o banco de filtros, relacionado à função wavelet mãe escolhida, possua uma banda passante plana e uma banda de transição estreita, visando uma boa divisão de frequências. Bancos de filtros que produzem um número maior de coeficientes (possuem mais estágios) também têm melhores condições de fornecer uma melhor divisão de frequências [58]. Em [59], é sugerido que a função wavelet mãe de Daubechies é superior a outras funções wavelet mãe devido as suas características de capacidade de detectar sinais de baixa amplitude com precisão, curta duração e decaimento rápido. Considerando essas propriedades e as características de banda passante e banda de transição que um filtro multiestágio deve possuir para proporcionar uma boa divisão de frequências, é adotada a função wavelet mãe de Daubechies, na sua oitava ordem (Db8), para um filtro de 6 estágios.

Para a produção dos coeficientes, os sinais de corrente das 3 fases do sistema são medidos no ponto de observação e digitalizados em uma frequência de amostragem f_s . Neste método, o sinal de entrada da DWT será o somatório dos sinais de corrente digitalizados das três fases, permitindo a concepção de apenas uma proteção para as três fases, analogamente ao caso do Detector Modificado de Assinatura de FAIs do método de Soheili [33]. Das informações obtidas a cada estágio do filtro, os coeficientes, d2 (detalhe dois) e d3 (detalhe três) foram identificados como os mais apropriados para evidenciar a mudança de comportamento, em termos de alta frequência, que ocorre devido à presença de arco elétrico após a ocorrência de uma FAI.

Considerando o Teorema da Amostragem de Nyquist-Shannon, f_s deve possuir um valor de, no mínimo, duas vezes o valor da frequência máxima de um sinal limitado em banda, ou ainda a frequência máxima que se deseja observar [12]. Assim, para a implementação do método, deve ser realizada uma análise cautelosa em relação à escolha da f_s do limite de banda do sinal estudado. Este último, por consequência, ditará as faixas de frequência relacionadas aos coeficientes de saída da DWT. É fato

conhecido que FAIs geram componentes em alta frequência na faixa de 2 a 10 kHz [12, 40, 42]. Logo, para esses valores, f_s deve possuir um valor mínimo de 20 kHz.

Considerando o exposto acima, a técnica proposta neste método considera a detecção de magnitudes significantes nas amplitudes dos coeficientes d_2 e d_3 , considerando que estas serão muito maiores durante a ocorrência de uma FAI do que durante a operação normal do sistema. Visando evitar que o método detecte erroneamente como FAIs eventos transitórios geradores de componentes em alta frequência, deverão ser consideradas múltiplas ultrapassagens dos limites d_2 e d_3 para que o evento seja identificado como uma FAI. A Figura 11 apresenta o procedimento de detecção de FAIs, de acordo com a técnica proposta.

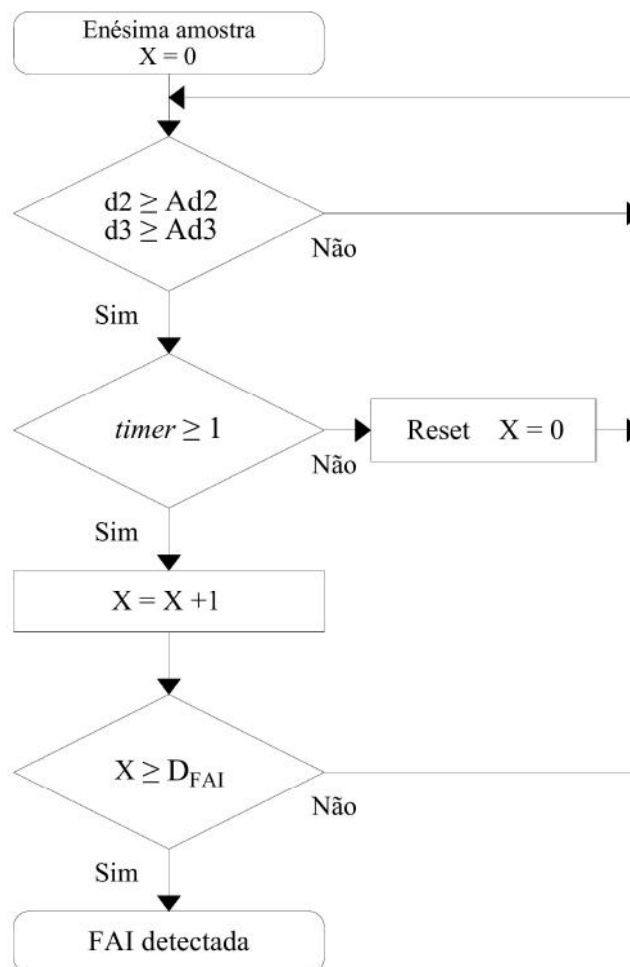


Figura 11. Processo de detecção de FAIs do método proposto.

Para cada amostra, os coeficientes d_2 e d_3 são comparados com seus respectivos limites, Ad_2 e Ad_3 . Sempre que os dois coeficientes estiverem simultaneamente acima de seus limites, o valor do contador X é aumentado em 1. A fim de se indicar a

ocorrência de uma FAI, o valor de X deve estar acima de D_{FAI} . A variável *timer* é um temporizador de amostra responsável por limitar o tempo no qual haverá a leitura do algoritmo envolvido no processo. Isto significa que, se durante o tempo de amostra determinado por *timer*, o limite D_{FAI} não for alcançado, o contador X irá reiniciar (*reset*) e somente começará a contabilizar novamente no início da próxima amostra de *timer*. O valor de *timer* é definido utilizando uma onda quadrada, como ilustrado pela Figura 12. A amplitude dessa onda assume valores de 2 e 0 em intervalos contínuos de, respectivamente, 950 e 50 ms, de forma que haja tempo suficiente para a identificação de uma ocorrência de FAI, porém, evitando que diversos eventos transitórios contínuos venham a sensibilizar erroneamente o método.

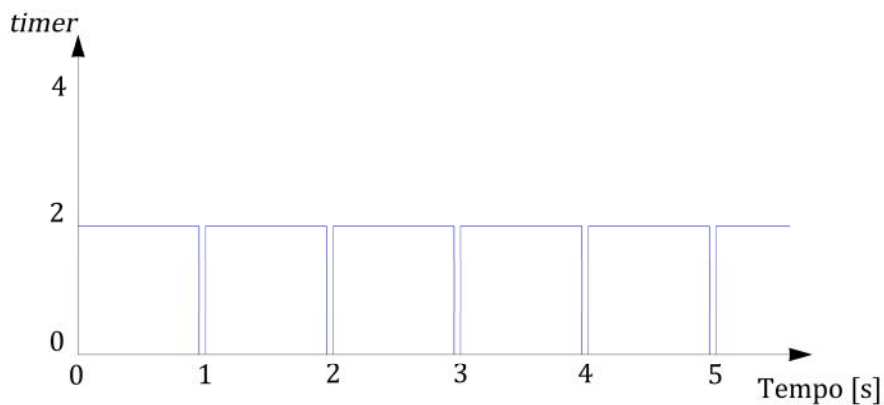


Figura 12. Comportamento da função *timer*.

Portanto, para a detecção da condição de FAI, $d2$ e $d3$ devem continuamente exceder, respectivamente, os limites $Ad2$ e $Ad3$ durante o ciclo de trabalho de *timer*. A correta configuração dos parâmetros $Ad2$, $Ad3$ e D_{FAI} , bem como do tempo de amostra determinado por *timer* é fundamental para a correta detecção da condição de FAI e deve considerar as diferentes características do sistema. Ambos os parâmetros D_{FAI} e *timer* visam prevenir a incorreta detecção da condição de FAI, evitando que diversos eventos transitórios em sequência, não relacionados a esta, sejam detectados como tal.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÕES

5.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo exibir os dados e metodologias referentes aos resultados das simulações apresentadas neste trabalho. Primeiramente serão expostas as informações referentes ao sistema teste e ao modelo de FAI utilizado. Em seguida, são apresentadas algumas ponderações referentes às modelagens dos métodos de detecção de FAIs. Finalmente, são apresentados os casos de simulação mais relevantes para o escopo deste trabalho, bem como as devidas análises e discussões. Em todos os casos de simulação o sistema parte de um cenário de operação normal e um distúrbio é aplicado no instante $t = 0,5$ s. Todas as simulações deste trabalho foram realizadas no *software* PSCAD (APÊNDICE B).

5.2 Considerações

A seguir são apresentadas as metodologias e os dados referentes aos modelos utilizados nas simulações apresentadas neste trabalho.

5.2.1 Sistema teste

Para a realização dos estudos, os métodos de detecção de FAI foram testados no sistema de distribuição de 34 nós do IEEE (*IEEE 34-Node Test Feeder*), cujo diagrama

unifilar é apresentado na Figura 13. Trata-se de um sistema trifásico de distribuição real de 24,9 kV, 60 Hz. Todas as informações referentes às características elétricas e espaciais do alimentador são detalhadamente apresentadas no APÊNDICE A.

Visando à análise da eficiência dos métodos na presença de Cargas Não Lineares (CNLs), uma das cargas foi substituída por uma carga conectada a um conversor de 6 pulsos, seguindo o mesmo procedimento realizado por Sarwagya em [20]. Para isso, foi selecionada a carga conectada ao nó #844, a qual representa aproximadamente 25% de toda a potência aparente do sistema, sendo a maior carga existente. Adicionalmente, foi inserida uma unidade de Geração Distribuída (GD) no nó #840, modelada por um banco de 32 painéis fotovoltaicos de 260 Wp cada, também conectados à rede a partir de um conversor de 6 pulsos com controle de tensão e corrente.

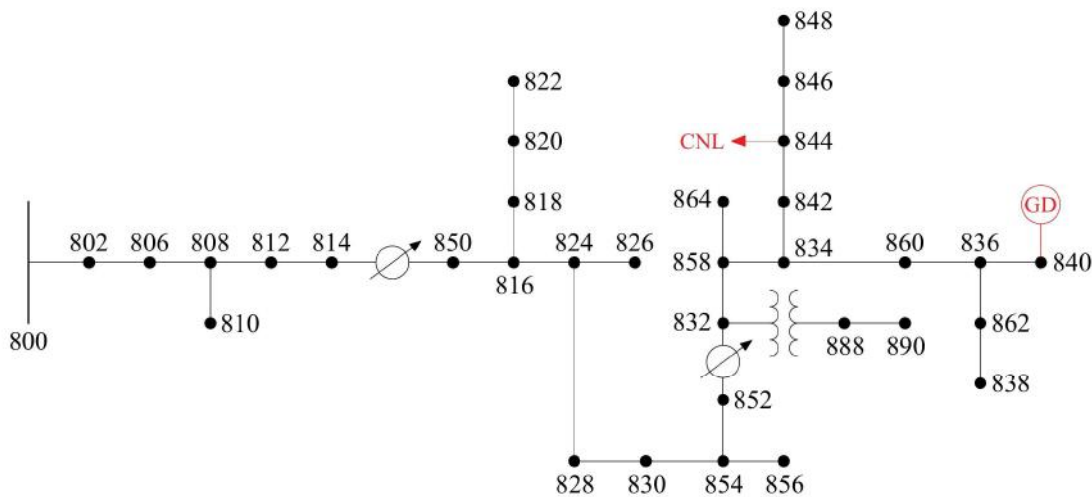


Figura 13. Diagrama unifilar do sistema de distribuição.

5.2.2 Modelo de FAI

Genericamente, uma FAI poderia ser representada como um curto-circuito ideal em série com uma resistência, visando à reprodução das características de baixas amplitudes de corrente de curto-circuito dessas ocorrências. Porém, considerando suas peculiares, relacionadas à formação de arco elétrico, uma maneira mais adequada e precisa de se representar FAIs é requerida [8].

O modelo de FAI utilizado nas simulações deste trabalho se baseia no modelo de Emanuel et al. [11]. Este modelo vem sendo utilizado em diversas aplicações, incluindo [20, 31, 33, 54], e tem mostrado bons resultados quanto à representação das características da FAI. O circuito que modela uma FAI, proposto por Emanuel et al., é

ilustrado na Figura 14. Esse circuito é conectado entre uma fase e a terra de um alimentador de distribuição, onde V_{ph} é o fasor da tensão de fase.

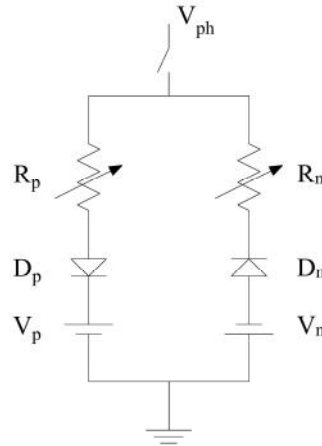


Figura 14. Modelo de FAI de Emanuel et al.

O modelo consiste em dois ramos contendo diodos em antiparalelo. Em um dos ramos, uma fonte de tensão CC V_p , um diodo D_p e um resistor variável R_p são conectados em série. No outro ramo são conectados em série uma fonte de tensão CC V_n , um diodo D_n e um resistor variável R_n . Os valores das fontes de tensão (V_p e V_n) e das resistências séries (R_p e R_n) são variáveis aleatórias e são utilizadas para modelar a também natureza aleatória de uma FAI. Adicionalmente, os valores das fontes de tensão (V_p e V_n) são baseados na tensão nominal do sistema. Porém, visando à representação da assimetria característica de uma FAI, estes valores são configurados de forma desigual. Neste circuito, quando $V_{ph} > V_p$, a corrente de falta flui para a terra e inverte quando $V_{ph} < V_n$. Nenhuma corrente flui quando $V_n < V_{ph} < V_p$ [31]. Para a utilização deste modelo, foram utilizados os mesmos critérios de ajustes de parâmetros utilizados em [20], considerando também as especificidades do sistema de distribuição teste. As tensões V_p e V_n foram configuradas, respectivamente, com valores de $\frac{1}{2}$ e $\frac{1}{4}$ da tensão nominal, considerando ainda variações aleatórias de $\pm 10\%$ em ambos. Os valores R_p e R_n variam aleatoriamente entre 300 e 1000 Ω . Estas configurações permitiram que as simulações de FAI produzissem correntes de falta com valores sempre menores a 10 A, o que é equivalente aos níveis de corrente de FAI para superfícies secas, como já discutido no Capítulo 1.

5.2.3 Ponderações referentes aos métodos de detecção de FAI

Nesta subseção, alguns detalhes referentes à simulação dos métodos de detecção de FAI no sistema teste são apresentados.

5.2.3.1 Método de Sarwagya

Para a simulação deste método, os sinais de corrente e de tensão foram amostrados em uma frequência de 1,92 kHz (32 amostras por ciclo). A extração das correntes de sequência negativa foi realizada utilizando a função *sequencer* do *On-Line Frequency Scanner (FFT Block)* do PSCAD. Os ajustes da proteção seguiram a metodologia apresentada no Capítulo 3. Considerando que o sistema teste utilizado nesta dissertação se trata de um alimentador radial e não um sistema multialimentador, foi inserido um valor simbólico de limite para β_k , além do tempo de espera já exigido, de forma que também se possa discutir o aumento no valor deste indicador durante os casos de simulação. Estes dados são apresentados pela Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros de proteção referentes ao método de Sarwagya.

Parâmetro	Valor
σ_k	249 V (+ t_{espera})
β_k	1 A + t_{espera}

5.2.3.2 Método de Soheili

Para a simulação deste método, os sinais de corrente foram amostrados em uma frequência de 3,84 kHz (64 amostras por ciclo). A extração das componentes harmônicas foi realizada utilizando o bloco *On-Line Frequency Scanner (FFT Block)* do PSCAD. Os ajustes da proteção seguiram a metodologia apresentada no Capítulo 3 e são exibidos pela Tabela 4.

Após a modelagem e análise do método de Soheili foi observado que a faixa de $\alpha_3 = 20\text{-}30\%$, definida em [33] como ideal para detectar corretamente a presença de CNLs no sistema, não pode ser considerada como “universal”, considerando diferentes tipos de sistema. Após diversas simulações, foi verificado que, em condições normais de operação, considerando a presença da CNL inserida no sistema teste, o valor deste indicador sempre esteve ligeiramente acima de 5%, valor este muito inferior aos 20% mínimos indicados em [33]. Visando a análise funcional do método, o valor de $\alpha_3 = 5\%$

é definido para a realização das simulações apresentadas neste trabalho. Porém, no final do capítulo é exibido um caso especial onde são realizadas discussões referentes aos possíveis problemas que uma escolha ruim deste parâmetro pode provocar.

Tabela 4. Parâmetros de proteção referentes ao método de Soheili.

Parâmetro	Valor
β	10%
α_1	4,0
α_2	1,5
α_3	5%

5.2.3.3 Método Proposto

Considerando que FAIs geram componentes de alta frequência na faixa de 2 a 10 kHz, como discutido em [12, 40, 42], para a implantação deste método os sinais de corrente foram amostrados em uma frequência de 20 kHz, considerando o Teorema de Amostragem Nyquist-Shannon e a utilização dos coeficientes d2 e d3. A extração das componentes de frequência foi realizada utilizando o bloco *Discrete Wavelet Transformation (DWT Block)* do PSCAD. Os ajustes da proteção seguiram a metodologia apresentada no Capítulo 4 e são exibidos pela Tabela 5.

Tabela 5. Parâmetros de proteção referentes ao método proposto.

Parâmetro	Valor
Ad2	10 mA
Ad3	50 mA
<i>timer</i>	950 ms / 50 ms
D_{FAI}	100

5.2.4 Casos de simulação

Os 8 casos de simulação que serão discutidos neste trabalho visam apresentar as situações mais relevantes para a análise da eficiência dos métodos de detecção da FAIs

aplicados ao sistema teste em questão. Os 4 primeiros casos estão relacionados à aplicação de FAIs nos dois pontos mais distantes da subestação. Assim, é possível verificar a eficiência dos métodos na ocorrência de defeitos que terão menor influência no sinal medido na saída do alimentador. Os defeitos nesses dois pontos mais distantes da subestação são simulados com e sem a presença de CNLs (Casos 1, 2, 3 e 4).

Os 4 últimos casos são referentes aos eventos de chaveamento que mais geraram influência nos sinais de onda medidos na saída do alimentador e que poderiam provocar uma detecção equivocada de uma FAI (Casos 5, 6, 7 e 8).

Em todos os casos de simulação o sistema teste partirá de uma situação normal de operação, onde ou serão aplicadas FAIs ou será aberto algum disjuntor para a retirada de um elemento do sistema. Assim, são estimados os seguintes casos:

- Caso 1: FAI no trecho entre os nós #846 e #848;
- Caso 2: FAI no trecho entre os nós #846 e #848 com presença de CNLs e GD;
- Caso 3: FAI no trecho entre os nós #836 e #840;
- Caso 4: FAI no trecho entre os nós #836 e #840 com presença de CNL e GD;
- Caso 5: Chaveamento do Banco de Capacitores do nó #844;
- Caso 6: Chaveamento da CNL do nó #844;
- Caso 7: Chaveamento da Carga Linear do nó #890;
- Caso 8: Chaveamento da Geração Distribuída do nó #844.

5.3 Apresentação dos Resultados

A seguir são apresentados os resultados, referentes a cada caso de simulação, para cada um dos métodos apresentados.

5.3.1 Caso 1: FAI no trecho entre os nós #846 e #848

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a uma FAI na fase “c” para a terra a 50% do trecho entre os nós #846 e #848. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 15. Neste sistema, a carga do nó #844 é a carga original do sistema teste (Carga Linear) e a Geração Distribuída do nó #840 é retirada.

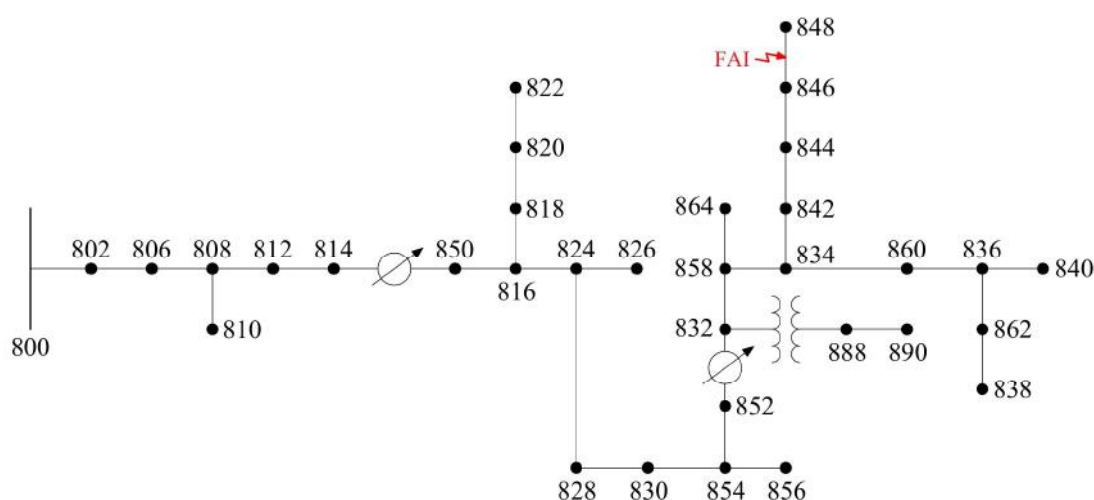


Figura 15. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 1.

5.3.1.1 Caso 1: Método de Sarwagya

A Figura 16 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a inserção da FAI no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão e corrente. Porém, a tensão residual, apresentada por (c), sofre visível alteração após a inserção da FAI e o indicador σ (d) envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4) após a ultrapassagem do limite de 249 V e a contabilização de um tempo de espera de 100 ms. Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual também sofre visível alteração após a inserção da FAI, e o indicador β (f) confirma a presença de FAI após a recepção do sinal positivo do Critério 1, a ultrapassagem do limite de 1 A e a contabilização de um novo tempo de espera de 100 ms. A FAI é detectada no instante $t = 0,715$ s, como

apresentado em (g). Em outras palavras, a FAI é detectada 215 ms após a sua ocorrência.

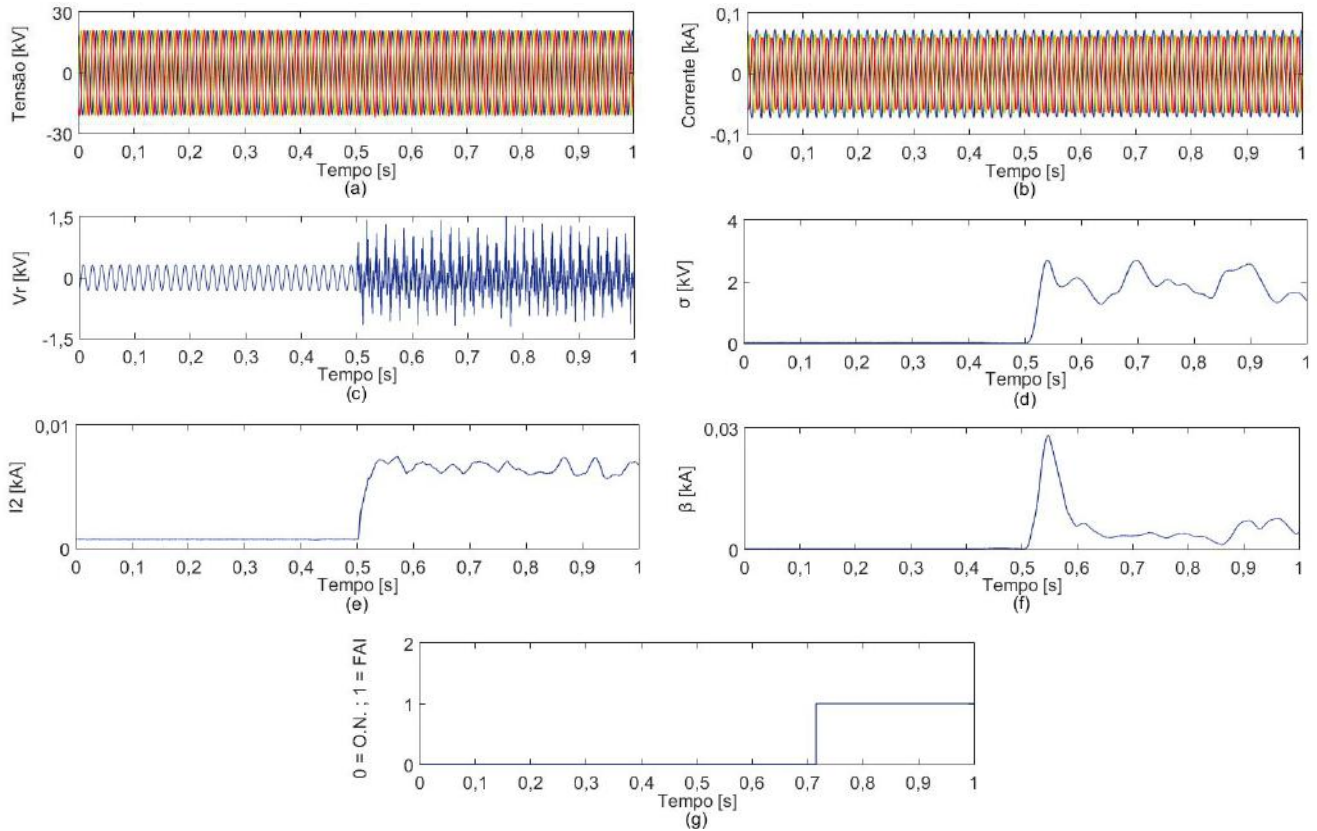


Figura 16. Caso 1: FAI entre os nós #846 e #848 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de seqüência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de seqüência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.1.2 Caso 1: Método de Soheili

A Figura 17 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5016$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 1,6 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (1,6 ms) e a contabilização de 12,5 ms ($0,75T$), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5141$ s. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por α_3

= 5%. Como este valor nunca ultrapassa os 5%, a presença de CNL não é identificada, conforme (g). Como, no instante de interceptação ($t = 0,5016$ s), a presença de CNL não é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector de Assinatura de FAIs convencional (Figura 7). Após a recepção do Tempo de Interceptação (1,6 ms) e a contabilização de 33,3 ms ($2T$), verifica-se em (h) que a amplitude do terceiro harmônico (vermelho) é maior que a amplitude do segundo harmônico (azul). Assim, em (i), é detectada uma assinatura de FAI no instante $t = 0,5349$ s. Conforme apresentado em (j), a FAI é detectada no instante $t = 0,5349$ s, após o recebimento dos sinais positivos dos Critérios 2 e 3. Em outras palavras, a FAI é detectada 34,9 ms após a sua ocorrência.

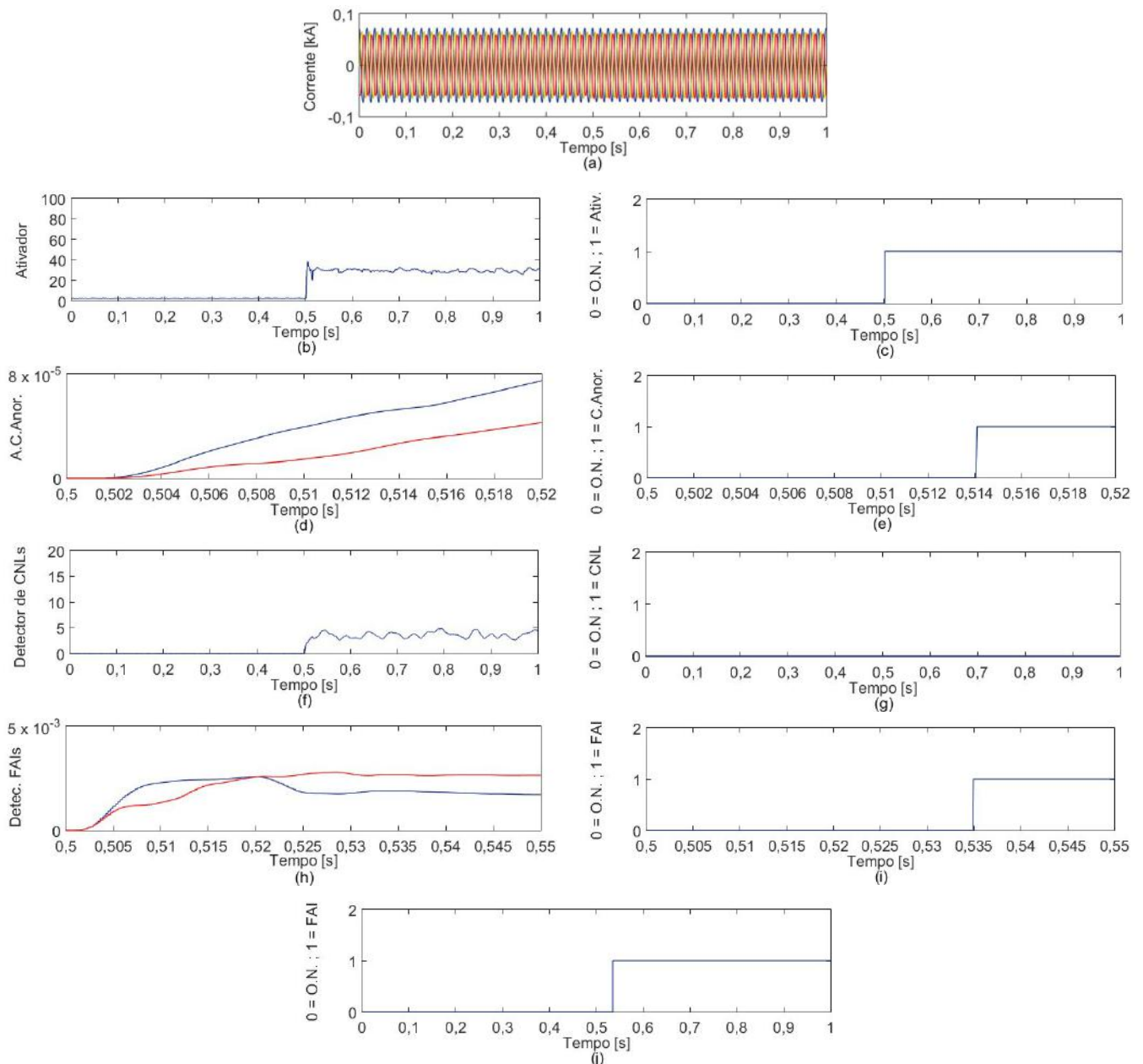


Figura 17. Caso 1: FAI entre os nós #846 e #848 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos

pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector de Assinatura de FAI: (h) amplitude do segundo harmônico (azul) e amplitude do terceiro harmônico (vermelho), e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.1.3 Caso 1: Método Proposto

A Figura 18 apresenta os resultados referentes ao método proposto nesta dissertação. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. A mudança de comportamento da soma das correntes em (b) indica a condição de FAI. Adicionalmente, os sinais d2 e d3, exibidos respectivamente em (c) e (d), são muito maiores após a ocorrência da FAI. O contador X, apresentado em (e), inicia a contagem checando, a cada passo de simulação, se d2 e d3 estão simultaneamente maiores que seus respectivos limites Ad2 e Ad3. Quando o limite $D_{FAI} = 100$ é alcançado, a FAI é detectada e sinalizada. Conforme apresentado em (f), a FAI é detectada no instante $t = 0,5926$ s. Em outras palavras, a FAI é detectada 92,6 ms após a sua ocorrência.

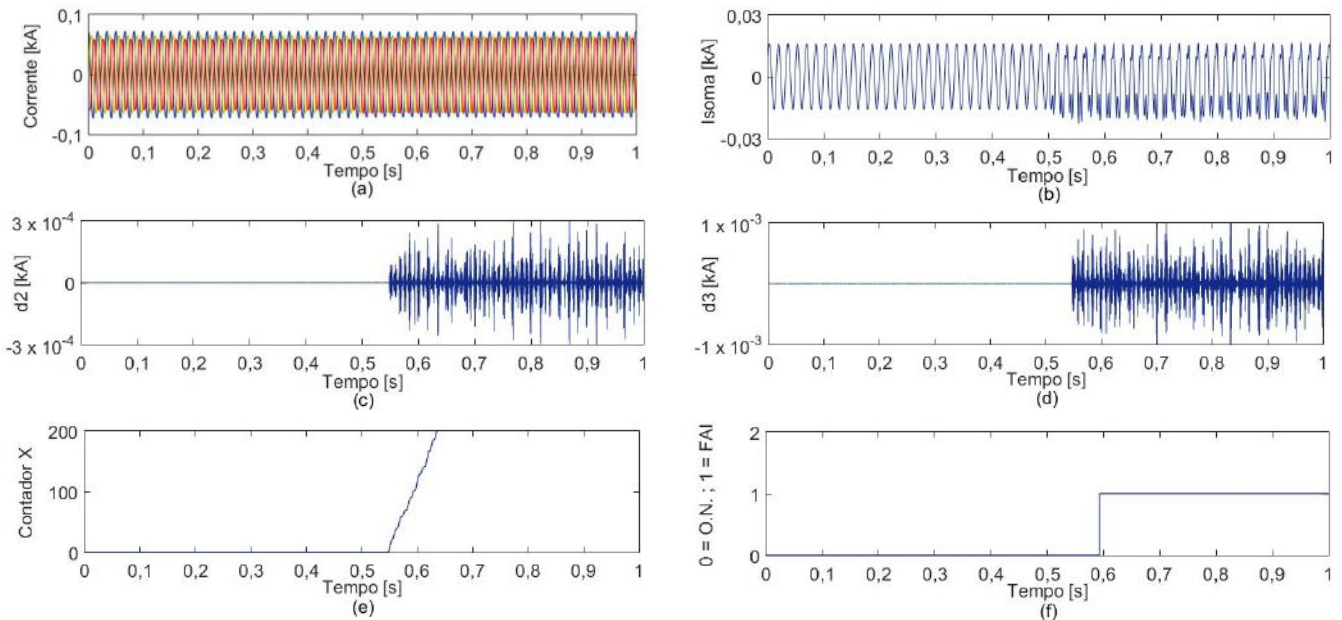


Figura 18. Caso 1: FAI entre os nós #846 e #848 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente d2 em kA. (d) coeficiente d3 em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.1.4 Caso 1: Discussões parciais

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que os três métodos foram capazes de detectar a FAI simulada. A Tabela 6 apresenta um quadro comparativo com os tempos de detecção referentes ao Caso 1.

Tabela 6. Tempos de detecção de FAI referentes ao Caso 1.

Método	Tempo
Sarwagya	215 ms
Soheili	34,9 ms
Proposto	92,6 ms

Considerando que no Caso 1 uma FAI é aplicada em um trecho terminal do alimentador, a grande maioria das cargas continua sendo atendida, resultando em uma insignificante alteração visual dos sinais de corrente medidos na subestação. Este fato serve ainda para evidenciar a incapacidade das proteções convencionais de sobrecorrente de detectar este tipo de defeito. A seguir, no Caso 2, o mesmo evento de FAI é simulado, porém, com a substituição da carga do nó #844 por uma CNL de mesmo valor e a adição de uma Geração Distribuída no nó #840, conforme discutido no Capítulo 5.

5.3.2 Caso 2: FAI no trecho entre os nós #846 e #848 com presença de CNLs e Geração Distribuída

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a uma FAI na fase “c” para a terra a 50% do trecho entre os nós #846 e #848. Neste caso, é considerada a conexão de uma CNL no nó #844, assim com a presença de geração fotovoltaica (GD) no nó #840. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 19.

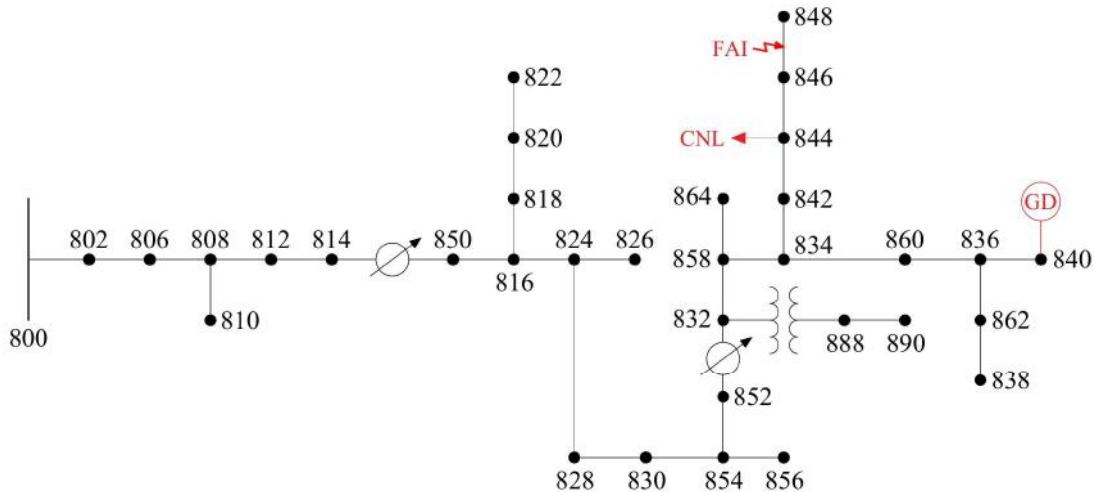


Figura 19. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 2.

5.3.2.1 Caso 2: Método de Sarwagya

A Figura 20 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a inserção da FAI no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão e corrente. Porém, a tensão residual, apresentada por (c), sofre visível alteração após a inserção da FAI e o indicador σ (d) envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4) após a ultrapassagem do limite de 249 V e a contabilização de um tempo de espera de 100 ms. Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual também sofre visível alteração após a inserção da FAI, e o indicador β (f) confirma a presença de FAI após a recepção do sinal positivo do Critério 1, a ultrapassagem do limite de 1 A e a contabilização de um novo tempo de espera de 100 ms. A FAI é detectada no instante $t = 0,7131$ s, como apresentado em (g). Em outras palavras, a FAI é detectada 213,1 ms após a sua ocorrência.

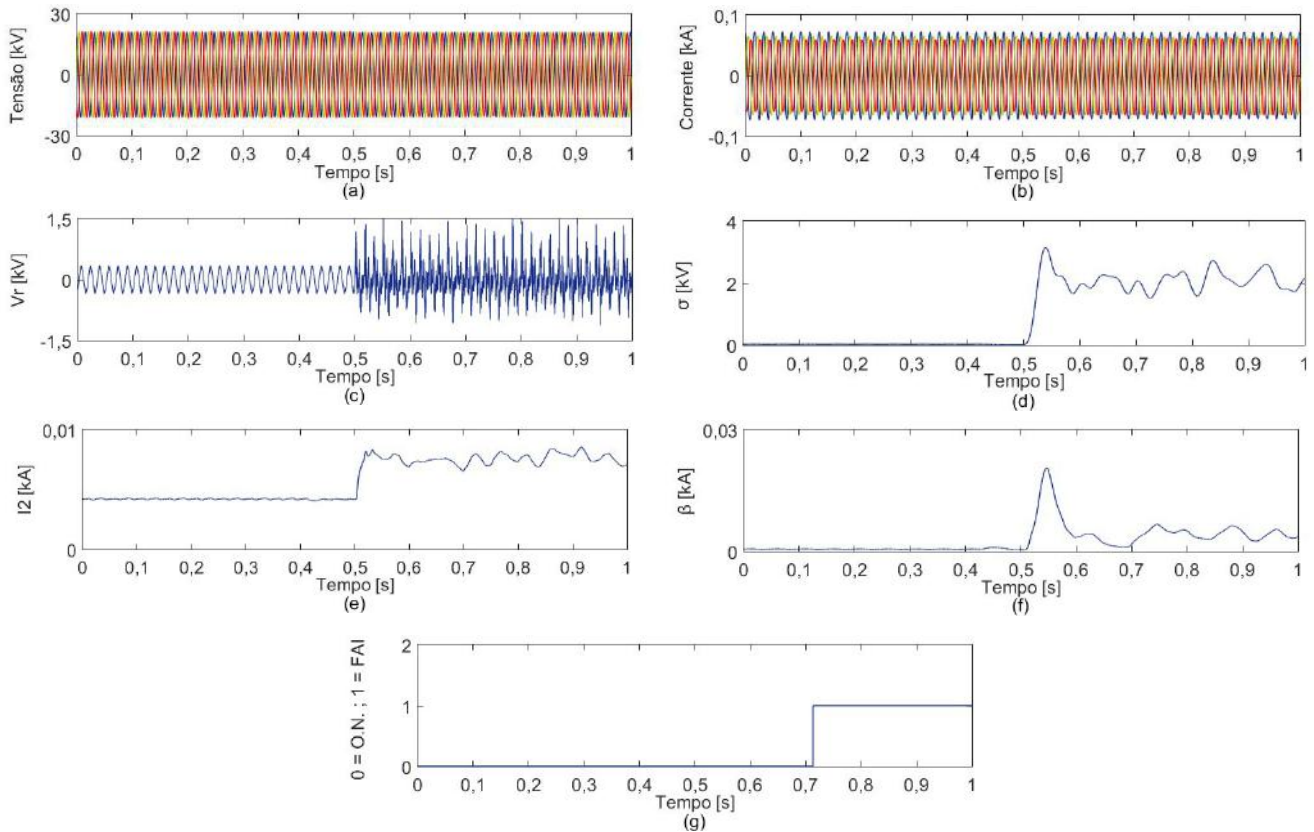


Figura 20. Caso 2: FAI no trecho entre os nós #846 e #848, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de seqüência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de seqüência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.2.2 Caso 2: Método de Soheili

A Figura 21 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5016$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 1,6 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (1,6 ms) e a contabilização de 12,5 ms ($0,75T$), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5141$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Conforme (g), este valor é sempre maior que 5%, o que indica a presença de CNL no sistema. Como, no instante de intercepção ($t = 0,5016$ s), a presença de CNL

é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Figura 8). Em (h), verifica-se que após a inserção da FAI no instante $t = 0,5$ s, a amplitude do terceiro harmônico (azul) cresce a uma taxa bem mais elevada que os quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos. Este fato faz com que as razões $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$ fiquem abaixo de seus respectivos limites $\alpha_1 = 4,0$ e $\alpha_2 = 1,5$. Após a recepção do Tempo de Interceptação (1,6 ms) e a contabilização de 50 ms, em (i), é detectada uma assinatura de FAI no instante $t = 0,5516$ s. Conforme apresentado em (j), a FAI é detectada no instante $t = 0,5516$ s, após o recebimento dos sinais positivos dos Critérios 2 e 3. Em outras palavras, a FAI é detectada 55,16 ms após a sua ocorrência.

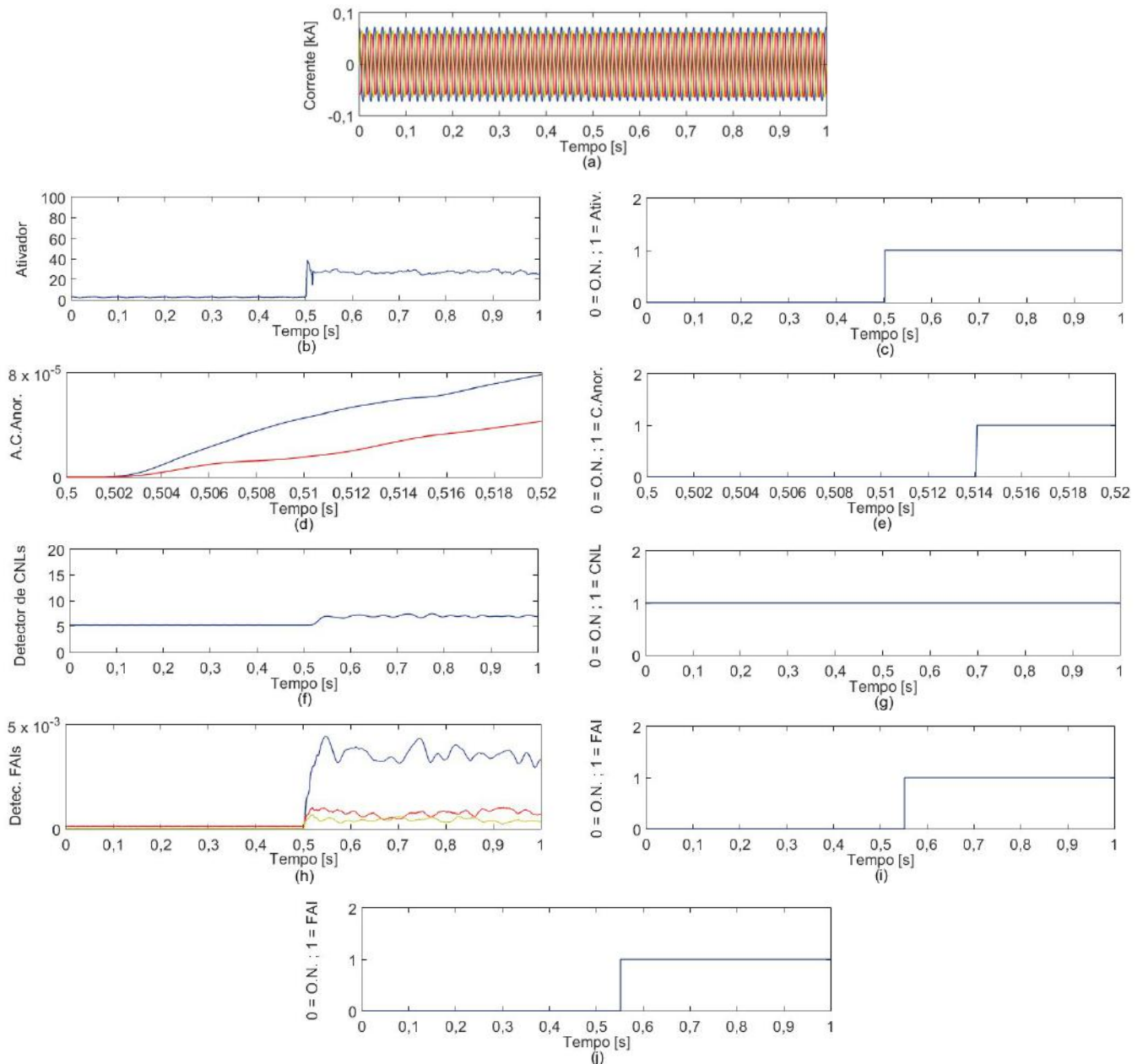


Figura 21. Caso 2: FAI no trecho entre os nós #846 e #848, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.2.3 Caso 2: Método Proposto

A Figura 22 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. A mudança de comportamento da soma das correntes em (b) indica a presença de FAI. Adicionalmente, os sinais $d2$ e $d3$, exibidos respectivamente em (c) e (d), são muito maiores após a inserção da FAI. Em (c) e (d) percebe-se também a aparição de distorções em alta frequência durante a operação normal. Estas distorções estão relacionadas à inclusão da CNL no sistema, mas não são suficientes para gerar altos níveis nos coeficientes $d2$ e $d3$. O contator X, apresentado em (e), inicia a contagem checando, a cada passo de simulação, se $d2$ e $d3$ estão simultaneamente maiores que seus respectivos limites $Ad2$ e $Ad3$. Quando o limite $D_{FAI} = 100$ é alcançado, a presença de FAI é detectada e sinalizada. Conforme apresentado em (f), a FAI é detectada no instante $t = 0,60205$ s. Em outras palavras, a FAI é detectada 102,05 ms após a sua ocorrência.

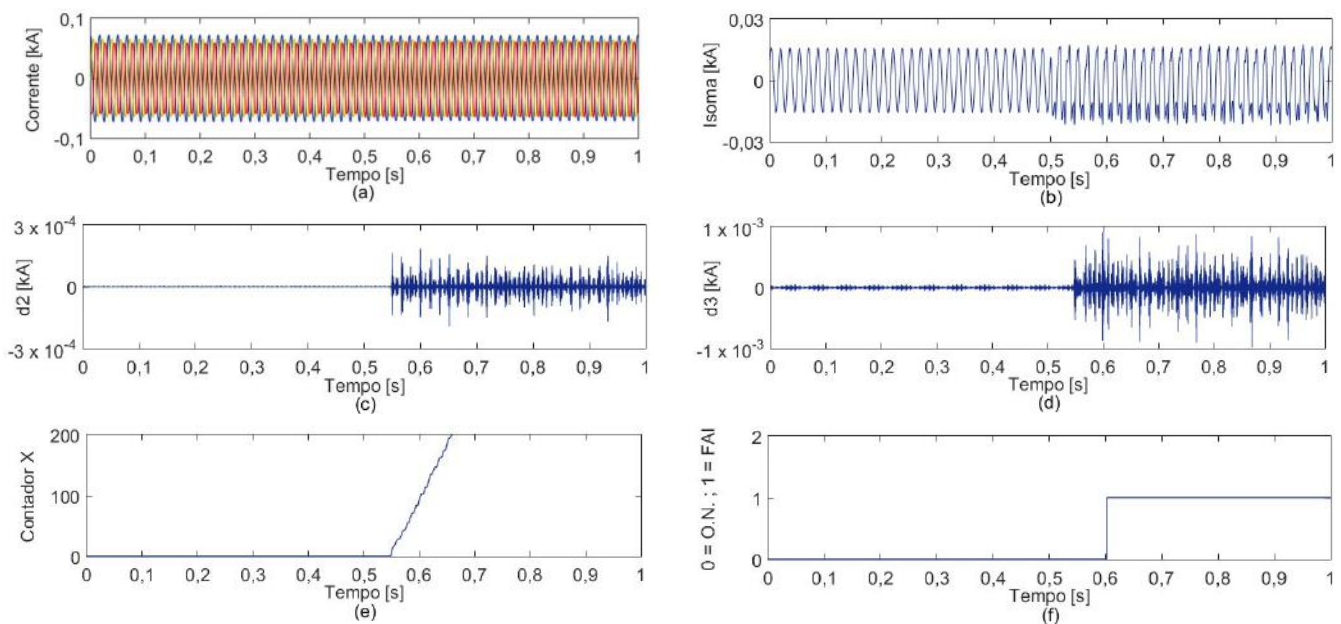


Figura 22. Caso 2: FAI no trecho entre os nós #846 e #848, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente $d2$ em kA. (d) coeficiente $d3$ em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.2.4 Caso 2: Discussões parciais

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que os três métodos foram capazes de detectar a FAI simulada. A Tabela 7 apresenta um quadro comparativo com os tempos de detecção referentes ao Caso 2.

Tabela 7. Tempos de detecção de FAI referentes ao Caso 2.

Método	Tempo
Sarwagya	213,1 ms
Soheili	55,16 ms
Proposto	102,05 ms

No Caso 2 é aplicado o mesmo evento de FAI referente ao Caso 1, considerando apenas a substituição da carga do nó #844 por uma CNL de mesmo valor e a adição de uma Geração Distribuída no nó #840, conforme discutido no Capítulo 5. A partir da análise dos resultados, verifica-se que a inserção dos elementos não lineares não foi capaz de impedir ou dificultar a detecção da FAI aplicada, ou ainda gerar detecções errôneas durante o período de operação normal. Destaca-se apenas um breve aumento, já esperado, no tempo de detecção do método de Soheili, considerando a utilização do Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Critério 3) na presença de CNLs. Considerando que a FAI é aplicada em um trecho terminal do alimentador, a grande maioria das cargas continua sendo atendida, resultando em uma insignificante alteração visual dos sinais de corrente medidos na subestação. Novamente, evidencia-se a incapacidade das proteções convencionais de sobrecorrente de detectar este tipo de defeito. A seguir, no Caso 3, é simulado outro evento de FAI, visando confirmar os resultados encontrados nos dois primeiros casos. Para isso, será utilizado o mesmo sistema do Caso 1 e será definido um ponto de defeito.

5.3.3 Caso 3: FAI no trecho entre os nós #836 e #840

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a uma FAI na fase “c” para a terra a 50% do trecho entre os nós #836 e #840. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 23. Neste, a carga do nó #844 é a original do sistema teste (Carga Linear) e a Geração Distribuída do nó #840 é retirada.

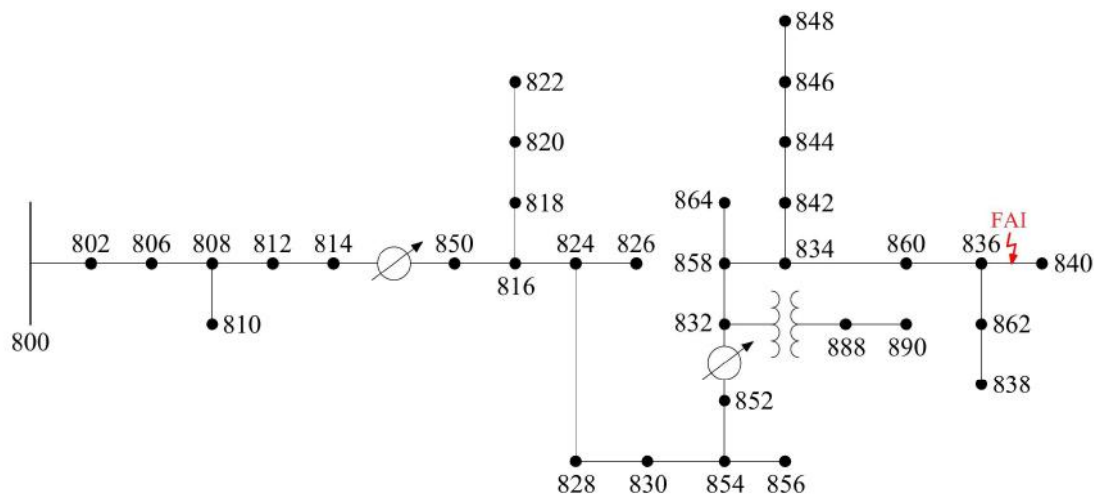


Figura 23. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 3.

5.3.3.1 Caso 3: Método de Sarwagya

A Figura 24 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a inserção da FAI no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão e corrente. Porém, a tensão residual, apresentada por (c), sofre visível alteração após a inserção da FAI e o indicador σ (d) envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4) após a ultrapassagem do limite de 249 V e a contabilização de um tempo de espera de 100 ms. Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual também sofre visível alteração após a inserção da FAI, e o indicador β (f) confirma a presença de FAI após a recepção do sinal positivo do Critério 1, a ultrapassagem do limite de 1 A e a contabilização de um novo tempo de espera de 100 ms. A FAI é detectada no instante $t = 0,714$ s, como apresentado em (g). Em outras palavras, a FAI é detectada 214 ms após a sua ocorrência.

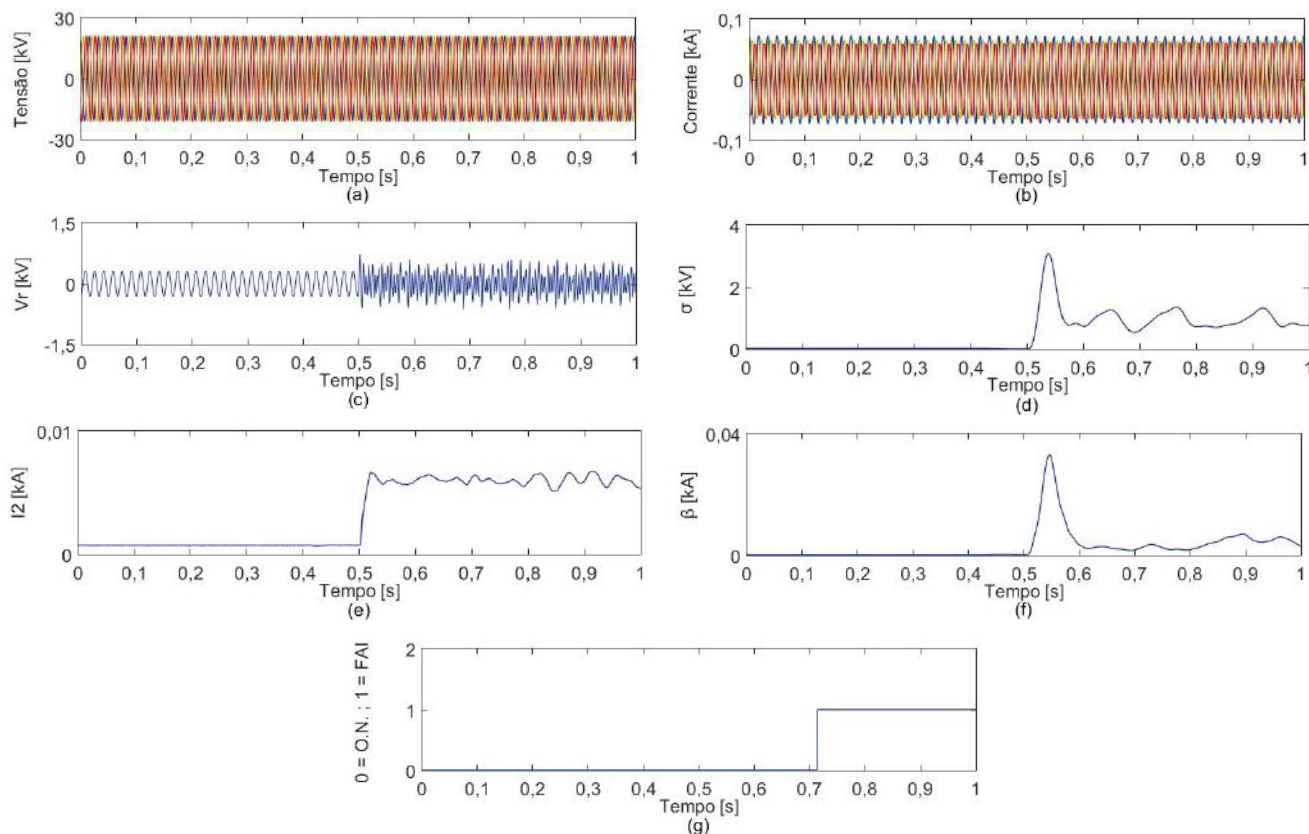


Figura 24. Caso 3: FAI no trecho entre os nós #836 e #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de sequência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.3.2 Caso 3: Método de Soheili

A Figura 25 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5016$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 1,6 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (1,6 ms) e a contabilização de 12,5 ms ($0,75T$), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5141$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Como este valor nunca ultrapassa os 5%, a presença de CNL não é identificada, conforme (g). Como, no instante de intercepção ($t = 0,5016$ s), a presença

de CNLs não é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector de Assinatura de FAIs convencional (Figura 7). Após a recepção do Tempo de Interceptação (1,6 ms) e a contabilização de 33,3 ms (2T), verifica-se em (h) que a amplitude do terceiro harmônico (vermelho) é maior que a amplitude do segundo harmônico (azul). Assim, em (i), é detectada uma assinatura de FAI no instante $t = 0,5349$. Conforme apresentado em (j), a FAI é detectada no instante $t = 0,5349$ s, após o recebimento dos sinais positivos dos Critérios 2 e 3. Em outras palavras, a FAI é detectada 34,9 ms após a sua ocorrência.

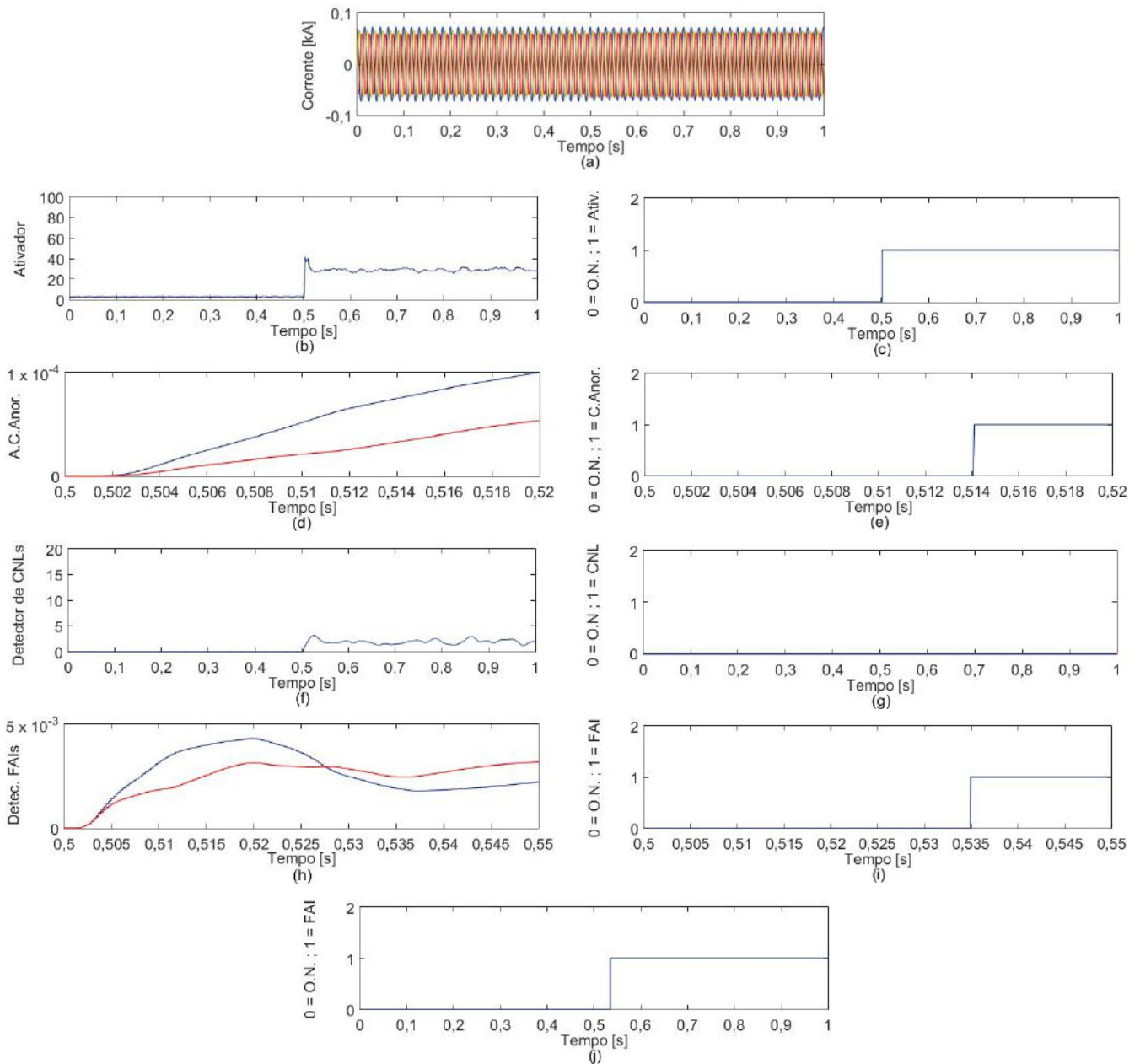


Figura 25. Caso 3: FAI no trecho entre os nós #836 e #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de

Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector de Assinatura de FAI: (h) amplitude do segundo harmônico (azul) e amplitude do terceiro harmônico (vermelho), e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.3.3 Caso 3: Método Proposto

A Figura 26 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. A mudança de comportamento da soma das correntes em (b) indica a condição de FAI. Adicionalmente, os sinais d2 e d3, exibidos respectivamente em (c) e (d), são muito maiores após a inserção da FAI. O contador X, apresentado em (e), inicia a contagem, checando, a cada passo de simulação, se d2 e d3 estão simultaneamente maiores que seus respectivos limites Ad2 e Ad3. Quando o limite $D_{FAI} = 100$ é alcançado, a FAI é detectada e sinalizada. Conforme apresentado em (f), a FAI é detectada no instante $t = 0,6328$ s. Em outras palavras, a FAI é detectada 132,8 ms após a sua ocorrência.

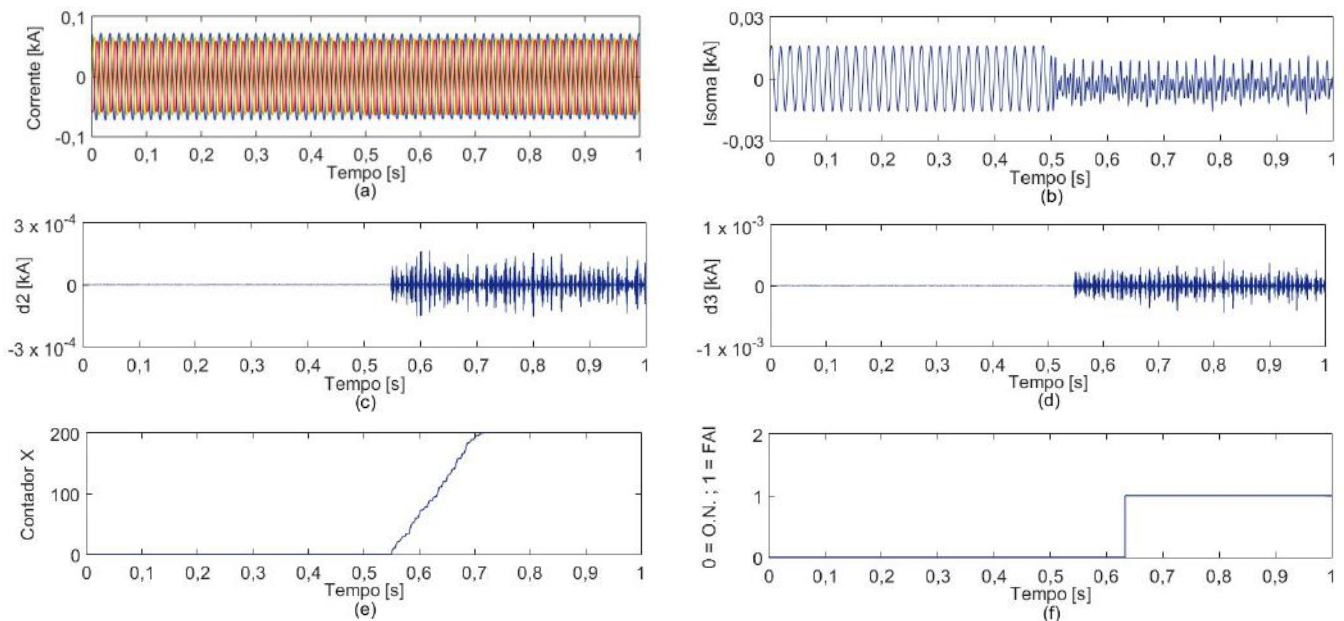


Figura 26. Caso 3: FAI no trecho entre os nós #836 e #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente d2 em kA. (d) coeficiente d3 em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.3.4 Caso 3: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção verifica-se que os três métodos foram capazes de detectar a FAI simulada. A Tabela 8 apresenta um quadro comparativo com os tempos de detecção referentes ao Caso 3.

Tabela 8. Tempos de detecção de FAI referentes ao Caso 3.

Método	Tempo
Sarwagya	214 ms
Soheili	34,9 ms
Proposto	132,8 ms

Analogamente aos Casos 1 e 2, uma FAI é aplicada em um trecho terminal do alimentador. Consequentemente, após a ocorrência da mesma, a grande maioria das cargas continua sendo atendida, resultando em uma insignificante alteração visual dos sinais de corrente medidos na subestação. A seguir, no Caso 4, visando produzir a mesma comparação realizada entre os Casos 1 e 2, o mesmo evento de FAI do Caso 3 é simulado, porém, novamente com a substituição da carga do nó #844 por uma CNL de mesmo valor e a adição de uma Geração Distribuída no nó #840, conforme discutido no Capítulo 5.

5.3.4 Caso 4: FAI no trecho entre os nós #836 e #840 com presença de CNL

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a uma FAI na fase “c” para a terra a 50% do trecho entre os nós #836 e #840. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 27.

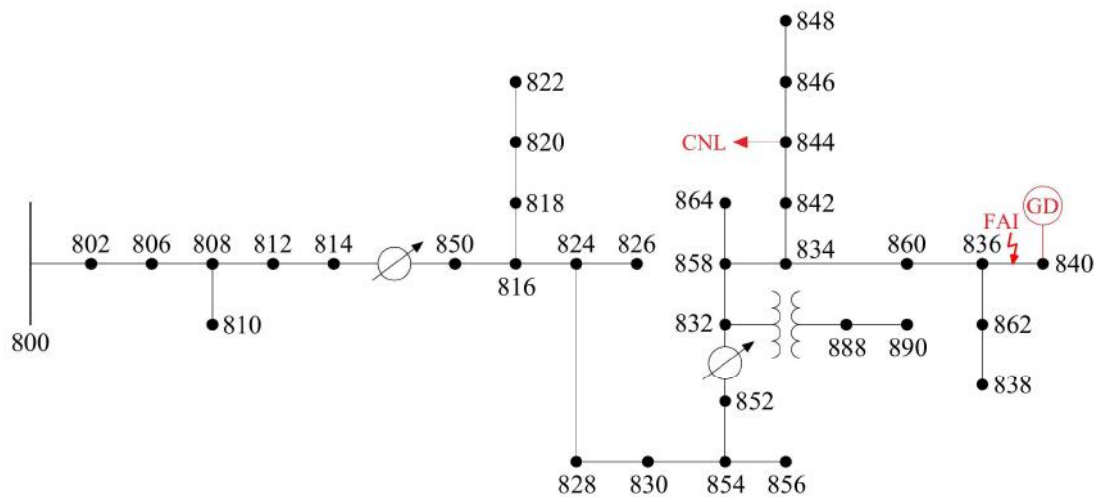


Figura 27. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 4.

5.3.4.1 Caso 4: Método de Sarwagya

A Figura 28 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a inserção da FAI no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão e corrente. Porém, a tensão residual, apresentada por (c), sofre visível alteração após a inserção da FAI e o indicador σ (d) envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4) após a ultrapassagem do limite de 249 V e a contabilização de um tempo de espera de 100 ms. Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual também sofre visível alteração após a inserção da FAI, e o indicador β (f) confirma a presença de FAI após a recepção do sinal positivo do Critério 1, a ultrapassagem do limite de 1 A e a contabilização de um novo tempo de espera de 100 ms. A FAI é detectada no instante $t = 0,713$ s, como apresentado em (g). Em outras palavras, a FAI é detectada 213 ms após a sua ocorrência.

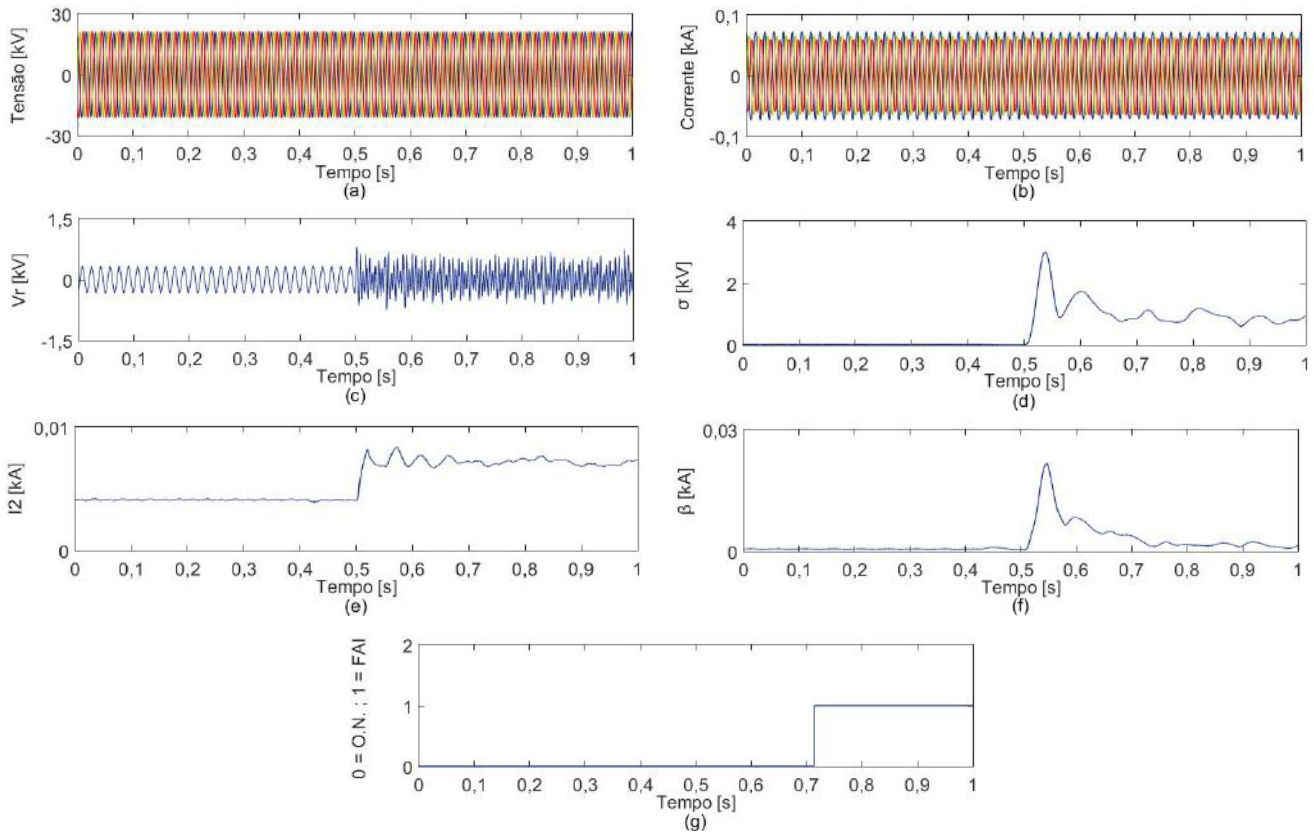


Figura 28. Caso 4: FAI no trecho entre os nós #836 e #840, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de seqüência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de seqüência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.4.2 Caso 4: Método de Soheili

A Figura 29 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5016$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 1,6 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (1,6 ms) e a contabilização de 12,5 ms ($0,75T$), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5141$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Conforme (g), este valor é sempre maior que 5%, o que indica a presença de CNLs no sistema. Como, no instante de intercepção ($t = 0,5016$ s), a presença de

CNLs é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Figura 8). Em (h), verifica-se que após a ocorrência da FAI no instante $t = 0,5$ s a amplitude do terceiro harmônico (azul) cresce a uma taxa bem mais elevada que os quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos. Este fato faz com que as razões $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$ fiquem abaixo de seus respectivos limites $\alpha_1 = 4,0$ e $\alpha_2 = 1,5$. Após a recepção do Tempo de Intercepção (1,6 ms) e a contabilização de 50 ms, em (i), é detectada uma assinatura de FAI no instante $t = 0,5516$. Conforme apresentado em (j), a FAI é detectada no instante $t = 0,5516$ s, após o recebimento dos sinais positivos dos Critérios 2 e 3. Em outras palavras, a FAI é detectada 55,16 ms após a sua ocorrência.

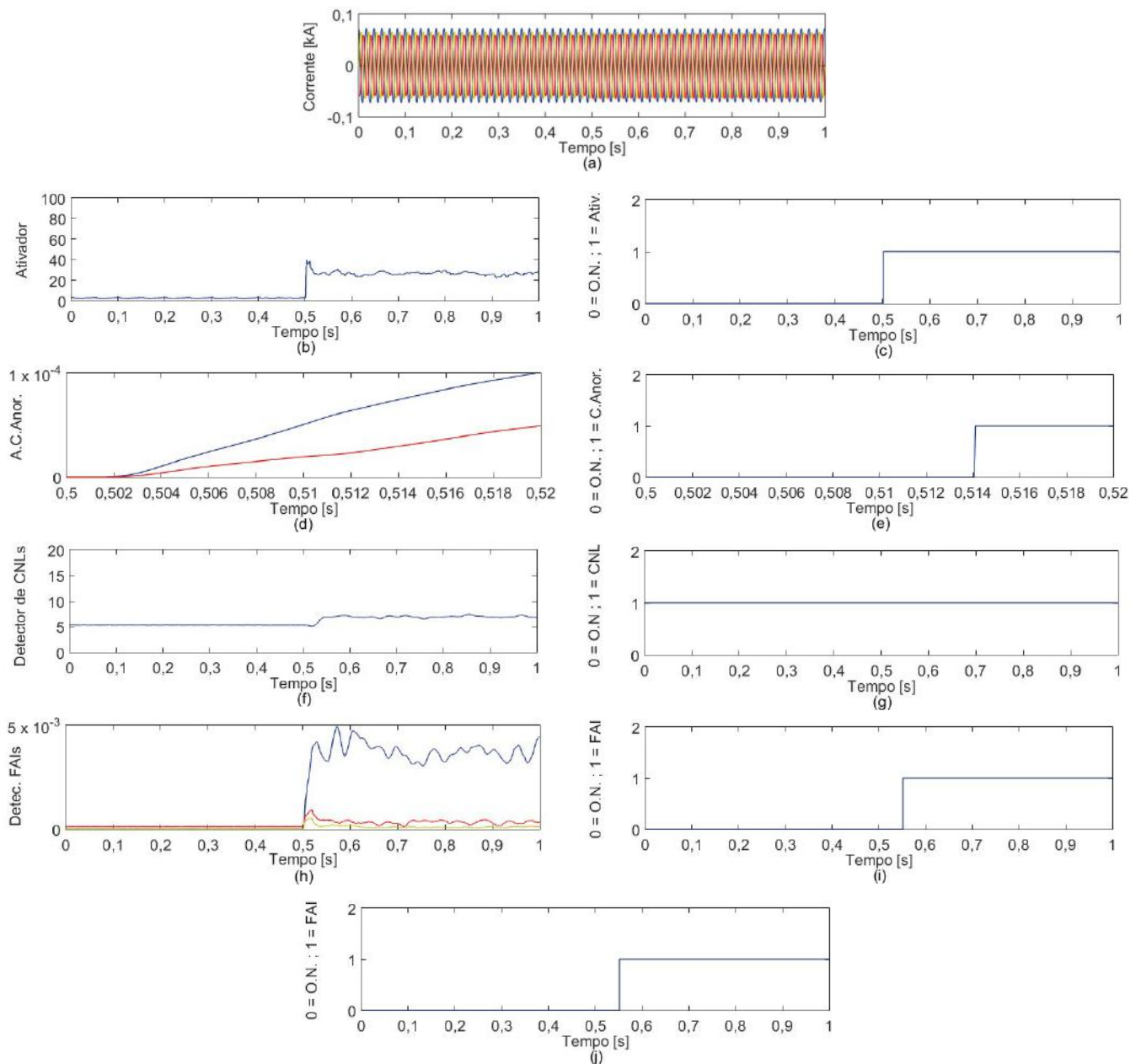


Figura 29. Caso 4: FAI no trecho entre os nós #836 e #840, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.4.3 Caso 4: Método Proposto

A Figura 30 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. A mudança de comportamento da soma das correntes em (b) indica a condição de FAI. Adicionalmente, os sinais d2 e d3, exibidos respectivamente em (c) e (d), são muito maiores após a ocorrência da FAI. O contador X, apresentado em (e), inicia a contagem, checando, a cada passo de simulação, se d2 e d3 estão simultaneamente maiores que seus respectivos limites Ad2 e Ad3. Quando o limite $D_{FAI} = 100$ é alcançado, a presença de FAI é detectada e sinalizada. Conforme apresentado em (f), a FAI é detectada no instante $t = 0,63425$ s. Em outras palavras, a FAI é detectada 134,25 ms após a sua ocorrência.

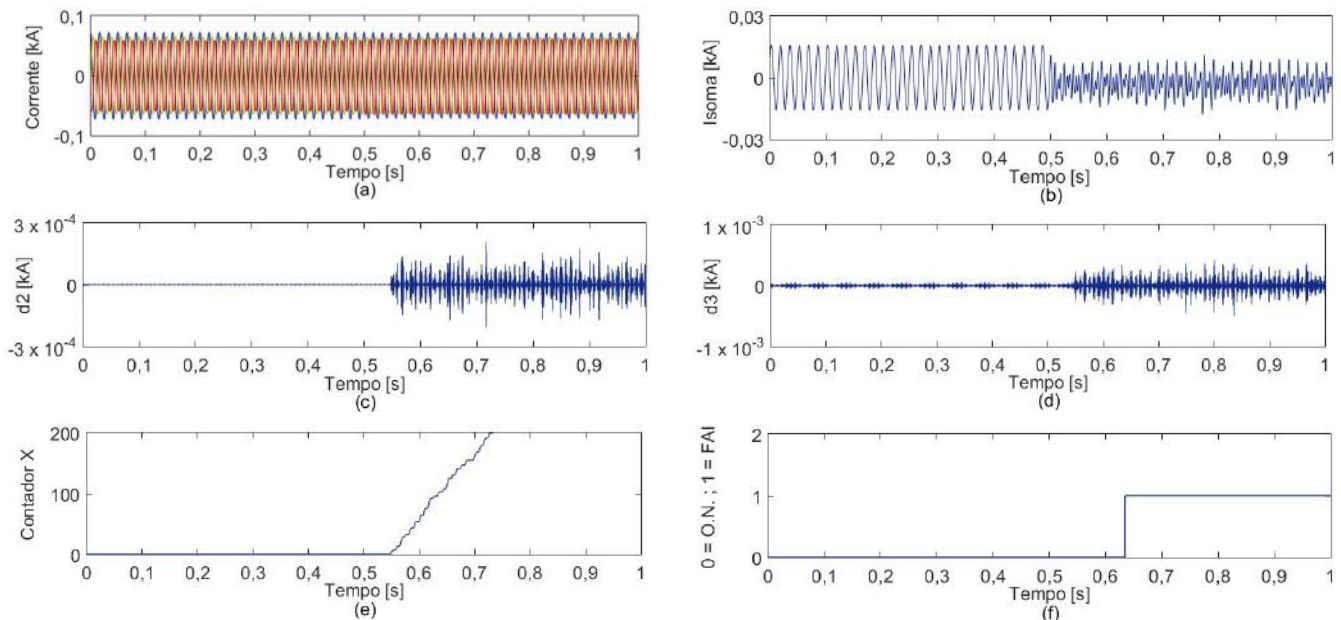


Figura 30. Caso 4: FAI no trecho entre os nós #836 e #840, com presença de CNL, no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente d2 em kA. (d) coeficiente d3 em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.4.4 Caso 4: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção verifica-se que os três métodos foram capazes de detectar a FAI simulada. A Tabela 9 apresenta um quadro comparativo com os tempos de detecção referentes ao Caso 4.

Tabela 9. Tempos de detecção de FAI referentes ao Caso 4.

Método	Tempo
Sarwagya	213 ms
Soheili	55,16 ms
Proposto	134,25 ms

No Caso 4 é aplicado o mesmo evento de FAI referente ao Caso 2, considerando apenas a substituição da carga do nó #844 por uma CNL de mesmo valor e a adição de uma Geração Distribuída no nó #840, conforme discutido no Capítulo 5. A partir da análise dos resultados, verifica-se que a inserção dos elementos não lineares não foi capaz de impedir ou dificultar a detecção da FAI simulada, ou ainda, gerar detecções errôneas durante o período de operação normal. Destaca-se apenas um breve aumento já esperado no tempo de detecção do método de Soheili, considerando a utilização do Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Critério 3) na presença de CNLs. Considerando que novamente a FAI é aplicada em um trecho terminal do alimentador, a grande maioria das cargas continua sendo atendida, resultando em uma insignificante alteração visual dos sinais de corrente medidos na subestação.

A seguir, no Caso 5, é simulado um evento de chaveamento de Banco de Capacitores, o qual será o primeiro dos 4 casos de chaveamento que serão apresentados neste trabalho. Estes casos testarão a eficiência dos métodos em relação à capacidade de discernir FAIs de outros eventos usuais do sistema. Para isso, nos próximos casos de simulação, o sistema teste utilizado é semelhante ao dos Casos 2 e 4, considerando a CNL do nó #844 e a Geração Distribuída do nó #840.

5.3.5 Caso 5: Chaveamento do Banco de Capacitores do nó #844

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a um chaveamento de um Banco de Capacitores do nó #844. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 31.

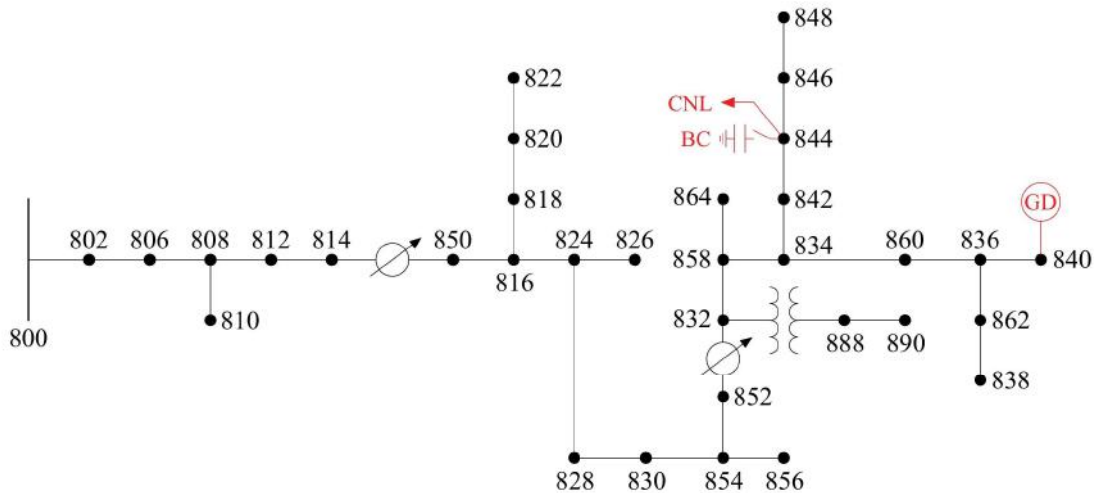


Figura 31. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 5.

5.3.5.1 Caso 5: Método de Sarwagya

A Figura 32 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a abertura do Banco de Capacitores do nó #844 no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão e corrente. Porém, observando o sinal da tensão residual em (c), é possível verificar uma pequena alteração transitória após este evento, a qual gera também alteração transitória no indicador σ (d). Este indicador até ultrapassa o limite de 249 V, mas por um intervalo de tempo menor que 100 ms, não enviando assim um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4). Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual também sofre alteração transitória após a abertura do Banco de Capacitores e gera alteração transitória no indicador β (f). Porém, como o Critério 1 não é satisfeito, uma condição de FAI não é estabelecida, como apresentado em (g). Em outras palavras, o método respondeu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Banco de Capacitores.

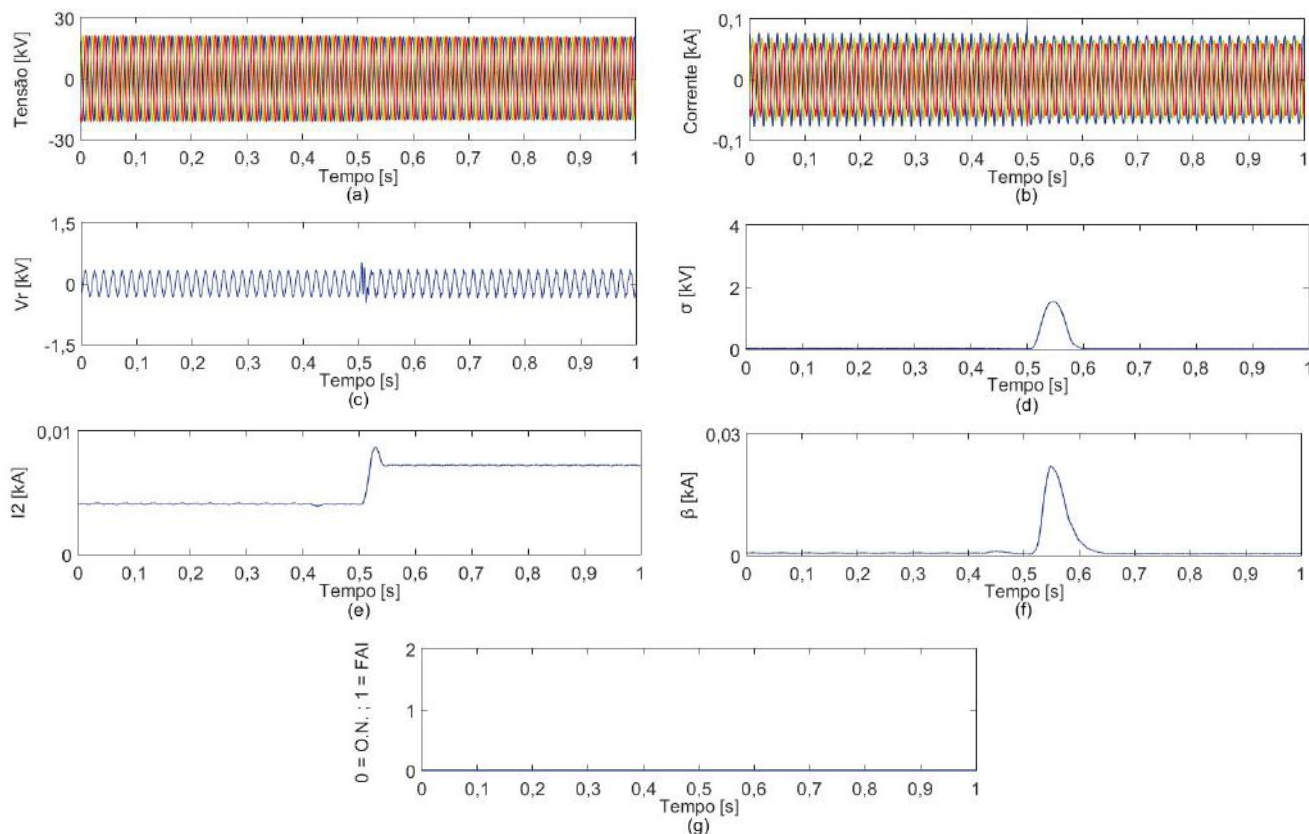


Figura 32. Caso 5: Chaveamento do Banco de Capacitores do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de seqüência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de seqüência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.5.2 Caso 5: Método de Soheili

A Figura 33 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5042$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 4,2 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (4,2 ms) e a contabilização de 12,5 ms (0,75T), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5167$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Conforme (g), este valor é sempre maior que 5%, o que indica a presença de CNLs no sistema. Como no instante de intercepção ($t = 0,5042$ s), a presença de CNLs

é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Figura 8). Em (h), verifica-se que após a abertura do Banco de Capacitores no instante $t = 0,5$ s a amplitude do terceiro harmônico (azul) cresce a uma taxa mais elevada que os quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos. Este fato, faz com que as razões $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$ fiquem abaixo de seus respectivos limites $\alpha_1 = 4,0$ e $\alpha_2 = 1,5$. Porém, para que seja detectada uma assinatura de FAI é necessário que as razões estejam abaixo de seus indicadores por um mínimo de 50 ms, o que não ocorre. Dessa forma, em (i) observa-se que uma assinatura de FAI não é detectada e, conseqüentemente, a condição de FAI não é estabelecida em (j). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Banco de Capacitores.

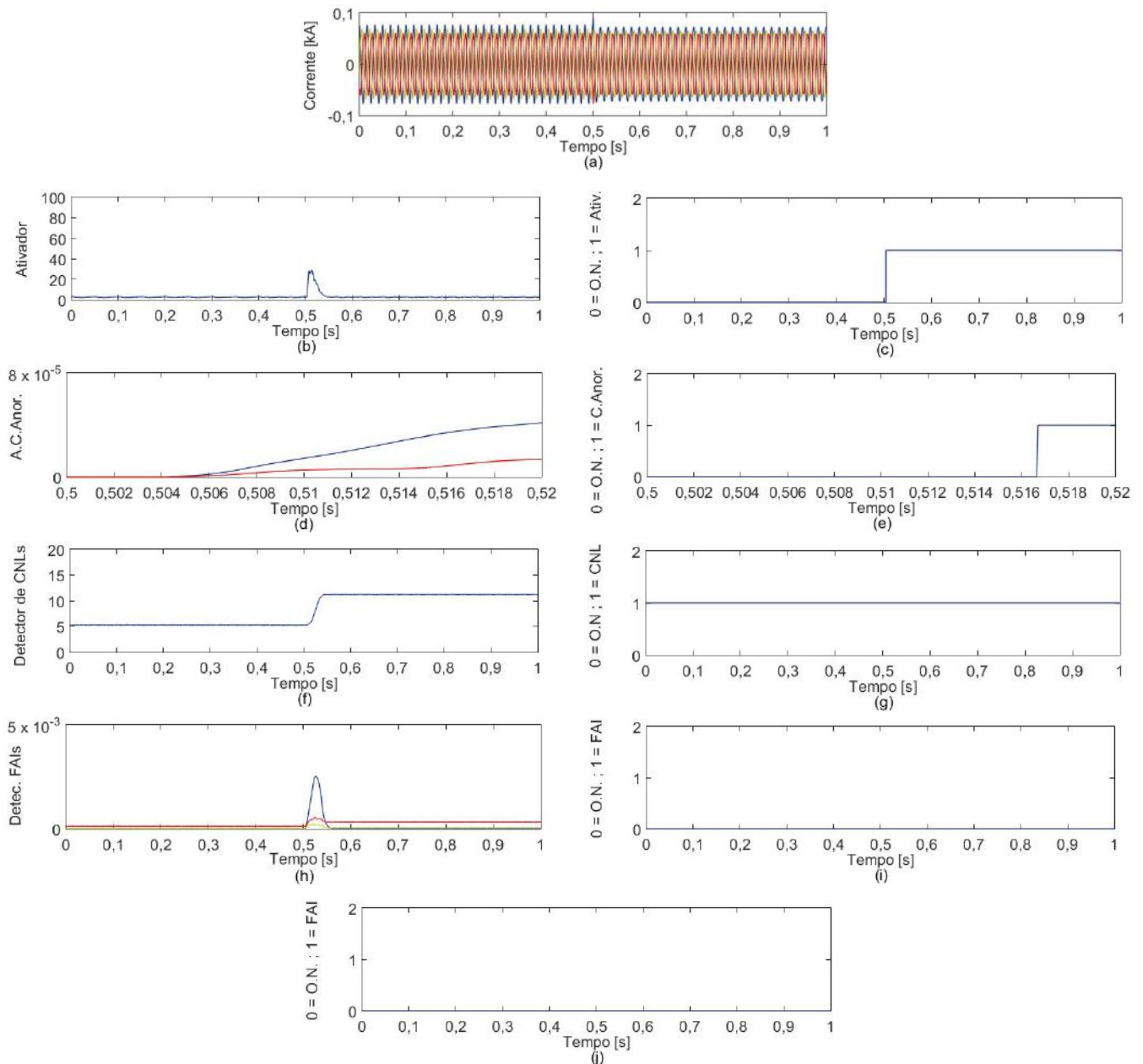


Figura 33. Caso 5: Chaveamento do Banco de Capacitores do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.5.3 Caso 5: Método Proposto

A Figura 34 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800, onde é possível verificar um pequeno pico transitório no instante da abertura do Banco de capacitores em $t = 0,5$ s. Adicionalmente, também é possível verificar um pequeno transitório na soma das correntes em (b). Os sinais dos coeficientes $d2$ e $d3$ são exibidos, respectivamente, em (c) e (d), onde se verifica que o evento de chaveamento do capacitor do nó #844 não produziu componentes de frequência nas faixas consideradas por estes coeficientes, visto que não gerou nenhum efeito nestes. Conseqüentemente, o contator X, apresentado em (e), não inicia sua contagem e a condição de FAI não é estabelecida em (f). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Banco de Capacitores.

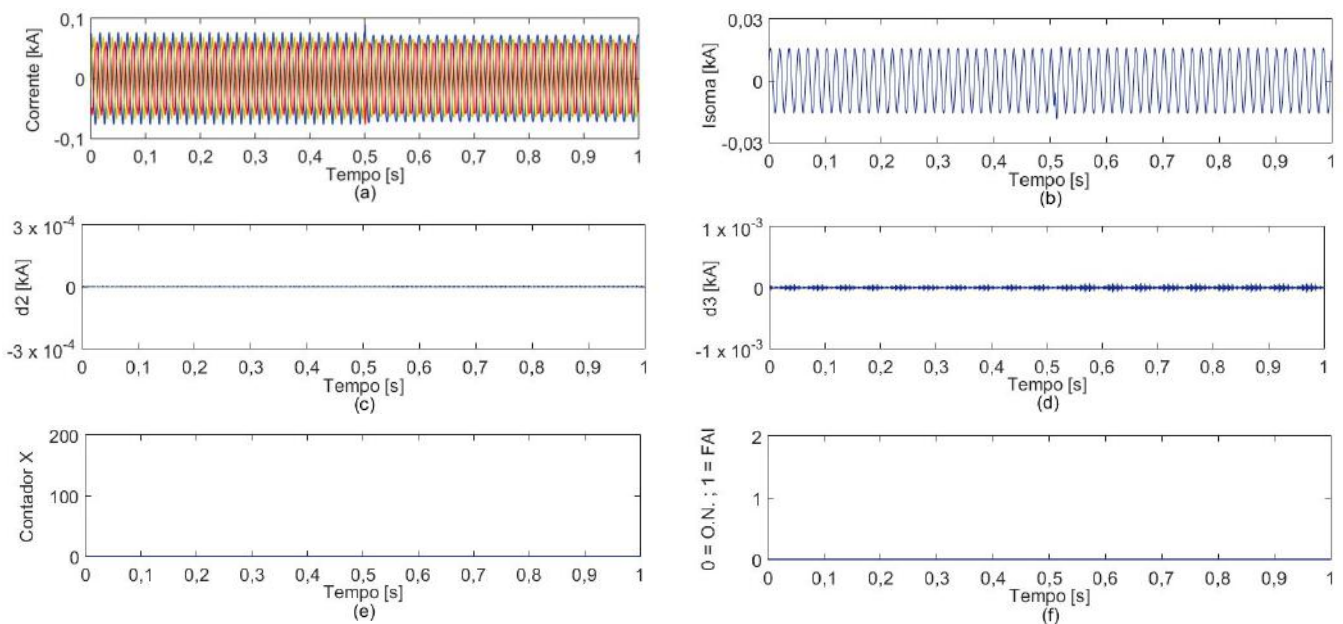


Figura 34. Caso 5: Chaveamento do Banco de Capacitores do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente $d2$ em kA. (d) coeficiente $d3$ em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.5.4 Caso 5: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção verifica-se que os três métodos foram capazes de evitar que um evento de chaveamento de Banco de Capacitores fosse identificado como uma FAI. Nos três métodos, o chaveamento resultou em uma alteração transitória em seus indicadores. Porém, a partir dos critérios utilizados, esta alteração não é suficiente para que uma FAI seja detectada. Aqui, destaca-se a importância da correta definição dos tempos de espera por Sarwagya e Soheili. A partir da análise da Figura 32 (d), nota-se que a escolha de um t_{espera} inferior a 100 ms no indicador σ (Sarwagya) poderia acarretar uma falsa sinalização de FAI. Adicionalmente, a partir da análise da Figura 33 (h), nota-se que a definição de um tempo fixo menor a 50 ms nos limites de α_1 e α_2 (Soheili) também poderia levar a uma falsa detecção de FAI. A seguir, no Caso 6, é apresentado um evento de chaveamento de uma CNL.

5.3.6 Caso 6: Chaveamento da CNL do nó #844

Nesta seção são apresentados os resultados referentes ao chaveamento da CNL do nó #844, a qual representa a maior carga do sistema. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 35.

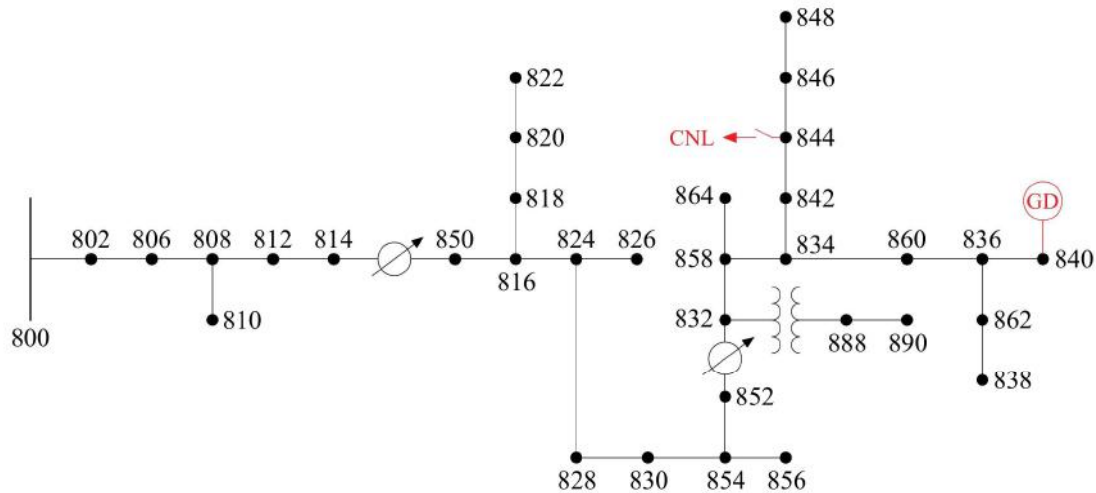


Figura 35. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 6.

5.3.6.1 Caso 6: Método de Sarwagya

A Figura 36 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a abertura da CNL do nó #844 no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão. Porém, verifica-se uma redução nos sinais de corrente, visto a redução na carga. Observando o sinal da tensão residual em (c), a princípio, não se verifica alteração alguma. Porém, é possível notar uma pequena variação transitória no indicador σ (d). Este indicador não ultrapassa o limite de 249 V e, conseqüentemente, não envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4). Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual sofre alteração após a abertura da CNL. Esta alteração resulta em uma variação transitória no indicador β (f). Porém, como o Critério 1 não é satisfeito, uma condição de FAI não é estabelecida, como apresentado em (g). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de CNL.

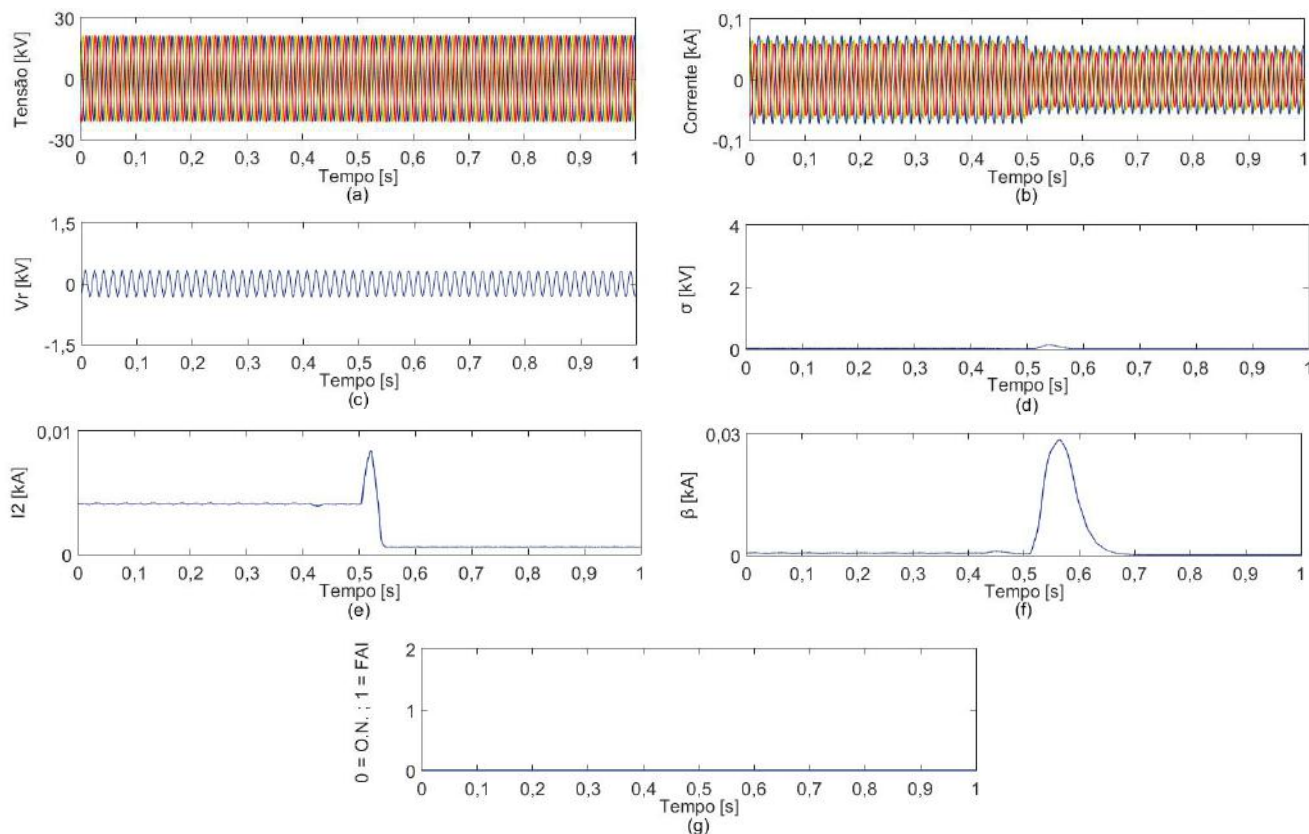


Figura 36. Caso 6: Chaveamento da CNL do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de sequência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.6.2 Caso 6: Método de Soheili

A Figura 37 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,50265$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Interceptação de 2,65 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Interceptação (2,65 ms) e a contabilização de 12,5 ms (0,75T), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,51515$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Conforme (g), no instante de interceptação, este valor é maior que 5%, o que indica a presença de CNLs no sistema, mesmo com a retirada desta. Como a

presença de CNL é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Figura 8). Em (h), verifica-se que, após o desligamento da CNL no instante $t = 0,5$ s as amplitudes dos terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos reduzem seus valores a uma taxa semelhante. Este fato faz com que as razões $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$ permaneçam acima de seus respectivos limites $\alpha_1 = 4,0$ e $\alpha_2 = 1,5$ e, para que seja detectada uma assinatura de FAI é necessário que as razões estejam abaixo de seus indicadores por um mínimo de 50 ms, o que não ocorre. Assim, em (i) observa-se que uma assinatura de FAI não é detectada e, conseqüentemente, a condição de FAI não é estabelecida em (j). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de CNL.

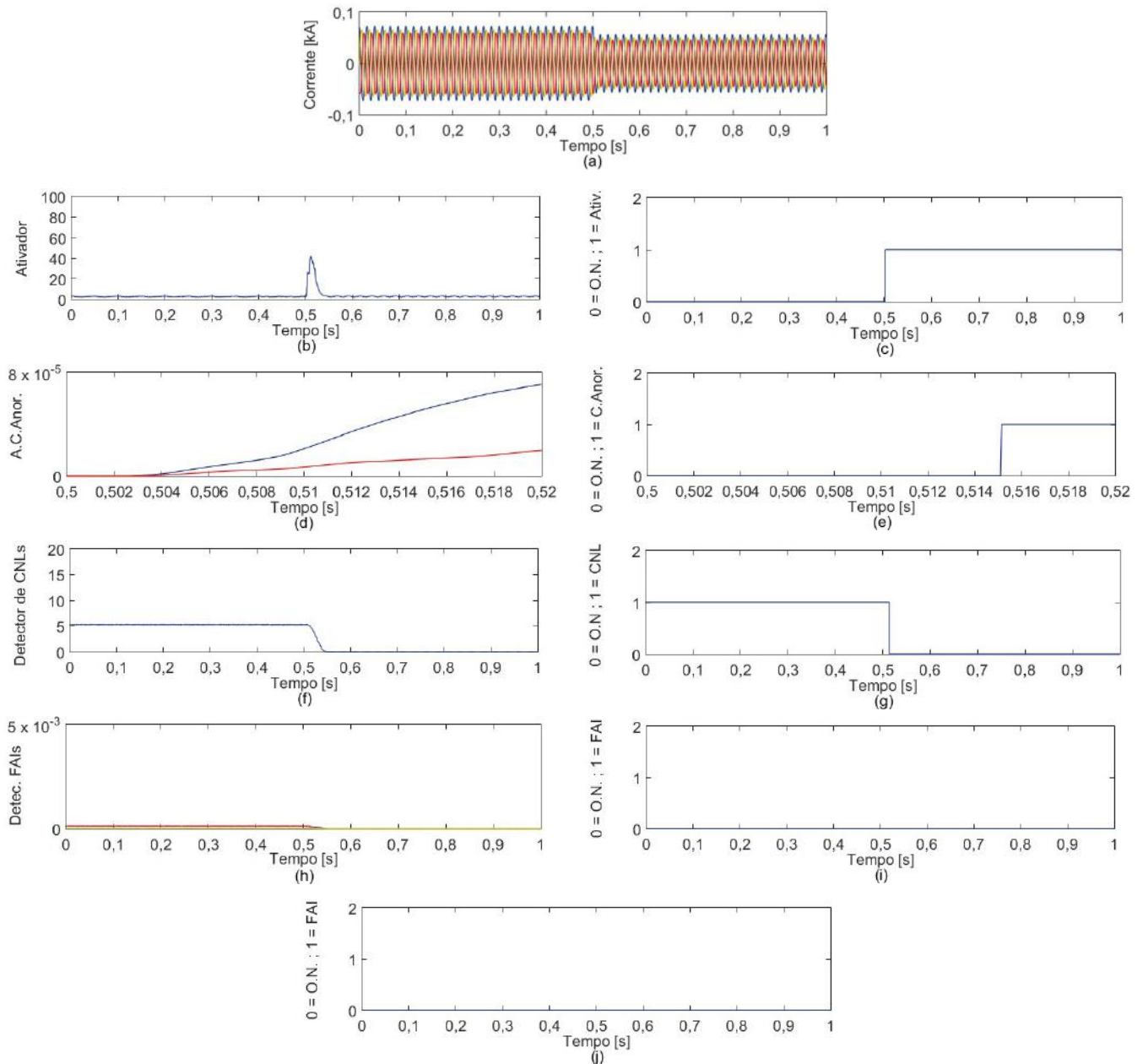


Figura 37. Caso 6: Chaveamento da CNL do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.6.3 Caso 6: Método Proposto

A Figura 38 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800, onde é possível verificar uma redução nos sinais de corrente no instante da abertura da CNL do nó #844 no instante $t = 0,5$ s, visto a redução na carga. Como a carga retirada é equilibrada, não há alteração na soma das correntes em (b). Os sinais dos coeficientes d2 e d3 são exibidos, respectivamente, em (c) e (d), onde se verifica que o evento de chaveamento da CNL não produziu componentes de frequência nas faixas consideradas por estes coeficientes, visto que não gerou nenhum efeito nestes. Adicionalmente, verificam-se os desaparecimentos das distorções geradas pela CNL quando esta é desligada. Conseqüentemente, o contador X, apresentado em (e), não inicia sua contagem e a condição de FAI não é estabelecida em (f). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de CNL.

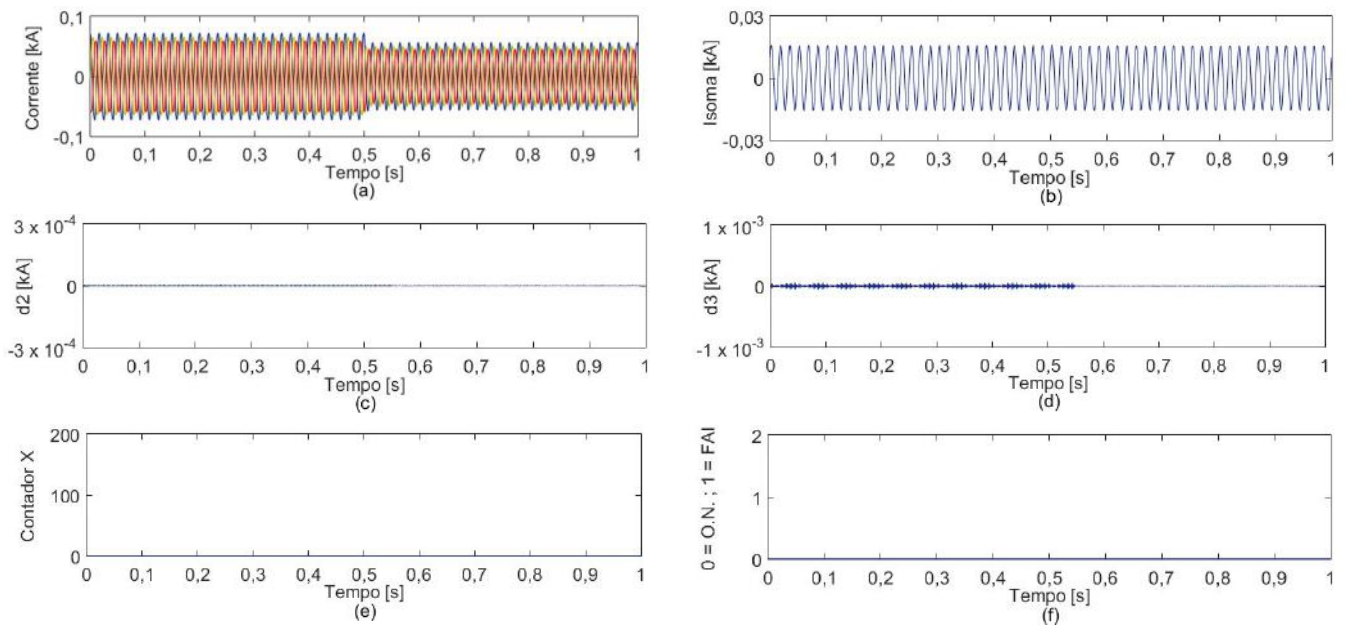


Figura 38. Caso 6: Chaveamento da CNL do nó #844 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente d2 em kA. (d) coeficiente d3 em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.6.4 Caso 6: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção verifica-se que os três métodos foram capazes de evitar que um evento de chaveamento de CNL fosse identificado como uma FAI. Após o desligamento da CNL, verifica-se uma redução nas correntes de saída do alimentador, dada a redução na carga total. Nos três métodos, também é possível verificar uma pequena alteração transitória em seus indicadores. Porém, a partir dos critérios utilizados, esta alteração não é suficiente para que uma FAI seja detectada. Aqui, destaca-se que a retirada da CNL age no sentido contrário aos indicadores de presença de FAI, principalmente no método de Soheili e no método proposto, uma vez que são desligados elementos geradores de componentes harmônicas. A partir da análise da Figura 37 (h), nota-se uma redução na amplitude dos terceiro, quinto e sétimo harmônicos (Soheili). Adicionalmente, a partir da análise da Figura 38 (c) e (d), notam-se bruscas reduções nos sinais respectivos dos coeficientes d2 e d3. Logo, dificilmente um evento de chaveamento de CNL acarretaria em uma falsa sinalização de FAI. A seguir, no Caso 6, é apresentado um evento de chaveamento de Carga Linear.

5.3.7 Caso 7: Chaveamento da Carga Linear do nó #890

Nesta seção são apresentados os resultados referentes a um evento de chaveamento da carga do nó #890, a qual representa a segunda maior carga do sistema. O sistema utilizado para as simulações é ilustrado pela Figura 39.

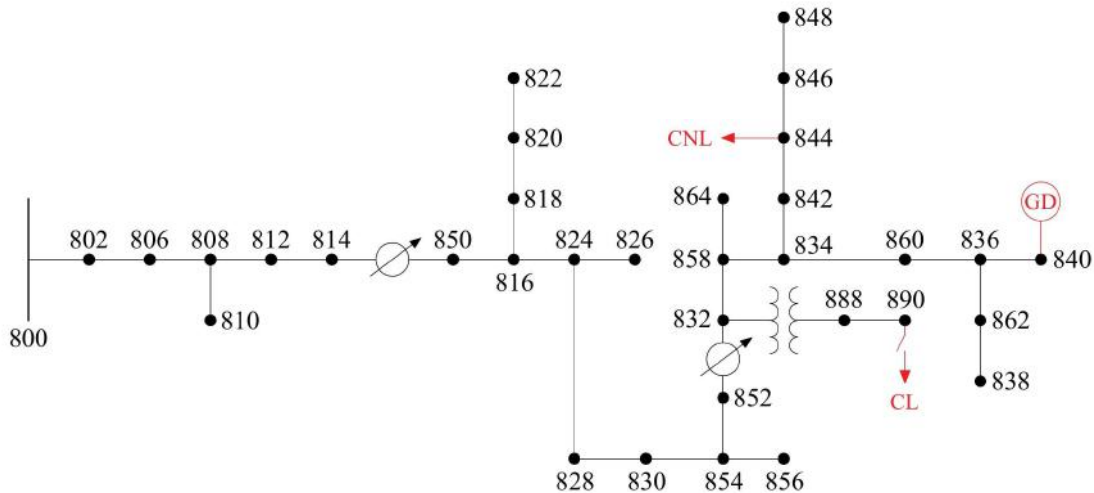


Figura 39. Diagrama unifilar do sistema de distribuição referente ao Caso 7.

5.3.7.1 Caso 7: Método de Sarwagya

A Figura 40 apresenta os resultados referentes ao método de Sarwagya. Nesta figura, (a) e (b) exibem, respectivamente, as tensões e correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Visivelmente, a abertura da Carga Linear do nó #890 no instante $t = 0,5$ s tem pouca influência nos sinais de tensão. Porém, verifica-se uma redução nos sinais de corrente, dada a redução na carga. Observando o sinal da tensão residual em (c), a princípio, não se verifica alteração alguma. Porém, é possível notar uma pequena variação transitória quase invisível no indicador σ (d). Este indicador não ultrapassa o limite de 249 V e, conseqüentemente, não envia um sinal positivo para o Critério 2 (Figura 4). Em (e), observa-se a corrente de sequência negativa do sistema, a qual sofre alteração transitória após o desligamento da Carga Linear e resultando em uma variação transitória no indicador β (f). Porém, como o Critério 1 não é satisfeito, uma condição de FAI não é estabelecida, como apresentado em (g). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Carga Linear.

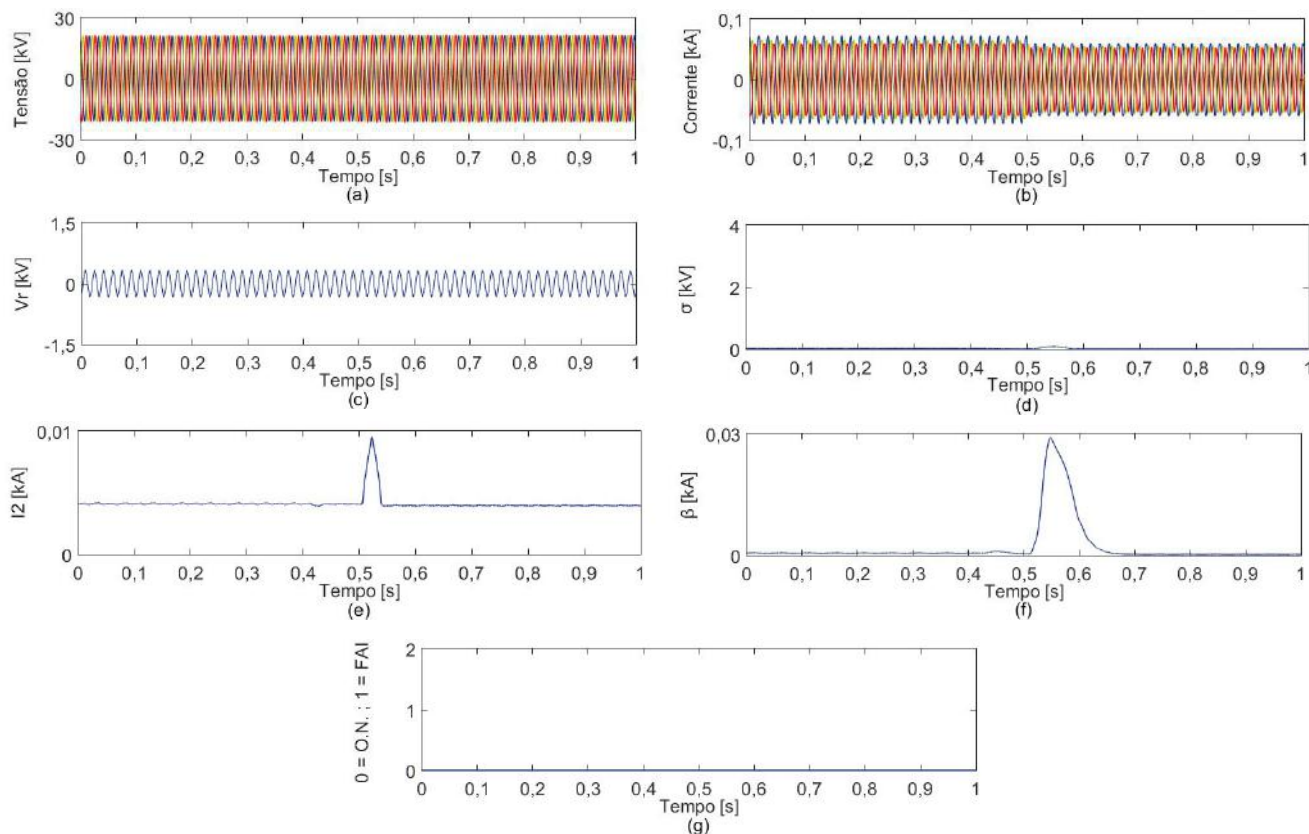


Figura 40. Caso 7: Chaveamento da Carga Linear do nó #890 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de sequência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de sequência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.7.2 Caso 7: Método de Soheili

A Figura 41 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual indica esta condição no instante $t = 0,5047$ s, conforme (c), fornecendo o Tempo de Intercepção de 4,7 ms para os próximos critérios. Em (d) são exibidos os gráficos referentes ao Analisador de Condições Anormais (Critério 2). Após a recepção do Tempo de Intercepção (4,7 ms) e a contabilização de 12,5 ms ($0,75T$), verifica-se que a integral da soma dos harmônicos pares (azul) é maior que a integral do terceiro harmônico (vermelho). Assim, em (e), é detectada uma condição anormal no sistema no instante $t = 0,5172$. Em (f) é exibido o indicador de presença de CNLs, limitado por $\alpha_3 = 5\%$. Conforme (g), este valor é sempre maior que 5%, o que indica a presença de CNLs no sistema. Como no instante de intercepção ($t = 0,5047$ s), a presença de CNLs

é identificada, o Critério 3 seleciona o Detector Modificado de Assinatura de FAIs (Figura 8). Em (h), verifica-se que após a abertura da CNL no instante $t = 0,5$ s as amplitudes dos terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos permanecem inalteradas. Este fato faz com que as razões $\frac{H_7}{H_3}$ e $\frac{H_5}{H_3}$ permaneçam acima de seus respectivos limites $\alpha_1 = 4,0$ e $\alpha_2 = 1,5$ e, para que seja detectada uma assinatura de FAI é necessário que as razões estejam abaixo de seus indicadores por um mínimo de 50 ms, o que não ocorre. Assim, em (i) observa-se que uma assinatura de FAI não é detectada e, conseqüentemente, a condição de FAI não é estabelecida em (j). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Carga Linear.

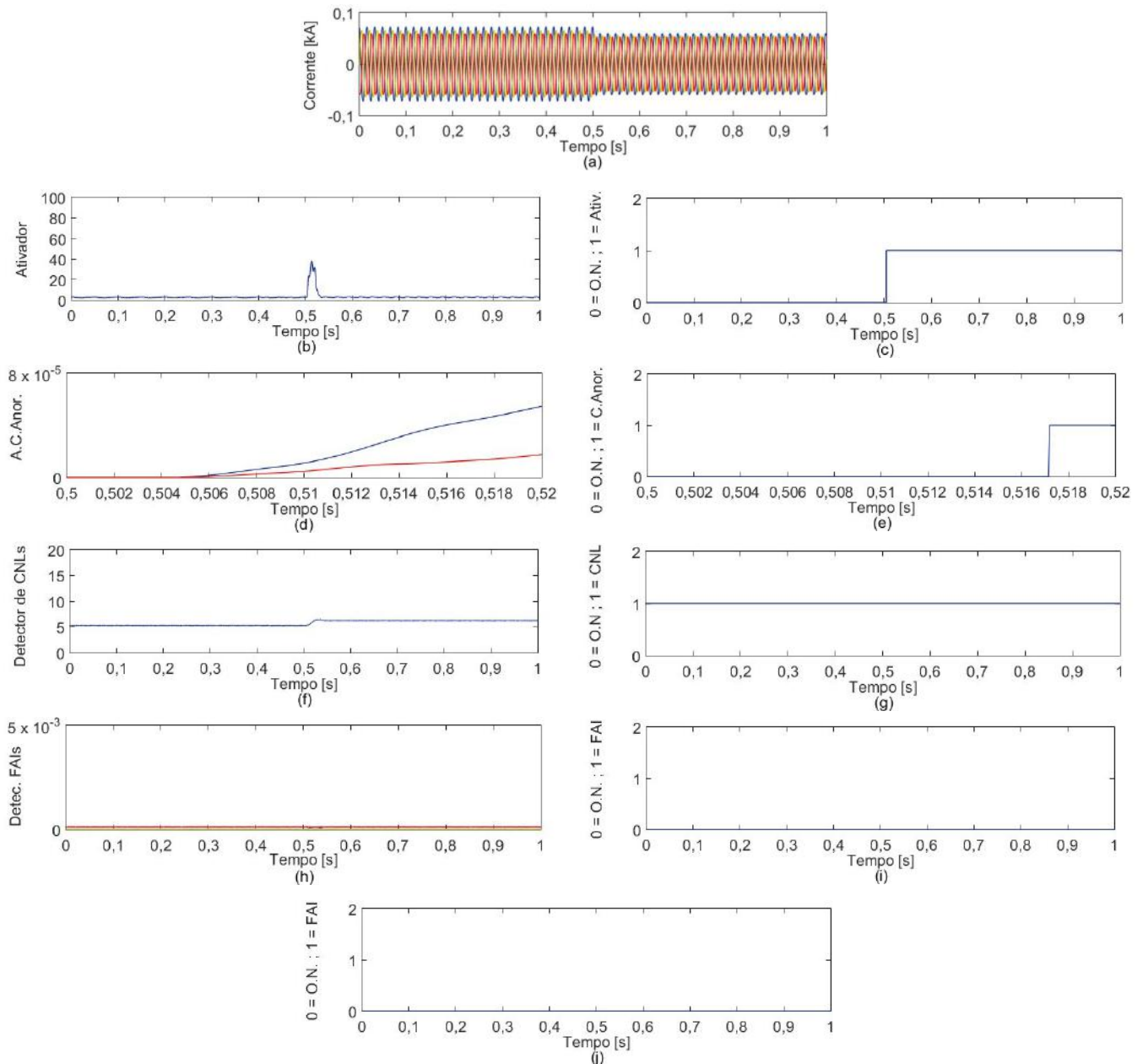


Figura 41. Caso 7: Chaveamento da Carga Linear do nó #890 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.7.3 Caso 7: Método Proposto

A Figura 42 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800, onde é possível verificar uma redução nos sinais de corrente no instante da abertura da Carga Linear do nó #890 no instante $t = 0,5$ s, dada a redução na carga. Como a carga retirada é equilibrada, não há alteração na soma das correntes em (b). Os sinais dos coeficientes d2 e d3 são exibidos, respectivamente, em (c) e (d), onde se verifica que o evento de chaveamento da Carga Linear não produziu componentes de frequência nas faixas consideradas por estes coeficientes, visto que não gerou nenhum efeito nestes. Conseqüentemente, o contator X, apresentado em (e), não inicia sua contagem e a condição de FAI não é estabelecida em (f). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como FAI um evento de chaveamento de Carga Linear.

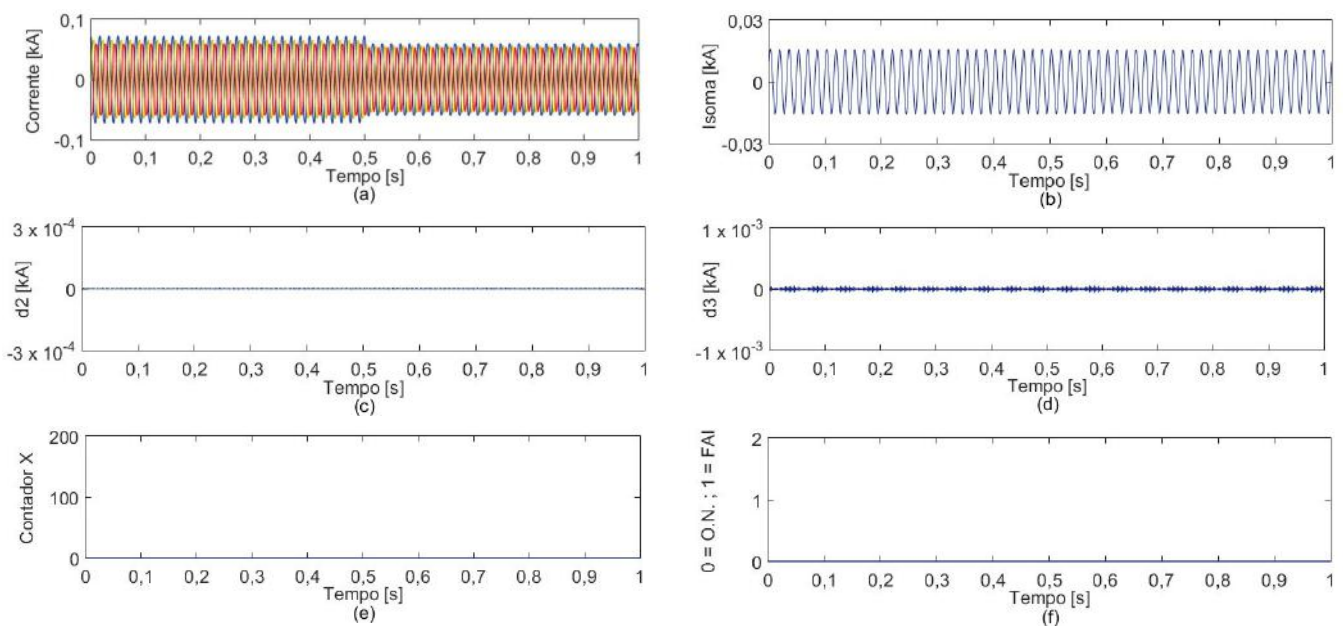


Figura 42. Caso 7: Chaveamento da Carga Linear do nó #890 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente $d2$ em kA. (d) coeficiente $d3$ em kA. (e) Contador X. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.7.4 Caso 7: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção verifica-se que os três métodos foram capazes de evitar que um evento de chaveamento de Carga Linear fosse identificado como uma FAI. Após o desligamento da carga, verifica-se uma redução nas correntes de saída do alimentador, dada a redução na carga. Nos indicadores dos métodos de Sarwagya e Soheili também é possível verificar pequenas alterações transitórias, porém, incapazes de insuficientes para acusar a ocorrência de uma FAI. Logo, dificilmente um evento de chaveamento de Carga Linear acarretaria em uma falsa sinalização de FAI. A seguir, no Caso 8, é apresentado um evento de chaveamento de Geração Distribuída.

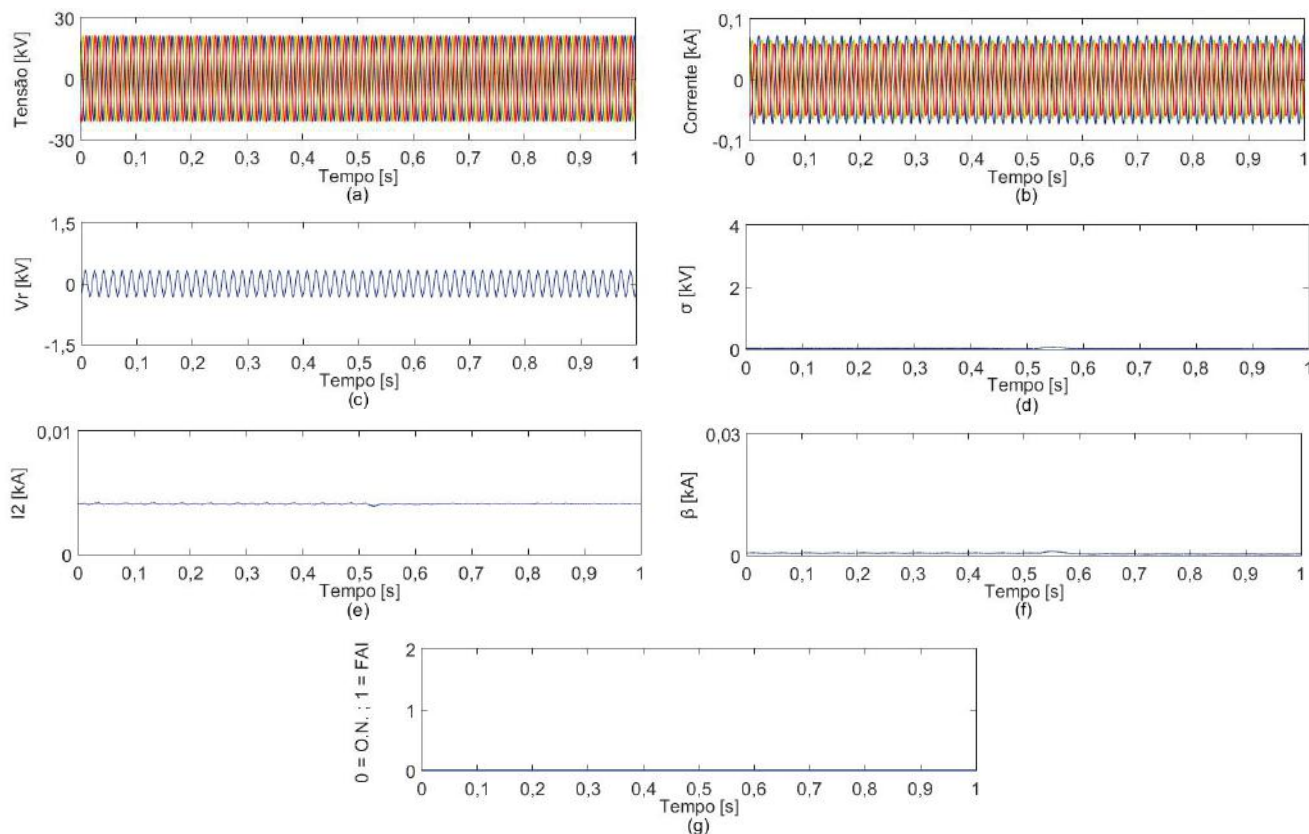


Figura 44. Caso 8: Chaveamento da Geração Distribuída do nó #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Critério 1: (b) tensão residual em kV na saída do alimentador e (c) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas da tensão residual. Critério 2: (d) corrente de seqüência negativa e (e) soma móvel de um ciclo das componentes superpostas de corrente de seqüência negativa. (f) Estado do detector de FAI.

5.3.8.2 Caso 8: Método de Soheili

A Figura 45 apresenta os resultados referentes ao método de Soheili. Nesta figura, (a) exhibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800. Em (b) é apresentado o indicador de presença de harmônicos pares (Critério 1), limitado por $\beta = 10\%$, o qual permanece abaixo de seu limite após a abertura da Geração Distribuída do nó #840, não fornecendo o Tempo de Interceptação para os próximos critérios. Em outras palavras, este fato faz com que nenhum dos algoritmos dos Critérios 2 e 3 sejam iniciados. Assim, uma condição de FAI não é detectada em (j). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não indicar erroneamente como uma FAI um evento de chaveamento de Geração Distribuída.

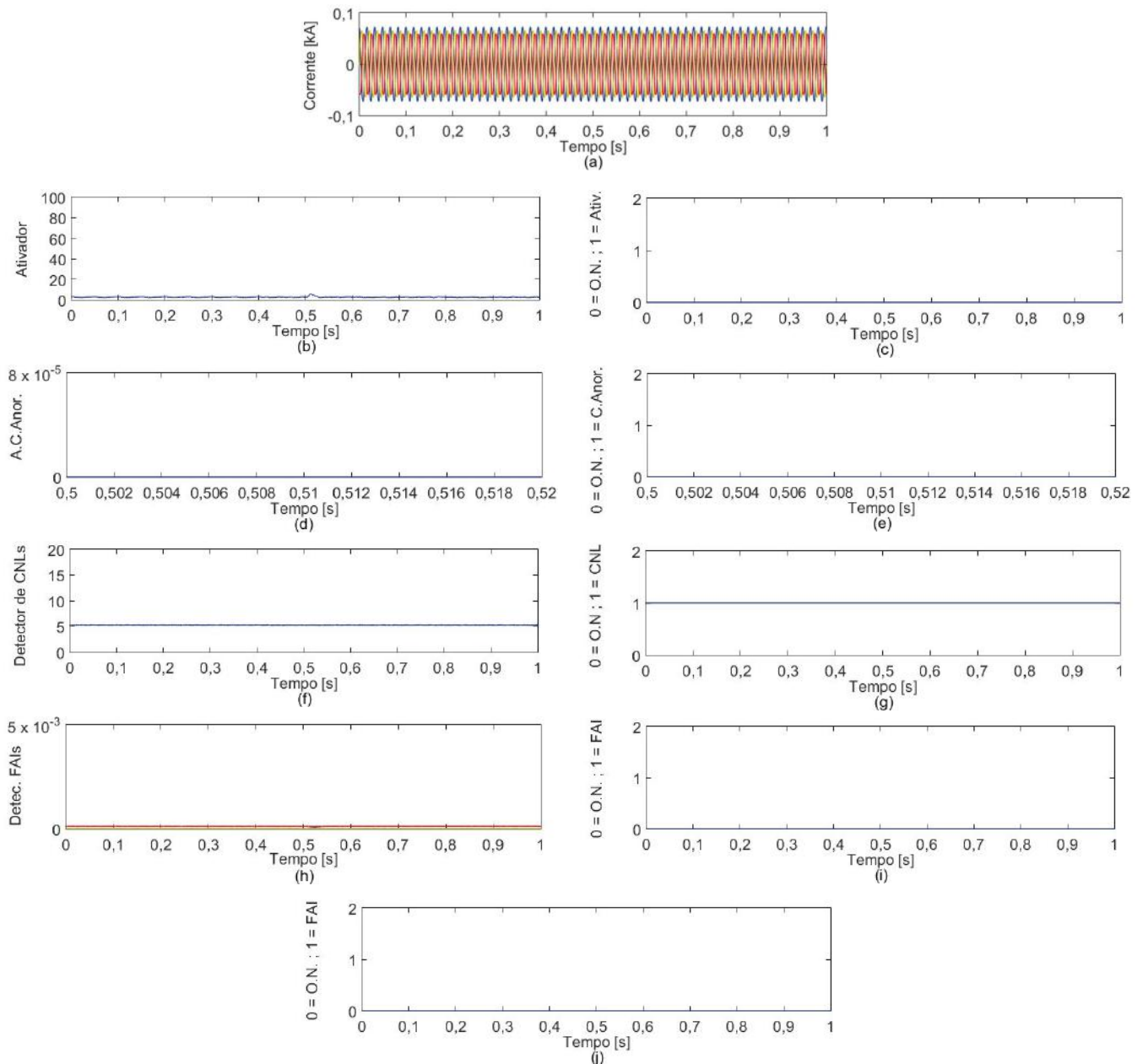


Figura 45. Caso 8: Chaveamento da Geração Distribuída do nó #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. Ativador: (b) valor do indicador de nível de harmônicos pares limitado por $\beta = 10\%$ e (c) estado de saída do critério. Analisador de Condições anormais: (d) integral da soma dos harmônicos pares (azul) e integral do terceiro harmônico (vermelho), e (e) estado de saída do critério. Detector de CNLs: (f) valor do indicador de presença de CNLs limitado por $\alpha_3 = 5\%$ e (g) estado de saída do critério. Detector Modificado de Assinatura de FAI: (h) amplitudes do terceiro (azul), quinto (vermelho) e sétimo (verde) harmônicos e (i) estado de saída do critério. Determinador de estado: (j) estado do detector de FAI.

5.3.8.3 Caso 8: Método Proposto

A Figura 46 apresenta os resultados referentes ao método proposto. Nesta figura, (a) exibe as correntes na saída do alimentador, medidas no nó #800, onde é possível verificar que a abertura da Geração Distribuída do nó #840 no instante $t = 0,5$ s não gera nenhuma alteração visível nestas. Consequentemente, também não há alteração na soma das correntes em (b). Os sinais dos coeficientes $d2$ e $d3$ são exibidos, respectivamente, em (c) e (d), onde se verifica que o evento de chaveamento da Geração Distribuída não produziu componentes de frequência nas faixas consideradas por estes coeficientes. Consequentemente, o contador X , apresentado em (e), não inicia sua contagem e a FAI não é detectada em (f). Em outras palavras, o método agiu corretamente ao não identificar erroneamente como uma FAI um evento de chaveamento de Geração Distribuída.

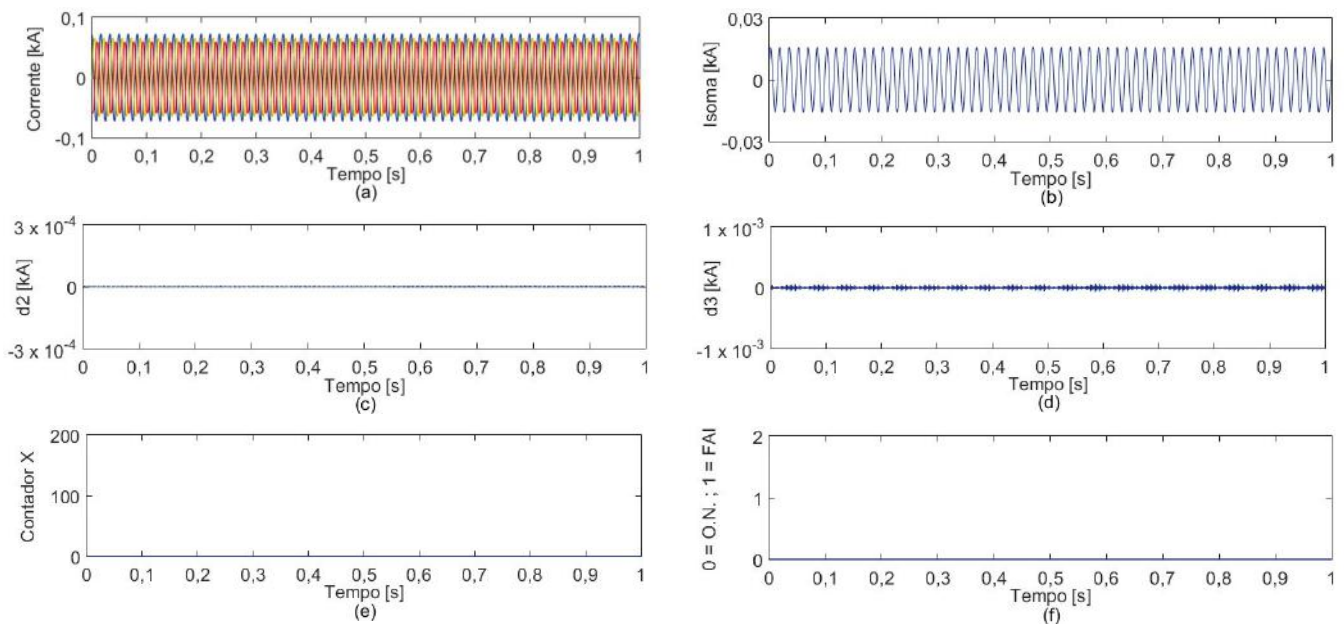


Figura 46. Caso 8: Chaveamento da Geração Distribuída do nó #840 no instante $t = 0,5$ s. (a) Correntes em kA na saída do alimentador. (b) Somatório das correntes de fase na saída do alimentador. (c) coeficiente $d2$ em kA. (d) coeficiente $d3$ em kA. (e) Contador X . (f) Estado do detector de FAI.

5.3.8.4 Caso 8: Discussões parciais

Analisando os resultados desta seção, verifica-se que os três métodos foram capazes de evitar que um evento de chaveamento de Geração Distribuída fosse identificado como uma FAI. Destaca-se que este foi o único evento simulado no qual o Ativador do método de Soheili não iniciou os algoritmos sequentes, como pode ser observado na Figura 45 (a).

A seguir serão discutidos alguns casos especiais de simulação.

5.3.9 Casos Especiais

Nesta seção serão comentados alguns casos de simulação especiais que também foram executados para a composição deste trabalho e que permitiram o levantamento de algumas características e observações importantes. Algumas dessas características são listadas a seguir:

- Embora os indicadores σ e β do método de Sarwagya tenham apresentados melhores resoluções quando taxas maiores de amostragem foram utilizadas (64 e 128 amostras por ciclo), a redução o tempo de detecção final foi insignificante. Assim, considerando os casos simulados neste trabalho, a utilização de taxas maiores de amostragem mostrou ser desnecessária.
- Em um caso de simulação no qual o sistema teste foi concebido sem a CNL e sem a GD, como nos Casos 1 e 3, O Detector de Assinatura de FAIs simplificado do método de Soheili acusou erroneamente um chaveamento do Banco de Capacitores como condição de FAI.
- O método de Soheili sinaliza tanto eventos de FAIs quanto eventos de curtos-circuitos comuns, permitindo que o mesmo também possa ser utilizado como uma espécie de retaguarda das proteções convencionais. Porém o método de Soheili não é capaz de distinguir entre FAIs e defeitos comuns.
- O método proposto sinaliza eventos de FAIs mais rapidamente quanto maior a proximidade da FAI ao ponto de medição, sendo a afirmação inversa também verdadeira. Visto isso e, considerando que os eventos de FAI simulados neste trabalho são de FAIs aplicadas em trechos finais do alimentador, os tempos de detecção referentes ao método proposto nos

Casos de 1 a 4 podem ser definidos como tempos máximos de detecção deste método para esta aplicação.

- Os três métodos avaliados começaram a apresentar algumas dificuldades na detecção de FAIs cujos níveis de correntes de falta eram muito baixos. Como exemplo, o método de Sarwagya não detectou nenhum caso de FAI com uma corrente de falta menor a 5 A. Adicionalmente, para FAIs com correntes de falta menores a 2 A, os indicadores de Soheili apresentam baixíssimas alterações após a aplicação da FAI, o que impediu sua identificação na grande maioria das simulações realizadas. Também para FAIs com correntes de faltas menores a 2 A os coeficientes d_2 e d_3 do método proposto provocam uma contabilização muito lenta no Contador X, impedindo que uma ocorrência de FAI seja detectada antes no final do ciclo de *timer*. Porém, essas variações nas correntes de falta foram obtidas a partir de alterações progressivas nos valores de R_p e R_n , sendo que a efetividade desta prática não pode ser verificada, visto que altera as características do modelo de FAI utilizado.

5.4 Discussão de Resultados

Os resultados deste Capítulo confirmam que os três métodos simulados são capazes de identificar corretamente eventos de FAI, ignorando eventos não relacionados a essas ocorrências.

Nos Casos de 1 a 4 são apresentados resultados referentes à aplicação de FAIs nos 2 pontos mais remotos do alimentador teste, nos quais as FAIs geram menor influência nos sinais medidos nas subestações. Em outras palavras, os eventos de FAI nestes pontos são os mais difíceis de se detectar. Após análise dos resultados, verifica-se que os três métodos avaliados são capazes de identificar as ocorrências de FAI rapidamente, com destaque ao método de Soheili que foi o mais rápido nos quatro eventos estudados. O método de Sarwagya requer a contabilização de dois tempos de espera de 100 ms cada, o que provoca um tempo de detecção mínimo sempre maior a 200 ms. Os tempos de detecção do método proposto são variáveis e serão mais curtos quanto mais próximo ao ponto de medição ocorrer o defeito.

Nenhum dos casos de chaveamento (Casos de 5 a 8) foi capaz de sensibilizar erroneamente os métodos de detecção simulados neste trabalho, porém é fácil se

verificar que o método de Sarwagya é o que sofre maior alteração em seus indicadores, principalmente no Caso 5 de chaveamento do Banco de Capacitores, onde o indicador σ fica por 63 ms acima do limite de 249 V e teria indicado erroneamente uma FAI caso esse tempo tivesse alcançado os 100 ms. Adicionalmente, destaca-se o fato de que a participação dos elementos não lineares, tanto em operação normal quanto em eventos de chaveamento (Casos 6 e 8), não foi capaz ou suficiente para sensibilizar nenhum dos métodos de detecção de FAI. Por fim, os casos especiais discorrem ainda sobre alguns resultados de simulações específicas realizadas para a composição deste trabalho, onde são mencionadas algumas características particulares de alguns métodos e alguns casos de falhas de detecção de FAI.

CAPÍTULO 6

Conclusões

6.1 Conclusões do trabalho

Partindo da contextualização do assunto detecção de FAIs no cenário brasileiro, mais especificamente para sistemas de distribuição, este trabalho apresentou uma vasta revisão bibliográfica referente aos métodos mais relevantes deste assunto publicados nos últimos 10 anos. Nesta revisão, os métodos foram divididos em 4 grupos fundamentais, cujas características, vantagens e desvantagens foram devidamente apresentadas e discutidas. Em seguida, foi apresentado um grupo de critérios de importância, os quais foram utilizados para a definição dos métodos mais relevantes entre os abordados inicialmente na revisão bibliográfica. Após esta definição, os métodos mais relevantes foram descritos e, considerando a análise destes e a apresentação das devidas justificativas, dois destes métodos e um método proposto, os quais foram simulados neste trabalho, foram detalhadamente apresentados.

Os resultados de simulação apresentados neste trabalho exibiram uma grande gama de informações relacionadas ao funcionamento dos três métodos simulados neste trabalho, incluindo eventos de FAIs e eventos de chaveamentos de Bancos de Capacitores, Cargas Não Lineares, Cargas Lineares e Geração Distribuída.

O método de Sarwagya se mostrou ser um método eficiente na detecção de FAIs a partir da análise no domínio do tempo, apresentando uma técnica inteligente de superposição de um ciclo de componentes de tensão residual. Nesta técnica, a inserção da não linearidade gerada pelo arco em um evento de FAI, o qual possui características aleatórias, gera um módulo de diferença continuamente não nulo neste indicador, evidenciando a presença de FAI após a contabilização de tempos fixos de espera. Além de ser eficiente e confiável na detecção de FAIs, é um método de relativa fácil implementação em campo, pois não necessita de técnicas sofisticadas de processamento de sinais, utiliza sinais de tensão e corrente já disponíveis nas subestações de distribuição e que são amostrados em taxas usualmente já disponíveis nessas subestações, sem a necessidade de equipamentos adicionais. Porém, a necessidade de um elevado tempo comparativo de espera e a alta alteração em seus indicadores quando outros fenômenos não relacionados aos eventos de FAI trazem certas inseguranças quanto à ideia da implantação deste método em sistemas que possuem contínuas ocorrências de eventos transitórios.

O método de Soheili se mostrou ser um método eficiente na detecção de FAIs a partir da análise no domínio da frequência, apresentando uma gama de critérios densos que levam confiavelmente à condição de FAI, distinguindo essa condição de outros eventos diversos que ocorrem nos sistemas de distribuição. Neste trabalho, ambos os Detectores de Assinatura de FAI do método de Soheili foram testados (modificado e prévio) e ambos mostraram ser eficientes. Porém, a utilização do detector de CNLs trouxe dúvidas quanto à faixa de valores adotada para este indicador. Adicionalmente, o método utiliza apenas sinais de corrente e a análise por FFT da soma dos três sinais de corrente se mostrou ser eficiente nesta aplicação, o que permitiu ainda que apenas um único algoritmo referente ao Detector de Assinatura de FAI modificado fosse empregado para as três fases. A análise por FFT permitiu também a extração de componentes bem específicas de frequência que caracterizaram e evidenciaram a presença de uma FAI. Além de ser eficiente e confiável na detecção de FAIs, o método de Soheili foi o que identificou mais rapidamente os eventos de FAI aplicados no sistema teste. Porém, o elevado conteúdo harmônico de baixa frequência que alguns eventos de chaveamento simulados neste trabalho produziram trazem certas inseguranças quanto à especificação dos tempos de espera para os indicadores, visto que

a ocorrência de dois eventos de chaveamento consecutivos poderia gerar a sinalização errônea de um evento de FAI.

O método proposto nesta Dissertação se mostrou ser um método eficiente na detecção de FAIs a partir da análise no domínio do tempo-escala, apresentando uma técnica baseada na manipulação de componentes de alta frequência, retratados pelos coeficientes da DWT. Neste método, a inserção da não linearidade gerada pelo arco em um evento de FAI gerou bruscas alterações em alguns coeficientes específicos da DWT, os quais pertencem a faixas específicas de frequência, evidenciando a presença de FAI após a contabilização de diversas ultrapassagens simultâneas dos sinais desses coeficientes em relação a limites pré-estabelecidos. Os resultados mostraram também que o algoritmo desenvolvido é capaz de distinguir confiavelmente entre eventos de FAI e outros eventos diversos do sistema de distribuição. Adicionalmente, o método utiliza apenas sinais de corrente e a análise por DWT da soma dos três sinais de corrente também se mostrou ser eficiente nesta aplicação, permitindo que apenas um único algoritmo precise ser empregado para as três fases. A análise por DWT se mostrou eficiente na geração de componentes específicas de frequência que caracterizaram e evidenciaram a presença de uma FAI. Apesar das grandes vantagens relacionadas ao uso da DWT para a detecção de FAIs, considerando sua capacidade de permitir uma análise mais precisa de sinais de espectro variante no tempo, a necessidade de uma alta frequência de amostragem ainda representa um grande desafio se considerados os níveis atualmente dispostos nas subestações de distribuição.

Por fim, ficou evidente após a apresentação dos resultados a impossibilidade de se detectar eventos de FAI utilizando elementos de proteção convencionais, como as proteções de sobrecorrente. Adicionalmente, ambos o sistema de distribuição teste e o modelo de FAI simulados neste trabalho se mostraram como boas bases para o teste de métodos de detecção de FAIs.

6.2 Trabalhos futuros

Como continuação dos estudos realizados nesta dissertação, os seguintes trabalhos são sugeridos:

- Avaliação dos métodos de detecção de FAI a partir das utilizações de sinais de FAI adquiridos de testes realizados em campo e de outros modelos de FAI.
- Avaliação dos métodos de detecção de FAI a partir da aplicação em diferentes sistemas de distribuição teste.
- Aplicar uma análise estatística aos limites utilizados nos indicadores dos métodos de detecção de FAI, visando remover o empirismo dos valores utilizados.
- Implementar o método proposto nesta Dissertação em um processador digital de sinais para mostrar sua viabilidade prática.

REFERÊNCIAS

- [1] W. D. Stevenson and J. J. Grainger, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [2] ABRADDEE, “A Distribuição de Energia,” [Online]. Available: <http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>. [Acesso em 28 de Agosto de 2019].
- [3] ABRADDEE, “Redes de Energia Elétrica,” [Online]. Available: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica/>. [Acesso em 30 de Agosto de 2019].
- [4] Y.G. Paithankar and S.R. Bhide, *Fundamental of Power System Protection*, PHI Learning Pvt. Ltd, 2011.
- [5] D. P. S. Gomes, C. Ozansoy and A. Ulhaq, “High-Sensitivity Vegetation High-Impedance Fault Detection Based on Signal's High-Frequency Contents,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, nº 3, pp. 1398-1407, 2018.
- [6] Douglas P. S. Gomes , Cagil Ozansoy and Anwaar Ulhaq, "High-sensitivity vegetation high-impedance fault detection based on signal's high-frequency contents," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 3, pp. 1398 - 1407, 2018.
- [7] G. K. Soulinaris, C. D. Halevidis, A. D. Polykrati and P. D. Bourkas, “Evaluation of the thermal stresses and dielectric phenomena in the investigation of the causes of wildfires involving distribution power lines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 117, pp. 76-83, 2014.
- [8] A. Ghaderi, H. L. Ginn Iii, and H. A. Mohammadpour, “High impedance fault detection: A review,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 143, pp. 376 - 388, 2017.
- [9] Saeed AsghariGovar, Saeid Heidari, Heresh Seyedi, Saeid Ghasemzadeh and Pouya Pourghasem, “Adaptive CWT-based overcurrent protection for smart distribution grids considering CT saturation and high-impedance fault,” *IET*

Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, nº 6, pp. 1366-1373, 2018.

- [10] Souza, Frankelene Pinheiro de., “Identificação de faltas de alta impedância por análise de características cicloestacionárias,” *Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecatrônica*, Natal, 2017.
- [11] A. E. Emanuel, D. Cyganski, J. A. Orr, S. Shiller and E. M. Gulachenski, “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*, vol. 5, nº 2, pp. 676-686, 1990.
- [12] A. R. Sedighi, M. R. Haghifam, O. P. Malik and M. H. Ghassemian, “High impedance fault detection based on wavelet transform and statistical pattern recognition,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, nº 4, pp. 2414-2421, 2005.
- [13] Fanucchi, Rodrigo Zempulski, “A detecção e a localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição utilizando transformadas wavelets e redes neurais artificiais,” *Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo*, São Carlos, 2014.
- [14] R. Nakagomi, “Proposição de um sistema para simulação de faltas de alta impedância em redes de distribuição,” *Tese de Doutorado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, São Paulo, 2006.
- [15] S. R. Nam, J. K. Park, Y. C. Kang and T. H. Kim, “A modeling method of a high impedance fault in a distribution system using two series time-varying resistances in EMTP,” *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, vol. 2, pp. 1175-1180, Vancouver, BC, Canada, 2001.
- [16] W. C. dos Santos, B. A. de Souza, N. S. D. Brito and F. B. Costa, Marcelo Renato Cerqueira Paes, “High Impedance Faults: From Field Tests to Modeling,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, vol. 24, nº 6, pp. 885-

896, 2013.

- [17] B. Wang, J. Geng and X. Dong, “High-Impedance Fault Detection Based on Nonlinear Voltage-Current Characteristic Profile Identification,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 3783-3791, 2018.
- [18] C. Gonzalez, J. Tant, J. G. Germain, T. De Rybel and J. Driesen, “Directional, High-Impedance Fault Detection in Isolated Neutral Distribution Grids,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, n° 5, pp. 2474-2483, 2018.
- [19] J. T. A. Vianna, L. R. Araujo and D. R. R. Penido, “High Impedance Fault Area Location in Distribution Systems Based on Current Zero Sequence Component,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, n° 2, pp. 759-766, 2016.
- [20] K. Sarwagya, S. De and P. K. Nayak, “High-impedance fault detection in electrical power distribution systems using moving sum approach,” *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 12, n° 1, pp. 1-8, 2018.
- [21] T. Tang, C. Huang, L. Hua, J. Zhu and Z. Zhang, “Single-phase high-impedance fault protection for low-resistance grounded distribution network,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, n° 10, pp. 2462-2470, 2018.
- [22] Y. Xue, X. Chen, H. Song and B. Xu, “Resonance Analysis and Faulty Feeder Identification of High-Impedance Faults in a Resonant Grounding System,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 3, pp. 1545-1555, 2017.
- [23] A. N. Milioudis, G. T. Andreou and D. P. Labridis, “Detection and Location of High Impedance Faults in Multiconductor Overhead Distribution Lines Using Power Line Communication Devices,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n° 2, pp. 894-902, 2015.
- [24] A. N. Milioudis, G. T. Andreou and D. P. Labridis, “Enhanced Protection Scheme for Smart Grids Using Power Line Communications Techniques—Part I: Detection of High Impedance Fault Occurrence,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n° 4, pp. 1621-1630, 2012.

- [25] A. Nikander and P. Järventausta, "Identification of High-Impedance Earth Faults in Neutral Isolated or Compensated MV Networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 3, pp. 1187-1195, 2017.
- [26] W. Zhang, Y. Jing and X. Xiao, "Model-Based General Arcing Fault Detection in Medium-Voltage Distribution Lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, n° 5, pp. 2231-2241, 2016.
- [27] Kavaskar Sekar and Nalin Kant Mohanty, "Data mining-based high impedance fault detection using mathematical morphology," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 69, pp. 129-141, 2018.
- [28] M. Kavi, Y. Mishra and M. D. Vilathgamuwa, "High-impedance fault detection and classification in power system distribution networks using morphological fault detector algorithm," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, n° 15, pp. 3699-3710, 2018.
- [29] M. Sarlak and S. M. Shahrtash, "High-Impedance Faulted Branch Identification Using Magnetic-Field Signature Analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n° 1, pp. 67-74, 2013.
- [30] M. Sarlak and S. M. Shahrtash, "High impedance fault detection using combination of multi-layer perceptron neural networks based on multi-resolution morphological gradient features of current waveform," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, n° 5, pp. 588-595, 2011.
- [31] S. Gautam and S. M. Brahma, "Detection of High Impedance Fault in Power Distribution Systems Using Mathematical Morphology," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 2, pp. 1226-1234, 2013.
- [32] Nooshin Bahador, Farhad Namdari, Hamid Reza Matinfar, "Tree-related high impedance fault location using phase shift measurement of high frequency magnetic field," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 100, pp. 531-539, 2018.
- [33] Adel Soheili, Javad Sadeh, Reza Bakhshi, "Modified FFT based high impedance

- fault detection technique considering distribution non-linear loads: Simulation and experimental data analysis,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 94, pp. 124-140, 2018.
- [34] J.U.N. Nunes, A.S. Bretas, N.G. Bretas, A.R. Herrera-Orozco, L.U. Iurinic, “Distribution systems high impedance fault location: A spectral domain model considering parametric error processing,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 227-241, 2019.
- [35] V. Torres, J.L. Guardado, H.F. Ruiz and S. Maximov, “Modeling and detection of high impedance faults,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 61, pp. 163-172, 2014.
- [36] J. R. Macedo, J. W. Resende, C. A. Bissochi, D. Carvalho and F. C. Castro, “Proposition of an interharmonic-based methodology for high-impedance fault detection in distribution systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, n° 16, pp. 2593-2601, 2015.
- [37] Mostafa Sarlak, S. Mohammad Shahrtash, D. Arab Khaburi, “Design and implementation of a systematically tunable high impedance fault relay,” *ISA Transactions*, vol. 49, n° 3, pp. 358-368, 2010.
- [38] S.R. Samantaray, “Ensemble decision trees for high impedance fault detection in power distribution network,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, n° 1, pp. 1048-1055, 2012.
- [39] A.H.A. Bakar, M.S. Ali, ChiaKwang Tan, H. Mokhlis, H. Arof, H.A. Illias, “High impedance fault location in 11kV underground distribution systems using wavelet transforms,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 723-730, 2014.
- [40] F. B. Costa, B. A. Souza, N. S. D. Brito, J. A. C. B. Silva and W. C. Santos, “Real-Time Detection of Transients Induced by High-Impedance Faults Based on the Boundary Wavelet Transform,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, n° 6, pp. 5312-5323, 2015.

- [41] J. Chen, T. Phung, T. Blackburn, E. Ambikairajah and D. Zhang, "Detection of high impedance faults using current transformers for sensing and identification based on features extracted using wavelet transform," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, n° 12, pp. 2990-2998, 2016.
- [42] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito and B. A. Souza, "High-Impedance Fault Identification on Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 1, pp. 23-32, 2017.
- [43] Ibrahem Baqui, Inmaculada Zamora, Javier Mazón, Garikoitz Buigues, "High impedance fault detection methodology using wavelet transform and artificial neural networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n° 7, pp. 1325-1333, 2011.
- [44] Sergio Silva, Pyramo Costa, Maury Gouvea, Alcyr Lacerda, Franciele Alves and Daniel Leite, "High impedance fault detection in power distribution systems using wavelet transform and evolving neural network," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 474-483, 2018.
- [45] S. Hamid Mortazavi, Zahra Moravej and S. Mohammad Shahrtash, "A hybrid method for arcing faults detection in large distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 94, pp. 141-150, 2018.
- [46] A. Ghaderi, H. A. Mohammadpour, H. L. Ginn and Y. Shin, "High-Impedance Fault Detection in the Distribution Network Using the Time-Frequency-Based Algorithm," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, n° 3, pp. 1260-1268, 2015.
- [47] Jiang-Yong Cheng, Shyh-Jier Huang, Cheng-Tao Hsieh, "Application of Gabor–Wigner transform to inspect high-impedance fault-generated signals," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 73, pp. 192-199, 2015.
- [48] É. M. Lima, C. M. dos Santos Junqueira, N. S. D. Brito, B. A. de Souza, R. de Almeida Coelho and H. Gayoso Meira Suassuna de Medeiros, "High impedance fault detection method based on the short-time Fourier transform," *IET Generation,*

Transmission & Distribution, vol. 12, n° 11, pp. 2577-2584, 2018.

- [49] L. Cohen, “Time-frequency distributions-a review,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 77, n° 7, p. 941–981, 1989.
- [50] T. Hubana, M. Saric and S. Avdaković, “Approach for identification and classification of HIFs in medium voltage distribution networks,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, n° 5, pp. 1145-1152, 2018.
- [51] M. S. Tonelli-Neto, J. G. M. S. Decanini, A. D. P. Lotufo and C. R. Minussi, “Fuzzy based methodologies comparison for high-impedance fault diagnosis in radial distribution feeders,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n° 6, pp. 1557-1565, 2017.
- [52] A. Soheili and J. Sadeh, “Evidential reasoning based approach to high impedance fault detection in power distribution systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n° 5, pp. 1325-1336, 2017.
- [53] Y. F. Wen., “High-voltage technology,” *Huazhong University of Science and Technology Press*, pp. 37-41, 2001.
- [54] A. Soheili, J. Sadeh, H. Lomei and K. Muttaqi, “A new high impedance fault detection scheme: Fourier based approach,” em *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Wollongong, NSW, 2016.
- [55] C. L. Fortescue, “Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks,” *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 37, n° 6, pp. 629-716, 1918.
- [56] Mark Haidekker, “The Wavelet Transform and Wavelet Based Filtering,” em *Advanced Biomedical Image Analysis*, Wiley-IEEE Press, 2011.
- [57] G. Strang and T. Q. Nguyen, *Wavelets and Filter Banks*, Wellesley, MA: Wellesley-Cambridge Univ. Press, 1996.

- [58] J. Driesen, T. Van Craenenbroeck, R. Reekmans and D. Van Dommelen, “Analysing time-varying power system harmonics using wavelet transform,” em *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference and IMEKO Tec*, Brussels, Belgium, 1996.
- [59] I. Baqui, I. Zamora, J. Mazn and G. Buigues, “High impedance fault detection methodology using wavelet transform and artificial neural networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n° 7, pp. 1325-1333, 2011.
- [60] Manitoba Hydro International Ltd., “USER'S GUIDE - on the use of PSCAD,” Winnipeg, 2018.

APÊNDICE A *IEEE 34 NODE TEST FEEDER*

A.1 Dados do alimentador

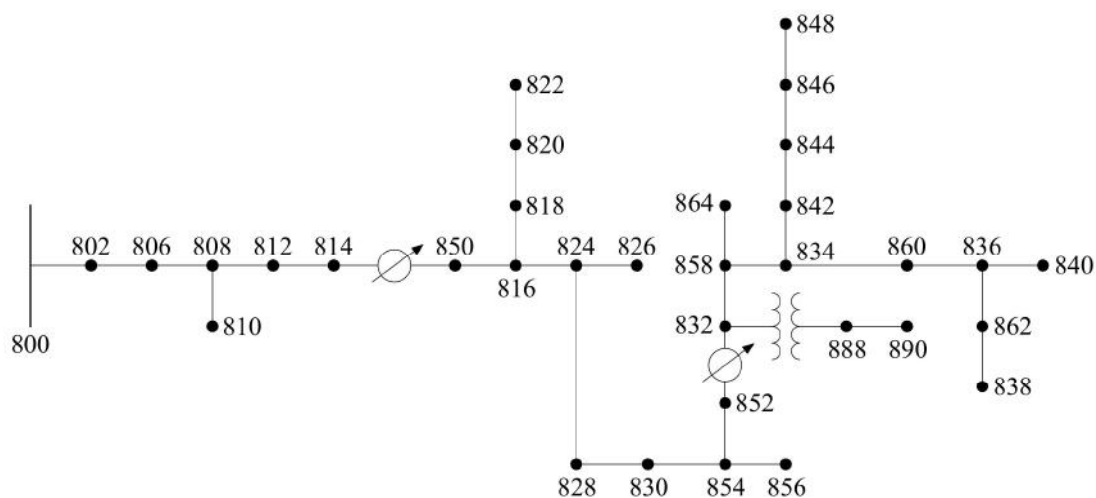


Figura 47. IEEE 34 Node Test Feeder.

Tabela 10. Configurações das Linhas Aéreas de Distribuição.

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela 11. Dados dos Trechos do Alimentador.

Node A	Node E	Length (ft)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Tabela 12. Dados dos Transformadores.

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1,9	4,08

Tabela 13. Capacitores Shunt.

Node	Ph-A (kVAr)	Ph-B (kVAr)	Ph-C (kVAr)
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabela 14. Dados do Regulador.

Regulator ID:	1			2		
Line Segment:	814 - 850			852 - 832		
Location:	814			852		
Phases:	A - B -C			A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG			3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C			A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts			2.0 volts		
PT Ratio:	120			120		
Primary CT Rating:	100			100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
X - Setting:	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Volltage Level:	122	122	122	124	124	124

Tabela 15. Cargas Locais.

Node	Load Model	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-3 (kVAr)
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Tabela 16. Cargas Distribuídas.

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-3 (kVAr)
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

APÊNDICE B PSCAD

A.1 Introdução

O PSCAD (do inglês *Power Systems Computer Aided Design*) é uma interface gráfica de usuário poderosa e flexível, mundialmente reconhecida e utilizada para a análise e simulação de de SEPs e como mecanismo de simulação de transientes eletromagnéticos. Em outras palavras, permite ao usuário construir circuitos esquematicamente, executar simulações, analisar resultados e gerenciar os dados obtidos em um ambiente gráfico totalmente integrado. O *software* inclui funções de “plotagem” *online*, controles e medidores, permitindo ao usuário altere os parâmetros do sistema durante uma simulação, permitindo a observação dos respectivos efeitos durante esta [60].

O PSCAD possui uma ampla biblioteca de modelos de simulação pré-programados e testados, variando de elementos passivos simples e funções de controle, a modelos mais complexos, como máquinas elétricas, dispositivos FACTS, linhas de transmissão e cabos. No caso da não existência de um modelo, o PSCAD fornece diversas possibilidades para a construção de modelos personalizados, seja por montá-los graficamente a partir da reunião de modelos existentes, formando um módulo, ou a partir da construção de modelos rudimentares do zero em um ambiente de design flexível [60].

A.2 Principais ferramentas utilizadas

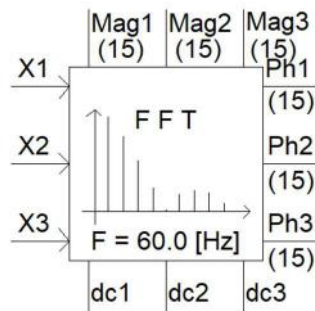


Figura 48. Bloco FFT.

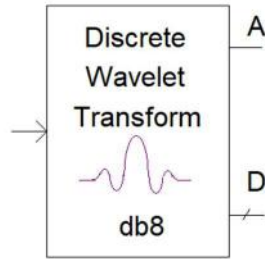
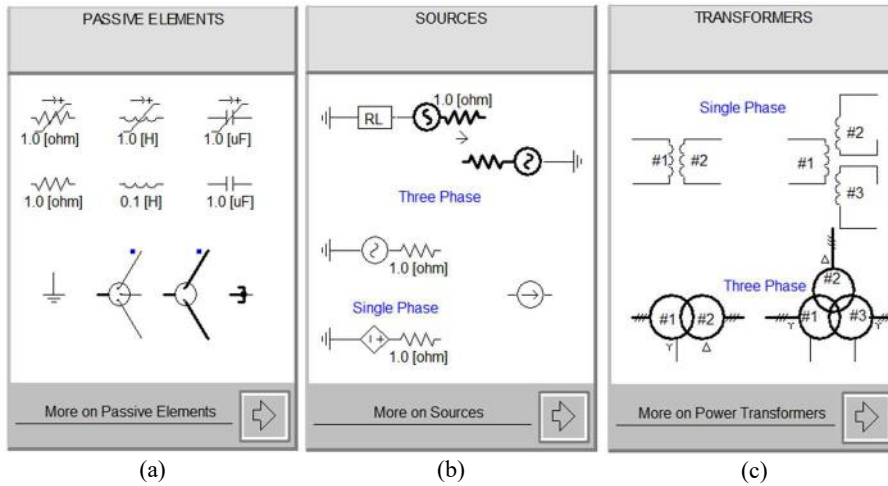


Figura 49. Bloco DWT.

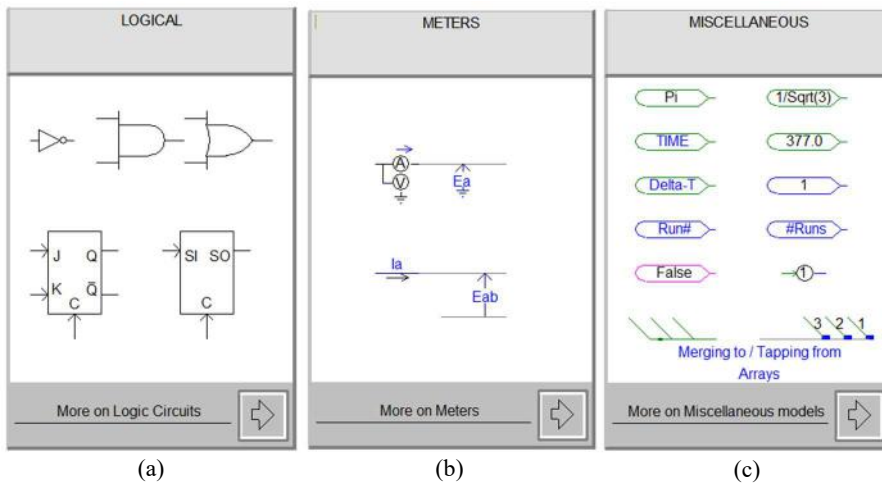


(a)

(b)

(c)

Figura 50. Bibliotecas de Elementos. (a) Elementos Passivos, (b) Fontes de Alimentação e (c) Transformadores de Potência.



(a)

(b)

(c)

Figura 51. Bibliotecas de Elementos. (a) Elementos Lógicos, (b) Medidores e (c) Miscelâneas.

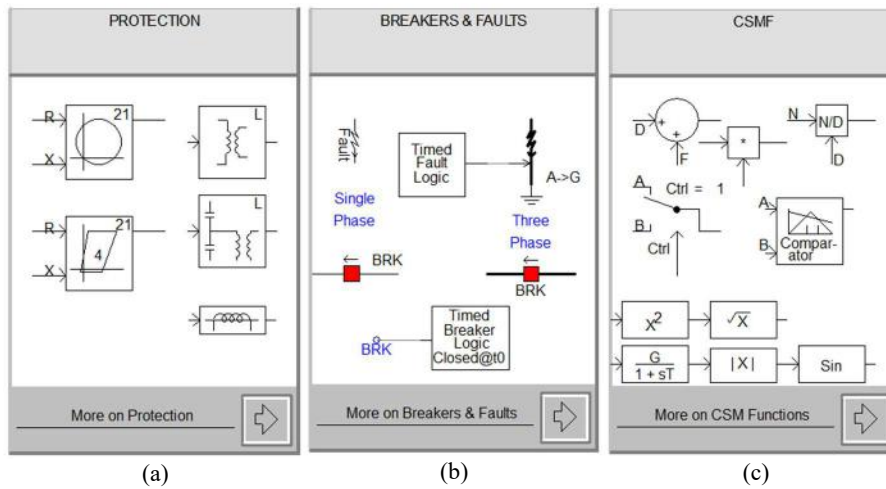


Figura 52. Bibliotecas de Elementos. (a) Proteção, (b) Disjuntores e Elementos para Aplicação de Defeitos e (c) Funções CSM (Blocos de controle analógico e digital).