

**INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO**

OSCAR KIM JÚNIOR

MÉTODO PARA DETECÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE FALTA DE ALTA  
IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 13,8 KV EM DELTA

CURITIBA

2021

OSCAR KIM JÚNIOR

MÉTODO PARA DETECÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE FALTA DE ALTA  
IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 13,8 KV EM DELTA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Área de Concentração Sistemas Energéticos Convencionais e Alternativos, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia.

Orientador: Prof. Dr. Cresencio Silvio Segura Salas  
Coorientador: Prof. Dr. Luiz Felipe R. B. Toledo

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

K49m

Kim Júnior, Oscar

Método para detecção e classificação de falta de alta impedância em sistemas de distribuição 13,8 kv em delta [recurso eletrônico] / Oscar Kim Júnior. – Curitiba, 2021.

Dissertação - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC), Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, 2021.

Orientador: Cresencio Silvio Segura Salas – Coorientador: Luiz Felipe R. B. Toledo

1. Energia elétrica. 2. Impedância (Eletricidade). 3. Energia elétrica – Distribuição. I. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC). II. Salas, Cresencio Silvio Segura. III. Toledo, Luiz Felipe R. B.. IV. Título.

CDD: 621.31

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

## TERMO DE APROVAÇÃO

**OSCAR KIM JÚNIOR**

### **MÉTODO PARA DETECÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE FALTA DE ALTA IMPEDÂNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 13,8 KV EM DELTA**

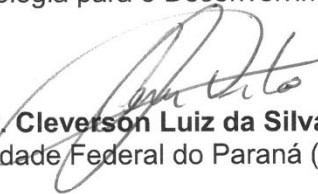
Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito para obtenção do grau de Mestre, no Mestrado Profissional do Programa de Pós-graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, realização do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná (IEP), pela seguinte banca examinadora:



**ORIENTADOR: Prof. Dr. Cresencio Silvio Segura Salas**  
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)



**Prof. Dr. Lúcio de Medeiros**  
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)



**Prof. Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto**  
Universidade Federal do Paraná (UFPR)

Curitiba, 23 de fevereiro de 2021.

*Dedico este trabalho ao meu pai **Oscar Kim** (em memória) e à minha querida mãe, **Eolita Maria de Limas**, que sempre apoiaram, desejaram e fizeram o melhor para mim e toda a família.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por estar sempre presente em meu caminho me proporcionando inspiração, bons pensamentos e a certeza de estar no caminho certo.

Ao Prof. Dr. Cresencio Silvio Segura Salas pela orientação e apoio fundamental para que fosse possível a realização deste trabalho e pela amizade.

Ao Prof. Dr. Luiz Felipe Toledo pelo incentivo, apoio, orientações e ajuda na modelagem digital desta dissertação e pela amizade.

Ao Engenheiro M. Sc. Marcelo Antônio Ravaglio pelo incentivo e apoio na coleta de dados e pela amizade.

A todos os professores que de certa maneira oportunizaram a mim, a cada encontro, um novo momento de crescimento pessoal.

À Copel Distribuição, pela oportunidade de crescimento profissional proporcionada hoje e sempre.

À Lu Oliver, companheira em todos os momentos com muito carinho e apoio fundamental nos afazeres cotidianos.

Aos meus filhos e familiares, que souberam compreender minhas ausências, mas que sempre torceram pelo meu sucesso.

Aos amigos do fundão Bruno, Davi, Foka, Igor, Leandro, Matheus e Rafael que enriqueceram mais ainda a experiência do mestrado, em sala de aula e nos churrascos.

Aos funcionários do LACTEC e do IEP, que me atenderam com cordialidade e eficiência em todas as minhas demandas.

## RESUMO

Em redes aéreas de sistemas elétricos de distribuição cabos rompidos caídos ao solo produzem correntes extremamente baixas que não sensibilizam os relés de proteção, não desligam o disjuntor e o condutor permanece energizado, representando risco de acidente fatal para a população. A detecção desse tipo de defeito, conhecido como falta de alta impedância ou FAI, é um dos maiores desafios para as distribuidoras de energia elétrica. O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um método de detecção e classificação de falta de alta impedância através de sinais de correntes e tensões na frequência fundamental medidas por sensores de alta precisão e limiares definidos em relés microprocessados, possível de ser implementado em alimentadores de distribuidoras. Nos últimos vinte anos as pesquisas buscaram soluções através de algoritmos especialistas e de avanços tecnológicos, porém ainda não se encontrou uma solução. A resolução do problema da falta de alta impedância não é simples e única, mas pela sua complexidade exige a combinação de duas ou mais técnicas. Nesse sentido, este trabalho propõe um algoritmo seguro e confiável para detecção e classificação de falta de alta impedância em sistema 13,8 kV ligado em delta. Para tanto, este trabalho oportunizou realizar modelagem em plataforma ATP Draw, produzir testes de campo em circuito alimentador real e analisar esses dados oscilográficos produzidos. Com base na fundamentação teórica, buscou-se esclarecer objetivamente sobre faltas fase-terra e sobre as características do sistema 13,8 kV em delta com reator de aterramento ligado em zig-zag. Na revisão literária, os trabalhos que apresentaram técnicas de medição de grandezas na frequência fundamental, a jusante e a montante da falta, mostraram excelentes resultados e essas técnicas contribuíram diretamente para o desenvolvimento do método proposto neste trabalho. Nas simulações digitais do alimentador real em ATP Draw, os resultados mostraram confiabilidade superior a 90% e nos testes de campo, superaram os 80%.

Palavras-chave: Falta de alta impedância; detecção e classificação de faltas; ATP Draw; cabo rompido.

## ABSTRACT

In distribution electrical systems overhead networks, broken cables fallen on soil produce extremely low currents, which does not make open the switch breaker and the conductor remains energized, bringing the fatal risk to people around. Detecting this failure, known as a high impedance fault or HIF, is one of the biggest challenges for electric utilities. The main propose of this work is development of a method for detecting and classifying high impedance fault. This process using current and voltage signals in the fundamental frequency measured by high precision sensors and thresholds settings in intelligent electronic devices (IED) or relays, which can be easily implemented in distributor feeders. Over the past twenty years, research has attempted solutions through specialist algorithms and technological advances, but the problem has not yet been solved. This solution is not trivial and due its complexity requires the combination of two or more techniques. In this way, this work proposes a security and reliable algorithm for detecting and classifying high impedance fault in delta 13.8 kV system. Thus, it was possible to model on the ATP Draw platform and perform field tests on a real feeder and analyze oscillographic data collected from simulations and field equipment. The theoretical basis addressed about phase-to-ground faults and the 13.8 kV delta system grounded with a zig zag winding reactor. In the literary review, works that presented techniques by measuring quantities in fundamental frequency, downstream and upstream of fault, brought excellent results and these techniques contributed directly to development of proposed method in this work. In digital simulations of real feeder in ATP Draw, the results shown reliability higher than 90% and in the field tests, it overcome 80%.

Keywords: high impedance fault; detection and classification of faults; ATP Draw; broken cable.



## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - FALTAS SHUNT .....	24
FIGURA 2 - FALTAS SHUNT .....	26
FIGURA 3 - DIAGRAMAS FASORIAIS DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS .....	26
FIGURA 4 - EQUIVALENTE DE THÉVENIN DE SEQUÊNCIA ZERO.....	27
FIGURA 5 – CARGA LIGADA EM ESTRELA-ATERRADO .....	29
FIGURA 6 – CARGA LIGADA EM ESTRELA .....	30
FIGURA 7 – CARGA LIGADA EM $\Delta$ .....	31
FIGURA 8 – CARGA LIGADA EM $\Delta$ – FASE ABERTA.....	31
FIGURA 9 – ANÁLISE FASORIAL ABERTURA FASE ‘C’ - CARGA LIGADA EM $\Delta$	32
FIGURA 10 – FALTA FASE-TERRA EM SISTEMA NÃO-ATERRADO .....	33
FIGURA 11 – NEUTRO DESLOCADO SISTEMA NÃO-ATERRADO EM FALTA FASE-TERRA.....	33
FIGURA 12 – SISTEMA NÃO-ATERRADO EM FALTA FASE ‘A’ -TERRA .....	34
FIGURA 13 – CORRENTES E FLUXO DE CAMPO MAGNÉTICO NO TAT .....	35
FIGURA 14 – DIAGRAMA REDE DE SEQUÊNCIA CURTO F-T MÍNIMO .....	36
FIGURA 15 – DIAGRAMA FASORIAL INFLUÊNCIA DA CORRENTE DE CARGA .	37
FIGURA 16 – SISTEMA 13,8 KV DELTA COM OPERAÇÃO SEM DEFEITO .....	38
FIGURA 17 – CIRCUITO DE MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO .....	39
FIGURA 18 – CIRCUITO DE MODELAGEM FAI COM DUAS TVR .....	40
FIGURA 19 – CARACTERÍSTICAS DA TENSÃO (a) E CORRENTE DE ARCO ELÉTRICO FAI (b) .....	41
FIGURA 20 – MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO .....	41
FIGURA 21 – MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO – DUAS TVR – TACS...	42
FIGURA 22 – OSCILOGRAMA CORRENTE FAI COM ARCO ELÉTRICO – DUAS TVR – TACS.....	43
FIGURA 23 – OSCILOGRAMA CORRENTE FAI COM ARCO ELÉTRICO – 2 TVR – TACS.....	43
FIGURA 24 – SISTEMA ATERRADO POR BAIXA IMPEDÂNCIA.....	47
FIGURA 25 – PLANOS DE IMPEDÂNCIAS DE DETECÇÃO DE FALTAS À TERRA .....	48
FIGURA 26 – SISTEMA NÃO ATERRADO – FAI A-G E REDE DE CAPACITÂNCIAS .....	49
FIGURA 27 – DIAGRAMA REDUZIDO – SISTEMA NÃO ATERRADO FALTA A-G	49
FIGURA 28 – DIAGRAMA FASORIAL – FALTAS À FRENTE (A) E ATRÁS (B) DO RELÉ.....	50
FIGURA 29 – DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA FALTA FASE-TERRA DIRETA .....	50
FIGURA 30 – DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA FALTA FASE-TERRA REVERSA .....	51
FIGURA 31 – PLANO DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO.....	51
FIGURA 32 – PLANO DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO.....	52
FIGURA 33 – ESQUEMA TRIFILAR DA REDE DO LABORATÓRIO.....	56
FIGURA 34 – ESQUEMA DE SIMULAÇÃO EM ATP DA REDE DO LABORATÓRIO .....	59

FIGURA 35 – ESQUEMA DE MODELAGEM FAI EM PLATAFORMA ATP DRAW ..	59
FIGURA 36 – NÓS CONVERTIDOS PARA APLICAÇÃO NA PLATAFORMA ATP DRAW .....	60
FIGURA 37 – LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR .....	61
FIGURA 38 – ESQUEMA LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR .....	63
FIGURA 39 – SISTEMA DE POTÊNCIA 13,8 KV DELTA COM EVENTO DE FASE ABERTA .....	69
FIGURA 40 – SISTEMA DE POTÊNCIA 13,8 KV DELTA COM EVENTO DE FAI ...	70
FIGURA 41 – MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FAI CONFORME SISTEMA DE ATERRAMENTO .....	71
FIGURA 42 – TC TOROIDAL MONTAGEM EM ESTRUTURA E TANQUE METÁLICO .....	71
FIGURA 43 – ESQUEMA DE DETECÇÃO DE FAI COM TC TOROIDAL E 67SEF ..	72
FIGURA 44 – DIAGRAMA FASORIAL DA DIREÇÃO DE OPERAÇÃO DA FUNÇÃO 67SEF DO RELÉ .....	73
FIGURA 45 – EXEMPLO DE CONFIGURAÇÃO DE LÓGICA EM IED PARA CLASSIFICAÇÃO FAI .....	75
FIGURA 46 – ALGORITMO DE CLASSIFICAÇÃO DE FAI .....	78
FIGURA 47 – ESQUEMA LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR .....	79
FIGURA 48 – MEDIÇÃO DE RESISTÊNCIA DE CONTATO DO CABO COM A SUPERFÍCIE .....	81
FIGURA 49 – PONTO DE FAI3 (A) E PONTO DE FAI4 (B).....	82
FIGURA 50 – ENSAIOS DE FAI LADO FONTE NO PONTO FAI3 .....	82
FIGURA 51 – ENSAIOS DE FAI LADO CARGA NO PONTO FAI3 (ESQ.) E FAI4 (DIR.).....	83
FIGURA 52 – ESQUEMA TRIFILAR REDE LABORATÓRIO .....	84
FIGURA 53 – TENSÕES PRÓXIMAS À FAI (LADO CARGA) (ESQ.) E NA REDE SECUNDÁRIA (DIR.) .....	85
FIGURA 54 – CORRENTES DO LADO FONTE (ESQ.) E CORRENTE RESIDUAL (DIR.).....	85
FIGURA 55 – ARRANJO MONTADO NO LABORATÓRIO DE ALTA TENSÃO PARA ENSAIO DE FAI .....	86
FIGURA 56 – TENSÕES PRÓXIMAS À FAI (LADO CARGA) (ESQ.) E NA REDE SECUNDÁRIA (DIR.) .....	86
FIGURA 57 – CORRENTES DO LADO FONTE (ESQ.) E CORRENTE RESIDUAL (DIR.).....	87
FIGURA 58 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL MEDIDAS, NA ABERTURA DA CHAVE .....	88
FIGURA 59 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL SIMULADAS, NA ABERTURA DA CHAVE .....	88
FIGURA 60 – CORRENTES MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA .....	89
FIGURA 61 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAL SIMULADAS, FAI LADO CARGA .....	90

FIGURA 62 – TENSÕES MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA .....	90
FIGURA 63 – TENSÕES BT MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA .....	91
FIGURA 64 – TENSÕES BT SIMULADAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA .....	91
FIGURA 65 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAL À MONTANTE (SM0).....	94
FIGURA 66 – TENSÃO E CORRENTES RESIDUAIS À MONTANTE (SM0).....	95
FIGURA 67 – TENSÕES DE LINHA E COMPONENTES SIMÉTRICAS NA MT À JUSANTE (SM1) .....	96
FIGURA 68 – TENSÕES DE LINHA E COMPONENTES SIMÉTRICAS NA BT À JUSANTE (SM0) .....	97
FIGURA 69 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE (SM0) – FALTA DE FASE .....	99
FIGURA 70 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE (SM0) – FAI4 .....	99
FIGURA 71 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE DO DEFEITO (SM0) .....	100
FIGURA 72 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À MONTANTE DO DEFEITO (SM0) .....	101
FIGURA 73 – TENSÕES E CORRENTES RESIDUAIS MEDIDAS NA SUBESTAÇÃO .....	102
FIGURA 74 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À JUSANTE DO DEFEITO (SM4) .....	103
FIGURA 75 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À MONTANTE DO DEFEITO (SM0) .....	104

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - OCORRÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO POR TIPO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....	25
TABELA 2 - OCORRÊNCIA DE CURTOS CIRCUITOS PERMANENTE E TEMPORÁRIO .....	25
TABELA 3 – LIMIARES EM FUNÇÃO DOS PERCENTUAIS VERIFICADOS EM TESTES .....	75
TABELA 4 - OCORRÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO POR TIPO .....	81
TABELA 5 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL MEDIDAS DO LADO DA FONTE (SUBESTAÇÃO) .....	92
TABELA 6 – TENSÕES NA MT MEDIDAS A JUSANTE JUNTO À FAI.....	92
TABELA 7 – TENSÕES NA BAIXA TENSÃO MEDIDAS NO TRANSFORMADOR DE CARGA .....	93
TABELA 8 – GRANDEZAS MAIS SIGNIFICATIVAS PARA IDENTIFICAÇÃO DE FAI .....	93
TABELA 9 – GRANDEZAS EFICAZES EM SM0 PARA FAI1 LADO CARGA .....	94
TABELA 10 – GRANDEZAS EFICAZES EM SM0 PARA FAI1 LADO CARGA.....	95
TABELA 11 – GRANDEZAS EFICAZES NA MT EM SM1 PARA FAI1 LADO CARGA .....	96
TABELA 12 – GRANDEZAS EFICAZES NA BT EM SM1 PARA FAI1 LADO CARGA .....	97
TABELA 13 – CORRENTES PARA FAI1 LADO CARGA .....	98
TABELA 14 – CORRENTES PARA FAI1 LADO CARGA .....	98
TABELA 15 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS A MONTANTE DA FAI4 ...	100
TABELA 16 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS A MONTANTE DA FAI4 ...	101
TABELA 17 – TENSÕES E CORRENTES RESIDUAIS NA SUBESTAÇÃO .....	102
TABELA 18 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT A JUSANTE DA FAI4 – SM4.....	103
TABELA 19 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA BT A JUSANTE DA FAI4 – SM4.....	104

## LISTA DE SIGLAS

ANSI - American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Padrões)

ATP - Alternative Transients Program (Programa Alternativo de transitórios)

FAI – Faltas de Alta Impedância

FF – Falta de Fase

IED – Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)

PCT - Pattern Classification Tasks (Tarefa de Classificação de Padrões)

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisório de Controle e Aquisição de Dados)

SEF – Sensitive Earth Fault (Relé Sensível a Faltas à Terra)

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SM – Sistema de Monitoramento

TAT – Transformador de Aterramento

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

## Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Contexto	20
1.2	Justificativa	21
1.3	Objetivo	22
1.4	Estrutura do Documento	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Faltas no Sistema de Distribuição	24
2.2	Componentes Simétricas	26
2.2.1	Análise da Corrente de Sequência Zero	29
2.3	Sistemas de Aterramento	32
2.3.1	Neutro Não Aterrado (Delta, estrela)	33
2.3.2	Neutro Aterrado por Reatância	34
2.3.3	Neutro Aterrado por Reatância (Autotransformador Zig-Zag)	35
2.4	Curto-circuito Fase-terra Mínimo	36
2.5	Influência das Correntes de Carga	37
2.6	Falta de Alta Impedância	39
2.6.1	Capacitação de Falta de Alta Impedância	41
3	REVISÃO LITERÁRIA	44
3.1	Medição de grandezas	44
3.2	Extração das Características	45
3.3	Configuração do Limite	46
3.4	Técnicas Relevantes	47
3.5	Considerações Finais sobre a Revisão Literária	55
4	MATERIAIS E MÉTODO	56
4.1	Materiais	56
4.1.1	Testes e Ensaios de Laboratório	56
4.1.2	Modelagem e Simulação Digital da Rede do Laboratório	58
4.1.3	Modelagem e Simulação Digital de Alimentador Real	60
4.2	Método	64
4.2.1	Confiabilidade e Segurança do Método	64
4.2.2	Detecção de FAI	68
4.2.3	Classificação de FAI	74
4.3	Aplicação do Método em Alimentador Real	78

<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>84</b>
5.1	Resultados dos Testes e Simulações Digitais da Rede do Laboratório	84
5.1.1	Considerações sobre Resultados dos Testes do Laboratório	92
5.2	Resultados da Simulação Digital do Alimentador Real	94
5.2.1	Considerações sobre os Resultados de Simulações do Alim. Real	97
5.3	Resultados dos Testes de Campo	99
5.3.1	Considerações sobre os Resultados dos Testes de Campo	104
5.3.2	Considerações Finais sobre os Resultados	105
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>106</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>107</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O problema da falta de alta impedância mobiliza o mundo da pesquisa na busca de uma solução que, reconhecidamente não é única, mas sim uma convergência de duas ou mais técnicas que resulte em um sistema de algoritmo, em uma integração entre vários equipamentos, com sistemas de comunicação e tráfego de dados ou simplesmente um aprimoramento dos recursos disponíveis. Este capítulo traz a seguir o contexto em que este trabalho foi desenvolvido, principalmente a dimensão do problema e algumas conquistas e tendências na área da pesquisa. No intuito de justificar o estudo realizado, foram abordadas as principais razões que impulsionaram este trabalho no aprofundamento do tema e a importância da busca de uma solução que seja de fácil implementação do ponto de vista do usuário. Na sequência foram citadas algumas técnicas que serviram de inspiração e motivação para este trabalho e ao final desta introdução foram apresentados os objetivos e como o documento foi organizado para um melhor entendimento desta dissertação.

### 1.1 Contexto

Um dos maiores desafios em sistemas elétricos de potência (SEP) de distribuição é a detecção, classificação e localização de faltas de alta impedância (FAI). A estimativa de 5 % a 10 % de FAI que ocorrem nas redes aéreas de distribuição não são detectadas por relés convencionais devido às baixas magnitudes das correntes, podendo chegar a valores da ordem de miliamperes (GHADERI et al., 2017 e THERON et al., 2018).

A FAI tipicamente ocorre quando um condutor rompe e cai tocando a superfície do solo, sendo que a estimativa desse tipo de evento é entre 30 % e 50 %, podendo causar incêndios e acidentes fatais ( COPEL;LACTEC, 2018). Os baixos valores de correntes são causados por vários fatores, como o tipo da superfície em que o condutor encosta tais como grama, areia, asfalto, concreto. A umidade dessas superfícies é outro fator que mais contribui para a variação da corrente, sendo menor a corrente quanto mais seca estiver a superfície e o solo (GHADERI et al., 2017).

A detecção, classificação e localização de FAI foi pesquisada nos últimos cinquenta anos e, mesmo com o surgimento de novas tecnologias, o desafio ainda se mantém. Sendo os relés convencionais utilizados para a detecção de sobrecorrentes, ou seja, correntes com magnitudes mais elevadas, muitas técnicas buscam a solução



para a detecção de FAI através de algoritmos especialistas e técnicas de análise espectral, análise de sinais das frequências harmônicas produzidas pelo arco elétrico do condutor com a superfície, utilizando ferramentas como as transformadas de Fourier, Wavelets, entre outras (GHADERI et al., 2017).

Nos últimos vinte anos os avanços obtidos em técnicas de processamento de sinais, sistema de posicionamento global (GPS) e de comunicações têm proporcionado melhores condições às pesquisas de detecção, classificação e localização de FAI (CHEN et al., 2016). Com tais avanços, duas restrições foram superadas para uma solução de detecção “*on-line*” de FAI. A primeira restrição superada foi o problema da aquisição de dados com o desenvolvimento de relés e sensores inteligentes autoalimentados que podem ser instalados em vários nós da rede elétrica para monitoramento e produção de amostras de tensão e correntes. A segunda restrição superada foi o surgimento de sistemas de comunicação mais eficientes e a velocidade e capacidade de processamento dos dados com os servidores “*Clusters*”, de acordo com (CHEN et al., 2016).

Entretanto, apesar das conquistas dos últimos anos em pesquisas, outros trabalhos consideram a utilização dos sinais de tensões e correntes em frequência fundamental e recursos de IED (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), também chamados de relés microprocessados, uma solução viável do ponto de vista do usuário para a detecção e classificação de faltas de alta impedância.

## 1.2 Justificativa

O diagnóstico de FAI em geral é considerado pelas técnicas como uma tarefa de reconhecimento de padrão (GHADERI et al., 2017). Consiste primeiro na medição das correntes e tensões por sensores, segundo na extração das características dessas grandezas e terceiro na forma de configurar os limites de não-FAI e FAI (GHADERI et al., 2017). Mesmo que alguns autores afirmem que a natureza da FAI é randômica e não linear devido à presença de arco elétrico, a depender do sistema de aterramento do SEP, a FAI pode ter diagnóstico determinístico através da análise do comportamento das amostras de correntes e tensões na frequência fundamental, quando é considerado a utilização de sensor de corrente residual com alta precisão e adequada relação de transformação (HOU; FISCHER, 2006).

Diante disso, considerando que a solução para detecção e classificação de falta de alta impedância representa um grande desafio, esta dissertação foi

desenvolvida para contribuir com uma revisão literária, com dados novos e originais resultantes de simulações digitais, testes de laboratório e de campo em um alimentador real que serviram para o desenvolvimento de um método de detecção e classificação de FAI de fácil implementação com uma confiabilidade relativa superior a 80 %, o qual foi constatado através da análise de sinais de tensões e correntes na frequência fundamental e ajustes de limiares em IED.

Algumas técnicas relacionadas em artigos no capítulo da revisão literária serviram de inspiração e motivação para a busca de um método integrado e, dessa forma, foram adotadas como base para a proposta deste trabalho. A primeira utiliza amostra da corrente e tensão de sequência zero a montante da falta, na subestação, e aplica para a medição da corrente TC toroidal (HOU; FISCHER, 2006). Outra técnica utiliza a função de sobrecorrente direcional ANSI 67SEF sensível para falta fase-terra (FISCHER; HOU, 2006). E por último, um método que utiliza quedas de tensão a jusante da FAI (THOMAS et al., 2016).

### 1.3 Objetivo

Desenvolver um método de detecção e classificação de FAI no rompimento e queda de condutor para o lado carga de um sistema 13,8 kV em delta.

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Produzir a modelagem na plataforma ATP Draw de FAI em SEP 13,8 kV em ligação delta;
- Realizar testes de cabo ao solo em laboratório e campo no SEP 13,8 kV em delta e analisar os dados coletados desses testes;
- Elaborar um algoritmo de extração das amostras das grandezas e o reconhecimento de padrão de comportamento dessas grandezas;
- Propor, implementar, testar e validar um método de detecção e classificação de FAI.

### 1.4 Estrutura do Documento

Para o entendimento de como os assuntos foram organizados nesta dissertação, além desta introdução, o capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica e no 3 a revisão literária apresenta os principais artigos científicos sobre o tema. O capítulo 4 descreve os materiais e o método proposto e no capítulo 5 são

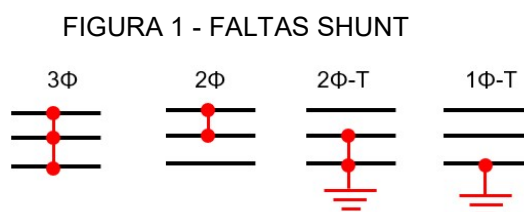
apresentados os resultados. No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões para os trabalhos futuros. Por fim o capítulo 7 traz as referências.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo foi revisado no subitem 2.1 a teoria sobre curto-circuito e faltas no sistema de distribuição, com ênfase para faltas fase-terra e FAI. O entendimento do sistema de componentes simétricas no subitem 2.2 foi útil para as análises dos dados obtidos das simulações digitais e de testes de laboratório e campo. Em 2.3 foram abordados dois tipos de aterramentos de sistemas elétricos de potência que auxiliam na compreensão do sistema com reator em zig zag, uma vez que este sistema possui raro conteúdo na literatura consagrada. No subitem 2.4 a falta fase-terra mínimo e as influências das resistências envolvidas. Em seguida, o subitem 2.5 discorreu sobre a influência das correntes de carga nas ocorrências de faltas e no 2.6 sobre faltas de alta impedância. A referência utilizada como base para este capítulo foi (KINDERMANN, 1997).

### 2.1 Faltas no Sistema de Distribuição

As faltas no sistema elétrico ocorrem devido a falhas ou defeitos nos elementos das redes distribuição como correntes de fuga em isoladores, toques de galhos de árvores e vegetação nos cabos de energia, rompimento e queda de cabos ao solo, entre outros. As faltas podem ser classificadas em falta série e paralela ou “shunt”. Falta série causa desequilíbrios no circuito com a abertura de uma ou mais fases, sem ocorrer contato de uma fase com outra ou contato de fases com o potencial de terra (potencial de tensão igual a zero). A falta paralela é quando ocorre contato de uma fase com outra ou contato de fases com o potencial de terra produzindo curtos-circuitos e sobrecorrentes indesejadas. A figura 1 apresenta quatro tipos de faltas shunt, onde é possível observar que a falta trifásica possui as três fases interligadas com a linha vermelha, a bifásica 2 fases interligadas, a falta bifásica à terra duas fases interligadas ao potencial de terra e a falta fase-terra somente uma fase interligada ao potencial de terra.



FONTE: o autor (2020)

A ocorrência de curtos circuitos ou faltas trifásicas são em menor número se comparadas aos demais tipos de faltas (KINDERMANN, 1997). Em contrapartida, as faltas fase-terra são em maior número. A tabela 1 mostra o percentual comparativo.

TABELA 1 - OCORRÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO POR TIPO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tipos de curtos circuitos	Ocorrências em %
Trifásico	6
Bifásico	15
Bifásico - terra	16
Fase - terra	63

FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

Dos curtos-circuitos fase-terra que ocorrem na rede elétrica, estes podem acontecer de forma permanente ou temporária, sendo predominante os de ocorrência temporária. A tabela 2 apresenta a estatística.

TABELA 2 - OCORRÊNCIA DE CURTOS CIRCUITOS PERMANENTE E TEMPORÁRIO

Curto circuito fase-terra	Ocorrências em %
Permanente	6
Temporário	96

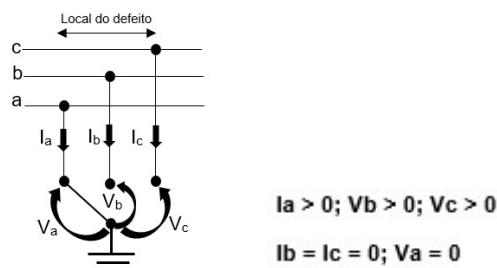
FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

Entretanto, embora apenas 6% dos curtos fase-terra sejam faltas permanentes, o risco de acidentes com a população e a gravidade justificam todos os esforços de estudos para a detecção e operação de desligamento para evitar trágicas consequências.

Curto-circuitos podem ser classificados ainda em equilibrados e desequilibrados. O curto-circuito trifásico é equilibrado. Os demais tipos, bifásico, bifásico-terra ou fase-terra são curtos desequilibrados. Os procedimentos de cálculos das correntes de curtos circuitos desequilibrados utilizam o método das Componentes Simétricas, através do teorema de "Fortescue" transformando um conjunto de fasores desequilibrados em fasores equilibrados, permitindo o cálculo com a montagem das chamadas redes ou diagramas de sequência e através do teorema do equivalente de "Thévenin".

A figura 2 mostra um curto-circuito fase-terra na rede de distribuição e a relação das correntes e tensões, onde pode ser observado que na fase em falta (fase a) a corrente da fase 'a' para o potencial de terra é maior que zero e a tensão vai à zero, enquanto nas fases sãs não há correntes fluindo para o potencial de terra e existe tensão entre as fases e o potencial de terra representados pelas tensões  $V_b$  e  $V_c$ .

FIGURA 2 - FALTAS SHUNT



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

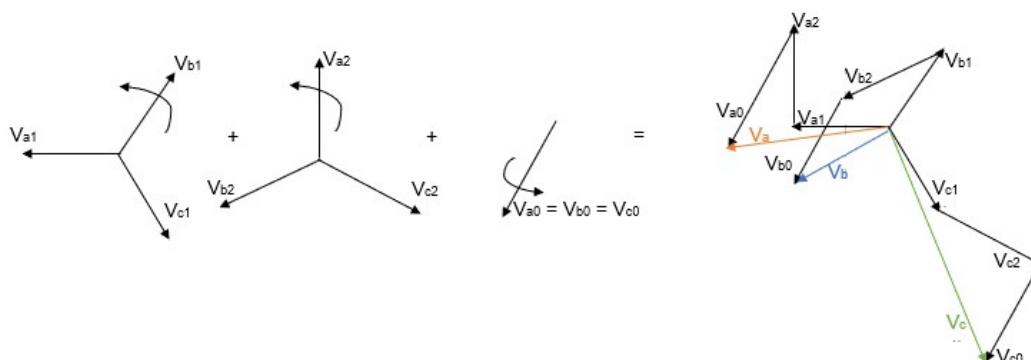
Portanto, este é um comportamento esperado para as correntes e tensões num evento de falta fase-terra.

## 2.2 Componentes Simétricas

Curto-circuito ou faltas no sistema elétrico geram componentes desbalanceadas ou assimétricas e para facilitar os cálculos é utilizada da ferramenta analítica, transformando as grandezas assimétricas em componentes simétricas.

As componentes simétricas podem ser representadas por diagramas fasoriais, conforme figura 3.

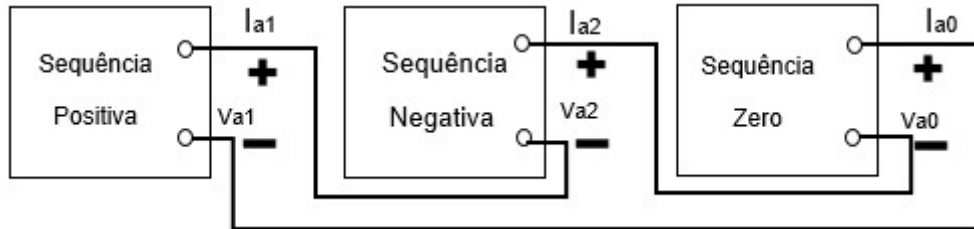
FIGURA 3 - DIAGRAMAS FASORIAIS DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

A figura 4 mostra o diagrama de seqüência para um curto-circuito fase-terra na rede de distribuição.

FIGURA 4 - EQUIVALENTE DE THÉVENIN DE SEQUÊNCIA ZERO



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

A relação entre as grandezas de seqüência pela expressão analítica de componentes simétricas, do teorema de Fortescue, é dada pelo Sistema de Equações (1).

$$\begin{aligned}
 \vec{V}_a &= \vec{V}_{a0} + \vec{V}_{a1} + \vec{V}_{a2} \\
 \vec{V}_b &= \vec{V}_{b0} + \vec{V}_{b1} + \vec{V}_{b2} \\
 \vec{V}_c &= \vec{V}_{c0} + \vec{V}_{c1} + \vec{V}_{c2}
 \end{aligned}
 \begin{array}{cccc}
 \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{D} \\
 \underbrace{\hspace{1cm}} & \underbrace{\hspace{1cm}} & \underbrace{\hspace{1cm}} & \underbrace{\hspace{1cm}}
 \end{array}
 \tag{1}$$

Onde,

A = Sistema trifásico desequilibrado

B = Sistema trifásico equilibrado de seqüência zero

C = Sistema trifásico equilibrado de seqüência positiva

D = Sistema trifásico equilibrado de seqüência negativa

As tensões de cada fase podem ser colocadas em função da fase 'a' para realizar estudos de curto-circuito. O operador 'a' é um número complexo com módulo unitário e ângulo de 120° e 'a<sup>2</sup>' é um número complexo com módulo unitário e ângulo de 240°. Então, o Sistema de Equações (1) fica conforme o Sistema de Equações (2).

$$\begin{aligned}
\vec{V}_a &= \vec{V}_{a0} + \vec{V}_{a1} + \vec{V}_{a2} \\
\vec{V}_b &= \vec{V}_{a0} + \overline{a^2}\vec{V}_{a1} + a\vec{V}_{a2} \\
\vec{V}_c &= \vec{V}_{a0} + \overline{a}\vec{V}_{a1} + a^2\vec{V}_{a2}
\end{aligned} \tag{2}$$

Ou, mais claramente, conforme Sistema Matricial (3):

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} \tag{3}$$

Representando a matriz de ordem (3 x 3) por T, tem-se a Matriz (4):

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{4}$$

Para obter as tensões de sequência, o Sistema de Equação (2) passa a ter a forma do Sistema de Equações (5):

$$\begin{aligned}
\vec{V}_{a0} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_a + \vec{V}_b + \vec{V}_c) \\
\vec{V}_{a1} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_a + a\vec{V}_b + a^2\vec{V}_c) \\
\vec{V}_{a2} &= \frac{1}{3}(\vec{V}_a + \overline{a^2}\vec{V}_b + a\vec{V}_c)
\end{aligned} \tag{5}$$

Ou, mais claramente, como representado pelo Sistema Matricial (6):

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} \tag{6}$$

Representando a matriz de ordem (3 x 3) por T<sup>-1</sup>, tem-se a Matriz (7):

$$T^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \tag{7}$$



As mesmas equações são aplicáveis para as correntes.

### 2.2.1 Análise da Corrente de Sequência Zero

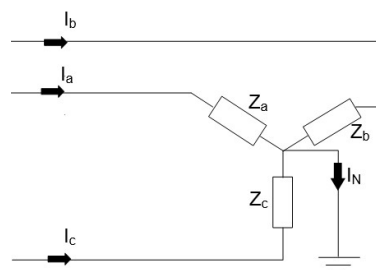
Por componentes simétricas, a corrente de sequência zero é definida pela Equação (8):

$$\vec{I}_{a0} = \frac{1}{3} (\vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c) \quad (8)$$

Desse modo, é possível observar o comportamento da corrente de sequência zero, para três sistemas de aterramento, em caso de falta shunt fase-terra. O sistema estrela (Y) aterrado, descrito na alínea 'A', em que o neutro é interligado intencionalmente ao potencial de terra. O sistema estrela não aterrado, na alínea 'B', quando o neutro não é interligado ao potencial de terra. E o sistema delta, na alínea 'C', o qual não possui o condutor de neutro.

- A. Sistema Trifásico Estrela Aterrado: conforme a figura 5, pelo fato do sistema possuir o neutro interligado intencionalmente ao potencial de terra, haverá uma corrente de sequência zero fluindo do neutro em direção ao potencial de terra.

FIGURA 5 – CARGA LIGADA EM ESTRELA-ATERRADO



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

De acordo com a figura 5 e pela Equação (9), a corrente de neutro é a soma vetorial das correntes que fluem pelas fases.

$$\vec{I}_N = \vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c \quad (9)$$

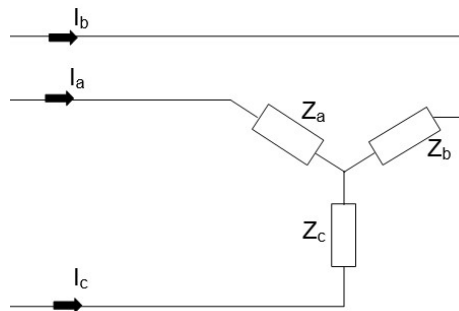
Substituindo a Equação (9) na Equação (8), tem-se:

$$\vec{I}_{a0} = \frac{\vec{I}_N}{3} \quad (10)$$

Assim, verifica-se que a corrente de sequência zero fluirá pelo neutro em direção ao potencial de terra pelo condutor que interliga intencionalmente estes dois pontos da instalação.

- B. Sistema trifásico Y não aterrado: conforme a figura 6, pelo fato de o sistema não possuir o neutro interligado ao potencial de terra, não haverá uma corrente de sequência zero fluindo do neutro em direção ao potencial de terra.

FIGURA 6 – CARGA LIGADA EM ESTRELA



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

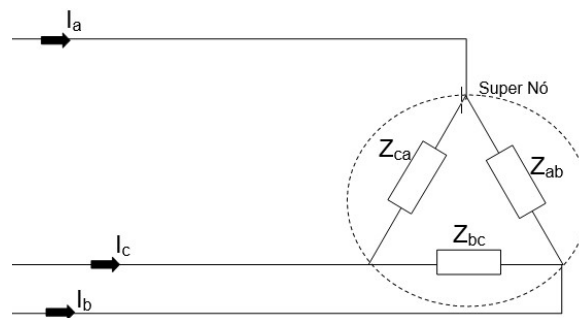
De acordo com a figura 6 e pela Equação (9), a corrente de neutro sendo a soma vetorial das correntes que fluem pelas fases, esta será igual a zero, conforme Equação (11).

$$\vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c = 0 \quad (11)$$

Substituindo a Equação (11) na Equação (10), tem-se:

$$\vec{I}_{a0} = 0$$

Dessa forma, observa-se que a corrente de sequência zero é nula devido ao neutro não ser interligado ao potencial de terra. Sistema trifásico DELTA ( $\Delta$ ): conforme a figura 7, pelo fato de o sistema não possuir o neutro, não haverá uma corrente de sequência zero.

FIGURA 7 – CARGA LIGADA EM  $\Delta$ 

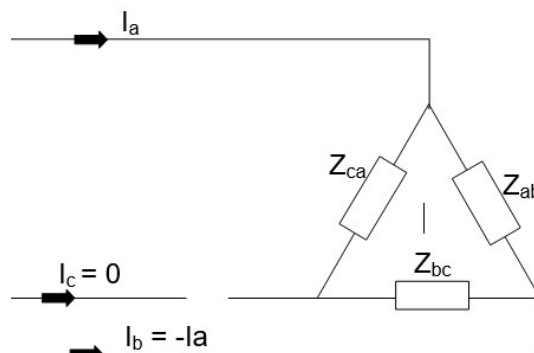
FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

Considerando a Equação (11), a soma vetorial das correntes das três fases resulta em uma corrente de neutro. Logo, como verificado em 'B', neste caso a corrente de sequência zero terá valor nulo.

$$\vec{I}_{a0} = 0$$

Assim sendo, é possível afirmar que a corrente de sequência zero somente poderá existir em um sistema em que o condutor neutro é interligado intencionalmente ao potencial de terra ou em um sistema com neutro aterrado.

No caso em que um sistema ligado em delta sofre abertura de uma das fases ou uma falta série, conforme figura 8, o comportamento das correntes se dará de acordo com a seguinte análise.

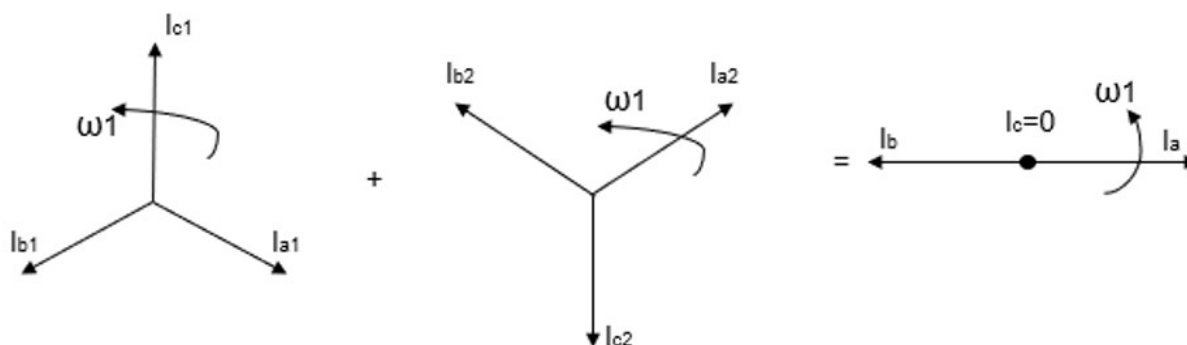
FIGURA 8 – CARGA LIGADA EM  $\Delta$  – FASE ABERTA

FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

Na figura 8, a corrente da fase 'c', a fase aberta, será zero. Mas as correntes das fases 'a' e 'b' fluirão no sentido oposto uma em relação à outra.

Ou seja, a corrente da fase 'a' fica  $180^\circ$  defasada da corrente da fase 'b'. A figura 9 apresenta a análise fasorial para a abertura da fase 'c'.

FIGURA 9 – ANÁLISE FASORIAL DA ABERTURA FASE 'C' - CARGA LIGADA EM  $\Delta$



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

### 2.3 Sistemas de Aterramento

Os sistemas de aterramento de neutro mais usuais conhecidos são os seguintes (Blackburn, 2014):

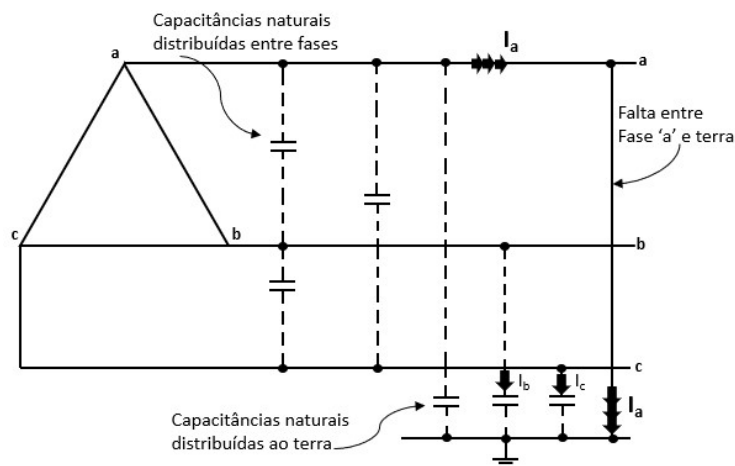
- Neutro Não Aterrado (Delta, estrela);
- Neutro Efetivamente aterrado;
- Neutro solidamente aterrado;
- Neutro aterrado por reatância;
- Neutro aterrado por resistência de baixo valor;
- Neutro aterrado por resistência de alto valor;
- Aterramento Ressonante

Serão abordados aqui os dois sistemas de maior interesse para este trabalho, o sistema com neutro não aterrado e o sistema aterrado através de reatância, conforme a seguir.

### 2.3.1 Neutro Não Aterrado (Delta, estrela)

São sistemas que não possuem uma ligação intencional com o potencial terra. Entretanto, existe um acoplamento “natural” capacitivo entre as fases e o potencial terra distribuído ao longo dos circuitos (BLACKBURN, 2014), conforme figura 10.

FIGURA 10 – FALTA FASE-TERRA EM SISTEMA NÃO-ATERRADO

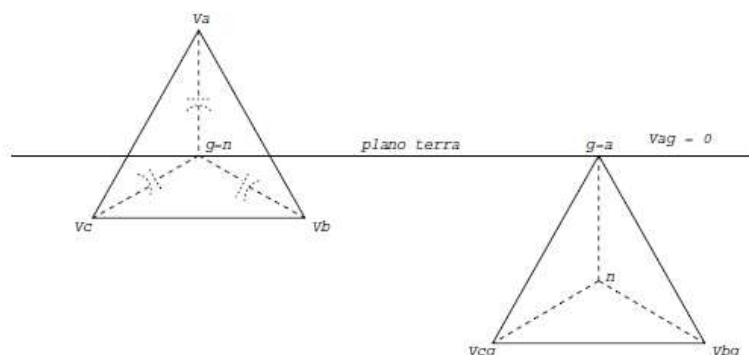


FONTE: Adaptada de BLACKBURN E DOMIN (2014)

O principal benefício deste tipo de instalação é a continuidade operacional e de fornecimento de energia às cargas (BLACKBURN, 2014).

Mas, apresenta como desvantagem, na ocasião de ocorrência de falta fase-terra, o surgimento de sobretensões nas fases sãs na ordem de 173% acima da tensão nominal de fase, com o deslocamento do ponto de neutro (BLACKBURN, 2014), conforme figura 11.

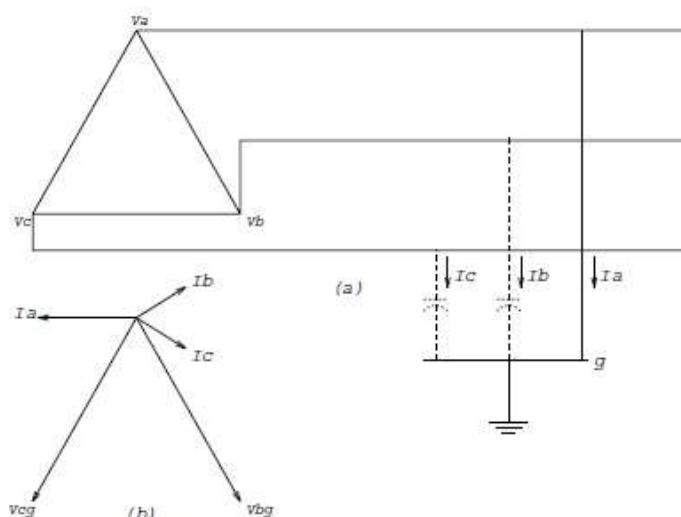
FIGURA 11 – NEUTRO DESLOCADO SISTEMA NÃO-ATERRADO EM FALTA FASE-TERRA



FONTE: Adaptado de BLACKBURN E DOMIN (2014)

A ocorrência de um curto circuito fase-terra na fase A num sistema neutro não aterrado produz o comportamento das correntes e tensões (BLACKBURN, 2014), conforme esquema unifilar e diagrama fasorial da figura 12.

FIGURA 12 – SISTEMA NÃO-ATERRADO EM FALTA FASE 'A' -TERRA



FONTE: Adaptado de BLACKBURN E DOMIN (2014)

Diante disso, o sistema não aterrado funciona de forma semelhante ao sistema 13,8 kV delta com transformador de aterramento (TAT) dimensionado para prover a condição de circulação da corrente de sequência zero, conforme ligação no subitem 2.3.3.

### 2.3.2 Neutro Aterrado por Reatância

Esse sistema obedece à Inequação (12), a qual permite que o sistema não fique submetido às sobretensões muito elevadas e ponha limite à sobrecorrente de curto-circuito (KINDERMANN, 1997 e BLACKBURN, 2014).

$$3 < \frac{x_0}{x_1} \leq 10 \quad (12)$$

Onde:

$x_0$  é a reatância de sequência zero do sistema de potência;

$x_1$  é a reatância de sequência positiva do sistema de potência.

Desse modo, a razão  $\frac{x_0}{x_1}$  deve resultar em um valor entre 3 e o máximo de 10, para que a corrente de curto circuito fase-terra fique com o seu valor limitado ao

da especificação do TAT e não permita com que ocorra sobretensões quando o sistema for submetido a faltas fase-terra de baixa impedância (BLACKBURN, 2014).

As principais características desse sistema de aterramento são:

- Sobretensões durante uma falta à terra nas fases sãs chega a 100% da tensão de linha (não satisfaz a condição de 80% do caso de efetivamente aterrado);
- Correntes de curto à terra ficam de 25% a 60% do curto trifásico.

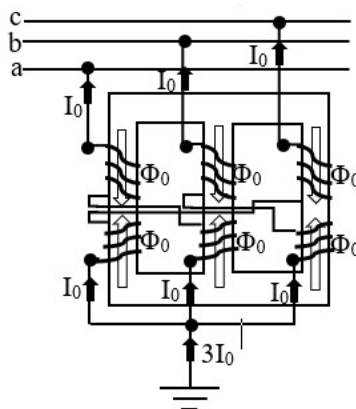
O sistema com neutro aterrado por reatância pode usufruir das características do sistema aterrado, desde que seja usado reatância ou reator de aterramento (KINDERMANN, 1997 e BLACKBURN, 2014). Este, também denominado de transformador de aterramento (TAT), possui as seguintes principais características:

- Tem impedância infinita na operação normal do sistema, mantendo as características do sistema isolado;
- Tem impedância muito baixa quando da ocorrência de faltas fase-terra e usufrui das características do sistema aterrado.

### 2.3.3 Neutro Aterrado por Reatância (Autotransformador Zig-Zag)

É um transformador comum de relação 1:1 conectado como autotransformador, conforme figura 13 e as seqüências positiva e negativa são bloqueadas pela ligação em zig-zag e produz o aterramento através de uma impedância de seqüência zero muito pequena devido aos fluxos de cada perna serem contrários e se anularem (KINDERMANN, 1997 e BLACKBURN, 2014).

FIGURA 13 – CORRENTES E FLUXO DE CAMPO MAGNÉTICO NO TAT



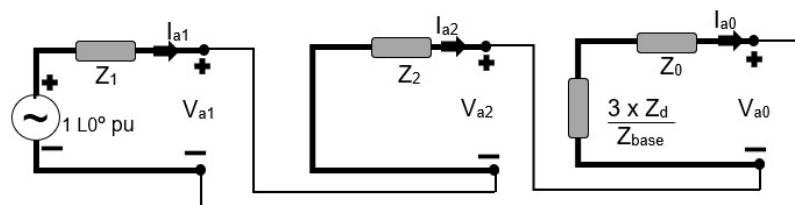
FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

A ligação do TAT, conforme a figura 13 confere a este sistema uma característica com neutro isolado quando opera sem falhas e, quando ocorre uma falta fase-terra baixa impedância, passa a ter característica de sistema com neutro aterrado por um valor de reatância por fase dimensionada para a circulação de uma corrente mínima para sensibilizar e atuar o relé de neutro (KINDERMANN, 1997).

#### 2.4 Curto-circuito Fase-terra Mínimo

O curto-circuito fase-terra na prática apresenta uma impedância de falta, conforme representada na figura 14. Esta impedância é composta de fatores como resistência do arco-elétrico, resistência de aterramento e resistência da superfície de contato.

FIGURA 14 – DIAGRAMA REDE DE SEQUÊNCIA CURTO FASE-TERRA MÍNIMO



FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

O cálculo da corrente fase-terra mínimo é dado pela Equação (13):

$$I_{ftmín} = 3 \frac{E_{th}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_d} \quad (13)$$

Onde,  $I_{ftmín}$  é a corrente fase-terra mínima,  $E_{th}$  é a tensão equivalente de Thévenin,  $Z_1$ ,  $Z_2$  e  $Z_0$  as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, e  $Z_d$  a impedância de falta.

Além do valor de resistência de aterramento e do arco-elétrico, o valor de  $Z_d$  é composto pela resistência do contato da superfície com o condutor, conforme (KINDERMANN, 1997). As superfícies que mais fazem contato com condutores de redes elétricas são galhos de árvores, grama, cascalho, asfalto, concreto, cimento e areia (GHADERI et al., 2017).



Quanto maior for  $Z_d$ , menor será a corrente de falta fase-terra, de forma que esta corrente tenha magnitude tão baixa que os dispositivos de proteção não sejam sensíveis o suficiente para desligar o circuito, caracterizando assim uma FAI.

FAI são influenciadas por vários fatores além dos tipos de materiais citados, como a umidade dessas superfícies, níveis de tensão, configuração do alimentador, condições climáticas e tipos de carga. Os dois fatores mais influentes nas características de FAI são: a umidade da superfície e o material da superfície. Quanto maior a umidade, maior a magnitude, ou seja, quanto mais seca a superfície, menor será a corrente e mais caracterizada será a FAI (GHADERI et al., 2017).

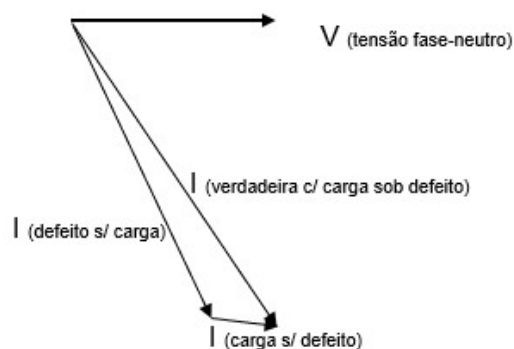
## 2.5 Influência das Correntes de Carga

Na superposição do sistema, operando normalmente com carga sem defeito e operando sob defeito sem a carga, resulta na condição do sistema operar com carga sob defeito, conforme Equação (14).

$$I_{\text{verdadeira c/carga sob defeito}} = I_{\text{carga s/defeito}} + I_{\text{defeito s/carga}} \quad (14)$$

Portanto, quando ocorre um curto-circuito de baixa impedância, a corrente de curto é muito mais elevada do que a corrente de carga e esta não causa influência significativa sobre a primeira, conforme figura 15.

FIGURA 15 – DIAGRAMA FASORIAL DA INFLUÊNCIA DA CORRENTE DE CARGA

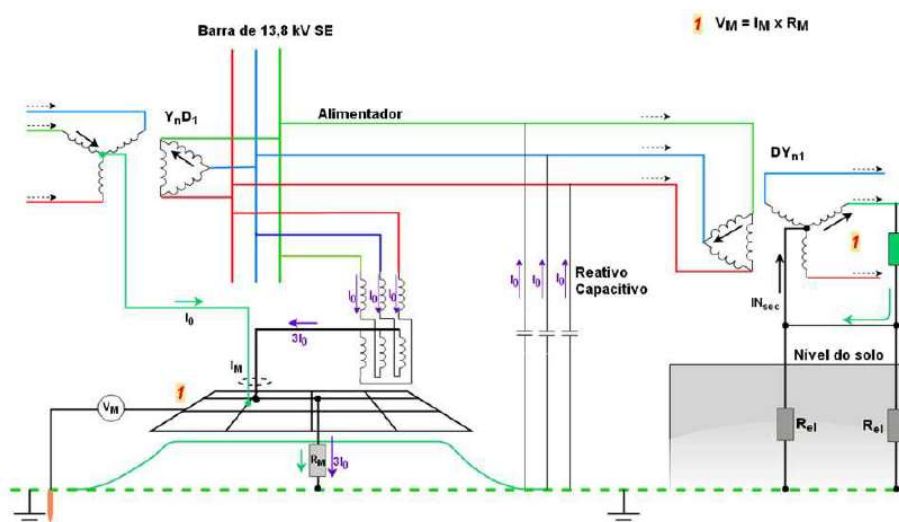


FONTE: Adaptado de KINDERMANN (1997)

Por outro lado, a função de neutro da proteção convencional é ajustada para não atuar para as correntes de carga. E quando a falta fase-terra é uma FAI, a superposição das fontes de correntes da FAI e do acoplamento das capacitâncias

naturais do sistema resulta em corrente extremamente baixa, sendo que a corrente de carga é ainda maior e, portanto, o ajuste de neutro da proteção não será sensibilizado. A figura 16 mostra a circulação das correntes de sequência zero de um sistema 13,8 kV em delta, causada por desequilíbrio das cargas nas fases e pelas correntes capacitivas naturais de fuga do alimentador (COPEL; LACTEC, 2019).

FIGURA 16 – SISTEMA 13,8 KV DELTA COM OPERAÇÃO SEM DEFEITO



FONTE: LACTEC (2019)

Onde  $R_M$  é a resistência da malha da subestação em relação a um potencial de terra remoto (potencial de referência de valor nulo e distante da malha da subestação),  $I_M$  é a soma das correntes residuais que fluem para a malha e  $V_M$  é a tensão da malha em relação ao potencial de terra remoto.

Portanto, na concepção de um sistema de detecção de FAI é importante conhecer a corrente residual presente no sistema sem defeito, podendo ser a resultante de correntes dos acoplamentos capacitivos das linhas e correntes de desequilíbrio de cargas. A superposição das fontes dessas correntes resulta na corrente residual total do sistema. Na ocorrência de defeitos fase-terra com FAI, ter o registro da medida dessas correntes presentes no sistema possibilita extrair a corrente residual com maior precisão (COPEL; LACTEC, 2018).

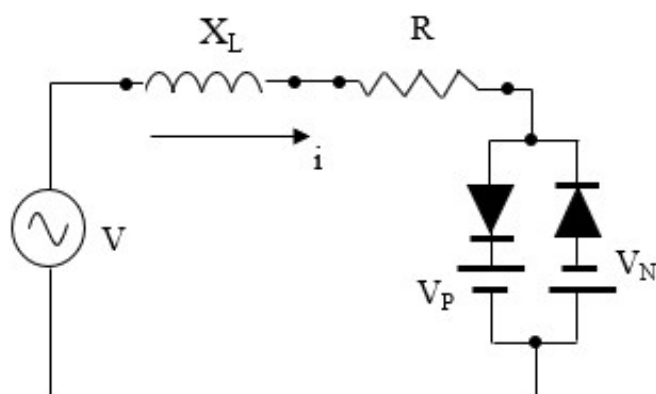
## 2.6 Falta de Alta Impedância

Geralmente faltas de alta impedância são associadas ao arco elétrico com características típicas como *assimetria*, *não-linearidade*, *“buildup”*, *“shoulder”* e *intermitência* (GHADERI et al., 2017). Os seguintes conceitos descrevem essas características:

- **Assimetria:** a corrente de falta possui valores de pico distintos para os semiciclos positivo e negativo;
- **Não-linearidade:** é atribuída à resistência de falta que varia com o tempo;
- **Buildup:** a amplitude da corrente cresce gradualmente até o seu valor máximo;
- **Shoulder:** a corrente de FAI cresce e permanece constante em um intervalo de tempo;
- **Intermitência:** o arco elétrico se extingue e entra em reignição aleatoriamente.

Vários modelos estão disponíveis na literatura. O primeiro o arco elétrico é modelado por duas fontes DC conectadas em antiparalelo através de dois diodos (EMANUEL et al., 1990). Durante o semiciclo positivo a corrente flui por  $V_P$  e no semiciclo negativo por  $V_N$ . A figura 17 apresenta o modelo do circuito.

FIGURA 17 – CIRCUITO DE MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO



FONTE: Adaptado de EMANUEL (1990)

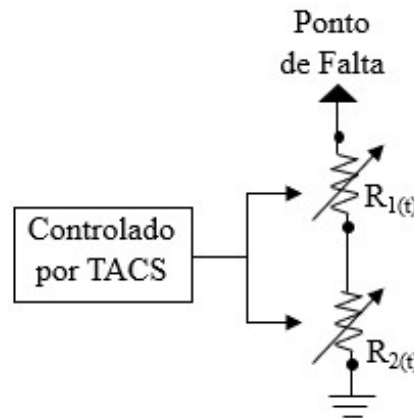
Os valores de  $V_P$  e  $V_N$  estabelecem a condição de assimetria e não linearidade para  $V_P > V_N$ . A ocorrência do aparecimento de conteúdos harmônicos é controlada pela diferença entre as fontes e pela razão entre a reatância e a resistência, de acordo com as Equações (15) e (16):

$$\Delta V = V_N + V_P \quad (15)$$

$$\tan \theta = \frac{X_L}{R} \quad (16)$$

O segundo modelo é composto de resistências em série variáveis no tempo (TVR), controladas pela rotina Transient Analysis of Control Systems (TACS) do software ATP. A figura 18 é uma das formas de representar o circuito, mas à medida de necessidades específicas, este circuito pode ter outros elementos inseridos como resistores para o isolamento, evitar instabilidades numéricas, entre outros.

FIGURA 18 – CIRCUITO DE MODELAGEM FAI COM DUAS TVR



FONTE: Adaptado de NAM et al. (2001)

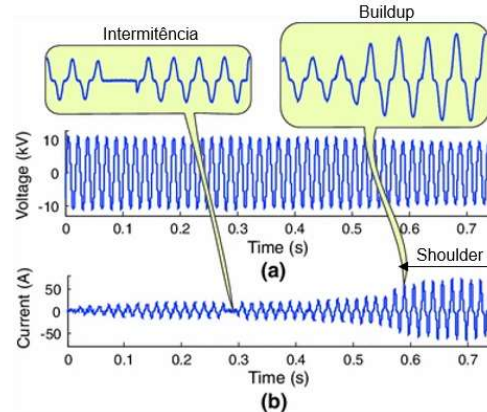
Os dois resistores  $R_{1(t)}$  e  $R_{2(t)}$  têm as seguintes funções:

- $R_{1(t)}$ : simular as características de não-linearidade e assimetria da FAI;
- $R_{2(t)}$ : simular os fenômenos de “*buildup*” e “*shoulder*”.

A combinação desses dois modelos permite implementação das características de não-linearidade (variação da resistência de FAI no tempo) e assimetria decorrentes do arco elétrico (valores distintos para cada semiciclo),

“*buildup*” (crescimento progressivo da corrente FAI), “*shoulder*” (valor máximo de corrente e constante durante intervalo de tempo) e intermitência (extinção e reignição do arco elétrico) (SANTOS et al.,2013 e EMANUEL et al.,1990), conforme pode ser visto na ilustração da figura 19.

FIGURA 19 – CARACTERÍSTICAS DA TENSÃO (a) E CORRENTE DE ARCO ELÉTRICO FAI (b)

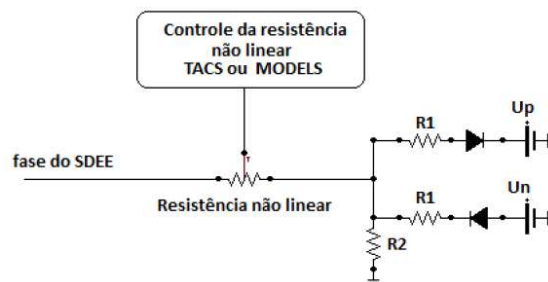


FONTE: Adaptado de NAM et al. (2001)

### 2.6.1 Capacitação de Falta de Alta Impedância

O projeto de P&D Copel e Lactec (2018) proporcionou capacitação às equipes de pesquisa em modelagem de FAI. A modelagem de FAI considerou a combinação dos dois modelos citados no item 2.6, em que foi utilizado uma abordagem com TACS (*Transient Analysis of Control Systems*) e outra com MODELS (linguagem para desenvolvimento de componentes da rede elétrica e de algoritmo de controle) do ATP Draw. A figura 20 mostra o circuito combinado em que a característica de não linearidade da FAI seja obtida no programa ATP Draw por um modelo de resistência variável em que o valor é determinado a cada passo de integração pela rotina TACS ou MODELS.

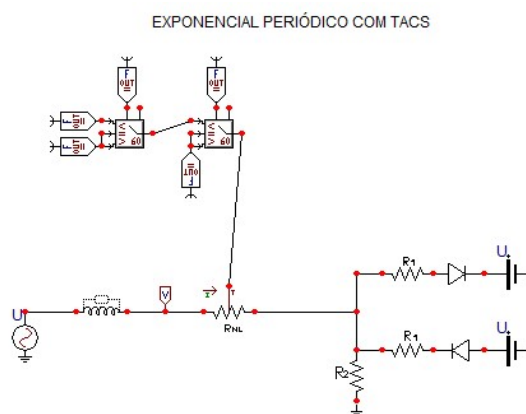
FIGURA 20 – MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO



FONTE: Material didático CONPROVE ENGENHARIA

Onde  $R_1$  é resistência de valor desprezível ( $0,001\Omega$ ) e  $R_2$  é resistência de valor muito elevado ( $10^6 \Omega$ ), ambas com finalidade de evitarem situações impróprias do método numérico. A figura 21 um exemplo de um circuito combinado com TACS.

FIGURA 21 – MODELAGEM FAI COM ARCO ELÉTRICO – DUAS TVR – TACS

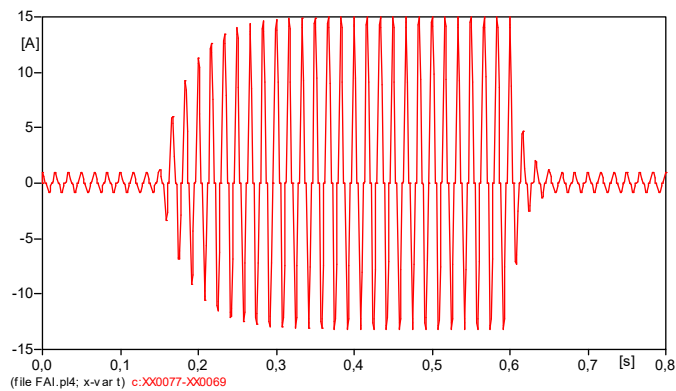


FONTE: Material didático CONPROVE ENGENHARIA

Este modelo TACS conta com dispositivos blocos de saída ( $F_{out}$ ) e elementos suplementares (60) para a variação da resistência  $R_{LN}$  (resistência não linear). Esta resistência  $R_{LN}$  da figura 21 representa os resistores variáveis ( $R_{1(t)}$  e  $R_{2(t)}$ ) indicados no modelo da figura 18. Como é possível observar, o circuito da figura 21 contém a fonte alternada, fontes de tensões contínuas, diodos e os resistores ( $R_1$  e  $R_2$ ) e a indutância com resistor paralelo para amortecimento de oscilações numéricas.

Neste modelo foi considerado uma condutância variável para representar o comportamento da corrente de um arco elétrico. De forma exponencial essa condutância varia de um valor mínimo a um máximo sustentando o arco por algum tempo e extinguindo devido à intermitência, similar à concepção de (Michalik et al., 2006). A partir da simulação do circuito da figura 21, o comportamento da corrente de arco elétrico de FAI é apresentado na figura 22, sendo possível observar de 0,0 a 0,15 s a intermitência, de 0,15 a 0,3 s o período de buildup, de 0,3 a 0,6 shoulder e de 0,6 a 0,8 s a extinção da corrente do arco elétrico.

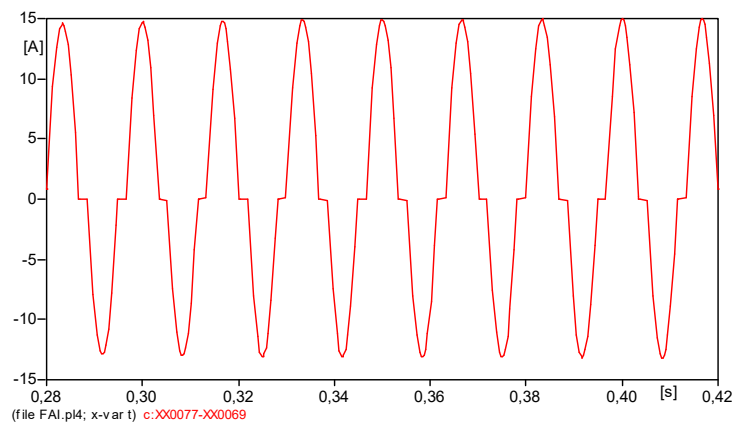
FIGURA 22 – OSCILOGRAMA CORRENTE FAI COM ARCO ELÉTRICO – DUAS TVR – TACS



FONTE: O AUTOR (2020).

A não linearidade e a assimetria ficam caracterizados pela onda da corrente do arco elétrico de FAI, conforme pode ser observado na figura 23.

FIGURA 23 – OSCILOGRAMA CORRENTE FAI COM ARCO ELÉTRICO – 2 TVR – TACS



FONTE: O AUTOR (2020).

Muitos modelos são encontrados na literatura e outros modelos podem ser criados no ATP Draw sempre que for observado em algum experimento algo que não foi relatado anteriormente. Entretanto, os dois modelos apresentados aqui (TACS e MODELS) serviram de base para modelagem e simulações deste trabalho. O algoritmo MODELS, por ser uma exclusividade do projeto de pesquisa, não será disponibilizado junto aos materiais.

### 3 REVISÃO LITERÁRIA

Neste capítulo serão apresentadas as principais técnicas consideradas promissoras para a detecção e classificação de FAI.

As técnicas de detecção e classificação de faltas correspondem a tarefas de classificação de padrões ou Classificação de Tarefa Padrão (PCT) (GHADERI et al., 2017). Um PCT consiste em três etapas, sendo a primeira a medição das grandezas realizadas por sensores apresentada no subitem 3.1, a segunda corresponde à extração das características mais representativas da ocorrência de uma falha descrita no subitem 3.2 e o subitem 3.3 discorre sobre a terceira etapa, a qual consiste na configuração de um limite de separação da FAI de uma não FAI (GHADERI et al., 2017).

No final deste capítulo, no subitem 3.4, serão destacados os artigos que servirão de base para o método proposto no capítulo quatro.

#### 3.1 Medição de grandezas

Inicialmente, considerando a primeira etapa do PCT, quando é utilizada a medição de correntes, é importante considerar que a FAI possui característica de corrente de carga estocástica não linear. Assim, a forma de onda da corrente possui componentes de alta e baixa frequência que são muito usadas para detectar FAI (AZIZ et al., 2012), tal qual o método que utiliza componentes de baixa frequência da corrente de sequência zero ou negativa (LAAKSONEN; HOVILA, 2017).

A medição de tensão tem sido muito usada para detectar FAI, mas essa medição só é eficiente quando há queda de tensão suficiente do local da falta até o relé (THOMAS et al., 2016). Em sistemas com aterramento de neutro compensado e de alta resistência de aterramento é possível utilizar a trajetória da tensão e comparar a tensão  $V_0$  do sistema em FAI fase-terra com o sistema sem falha (MENG et al., 2018).

Utilizar as medidas de corrente e tensão de sequência zero em sistemas não aterrados é uma das técnicas aplicadas (KATO, 2014) e (HOU; FISCHER, 2006). O método wattimétrico utiliza essa mesma abordagem, medindo corrente e tensão de sequência zero, porém é específico para sistemas com aterramento ressonante (PITOT; VASSILEVSKY, 2015). O uso de sincrofasores de corrente e tensão pode acrescentar maior eficiência a essa técnica (LEE et al., 2006 e O'BRIEN et al., 2017), no entanto, a adoção de dispositivos de medição adicionais, sensores de alta largura



de banda ou comunicação baseada em GPS (Sistema de Posicionamento Global), aumentam o custo geral dessa técnica de detecção (GHADERI et al., 2017). Medir a intensidade do campo magnético através de indicadores de FAI instalados na extremidade dos alimentadores é outra técnica discutida (SARLAK; SHAHRTASH, 2013), mas pode aumentar o custo e a complexidade de detecção (GHADERI et al., 2017).

### 3.2 Extração das Características

Como forma de extração das características, conforme terceira etapa do PCT, pode ser utilizada a análise no domínio do tempo da irregularidade temporal das formas de onda de FAI, como a magnitude da sequência zero da tensão e da corrente (HOU; FISCHER, 2006 e GONZALEZ et al., 2018). A geometria fractal no domínio do tempo é usada para revelar o nível de caos (aleatoriedade) na forma de onda como a assinatura de FAI (MAMISHEV, A.V. et al., 1995). Outra técnica, que utiliza morfologia matemática do domínio do tempo, revela regularidade na forma de onda, usada para extrair características de FAI (KAVASKAR; MOHANTY, 2019). Embora as técnicas no domínio do tempo sejam geralmente simples, a superposição de janela de frequência infinita, que resulta na perda de informações do domínio de frequência, diminui sua capacidade de extrair com precisão a assinatura da FAI (GHADERI et al., 2017).

O arco associado a uma FAI resulta na geração de componentes de baixa e alta frequência no espectro de corrente. As técnicas no domínio da frequência são baseadas na extração dessas características (GHADERI et al., 2017). Um exemplo é o método que utiliza a extração dos harmônicos de baixa ordem usado para detectar FAI (SNIDER; YUEN, 1998). A análise de componentes de alta frequência, a qual utiliza filtragem de Kalman para estimar os componentes de frequência da corrente FAI, é adotada em (SAMANTARAY, 2012).

Alguns ainda utilizam o Domínio Híbrido, uma combinação de técnicas baseadas no domínio do tempo e no domínio da frequência (GHADERI et al., 2017). Um exemplo é o método de decomposição de sinal Wavelets multi-resolução usado para extração de recursos, os quais são utilizados para inferência nebulosa neural adaptativa (ANFIS), para identificação e classificação de FAI (ETEMADI; SANAYE-PASAND, 2008). Embora o domínio Híbrido aumente a confiabilidade do método de detecção, a complexidade das técnicas híbridas pode impedir sua praticidade (GHADERI et al., 2017).

### 3.3 Configuração do Limite

A terceira etapa de cada técnica de detecção de falta é encontrar o limite que separa um estado de falha do íntegro. Para a detecção de FAI, vários classificadores com diferentes níveis de complexidade foram desenvolvidos.

Semelhante às técnicas de proteção tradicionais, como relés de sobrecorrente, várias técnicas utilizam um limite simples para separar FAI de condições não-FAI. Para aumentar a confiabilidade um contador pode ser utilizado (WU et al. 2014), entretanto pode diminuir a velocidade da técnica e exigir maior quantidade de processamento e memória.

Redes neurais artificiais (RNA) são conhecidos por terem alta precisão na classificação e generalização de padrões, resposta rápida, capacidade de remoção de ruído e de previsão (GHOSH; LUBKEMAN 1995). As RNA tornam o projeto total do algoritmo de detecção mais complexo. Além disso, a escolha do número de camadas e do número de Perceptron em cada camada são procedimentos de tentativa e erro que diminuem a objetividade das técnicas baseadas em RNA (GHADERI et al. 2017).

Os avanços nas técnicas de processamento de sinais, inteligência artificial e aprendizado de máquina, GPS e comunicações têm permitido cada vez mais a realização de avançados estudos para a detecção, classificação e localização de FAI (CHEN et al. 2016).

Além do tradicional equipamento de medição, como transformador de potencial, e unidade terminal remota, relés microprocessados ou dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) estão sendo implantados em vários nós das redes de distribuição para se obter informações (KEZUNOVIC 2011). Sensores auto alimentados estão sendo desenvolvidos com o potencial para formar redes de sensores para monitoramento on-line de redes inteligentes (HAN et al. (2015).

Com mais dados disponíveis é possível desenvolver sistemas inteligentes de diagnóstico de faltas por meio da mineração dos dados. Esses sensores, distribuídos ao longo do alimentador, permitem maior flexibilidade na obtenção das correntes e tensões. Redes inteligentes dotadas de eficiente meio de comunicação e um sistema de informação com grande capacidade de processamento são importantes para o desenvolvimento de um sistema de detecção, classificação e localização de FAI (GHADERI et al. 2017 e CHEN et al. 2016).

No ambiente “smart grid” provido de sistemas de comunicação robustos, a localização de faltas pode ser facilitada se o desvio da tensão das fases detectados por medidores inteligentes instalados nos consumidores for relacionada com a corrente de falta calculada com base na matriz de impedância na barra onde está o medidor (TRINDADE et al. 2014).

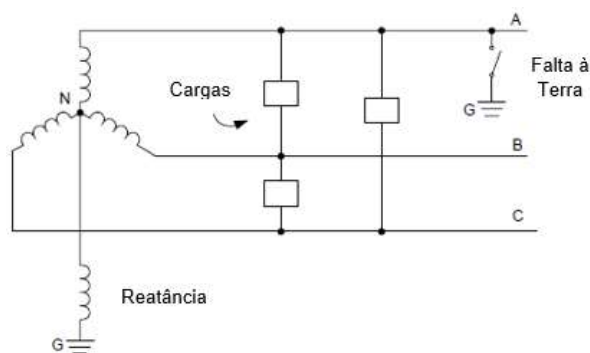
### 3.4 Técnicas Relevantes

Após a compreensão das três etapas do PCT, algumas técnicas serão descritas resumidamente para compor o entendimento da abordagem a ser adotada por este trabalho para o diagnóstico de FAI.

Uma análise muito importante a ser feita para a escolha da técnica a ser implementada é o tipo de sistema de aterramento a ser estudado.

Em (FISCHER; HOU, 2006), são apresentados os tipos de aterramentos de sistemas de potência. Dentre esses, é o sistema uni-aterrado por baixa impedância. Neste sistema, assim como nos sistemas não aterrados, uma das configurações é formada com as cargas ligadas entre fases conforme pode ser visto na figura 24.

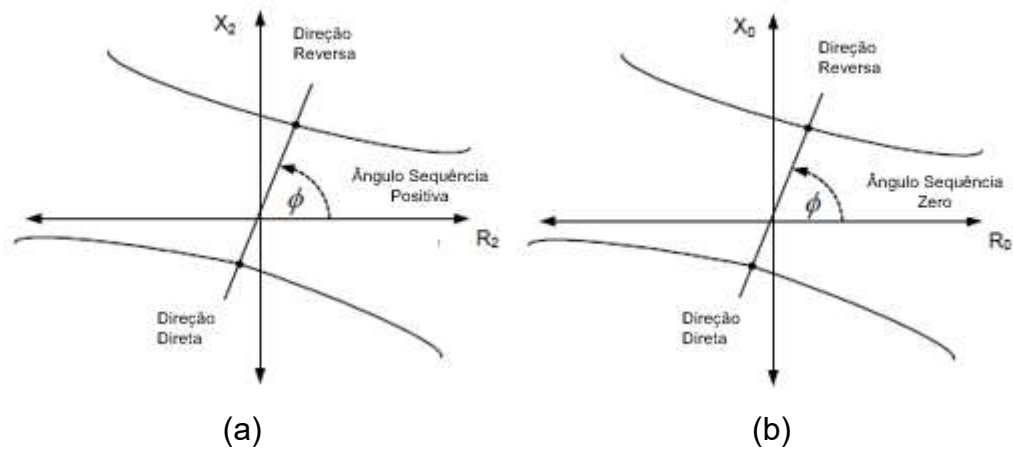
FIGURA 24 – SISTEMA ATERRADO POR BAIXA IMPEDÂNCIA



FONTE: Adaptado de HOU; FISCHER (2006).

Assim como para sistemas solidamente aterrados, a detecção de faltas em sistemas uni aterrados de baixa impedância é realizada utilizando sequência negativa e/ou sequência zero, através da polarização de corrente por elemento direcional, conforme planos das impedâncias de sequência negativa (a) e de sequência zero (b) da figura 25.

FIGURA 25 – PLANOS DE IMPEDÂNCIAS DE DETECÇÃO DE FALTAS À TERRA



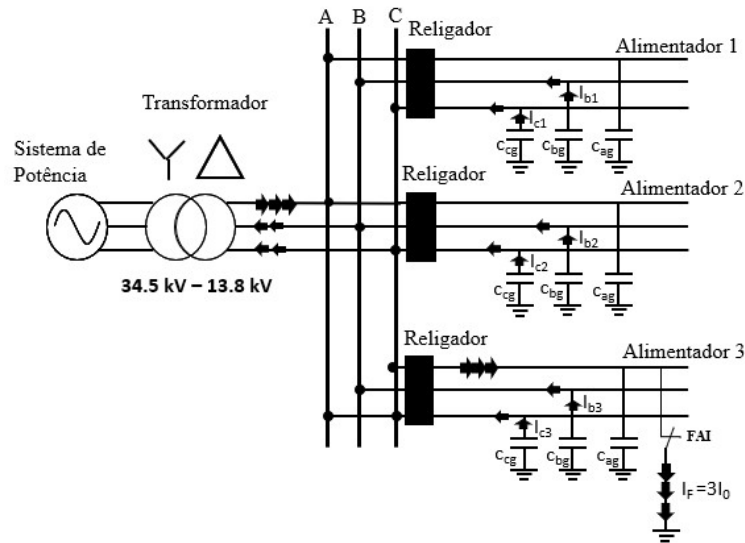
FONTE: Adaptado de HOU; FISCHER (2006).

As grandezas de entrada são a tensão de sequência negativa,  $V_2$ , e corrente de sequência negativa,  $I_2$ . Este elemento calcula a impedância de sequência negativa,  $Z_2$ , apresentado ao relé. Caso este valor seja inferior a um limite definido, a falta é declarada que está na direção direta. Caso este valor seja maior do que um limite definido, a falta é declarada para a direção inversa, conforme figura 25 (a). O elemento de sequência zero é análogo ao elemento de sequência negativa. A sequência zero polarizada por tensão toma decisões direcionais da mesma forma que o elemento direcional polarizado por tensão de sequência negativa, conforme figura 25 (b).

Considerando o esquema da figura 26, um sistema não aterrado apresenta uma barra típica de subestação com três alimentadores, sendo que a FAI ocorre no alimentador 3 (HOU; FISCHER, 2006)., e ainda:

- a corrente de FAI depende das capacitâncias entre fase-terra de outros alimentadores da barra;
- enquanto nos sistemas multi-aterrados as impedâncias série influenciam na magnitude da corrente FAI, em sistemas não aterrados as impedâncias shunt ditam a magnitude da corrente FAI;
- a corrente de falta  $I_0$  estará sempre defasada de  $90^\circ$  de  $V_0$  de referência da fase em falta;
- a impedância de falta não influencia na relação angular entre  $I_0$  e  $V_0$ ;

FIGURA 26 – SISTEMA NÃO ATERRADO – FAI A-G E REDE DE CAPACITÂNCIAS

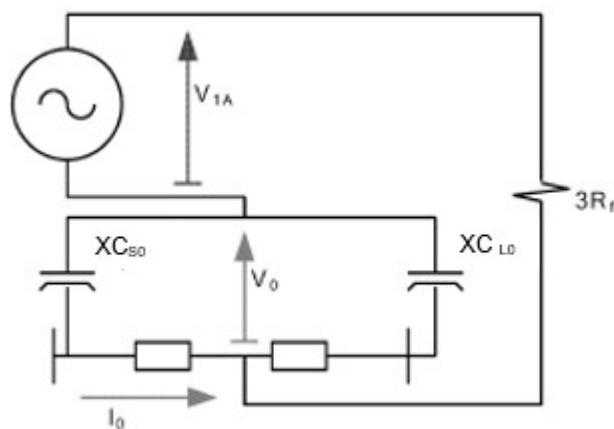


FONTE: FONTE: Adaptado de HOU; FISCHER (2006).

Ainda levando em conta que:

- É possível determinar através da relação entre os ângulos de  $I_0$  e  $V_0$  a direção de ocorrência da FAI;
- A determinação da fase em falta é relacionada com a defasagem em  $120^\circ$  entre as outras fases;
- Considerando as relações entre as impedâncias do sistema ( $X_{C_{S0}}$ ), do transformador da subestação e das reatâncias capacitivas ( $X_{C_{L0}}$ ) e resistências ( $3R_f$ ) da linha, o diagrama da figura 30 pode ser reduzido para o diagrama da figura 27.

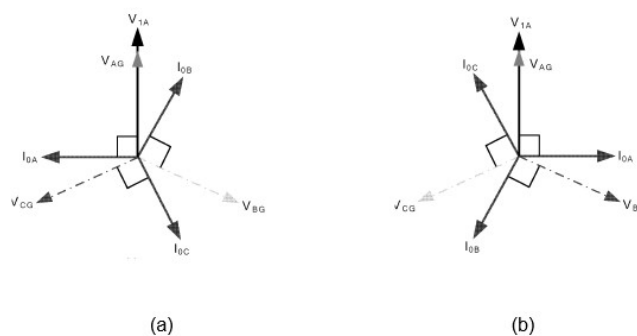
FIGURA 27 – DIAGRAMA REDUZIDO – SISTEMA NÃO ATERRADO FALTA A-G



FONTE: HOU; FISCHER (2006).

A figura 28 (a) mostra o diagrama fasorial para faltas a frente do ponto de instalação do relé e a figura 28 (b) o diagrama fasorial para faltas atrás do ponto de instalação do relé.

FIGURA 28 – DIAGRAMA FASORIAL – FALTAS À FRENTE (A) E ATRÁS (B) DO RELÉ



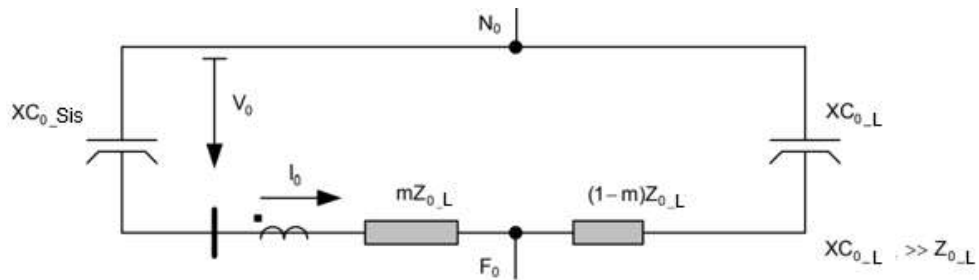
FONTE: HOU; FISCHER (2006).

A sensibilidade do relé para detecção de FAI, em sistemas não aterrados ou aterrados por alta impedância, depende diretamente do tipo de sensor utilizado. Neste caso, recomenda-se o uso de TC toroidal (LUCIANO et al., 2006) para detecção de  $I_0$  (SAWANT et al., 2018 e SAMIMI et al., 2015) e três TP em delta-aberto instalado na barra da subestação para detecção de  $V_0$ . Considera ainda, conforme explanação, um relé sensível direcional de neutro seja a função adequada para a detecção da FAI (HOU; FISCHER, 2006).

Os principais fatores que influenciam a sensibilidade ou segurança de atuação do relé são as condições de desequilíbrio, o tipo de transformador de corrente utilizado para determinar a corrente residual e a sua relação de transformação. Uma vez conhecido que corrente e tensão de sequência zero medidas podem servir para a detecção de sequência zero, uma das formas de utilizar tais grandezas para esta detecção é na aplicação da função direcional sensível para faltas fase-terra de alta impedância (67SEF).

A rede de sequência zero, de um sistema não aterrado tem uma impedância muito alta quando comparada com as impedâncias de rede de sequência positiva e negativa, as quais podem ser suprimidas para avaliar faltas fase-terra sem perda significativa de precisão. As figuras 29 e 30 mostram as redes de sequência zero para faltas direta e reversas, respectivamente (HOU; FISCHER, 2006).

FIGURA 29 – DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA FALTA FASE-TERRA DIRETA



FONTE: Adaptado de HOU; FISCHER (2006).

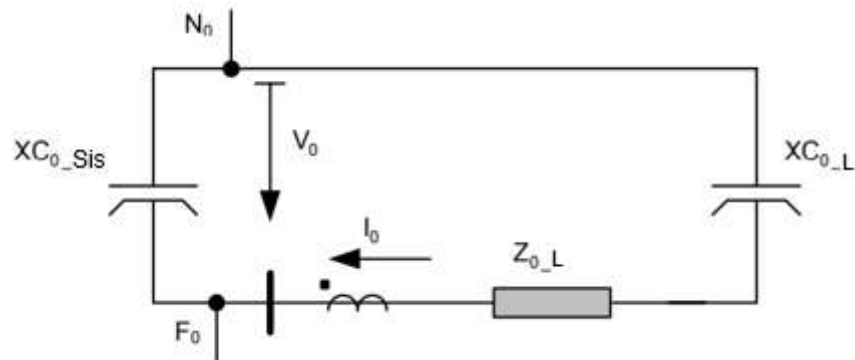
Onde:  $XC_{0\_Sis}$  é a reatância do sistema.

$XC_{0\_L}$  a reatância da linha.

$mZ_{0\_L}$  é a impedância de sequência zero da linha do lado montante da falta.

$(1-m)Z_{0\_L}$  é a impedância de sequência zero da linha do lado jusante da falta.

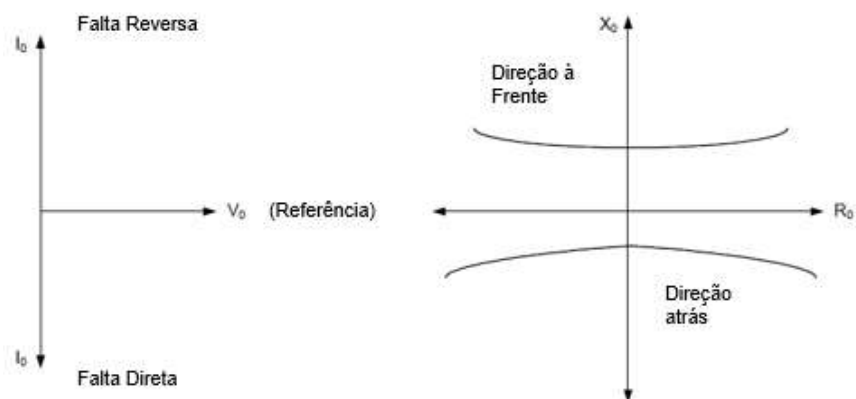
FIGURA 30 – DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA FALTA FASE-TERRA REVERSA



FONTE: Adaptado de HOU; FISCHER (2006).

No sistema não aterrado, a tensão de sequência zero  $V_0$  e a corrente de sequência zero  $I_0$  são utilizadas para definição do ângulo de máximo torque da impedância de sequência zero, conforme apresentado na figura 31.

FIGURA 31 – PLANO DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO



FONTE: Adaptado de FISCHER; HOU (2006).

Considerando a importância da medição da corrente residual para a detecção de FAI, uma das características destacadas para se ter uma medição confiável é a precisão do sensor a ser aplicado. O transformador de corrente toroidal é o mais recomendado (HOU; FISCHER, 2006).

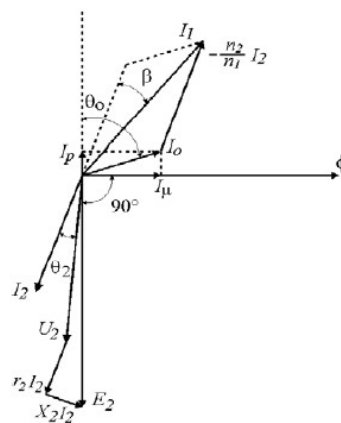
O estudo apresentado por (LUCIANO et al., 2006) compara dois tipos de TC toroidais, o de liga de ferrosilício grão orientado com o de liga nano cristalina. A classe de exatidão depende da qualidade do circuito elétrico (baixa indutância de dispersão) e da qualidade do material magnético (alta permeabilidade e baixas perdas) que constitui o núcleo do TC. O que determina a classe de exatidão do TC é o erro de relação e o erro de fase. O erro de relação é o definido pela Equação (17):

$$\varepsilon_c = \frac{K_c I_2 - |\vec{I}_1|}{|\vec{I}_1|} 100\% \quad (17)$$

Onde  $K_c I_2$  é o valor medido da corrente primária e  $|\vec{I}_1|$  é o módulo do valor exato da corrente primária.

O erro de fase pode ser definido por  $\beta$  que é ângulo de defasagem existente entre a corrente primária  $I_1$  e o inverso da corrente secundária  $I_2$  conforme figura 32 (LUCIANO et al., 2006).

FIGURA 32 – PLANO DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO



FONTE: LUCIANO (2006).

Através de uma análise matemática, a relação que  $\varepsilon_c$  e  $\beta$  possuem com a corrente de excitação  $I_0$  é de acordo com as equações 18 e 19 (LUCIANO et al, 2006):



$$\varepsilon_c = \frac{|I_0|}{|I_1|} \cdot \text{sen}(\alpha + \delta) \quad (18)$$

$$\beta = \frac{|I_0|}{|I_1|} \cdot \text{cos}(\alpha + \delta) \quad (19)$$

Onde  $\alpha$  é o ângulo entre a corrente de excitação  $I_0$  e o fluxo de magnetização, e  $\delta$  é o ângulo entre o inverso de  $I_2$  e o inverso de  $E_2$ .

É possível verificar que, tanto o erro de relação quanto o erro de fase do TC aumentam quando a corrente de excitação aumenta ou quando a corrente primária diminui. Portanto, o material magnético do núcleo do TC deve exigir uma pequena corrente de excitação para ser magnetizado e o TC deve ser projetado para operar com um valor de corrente nominal o mais próximo possível do valor da corrente da instalação de forma que a corrente primária não influencie no erro de relação (LUCIANO et al., 2006).

Após este estudo, a conclusão foi que o TC de liga nano cristalina possui maior classe de exatidão devido ao menor erro de fase. O melhor desempenho do TC com núcleo toroidal de liga nano cristalina, em termos de ângulo de fase, deve-se a permeabilidade magnética da liga nano cristalina Fe73,5Cu1Nb3Si13,5B9 ser superior à permeabilidade magnética da liga de FeSi, o que resulta em menores valores das componentes das correntes de magnetização e de perdas no núcleo (LUCIANO et al., 2006).

TC toroidais são indicados para a instalação em subestações (LUCIANO et al., 2006) e, com o avanço tecnológico, surgiram sensores sensíveis que, distribuídos pelos nós dos alimentadores, são capazes de monitorar correntes e tensões residuais com alta precisão (OLIVEIRA JUNIOR, 2006 e CHOLLOT et al., 2017).

Algumas pesquisas utilizam as tensões como técnica de diagnóstico de FAI. A experiência relatada por (THOMAS et al. 2016) é baseada em medições de tensão ao longo do alimentador e utiliza os componentes de sequência das tensões. Três modelos de falhas de alta impedância foram consideradas e a queda do condutor para o lado da fonte e para o lado da carga foram estudados neste trabalho. A influência do sistema de aterramento e do transformador do lado da fonte também é considerado neste estudo.

A metodologia usada neste artigo é baseada no desequilíbrio de tensão (THOMAS et al., 2016 e RAVAGLIO et al., 2012). Considera a queda da tensão de sequência positiva, dada pela Equação (20).

$$\Delta V_d = |V_d - V_{d0}| \quad (20)$$

Onde,  $V_d$  é a tensão de sequência positiva após a FAI e  $V_{d0}$  é a tensão de sequência positiva antes da FAI. Mas a técnica considera a tensão diferencial relativa, dada pela Equação (21) a seguir.

$$\Delta V_d = \frac{|V_d - V_{d0}|}{V_{d0}} \quad (21)$$

No entanto, para que esta detecção de FAI seja mais eficiente, este método se apoia no percentual das tensões de sequência negativa e zero sobre a tensão de sequência positiva, conforme a equações (22) e (23), respectivamente.

$$V_{2\%} = \frac{V_2}{V_d} \cdot 100 \quad (22)$$

$$V_{0\%} = \frac{V_0}{V_d} \cdot 100 \quad (23)$$

Em um sistema de distribuição a carga desequilibrada pode causar desequilíbrio de tensão permanente, mesmo sem faltas no alimentador. Mas, o percentual das tensões de sequência zero ou negativa em relação à sequência positiva não excede 5%, mesmo em condições extremas de desequilíbrio (SENGER et al. 2000). Assim, este método pode distinguir a condição de desequilíbrio de uma ocorrência de FAI (THOMAS et al., 2016). Como modo de extração das grandezas na frequência fundamental, o método considera o monitoramento feito pelos próprios religadores/relés distribuídos pela extensão do circuito e que trabalham na reconfiguração automática do alimentador em caso de contingências ou faltas. Para classificação de FAI, os estados de saída do relé de cada religador do sistema de reconfiguração automática pode ser '0' para condição normal das tensões e '1' para a condição de FAI, adotando-se um limiar que separa a FAI da condição não-FAI. Tanto os estados de saídas dos relés podem ser informados como os comandos de abertura e isolamento da FAI podem ser feitos pelo sistema SCADA existente, sem investimentos em outro tipo de sistema de comunicação.

### 3.5 Considerações Finais sobre a Revisão Literária

Após a compreensão das três etapas, medição de corrente e/ou tensão, extração desses recursos e finalmente a classificação pela definição do limite que separa FAI de não-FAI, é possível identificar algumas dessas técnicas que foram utilizadas especificamente para este diagnóstico de FAI em sistema aterrado através de TAT em zig zag. A extração de recursos através da análise no domínio do tempo-frequência, por ferramentas como Transformada Discreta Wavelets, é bastante utilizada pela sua alta eficiência, mas aumenta a complexidade do classificador e a necessidade de maior capacidade computacional e infraestruturas de comunicação adequadas para o diagnóstico FAI. Por outro lado, a extração usando o domínio do tempo das grandezas na frequência fundamental não são tão precisas, mas são de mais simples e fácil implementação com relativa segurança e confiabilidade.

Portanto, as principais técnicas destacadas neste capítulo foram consideradas nas análises e definições da proposta de diagnóstico de FAI em sistema neutro aterrado através de transformador de aterramento em zig-zag, conforme descrito a seguir.

Para medição da corrente residual, a aplicação de TC toroidal com núcleo constituído de liga nano cristalina garante melhor exatidão, de acordo com os estudos comparativos com TC toroidal de núcleo de ferro silício (LUCIANO et al., 2006).

Visando melhorar o recurso para a detecção da FAI em sistema uni-aterrado por baixa impedância, utilizar a função de direcionalidade sensível para FAI fase-terra (função ANSI 67SEF) permite detectar a mudança do ângulo da impedância de sequência zero da falta ao medir o deslocamento do ângulo entre a corrente e tensão residuais (FISCHER ; HOU, 2006).

No evento de abertura de fase seguido de FAI no sistema uni-aterrado surgem quedas de tensão de sequência positiva e variações dos percentuais das tensões de sequência zero e negativa em relação à positiva. A adoção de um limiar dos percentuais de  $V_2/V_1$  para produzir estados de '0' e '1' dos relés instalados ao longo do alimentador foi avaliado, resultando em promissor método de detecção de FAI (THOMAS et al., 2016).

## 4 MATERIAIS E MÉTODO

Neste capítulo, no subitem 4.1, foram abordados os materiais e procedimentos utilizados para testes, ensaios, modelagem e simulações digitais. No item 4.2 foi tratado do método utilizado para a detecção e classificação de FAI. O item 4.3 mostrou a aplicação do método nos ensaios de campo.

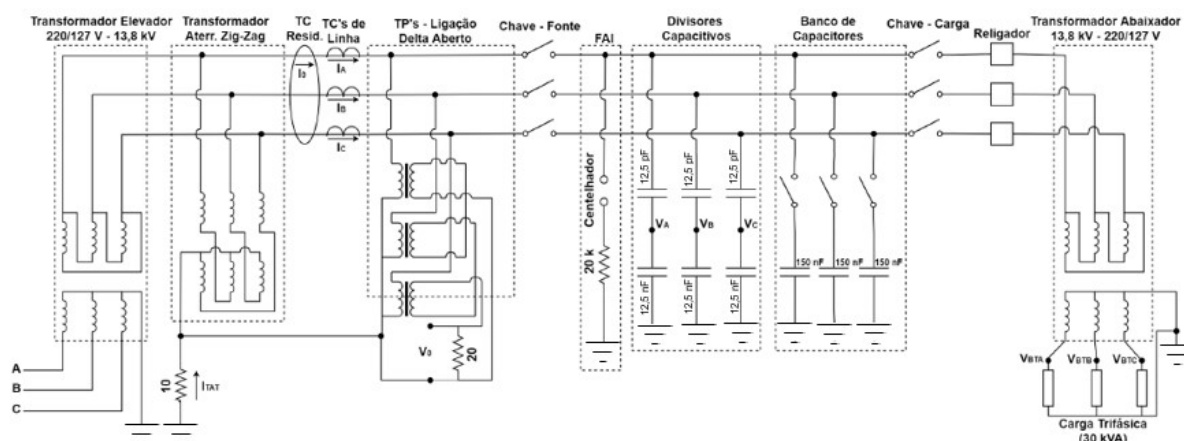
### 4.1 Materiais

Neste subitem foram relacionados os materiais, equipamentos, softwares e procedimentos utilizados para posterior elaboração do método a ser aplicado para detecção e classificação de FAI em sistemas de distribuição.

#### 4.1.1 Testes e Ensaios de Laboratório

Os procedimentos de ensaios em laboratório foram realizados em um modelo de rede de distribuição de dimensões reduzidas, a qual utilizou materiais e equipamentos, fornecidos pela distribuidora, com as mesmas características daqueles encontrados no sistema 13,8 kV delta, conforme apresentado na figura 33.

FIGURA 33 – ESQUEMA TRIFILAR DA REDE DO LABORATÓRIO



FONTE: Adaptado de COPEL; LACTEC (2019).

Os seguintes equipamentos foram instalados numa fonte de baixa tensão 220/127 V do laboratório e elevada por transformador de 45 kVA para 13,8 kV delta. Além desse transformador, os seguintes equipamentos foram instalados:

- Transformador de Aterramento 13,8 kV ligação zig zag, corrente 1000 A/10s, com resistor de 10 ohms;
- Transformador abaixador 13,8 kV - 220/127 V, 45 kVA;
- Religador Automático (RA) + Relé Form 6;
- Carga trifásica 30 kVA;
- Resistor 80 k $\Omega$  – 15 kV;
- Resistor 40 k $\Omega$  – 15 kV.
- Três Transformador Potencial 1000 VA RTP 13800/115 V;
- Um Transformador de Corrente toroidal;
- Três transformadores de corrente RTC 1000/5 A
- Divisores de tensão capacitivos de 12,5 pF / 12,5 nF (medição tensão);
- Banco de capacitores 150 nF (acoplamento capacitivo);
- Duas estruturas postes/cruzetas/chaves, uma para lado fonte e outra lado carga dos resistores de simulação de FAI;
- Um oscilógrafo digital com dezesseis canais independentes e banda de medição de até 100 MHz;
- Sensores de alta precisão autoalimentados.

Na figura 33, o resistor de 10  $\Omega$  instalado na descida do TAT tem a finalidade de servir de referência de resistência de aterramento, valor este de acordo com a prescrição das normas da distribuidora para resistência máxima da malha de aterramento das subestações. O resistor de 20  $\Omega$  indicado no fechamento do delta aberto dos TP, serviu como referencial para a medição da amostra da tensão de sequência zero a ser observada nos ensaios. O resistor especificado como 20 k $\Omega$  é uma representação do equivalente paralelo de dois resistores fisicamente instalados no laboratório, um de 80 k $\Omega$  e outro de 40 k $\Omega$ . Os divisores capacitivos de 12,5 pF e 12,5 nF serviram para prover medições de tensões, surgidas junto à FAI no lado carga, após a abertura da chave-fonte. Já o banco de capacitores de 150 nF teve como principal objetivo a reprodução da característica típica de acoplamento capacitivo, equivalente a um alimentador de 20 km de extensão, do sistema elétrico de potência 13,8 kV ligado em delta. A carga trifásica no secundário do transformador abaixador foi considerada no circuito de ensaios com carregamento equilibrado.

Nesta etapa foram geradas oscilografias e os resultados avaliados e comparados. Os testes consideraram simulações de rompimento de condutor com queda e FAI para o lado carga e as seguintes grandezas foram monitoradas simultaneamente durante os ensaios de FAI em laboratório, sendo considerado uma relação de transformação (FS) entre o primário e secundário de cada sensor:

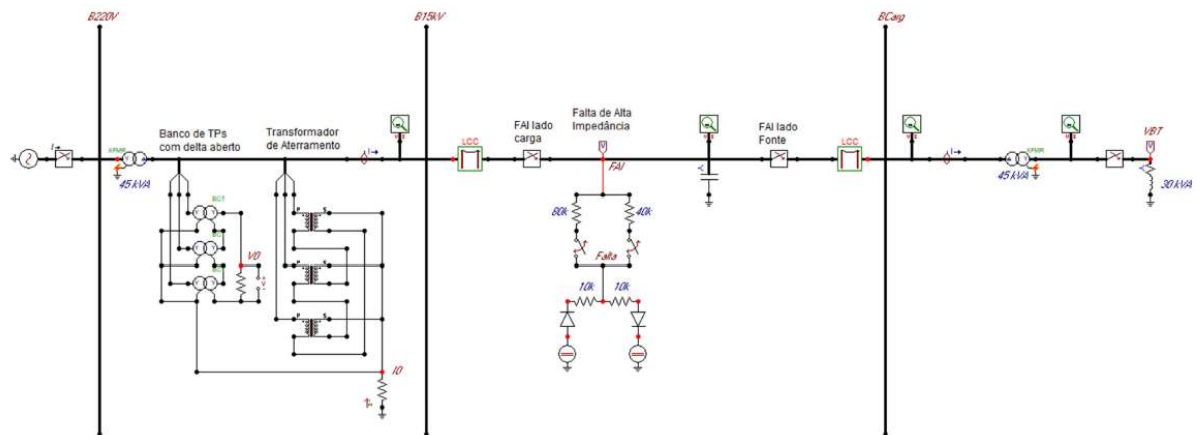
- Tensões fase-terra do circuito de média tensão, com os TP ligados em estrela aterrada no lado primário, e em delta fechado por um resistor de 10 W, no seu lado secundário (FS=120);
- Correntes de linha do circuito de média tensão no lado fonte (FS=200);
- Corrente residual em TC toroidal instalado no lado fonte, abraçando simultaneamente os três condutores da rede de média tensão (FS=1);
- Corrente no neutro do transformador de aterramento (FS=1);
- Corrente desenvolvida junto à falta de alta impedância (FS=1);
- Tensões fase-terra medidas próximas à FAI, através de divisores de tensão capacitivos (FS=1000);
- Tensões fase-terra no secundário do transformador instalado no lado carga (FS=1).

O procedimento de ensaios no laboratório produziu, num intervalo de 30 segundos, a medição das grandezas em regime contínuo, na abertura da “chave-fonte” (vide figura 33) e no estabelecimento da FAI do lado carga através dos resistores de 40 k $\Omega$  e 80 k $\Omega$ .

#### 4.1.2 Modelagem e Simulação Digital da Rede do Laboratório

Para a validação dos ensaios de FAI do circuito montado em laboratório, conforme figura 33, foi modelado no software ATP Draw, como apresentado na figura 34, para a simulação digital.

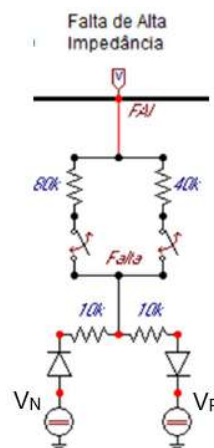
FIGURA 34 – ESQUEMA DE SIMULAÇÃO EM ATP DA REDE DO LABORATÓRIO



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A modelagem da FAI no ATP Draw do circuito montado no laboratório foi feito através de um algoritmo “Model” (linguagem programada no ATP Draw) o qual, por direitos reservados ao Lactec, é apenas desenhado de forma representativa pela figura 35 (COPEL E LACTEC; 2018), contemplando os resistores  $80\text{ k}\Omega$  e  $40\text{ k}\Omega$  e dois diodos em antiparalelo, cada diodo em série com uma fonte de tensão contínua. A corrente de falta circula por meio de  $V_P$  durante o semiciclo positivo e durante o semiciclo negativo, por meio de  $V_N$ . A ocorrência do aparecimento de conteúdos harmônicos é controlada pela diferença entre as fontes (SANTOS et al., 2013).

FIGURA 35 – ESQUEMA DE MODELAGEM FAI EM PLATAFORMA ATP DRAW



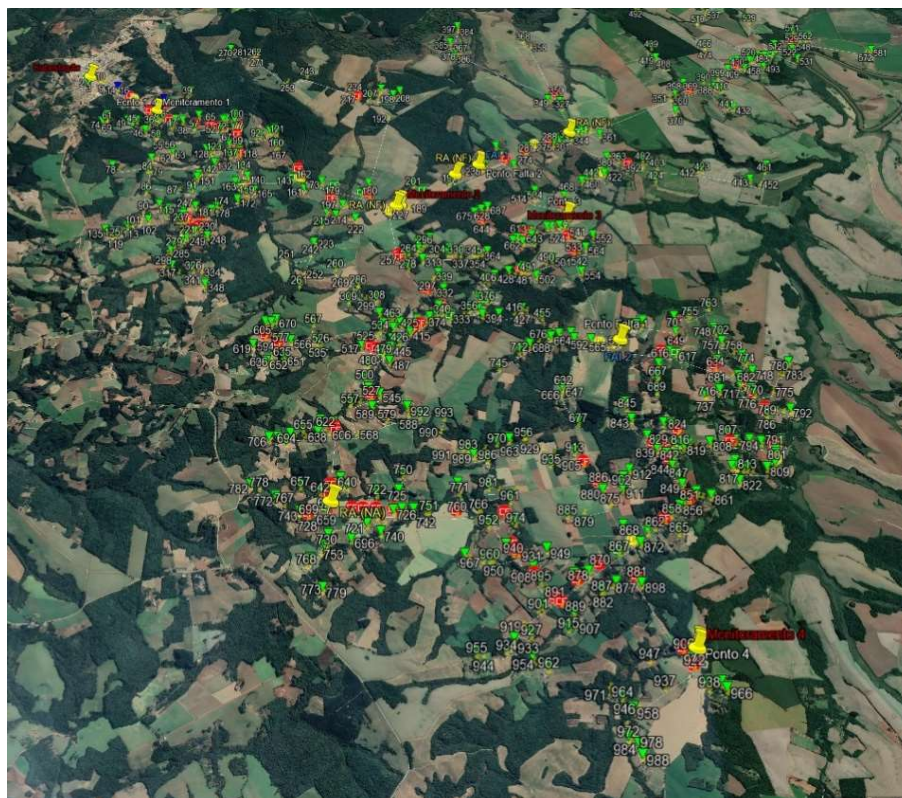
FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

O procedimento adotado nas simulações digitais utilizou tempo total de monitoramento de 500 ms, com a abertura da chave “FAI lado carga” no instante 50 ms, FAI com resistência de 80 kW entre os instantes 150 e 250 ms, e FAI de 40 kW entre os instantes 350 e 450 ms.

#### 4.1.3 Modelagem e Simulação Digital de Alimentador Real

Uma ferramenta computacional desenvolvida pela equipe do laboratório permitiu converter arquivo do tipo “kml”, adquirido junto à Distribuidora, para visualização no Google Earth, em modelo completo do ATP Draw. O modelo em “kml” trouxe informações georreferenciadas de todos os nós, trechos, chaves seccionadoras, religadores automáticos, transformadores de distribuição e cargas alimentadas nos postos de transformação, permitindo avaliar as consequências da aplicação de FAI em plataforma ATP Draw. A figura 36 mostra os nós modificados no arquivo “kml”, em todas os trechos identificados do alimentador, totalizando 993 nós, adaptando-o ao padrão de entrada do ATP.

FIGURA 36 – NÓS CONVERTIDOS PARA APLICAÇÃO NA PLATAFORMA ATP DRAW

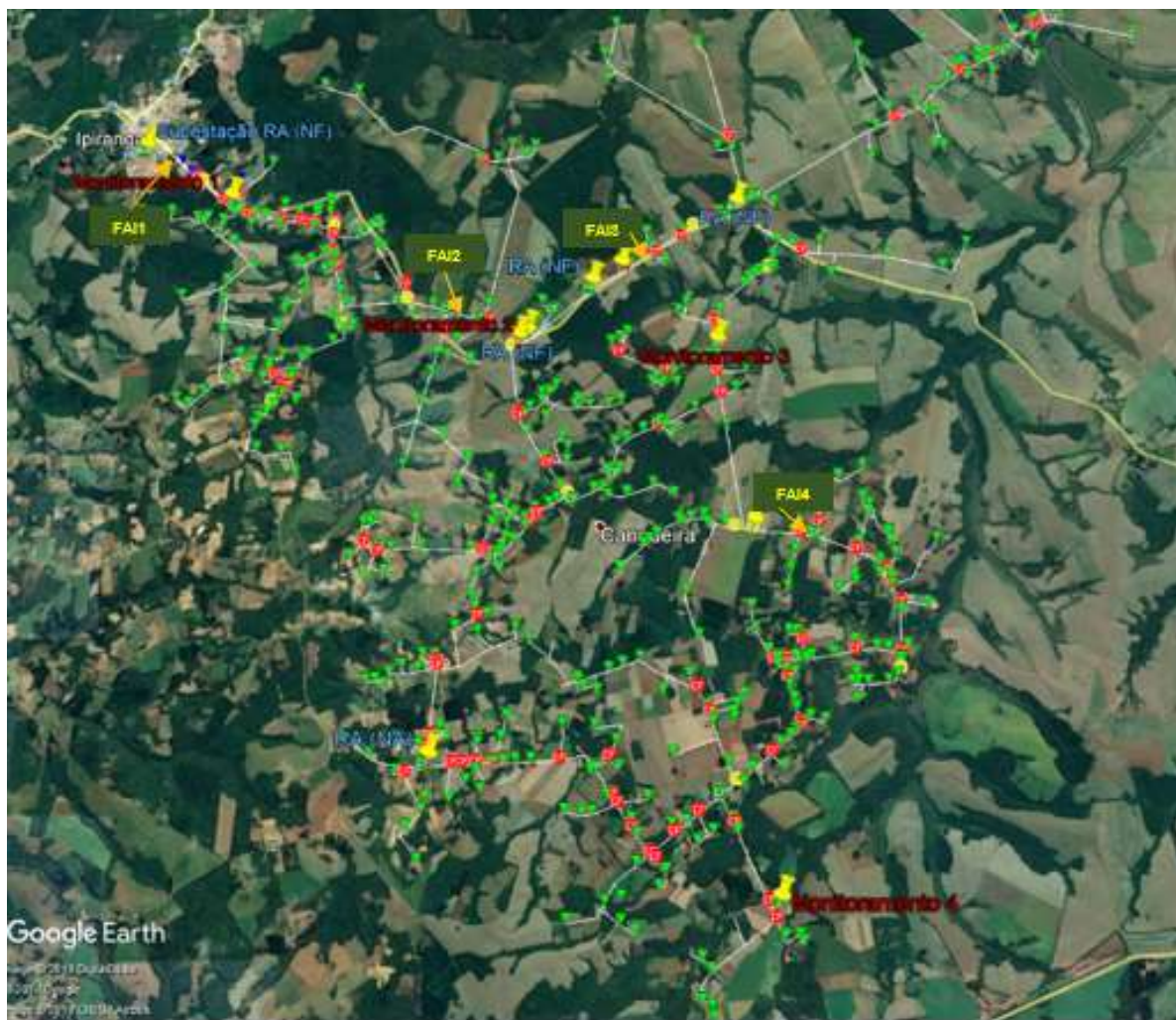


FONTE: COPEL; LACTEC (2019).



A figura 37 mostra os locais escolhidos para o monitoramento de tensões e correntes, assim como os locais onde foram realizados os ensaios de FAI nas simulações do alimentador em estudo.

FIGURA 37 – LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR



FONTE: (COPEL; LACTEC, 2019).

Os seguintes locais foram escolhidos para instalação de sistemas de monitoramento no alimentador para a realização de ensaios de FAI:

- SM0 – Subestação, com medições simultâneas das tensões na barra de 13,8 kV, correntes na saída do alimentador, corrente no neutro do reator de aterramento, tensão da malha de terra da SE e a corrente residual ( $I_R$ ) na saída do alimentador.

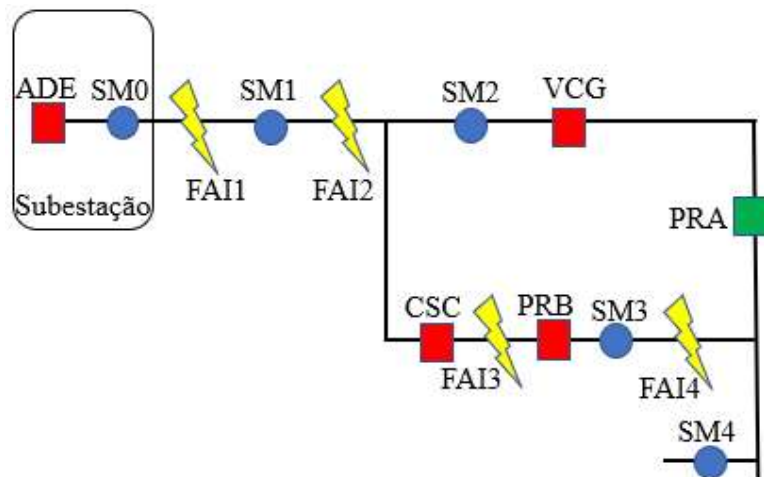
- SM1 – localizado à aproximadamente 1,8 km da SE, alimentado por um transformador de distribuição trifásico de 45 kVA.
- SM2 – localizado à aproximadamente 7,7 km da SE, alimentado por um transformador de distribuição trifásico de 30 kVA.
- SM3 – localizado na região rural, à aproximadamente 14 km da SE, alimentado por um transformador de distribuição bifásico (fases A e B) de 10 kVA.
- SM4 – localizado na região rural, à quase 26 km da SE, alimentado por um transformador de distribuição trifásico de 45 kVA.
- FAI1 – localizado à aproximadamente 1 km da SE, entre os sistemas SM0 e SM1, local escolhido apenas para simulação digital de FAI, através de resistores de 80 k $\Omega$  e de 40 k $\Omega$ .
- FAI2 – localizado à aproximadamente 4 km da SE, entre os sistemas SM1 e SM2, local escolhido apenas para simulação digital de FAI, através de resistores de 80 k $\Omega$  e de 40 k $\Omega$ .
- FAI3 – localizado à aproximadamente 9,3 km da SE, entre os sistemas SM2 e SM3, onde será feita simulação digital da FAI através de resistores de 80 k $\Omega$  e de 40 k $\Omega$  e testes de campo em superfície com grama, concreto e asfalto.
- FAI4 – localizado na região rural, à aproximadamente 12,5 km da SE, entre os sistemas SM3 e SM4, onde será feita simulação digital da FAI através de resistores de 80 k $\Omega$  e de 40 k $\Omega$  e testes de campo em superfície com terra argilosa.

Os quatro sistemas de monitoramento instalados ao longo do alimentador monitoraram simultaneamente as tensões nas redes de MT e de BT, além da corrente na rede de MT.

A figura 38 mostra os pontos de monitoramento SM0 a SM4 e os pontos de aplicações de faltas FAI1, FAI2, FAI3 e FAI4. Os quadrados em vermelho são religadores normalmente fechados e em verde normalmente abertos, os quais compõem o sistema de reconfiguração automática da rede. O círculo laranja

denominado RT102 é um Regulador de Tensão do alimentador o qual não foi considerado por não interferir nos testes, os azuis são pontos de monitoramento do SM0 ao SM4 e os triângulos amarelos os pontos de simulação de faltas FAI.

FIGURA 38 – ESQUEMA LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR



FONTE: Adaptado de COPEL; LACTEC (2019).

Para a modelagem do alimentador adotou-se o emprego de cabo de alumínio com alma de aço 4 AWG para toda a extensão do alimentador. Para trechos de até 10 m utilizou-se o modelo PI, entre 10 m e 300 m, o modelo de Bergeron, e para comprimentos superiores a 300 m empregou-se o modelo de J. Marti, os dois últimos com parâmetros distribuídos. Para os transformadores de distribuição, todos com tensão nominal no primário de 13,2 kV, empregou-se o modelo BCTRAN. Considerou-se 1.451 trechos primários, trifásicos e monofásicos, totalizando comprimento de pouco mais de 152 km. O alimentador possui 448 transformadores de distribuição instalados, a maior parte monofásicos, com potência instalada equivalente a 7.144 kVA, 764 unidades consumidoras de baixa tensão e demanda máxima de aproximadamente 1.673 kVA. A maior parte do alimentador atende a consumidores rurais de baixa tensão. A carga aplicada ao secundário dos transformadores de distribuição correspondeu a 20% da demanda máxima indicada pela Distribuidora, com fator de potência 0,95. Na subestação simulou-se o transformador abaixador de 7 MVA, 34,5 - 13,8 kV, com ligação Ynd1, reator de aterramento na barra de 13,8 kV e resistência da malha de terra de 4. A tensão na saída do alimentador foi ajustada em média para 13,8 kV” (Copel; Lactec, 2018).

## 4.2 Método

Para a detecção e classificação de FAI foi considerado o PCT, técnica apresentada no capítulo 3 que consiste em três etapas, medição, extração das características das grandezas e definição dos limites para separar a FAI de uma situação sem defeitos no alimentador.

O método foi descrito em três subitens, sendo que o 4.2.1 discorreu sobre a confiabilidade e segurança do método, o 4.2.2 prescreveu a detecção de FAI, que aborda as duas primeiras etapas do PCT e o 4.2.3 sobre a classificação de FAI, que discorre sobre a etapa três do PCT, extração das características das grandezas e definição dos limiares. O item 4.2.4 foram feitas as considerações finais sobre o método proposto.

### 4.2.1 Confiabilidade e Segurança do Método

A fim de definir melhor esses termos a complexidade do fenômeno FAI e da técnica de detecção, requer critérios bem definidos de avaliação, sob o risco de atuações indevidas ou falhas de atuação (GHADERI et al., 2015). A classificação da FAI através do reconhecimento de padrões necessita de avaliação criteriosa. Diante disso, propõe submeter o algoritmo de classificação à uma avaliação pela “matriz de confusão”.

Para duplo critério de classificação, a matriz confusão é definida 2x2 conforme a Equação (24):

$$\begin{bmatrix} FD & ND \\ AI & NF \end{bmatrix} \quad (24)$$

Onde,

FD = FAI Detectadas

ND = FAI Não Detectadas

AI = Atuações Indevidas

NF = Não-FAI (Sem FAI)

Dessa forma, confiabilidade e segurança, de acordo com o critério proposto pela técnica da matriz de confusão, possuem as seguintes definições para este trabalho:

**Confiabilidade:** fração do número de FAI detectada pelo número real de FAI ocorridas, conforme Equação (24):

$$C = \frac{FD}{FD+ND} \% \quad (25)$$

**Segurança:** É a fração do número de Não-FAI previstas em relação ao real número de Não-FAI ocorridas, conforme Equação (26):

$$S = \frac{NF}{AI+NF} \% \quad (26)$$

Assim, quanto maior for o valor percentual de C, maior confiabilidade o sistema de classificação oferece ao algoritmo. E quanto maior for o valor percentual de S, maior segurança o sistema de classificação de FAI terá.

Ou seja, quanto maior for o número de FAI detectadas em relação a todas que ocorrem, mais confiável é o método. E quanto maior o número de indicação de Não-FAI em relação aos eventos de Não-FAI que realmente ocorrem, mais seguro será o método.

Considerando as tabelas 3, 4 e 5, são observados os valores que representaram eventos FD, AI, ND ou NF.

Da tabela 3, o total de eventos na transição de Regime para FF foi de 20 medidas de corrente  $I_0$ .

A FAI3 é aplicada entre o SM2 e SM3 e o esperado é que  $I_0$  aumente para montante da FAI. A FAI4 é aplicada entre o SM3 e SM4.

De 20 medições, somente 8 devem apresentar aumento de  $I_0$ . Entretanto, somente 5 resultaram em aumento e 3 não aumentaram.

Na transição da FF para FAI, das 20 medições, 10 devem acusar o aumento da FAI a montante. Entretanto, somente 8 resultaram em aumento e 2 não aumentaram.

$$C = \frac{8}{8+2} = 80\%$$

Portanto, a confiabilidade é de 80% para a detecção por  $I_0$ .

Da tabela 4, o total de eventos na transição de Regime para FF foi de 20 medidas de Tensão  $V_0$  e 20 medidas de  $V_2/V_1$ .

Na transição Regime/FF, foram 14 aumentos de  $V_0$  de 14 medições realizadas para montante.

Na transição Regime/FF, foram 10 aumentos de  $V_2/V_1$  de 10 medições realizadas para jusante.

Na transição FF/FAI, foram 11 aumentos de  $V_0$  de 14 medições realizadas para montante.

Na transição FF/FAI, foram 6 decréscimos de  $V_2/V_1$  de 6 medições realizadas para jusante.

$$C = \frac{11}{11 + 3} = 78,6\%$$

Portanto, a confiabilidade é de 78,6 % para a detecção por  $V_0$ .

$$C = \frac{6}{6 + 0} = 100\%$$

Portanto, a confiabilidade é de 100% para a detecção por  $V_2/V_1$ .

Na avaliação da tabela 5, somente  $V_2/V_1$  pode ser levado em conta, já que as demais grandezas não são medidas com fidelidade devido à interferência de transformação de média para a baixa tensão.

Mas para  $V_2/V_1$ , é possível observar que o índice de acerto máximo se repete, sendo também confiável considerar  $V_2/V_1$  na detecção e classificação de FAI.

TABELA 3 - CORRENTES NA MÉDIA TENSÃO MEDIDAS NAS SIMULAÇÕES DIGITAIS

Tipo de FAI	Local da FAI	Fase com FAI	Local de Medição	Pré-condição de FAI (com ou sem Abertura de Chave)										Condição de FAI									
				I <sub>a</sub> (A)	I <sub>b</sub> (A)	I <sub>c</sub> (A)	I <sub>0</sub> (A)	I <sub>2</sub> /I <sub>1</sub>	I <sub>0</sub> /I <sub>1</sub>	I <sub>0</sub> (%)	I <sub>2</sub> /I <sub>1</sub> (%)	I <sub>0</sub> /I <sub>1</sub> (%)	I <sub>a</sub> (A)	I <sub>b</sub> (A)	I <sub>c</sub> (A)	I <sub>0</sub> (A)	I <sub>2</sub> /I <sub>1</sub>	I <sub>0</sub> /I <sub>1</sub>	I <sub>0</sub> (%)	I <sub>2</sub> /I <sub>1</sub> (%)	I <sub>0</sub> /I <sub>1</sub> (%)		
Condições Iniciais (Regime)			SM0	110,4	65,9	82,6	0,69	0,357	0,003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM1	108,6	64,1	81,0	0,23	0,366	0,003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM2	22,6	6,9	19,5	0,05	0,639	0,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM3	36,6	32,1	19,0	0,09	0,366	0,003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM4	0,71	0,85	0,71	0,0002	0,125	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Carga	FAI 3	A	SM0	71,3	24,0	73,4	0,66	0,546	0,013	-3	53	362	71,2	26,1	72,9	1,37	0,532	0,026	107	-3	101		
			SM1	69,6	22,2	71,7	0,66	0,567	0,013	191	55	370	69,5	24,3	71,2	1,37	0,551	0,027	107	-3	102		
			SM2	26,4	7,5	22,5	0,14	0,669	0,008	164	5	129	26,4	7,5	22,5	0,14	0,669	0,009	2	0	3		
			SM3	0,8	9,7	9,9	0,48	1,034	0,090	465	182	2857	1,8	10,6	8,8	0,36	0,832	0,060	-26	-20	-34		
			SM4	0,1	0,6	0,6	0,0008	1,002	0,003	423	703	1112	0,1	0,6	0,6	0,0006	0,882	0,002	-23	-12	-27		
		B	SM0	91,0	17,2	86,0	0,90	0,740	0,016	32	107	466	90,3	17,0	85,6	1,03	0,727	0,018	14	-2	14		
			SM1	89,3	15,4	84,6	0,90	0,765	0,016	297	109	475	88,6	15,2	84,2	1,03	0,752	0,019	14	-2	14		
			SM2	25,0	7,9	20,8	0,06	0,647	0,004	18	1	8	24,9	7,8	20,8	0,06	0,648	0,004	-7	0	-7		
			SM3	18,8	0,6	20,2	0,50	1,005	0,046	484	174	1410	18,4	2,6	19,6	0,33	0,807	0,028	-35	-20	-39		
			SM4	0,5	0,2	0,6	0,0008	1,064	0,003	426	753	1141	0,5	0,2	0,6	0,0005	0,719	0,001	-39	-32	-46		
	FAI 4	A	SM0	88,9	48,6	73,6	0,39	0,353	0,006	-44	-1	100	88,7	50,0	73,6	1,12	0,348	0,016	190	-1	193		
			SM1	87,1	46,7	72,0	0,38	0,363	0,006	69	-1	101	86,9	48,2	72,0	1,12	0,358	0,017	191	-1	194		
			SM2	24,6	7,2	21,2	0,11	0,654	0,007	105	2	89	24,5	7,1	21,2	0,12	0,654	0,007	9	0	9		
			SM3	9,4	15,1	9,5	0,41	0,456	0,039	375	24	1162	9,3	16,8	8,9	1,00	0,463	0,091	147	2	136		
			SM4	0,0	0,6	0,6	0,0008	1,070	0,002	415	758	1073	0,1	0,6	0,6	0,0006	0,863	0,002	-25	-19	-34		
		B	SM0	103,3	46,2	81,8	0,54	0,500	0,008	-21	40	174	103,1	46,0	81,9	0,52	0,496	0,007	-4	-1	-4		
			SM1	101,6	44,5	80,3	0,54	0,513	0,008	138	40	176	101,4	44,3	80,4	0,52	0,510	0,008	-3	-1	-3		
			SM2	23,4	7,4	19,8	0,07	0,636	0,005	41	-1	36	23,4	7,3	19,9	0,07	0,636	0,005	-6	0	-6		
			SM3	23,2	9,9	17,7	0,39	0,604	0,026	350	65	740	23,2	9,8	17,6	0,48	0,588	0,032	24	-3	24		
			SM4	0,5	0,1	0,5	0,0007	1,072	0,003	369	759	1158	0,4	0,1	0,5	0,0005	0,713	0,001	-33	-34	-43		

FONTE: COPEL; LACTEC (2020)

TABELA 4 - TENSÕES NA MÉDIA TENSÃO MEDIDAS NAS SIMULAÇÕES DIGITAIS

Tipo de FAI	Local da FAI	Fase com FAI	Local de Medição	Pré-condição de FAI (com ou sem Abertura de Chave)										Condição de FAI									
				V <sub>a</sub> (kV)	V <sub>b</sub> (kV)	V <sub>c</sub> (kV)	V <sub>0</sub> (V)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> (%)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>a</sub> (kV)	V <sub>b</sub> (kV)	V <sub>c</sub> (kV)	V <sub>0</sub> (V)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> (%)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub> (%)		
Condições Iniciais (Regime)			SM0	7,93	7,98	7,97	0,91	0,006	0,003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM1	7,77	7,94	7,78	0,03	0,016	0,003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM2	7,33	7,86	7,31	0,04	0,051	0,005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM3	7,02	7,78	7,17	0,05	0,069	0,007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM4	6,85	7,69	6,99	0,06	0,079	0,008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Carga	FAI 3	A	SM0	7,97	8,02	7,99	2,65	0,007	0,008	190	8	175	7,99	8,00	7,99	5,48	0,006	0,008	107	-2	5		
			SM1	7,93	7,98	7,83	0,08	0,015	0,010	190	-3	189	7,97	7,94	7,82	0,09	0,015	0,011	11	-2	10		
			SM2	7,88	7,84	7,50	0,12	0,040	0,016	204	-22	198	7,97	7,76	7,45	0,15	0,038	0,020	29	-3	26		
			SM3	4,74	7,72	7,51	4,16	1,070	1,129	8547	1461	17051	2,31	7,63	7,46	3,31	0,758	0,774	-20	-29	-31		
			SM4	4,72	7,58	7,51	4,16	1,069	1,145	6911	1250	13695	2,33	7,50	7,45	3,31	0,756	0,784	-20	-29	-32		
		B	SM0	7,96	8,03	7,97	3,61	0,008	0,005	295	32	73	7,94	8,05	7,97	4,11	0,008	0,005	14	-3	0		
			SM1	7,92	8,03	7,74	0,05	0,021	0,006	85	35	82	7,88	8,06	7,75	0,05	0,021	0,007	7	-2	8		
			SM2	7,87	8,05	7,17	0,09	0,065	0,011	126	29	119	7,73	8,11	7,23	0,11	0,064	0,015	26	-2	27		
			SM3	7,86	6,11	6,97	4,44	1,026	1,158	9135	1398	17493	7,70	2,46	7,04	3,31	0,758	0,774	-25	-26	-33		
			SM4	7,87	6,11	6,71	4,44	1,016	1,177	7382	1182	14074	7,69	2,48	6,80	3,31	0,756	0,784	-25	-26	-33		
	FAI 4	A	SM0	7,95	7,99	7,98	1,55	0,006	0,006	69	0	125	7,96	7,98	7,98	4,48	0,007	0,008	190	13	31		
			SM1	7,85	7,95	7,82	0,06	0,014	0,008	139	-14	132	7,88	7,93	7,81	0,08	0,014	0,011	33	4	34		
			SM2	7,58	7,85	7,46	0,09	0,036	0,012	143	-28	133	7,65	7,82	7,41	0,14	0,037	0,019	53	2	55		
			SM3	7,42	7,75	7,45	0,10	0,037	0,014	118	-46	106	7,52	7,70	7,37	0,18	0,038	0,024	76	4	78		
			SM4	4,54	7,61	7,45	3,92	1,089	1,068	6500	1274	12766	2,03	7,55	7,36	2,95	0,718	0,664	-25	-34	-38		
		B	SM0	7,94	8,00	7,97	2,17	0,008	0,005	137	25	95	7,93	8,01	7,97	2,09	0,008	0,005	-4	-1	-8		
			SM1	7,83	7,99	7,77	0,05	0,019	0,007	103	20	101	7,81	8,00	7,77	0,05	0,019	0,006	-7	-1	-7		
			SM2	7,54	7,99	7,26	0,08	0,058	0,011	115	15	112	7,48	8,02	7,28	0,08	0,058	0,011	-1	-1	-1		
			SM3	7,38	7,99	7,09	0,09	0,074	0,013	97	8	92	7,29	8,04	7,12	0,10	0,074	0,013	4	-1	4		
			SM4	7,38	5,14	6,86	4,21	1,018	1,196	6995	1185	14303	7,27	1,61	6,90	2,88	0,519	0,637	-32	-49	-47		

FONTE: COPEL; LACTEC (2020)

TABELA 5 - TENSÕES NA BAIXA TENSÃO MEDIDAS NAS SIMULAÇÕES DIGITAIS

Tipo de FAI	Local da FAI	Fase com Evento	Local de Medição	Pré-condição de FAI (com ou sem Abertura de Chave)										Condição de FAI									
				V <sub>a</sub> (kV)	V <sub>b</sub> (kV)	V <sub>c</sub> (kV)	V <sub>0</sub> (V)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> (%)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>a</sub> (kV)	V <sub>b</sub> (kV)	V <sub>c</sub> (kV)	V <sub>0</sub> (V)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub>	V <sub>0</sub> (%)	V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> (%)	V <sub>0</sub> /V <sub>1</sub> (%)		
Condições Iniciais (Regime)			SM1	127,2	129,8	129,9	1,52	0,019	0,012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM2	117,6	126,7	126,3	1,53	0,052	0,012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM3	124,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			SM4	109,2	121,2	123,4	1,30	0,079	0,011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
			Carga	FAI 3	A	SM1	129,2	132,0	129,9	1,54	0,019	0,012	1	-5	0	129,1	131,9	129,9	1,54	0,018	0,012	0	-1
SM2	125,3	132,1				125,0	1,60	0,040	0,013	5	-22	2	125,2	131,9	125,0	1,60	0,039	0,013	0	-2	0		
SM3	55,7	-				-	-	-	-	-	-	-	67,6	-	-	-	-	-	-	-			
SM4	71,0	54,9				121,6	0,67	1,068	0,011	-49	1249	1	60,0	66,5	121,7	0,67	0,756	0,010	1	-29	-14		
SM1	128,0	132,3				130,0	1,54	0,024	0,012	1	23	0	128,0	132,2	130,0	1,54	0,						

#### 4.2.2 Detecção de FAI

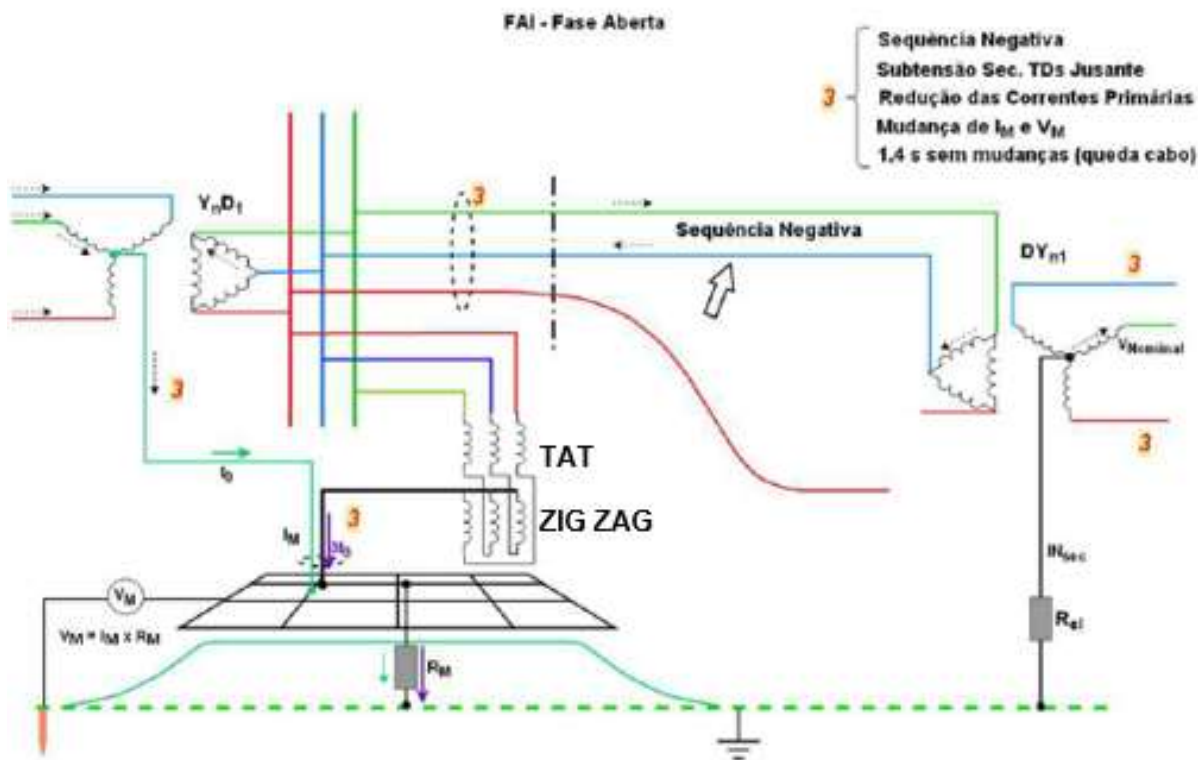
A metodologia usada neste trabalho para a detecção de FAI será baseada nas componentes simétricas de corrente e tensões, medidas a montante e a jusante do ponto onde será considerado o rompimento do cabo e queda para o lado carga. A montante da FAI serão utilizadas as componentes simétricas da corrente e da tensão de sequência zero (corrente e tensão residuais), de modo que a função ANSI 67SEF indique a direção da FAI. A jusante da FAI, será utilizada a relação entre as componentes simétricas de sequência negativa e sequência positiva ( $V_2/V_1$ ).

Para tanto, neste trabalho foi avaliado nas simulações e testes os comportamentos dessas grandezas no sistema 13,8 kV em delta. Foi visto no item 2.3.3 sistemas neutro aterrado por reatância, através do TAT ligado em zig zag, que este sistema tem a característica de neutro isolado quando opera sem falhas. Na ocorrência de uma FAI, o TAT serve de caminho para a circulação de correntes residuais. A figura 39 apresenta o esquema de um SEP 13,8 kV delta com TAT zig zag. No evento de falta de fase (FF), que representa o rompimento do condutor, observa-se o surgimento de sequência negativa, redução de correntes primárias, subtensões a jusante, na MT e na BT dos transformadores de distribuição, modificações nos valores das grandezas resultantes na malha da subestação e o aumento da tensão e corrente de sequência zero, no alimentador sob falta, à montante desta falta, medidas na subestação.

Embora essas mesmas grandezas já possuam valores iniciais maiores que zero devido ao desequilíbrio das cargas entre as fases e ao acoplamento capacitivo natural das linhas e alimentadores, observados na abordagem do capítulo 2 no subitem 2.5 e no capítulo 3 no subitem 3.4, a abertura da fase causada por rompimento do condutor provoca variações ainda maiores, o que permite distinguir as duas situações, na transição do estado de regime permanente para a condição de rompimento do condutor.



FIGURA 39 – SISTEMA DE POTÊNCIA 13,8 KV DELTA COM EVENTO DE FASE ABERTA

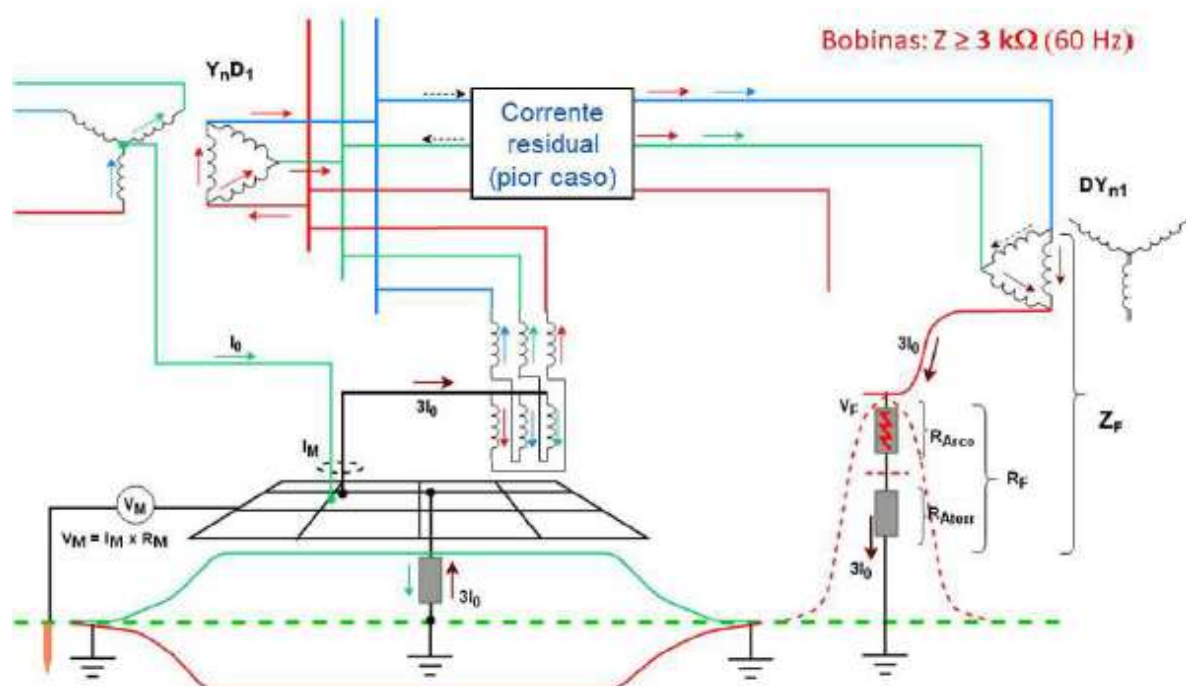


FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

Na figura 39, se a corrente  $I_M$  é a soma das correntes residuais que fluem para a malha de aterramento da subestação após o rompimento do condutor e  $V_M$  é a tensão entre a malha e este potencial de terra (potencial idealmente igual a zero) remotamente distante, dada pela expressão  $V_M = I_M \cdot R_M$ , então  $R_M$  é a resistência entre a malha e o potencial de terra. A linha verde acima da resistência representa uma elevação de potencial da malha de terra da subestação em relação ao potencial de terra remoto.

Quando ocorre a FAI como na figura 40, ou seja, o condutor rompido cai e faz contato com o solo estabelecendo a circulação de correntes de sequência zero no alimentador, na transição da condição de FF para o estabelecimento da FAI, observa-se a tendência do aumento do valor da corrente residual à montante e consequente aumento da tensão residual.

FIGURA 40 – SISTEMA DE POTÊNCIA 13,8 KV DELTA COM EVENTO DE FAI

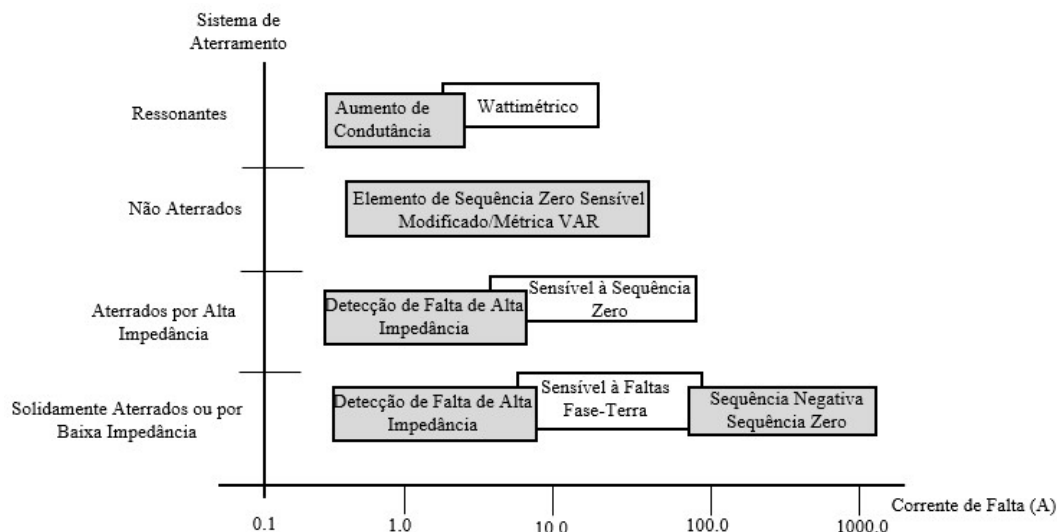


FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

Na figura 40 a linha verde abaixo da malha (acima da resistência  $R_M$ ) representa uma elevação de potencial da malha da subestação em relação ao potencial de terra remoto e a linha vermelha abaixo representa um aumento no potencial da malha devido à contribuição de corrente de sequência zero ( $3I_0$ ) resultante da falta provocada pelo cabo rompido em contato com a superfície (FAI).

Desse modo, as influências do sistema de aterramento podem determinar qual ou quais os métodos mais eficientes na detecção de FAI. A figura 41 mostra que o sistema não aterrado e o sistema aterrado por baixa impedância utilizam o método de detecção por sensibilidade às componentes de sequência zero.

FIGURA 41 – MÉTODOS DE DETECÇÃO DE FAI CONFORME SISTEMA DE ATERRAMENTO



FONTE: Adaptado de FISCHER, HOU (2006).

Para a medição da corrente de sequência zero (residual) à montante da FAI propõe-se utilizar TC Toroidal (LUCIANO et al., 2006). A figura 42 mostra montagem desse TC em laboratório para posterior instalação na subestação.

FIGURA 42 – TC TOROIDAL MONTAGEM EM ESTRUTURA E TANQUE METÁLICO



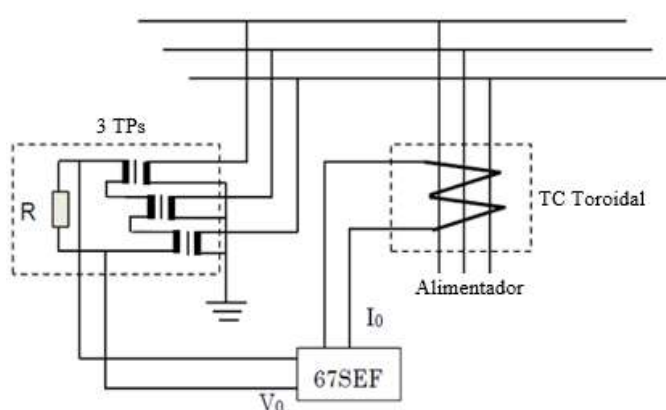
FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

As tensões a montante e a jusante se propõe medir na subestação pelo próprio relé do alimentador e ao longo do alimentador pelos sistemas de

monitoramento (SM1 a SM4), pois os relés dos religadores não estão configurados e podem exigir alterações mais detalhadas. Desses sistemas de monitoramento, assim como dos relés devidamente configurados, é possível extrair as grandezas e suas componentes de sequência simétricas. Na subestação, a tensão residual pode ser medida por conjunto de 3 TP na barra, ligados em estrela aterrado em seus terminais primários e em delta aberto com fechamento em um resistor R (KATO, 2010). Conforme foi visto na figura 40,  $V_M = I_M \cdot R_M$ . Conhecendo as medidas de  $V_M$  e  $I_M$ , a resistência  $R_M$  pode ser determinada e empregada como um transdutor de sequência zero, dispensando a instalação dos TP na barra da subestação com resistência de carga R para a obtenção de  $V_0$  nos sistemas em delta (GAMBOA et al., 2005).

A figura 43 apresenta o esquema da corrente residual medida pelo TC Toroidal e a tensão residual medida pelos TP, grandezas que podem ser utilizadas em um relé extraídas pela função sensível à FAI fase-terra (ANSI 67SEF) do relé de proteção (HOU; FISCHER, 2006) e (KATO, 2010).

FIGURA 43 – ESQUEMA DE DETECÇÃO DE FAI COM TC TOROIDAL E 67SEF



FONTE: KATO (2010)

Onde R é a resistência sobre a qual é produzida a amostra da tensão de sequência zero. A função ANSI 67SEF indica a detecção da FAI e sua direção pela relação angular entre  $I_0$  e  $V_0$ , uma vez que determina se a falta está no próprio alimentador, dando mais eficiência ao diagnóstico.

Para o sistema 13,8 kV em delta aterrado pelo TAT, conforme descrito no capítulo 3 no subitem 3.4 em sistemas aterrados por alta impedância (reatância), a expectativa é que, na ocorrência de FAI, exista um deslocamento do ângulo da

impedância, dado pela interação entre a corrente e tensão residuais ( $I_0$  e  $V_0$ ). Este ângulo resulta em valor menor que  $90^\circ$  e indica a direção da FAI através da definição de um ângulo de máximo torque no ajuste do relé (HOU; FISCHER, 2006). Se a indicação da falta ocorrer no alimentador com FAI, então a função 67SEF indicará para a direção direta. Se a FAI ocorrer no alimentador adjacente, então a função indicará a direção reversa neste relé (KATO, K., 2010). A figura 44 mostra o diagrama fasorial e as direções da corrente residual de operação em relação à tensão residual, caracterizando o ângulo de deslocamento entre essas grandezas.

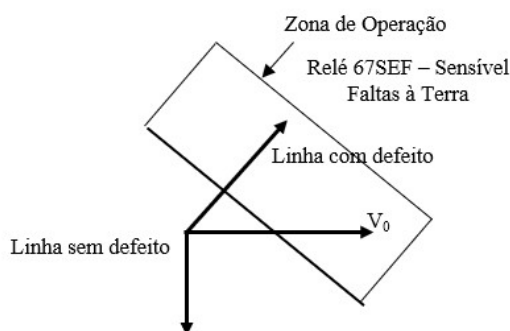


FIGURA 44 – DIAGRAMA FASORIAL DA DIREÇÃO DE OPERAÇÃO DA FUNÇÃO 67SEF DO RELÉ

FONTE: Adaptada de KATO (2010)

Após o rompimento do cabo, assim como no estabelecimento de FAI, as tensões medidas na subestação e ao longo do alimentador, na média tensão e na baixa tensão, sofrem alterações. A depender das ligações dos transformadores de distribuições, os valores se alteram mais ou menos significativamente em módulo e ângulo, se esses transformadores possuírem ligações delta (D), estrela (Y) ou estrela-aterrada ( $Y_n$ ), sendo os grupos de conexões de transformadores mais comuns o Dyn, Yyn e Yzn. (BJERKAN et al., 2007). Outro aspecto importante a considerar em relação aos grupos de conexões é o fato de que pode haver diferentes grupos de conexão presentes a jusante da falta. A conexão Dyn 13,8 kV, na abertura de uma fase, pelo D (Delta) desses transformadores de distribuição, retroalimenta a tensão nas outras fases até o ponto da falta. Esse comportamento das tensões foi avaliado de modo a ser considerado nas rotinas de detecção, a montante e a jusante, tensões de linha e componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero, nas redes de média (MT) e baixa tensão (BT). Além de considerar essas influências de conexões, é importante levar em conta a tensão medida na MT e a relação desta medição com a

tensão nominal de entrada dos transformadores de distribuição, que geralmente são fixas para se evitar a utilização de comutação automática de “tap”, assim como a influência das cargas e do desequilíbrio dessas entre as fases.

Considerando as alterações dos valores de tensões entre as fases e causadas pelas características intrínsecas do próprio sistema de potência, será utilizada para a detecção à jusante da FAI a relação entre a sequência negativa e positiva ( $V_2/V_1$ ) (FISCHER; HOU, 2006) e (RAVAGLIO et al., 2020).

Dessa forma, para a detecção de FAI, nas duas primeiras etapas do PCT, medição e extração das grandezas, foi considerada a medição das correntes através de TC Toroidal e das tensões através de TP ou por transdutor  $R_M$  definido pela relação  $V_M/I_M$  (GAMBOA et al., 2005). A extração das componentes simétricas  $I_0$  e  $V_0$  a montante da falta é programado nos relés, assim como a função ANSI 67SEF para a indicação da direção da FAI (FISCHER; HOU, 2006). A jusante, foi utilizada a medição das tensões, extraídas pelos relés suas componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero, de modo que, configurando uma lógica no software do relé, é possível estabelecer as relações entre essas componentes simétricas (THOMAS et al., 2016).

#### 4.2.3 Classificação de FAI

Da etapa terceira do PCT, para separar a FAI de outro evento qualquer, foi através da definição de limiares de  $3I_0$ ,  $3V_0$  e  $V_2/V_1$  e a função de subtensão (ANSI 27 ou UV= Under Voltage) nos relés, limites que ao serem ultrapassados podem gerar estados ‘1’ e ‘0’, possibilitando a classificação e por meio de um algoritmo simples. Se houver trip por função de sobrecorrente (OC = Over Current) do relé, então o processo de classificação não inicia, já que esse evento consiste em falta de baixa impedância, de elevada corrente, e o relé convencional atua para esta condição.

É importante esclarecer que existem dois tipos de notações para a corrente e tensão residuais. De acordo com o capítulo 2 deste trabalho, equação (9) e (10), a corrente de neutro é a soma vetorial das correntes das 3 fases e, portanto, a corrente de neutro é  $3I_0$ . Porém, algumas vezes, a notação é somente  $I_0$  porque alguns fabricantes de relés trabalham com esta notação para representar a corrente de sequência zero.

A definição dos limiares pode ser considerada caso a caso, de acordo com um estudo mais abrangente do SEP, levando em conta o sistema de aterramento e

as conexões das ligações dos transformadores de distribuição no alimentador. Através de ajustes dos limiares, o IED fornece, através de suas saídas digitais, os estados das grandezas, de forma que seja possível saber o evento que ocorreu no primeiro intervalo de tempo, como a abertura de uma fase devido ao rompimento do condutor denominado falta de fase (FF), e no instante de tempo em que ocorre a FAI. Nos testes e simulações, as variações obtidas nos intervalos de transição de regime permanente para a falta de fase (REGIME/FF) resultaram na definição do limiar 1. No intervalo de transição de falta de fase para a FAI (FF/FAI), permitiu a definição do limiar 2, conforme tabela 3.

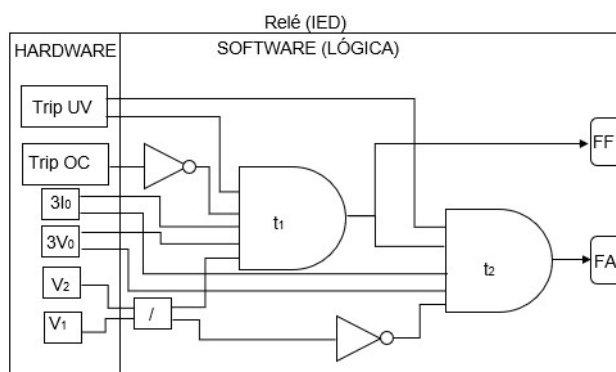
TABELA 3 – LIMIARES EM FUNÇÃO DOS PERCENTUAIS VERIFICADOS NOS TESTES

	REGIME/FF	LIMIAR 1	FF/FAI	LIMIAR 2
Subtensão (UV)	< 70 %	0,70	< 70 %	0,70
$3I_0$ a montante	> 200%	2,00	> 150%	1,50
$3V_0$ a montante	> 130%	1,30	> 105%	1,05
$V_2/V_1$ a jusante	> 500%	5,00	< 95%	0,95

FONTE: o Autor (2021)

Os limiares podem ser configurados nos relés (IED) de forma a se obter a caracterização da falta de fase (FF) no primeiro intervalo de tempo ( $t_1$  a  $t_2$ ) com o Limiar 1 e a FAI no instante de tempo ( $t_2$ ) com o Limiar 2. A figura 45 apresenta uma das possíveis formas de configuração desse tipo de lógica em IED.

FIGURA 45 – EXEMPLO DE CONFIGURAÇÃO DE LÓGICA EM IED PARA CLASSIFICAÇÃO FAI



FONTE: O AUTOR (2020)

Onde: Trip OC = Disparo por sobrecorrente (de neutro ou de fase): se ocorrer uma falta (entre fases ou fase-terra), ocorre o disparo por sobrecorrente (por fase ou

neutro) e a função Trip OC muda a saída lógica para o estado 1. Então, o processo de classificação não inicia;

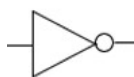
$3I_0$  = Limiar de corrente residual (2 estágios): caso ocorra uma falta (1º estágio FF - Limiar 1; 2º estágio FAI – Limiar 2) a corrente residual cresce e atinge o limiar definido e a saída lógica dessa função do relé muda para o estado 1.

$3V_0$  = Limiar de tensão residual (2 estágios): caso ocorra uma falta (1º estágio FF - Limiar 1; 2º estágio FAI – Limiar 2) a tensão residual cresce e atinge o limiar definido e a saída lógica dessa função do relé muda para o estado 1.

$V_2/V_1$  = Limiar de  $V_2/V_1$  (2 estágios): caso ocorra uma falta (1º estágio FF – Limiar 1; 2º estágio FAI – Limiar 2) a relação das componentes simétricas  $V_2/V_1$  cresce no 1º estágio e decresce no 2º estágio, atinge o limiar definido para cada estágio e a saída lógica dessa função do relé muda para o estado 1.

A definição do limiar do ângulo para a indicação da direção da FAI através da função 67SEF depende da razão  $X_0/R_0$  do alimentador estudado. Após a porta “t<sub>2</sub>” resultar em estado “1”, a função 67 SEF do relé avalia se a FAI está na direção direta ou reversa.

Simbologia:



Porta “NO”: Inverte o sinal de entrada;



Porta “E”: Somente se todas as entradas tiverem estado ‘1’, a saída será igual ao estado ‘1’.



Bloco de divisão: operador que recebe na entrada dois valores e fornece em cada saída o quociente.

O fluxo do algoritmo, de acordo com a figura 46, é proposto para a classificação de FAI. O termo “Regime” é a condição do alimentador sem defeito ou sem faltas. Na ocorrência de uma falta de fase (FF), podendo ser este evento a abertura de um fusível ou o rompimento do condutor de uma fase. O termo “montante” indica o lado em direção à fonte e “jusante” o lado em direção à carga.



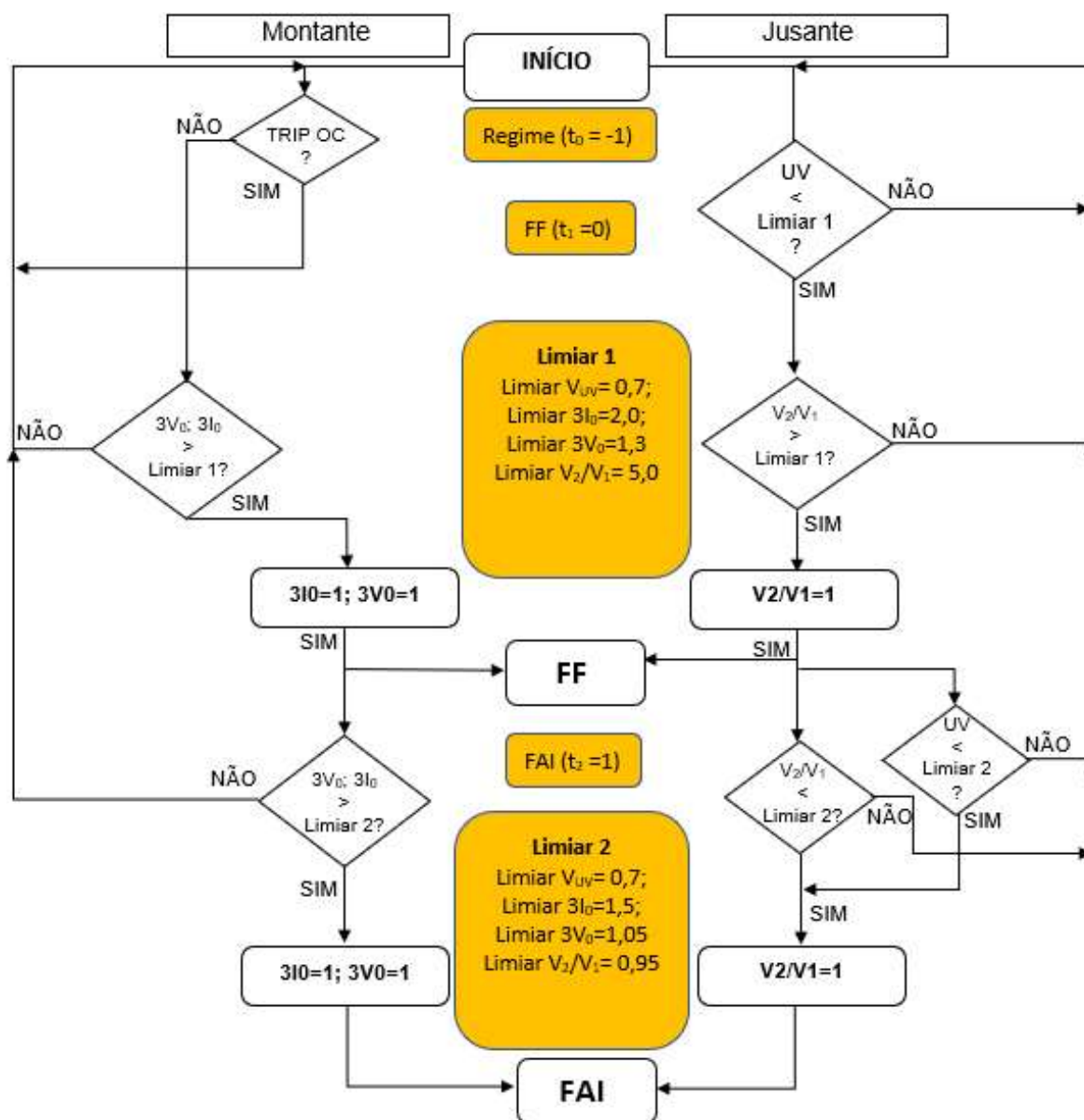
No instante  $t_0$  (sem falhas) o SEP apresenta em seus sensores baixos valores de corrente e tensão residuais. Os limiares de ajustes são muito superiores a esses valores para evitar atuações indevidas.

No intervalo de  $t_1$  a  $t_2$ , com o rompimento do condutor de uma das fases (FF) os valores das grandezas, correntes e tensões, se alteram a montante e a jusante da falta.

A montante, se houver TRIP OC, o processo não inicia. Senão, a avaliação de rompimento do condutor tem início em  $t_1 = 0$ . Ainda a montante, se  $3I_0 > 2,0$  e  $3V_0 > 1,3$ , e a jusante  $UV < 0,7$  e  $V_2/V_1 > 5,0$ , a porta "E" ( $t_1$ ) muda o estado da sua saída para '1' (figura 15) e fica caracterizado o rompimento do condutor ou a falta de fase (FF).

Em  $t_2 = 1$ , considerando  $t_2 - t_1 \geq 2$  segundos, é novamente avaliada a mudança de cada grandeza. A montante, se  $3I_0 > 2,0$  e  $3V_0 > 1,3$ , e a jusante  $UV < 0,7$  e  $V_2/V_1 > 5,0$ , e a porta "E" ( $t_1$ ) muda o estado da sua saída para '1' (figura 15) e fica caracterizado o contato do condutor com a superfície do solo, estabelecendo a FAI.

FIGURA 46 – ALGORITMO DE CLASSIFICAÇÃO DE FAI



FONTE: O AUTOR (2020)

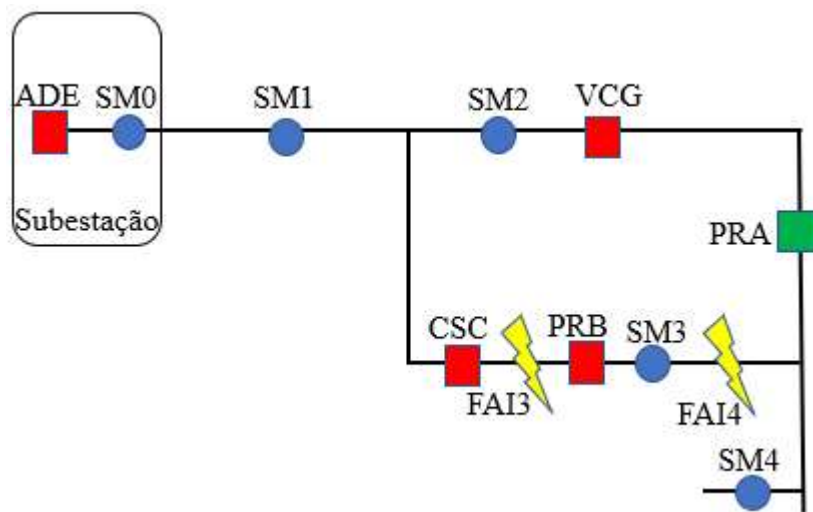
### 4.3 Aplicação do Método em Alimentador Real

No intuito de realizar testes de FAI em campo para validar os resultados das simulações e testes de laboratório, o contexto do projeto de pesquisa e desenvolvimento proporcionou a montagem de infraestrutura de equipamentos e sistema de detecção de falta de alta impedância em uma subestação e alimentador 13,8 kV em delta.

A figura 47 mostra o diagrama funcional simplificado com a identificação dos pontos de medição do SM0 ao SM4 que foram instalados como parte da infraestrutura

de monitoramento remoto e testes de cabo ao solo, os locais de produção das faltas FAI3 e FAI4, os Religadores automáticos que fazem parte do circuito alimentador da Copel Distribuição e demais equipamentos. Os pontos numerados entre os equipamentos na rede são apenas os “nós” que permitem localizar esses mesmos equipamentos no mapa georreferenciado, pontos esses produzidos pela rotina de um aplicativo criado pelo laboratório para reproduzir o alimentador do sistema georreferenciado no software ATP Draw.

FIGURA 47 – ESQUEMA LOCAIS DOS PONTOS DE MONITORAMENTO E FAI NO ALIMENTADOR



FONTE: Adaptado de COPEL; LACTEC (2019).

Foram instalados em pontos estratégicos os sistemas de monitoramento “SM0 ao SM4” configurados e preparados para a finalidade de medição de correntes e tensões e produção de oscilografias em alta resolução, além de uma rede de comunicação com servidores locais para transporte de dados, sincronização, disparo das oscilografias remotamente e monitoramento remoto de todos os eventos testados. Esta rede de comunicação é composta de fibra ótica em parte do circuito estudado e nos ramais mais distantes os sinais são via sinal de rádio VHF.

Os equipamentos dos pontos de monitoramento SM0 a SM4, apresentados na figura 48, foram montados com a finalidade de produzir medições das correntes e tensões por oscilógrafos e equipamentos de alta resolução para o projeto de pesquisa. Com a finalidade de aplicação do método descrito no subitem 4.2, os resultados

gerados serviram para o embasamento dos estudos, verificações e comparações com as simulações realizadas em plataforma ATP Draw, para a validação dos resultados obtidos. No ponto SM0 foi instalado oscilógrafo, sensor de tensão e sensor inteligente de corrente em cada fase e roteador para permitir a sincronização dos disparos das oscilografias. Além disso, foi instalado TC toroidal de núcleo nano cristalino e outro de núcleo grão orientado para a medição das correntes. Um relé digital microprocessado e o religador existente da barra, na saída do alimentador. Nos pontos SM1 a SM4 instalado oscilógrafo, sensor de tensão e sensores inteligentes de corrente em cada fase e roteador para permitir a sincronização dos disparos das oscilografias.

Na aplicação da FAI3, a circulação de corrente de sequência zero ocorreu passando apenas pelos sistemas SM0 e SM1 e as tensões foram medidas pelos pontos SM0, SM1, SM2 a montante e pelos pontos SM3 e SM4 a jusante da falta. Na FAI4, a circulação de corrente de sequência zero ocorreu passando apenas pelos sistemas SM0, SM1 e SM3, as tensões foram medidas pelos pontos SM0, SM1, SM2 e SM3 a montante e pelo ponto SM4 a jusante da falta. Essas medições permitiram extrair as correntes e tensões e suas componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero para posterior análise.

Os testes foram realizados simulando a condição de rompimento e queda do condutor para o lado carga, sendo uma situação mais crítica na detecção da FAI. Foram realizados contatos de cabos protegidos por cobertura de PVC e cabos nus, em superfície de solo argiloso, com grama, concreto e asfalto. Esses testes foram produzidos somente nos pontos FAI3 e FAI4 por apresentar maior complexidade na logística e para preservar os consumidores de muitos testes de desligamentos.

As condições climáticas foram de pouca chuva nos últimos meses e alguns dias que antecederam os trabalhos ocorreram pancadas de chuvas isoladas na região, mas não o suficiente para o encharcamento do solo. Por isso, foram feitas medições das resistências de contato dos cabos, utilizados nos testes, com o potencial de terra das superfícies dos locais onde foram produzidas as FAI. A figura 48 mostra uma medição sendo feita.

FIGURA 48 – MEDIÇÃO DE RESISTÊNCIA DE CONTATO DO CABO COM A SUPERFÍCIE



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

Nessas medições foi considerado contato de cabo protegido e cabo nu com superfície de solo argiloso, concreto e asfalto no ponto de ensaios FAI 3 e FAI 4. O resumo dos resultados obtidos são mostrados na tabela 4. Quanto menor a área de contato do cabo, maior a impedância de contato, conseqüentemente uma expectativa de circulação de valor de corrente FAI menor decorrente deste tipo de contato. As maiores impedâncias foram conferidas para cabos protegidos (camada PVC) e superfície de asfalto. A menor impedância para cabo nu em solo argiloso.

TABELA 4 - OCORRÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO POR TIPO

Tipo de Cabo	Tipo de Solo	Seção em Contato(m)	Impedância (k $\Omega$ )
Cabo Protegido	Asfalto	0,15	59.244
	Asfalto	2,20	14.448
	Concreto	2,20	16.700
	Solo Argiloso	2,20	10.959
Cabo Nu	Asfalto	1,50	1.600
	Concreto	1,50	71
	Solo Argiloso	1,50	14

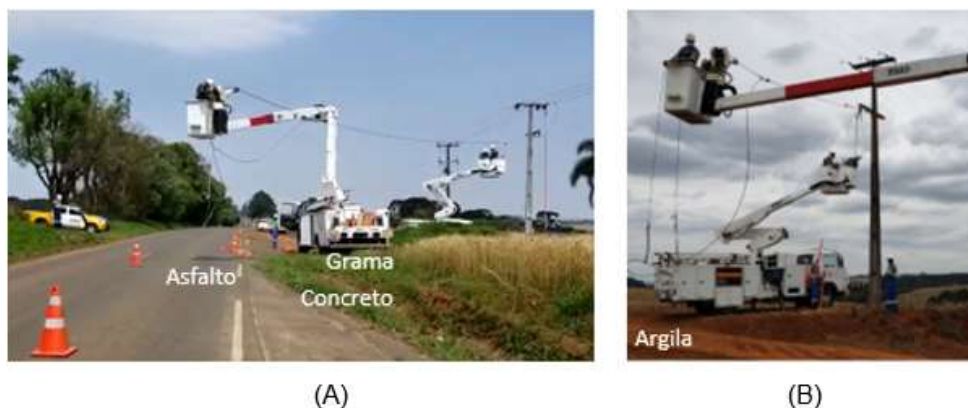
FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A fim de evitar qualquer tipo de problema nos testes realizados como a atuação indevida dos equipamentos de proteção em caso de curto franco, foram feitos reajustes nos parâmetros de sobrecorrente dos religadores. Todos os consumidores de carga ligados no alimentador foram avisados dos testes e para não causar transtornos os cuidados foram redobrados pela equipe profissional.

As infraestruturas montadas para possibilitar a realização de ensaios de FAI no ponto de ensaios FAI3 na figura 49 (A) e no ponto FAI4 na figura 49 (B). Encontram-

se indicados nessas figuras os tipos de superfícies em que foram realizados os ensaios de FAI.

FIGURA 49 – PONTO DE FAI3 (A) E PONTO DE FAI4 (B)



FONTE: Adaptada LACTEC (2020).

A figura 50 mostra a realização das FAI com o cabo caído para o lado fonte e a formação de fogo e fumaça devido à potência de curto-circuito ser maior nesta situação.

FIGURA 50 – ENSAIOS DE FAI LADO FONTE NO PONTO FAI3



FONTE: Adaptada LACTEC (2020).

A figura 51 mostra a realização das FAI com o cabo caído para o lado carga e quase não há a formação de fogo e fumaça, devido à potência de curto-circuito ser menor nesta situação.

FIGURA 51 – ENSAIOS DE FAI LADO CARGA NO PONTO FAI3 (ESQ.) E FAI4 (DIR.)



FONTE: Adaptada (COPEL; LACTEC, 2020).

## 5 RESULTADOS

A seguir serão apresentados, no subitem 5.1, os resultados dos testes físicos e simulações digitais em ATP Draw da rede do laboratório. No subitem 5.2, foram apresentados os resultados das simulações digitais realizadas do alimentador real. No subitem 5.3, por fim, os resultados referentes aos ensaios e testes de campo.

### 5.1 Resultados dos Testes e Simulações Digitais da Rede do Laboratório

Em testes preliminares no laboratório foi possível ver o comportamento das grandezas tensões e correntes devido ao rompimento de cabo (abertura da fase – chave fonte). A figura 52 mostra a abertura da chave com o estabelecimento de arco elétrico.

FIGURA 52 – ESQUEMA TRIFILAR REDE LABORATÓRIO

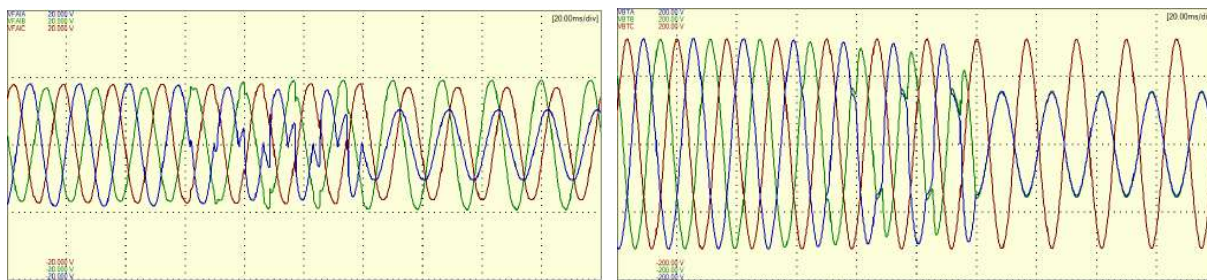


FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

Com evento de rompimento de cabo (abertura da fase A – chave lado fonte), os oscilogramas de tensões entre fase e terra, da figura 53 e de correntes da figura 54, foram produzidos.

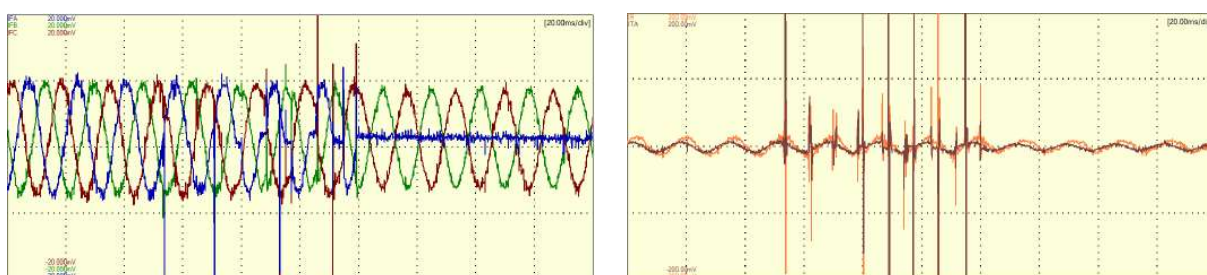


FIGURA 53 – TENSÕES PRÓXIMAS À FAI (LADO CARGA) (ESQ.) E NA REDE SECUNDÁRIA (DIR.)



FORNTE: COPEL; LACTEC (2019).

FIGURA 54 – CORRENTES DO LADO FONTE (ESQ.) E CORRENTE RESIDUAL (DIR.)



FORNTE: COPEL; LACTEC (2019).

Em relação ao evento de rompimento de cabo (abertura da fase A – chave lado fonte) foi possível observar o seguinte:

- A tensão na fase A da rede de MT reduz para aproximadamente 3,7 kV, em relação ao potencial de terra (que é aproximadamente 7,9 kV);
- As tensões secundárias das fases A e B reduzem a aproximadamente 50% de sua amplitude original, enquanto a fase C permanece com sua tensão nominal de operação;
- A corrente residual apresenta redução de sua amplitude, baixando de aproximadamente 10 mA para 6 mA.

Em continuação aos testes preliminares no laboratório foi possível ver o comportamento das grandezas tensões e correntes devido ao estabelecimento de FAI. A figura 55 mostra o arranjo para o estabelecimento de FAI com arco elétrico. O projeto de pesquisa proporcionou os testes pela equipe do laboratório e a simulação de FAI foi um arranjo interligando o condutor da fase A, em condições de falta de fase, com o potencial de terra, através de dois resistores ligados em série (2 x 40 kΩ). Para

garantir a permanência de arco elétrico durante a medição da FAI, empregou-se um centelhador de esferas, espaçado em aproximadamente 1,5 mm. O contato do conjunto energizado com a terra foi estabelecido através com um bastão de manobra.

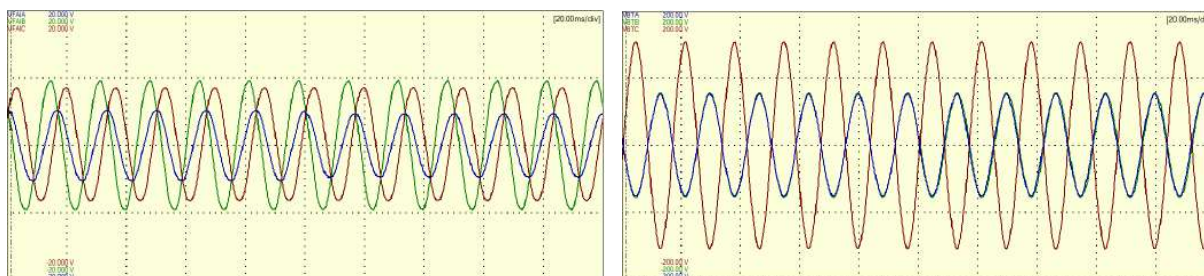
FIGURA 55 – ARRANJO MONTADO NO LABORATÓRIO DE ALTA TENSÃO PARA ENSAIO DE FAI



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

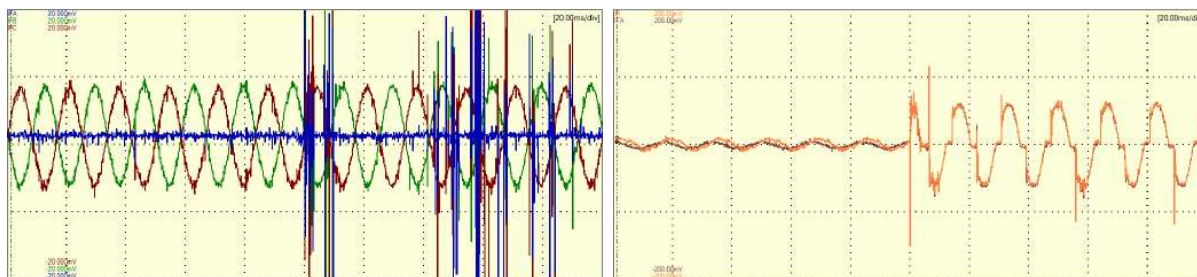
Com evento de FAI na fase A (em condições de falta de fase) com o potencial de terra, os oscilogramas de tensões da figura 56 e de correntes da figura 57 foram produzidos.

FIGURA 56 – TENSÕES PRÓXIMAS À FAI (LADO CARGA) (ESQ.) E NA REDE SECUNDÁRIA (DIR.)



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

FIGURA 57 – CORRENTES DO LADO FONTE (ESQ.) E CORRENTE RESIDUAL (DIR.)



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

No momento que se estabelece a condição de FAI na rede de MT, verifica-se os seguintes comportamentos nas tensões e correntes em relação à condição de abertura de fase (Pré-FAI):

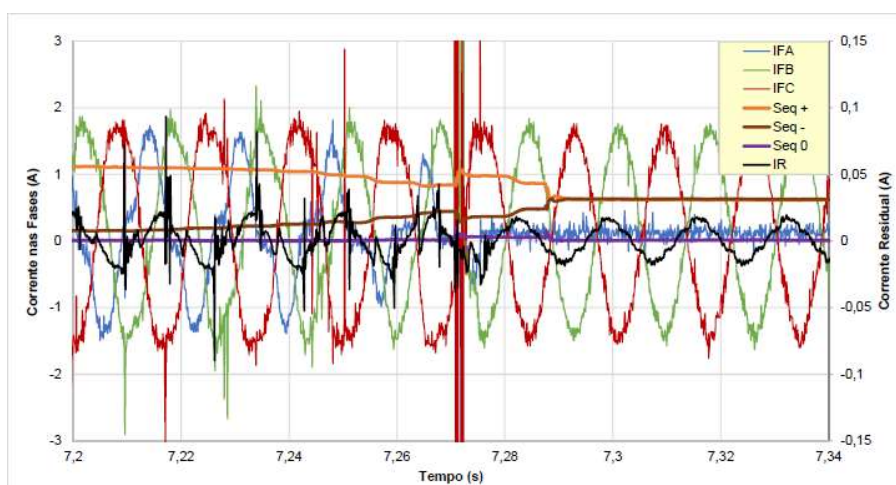
- redução da amplitude da tensão medida na fase A, passando de 3,7 kV para 3,4 kV;
- redução da amplitude nas tensões medidas nas fases A e B da rede secundária;
- corrente residual com aumento de amplitude de 41 mA (valor eficaz), com comportamento característico da presença de arco elétrico nas passagens pelo zero.

Este comportamento, das tensões reduzirem a jusante da falta e da corrente residual aumentar a montante da falta, principalmente na transição da condição de Pré-FAI para a condição de FAI, é uma característica marcante a ser observada no decorrer das análises dos dados oscilográficos, conforme previsto (HOU; FISCHER, 2006 e THOMAS et al., 2016).

Inicialmente os testes e simulações foram realizados com os resistores com cargas equilibradas entre as três fases, depois foram feitos outros testes com centelhador e inserção de capacitores carga equilibrada e posteriormente foram realizados os testes completos, ou seja, com resistores, com centelhador e inserção de capacitores, carga equilibrada e desequilibrada. Para esta análise, foram considerados somente os casos com resultados com valores mais significativos dos testes completos.

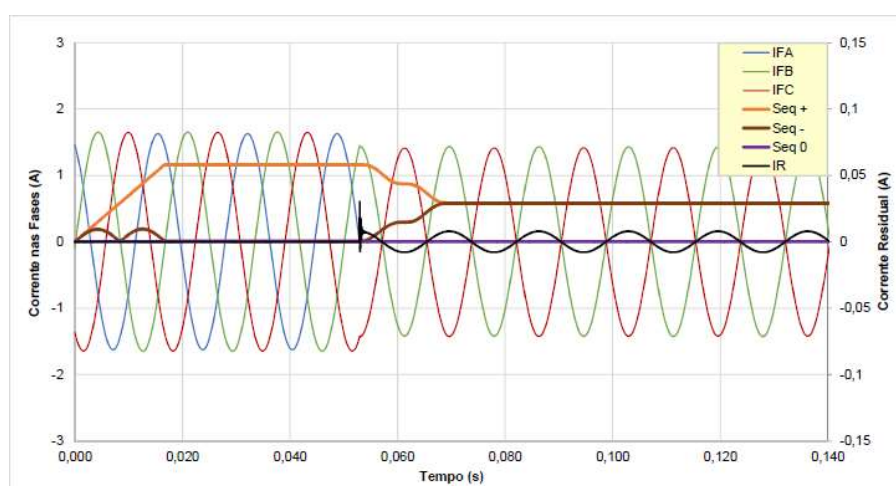
As Figura 58 e Figura 59 são exemplos da similaridade das grandezas medidas no laboratório em relação às simuladas no ATP Draw. Neste caso, é possível verificar o transitório de abertura da chave (lado fonte) nas correntes de fase e corrente residual para a condição prévia de rompimento de condutor do lado carga. Nos oscilogramas as correntes de sequência positiva (+), negativa (-) e zero (0) mostram seus comportamentos similares entre medição e simulação realizados.

FIGURA 58 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL MEDIDAS, NA ABERTURA DA CHAVE



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

FIGURA 59 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL SIMULADAS, NA ABERTURA DA CHAVE



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

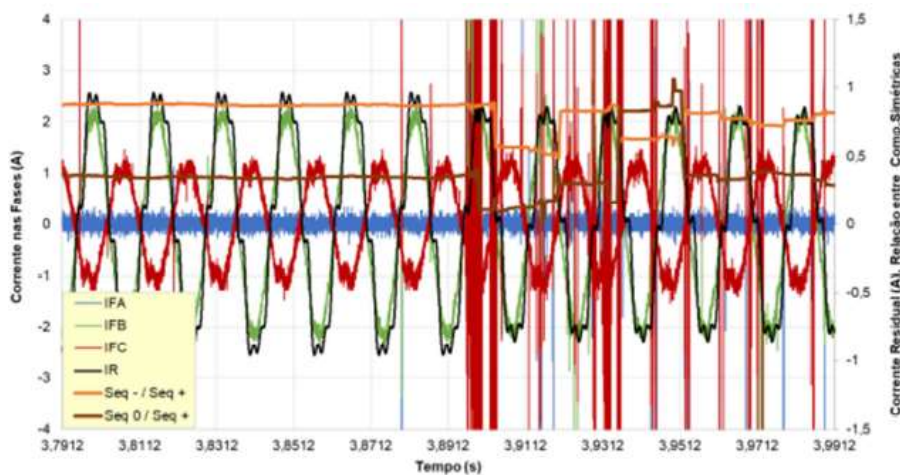
A figura 60 apresenta o primeiro caso de análise dos testes na rede reduzida. Foi considerada a condição com capacitor e com carga equilibrada.



Para FAI do lado carga, com capacitância de 150 nF e carga equilibrada, observou-se redução de 11% no valor eficaz da corrente residual após a FAI, em relação à corrente residual medida na condição de falta de fase.

A redução da corrente residual medida a montante da FAI, como poderá ser visto nas análises de correntes das simulações e dos testes de campo, não terão este comportamento, salvo influenciados por algum fator que não foi possível identificar objetivamente, mas pode-se inferir que está relacionado com a capacitância, uma vez que a corrente residual medida em campo, no TAT por exemplo, apresentou este mesmo comportamento, pois esta corrente residual é resultante não somente do alimentador em teste de FAI, mas por todos que estão conectados e com suas capacitâncias acopladas sofrendo alterações pelo alimentador em FAI (HOU; FISCHER, 2006).

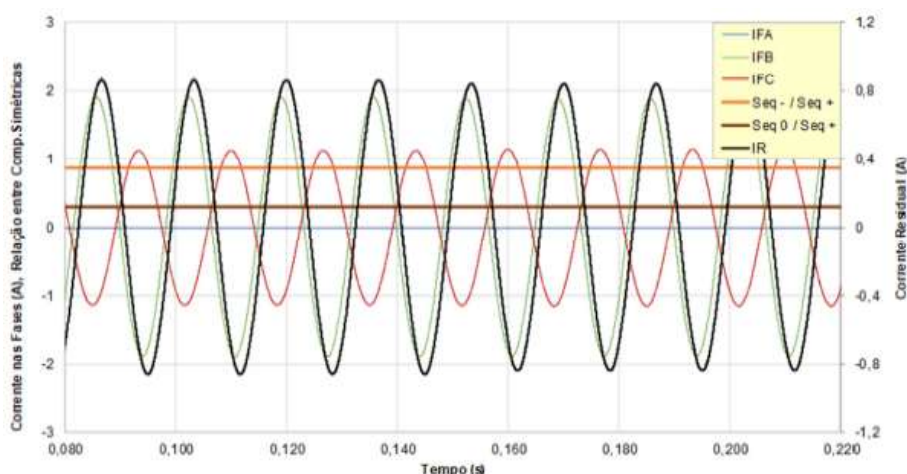
FIGURA 60 – CORRENTES MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A figura 61 apresenta o mesmo caso em simulação digital de defeito do lado carga, com centelhador e com capacitor. Nessa simulação foi possível extrair na falta de fase (FF) as medidas  $I_2/I_1 = 0,868$  e  $I_0/I_1 = 0,305$  e na FAI as medidas  $I_2/I_1 = 0,865$  e  $I_0/I_1 = 0,297$ . Verifica-se que a diferença marcante é de  $I_0/I_1$  em que ocorre uma diminuição na transição de FF para FAI.

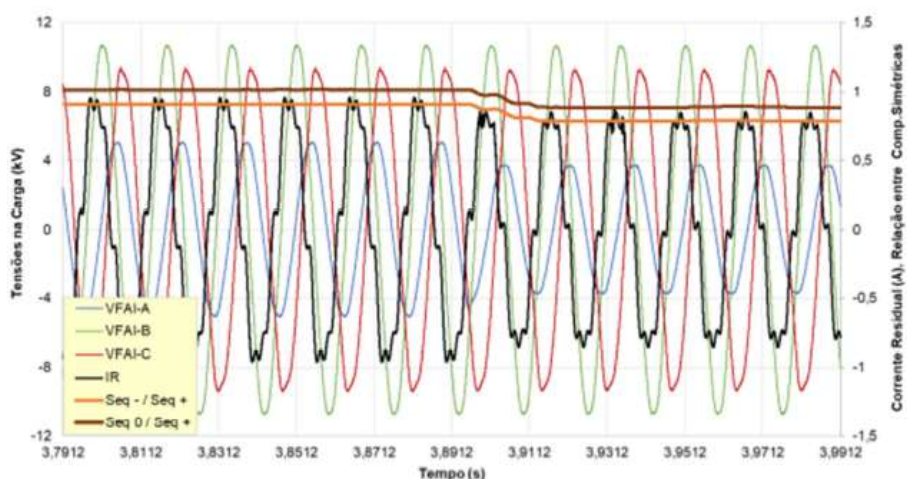
FIGURA 61 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAL SIMULADAS, FAI LADO CARGA



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

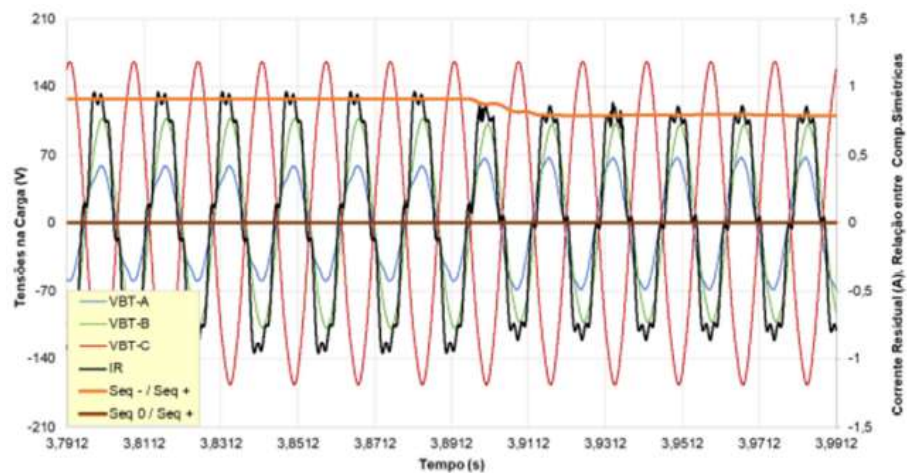
Conforme se verifica na figura 62 no ensaio na rede reduzida, considerando FAI no tempo 3,8912, a relação  $V_2/V_1$  na MT, no período Pré-FAI está aumentada e diminui após FAI, com redução significativa (-13,5%), medida próxima à bucha primária do transformador de carga do modelo. O mesmo ocorre para  $V_2/V_1$  medida na baixa tensão no secundário do transformador de carga, de acordo com a figura 63. Este é um comportamento muito marcante a ser verificado posteriormente nas análises de carga equilibrada.

FIGURA 62 – TENSÕES MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

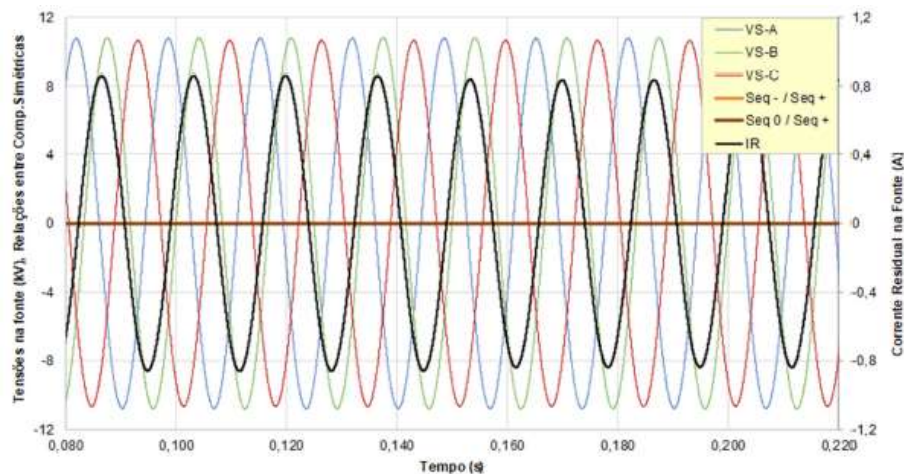
FIGURA 63 – TENSÕES BT MEDIDAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA



FORNTE: COPEL; LACTEC (2019).

Conforme se verifica na figura 64 na simulação digital, em oscilografia de FAI, com centelhador e com capacitor, na falta de fase (FF) a relação  $V_2/V_1 = 0,011$  e  $V_0/V_1 = 0,002$  e após estabelecida FAI  $V_2/V_1 = 0,010$  e  $V_0/V_1 = 0,002$ , medidas na MT. É constatado, novamente, a diminuição das relações na transição de FF para a FAI, sendo que  $V_2/V_1$  a diferença foi de 0,001 apenas, mas que em outras simulações e testes esta diferença teve registros muito superiores, a serem apresentados no decorrer deste capítulo.

FIGURA 64 – TENSÕES BT SIMULADAS FAI CARGA COM CAPACITOR E CARGA EQUILIBRADA



FORNTE: COPEL; LACTEC (2019).

### 5.1.1 Considerações sobre Resultados dos Testes do Laboratório

Das oscilografias registradas as tabelas 5, 6 e 7 apresenta resumidamente as grandezas que podem caracterizar comportamentos marcantes para o método PCT.

A tabela 5 apresenta a corrente residual ( $3I_0$ ) na coluna (DIF%) percentuais negativos quando possui capacitores nos ensaios e elevados percentuais positivos quando não usa capacitores. Observa-se que as relações  $I_2/I_1$  não apresenta diferenças significativas entre as medidas na abertura da fase (FF) e na FAI, mas  $I_0/I_1$  tem resultados similares ao que apresentou para a corrente residual ( $3I_0$ ).

TABELA 5 – CORRENTES LINHA E RESIDUAL MEDIDAS DO LADO DA FONTE (SUBESTAÇÃO)

Lado da FAI	Capacitores	Fase	Corrente Residual (mA)			Correntes nas fases (A)			Relação $I_2/I_1$			Relação $I_0/I_1$		
			FF	FAI	DIF %	FASE A	FASE B	FASE C	FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %
Carga	Fases A, B e C	A	681,8	604,6	-11	0,09	1,51	0,81	0,87	0,85	-2,6	0,36	0,31	-12,3
		B	676,2	642,7	-5	0,95	0,37	1,63	0,89	0,86	-2,9	0,33	0,32	-4,0
		C	705,3	613,9	-13	1,54	0,85	0,13	0,87	0,85	-2,5	0,30	0,26	-12,4
	Fases A e C	B	507,2	530,4	5	0,95	0,09	1,43	0,94	0,89	-5,4	0,25	0,26	5,9
		C	508,2	504,5	-1	1,47	1,05	0,23	0,93	0,88	-5,2	0,24	0,23	-4,1
	Sem	A	12,7	131,4	931	0,09	1,04	1,02	0,98	0,91	-7,1	0,02	0,10	321,5
		B	18,1	127,8	606	1,07	0,10	1,09	0,95	1,51	58,5	0,09	1,96	2198
		C	18,9	119,7	609	1,07	1,06	0,22	0,95	0,89	-6,3	0,07	0,04	-50,2

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A tabela 6 apresenta as tensões medidas na MT e, validadas pelas simulações digitais, a relação  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$  na coluna (DIF%) percentuais negativos de valores superiores a 10% em todas as situações. Ou seja, ocorreu a diminuição da relação na transição de FF para FAI para  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$ , situação que pode ser considerada um padrão de comportamento, a ser validado pelas simulações e testes de campo.

TABELA 6 – TENSÕES NA MT MEDIDAS A JUSANTE JUNTO À FAI

Lado da FAI	Capacitores	Fase	Tensões na MT em FF (kV)			Tensões na MT em FAI (kV)			Relação $V_2/V_1$			Relação $V_0/V_1$		
			FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %
Carga	Fases A, B e C	A	3,6	7,7	6,6	2,7	7,5	6,7	0,91	0,79	-13,5	1,02	0,89	-12,7
		B	6,7	3,1	7,9	6,8	2,6	7,9	0,89	0,78	-12,7	0,96	0,85	-11,9
		C	8,0	6,4	3,6	7,9	6,3	2,8	0,94	0,81	-13,6	1,02	0,90	-12,4
	Fases A e C	B	6,6	3,8	8,0	6,8	2,6	7,9	0,97	0,80	-17,7	1,06	0,88	-17,5
		C	8,0	6,4	3,9	8,0	6,2	2,9	1,02	0,83	-18,8	1,14	0,93	-18,7
	Sem	A	3,9	7,1	6,4	2,7	7,2	6,4	1,01	0,81	-19,8	1,17	0,95	-19,0
		B	6,5	3,7	7,5	6,6	2,8	7,5	0,97	0,80	-17,8	1,10	0,91	-17,3
		C	7,4	6,1	3,9	7,5	6,2	2,7	1,02	0,82	-19,5	1,18	0,96	-19,1

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A tabela 7 apresenta as tensões medidas na BT, e validadas pelas simulações digitais, a relação  $V_2/V_1$  na coluna (DIF%) percentuais negativos de valores superiores



a 10% em todas as situações conforme constatado nas medições em MT, sendo este um comportamento confiável para a detecção de FAI. Para os valores da relação  $V_0/V_1$  na coluna (DIF%) apresentaram consistência no comportamento geral, diminuindo o valor da tensão residual a jusante da falta, confiável para a detecção de FAI.

TABELA 7 – TENSÕES NA BAIXA TENSÃO MEDIDAS NO TRANSFORMADOR DE CARGA

Lado da FAI	Capacitores	Fase	Tensões na BT em FF (V)			Tensões na BT em FAI (V)			Relação $V_2/V_1$			Relação $V_0/V_1$		
			FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %
Carga	Fases A, B e C	A	41,3	604,6	116,6	48,0	69,5	114,9	0,91	0,79	-13,3	0,00	0,00	-17,5
		B	115,1	44,1	72,5	117,7	49,6	70,5	0,91	0,79	-13,3	0,00	0,00	-13,6
		C	76,0	118,2	42,6	69,3	114,9	47,9	0,92	0,80	-13,2	0,00	0,00	-3,1
	Fases A e C	B	115,0	57,7	57,4	118,0	58,2	61,5	1,00	0,81	-18,6	0,00	0,00	-16,1
		C	58,8	118,1	59,2	60,8	115,6	56,7	1,00	0,82	-18,5	0,00	0,00	-10,7
	Sem	A	53,4	131,4	108,1	54,6	58,5	111,4	1,00	0,81	-19,4	0,00	0,00	-15,9
		B	109,7	55,0	54,7	113,0	56,7	57,8	1,00	0,81	-18,6	0,00	0,00	-13,4
		C	54,3	109,0	54,7	58,2	112,2	55,7	1,00	0,81	-19,1	0,00	0,00	-15,8

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

Por fim, a tabela 8 resume as grandezas na transição da condição FF para a condição FAI, com crescimentos dos valores da corrente residual ( $3I_0$ ) à montante do defeito (subestação) sem capacitores e a diminuição da relação  $V_2/V_1$  medida à jusante do defeito, tanto para medições na MT quanto na baixa tensão, com ou sem capacitores. Portanto, a corrente residual medida a montante e a relação  $V_2/V_1$ , devido às consistências dos registros e comportamento padrão, são duas grandezas confiáveis para a detecção da FAI

TABELA 8 – GRANDEZAS MAIS SIGNIFICATIVAS PARA IDENTIFICAÇÃO DE FAI

Lado da FAI	Capacitores	Fase	SE - Corrente Residual (mA)			SE - Relação $I_0/I_1$			MT - Relação $V_2/V_1$			BT - Relação $V_2/V_1$		
			FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %	FF	FAI	DIF %
Carga	Fases A, B e C	A	681,8	604,6	-11,3	0,36	0,31	-12,3	0,91	0,79	-13,5	0,91	0,79	-13,3
		B	676,2	642,7	-5,0	0,33	0,32	-4,0	0,89	0,78	-12,7	0,91	0,79	-13,3
		C	705,3	613,9	-13,0	0,30	0,26	-12,4	0,94	0,81	-13,6	0,92	0,80	-13,2
	Fases A e C	B	507,2	530,4	4,6	0,25	0,26	5,9	0,97	0,80	-17,7	1,00	0,81	-18,6
		C	508,2	504,5	-0,7	0,24	0,23	-4,1	1,02	0,83	-18,8	1,00	0,82	-18,5
	Sem	A	12,7	131,4	931,2	0,02	0,10	322	1,01	0,81	-19,8	1,00	0,81	-19,4
		B	18,1	127,8	606,5	0,09	1,96	2198	0,97	0,80	-17,8	1,00	0,81	-18,6
		C	16,9	119,7	608,7	0,07	0,04	-50,2	1,02	0,82	-19,5	1,00	0,81	-19,1

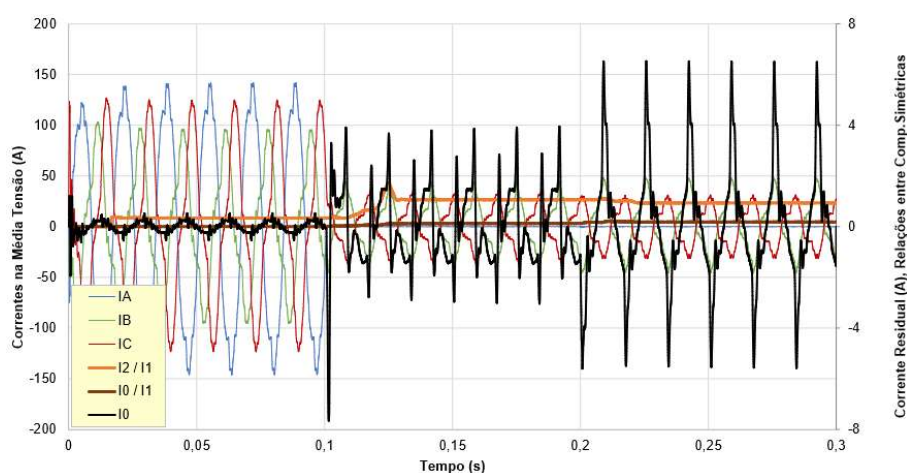
FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

## 5.2 Resultados da Simulação Digital do Alimentador Real

As simulações de FAI no alimentador real tiveram a condição de regime nos primeiros 100 ms (0 a 0,1 s), a condição de Pré-FAI (FF) nos próximos 100 ms (0,1 a 0,2 s) e o estabelecimento de FAI de (0,2 a 0,3 s).

Verifica-se na figura 65 a oscilografia gerada para as correntes de linha, residual (3I0) e relações das componentes simétricas. Para FAIs do lado carga no ponto FAI1 o valor eficaz da corrente I0 na subestação cresce de 1,428 A, na pré-condição de falta de fase, para 2,353 A, após o estabelecimento da FAI. A relação I0/I1 cresce de 0,122 para 0,183 A para as mesmas condições, conforme tabela 9.

FIGURA 65 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAL À MONTANTE (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

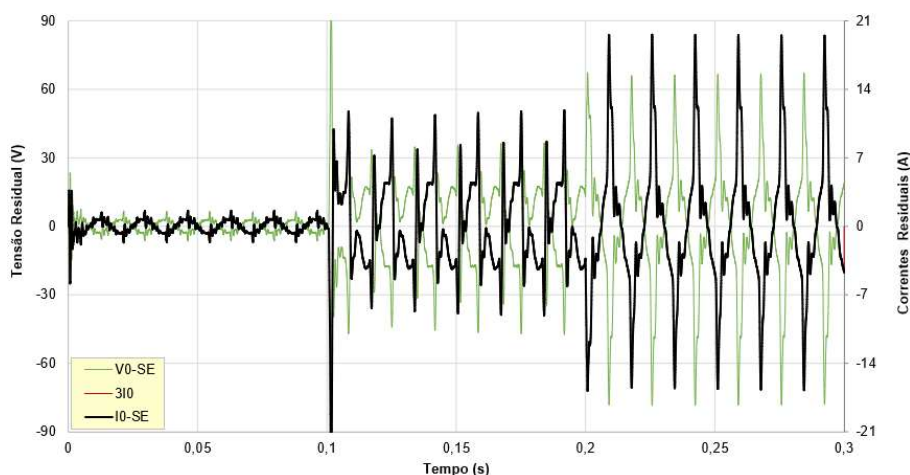
TABELA 9 – GRANDEZAS EFICAZES EM SM0 PARA FAI1 LADO CARGA

	Unidade	Sem Eventos	Falta Fase	FAI
<b>IA</b>	A	99,1	0,0	0,0
<b>IB</b>	A	60,0	22,6	25,2
<b>IC</b>	A	75,3	20,7	19,2
<b>I0</b>	A	0,201	<b>1,428</b>	<b>2,353</b>
<b>I2 / I1</b>	-	0,340	1,076	0,934
<b>I0 / I1</b>	-	0,003	<b>0,122</b>	<b>0,183</b>

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A figura 66 mostra o comportamento da tensão e corrente residuais.

FIGURA 66 – TENSÃO E CORRENTES RESIDUAIS À MONTANTE (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

Para melhores esclarecimentos, os valores na Pré-FAI (FF) e na FAI são apresentados na tabela 10.

TABELA 10 – GRANDEZAS EFICAZES EM SM0 PARA FAI1 LADO CARGA

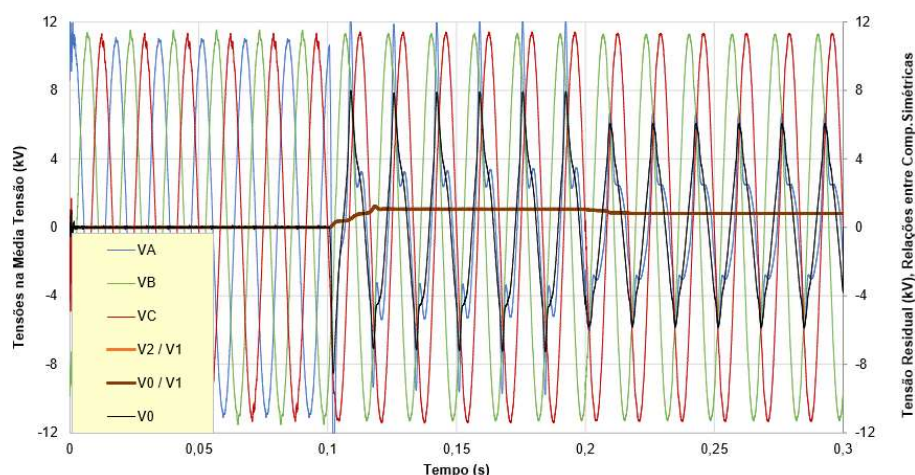
	Unidade	Sem Eventos	Falta Fase	FAI
<b>3V0</b>	V	19,84	92,08	98,01
<b>V0-SE</b>	V	2,41	17,14	28,24
<b>3I0</b>	V	0,602	4,285	7,059
<b>I0-SE</b>	V	0,602	4,286	7,060

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A tensão denominada  $V_{0-SE}$  é a tensão medida entre um ponto de aterramento da subestação e outro ponto remoto ou distante da subestação. A corrente  $I_{0-SE}$  é a corrente residual ( $3I_0$ ) medida na descida do aterramento do TAT.

A figura 67 mostra as tensões na MT à jusante da FAI1, no SM1. As componentes simétricas  $V_0$ ,  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$  aumentam seus valores na transição para o período Pré-FAI (FF) e em seguida, com o estabelecimento da FAI diminuem seus valores eficazes no ponto de monitoramento SM1, à jusante da FAI1.

FIGURA 67 – TENSÕES DE LINHA E COMPONENTES SIMÉTRICAS NA MT À JUSANTE (SM1)



FORNTE: COPEL; LACTEC (2020).

Para melhores esclarecimentos, na tabela 11 é apresentado o crescimento e posterior diminuição, respectivamente, na transição de regime para FF e para FAI.

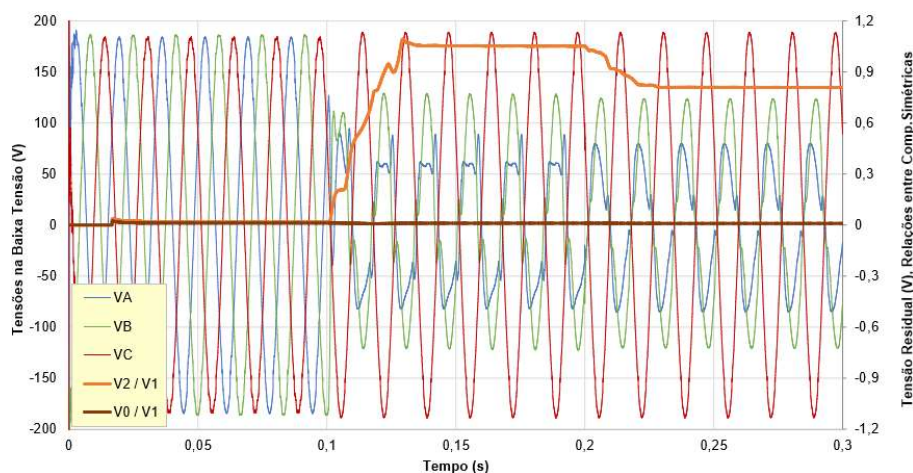
TABELA 11 – GRANDEZAS EFICAZES NA MT EM SM1 PARA FAI1 LADO CARGA

	Unidade	Sem Eventos	Falta Fase	FAI
<b>VA</b>	kV	7,8	5,1	3,4
<b>VB</b>	kV	7,9	8,0	7,9
<b>VC</b>	kV	7,8	8,0	8,0
<b>V0</b>	kV	0,024	<b>4,247</b>	<b>3,623</b>
<b>V2 / V1</b>	-	0,014	<b>1,052</b>	<b>0,812</b>
<b>V0 / V1</b>	-	0,003	<b>1,065</b>	<b>0,811</b>

FORNTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 68 mostra as tensões na BT à jusante da FAI1, no SM1 e confirma os valores do mesmo ponto na MT. As componentes simétricas  $V_0$ ,  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$  aumentam seus valores na transição para o período Pré-FAI (FF) e em seguida, com o estabelecimento da FAI diminuem seus valores eficazes no ponto de monitoramento SM1, à jusante da FAI1.

FIGURA 68 – TENSÕES DE LINHA E COMPONENTES SIMÉTRICAS NA BT À JUSANTE (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

Para melhores esclarecimentos, na tabela 12 é apresentado o crescimento e posterior diminuição, respectivamente, na transição de regime para FF e para FAI.

TABELA 12 – GRANDEZAS EFICAZES NA BT EM SM1 PARA FAI1 LADO CARGA

	Unidade	Sem Eventos	Falta Fase	FAI
<b>VA</b>	V	127,8	60,0	55,3
<b>VB</b>	V	130,1	80,3	81,8
<b>VC</b>	V	130,1	131,4	131,4
<b>V0</b>	V	1,527	<b>0,715</b>	<b>0,707</b>
<b>V2 / V1</b>	-	0,018	<b>1,049</b>	<b>0,810</b>
<b>V0 / V1</b>	-	0,012	<b>0,011</b>	<b>0,010</b>

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

### 5.2.1 Considerações sobre os Resultados de Simulações do Alim. Real

As simulações digitais do alimentador real mostraram que as correntes medidas à montante da FAI1 aumentaram, divergindo do que havia sido encontrado nos ensaios e simulações da rede reduzida na fase 1. A tabela 13 mostra que as medidas a montante de FAI1 (FAI entre SM0 e SM1) em SM0 aumentam nas transições de regime para FF e para FAI. O mesmo comportamento ocorre para a relação das componentes simétricas  $I_0/I_1$ .



TABELA 13 – CORRENTES PARA FAI1 LADO CARGA

Local de Medição	Pré-condição de Regime					
	$I_A$ (A)	$I_B$ (A)	$I_C$ (A)	$I_0$ (A)	$I_2/I_1$	$I_0/I_1$
SM0	110,4	65,9	82,6	0,69	0,357	0,003
SM1	108,6	64,1	81,0	0,23	0,366	0,003
SM2	22,6	6,9	19,5	0,05	0,639	0,004
SM3	36,6	32,1	19,0	0,09	0,366	0,003
SM4	0,71	0,85	0,71	0,0002	0,125	0,0002
Pré-condição de FAI (FF)						
SM0	0,0	22,6	20,7	1,43	1,076	0,122
SM1	0,2	21,2	19,5	1,42	1,078	0,129
SM2	1,2	0,5	1,5	0,10	1,009	0,119
SM3	2,4	12,2	9,3	0,59	1,107	0,101
SM4	0,1	0,6	0,6	0,0009	1,075	0,003
Condição de FAI						
SM0	0,0	25,2	19,2	2,35	0,934	0,183
SM1	6,1	23,8	18,0	1,01	0,735	0,074
SM2	1,1	0,5	1,4	0,07	0,818	0,083
SM3	4,2	13,6	9,0	0,42	0,878	0,060
SM4	0,1	0,7	0,6	0,0007	0,940	0,002

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

A tabela 14 mostra que as medidas a jusante de FAI1 (FAI entre SM0 e SM1), de SM1 a SM4, aumentam nas transições de regime para FF e diminuem de FF para FAI. Verificam-se os mesmos comportamentos para as relações entre as componentes simétricas  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$ .

TABELA 14 – CORRENTES PARA FAI1 LADO CARGA

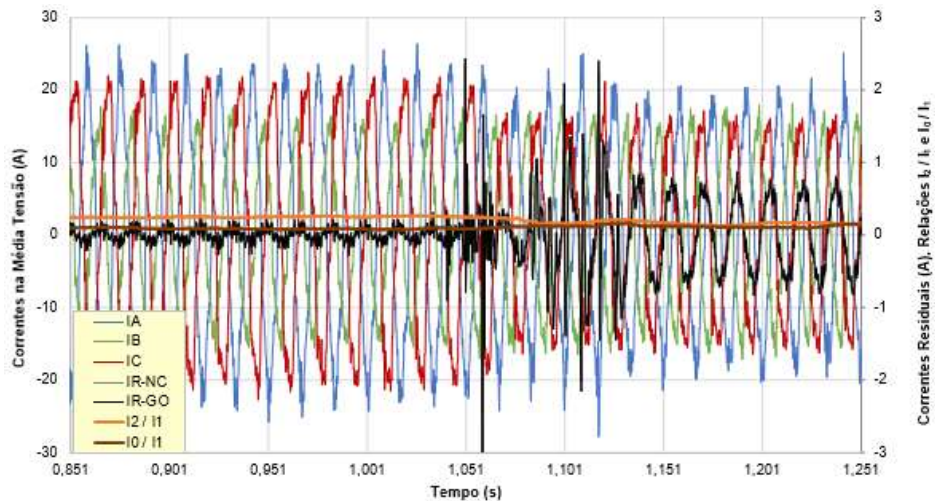
Local de Medição	Pré-condição de Regime					
	$V_A$ (kV)	$V_B$ (kV)	$V_C$ (kV)	$V_0$ (V)	$V_2/V_1$	$V_0/V_1$
SM0	7,93	7,98	7,97	0,91	0,006	0,003
SM1	7,77	7,94	7,78	0,03	0,016	0,003
SM2	7,33	7,86	7,31	0,04	0,051	0,005
SM3	7,02	7,78	7,17	0,05	0,069	0,007
SM4	6,85	7,69	6,99	0,06	0,079	0,008
Pré-condição de FAI (FF)						
SM0	8,05	8,03	8,05	5,71	0,007	0,011
SM1	5,11	7,96	8,05	4,25	1,052	1,065
SM2	5,14	7,74	8,06	4,25	1,053	1,084
SM3	5,16	7,60	8,06	4,27	1,057	1,101
SM4	5,18	7,44	8,07	4,27	1,056	1,116
Condição de FAI						
SM0	8,08	8,00	8,04	9,41	0,006	0,012
SM1	3,36	7,92	8,02	3,62	0,812	0,811
SM2	3,43	7,70	8,01	3,62	0,818	0,827
SM3	3,48	7,54	8,01	3,63	0,824	0,841
SM4	3,51	7,38	8,00	3,63	0,824	0,853

FONTE: COPEL; LACTEC (2019).

### 5.3 Resultados dos Testes de Campo

A figura 69 mostra os sinais em detalhes, no intervalo em que ocorre a abertura da chave para simular o rompimento de condutor (Falta de Fase) e, próximo ao tempo 1,051 s, ocorre a abertura da chave e o consequente crescimento das correntes residuais.

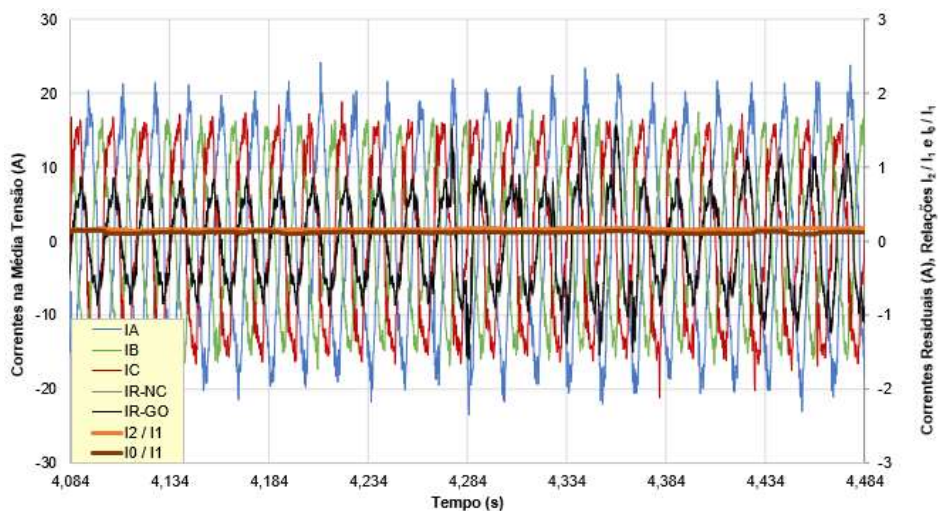
FIGURA 69 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE (SM0) – FALTA DE FASE



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 70 o estado de falta de fase permanece até próximo ao instante 4,284 s quando ocorre a FAI. A partir desse instante a corrente residual (cor preta) sofre crescimento e intermitência, resultando na caracterização da FAI.

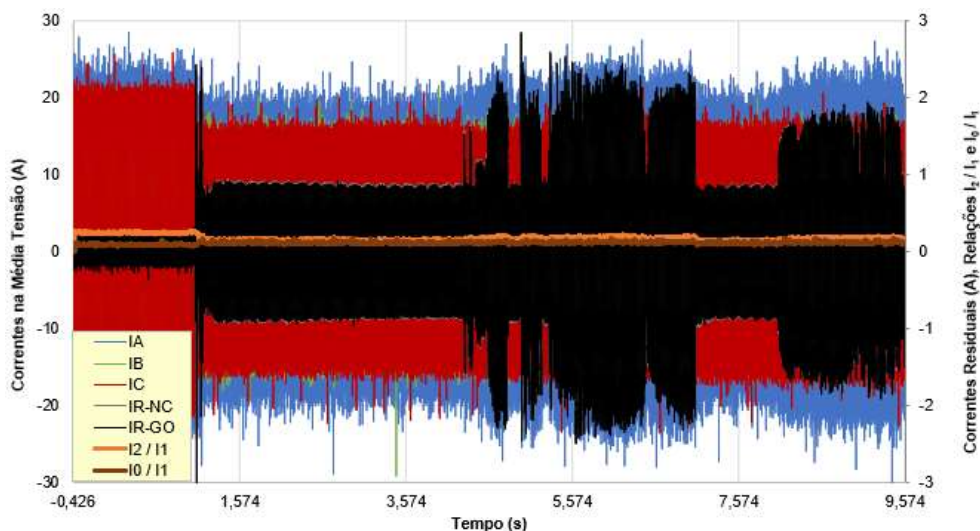
FIGURA 70 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE (SM0) – FAI4



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 71 apresenta o espectro completo das correntes, evidenciando nos tempos próximos à 1,051 s a FF e a partir de aproximadamente 4,284 s a FAI com intermitência, não linearidade, buildup e shoulder.

FIGURA 71 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS À MONTANTE DO DEFEITO (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A tabela 15 apresenta as correntes e, em destaque, o crescimento da corrente I0-calc na transição entre os estados de regime, FF e FAI e que, conforme equação 10 e 11, é a resultante vetorial das correntes de sequência zero por fase dividida por três. A relação I0/I1 se destaca com o crescimento na transição entre os intervalos.

TABELA 15 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS A MONTANTE DA FAI4

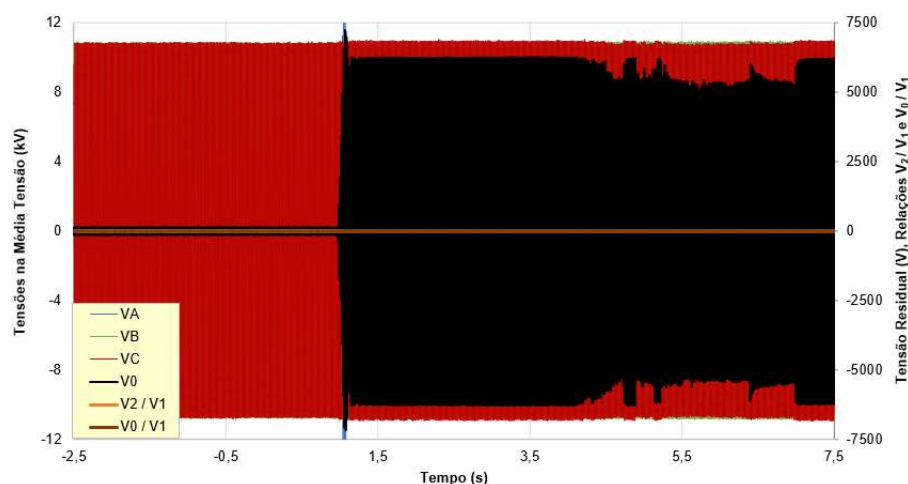
	Unidade	Regime	FF	FAI
<b>IA</b>	A	15,5	12,7	14,1
<b>IB</b>	A	10,2	10,2	10,3
<b>IC</b>	A	14,8	11,0	11,2
<b>I0 - Calc</b>	A	<b>1,216</b>	<b>1,310</b>	<b>1,422</b>
<b>I2 / I1</b>	-	0,247	0,155	0,176
<b>I0 / I1</b>	-	0,092	<b>0,117</b>	<b>0,121</b>

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 72 apresenta o espectro completo das tensões, evidenciando nos tempos próximos à 1,05 s a FF e a partir de aproximadamente 4,28 s a FAI com intermitência, não linearidade, buildup e shoulder.



FIGURA 72 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À MONTANTE DO DEFEITO (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

Para melhores esclarecimentos, a tabela 16 apresenta as tensões e, em destaque, o crescimento da tensão  $V_{0\text{-calc}}$  na transição entre os estados de regime, FF e FAI e que, conforme equação 10 e 11, é a resultante vetorial das tensões de sequência zero por fase dividida por três.

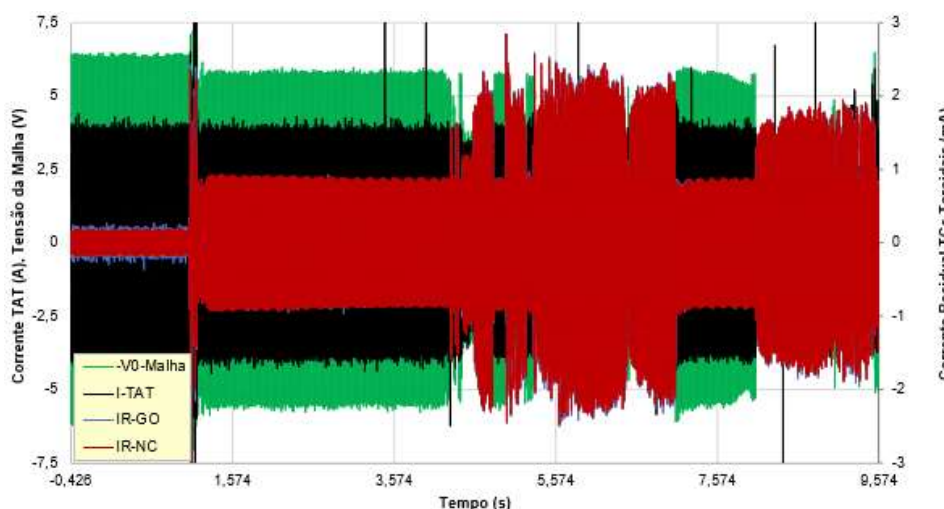
TABELA 16 – CORRENTES DE LINHA E RESIDUAIS A MONTANTE DA FAI4

	Unidade	Regime	FF	FAI
<b>VA</b>	kV	7,8	7,8	7,8
<b>VB</b>	kV	7,9	7,9	7,9
<b>VC</b>	kV	7,8	7,8	7,8
<b>V0 - Calc</b>	V	<b>11,096</b>	<b>16,475</b>	<b>18,306</b>
<b>V2 / V1</b>	-	0,007	0,006	0,007
<b>V0 / V1</b>	-	0,001	0,002	0,002

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

Na figura 73 o oscilograma mostra somente as grandezas residuais destacadas, com as caracterizações de FF e FAI medidas na subestação no ponto SM0, na malha e no TAT.

FIGURA 73 – TENSÕES E CORRENTES RESIDUAIS MEDIDAS NA SUBESTAÇÃO



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A tabela 17 apresenta as grandezas medidas na subestação e, em destaque, o crescimento da tensão  $V_{0-calc}$  e das correntes residuais medidas no alimentador sob defeito. A tensão  $V_{0-malha}$  e a corrente  $I_{TAT}$  foram medidas, respectivamente, tensão entre a malha e um ponto de terra remoto ou distante da subestação ( $V_{0-malha}$ ) e corrente no cabo de aterramento do TAT ( $I_{TAT}$ ). Tais grandezas representam o somatório das tensões e correntes residuais de todos os alimentadores conectados na barra da subestação. Portanto, o decréscimo do valor na transição de FF para FAI dessas grandezas medidas podem refletir a influência desses eventos de FF e FAI nos demais alimentadores, causando um fenômeno a ser melhor investigado.

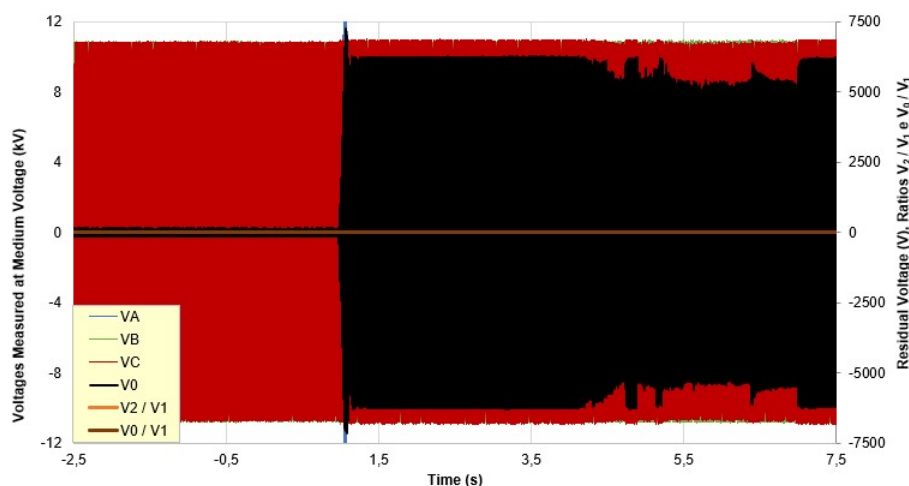
TABELA 17 – TENSÕES E CORRENTES RESIDUAIS NA SUBESTAÇÃO

	Unidade	Regime	FF	FAI
<b><math>V_0</math> - Calc</b>	V	11,1	<b>16,5</b>	<b>18,3</b>
<b><math>-V_0</math>-Malha</b>	V	3,209	2,842	1,830
<b><math>I_0</math> - Calc</b>	A	1,216	<b>1,310</b>	<b>1,422</b>
<b>I-TAT</b>	A	2,266	2,365	1,827
<b>IR-GO</b>	mA	95,6	<b>511,2</b>	<b>1016,0</b>
<b>IR-NC</b>	mA	88,8	<b>521,9</b>	<b>1017,2</b>

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 74 apresenta o espectro completo das tensões medidas a jusante da falta, evidenciando nos tempos próximos à 1,05 s a FF e a partir de aproximadamente 4,28 s a FAI com intermitência, não linearidade, buildup e shoulder.

FIGURA 74 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À JUSANTE DO DEFEITO (SM4)



FORNTE: COPEL; LACTEC (2020).

A tabela 18 apresenta as tensões no sistema SM4 e, em destaque, o crescimento da tensão  $V_{0\text{-calc}}$  na transição entre os estados de regime, FF e, em seguida o decréscimo na transição para a FAI. O mesmo ocorre para as relações das componentes simétricas  $V_2/V_1$  e  $V_0/V_1$ .

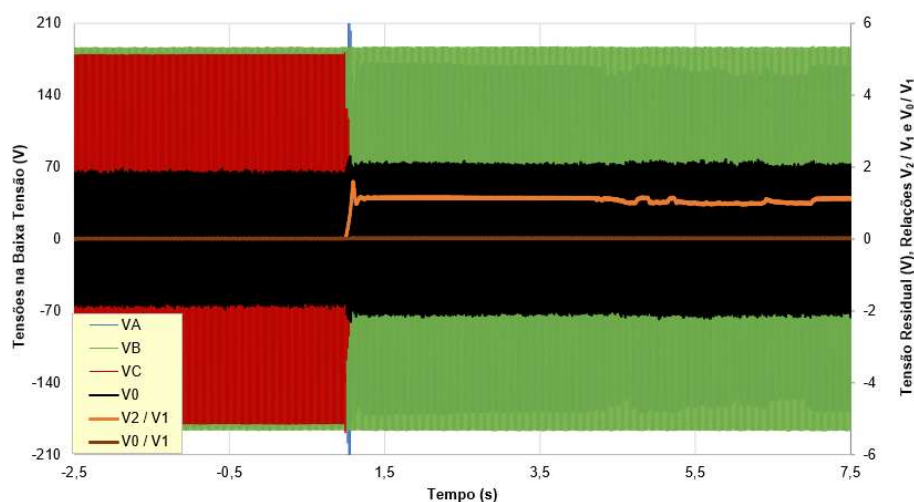
TABELA 18 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT A JUSANTE DA FAI4 – SM4

	Unidade	Regime	FF	FAI
<b>VA</b>	kV	7.3	7.1	5.8
<b>VB</b>	kV	7.6	7.6	7.6
<b>VC</b>	kV	7.6	7.7	7.6
<b>V0 - Calc</b>	V	376.2	<b>4474.4</b>	<b>4103.7</b>
<b>V2 / V1</b>	-	0.053	<b>1.122</b>	<b>1.022</b>
<b>V0 / V1</b>	-	0.052	<b>1.133</b>	<b>1.030</b>

FORNTE: COPEL; LACTEC (2020).

A figura 75 apresenta o espectro completo das tensões medidas na BT a jusante da falta, evidenciando nos tempos próximos à 1,051 s a FF e a partir de aproximadamente 4,284 s a FAI. Em destaque o comportamento da relação das componentes simétricas  $V_2/V_1$ , a qual tem um crescimento no momento da FF e um decréscimo na ocorrência da FAI.

FIGURA 75 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA MT À MONTANTE DO DEFEITO (SM0)



FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

A tabela 19 apresenta as tensões e, em destaque, o crescimento da tensão  $V_2/V_1$  na transição entre os estados de regime, FF e, em seguida o decréscimo na transição para a FAI.

TABELA 19 – TENSÕES DE LINHA E RESIDUAIS NA BT A JUSANTE DA FAI4 – SM4

	Unidade	Regime	FF	FAI
<b>VA</b>	V	128,5	118,5	104,4
<b>VB</b>	V	131,9	132,0	131,8
<b>VC</b>	V	126,6	14,4	28,7
<b>V0 - Calc</b>	V	1,2	1,4	1,4
<b>V2 / V1</b>	-	<b>0,046</b>	<b>1,143</b>	<b>1,043</b>
<b>V0 / V1</b>	-	0,009	0,021	0,020

FONTE: COPEL; LACTEC (2020).

### 5.3.1 Considerações sobre os Resultados dos Testes de Campo

Os testes de campo validaram o comportamento das grandezas verificadas nos resultados das simulações do alimentador real. Ou seja, ficou evidenciado que as correntes e tensões residuais crescem substancialmente nas transições de FF para FAI e que a relação  $V_2/V_1$  cresce em FF e decresce acentuadamente na FAI.

Embora, em algumas situações, os testes e simulações digitais da rede reduzida não tenham apresentado a confirmação do crescimento dos residuais de correntes à montante da FAI aplicada, as tensões tanto a montante quanto a jusante da FAI mostraram o mesmo comportamento tanto para as simulações do alimentador

real como nos testes de campo. As limitações oferecidas pelos testes e simulações digitais da rede reduzida possivelmente proporcionaram influências não capturadas das cargas, das capacitâncias, do comprimento dos condutores e da concentração dos equipamentos, entre estes os transformadores de força, TC, TP, TAT e todos os elementos de medição de modo que alguma incongruência possa não ter sido observada ou detectada. Outra situação que foi percebida nos testes foi uma possível saturação dos transformadores de distribuição, uma vez que as tensões a montante apresentaram valores maiores (aproximadamente 13,6 kV), sendo que os transformadores de distribuição ao longo do alimentador são ligados em tap fixo de 13,2 kV. Mesmo assim, é possível afirmar que todo o trabalho, seja na montagem dos equipamentos ou na modelagem digital, foram produzidos corretamente devido aos resultados terem sido convergentes em sua maior parte, caracterizado pelo comportamento das tensões a montante e a jusante da FAI.

### 5.3.2 Considerações Finais sobre os Resultados

Os trabalhos realizados resultaram na observação e na constatação de que existe um comportamento padrão de grandezas a serem consideradas na detecção e classificação de FAI caracterizada por rompimento de cabo e queda com ocorrência de FAI para o lado carga em uma rede de 13,8 kV em delta aterrada na barra da subestação por transformador de aterramento ligado em zig zag.

Nos testes iniciais, a equipe do laboratório e todos os engenheiros e técnicos envolvidos puderam perceber que o padrão seria caracterizado e poderia ser posteriormente confirmado e validado por testes de campo, como ocorreu. Ou seja, os aumentos das correntes e tensões residuais a montante nas transições entre os períodos, do regime para FF e da FF para FAI. E a relação das componentes simétricas  $V_2/V_1$  com crescimento do seu valor para a transição do regime para FF e no decréscimo do seu valor na transição do FF para FAI.

Isso veio a se confirmar na modelagem e simulações digitais do alimentador completo e real que posteriormente foi validado pelos testes de campo neste mesmo alimentador.

Dessa forma, após todos os estudos e investigações referente ao padrão de comportamento das grandezas, a confirmação e a validação em campo, é possível considerar válido o método baseado nas técnicas verificadas na literatura, sobretudo as que foram destacadas para este trabalho e apresentadas no item 4.

## 6 CONCLUSÕES

A detecção de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição é uma das grandes prioridades dos engenheiros, pesquisadores e principalmente para as Distribuidoras de Energia Elétrica para evitar acidentes com choque elétrico com a população.

Neste trabalho foram pesquisados os principais conceitos sobre faltas fase-terra, componentes simétricas e sistemas de aterramento para formar o embasamento teórico. As técnicas mais atualizadas e promissoras foram abordadas. Utilizando materiais e procedimentos adequados, foi possível proceder testes em laboratório, simulações digitais na plataforma ATP Draw em um alimentador de distribuição real e realizar testes de FAI em campo. A partir dos dados oscilográficos produzidos por essas simulações e testes foram identificados padrões de comportamentos de correntes e tensões, o que permitiu elaborar um método de detecção e classificação da FAI, o qual pode ser implementado nos relés localizados na subestação e ao longo do alimentador, através da definição de limiares e lógica de monitoramento de atuação das funções de sobrecorrente, subtensão,  $I_0$ ,  $V_0$ , e  $V_2/V_1$ , sendo as amostras de correntes obtidas por sensores de alta precisão, como os transformadores de correntes toroidais. Para que o método proposto opere satisfatoriamente, a FAI deve produzir a circulação de corrente residual do contato do cabo energizado com o solo, caso contrário a detecção pode não ocorrer. Como oportunidade de melhoria do método em trabalhos futuros, pode ser utilizada a função de salto de vetor de um relé para caracterizar o rompimento de fase, diferenças angulares entre as grandezas e componentes simétricas, filtros de análise de harmônicos característicos de FAI e medidores inteligentes em ambiente “smart grid” como função de localização do defeito, levando em conta recursos energéticos distribuídos conectados à rede de distribuição.

Dessa forma, através deste trabalho, foi possível cumprir os objetivos e desenvolver um método de detecção e classificação de FAI no rompimento e queda de condutor para o lado carga de um sistema 13,8 kV em delta. Produzir a modelagem de FAI, na plataforma ATP Draw, realizar testes de cabo ao solo em laboratório e campo, elaborar um algoritmo de extração das amostras das grandezas e o reconhecimento de padrão de comportamento dessas grandezas e, por fim, propor, implementar, testar e validar um método de detecção e classificação de FAI.

## 7 REFERÊNCIAS

AZIZ, M. S. A.; HASSAN, M. A. M.; ZAHAB, E. A. **High-impedance faults analysis in distribution networks using an adaptive neuro fuzzy inference system.** Electric Power Components and Systems, v. 40, n. 11, p. 1300–1318, 2012.

BJERKAN, E.; HØIDALEN, H. K.; HERNES, J. G. **Reliable Detection of Downed and Broken Conductors.** , , n. 546, p. 21–24, 2007.

BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying: Principles and Applications.** Fourth Edition. , p. 1–619, 2014.

CHEN, K.; HUANG, C.; HE, J. **Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: A review on the methods.** High Voltage, v. 1, n. 1, p. 25–33, 2016.

CHOLLOT, Y.; MECREANT, J.; LEBLOND, D.; CUMUNEL, P. **New solution of fault directional detection for MV fault passage indicators.** v. 2017, n. June, p. 1326–1329, 2017.

COPEL E LACTEC. Projeto de P & D PD 2866-0503 / 2018 Identificação Projeto de P & D PD 2866-0503 / 2018 1 Visão descritiva. 2018.

EMANUEL, A. E.; CYGANSKI, D.; ORR, J. A.; SHILLER, S.; GULACHENSKI, E. M. **High impedance fault arcing on sandy soil in 15kV distribution feeders: Contributions to the evaluation of the low frequency spectrum.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 2, p. 676–686, 1990.

ETEMADI, A. H.; SANAYE-PASAND, M. **High-impedance fault detection using multi-resolution signal decomposition and adaptive neural fuzzy inference system.** IET Generation, Transmission and Distribution, v. 2, n. 1, p. 110–118, 2008.

FISCHER, N; HOU, D. **Methods for Detecting Ground Faults in Medium- Voltage Distribution Power Systems.** , p. 1–19, 2006.

GHADERI, A.; GINN, H. L.; MOHAMMADPOUR, H. A. **High impedance fault detection: A review.** Electric Power Systems Research, v. 143, n. February, p. 376–388, 2017.

GHOSH, A.; LUBKEMAN, D. L. **The classification of power system disturbance waveforms using a neural network approach.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 10, n. 1, p. 109–115, 1995.

GONZALEZ, C.; TANT, J.; GERMAIN, J. G.; DE RYBEL, T.; DRIESEN, J. **Directional, high-impedance fault detection in isolated neutral distribution grids.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 33, n. 5, p. 2474–2483, 2018.

HAN, J.; HU, J.; YANG, Y.; et al. **A Nonintrusive Power Supply Design for Self-Powered Sensor Networks in the Smart Grid by Scavenging Energy from AC Power Line.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 62, n. 7, p. 4398–4407, 2015.

HOU, D.; FISCHER, N. **Deterministic high-impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems.** Power Systems Conference 2006: Advanced Metering, Protection, Control, Communication and Distributed Resources, PSC, p. 112–122, 2006.

KATO, K. The sensitive earth fault protection on distribution system. 2014.

KAVASKAR, S.; MOHANTY, N. K. **Detection of High Impedance Fault in Distribution Networks.** Ain Shams Engineering Journal, v. 10, n. 1, p. 5–13, 2019.

KEZUNOVIC, M. **Smart Fault Location for Smart Grids.** IEEE Transactions on Smart Grid, v. 2, n. 1, p. 11–22, 2011.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito.** 2a Edição ed. Porto Alegre, RS-Brasil, 1997.

LAAKSONEN, H.; HOVILA, P. Method for high-impedance fault detection. CIRED - Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 1295–1299, 2017.

LEE, C. J.; PARK, J. B.; SHIN, J. R.; RADOJEVIĆ, Z. M. **A new two-terminal numerical algorithm for fault location, distance protection, and arcing fault recognition.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1460–1462, 2006.

LUCIANO, B. A.; FREIRE, R. C. S.; LIRA, J. G. A.; FONTGALLAND, G.; DE CASTRO, W. B. **Transformador de corrente com núcleo toroidal de liga nanocristalina.** IEEE Latin America Transactions, v. 4, n. 3, p. 160–164, 2006.



MAMISHEV, A.V.; RUSSEL, B.D.; BENNER, C. L. **Analysis of High Impedance Faults Using Fractal Techniques**.Pdf. 1995.

MENG, J.; WANG, W.; TANG, X.; XU, X. **Zero-sequence voltage trajectory analysis for unbalanced distribution networks on single-line-to-ground fault condition**. Electric Power Systems Research, v. 161, p. 17–25, 2018. Elsevier B.V.

MICHALIK, M.; REBIZANT, W.; LUKOWICZ, M. R.; LEE, S. J.; KANG, S. H. **High-impedance fault detection in distribution networks with use of wavelet-based algorithm**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 21, n. 4, p. 1793–1802, 2006.

O'BRIEN, W.; UDREN, E.; GARG, K.; HAES, D.; SRIDHARAN, B. **Catching falling conductors in midair - Detecting and tripping broken distribution circuit conductors at protection speeds**. 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2016, 2017.

OLIVEIRA JUNIOR, D. A. DE. **Faltas de Alta Impedância : Detecção e Localização de Rompimento de Condutores em Circuito Primário de Redes Aéreas de Distribuição Baseado em Desequilíbrio De Tensão**. , 2006.

PITOT, F.; VASSILEVSKY, N. 23 rd International Conference on Electricity Distribution Paper 0963 **Wattmetric Earth Fault Protection – Innovation for Compensated Distribution Networks** 23 rd International Conference on Electricity Distribution Paper 0963. , , n. June, p. 15–18, 2015.

RAVAGLIO, M. A.; THELEN, M. E.; ALFARO, L. R.; KIM JR., O., ANTUNES, M.G., ANDRADE, G.A. **Avaliação de Faltas de Alte Impedância em Ensaio de Laboratório** Copel& Lactec. , p. 1–10, 2020.

RAVAGLIO, M.A., et al., **Central Remota para Supervisão e Proteção de Transformadores de Distribuição Convencionais**, XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Rio de Janeiro, 2012.

GAMBOA L., SILVA J. RIBAS C., RIBAS R. – **Medição da Resistência de Malhas de Terra Energizadas em SEs 34,5/13,8 kV e Obtenção da Resistividade de Solos de SEs em Laboratório**, XVIII SNPTE, Curitiba, 2005.

SAMANTARAY, S. R. **Ensemble decision trees for high impedance fault detection in power distribution network.** International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 43, n. 1, p. 1048–1055, 2012. Elsevier Ltd.

SAMIMI, M. H.; MAHARI, A.; FARAHNAKIAN, M. A.; MOHSENI, H. **The rogowski coil principles and applications: A review.** IEEE Sensors Journal, v. 15, n. 2, p. 651–658, 2015.

SARLAK, M.; SHAHRTASH, S. M. **High-impedance faulted branch identification using magnetic-field signature analysis.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 28, n. 1, p. 67–74, 2013.

SAWANT, H.; PATEL, K.; TAPARE, R.; PATEL, D. **Analysis and Design of Toroidal Transformer.** International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), v. 05, n. 04, p. 1457–1460, 2018.

SENGER, E. C.; KAISER, W.; SANTOS, J. C.; BURT, P. M. S. **Broken Conductors Protection System Using Carrier Communication.** , v. 15, n. 2, p. 525–530, 2000.

SNIDER, L. A.; YUEN, Y. S. **The artificial neural-networks-based relay algorithm for the detection of stochastic high impedance faults.** Neurocomputing, v. 23, n. 1–3, p. 243–254, 1998.

THERON, J. C. J.; PAL, A.; VARGHESE, A. **Tutorial on high impedance fault detection.** 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2018, v. 2018-Janua, p. 1–23, 2018.

THOMAS, M. S.; BHASKAR, N.; PRAKASH, A. **Voltage Based Detection Method for High Impedance Fault in a Distribution System.** Journal of The Institution of Engineers (India): Series B, v. 97, n. 3, p. 413–423, 2016. Springer India.

TRINDADE, F. C. L.; MEMBER, S.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. **Fault Location in Distribution Systems Based on SmTRINDADE, F. C. L.; MEMBER, S.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters.** , , n. February, 2014.art Feeder Meters. , , n. February, 2014.

WU, H.; PHUNG, B. T.; ZHANG, D.; CHEN, J. **Modeling and detection of high impedance faults.** Proceedings - 2014 International Conference on Smart Green Technology in Electrical and Information Systems: Towards Greener Globe Through Smart Technology, ICSGTEIS 2014, , n. November, p. 88–93, 2014.