

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Proteção Seletiva Contra Falhas à Terra no
Estator de Múltiplos Geradores
Conectados em Paralelo**

Leonardo Pereira Rezende Maciel

Itajubá, Fevereiro de 2023

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Leonardo Pereira Rezende Maciel

**Proteção Seletiva Contra Faltas à Terra no
Estator de Múltiplos Geradores
Conectados em Paralelo**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
Coorientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Villegas Guerrero**

Itajubá, Fevereiro de 2023

Agradecimentos

Primeiramente agradeço à Deus por se fazer presente em todos os momentos da minha vida. Agradeço-o por me ajudar a enfrentar todas as dificuldades durante essa trajetória, pois foram os obstáculos que me fizeram chegar aonde eu cheguei, vencendo-os através da superação e adquirindo aprendizados que me fizeram ser quem eu sou.

Agradeço a minha família por toda dedicação e confiança depositada em mim. Agradeço pelo amor incondicional que me oferecem e por tudo o que fizeram e continuam fazendo por mim todos os dias da minha vida.

Agradeço a todos os meus amigos que fizeram parte dessa trajetória. Agradeço-os por sempre acreditarem no meu potencial e por me apoiarem para que eu alcançasse o meu objetivo.

Agradeço a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) pela oportunidade de desenvolvimento pessoal e profissional que esse mestrado me proporcionou. Agradeço-a também pelo financiamento e suporte que me foi concedido para realizar parte dessa pesquisa em âmbito internacional.

Agradeço aos meus orientadores Paulo Márcio e Carlos Villegas pelos ensinamentos e conselhos durante o desenvolvimento desse trabalho. Agradeço-os pela parceria e disponibilidade de ambos, fatores essenciais para realização da pesquisa.

Por fim, agradeço a empresa Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) pelo empréstimo, tanto em solo nacional quanto internacional, dos equipamentos utilizados nesse estudo. Agradeço por todo o suporte que foi prestado durante a realização dos testes.

Resumo

A proteção contra faltas à terra no estator de geradores é um dos principais tópicos avaliados durante os estudos de proteção. Diversos métodos contra esse tipo de defeito foram desenvolvidos ao longo dos anos, entretanto, nenhum dos métodos tradicionais é capaz de garantir a seletividade do sistema de proteção em cenários que consideram a operação de múltiplos geradores em paralelo, aterrados por alta impedância.

A partir da revisão bibliográfica, identificou-se a proposição de um novo método capaz de superar essa problemática causada pelo paralelismo das máquinas. Contudo, apesar do elevado potencial de solução, essa metodologia foi avaliada somente através de simulações *offline*.

Diante disso, esse trabalho de dissertação propõe uma plataforma de teste através de um ambiente de simulação digital em tempo real no RTDS (*Real-Time Digital Simulator*) e avalia o novo método seletivo de proteção contra faltas à terra em um sistema elétrico composto por dois geradores síncronos conectados em paralelo.

Esse trabalho também contribuiu com o desenvolvimento de um circuito elétrico capaz de emular a geração de diferentes níveis de tensão de terceiro harmônico, tanto nos terminais quanto no neutro de cada máquina.

Nesse contexto, nove cenários de operação foram modelados a partir do sistema principal e realizou-se a simulação de curtos-circuitos fase-terra em todo o comprimento do enrolamento do estator da máquina síncrona. As simulações contemplaram a integração de relés comerciais de proteção através da técnica denominada *hardware-in-the-loop* no RTDS. Além disso, para a correta aplicação da metodologia avaliada, foi desenvolvido um sistema de comunicação entre os equipamentos.

Os resultados obtidos permitem concluir que a abrangência e efetividade do método avaliado está condicionado ao nível de harmônico presente em cada um dos geradores que compartilham o mesmo barramento.

Palavras-chave: faltas fase-terra, Proteção de Geradores, Proteção 100% do Estator, Seletividade do Sistema de Proteção, Simulação em Tempo Real.

Abstract

Generator stator earth fault protection is one of the main topics evaluated during protection studies. Several methods against this type of fault have been developed over the years, however, none of the traditional methods is able to guarantee the selectivity of the protection system in scenarios that consider the operation of multiple generators in parallel, grounded by high impedance.

From the literature review, it was identified the proposition of a new method capable of overcoming this problem caused by the parallelism of the machines. However, despite the high potential, this methodology was evaluated only through offline simulations.

Therefore, this dissertation proposes a test platform through a real-time digital simulation environment in the RTDS (Real-Time Digital Simulator) and evaluates the new selective method of protection against earth faults in an electrical system composed of two synchronous generators connected in parallel.

This work also contributed to the development of an electrical circuit capable of emulating the generation of different levels of third harmonic voltage, both at the terminals and at the neutral of each machine.

In this context, nine operating scenarios were modeled from the main system and the simulation of phase-to-ground short circuits along the entire length of the stator winding of the synchronous machine was performed. The simulations contemplated the integration of commercial protection relays through the technique called hardware-in-the-loop in RTDS. In addition, for the correct application of the evaluated methodology, a communication system between the equipment was developed.

The results obtained allow us to conclude that the scope and effectiveness of the evaluated method is conditioned to the harmonic level present in each of the generators that share the same bus.

Keywords: Generator Protection, Phase-to-ground faults, Protection System Selectivity, Real-Time Simulation, 100% Stator Protection.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1 - Capacidade de Geração Instalada do SIN (ONS, 2022).....	15
Figura 2.1 - Principais Componentes da Máquina Síncrona (GULEN, 2019)..	23
Figura 2.2 – Rotor de Polos Lisos (CHAPMAN,2013)	23
Figura 2.3 – Rotor de polos salientes (CHAPMAN, 2013).....	24
Figura 2.4 – Estator de um Gerador Síncrono Trifásico (CHAPMAN,2013)	24
Figura 2.5 – Circuito Equivalente Trifásico de um Gerador Síncrono (CHAPMAN, 2013).....	25
Figura 2.6 - Circuito Equivalente Monofásico de um Gerador Síncrono (CHAPMAN, 2013).....	27
Figura 2.7 – Terminais da máquina síncrona conectada em Δ (CHAPMAN, 2013).....	27
Figura 2.8 – Terminais da máquina síncrona conectada em Y (CHAPMAN, 2013).....	27
Figura 2.9 – Curva de capacidade do gerador síncrono (VELÁZQUEZ, 2015)28	
Figura 3.1 – Relé Numérico SEL-751 (SEL, 2022).....	40
Figura 3.2 – Distribuição de VG3 em diferentes condições de falha (LIMA, 2020)	42
Figura 3.3 – Proteção de Subtensão de Terceiro Harmônico.....	43
Figura 3.4 – Proteção de Sobretensão de Terceiro Harmônico	44
Figura 3.5 – Conexão do TP em delta aberto.....	45
Figura 3.6 – Proteção Diferencial de Terceiro Harmônico.....	45
Figura 3.7 – Proteção Baseada em Injeção Harmônica	47
Figura 3.8 – Diagrama Unifilar Teste (CHOWDHURY, 2018)	49
Figura 4.1 – Rack do RTDS modelo Novacor	54
Figura 4.2 - Exemplo do Módulo <i>Draft</i> do RTDS	55
Figura 4.3 – Exemplo do Módulo <i>RunTime</i> do RTDS	56
Figura 4.4 – Exemplo de estrutura do HIL.....	57
Figura 4.5 – Cartão GTA0 do RTDS.....	58
Figura 4.6 – Cartão GTFPI do RTDS	58
Figura 4.7 – Estrutura do teste HIL utilizada nesse trabalho	59
Figura 4.8 – Sistema Elétrico Proposto	60
Figura 4.9 – Representação do <i>Phase Domain Synchronous Machine with Internal Fault</i> no módulo <i>Draft</i> do RSCAD	60
Figura 4.10 - Diagrama de bloco do sistema de geração.....	62
Figura 4.11 – Modelo matemático do regulador de velocidade (COELLO, 2021).....	63
Figura 4.12 – Modelo matemático do Sistema de Excitação (COELLO,2021) 63	
Figura 4.13 – Parte 1 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica.....	65
Figura 4.14 – Parte 2 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica.....	66
Figura 4.15 – Parte 3 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica.....	66
Figura 4.16 – Combinação das Tensões Fundamentais e de Terceiro Harmônico.....	67

Figura 4.17 – Representação do Sistema de Aterramento das Máquinas Síncronas no módulo Draft do RSCAD	68
Figura 4.18 – Representação do modelo <i>Dynamic Load</i> no módulo Draft do RSCAD.....	69
Figura 4.19 – Modelagem da Função 87V31	70
Figura 4.20 – Lógica de Comparação da Função 87V31	71
Figura 4.21 – Lógica de Disparo de Trip	71
Figura 5.1 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1	88
Figura 5.2 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1	89
Figura 5.3 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Tensão Fundamental nos Terminais de G2; (c) Comparação da Função 87V31; (d) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (e) Variáveis Digitais do IED 1.....	90
Figura A.6.1 – Estrutura do <i>Hardware-in-the-Loop</i> - Parte 1	102
Figura A.6.2 – Estrutura do <i>Hardware-in-the-Loop</i> - Parte 2.....	103

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Fator de Sobrecarga de curto tempo permissível (ANDERSON, 1999)	36
Tabela 3.1 – Principais Funções de Proteção de Geradores	38
Tabela 3.2 – Resultados obtidos para o cenário 1 (CHOWDHURY, 2018).....	50
Tabela 3.3 – Resultados obtidos para o cenário 2 (CHOWDHURY, 2018).....	50
Tabela 3.4 – Resultados obtidos para o cenário 3 (CHOWDHURY, 2018).....	50
Tabela 4.1 – Cenários de Operação Avaliados	73
Tabela 5.1 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 1	76
Tabela 5.2 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 2.....	77
Tabela 5.3 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 3.....	78
Tabela 5.4 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 4.....	79
Tabela 5.5 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 5.....	81
Tabela 5.6 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 5.....	82
Tabela 5.7 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 7	83
Tabela 5.8 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 8.....	85
Tabela 5.9 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 9.....	86
Tabela 5.10 – Resumo dos Resultados para os Cenários Avaliados.....	91
Tabela B.6.1 – Principais Dados da Máquina Síncrona	104

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct Current</i>
DSP	<i>Digital System Processor</i>
Ea	Tensão no Estator da Máquina Síncrona
f	Frequência
fs	Frequência Síncrona
FS	Fator de Sobrecarga
GTAI	<i>Gigabit Transceiver Analogue Input Card</i>
GTAO	<i>Gigabit Transceiver Analogue Output Card</i>
GTDI	<i>Gigabit Transceiver Digital Input Card</i>
GTDO	<i>Gigabit Transceiver Digital Output Card</i>
GTFPI	<i>Inter-rack Communication Card</i>
GTWIF	<i>Workstation Interface Card</i>
Hz	Hertz
Ia	Corrente no Estator da Máquina Síncrona
Ic	Corrente de curto-circuito fase-terra do Gerador
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
kVA	Quilo Volt Ampere
Lf	Indutância do Enrolamento de Campo da Máquina Síncrona
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Mega Watt
n	Rotação da máquina
nsinc	Rotação síncrona
p	Número de Polos da Máquina
P	Potência Ativa

PB5	Processor Card
Q	Potência Reativa
R_0	Resistência Total de Sequência Zero do Sistema até o Defeito
R_a	Resistência de Armadura da Máquina Síncrona
R_f	Resistência do Enrolamento de Campo da Máquina Síncrona
RTC	Relação de Transformação do TC
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
RTP	Relação de transformação do TP
s	Escorregamento
S	Potência Aparente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
ST	Potência do Transformador de Aterramento
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UHE	Usina Hidroelétrica
V_f	Tensão no Terminal do Enrolamento de Campo da Máquina
V_ϕ	Tensão no terminal da máquina
X_0	Reatância Total de Sequência Zero do Sistema até o Defeito
X_1	Reatância Total de Sequência Positiva do Sistema até o Defeito
XC	Reatância Capacitiva
XL	Reatância Indutiva
XS	Reatância síncrona da máquina síncrono

Sumário

1. Introdução	15
1.1 Revisão Bibliográfica	17
1.2 Justificativa	19
1.3 Objetivos	19
1.4 Estrutura da Dissertação	21
2. Máquinas Síncronas	22
2.1 Considerações Iniciais	22
2.2 Aspectos Construtivos	22
2.3 Máquina Síncrona Operando como Gerador	25
2.4 Característica Harmônica	29
2.5 Sistema de Aterramento de Geradores	30
2.5.1 Sistema Isolado	31
2.5.2 Sistema Solidamente Aterrado	32
2.5.3 Sistema Aterrado por Resistor de Baixo Valor	33
2.5.4 Sistema Aterrado por Resistor de Alto Valor	33
2.5.5 Sistema Aterrado por Transformadores de Distribuição	34
2.6 Considerações Finais	36
3. Sistema de Proteção de Geradores	37
3.1 Considerações Iniciais	37
3.2 Dispositivos de Proteção	38
3.3 Proteção Tradicional Contra Falhas à Terra no Enrolamento de Geradores	40
3.3.1 Proteção de Subtensão de Terceiro Harmônico	43
3.3.2 Proteção de Sobretensão de Terceiro Harmônico	43
3.3.3 Proteção Diferencial de Terceiro Harmônico	45
3.3.4 Métodos Baseados em Injeção Harmônica	46
3.4 Paralelismo de Geradores	47
3.5 Método de Proteção Seletiva Contra Falhas à Terra no Estator de Geradores Conectados em Paralelo	48
3.6 Considerações Finais	52
4. Desenvolvimento da Plataforma de Testes	53
4.1 Considerações Iniciais	53

4.2	Simulador Digital em Tempo Real	53
4.2.1	Hardware do RTDS	54
4.2.2	Software do RTDS.....	55
4.2.3	Hardware-in-The-Loop	56
4.3	Sistema Elétrico Proposto	59
4.3.1	Máquina Síncrona	60
4.3.2	Circuito Auxiliar de Terceiro Harmônico.....	64
4.3.3	Sistema de Aterramento	67
4.3.4	Carga	68
4.4	Lógica de Trip	69
4.5	Cenários de Operação	72
4.6	Considerações Finais.....	73
5.	Resultados	75
5.1	Considerações Iniciais	75
5.2	Cenário 1	75
5.3	Cenário 2	76
5.4	Cenário 3	78
5.5	Cenário 4	79
5.6	Cenário 5	80
5.7	Cenário 6	81
5.8	Cenário 7	83
5.9	Cenário 8	84
5.10	Cenário 9	85
5.11	Análise de Oscilografias.....	87
5.12	Análise dos Resultados.....	91
5.13	Considerações Finais.....	93
6.	Conclusões	94
	Referências.....	99

1. Introdução

A geração de energia elétrica é o primeiro estágio de um complexo processo denominado Sistema Elétrico de Potência (SEP). Atualmente, o Brasil possui milhares de empreendimentos em operação nessa área, totalizando aproximadamente 176 GW instalados, produzidos a partir de diversas fontes de energia, conforme observa-se na Figura 1.1.

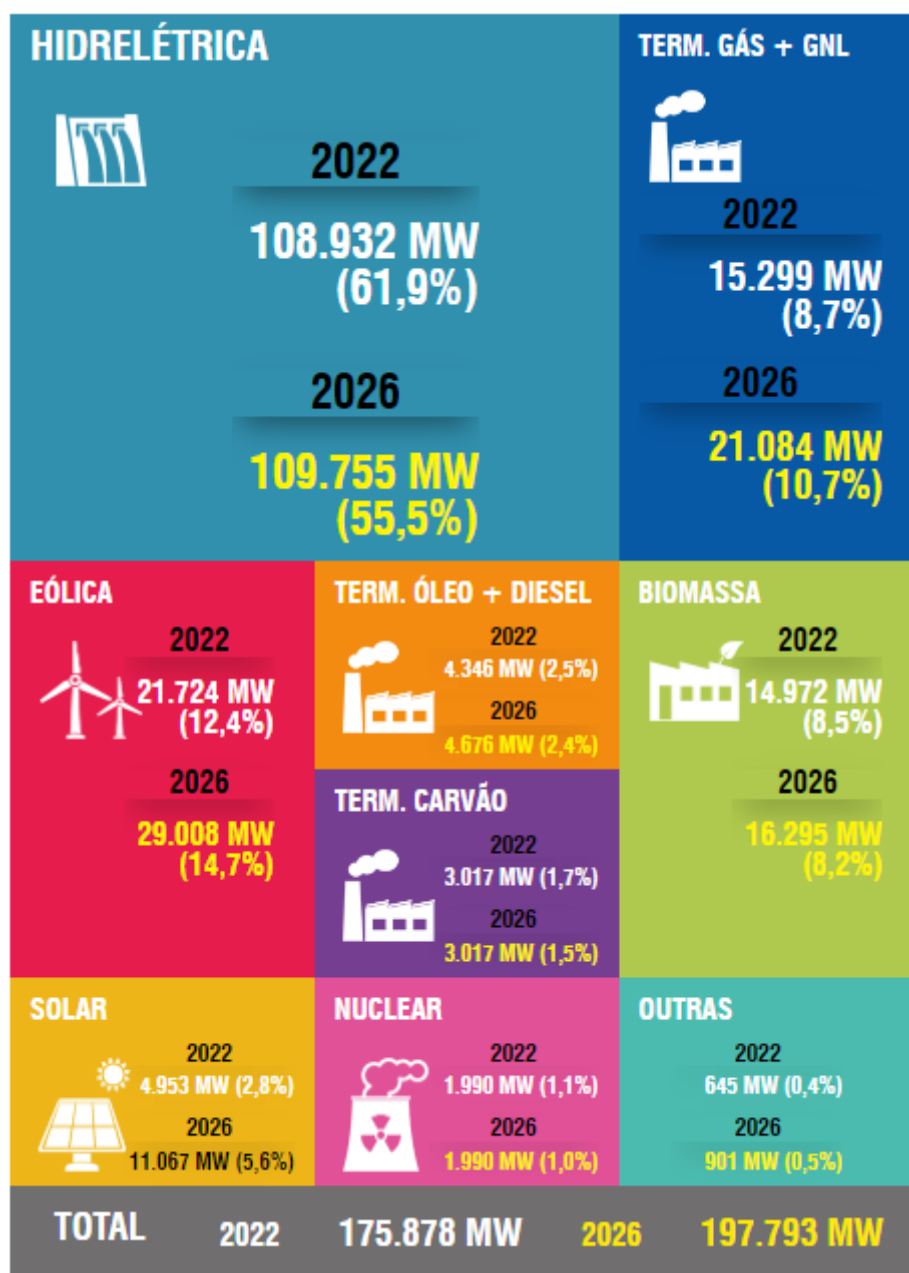


Figura 1.1 - Capacidade de Geração Instalada do SIN (ONS, 2022)

Das diversas fontes de energia, as mais predominantes são aquelas que realizam uma conversão eletromecânica, processo que consiste na conversão de uma energia mecânica (água, vento, vapor, etc.) em energia elétrica.

Para isso, desde o século passado até os dias atuais, os geradores síncronos ainda são os principais equipamentos utilizados para realizar tal função em todo o mundo. Máquinas de grande porte, com potência entre dezenas e centenas de MVA constituem a base da geração de centrais hidrelétricas, nucleares ou térmicas (OLIVEIRA, 2018).

Contudo, a utilização de geradores síncronos não se restringe apenas a grandes sistemas e estão presentes também em sistemas isolados e em áreas de difícil acesso, onde se torna inviável a interligação com as linhas de transmissão de energia elétrica. Além disso, empreendimentos como indústrias, hospitais e shoppings também fazem uso de geradores síncronos para cogeração ou como unidade emergencial (UMANS, 2014).

De modo geral, as máquinas síncronas são compostas basicamente por um eixo girante, denominado como rotor, e um parte estacionária conhecida como estator. Quando utilizadas como gerador, a integração desses componentes é responsável por dar origem a uma variação no fluxo magnético dentro da máquina e, conseqüentemente, disponibilizar eletricidade em seus terminais.

Entretanto, assim como os demais equipamentos do SEP, os geradores também estão sujeitos a defeitos e maus funcionamentos devido à ocorrência de diversas perturbações no circuito em que se encontram, internas e/ou externas as máquinas. Apesar de inerente, isso é extremamente indesejável pois pode levar a máquina a longos e dispendiosos períodos fora de operação, reparos com alto custo, perda de capacidade de geração, perda de receita e comprometimento da estabilidade do sistema (SILVA, 2019).

Uma falha nos enrolamentos do estator, por exemplo, geralmente é resultado da deterioração gradual do sistema de isolamento seguida de um outro evento, como faltas externas ou surtos de tensão, danificando assim a isolamento já enfraquecida. Tal deterioração ocorre devido a diversos processos, incluindo desgaste térmico, elétrico, mecânico e ainda fatores ambientais (LIMA, 2020).

A proteção contra esse tipo de defeito é realizada por relés de proteção e pode ser feita através de esquemas convencionais que protegem até 90 ou

95% do enrolamento ou ainda, através de métodos mais elaborados capazes de proteger 100% do enrolamento da máquina.

Geradores aterrados através de alta impedância são protegidos com sucesso há muitos anos através de esquemas de proteção que cobrem 100% do enrolamento. Esses esquemas aproveitam o fato da rede de sequência-zero do gerador ser, normalmente, isolada do resto do circuito através dos enrolamentos em delta do transformador elevador do gerador e do transformador de serviço auxiliar da unidade (CHOWDHURY, 2018).

No entanto, existem algumas topologias alternativas de rede responsáveis por criar grandes desafios aos tradicionais métodos de proteção contra faltas à terra. De acordo com Chowdhury (2018), isso ocorre para circuitos que contemplam:

- Múltiplos geradores aterrados através de alta impedância compartilhando o mesmo transformador elevador;
- Múltiplos geradores não aterrados compartilhando o transformador com uma fonte de aterramento de alta impedância no barramento;
- Unidades *cross-compound*.

Assim sendo, devido a sua função, aos níveis de energia envolvidos, o potencial de danos de ativos e os custos associados à manutenção e substituição do equipamento, a proteção de geradores, sobretudo contra faltas à terra no estator, em cenários que consideram múltiplas máquinas operando em paralelo é uma extensa e fundamental área de pesquisa, mas até então pouco explorada.

1.1 Revisão Bibliográfica

A fim de apresentar e contextualizar a relevância dessa dissertação em relação aos trabalhos atualmente disponíveis na literatura, foi realizado o

levantamento do estado da arte de algumas referências bibliográficas que possuem temas correlatos ao escopo abordado nesse trabalho.

No trabalho de Fischer et al. (2014), foi realizada uma análise das características construtivas dos enrolamentos do estator de um gerador e identificou-se os principais fatores que ocasionam a deterioração e falha desse componente. Além disso, a partir de simulações digitais, os autores comprovam a eficiência da utilização de elementos diferenciais na detecção de faltas à terra no estator das máquinas.

No trabalho de Araújo (2015), são avaliados diferentes esquemas de proteção contra faltas à terra no enrolamento estatórico de geradores síncronos no intuito de compreender as condições que afetam o desempenho desses esquemas. Concluiu-se que, principalmente, o sistema de aterramento, as condições de carga e tipo do enrolamento são responsáveis por afetar, de diferentes formas, os tradicionais esquemas de proteção contra faltas à terra no estator. Os testes foram realizados com o auxílio de um simulador digital em tempo real e tendo como base os dados de um gerador de 100 [MW] da UHE Volta Grande.

O artigo de Silva et. Al (2019), apresenta os conceitos e benefícios de um novo método para monitoramento da isolação elétrica do enrolamento estatórico de máquinas síncronas aterradas por alta impedância. O método proposto inclui o monitoramento completo do sistema de aterramento, podendo ser aplicado para alarme ou desligamento da unidade geradora diante a ocorrência de faltas à terra ou devido à baixa isolação. A avaliação é feita com base na aplicação deste sistema para proteção e monitoramento das unidades geradoras da UHE Fontes Nova da empresa Light Energia.

O artigo de Correa et. al (2017), avalia o desempenho da função de proteção ANSI 64G (100% do estator) frente a ocorrência de faltas à terra em diversos locais do estator de um gerador síncrono. Para isso, foram realizadas simulações digitais em tempo real e, a partir do esquema de teste conhecido como *hardware-in-the-loop*, avaliou-se a resposta de um relé de proteção comercial.

O trabalho de Reis Filho e Silva Filho (2010), define os critérios de ajuste para a proteção de 100% do estator de geradores em sistemas que possuem mais de uma máquina conectada ao mesmo barramento. O estudo contemplou

simulações *off-line* no *software* ATP e analisou o perfil das tensões harmônicas da máquina nos estágios de pré-falta e pós-falta.

O artigo de Chowdhury et al. (2018), propõe dois métodos complementares com o objetivo de preservar a seletividade do sistema de proteção em circuitos que contemplam múltiplos geradores aterrados por alta impedância compartilhando o mesmo barramento. Tal método propõe a medição das tensões fundamental e de terceiro harmônico, bem como da direcionalidade das correntes e a partir de um ambiente de simulações computacionais (*off-line*) no *software* Simulink, os autores avaliam o desempenho da metodologia proposta.

1.2 Justificativa

A partir da pesquisa bibliográfica, evidenciou-se a carência de estudos a respeito da seletividade do sistema de proteção contra faltas à terra no estator de geradores síncronos aterrados por alta impedância e que compartilham o mesmo barramento, sobretudo em sistemas isolados.

Dentre as referências encontradas, somente no trabalho contido em (CHOWDHURY, 2018) constatou-se a proposição de uma metodologia desenvolvida especificamente para solucionar esse problema. Contudo, a validação do método ocorreu apenas através de simulações computacionais, fator limitante para a consolidação da metodologia.

Assim sendo, identificou-se a necessidade do desenvolvimento de uma plataforma de teste mais robusta e confiável para avaliar a eficiência do novo método de proteção.

1.3 Objetivos

De modo geral, o objetivo principal desse trabalho de dissertação consistiu em desenvolver uma plataforma de simulação em tempo real, através do uso da estrutura de *software* e *hardware* do RTDS, para avaliação do desempenho de um novo método capaz de garantir seletividade ao sistema de

proteção contra faltas à terra no estator de múltiplos geradores conectados em paralelo.

Nesse contexto, os objetivos específicos desse trabalho foram listados conforme abaixo:

- Modelar no RTDS um sistema composto por dois geradores síncronos acionados por uma turbina a gás e dividindo igualmente o despacho de potência solicitado por uma carga dinâmica de característica indutiva;
- Suprir a limitação dos modelos de máquinas síncronas disponíveis no RTDS a partir da modelagem de um circuito auxiliar capaz de emular a geração de tensão harmônica de terceira ordem, tanto nos terminais quanto no neutro das máquinas;
- Desenvolver uma bancada de testes em *hardware-in-the-loop* e implementar nos relés de proteção que a compõe: o método de seletividade avaliado, uma lógica de *trip* associada a tal método, bem como um sistema de comunicação horizontal entre os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) através do protocolo GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) definido pela norma IEC-61850;
- Avaliar em tempo real a eficiência do método de seletividade proposto em (CHOWDHURY, 2018) frente a aplicação de curtos-circuitos fase-terra em diversos locais do enrolamento estático da máquina, considerando diferentes cenários de operação.

Portanto, a partir dos objetivos listados acima, esse trabalho pretende trazer importantes contribuições para a engenharia elétrica, sobretudo, para área de proteção contra faltas à terra em geradores síncronos conectados em paralelo.

Nesse contexto, cabe mencionar que tal pesquisa culminou na publicação de um artigo técnico científico no XVI STPC (Seminário Técnico De Proteção e Controle), realizado em outubro de 2022.

1.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho de dissertação está dividido em seis capítulos, além das referências bibliográficas, da seguinte forma:

- O capítulo 1 apresenta a contextualização acerca da linha de pesquisa desse trabalho, bem como a revisão bibliográfica, a justificativa, os objetivos e a estrutura da dissertação;
- No capítulo 2 são abordados os principais tópicos a respeito das máquinas síncronas, tais como as características construtivas e as leis que regem o seu funcionamento, sobretudo operando como gerador e os sistemas de aterramento que podem ser associados ao equipamento.
- O capítulo 3 contempla os aspectos relacionados ao sistema de proteção de geradores síncronos com enfoque nos métodos de proteção contra faltas à terra no estator das máquinas síncronas.
- No capítulo 4 é descrito o sistema elétrico principal e os respectivos cenários avaliados, bem como as etapas e o funcionamento das simulações em *hardware-in-the-loop*.
- O capítulo 5 apresenta os resultados oriundos das simulações realizadas para cada um dos cenários definidos no capítulo 4, as análises comparativas entre tais cenários, assim como as respostas obtidas pelos relés de proteção que compõe a bancada de testes desse trabalho.
- Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões inferidas a partir dos resultados obtidos no capítulo 5, além de sugestões para trabalhos futuros associados a linha de pesquisa explorada nessa dissertação.

2. Máquinas Síncronas

2.1 Considerações Iniciais

De modo geral, as máquinas síncronas podem ser definidas como conversores eletromecânicos que, em regime permanente, operam em velocidade constante. A conversão de energia ocorre devido à variação no fluxo magnético dentro da máquina, causada pela rotação do campo magnético próximo às bobinas, ou pela rotação mecânica das bobinas dentro de um campo magnético, ou ainda pela variação da relutância de acordo com a rotação do rotor (UMANS, 2014).

A conversão da energia elétrica em energia mecânica, caracteriza a máquina como motor. Já a conversão de energia mecânica em energia elétrica, simboliza a operação de um gerador. Apesar da flexibilidade no modo de operação, a máquina síncrona é predominantemente utilizada como gerador.

Assim sendo, o objetivo deste capítulo consiste em apresentar a teoria das máquinas elétricas rotativas de corrente alternada, sobretudo os seus aspectos construtivos, a sua característica de operação como gerador e o seu sistema de aterramento

2.2 Aspectos Construtivos

As máquinas síncronas são compostas por diversos componentes, sendo os principais destes o rotor (parte rotativa) e o estator (parte estacionária). A Figura 2.1 ilustra um exemplo da máquina síncrona e seus principais componentes.

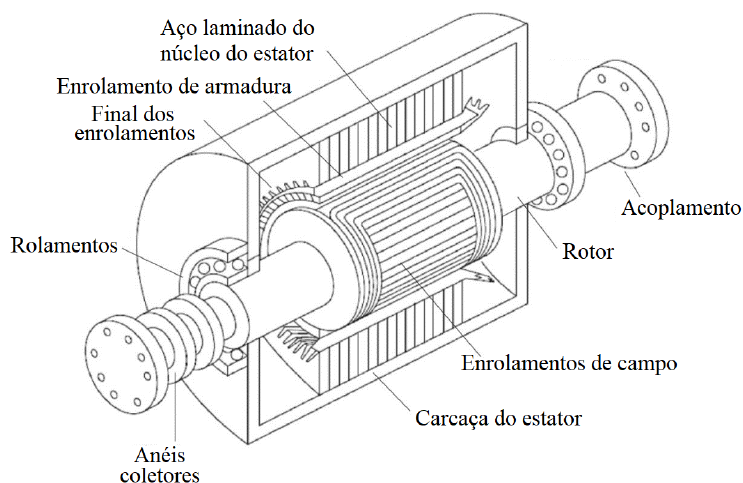


Figura 2.1 - Principais Componentes da Máquina Síncrona (GULEN, 2019)

O rotor é constituído basicamente por um eixo, o qual suporta um núcleo magnético, os enrolamentos de campo e os amortecedores da máquina, responsáveis por produzir um campo magnético constante, a partir do sistema de excitação. Os polos magnéticos do rotor podem ser construídos tanto de polos lisos quanto de polos salientes:

- **Polos Lisos:** enrolamentos distribuídos simetricamente em fendas (ranhuras), nivelados com a superfície do rotor, conforme exposto na Figura 2.2. São utilizados em aplicações de maior velocidade, em rotores de dois a quatro polos (CHAPMAN, 2013). É o caso das turbinas a gás ou a vapor, conhecidas como turbogeradores.

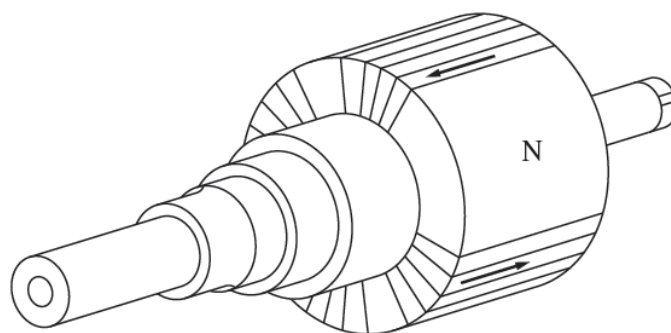


Figura 2.2 – Rotor de Polos Lisos (CHAPMAN,2013)

- Polos Salientes: enrolamentos concentrados que envolvem o próprio polo, sobressaindo-o radialmente, ilustrado na Figura 2.3. São preferencialmente utilizados em aplicações de menor velocidade, em rotores com quatro ou mais polos (CHAPMAN, 2013). Este rotor é encontrado, por exemplo, em hidrogeradores.

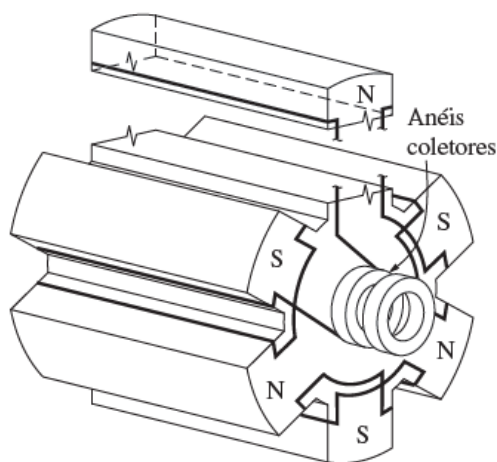


Figura 2.3 – Rotor de polos salientes (CHAPMAN, 2013)

Já o estator, é construído em volta do rotor, permitindo que este possa girar em seu interior, sendo constituído por chapas laminadas e dotados de ranhuras com o intuito de alojar os enrolamentos da armadura, os quais recebem a tensão alternada induzida pelo movimento do rotor. A Figura 2.4 contém um exemplo de estator.

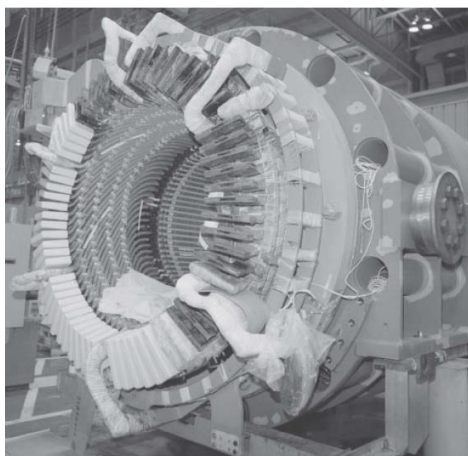


Figura 2.4 – Estator de um Gerador Síncrono Trifásico (CHAPMAN,2013)

2.3 Máquina Síncrona Operando como Gerador

Conforme mencionado no item 2.2, as máquinas síncronas tipicamente são utilizadas como geradores, sendo uma energia mecânica (turbina hidráulica, a vapor, a gás etc.) fornecida à máquina através da aplicação de um torque no eixo que ocasiona a rotação do seu rotor.

De acordo com o trabalho de (CHAPMAN, 2013), o circuito equivalente de um gerador síncrono pode ser representado conforme ilustrado na Figura 2.5.

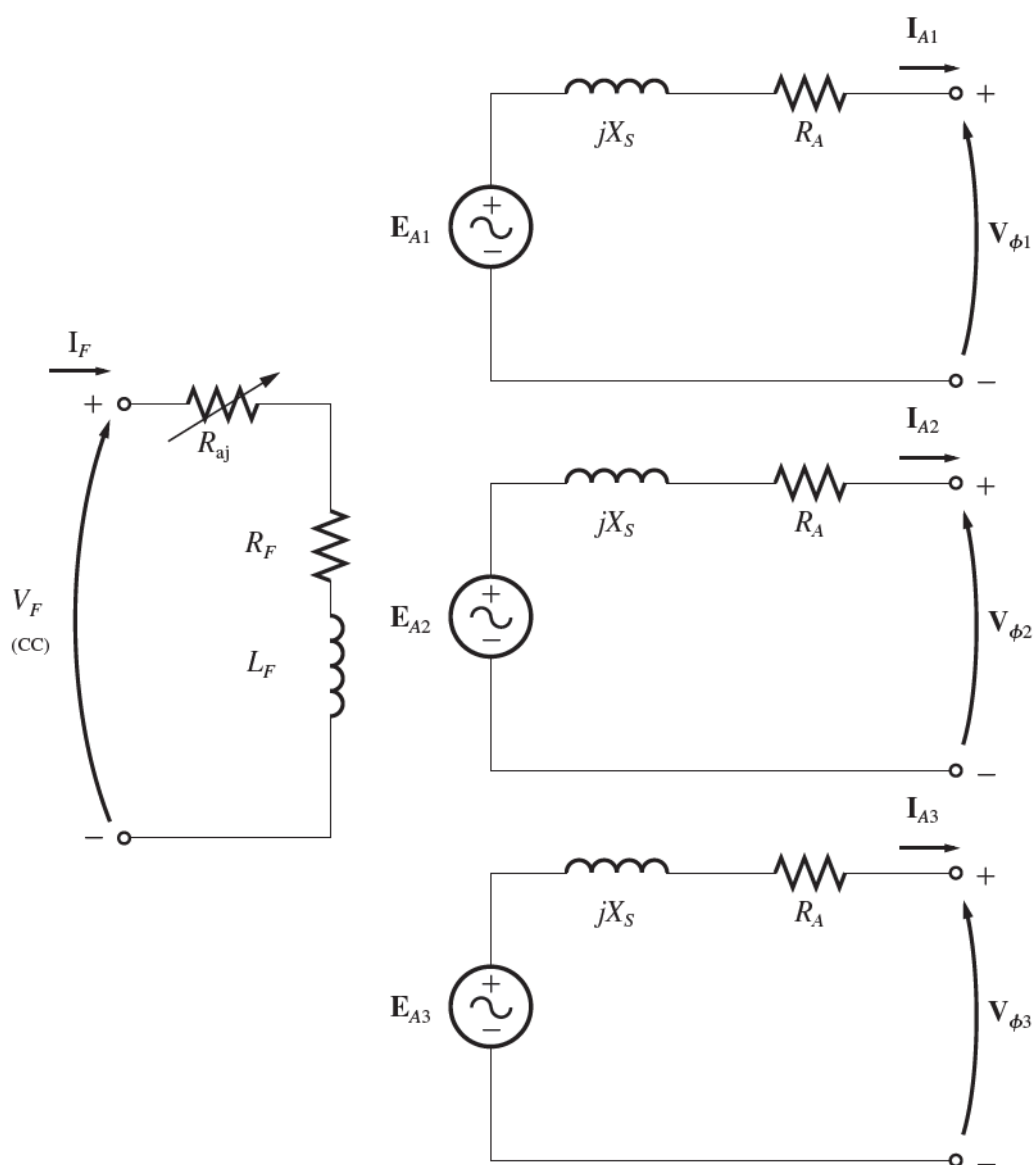


Figura 2.5 – Circuito Equivalente Trifásico de um Gerador Síncrono (CHAPMAN, 2013)

Da Figura 2.5 observa-se a presença de uma fonte de tensão de corrente contínua (V_F) alimentando o circuito de campo do rotor, que é modelado pela indutância e a resistência em série da bobina (R_F). Em série com R_F , há um resistor ajustável R_{aj} responsável por controlar o fluxo da corrente de campo. Os demais componentes do circuito representam o modelo equivalente de cada fase da máquina (1, 2 e 3).

A tensão disponível nos terminais de cada fase da máquina (V_ϕ) pode ser calculada de acordo com a equação (2.1).

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (2.1)$$

Em que:

E_A : tensão por fase no estator;

X_S : reatância síncrona da máquina;

I_A : máxima corrente do estator;

R_A : resistência do estator;

Da Equação (2.1) é importante destacar que, o fato da tensão no terminal do gerador (V_ϕ) ser diferente da tensão disponível no enrolamento do estator (E_A) deve-se, principalmente, ao efeito de distorção do campo magnético do entreferro causada pela corrente que flui no estator, denominada reação de armadura. Isto ocorre ao conectar-se uma carga aos terminais da máquina, ocasionado a circulação de corrente pelo estator que, por conseguinte, dará origem a um campo magnético responsável por distorcer o campo magnético original do rotor, alterando assim a tensão de fase resultante. Mais detalhes sobre o desenvolvimento da Equação (2.1) podem ser obtidos em (CHAPMAN, 2013).

Por outro lado, a única diferença entre as três fases da máquina é o fato delas possuírem tensões e correntes distanciadas de 120° em ângulo entre si. Devido a esse fato, tipicamente, utiliza-se o circuito equivalente monofásico da Figura 2.6 para representar a máquina síncrona.

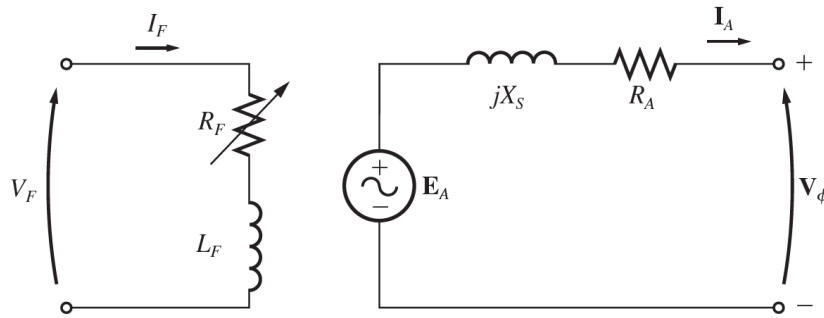


Figura 2.6 - Circuito Equivalente Monofásico de um Gerador Síncrono (CHAPMAN, 2013)

Além disso, as fases da máquina podem ser conectadas tanto em Y quanto em Δ . Na conexão Δ , a tensão de linha (V_L) assume o mesmo valor da tensão de fase V_ϕ . Por outro lado, na conexão Y, V_L é $\sqrt{3}$ vezes maior que V_ϕ . A Fig. 2.7 ilustra a conexão Δ e a Fig. 2.8 contém a conexão Y.

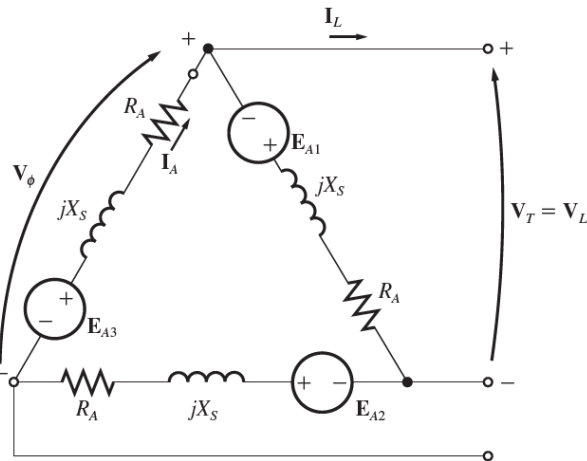


Figura 2.7 – Terminais da máquina síncrona conectada em Δ (CHAPMAN, 2013)

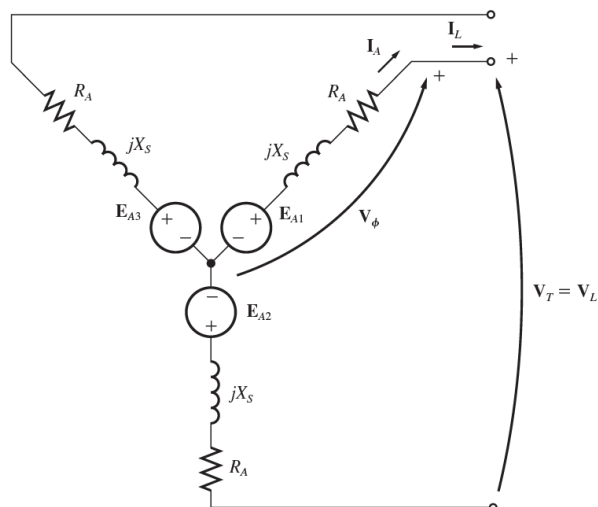


Figura 2.8 – Terminais da máquina síncrona conectada em Y (CHAPMAN, 2013)

Em adição ao circuito equivalente, outra característica importante é o fato de que a frequência elétrica produzida está diretamente relacionada a velocidade mecânica do gerador, ou seja, a frequência resultante está condicionada à quantidade de polos no rotor da máquina e a sua rotação, conforme a equação (2.2).

$$f = \frac{n \cdot P}{120} \quad (2.2)$$

Em que:

f = frequência elétrica;

n = rotação da máquina em rpm

P = número de pares de polo.

Por fim, um aspecto também relevante a respeito da máquina síncrona se trata da sua curva de capacidade, também conhecida como carta de capacidade. Representada em um plano cartesiano definido pelas potências ativa e reativa, a curva de capacidade apresenta os limites operativos que a máquina está sujeita.

A Figura 2.9 ilustra tais limites para um gerador síncrono.

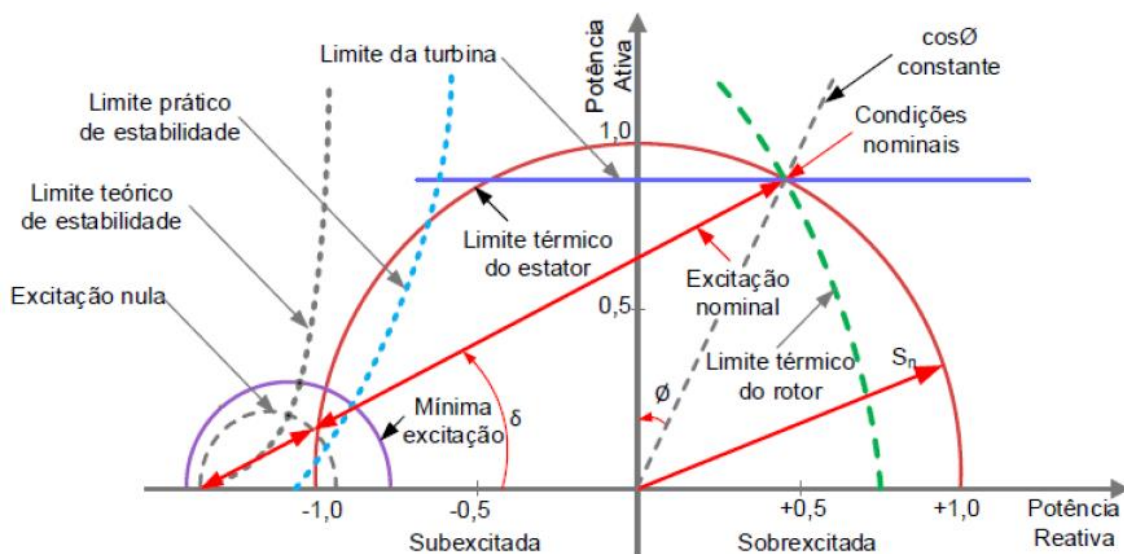


Figura 2.9 – Curva de capacidade do gerador síncrono (VELÁZQUEZ, 2015)

Da curva de capacidade, destacam-se quatro pontos principais:

- Limite térmico do rotor: representa a máxima corrente que pode circular pelo enrolamento de campo sem exceder as limitações de perdas no cobre por efeito térmico;
- Limite térmico do estator: representa a máxima corrente que pode circular pelo enrolamento de armadura sem causar danos à máquina por aquecimento excessivo;
- Limite de estabilidade: garante o equilíbrio entre potência ativa gerada e consumida em condições normais de operação do sistema de potência;
- Limite de mínima excitação: evita que a máquina opere com fatores de potência altamente capacitivos e previne que o gerador opere próximo aos pontos inferiores do limite teórico de estabilidade.

2.4 Característica Harmônica

De acordo com Chapman (2013), a distribuição da densidade de fluxo no entreferro de uma máquina síncrona não pode ser considerada puramente senoidal. A real distribuição do fluxo consiste em uma componente fundamental senoidal em conjunto com componentes harmônicas, as quais podem ser observadas tanto nas tensões quanto nas correntes provenientes das máquinas.

Dentre os harmônicos, aqueles comumente conhecidos como harmônicos triplos, 3^a, 9^a, 15^a ordem e assim por diante, são aqueles que possuem maior notoriedade nas grandezas elétricas, sobretudo, o de terceira ordem. (REIMERT,2006)

Ainda de acordo com Reimert (2006), a tensão de terceiro harmônico é resultado do projeto construtivo do gerador (tipo do enrolamento estatórico, profundidade das ranhuras, etc) e das características da carga alimentada por ele, mas que em linhas gerais, a tensão de terceiro harmônico produzida por um gerador síncrono varia entre 1% e 10% da tensão fase-neutro da máquina.

A Figura 2.10 ilustra a distribuição da tensão de terceiro harmônico no estator da máquina síncrona para diferentes condições de operação.

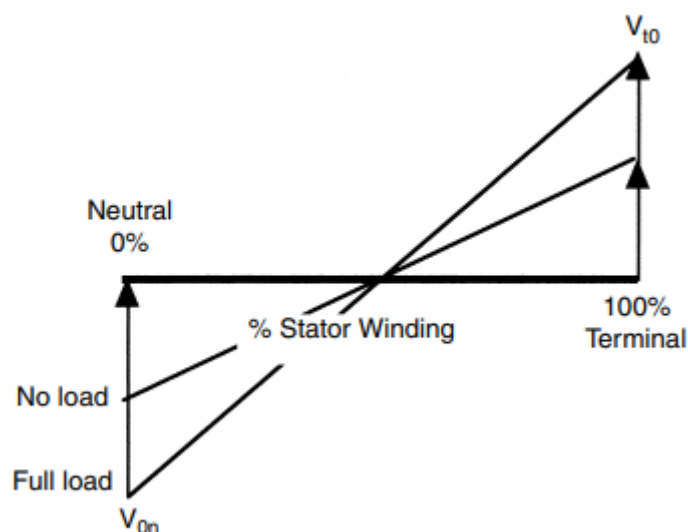


Figura 2.10 – Distribuição de Terceiro Harmônico no Estator (REIMERT, 2006)

Da Figura 2.10 observa-se que o nível da tensão de terceiro harmônico, tanto no neutro quanto no terminal da máquina, aumenta proporcionalmente à medida que se aumenta a carga, ou seja, quanto maior for potência de despacho do gerador, maior será o nível de harmônico. Outra observação importante é que, em algum ponto próximo ao centro do enrolamento estatórico, a tensão de terceiro harmônico é nula.

2.5 Sistema de Aterramento de Geradores

Nos geradores, o sistema de aterramento influencia diretamente a amplitude e a característica da tensão que alimenta o elemento de medição da proteção (TP – Transformador de Potencial) durante faltas à terra ao longo de todo o comprimento do enrolamento do estator (ZIELICHOWSKI, 1999).

As faltas à terra são a causa mais comum de danos ao enrolamento do estator (fusão de lâminas, destruição do isolamento, etc.) e seus efeitos dependem da energia emitida no circuito e das sobretensões associadas a essa falta. A partir da limitação desses fatores, o objetivo principal do sistema

de aterramento consiste na proteção do gerador contra danos quando ele for submetido a curtos-circuitos.

Além da função principal de reduzir a corrente de falta à terra interna, o sistema de aterramento do gerador, a depender do seu tipo, também é capaz de limitar o stress mecânico na ocorrência de faltas externas à terra, limitar sobretensões temporárias externas, propiciar a detecção de faltas à terra e permitir a coordenação de proteção do gerador com outros equipamentos (ROCHA, 2014).

De acordo com Kindermann (2008), a classificação do sistema de aterramento é feita da seguinte forma:

- Sistema Isolado: $X_0 \geq 10X_1$
- Sistema Aterrado: $X_0 \leq 3X_1$ e $R_0 < X_1$

Em que:

X_0 : reatância total de sequência zero do sistema do sistema elétrico até o ponto do defeito. A reatância do aterramento já é considerada em X_0 .

X_1 : reatância total de sequência positiva do sistema do sistema elétrico até o ponto do defeito.

R_0 : resistência total de sequência zero do sistema do sistema elétrico até o ponto do defeito. A resistência do aterramento já é considerada em R_0 .

Ao passar dos anos, diferentes métodos de aterramentos surgiram, cada um com suas vantagens e desvantagens específicas, sendo os principais descritos nos itens subsequentes.

2.5.1 Sistema Isolado

Apesar do critério de classificação mencionado no item 2.6, tipicamente, esse tipo de sistema opera sem uma conexão intencional entre o neutro e a

terra. No entanto, existe uma conexão através das capacitâncias de acoplamento das fases para terra que é distribuída ao longo do sistema (gerador, cabos, transformador e outros componentes que fazem parte da conexão do gerador ao sistema de potência).

Como vantagem desse esquema, pode-se citar a continuidade operacional. Como se trata de um sistema isolado, há apenas a circulação de uma corrente de poucos ampères que flui através do acoplamento capacitivo e o ponto da falta, ou seja, não ocorrerão desligamentos devido a sensibilização de proteções baseadas na medição de corrente, diante de um defeito fase-terra.

Por outro lado, a desvantagem desse esquema está relacionada às sobretensões durante a existência da falta à terra. A tensão que aparece nas fases sãs, com relação a terra, é acrescida de um valor igual a 73% da tensão nominal, sendo este um valor equivalente à tensão fase-fase. Dessa forma, o sistema deve ser projetado com isolação plena, ou seja, a isolação fase-terra deve ser igual a fase-fase.

2.5.2 Sistema Solidamente Aterrado

São os sistemas cujo ponto central da ligação estrela dos enrolamentos da máquina está solidamente aterrado, ou seja, existe uma conexão direta entre o ponto neutro e a terra.

Este método de aterramento não limita as correntes de curto-circuito monofásico no gerador e, portanto, não é frequentemente utilizado em máquinas de médio e grande porte, devido aos danos causados pelas elevadas correntes de defeito ao estator e, também, por se fazer necessário a utilização de um sistema de proteção eficiente para limitar o stress térmico no sistema.

Por outro lado, esse esquema limita o nível de sobretensão a valores seguros. Para faltas fase-terra perto da fonte, as fases sãs permanecem com a mesma tensão fase-terra. Para faltas distantes da fonte as fases sãs podem apresentar sobretensão de até 25%. Além disso, tem-se o desligamento automático e imediato do circuito sob defeito na ocorrência da primeira falta.

2.5.3 Sistema Aterrado por Resistor de Baixo Valor

Nesse esquema, existe um resistor, de baixo valor ôhmico, ligado diretamente entre o neutro dos enrolamentos de fase do gerador e a sua malha de terra.

Durante um defeito à terra, é de se esperar elevadas correntes de curto no interior dos enrolamentos da máquina, fator preocupante ao levar em consideração o potencial destrutivo que isso pode causar ao gerador.

Em contrapartida, esse esquema possui como característica a imediata e seletiva isolação da falta, uma vez que a corrente de curto-circuito seja grande o bastante para sensibilizar a proteção de falta à terra.

Além disso, no sistema de aterramento por baixa resistência não existem sobretensões significativas envolvendo as fases sãs. Essas sobretensões dificilmente superam a ordem de 110 a 130% do valor da tensão nominal do gerador.

2.5.4 Sistema Aterrado por Resistor de Alto Valor

Esse esquema também considera um resistor conectado diretamente entre o neutro do gerador e a sua malha de terra, contudo, uma resistência de considerável valor ôhmico.

Para elevados valores de resistências de aterramento, espera-se elevadas sobretensões nas fases sãs durante a presença de um curto envolvendo um contato com a terra em uma de suas fases. Essas sobretensões podem alcançar a ordem de 120 a 170% da tensão nominal do gerador, o que requer um isolamento robusto para os enrolamentos de fases dessa máquina.

Além disso, existe uma certa dificuldade no projeto de uma resistência cujo valor ôhmico seja projetado para atuar no mesmo nível da tensão nominal do gerador (KINDERMANN, 2008).

2.5.5 Sistema Aterrado por Transformadores de Distribuição

Para contornar a dificuldade de projeto mencionada no item 2.6.4, a engenharia propõe a utilização de um transformador de distribuição conectado ao neutro do estator da máquina, conforme a Figura 2.11.

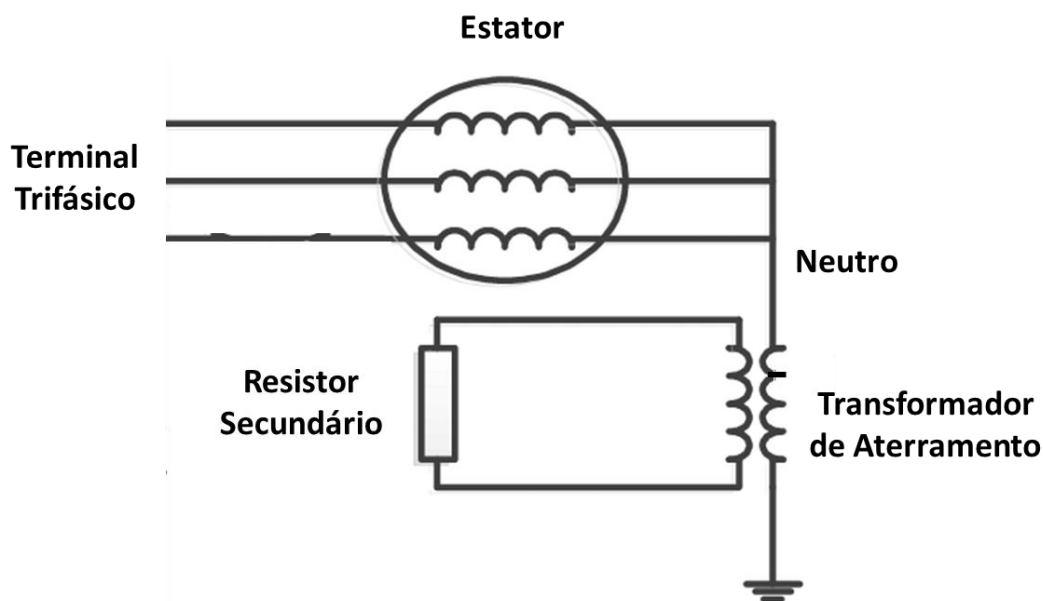


Figura 2.11 – Sistema Aterrado por Transformador

Essa conexão permite conciliar dois aspectos importantes no processo operativo da máquina: realizar o seu aterramento em si e ainda alimentar um dispositivo de proteção contra faltas à terra, instalado em paralelo com o resistor localizado no enrolamento secundário do transformador.

O resistor do secundário (R) é selecionado de modo que, para um defeito monofásico nos terminais do gerador, a potência dissipada no resistor seja igual ou maior que 3 vezes a potência capacitiva em [kVA] para a terra dos enrolamentos do gerador e de todos os outros equipamentos conectados aos terminais do gerador, conforme a equação descrita em (2.3).

$$R = \frac{XC}{3N^2} \quad (2.3)$$

Em que:

X_c : reatância capacitiva de sequência zero ou total por fase nos terminais do gerador;

N : relação de transformação do transformador de aterramento.

Tipicamente, a tensão primária do transformador é idêntica a tensão entre fases da máquina, já a tensão secundária pode variar de acordo com o projeto, mas aquelas mais utilizadas são 120V e 240V (KINDERMANN, 2008).

Ainda de acordo com Kindermann (2008), para a definição da potência do transformador deve-se levar em consideração a potência dissipada no resistor de aterramento e ao tempo em que o equipamento poderá ficar exposto à sobrecarga oriunda do curto-circuito. Assim sendo, a potência do transformador (S_T) pode ser calculada conforme a equação (2.4).

$$S_T = \frac{R \cdot I_c^2}{FS} \quad (2.4)$$

Em que:

I_c : corrente de curto-circuito fase-terra do gerador;

FS : fator de sobrecarga.

A suportabilidade do transformador à sobrecarga está associada as suas características térmicas e eletromagnéticas. Em linhas gerais, o fator de sobrecarga (FS) para transformadores de distribuição utilizados no aterramento de neutro pode ser obtido conforme os dados da Tabela 2.1

Por fim, cabe mencionar que, atualmente, esse tipo de aterramento é o mais utilizado para geradores de médio e grande porte e, a sua aplicação é responsável por limitar a corrente de curto à terra nos terminais do gerador na faixa entre 5 e 15 ampères.

Tabela 2.1 – Fator de Sobrecarga de curto tempo permissível (ANDERSON, 1999)

Duração da sobrecarga	FS
10 segundos	10,5
60 segundos	4,7
10 minutos	2,6
30 minutos	1,9
2 horas	1,4

2.6 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os principais conceitos sobre os aspectos construtivos das máquinas síncronas, detalhando os seus principais componentes físicos: rotor e estator.

Além disso, também foram explicados os aspectos elétricos da máquina síncrona operando como gerador e as características harmônicas presentes nesse equipamento.

Por fim, a principal contribuição do capítulo para o tema principal dessa dissertação consistiu no detalhamento dos diferentes esquemas de aterramento para os geradores. Tal assunto está diretamente relacionado com o sistema de proteção desse equipamento, sobretudo, contra faltas à terra.

3. Sistema de Proteção de Geradores

3.1 Considerações Iniciais

Os geradores são equipamentos bastante complexos e estão sujeitos a diversas perturbações que resultam em condições anormais de operação. Dentre tais perturbações, destacam-se:

- Perturbações externas à máquina: curtos-circuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, abertura de fases, potência reversa, cargas fortemente desequilibradas, entre outras;
- Perturbações internas à máquina: falhas nos enrolamentos do estator, sobreaquecimento, falhas entre espiras, falhas na isolação, etc.

Além disso, existem também outros tipos de perturbações que ocorrem internamente à máquina e que podem gerar consequências ao sistema elétrico, tais como a perda de excitação, sobrevelocidade, perda de sincronismo, etc.

Apesar dos geradores estarem sujeitos a ocorrência dessas perturbações, a incidência de defeitos nesse tipo de máquina é muito baixa (BLACKBURN, 2007). Todavia, é de suma importância que essas máquinas possuam um sistema de proteção robusto e eficiente, uma vez que tais equipamentos possuem um elevado valor financeiro associado (COELHO, 2016).

Ao longo dos anos, diversas funções de proteção foram desenvolvidas para realizar a proteção de geradores síncronos. A aplicação dessas funções está relacionada, principalmente, ao porte da máquina a ser protegida. A Tabela 3.1 aborda as principais funções de proteção associadas aos diferentes portes de geradores.

Tabela 3.1 – Principais Funções de Proteção de Geradores

Funções de Proteção	Porte do Gerador		
	Pequeno	Médio	Grande
Proteção de sobrecorrente temporizada (51/51N/51V)	x	x	x
Proteção contra perda de excitação (40)	x	x	x
Proteção de sobrecorrente de sequência negativa (46)	x	x	x
Proteção contra sobrecarga (49)	x	x	x
Proteção anti-motorização ou potência reversa (32)	x	x	x
Proteção de subtensão (27)	x	x	x
Proteção de sobrecorrente instantânea (50/50N/50G)	x	x	x
Proteção de sobre/subfrequência (81)	x	x	x
Proteção contra sobretensão no neutro (59N)	x	x	x
Proteção diferencial (87G)		x	x
Proteção diferencial de neutro (87N)		x	x
Proteção de sobretensão (59)		x	x
Proteção contra faltas à terra no estator (64S ou 64G)		x	x
Proteção de sobrecorrente com restrição por tensão (51V)		x	x
Proteção de sobreexcitação (24)			x
Proteção de distância (21)			x
Proteção contra perda de sincronismo (78)			x
Proteção contra faltas à terra no rotor (64R)			x
Proteção contra energização acidental (50/27)			x
Proteção contra sobrevelocidade (12)			x
Proteção contra falha no disjuntor (50BF)			x
Proteção diferencial do grupo gerador-transformador (87GT)			x
Proteção contra fase dividida (87SP)			x
Proteção contra perda de potencial (60)			x

3.2 Dispositivos de Proteção

No que diz respeito a proteção de geradores elétricos, o principal dispositivo utilizado para realizar a proteção do equipamento trata-se do relé de proteção. Esses dispositivos são projetados de tal modo que, a partir da disponibilidade de diversas grandezas de um circuito elétrico (corrente, tensão,

temperatura, frequência, impedância, etc), são capazes de proteger diferentes equipamentos, além de possuir recursos de controle, comunicação remota, entre outros.

É importante mencionar que para a correta aplicação dos relés de proteção, estes devem realizar a medição das grandezas elétricas a partir dos circuitos secundários de transformadores de instrumentos, tais como transformador de potencial (TP) e transformador de corrente (TC). Além disso, os relés de proteção devem enviar comandos aos equipamentos de manobra (chaves seccionadoras e disjuntores), os quais são responsáveis por fornecer ou interromper a conexão do equipamento protegido à rede elétrica.

Desenvolvido com o intuito de atender os requisitos de proteção com a máxima rapidez possível, mediante as diferentes características construtivas de cada circuito e para diversas condições operativas do sistema elétrico, os relés de proteção passaram por transformações ao longo dos anos, sobretudo, na tecnologia empregada na sua arquitetura.

Nesse contexto, os principais relés de proteção desenvolvidos podem ser classificados em função da sua tecnologia, da seguinte forma:

- Relés Eletromecânicos;
- Relés Estáticos;
- Relés Digitais;
- Relés Numéricos.

Contudo, cabe destacar que, atualmente, apesar de ainda ser possível de se encontrar relés de tecnologias antigas (eletromecânicos, estáticos e digitais) em operação, a prática mais comum consiste na utilização dos relés numéricos, os quais tiveram suas primeiras aplicações no início do século XXI.

O excelente desempenho computacional presente nos relés numéricos dá-se pelo uso de múltiplos processadores, permitindo assim a utilização de uma elevada quantidade de funções de proteção associadas a um determinado equipamento elétrico (gerador, transformador, motor etc.).

Além da vantagem de reduzir drasticamente o número de unidades de dispositivos para proteger determinado equipamento, os relés numéricos

possuem uma maior rapidez e confiabilidade de operação frente aos modelos desenvolvidos anteriormente.

A Figura 3.1 ilustra um modelo de relé numérico utilizado atualmente.

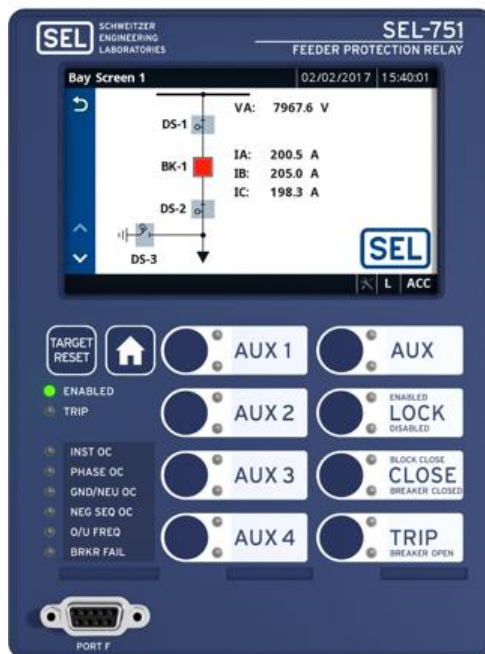


Figura 3.1 – Relé Numérico SEL-751 (SEL, 2022)

3.3 Proteção Tradicional Contra Faltas à Terra no Enrolamento de Geradores

Dentre os tipos de defeito que um gerador está sujeito, um dos mais críticos se trata das faltas à terra no estator, devido ao considerável grau de incidência e por serem as principais causas de danos ao enrolamento da máquina, além de serem precursoras das demais faltas (ZIELICHOWSKI, 1999; CORREA, 2017).

Segundo (CHOWDHURY, 2018), a capacidade da fonte de aterramento determina o método de proteção de falta à terra, ou seja, sistemas aterrados através de baixa impedância, a corrente de falta à terra é relativamente alta e a tensão do neutro durante uma falta é relativamente baixa, logo, preferencialmente são utilizados esquemas de proteção baseados em corrente. Por outro lado, em sistemas aterrados através de alta impedância, a situação é

exatamente o oposto, razão pela qual utilizam-se esquemas de proteção baseados em tensão.

As primeiras técnicas desenvolvidas para detectar faltas à terra no enrolamento das máquinas basearam-se na medição de grandezas sintonizadas na frequência fundamental (60 Hz). Diferentes esquemas com essa característica foram desenvolvidos ao longo dos anos, tais como:

- Relé de sobretensão ligado ao secundário do TP nos terminais da máquina;
- Relé de sobretensão ligado ao secundário do transformador de aterramento;
- Proteção Diferencial de Neutro;
- Proteção Direcional de Corrente de Neutro.

Entretanto, a eficiência desses esquemas está limitada à cobertura de apenas 90 a 95% do estator, uma vez que a ocorrência de defeitos nos 5% do enrolamento mais próximos ao neutro, não geram níveis suficientes de tensão ou corrente em frequência fundamental para sensibilizar os relés de proteção. Esse fato fez com que a engenharia buscasse novas soluções capazes de realizar a proteção contra faltas à terra em toda a extensão do enrolamento do estator.

Conforme explicado no item 2.5, sabe-se que as máquinas síncronas geram tensões harmônicas, principalmente, de terceira ordem. Estas tensões possuem baixas magnitudes se comparadas à tensão nominal da máquina, em frequência fundamental, e a sua amplitude depende de diversos fatores, tais como: a carga conectada nos terminais do gerador, as capacitâncias distribuídas, o sistema de aterramento, dentre outros (KINDERMANN, 2003).

Durante uma falta à terra, os valores das tensões de terceiro harmônico no neutro e nos terminais do gerador variam de acordo com o local dessa falta no enrolamento do estator, ou seja:

- Para uma falta à terra próxima ao neutro, a tensão de terceiro harmônico no neutro passa a ser muito baixa, mas nos terminais é elevada;
- Para uma falta à terra próxima aos terminais, a tensão de terceiro harmônico nos terminais tende a zero, enquanto a tensão no neutro é elevada.

A Figura 3.2 ilustra o comportamento da tensão total de terceiro harmônico no estator (V_{G3}) para diferentes condições de falta, sendo V_{N3} a tensão de terceiro harmônico no neutro e V_{T3} a tensão de terceiro harmônico nos terminais da máquina.

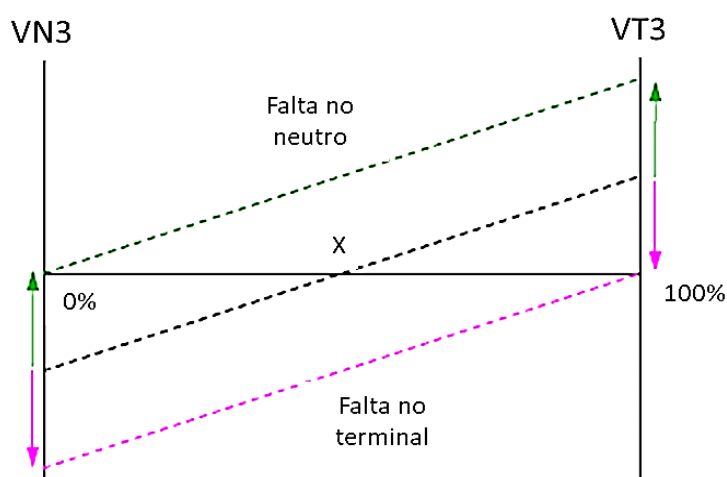


Figura 3.2 – Distribuição de V_{G3} em diferentes condições de falha (LIMA, 2020)

Assim sendo, os esquemas de proteção baseados em técnicas de terceiro harmônico, quando integrados com as funções baseadas em frequência fundamental, são capazes de proteger 100% do enrolamento do estator.

Ao longo dos anos, diferentes esquemas de proteção foram desenvolvidos, sendo os principais e mais utilizados atualmente, descritos nos itens subsequentes.

3.3.1 Proteção de Subtensão de Terceiro Harmônico

Conforme mencionado anteriormente, diante da ocorrência de uma falta à terra no estator, próxima ao neutro, V_{N3} irá se reduzir à aproximadamente zero. Diante disso, o esquema ilustrado na Figura 3.3 faz uso de um relé de subtensão de terceiro harmônico (ANSI 27N3) em conjunto com um relé de sobretensão fundamental (ANSI 59N), sendo ambos os relés conectados em paralelo com o sistema de aterramento do gerador.

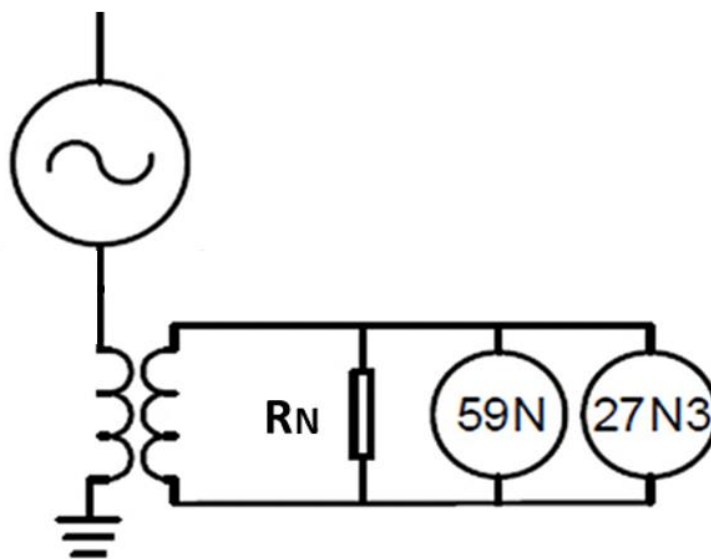


Figura 3.3 – Proteção de Subtensão de Terceiro Harmônico

Tipicamente, a função 27N3 é utilizada para detectar faltas entre 0 e 30% do enrolamento do estator a partir do neutro. Já a função 59N é utilizada para detectar faltas entre 10 e 100% do enrolamento (KINDERMANN, 2003). Logo, o emprego dessas duas funções em conjunto garante a proteção contra faltas à terra em todo o enrolamento do estator devido à sobreposição das zonas de proteção de ambas as funções.

3.3.2 Proteção de Sobretensão de Terceiro Harmônico

O esquema observado na Figura 3.4, também fornece uma proteção para falhas em 100% do enrolamento do estator a partir da utilização dos relés 59T e 59N em conjunto.

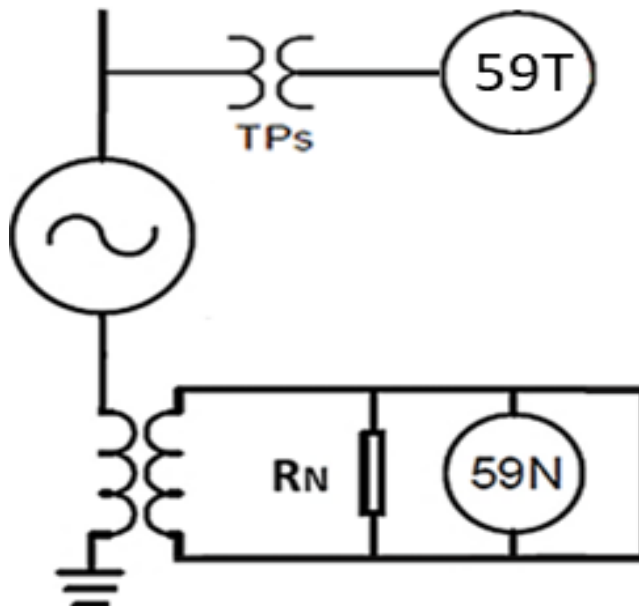


Figura 3.4 – Proteção de Sobretensão de Terceiro Harmônico

Sabe-se que, após a ocorrência de uma falta à terra do neutro de gerador, a tensão de terceiro harmônico disponível nos terminais da máquina torna-se elevada, logo, essa sobretensão decorrente da falta é utilizada para sensibilizar a função 59T.

Por outro lado, na ocorrência de defeitos próximos ao terminal do gerador, a tensão de terceiro harmônico no terminal irá se reduzir e conseqüentemente não sensibilizará a função 59T.

Portanto, para que esse esquema de proteção forneça cobertura a todo o enrolamento do estator, necessita-se do uso em conjunto da função 59N que, conforme mencionado no item 3.4.1, é capaz de identificar faltas que ocorrem por quase todo o enrolamento do estator, sobretudo aquelas mais próximas ao terminal da máquina.

Cabe destacar que, para esse esquema de proteção, a conexão do TP instalado nos terminais da máquina possui o enrolamento primário ligado em estrela e o secundário em delta aberto, conforme a figura 3.5.

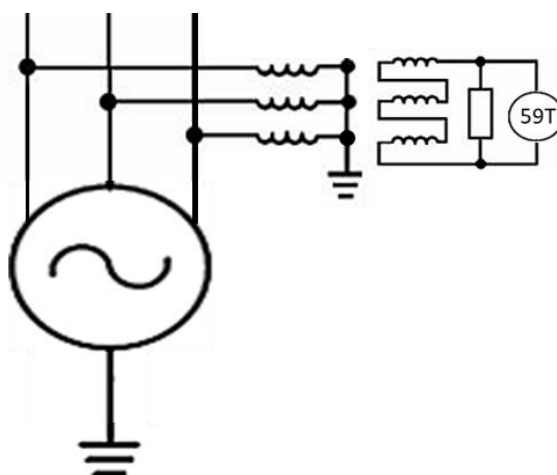


Figura 3.5 – Conexão do TP em delta aberto

3.3.3 Proteção Diferencial de Terceiro Harmônico

De acordo com a Figura. 2.10, a tensão de terceiro harmônico varia proporcionalmente à condição de carga. Porém, na ocorrência de um defeito no terminal ou no neutro, tal proporcionalidade é quebrada.

Diante disso e da disponibilidade de TPs conectados em estrela nos terminais da máquina, pode-se aplicar a proteção diferencial de terceiro harmônico, ilustrada na Figura 3.6.

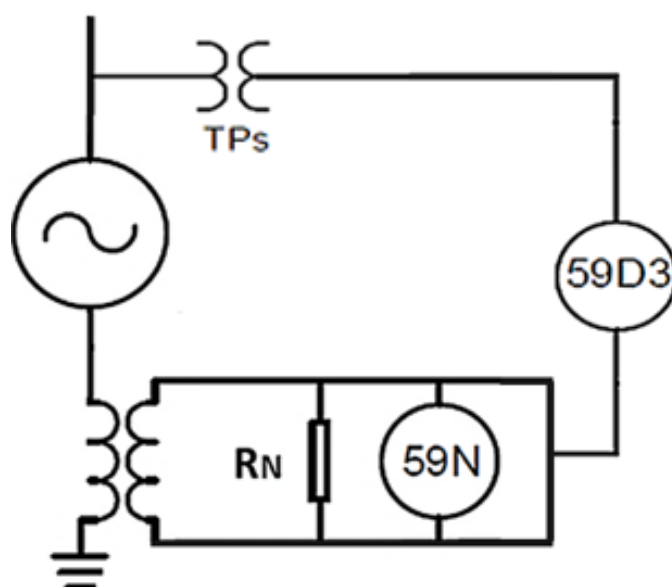


Figura 3.6 – Proteção Diferencial de Terceiro Harmônico

A função (ANSI 59D3) utiliza a diferença entre VN3 e VT3 como grandeza de operação para faltas próximas ao neutro e ao terminal. Por outro lado, a ocorrência de falhas no meio do enrolamento não altera a proporcionalidade entre VN3 e VT3, portanto, faz-se necessário o emprego em conjunto da função (ANSI 59N) de modo prover cobertura para 100% do enrolamento do estator.

3.3.4 Métodos Baseados em Injeção Harmônica

Devido a variações de projeto, alguns geradores não são capazes de gerar tensões de terceiro harmônico suficientes para sensibilizar as proteções baseadas em tal grandeza. Para essa situação, foram elaborados métodos baseados em injeção de sinais harmônicos, os quais trabalham independentemente da condição de carga ou característica construtiva da máquina (LIMA, 2020).

Diferentes esquemas de injeção foram desenvolvidos ao longo dos anos, porém, a opção mais utilizada consiste em injetar um sinal de tensão de baixa frequência, tipicamente entre 10 e 20 Hz, no secundário do transformador de aterramento da máquina, conforme ilustrado na Fig. 3.7.

De modo geral, este método utiliza um relé para medir a impedância equivalente através da corrente de baixa frequência (I_{INJ}) que circula pelo circuito. Em condições normais, a corrente é pequena, uma vez que a reatância capacitiva é elevada. Por outro lado, na ocorrência de uma falta à terra, a capacitância é curto-circuitada, elevando o valor da corrente, reduzindo a impedância medida e provocando assim, a atuação do relé.

Contudo, cabe destacar que a medição é essencial independentemente da condição operacional da máquina, ou seja, deve ser realizada continuamente, possuir sua própria fonte de alimentação e ser imune a variação de frequência durante a energização da máquina (LIMA, 2020).

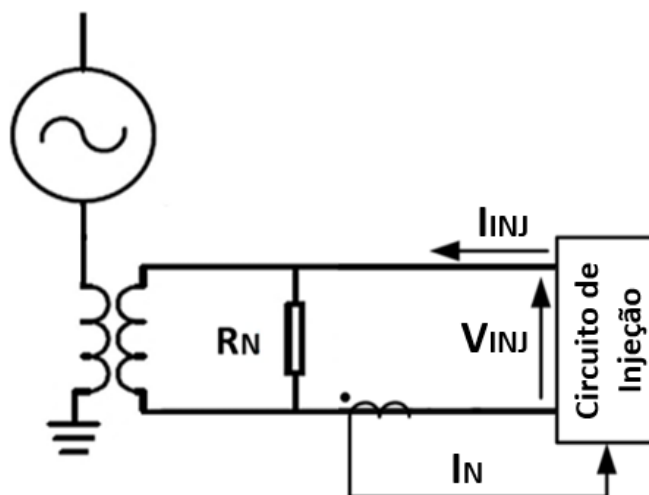


Figura 3.7 – Proteção Baseada em Injeção Harmônica

3.4 Paralelismo de Geradores

Sistemas elétricos industriais providos de geração própria, típico de grandes indústrias petrolíferas, metalúrgicas, siderúrgicas, entre outras, comumente possuem múltiplos geradores conectados ao mesmo barramento, ou seja, máquinas que operam em paralelo.

Nesse cenário, sabe-se que na ocorrência de um defeito à terra em algum dos geradores que está conectado ao mesmo barramento, o nível da tensão de terceiro harmônico medido nos terminais da máquina defeituosa será idêntico ao da máquina não defeituosa (SILVA FILHO, 2010), assim como as tensões em frequência fundamental de todas os geradores também permanecerão idênticas (CHOWDHURY, 2018).

Desta forma, caso ocorra um curto-circuito fase-terra no enrolamento de um dos geradores, principalmente nos defeitos mais próximos ao neutro (0 a 10% do estator), os relés de todas as máquinas poderão atuar, acarretando assim na perda da seletividade da proteção dos geradores.

Assim sendo, a estratégia mais utilizada atualmente consiste em realizar o *trip* em um gerador pré-determinado e, caso a falta persista, efetua-se o desligamento sequencial e temporizado das outras máquinas em paralelo, até que o defeito seja eliminado (CHOWDHURY, 2018). No entanto, esse método possui uma eficácia variável, uma vez que não se elimina totalmente a probabilidade de desligar indevidamente uma máquina sadia.

Em adição, determinados sistemas elétricos industriais que possuem geradores conectados ao mesmo barramento optam por não utilizar as tradicionais funções de proteção contra faltas à terra no estator, citados nos itens 3.4.1, 3.4.2 e 3.4.3, devido ao prejuízo que estas podem causar à seletividade do sistema de proteção.

3.5 Método de Proteção Seletiva Contra Faltas à Terra no Estator de Geradores Conectados em Paralelo

Conforme mencionado no item 3.5, em sistemas elétricos que possuem geradores compartilhando o mesmo barramento, na ocorrência de um defeito à terra em alguma das máquinas em paralelo, as tensões medidas nos terminais da máquina defeituosa serão idênticas ao da máquina não defeituosa (SILVA FILHO, 2010), fator limitante da aplicação das tradicionais técnicas de proteção citadas no item 3.4.1 a 3.4.3.

Para solucionar esse problema, em (CHOWDHURY, 2018) foi realizado um estudo que propõe uma lógica de *trip* escalonado baseado em tendências, ou seja, ao invés de realizar o *trip* em uma máquina pré-determinada, a lógica identifica o gerador com maior probabilidade de estar sob defeito para que este seja o primeiro a ser desconectado do circuito.

De modo geral, esse método realiza a comparação entre a distribuição da tensão fundamental e de terceiro harmônico, no neutro e no terminal, individualmente de cada uma das máquinas que compartilham o mesmo barramento.

De acordo com Chowdhury (2018), durante a ocorrência de um defeito fase-terra em qualquer local do estator de geradores síncronos, as tensões da máquina sob defeito obedecem a razão contida em (3.1).

$$\frac{VN1}{VG1} = \frac{VN3}{VG3} \quad (3.1)$$

Em que:

VN1: tensão de neutro em frequência fundamental;
 VG1: tensão de sequência positiva do sistema;
 VN3: tensão de terceiro harmônico no neutro;
 VG3: tensão total de terceiro harmônico (terminal + neutro).

Por outro lado, a característica presente em (3.1) não é válida para as máquinas sadias. Portanto, essa diferença no comportamento das tensões pode ser utilizada para distinguir a máquina defeituosa daquela não defeituosa.

Com o intuito de consolidar o comportamento da equação (3.1), foram simulados defeitos à terra em diferentes locais (M) no enrolamento estático do gerador G1, contido no circuito elétrico da Figura 3.8.

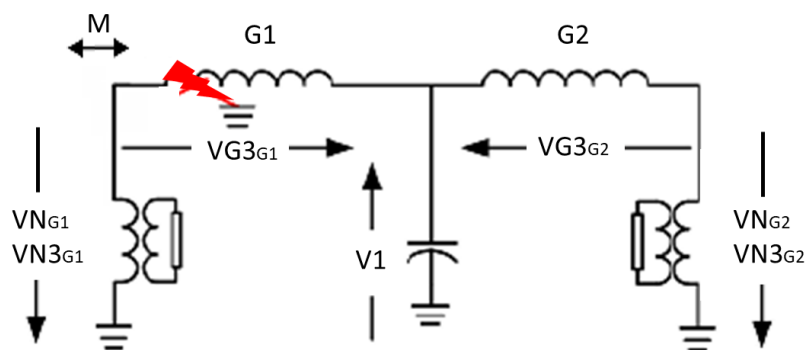


Figura 3.8 – Diagrama Unifilar Teste (CHOWDHURY, 2018)

Ao todo, as simulações realizadas em (CHOWDHURY, 2018) abrangeram três cenários distintos de operação:

- Cenário 1: $VG3_{G2} = 1,25 VG3_{G1}$;
- Cenário 2: $VG3_{G2} = 0,8 VG3_{G1}$;
- Cenário 3: $VG3_{G2} = VG3_{G1}$.

A Tabela 3.2 contém os resultados das razões presentes em (3.1) para um cenário em que a máquina defeituosa (G1) produz 25% a menos de tensão de terceiro harmônico do que a máquina sadia (G2).

Tabela 3.2 – Resultados obtidos para o cenário 1 (CHOWDHURY, 2018)

M	G1		G2	
	VN1 / VG1	VN3 / VG3	VN1 / VG1	VN3 / VG3
0 %	0,0	0,0	0,0	0,2
15 %	0,15	0,15	0,15	0,32
50%	0,5	0,5	0,5	0,6
100%	1,0	1,0	1,0	1,0

A Tabela 3.3 contém os resultados obtidos após as simulações de faltas para um cenário em que a máquina defeituosa (G1) produz 20% a mais de tensão de terceiro harmônico do que a máquina sadia (G2).

Tabela 3.3 – Resultados obtidos para o cenário 2 (CHOWDHURY, 2018)

M	G1		G2	
	VN1 / VG1	VN3 / VG3	VN1 / VG1	VN3 / VG3
0 %	0,0	0,0	0,0	-0,25
15 %	0,15	0,15	0,15	-0,06
50%	0,5	0,5	0,5	0,38
100%	1,0	1,0	1,0	1,0

Já a Tabela 3.4 contém os resultados obtidos para um cenário em que a máquina defeituosa (G1) produz o mesmo nível de tensão de terceiro harmônico que a máquina sadia (G2).

Tabela 3.4 – Resultados obtidos para o cenário 3 (CHOWDHURY, 2018)

M	G1		G2	
	VN1 / VG1	VN3 / VG3	VN1 / VG1	VN3 / VG3

0 %	0,0	0,0	0,0	0,0
15 %	0,15	0,15	0,15	0,15
50%	0,5	0,5	0,5	0,5
100%	1,0	1,0	1,0	1,0

Dos resultados contidos nas Tabelas 3.2 e 3.3, conclui-se que a característica descrita em (3.1) pode ser utilizada para identificar a máquina sob defeito, independentemente se esta produz um nível maior ou menor de tensão de terceiro harmônico que as demais máquinas que compartilham o mesmo barramento.

Por outro lado, conforme observado na Tabela 3.4, destaca-se que para o cenário operativo em que ambas as máquinas produzem o mesmo nível de terceiro harmônico, a característica contida em (3.1) será válida para todas as máquinas que compartilham o mesmo barramento, comprometendo assim a utilização desta característica para diferenciar a máquina defeituosa da máquina sadia.

Assim sendo, com o intuito de se realizar o *trip* escalonado baseado em tendência, deve-se calcular a variável 87V31 a partir da equação (3.2) para todas as máquinas que estão conectadas em paralelo (CHOWDHURY, 2018).

$$87V31 = 1 - \left| \left| \frac{VN3}{VG3} \right| - \left| \frac{VN1}{VG1} \right| \right| \quad (3.2)$$

A variável 87V31 assumirá valores entre 0 e 1, portanto, após calculada para todos os geradores de interesse, a máquina que possuir o maior resultado (mais próximo do valor unitário) para esta variável, será aquela com maior probabilidade de estar sob defeito.

De acordo com os autores, no que tange a garantia de seletividade, a função 87V31 possui uma maior eficiência contra faltas que ocorrem na porção do enrolamento mais próxima ao neutro, pois das Tabelas 3.2 e 3.3 é possível de se notar que, para um defeito que ocorre no terminal da máquina ($M =$

100%), o valor da razão exposta em (3.1) foi idêntico para os diferentes cenários, ou seja, o comportamento da tensão de terceiro harmônico é similar tanto para máquina sob defeito quanto para máquina sadia. Diante disso, os autores sugerem a utilização de um elemento de proteção direcional de sobrecorrente para identificar as faltas que ocorrem mais próximas ao terminal.

Por fim, cabe mencionar que este método de seletividade proposto por (CHOWDHURY, 2018) foi validado a partir de simulações *off-line* em um circuito modelado no *software* Simulink.

3.6 Considerações Finais

Com o intuito de preservar a integridade da máquina e do sistema em que está inserida, faz-se necessário que as condições anormais de operação sejam identificadas e eliminadas o mais breve possível. Nesse contexto, o capítulo 3 apresentou os principais conceitos associados a proteção contra faltas à terra no estator de geradores síncronos.

Além disso, o capítulo abordou a proposta de um novo método capaz de prover seletividade para o sistema de proteção em sistemas que consideram a operação de múltiplos geradores em paralelo. Ressalta-se que tal metodologia foi a única encontrada na literatura com uma solução prática a problemática causada ao sistema de proteção pelo paralelismo de geradores.

4. Desenvolvimento da Plataforma de Testes

4.1 Considerações Iniciais

A simulação digital de SEPs é uma estratégia fundamental de planejamento e operação destes sistemas, bem como no projeto dos equipamentos que os constituem (RUEDA, 2019). Tal prática permite investigar os impactos provocados pela conexão de um novo subsistema na rede ou ainda pela alteração nos parâmetros dos equipamentos existentes, de forma a garantir que a confiabilidade e eficiência do sistema elétrico não seja deteriorada (ISAACS,2017).

Assim sendo, o objetivo principal deste capítulo consiste em apresentar o simulador e a plataforma de teste desenvolvida para aplicação dos testes pertinentes ao escopo desse trabalho.

4.2 Simulador Digital em Tempo Real

No que diz respeito a simulações digitais, um equipamento amplamente utilizado se trata do RTDS (*Real-Time Digital Simulator*), desenvolvido para permitir a realização de estudos em tempo real de fenômenos transitórios eletromagnéticos relacionados ao SEP.

De modo geral, o RTDS consiste em um completo sistema de simulação digital para a realização de testes em sistemas de potência com capacidade de operação contínua.

Além de ser utilizado como plataforma computacional de simulação, este equipamento disponibiliza respostas em tempo real para aplicações de testes de malha fechada, conhecidos como *hardware-in-the-loop* (GUERRERO, 2011). Esse tipo de aplicação permite realizar a integração de dispositivos reais de controle e proteção ao RTDS com o intuito de potencializar as análises do comportamento do sistema sob estudo.

4.2.1 Hardware do RTDS

O *hardware* do RTDS é composto de modernos Processadores Digitais de Sinais (DSPs), os quais possuem uma arquitetura baseada em um conjunto reduzido de instruções (RISC – *Reduced Instruction Set Computer*). Esta estrutura utiliza uma técnica avançada de processamento em paralelo que possibilita atingir a velocidade computacional requerida para manter sua operação contínua em tempo real (COELHO, 2016).

O *hardware* é montado em unidades modulares, chamados *racks*, que contém cartões com funções específicas, sendo os principais deles: GTWIF (*WorkStation Interface Card*), GPC (*Giga-Processor Card*), GTNET (*Network Interface Card*), GTA0 (*Gigabit Transceiver Analogue Output Card*), GTAI (*Gigabit Transceiver Analogue Input Card*), GTDO (*Gigabit Transceiver Digital Output Card*), GTFPI (*Front Panel Interface Card*) (GUERRERO, 2011).

Com o objetivo de facilitar o intercâmbio de informações, uma placa de comunicação comum (*backplane*) é responsável por interligar todos estes cartões internos ao *rack* do RTDS.

A Figura 4.1 ilustra um rack do RTDS, modelo NovaCor.



Figura 4.1 – Rack do RTDS modelo Novacor

4.2.2 Software do RTDS

O software do RTDS é representado pelo RSCAD, o qual inclui modelos de componentes elétricos precisos, capazes de representar grande parte dos elementos complexos que compõem o SEP. Além disso, o RSCAD também possui uma interface gráfica, com diferentes módulos, permitindo o usuário modelar, controlar e analisar inúmeros cenários de simulação em tempo real (COELHO, 2016). No presente trabalho, os módulos utilizados são denominados como *Draft* e *RunTime*.

Em resumo, o *Draft* contempla a modelagem dos circuitos elétricos, bem como a parametrização dos componentes que o compõem. A Figura 4.2 exemplifica a tela deste módulo.

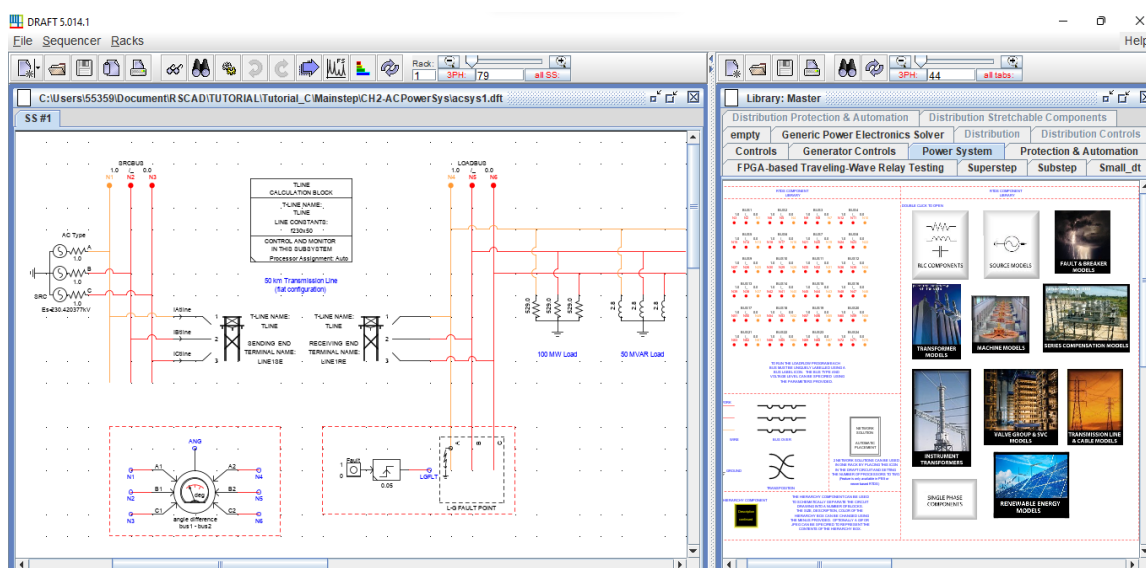


Figura 4.2 - Exemplo do Módulo *Draft* do RTDS

Da Figura 4.2 observa-se que a tela possui duas seções, a seção da biblioteca a direita e a seção de modelagem à esquerda.

Na seção da biblioteca, encontram-se os principais equipamentos utilizados nos sistemas de potência (linhas de transmissão, disjuntores, transformadores de potência, máquinas rotativas, etc), bem como os elementos de proteção, controle e automação (relés de proteção, medidores, temporizadores, etc). Já a seção de modelagem é responsável por criar o

circuito elétrico desejado a partir do uso dos componentes presentes na biblioteca.

Por outro lado, o módulo *RunTime* contido na Figura 4.3, é o encarregado pelo controle e monitoramento da simulação executada no *hardware* do RTDS, ou seja, os componentes modelados no módulo *Draft* são associados ao *RunTime*, onde o usuário realiza as ações de fato (comandos para iniciar a simulação, comandos de abertura e fechamento de disjuntores, comandos para a aplicação de curtos-circuitos, etc), assim como o local em que o usuário monitora o comportamento do sistema através da medição em tempo real das grandezas elétricas do circuito (corrente, tensão, frequência, etc).

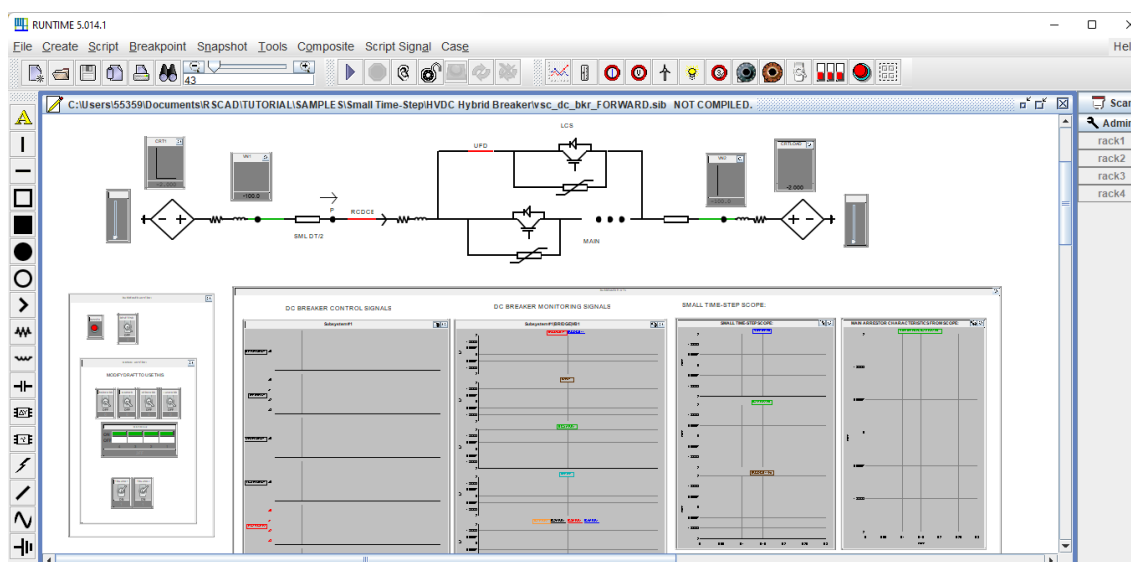


Figura 4.3 – Exemplo do Módulo *RunTime* do RTDS

4.2.3 *Hardware-in-The-Loop*

O RTDS permite a realização de simulações on-line, podendo um equipamento externo ser controlado ou controlar dispositivos de manobras e/ou componentes dinâmicos representados na simulação digital, realizando, assim, o que comumente é chamado de *Hardware-In-The-Loop* (HIL) ou teste de malha fechada (COELHO, 2016).

Esse tipo de teste, além de mostrar a resposta de um relé de proteção diante a simulação de um fenômeno transitório, também permite avaliar a

reação do sistema a partir da operação do dispositivo de proteção associado ao RTDS.

Este esquema de teste está representado de maneira análoga na Figura 4.4, em que se observa uma malha fechada entre o RTDS e o dispositivo de proteção.

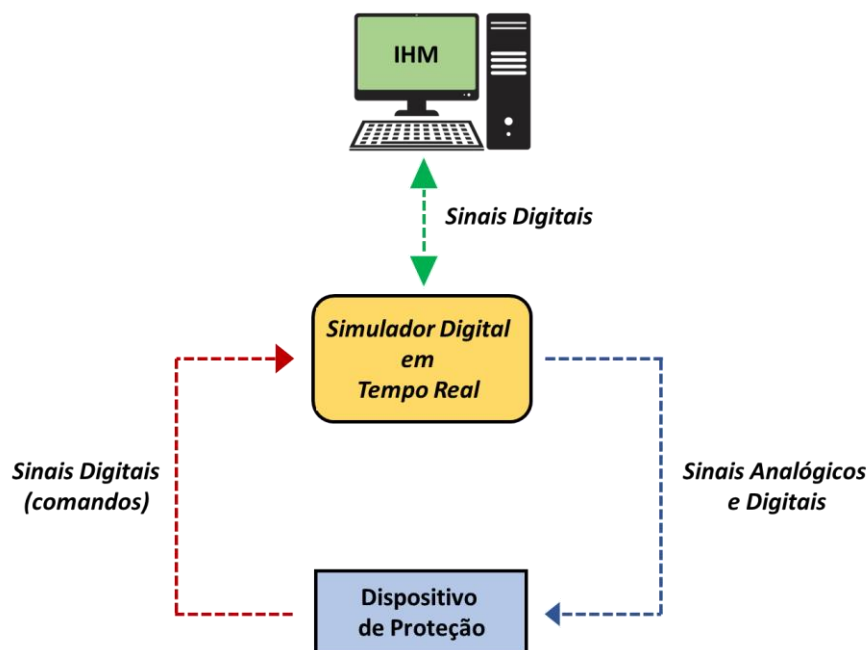


Figura 4.4 – Exemplo de estrutura do HIL

Assim sendo, os sinais do circuito elétrico modelado no RSCAD (tensão, corrente, estado de equipamentos de controle, etc), podem ser enviados diretamente ao dispositivo de proteção, ou ainda pode ser necessário o auxílio de equipamentos amplificadores para adequar os níveis de tensão e corrente aos níveis exigidos pelo dispositivo de proteção.

Por outro lado, os sinais oriundos do dispositivo de proteção (comandos de abertura e fechamento de chaves e disjuntores etc) são enviados ao RTDS através do módulo de entradas digitais (binárias) disponível nesse equipamento.

Contudo, é importante destacar que, para o correto funcionamento dos testes HIL através do RTDS, este necessita possuir integrado ao *hardware* um cartão GTA0, responsável por exportar as variáveis analógicas, e um cartão GTFPI responsável tanto por receber quanto por enviar as variáveis digitais. A Figura 4.5 ilustra o cartão GTA0 e a Figura 4.6 contém um cartão GTFPI.

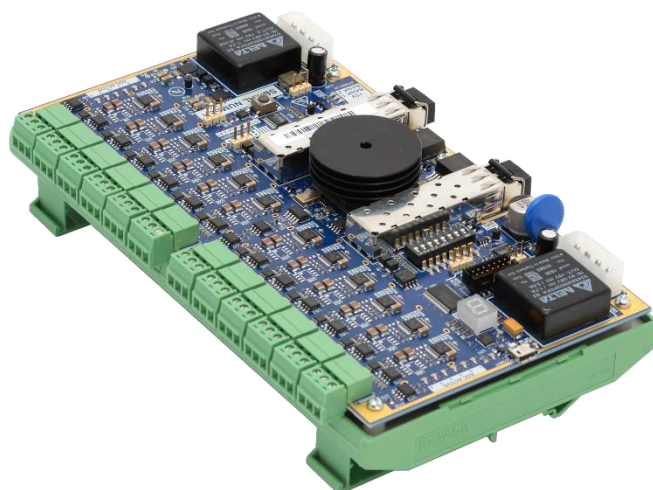


Figura 4.5 – Cartão GTA0 do RTDS



Figura 4.6 – Cartão GTFPI do RTDS

A execução de testes de malha fechada em relés de proteção pode ser considerada a principal característica do RTDS. Sua aplicação é única dentre os equipamentos de teste existentes, pois só o RTDS permite executar este esquema em tempo real aplicando a dinâmica do sistema no mundo real no qual o dispositivo sob teste será posteriormente instalado (GUERRERO, 2011).

No presente trabalho, a estrutura de *hardware* utilizada para realização dos testes HIL pode ser observada na Figura 4.7.

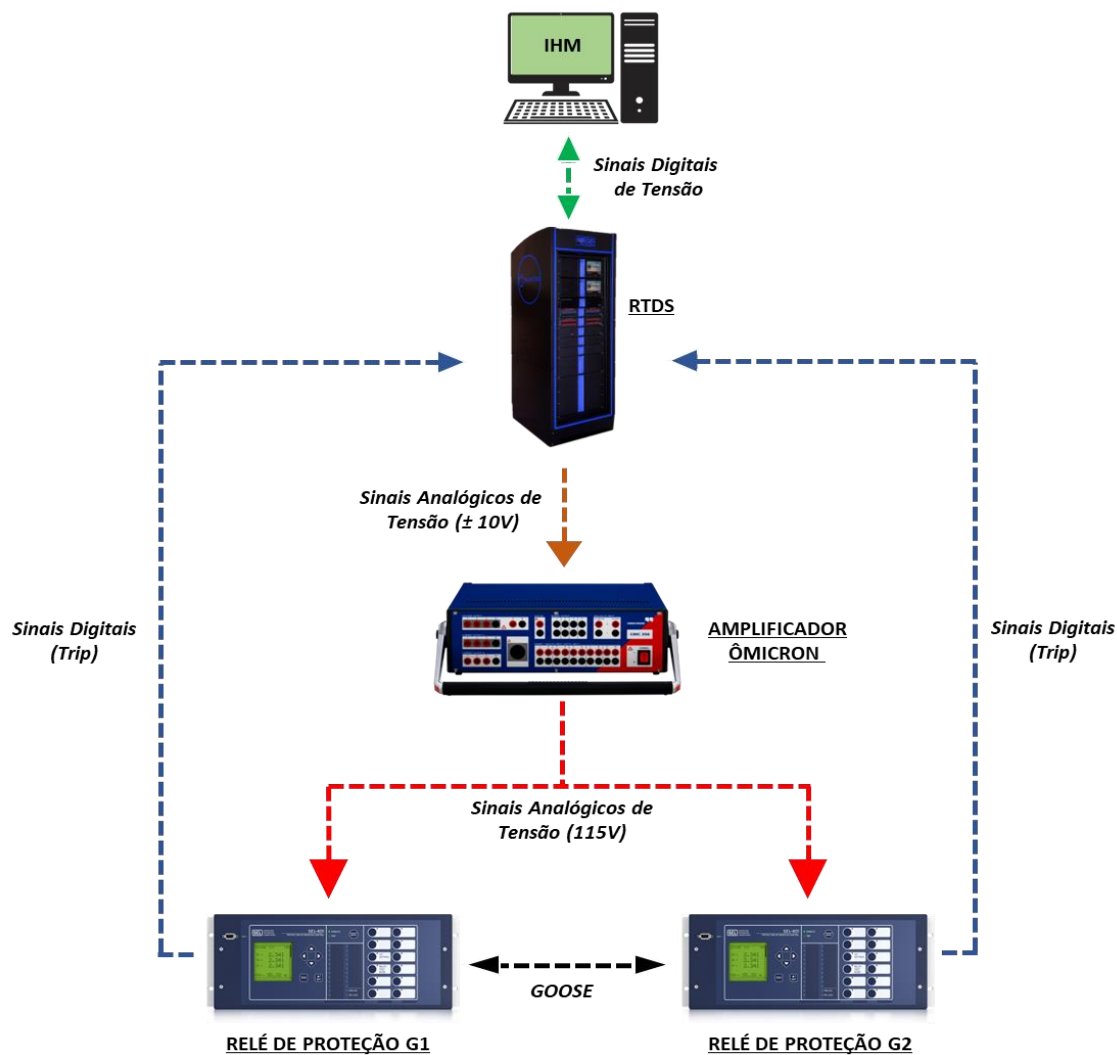


Figura 4.7 – Estrutura do teste HIL utilizada nesse trabalho

Cabe destacar que, para as análises realizadas nesse trabalho, os sinais analógicos utilizados foram as tensões dos terminais e do neutro das máquinas. Já os sinais digitais consistem apenas no comando de *trip* oriundo de cada relé de proteção.

O Apêndice A contempla a estrutura real do HIL utilizada no desenvolvimento desse trabalho.

4.3 Sistema Elétrico Proposto

De modo geral, a plataforma de teste desenvolvida nesse trabalho contempla um circuito elétrico composto por dois geradores idênticos (31,25 MVA; 13,8 kV), conectados ao mesmo barramento e dividindo igualmente o

suprimento à carga do sistema. Esse sistema foi modelado no RSCAD e pode ser observado na Figura 4.8.

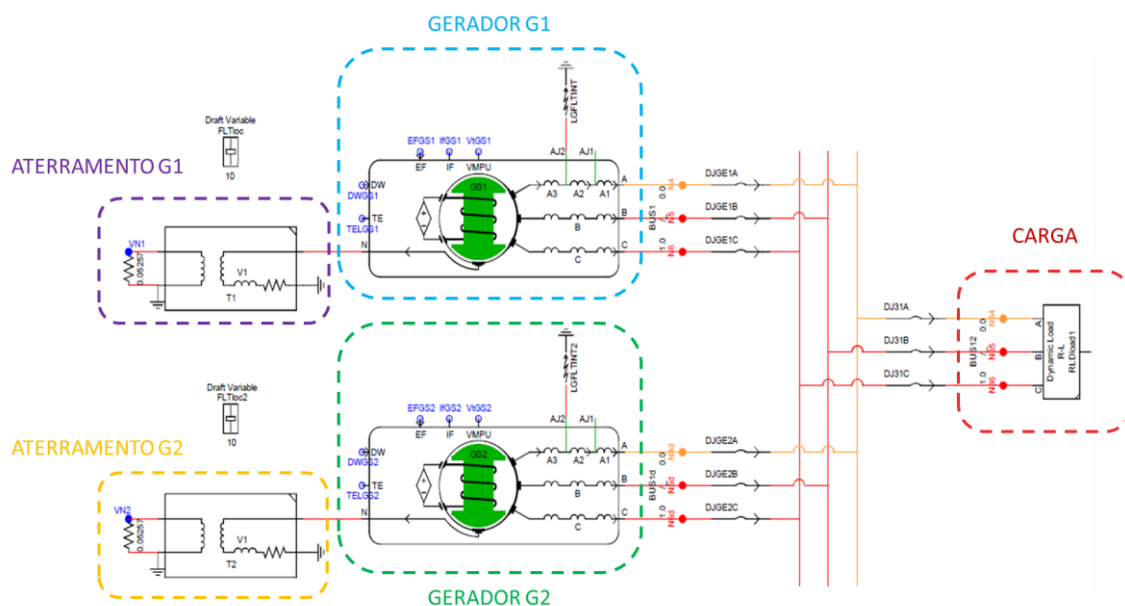


Figura 4.8 – Sistema Elétrico Proposto

4.3.1 Máquina Síncrona

O módulo *Draft* do RSCAD possui disponível diversos modelos representativos de máquinas síncronas. Para esse trabalho, o modelo utilizado para representar os geradores síncronos é denominado como *Phase Domain Synchronous Machine With Internal Fault: RTDS_PD SM_FLT_V3* (máquina síncrona de domínio de fase com faltas internas), o qual pode ser encontrado na biblioteca “Power Systems”, na aba “Machine Models”, e tem sua representação conforme a Figura 4.9.

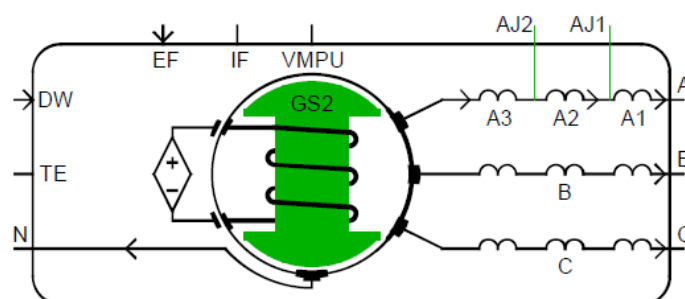


Figura 4.9 – Representação do *Phase Domain Synchronous Machine with Internal Fault* no módulo *Draft* do RSCAD

Em que:

A, B e C: terminais do enrolamento estatórico da máquina;

AJ1 e AJ2: ponto disponível para a aplicação de faltas no estator da máquina;

N: terminal de conexão do neutro;

DW: controle de velocidade da turbina;

TE: torque elétrico entregue a turbina;

EF: tensão aplicada aos enrolamentos de campo;

IF: corrente dos enrolamentos de campo;

VMPU: tensão terminal da máquina em p.u.

O modelo da Figura 4.9 vai de encontro com a análise realizada nesse trabalho, uma vez que possibilita a aplicação de faltas entre 1 e 99% do enrolamento estatórico de uma das três fases da máquina.

Em adição, cabe destacar que os geradores foram modelados a partir de dados reais de uma máquina de 31,25 MVA e 13,8 kV, alimentada por uma turbina a gás. Os parâmetros elétricos e mecânicos da máquina operando estão contidos no Apêndice B.

Além disso, é importante destacar que para a correta representação de uma máquina síncrona operando como gerador, faz-se necessário integrar alguns sinais (sistema de excitação, regulador de velocidade e inércia da turbina) ao modelo da Figura 4.9.

Nesse contexto, o funcionamento do sistema de geração modelado nesse trabalho pode ser representado conforme o esquema presente na Figura 4.10.

Da Figura 4.10, primeiramente, nota-se o fornecimento de ΔW para o bloco Regulador de Velocidade, o qual é responsável por retornar a potência mecânica para o bloco Turbina. Posteriormente, destaca-se a troca contínua de ΔW e T_E entre os blocos Máquina Síncrona e Turbina. Por fim, o bloco do

Sistema de Excitação recebe V_F e I_F do bloco Máquina Síncrona e, conseqüentemente, fornece E_F à máquina.

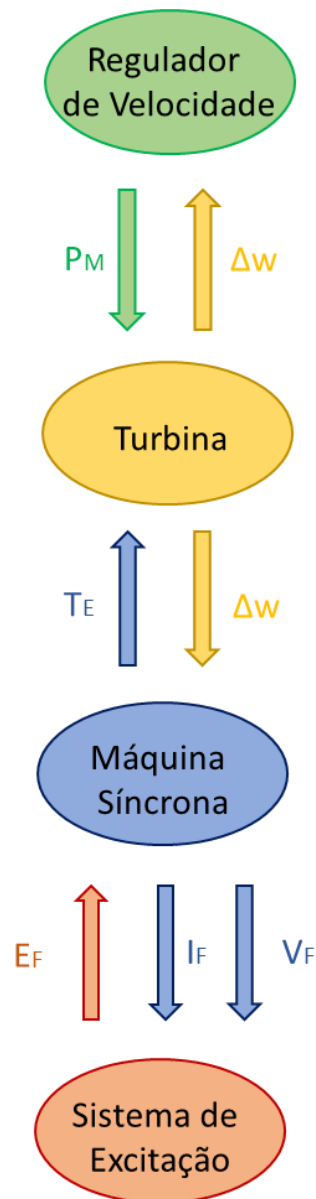


Figura 4.10 - Diagrama de bloco do sistema de geração.

Em que:

P_M : Potência mecânica;

ΔW : Variação da velocidade;

T_E : Torque elétrico;

E_f : Tensão de excitação regulada;

V_f : Tensão no terminal da máquina;

I_f : Corrente de campo;

Além disso, cabe destacar que os blocos Regulador de Velocidade e Sistema de Excitação foram representados a partir dos modelos matemáticos contidos, respectivamente, na Figura 4.11 e Figura 4.12.

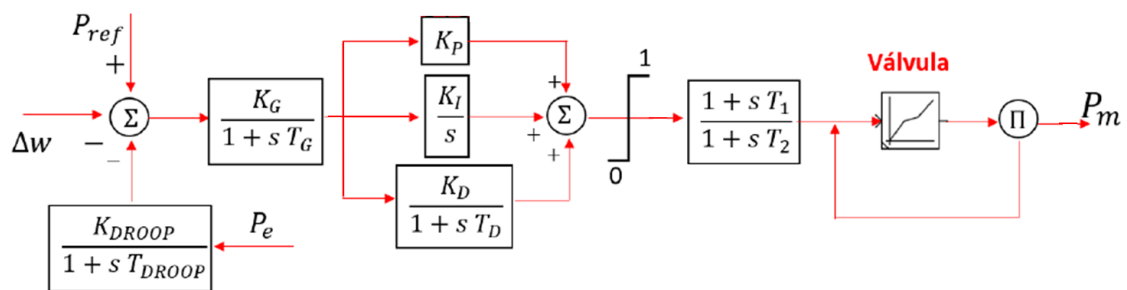


Figura 4.11 – Modelo matemático do regulador de velocidade (COELLO,2021)

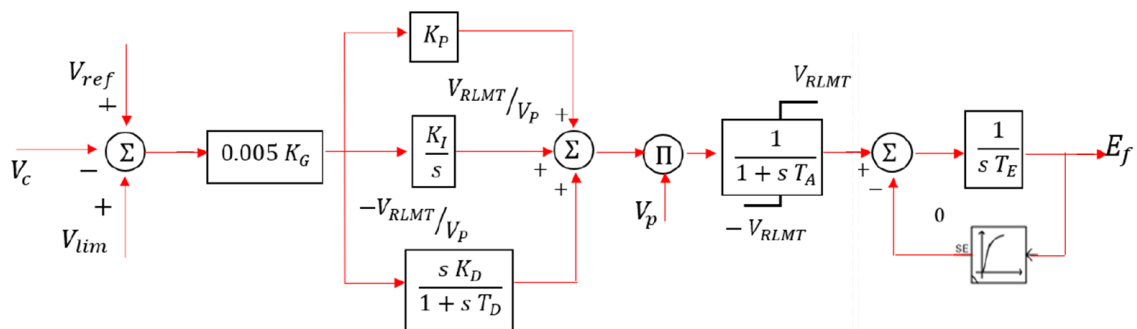


Figura 4.12 – Modelo matemático do Sistema de Excitação (COELLO,2021)

Em que:

Pref: potência ativa de referência, em [p.u.];

Pe: potência ativa fornecida pelo GS, em [p.u.];

V_{ref} : tensão de referência, em [p.u.];

V_c : sinal do compensador de carga, em [p.u.];

V_{lim} : sinal da soma dos limitadores, em [p.u.];

V_p : tensão da excitatriz, em [p.u.];

VRLMT: limitador máximo e mínimo.

4.3.2 Circuito Auxiliar de Terceiro Harmônico

Muito embora o modelo de máquina síncrona da Figura 4.9 seja o mais adequado para a proposta desse trabalho, ele ainda possui algumas limitações para representar fielmente uma máquina real.

Conforme mencionado no item 3.4, devido a seus aspectos construtivos, as máquinas síncronas geram tensões harmônicas, principalmente, de terceira ordem. Contudo, nenhum modelo de máquina disponível na biblioteca do RSCAD é capaz de gerar tensões harmônicas por si próprio.

Diante disso, e alinhado com a importância de representar tal característica presente nos geradores síncronos, tornou-se necessário utilizar um circuito auxiliar, responsável por gerar tensões em frequências acima da fundamental.

O *software* RSCAD possui diversos sistemas genéricos, modelados para auxiliar na representação das particularidades de cada circuito que se deseja simular. Dentre eles, os circuitos das Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 (DEHKORDI, 2010) foram desenvolvidos para possibilitar a geração artificial de tensão em diferentes ordens harmônicas.

A Figura 4.13 representa a primeira malha do circuito auxiliar, responsável por gerar o pico de um sinal senoidal de tensão (V_{3HW}), o qual posteriormente será associado ao sinal de tensão harmônica. Para isso, são utilizados como dados de entrada, definidos pelo usuário, a potência elétrica gerada (PMGS1) e a potência ativa nominal da máquina de interesse (21,7), a tensão entre fases (13,8), a tensão RMS do barramento em p.u (V_{rmsB1}), a

razão entre valor de pico e valor de fase ($\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cong 0,816$), bem como o nível, em percentagem, da tensão harmônica associada a dois níveis de despacho de carga, leve (2) e pesado (6).

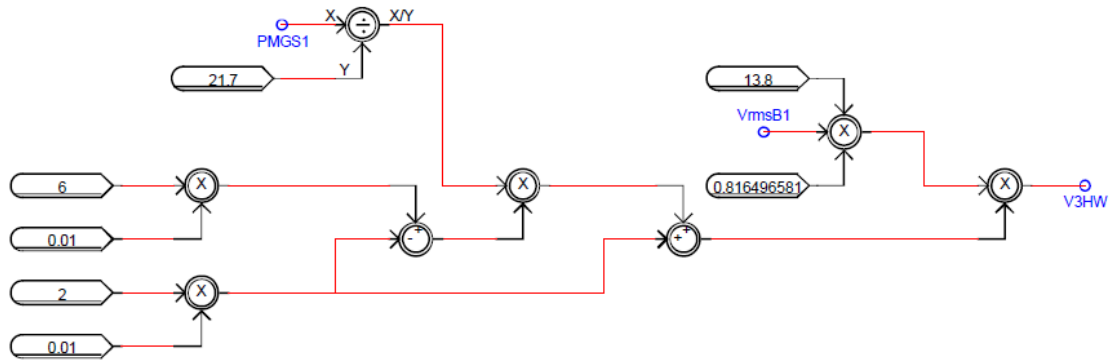


Figura 4.13 – Parte 1 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica

Já o circuito da Figura 4.14 é responsável por definir a ordem da tensão harmônica a ser gerada. Para a análise desenvolvida nesse trabalho, fez necessária a modelagem dos circuitos auxiliares para a geração de tensão de terceiro harmônico.

Como dados de entrada, utilizam-se os nós dos terminais de tensão fundamental (60 Hz) da máquina síncrona (N4, N5 e N6) multiplicados por 3 para se obter um sinal senoidal de terceiro harmônico (180 Hz), bem como o valor de pico da tensão harmônica (V3HW) que é habilitado pelo *switch* (3rdHen) e também a variável responsável por informar o local da falta a ser aplicada (faultloc) multiplicada por 0,01 para se obter o local em percentagem do enrolamento.

Os dados de saída são responsáveis por distribuir a tensão harmônica entre as fases da máquina, ou seja, para fase sob falta, as variáveis V3A1 e V3A2 dividem o enrolamento proporcionalmente ao local em que a falta foi aplicada, e a variável V3A contém a tensão harmônica que será associada as fases sãs da máquina.

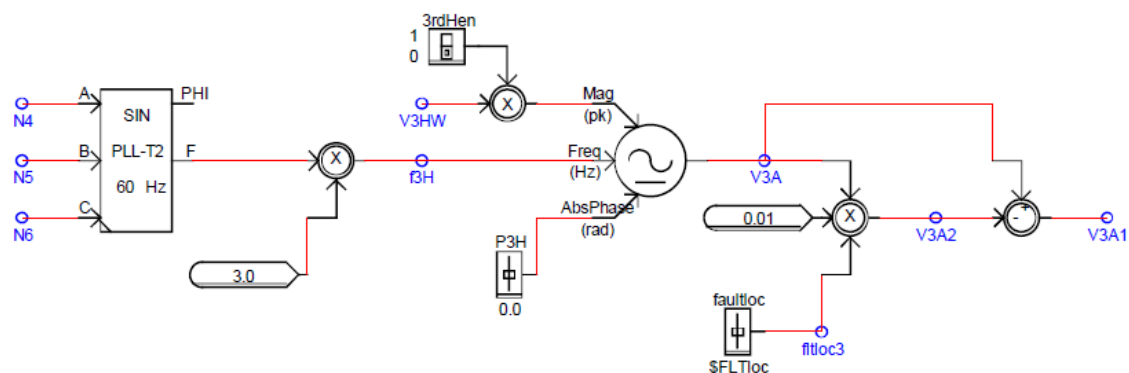


Figura 4.14 – Parte 2 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica

Por fim, o circuito da Figura 4.15 representa os três enrolamentos da máquina, utilizando como dados de entrada as saídas do circuito da Figura 4.14, a impedância associada a máquina e ao seu sistema de aterramento, assim como a informação do local da falta aplicada na máquina. Logo, os dados de saídas consistem em três nós de tensão dos terminais (NA3H, NB3H e NC3H) e um do neutro (NN3H), sendo ambos em 180 [Hz].

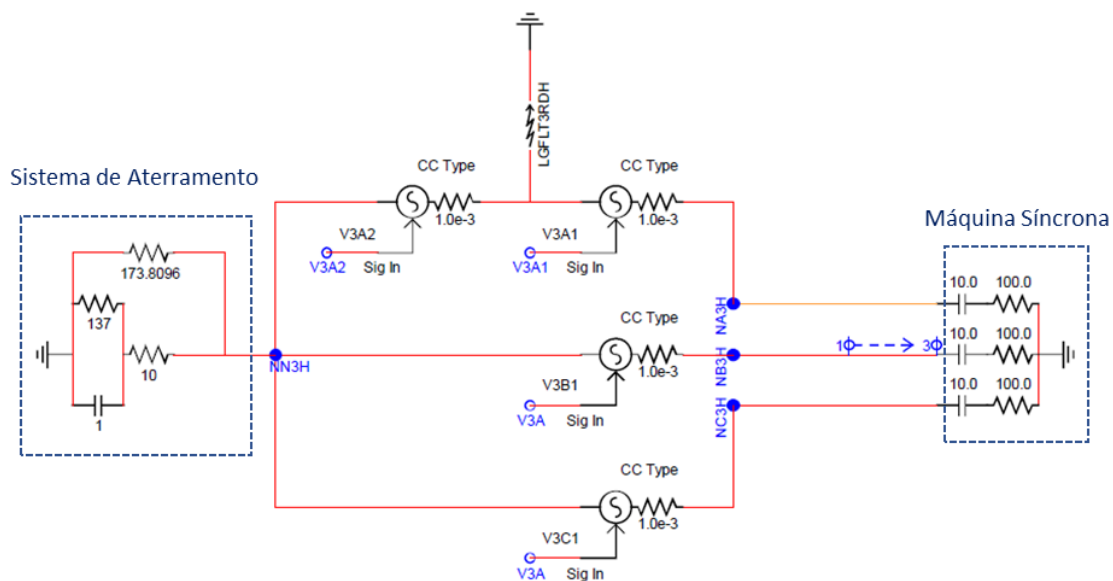


Figura 4.15 – Parte 3 do Circuito Auxiliar de Tensão Harmônica

Assim sendo, os nós de tensão de terceiro harmônico são combinados aos nós de tensão em frequência fundamental de acordo com a representação da Figura 4.16. Posteriormente, esses novos nós de tensão (NA1P3, NB1P3, NC1P3 e NN1P3) serão os dados de saída do RTDS (enviados ao relé)

durante a simulação abrangendo os testes *Hardware-in-the-Loop*, conforme explicado no item 4.3.3.

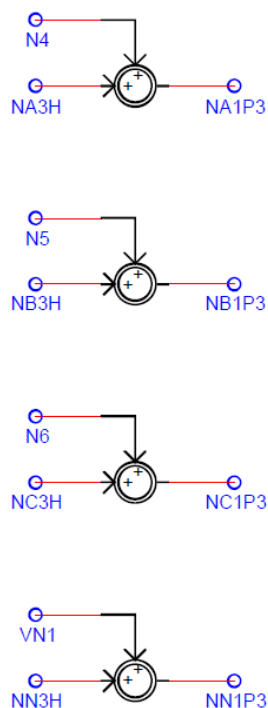


Figura 4.16 – Combinação das Tensões Fundamentais e de Terceiro Harmônico

Mais detalhes sobre a modelagem e o funcionamento dos circuitos expostos nas Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 podem ser encontrados em (DEHKORDI, 2010).

4.3.3 Sistema de Aterramento

Conforme explicado no item 2.6, geradores elétricos de grande porte, tipicamente, fazem uso de um sistema de aterramento composto por um transformador de distribuição da ordem de 30 a 45 [kVA].

O enrolamento primário desse transformador é conectado diretamente ao terminal de neutro da máquina a ser protegida, logo, possui o mesmo nível de tensão monofásica do gerador. Já o enrolamento secundário, geralmente

possui um nível de tensão entre 120 e 240 [V], onde é associado um resistor de baixo valor ôhmico.

O resistor do secundário é selecionado de modo que, para um defeito monofásico nos terminais do gerador, a potência dissipada no resistor seja igual ou maior que 3 vezes a potência capacitiva para a terra, dos enrolamentos do gerador e de todos os outros equipamentos conectados aos terminais do gerador.

Para o circuito modelado nesse trabalho, o modelo do sistema de aterramento utilizado pode ser observado na Figura 4.17, nomeado no RSCAD como “*SERTRF TRF*” e que possui os seguintes parâmetros:

- Tensão Primária: 13,8 [kV];
- Tensão Secundária: 240 [V];
- Relação de Transformação: 57,5;
- Resistor: 0,05257 [Ω secundário]; 173,80956 [Ω primário].

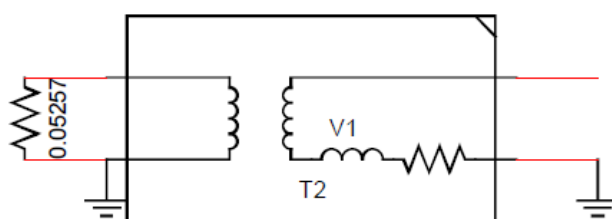


Figura 4.17 – Representação do Sistema de Aterramento das Máquinas Síncronas no módulo Draft do RSCAD

4.3.4 Carga

No que tange a carga do circuito, foi utilizado o modelo “*Dynamic Load*”, disponível na biblioteca do *software* e ilustrado na Figura 4.18. Esse modelo é capaz de representar uma carga que demanda potência ativa (P) e reativa (Q)

constantes. Além disso, optou-se por modelar uma carga resistiva/indutiva, uma vez que esse é o tipo de carga mais predominante no SEP.

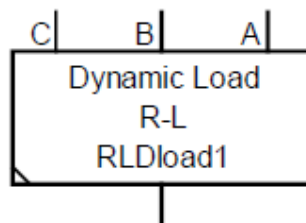


Figura 4.18 – Representação do modelo *Dynamic Load* no módulo Draft do RSCAD

Dentro do escopo desse trabalho, os principais parâmetros da carga foram ajustados da seguinte forma:

- Potência Ativa Constante: 43,4 [MW];
- Potência Reativa Constante: 23 [MVAR];

O despacho dessa potência foi igualmente dividido entre os dois geradores síncronos do circuito. Além disso, vale destacar que a carga foi modelada de tal forma a ter seus terminais (A, B e C) conectados no barramento principal do circuito, e o terminal de neutro isolado, sem conexão à terra.

Mais detalhes a respeito dos parâmetros associadas a carga do circuito estão contidos no Apêndice B.

4.4 Lógica de Trip

De acordo com item 1.2, um dos objetivos desse trabalho trata-se da implementação do método descrito em 4.2 nos relés de proteção utilizados na bancada de testes. Tal implementação se deu a partir do *software* AcSELerator

Quickset, responsável pela interface homem-máquina com os equipamentos da fabricante SEL.

Nesse contexto, a primeira etapa se consistiu na modelagem algébrica da função 87V31, equação (4.2), conforme ilustrado na Figura 4.19.

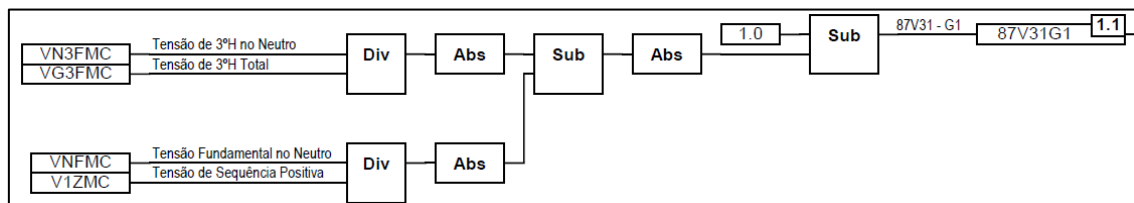


Figura 4.19 – Modelagem da Função 87V31

Além disso, o próprio IED realiza o cálculo internamente das tensões fundamentais e de terceiro harmônico produzidas pelo gerador e as disponibiliza através das variáveis VN3FMC, VG3FMC, VNFMC e V1ZMC. Assim sendo, a variável de saída (87V31G1) contém o valor calculado para o gerador G1.

Na sequência, o próximo passo consiste na comparação dessa função, considerando os valores associados a cada gerador. Para isso, fez-se necessária a implementação de um sistema de comunicação horizontal, através do protocolo GOOSE definido pela IEC-61850. Comunicação esta que foi estabelecida com o auxílio do *software* AcSELERator Architect, da fabricante SEL, e contempla o intercâmbio da variável 87V31 entre os IEDs através de mensagens GOOSE.

O relé que realiza a proteção do gerador G1 recebe o valor da função 87V31, calculado pelo IED adjacente, através da variável 87V31G2, conforme exemplificado na Figura 4.20.

O bloco GT é um bloco lógico interno do relé, responsável por comparar algebricamente duas variáveis. Quando o valor da entrada 1 (87V31G1) for maior do que o da entrada 2 (87V31G2), atribui-se um sinal *booleano* de nível lógico 1 na saída do bloco GT, confirmando a existência de um curto-circuito no estator do gerador G1 (CC_G1 = 1). Por outro lado, quando essa condição de grandeza não é satisfeita, atribui-se um sinal *booleano* de nível lógico 0 na

saída de GT e conseqüentemente à variável CC_G1, indicando que o defeito se encontra em outra máquina, nesse caso, em G2.



Figura 4.20 – Lógica de Comparação da Função 87V31

Caso a variável CC_G1 seja verdadeira (nível lógico 1), a entrada “IN” do bloco PCT01, contido na Figura 4.21, será ativada.

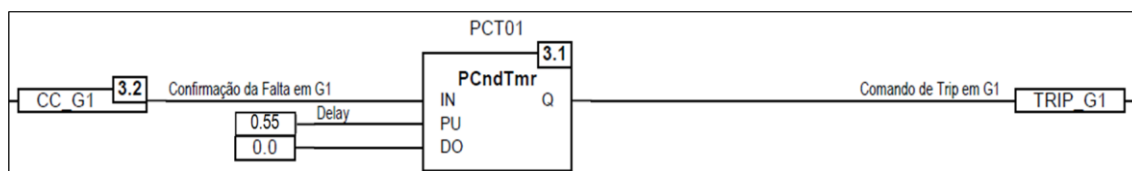


Figura 4.21 – Lógica de Disparo de Trip

Quando ativada, dispara-se um contador interno com a duração, em segundos, da variável de entrada “PU”. Passado esse período, caso a entrada “IN” continue ativa, a saída “Q” assumirá nível lógico 1, fazendo com que a variável TRIP_G1 seja ativada. Essa variável é responsável por enviar o comando de *trip* ao gerador através da conexão de *hardware-in-the-loop* descrita no item 4.3.3.

É importante destacar que a atribuição de 0,55 segundos à variável de entrada “PU”, deve-se ao fato de que o relé de proteção apresenta um tempo de transmissão de 500 milissegundos no envio de variáveis analógicas (87V31) através de mensagens GOOSE. Mais detalhes sobre essa característica podem ser encontrados no manual do equipamento (SEL, 2021) e na norma IEC 61850 (IEC-61850, 2004).

Assim sendo, com o intuito de determinar corretamente qual gerador está sob falta, a partir do método de seletividade avaliado, é imprescindível

atribuir um *delay* de, no mínimo, 500 milissegundos à lógica de *trip*. Nesse trabalho, adotou-se uma margem de 50 milissegundos além da temporização mínima necessária.

Já a variável de entrada “DO” representa o período que a saída “Q” deverá permanecer ativa após a entrada “IN” deixar de ser verdadeira. Para o estudo desenvolvido nesse trabalho, não é de interesse que tal saída, responsável pelo comando de *trip*, continue ativa após a condição de entrada deixe de ser satisfeita, logo, atribuiu-se um valor nulo a essa variável.

Por fim, vale ressaltar que, apenas para facilitar o entendimento, as lógicas ilustradas anteriormente são aquelas presentes no IED do gerador G1. Contudo, as mesmas lógicas também estão presentes no relé de proteção do gerador G2.

4.5 Cenários de Operação

Conforme mencionado anteriormente, o objetivo principal desse trabalho consiste em avaliar a seletividade do sistema de proteção frente a ocorrência de defeitos à terra no estator de geradores síncronos que compartilham o mesmo barramento. Tal avaliação se deu a partir da aplicação do método proposto no item 3.7, o qual leva em consideração o local de ocorrência da falta e o nível de tensão de terceiro harmônico gerado por cada uma das máquinas.

Assim sendo, foram definidos diversos cenários de simulação considerando diferentes níveis de tensão de terceiro harmônico e diferentes locais de aplicação dos defeitos, conforme observa-se na Tabela 4.1.

É importante destacar que, para todos os cenários contidos na Tabela 4.1, os defeitos foram aplicados apenas em G1. Além disso, o nível máximo de geração de tensão de terceiro harmônico para ambas as máquinas (1 p.u) equivale, em porcentagem, a 8% da tensão de fase em frequência fundamental (CHOWDHURY, 2018).

Tabela 4.1 – Cenários de Operação Avaliados

Cenário	$VG3_{G1max}$ [p.u]	$VG3_{G2max}$ [p.u]	$VG3_{G1min} = VG3_{G2min}$ [p.u]	m [%]	n [%]
1	0,5	1,0	0,2	0 a 99	5
2	0,75	1,0			
3	0,90	1,0			
4	0,95	1,0			
5	1,0	1,0			
6	1,0	0,95			
7	1,0	0,90			
8	1,0	0,75			
9	1,0	0,5			

Em que:

$VG3_{G1max}$: nível máximo de tensão de terceiro harmônico gerado por G1;

$VG3_{G2max}$: nível máximo de tensão de terceiro harmônico gerado por G2;

$VG3_{G1min}$: nível mínimo de tensão de terceiro harmônico gerado por G1;

$VG3_{G2min}$: nível mínimo de tensão de terceiro harmônico gerado por G2;

m: porção do enrolamento estático disponível para aplicação de faltas;

n: passo de aplicação de faltas no enrolamento estático.

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo, primeiramente foi abordada a descrição sucinta do teste em malha fechada, contemplando todos os equipamentos e o funcionamento destes durante as simulações avaliadas neste trabalho.

Além disso, foi explicado separadamente o funcionamento dos principais elementos que constituem o circuito elétrico modelado (máquinas síncronas,

circuito auxiliar de terceiro harmônico, sistema de aterramento e carga), bem como a lógica de *trip* presente em ambos os relés de proteção.

Por fim, nove cenários de simulação foram desenvolvidos a partir do sistema principal contido na Figura 4.8. Em todos os cenários foram simulados curtos-circuitos francos entre 0 e 100%, com passo de 5%, no enrolamento estatórico do gerador G1. A diferença está no nível de tensão de terceiro harmônico que cada uma das máquinas gera em cada cenário.

5. Resultados

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são mostrados os resultados obtidos durante as simulações em cada um dos nove cenários definidos no item 4.5, considerando o método de proteção descrito no item 3.5.

Cabe ressaltar que em todas as simulações, as faltas foram aplicadas apenas na máquina G1. Além disso, cada relé de proteção realizou o cálculo da função 87V31 para o seu respectivo gerador e, posteriormente, tal resultado é compartilhado entre os IEDs.

Os resultados em azul representam os casos em que se preservou a seletividade do sistema de proteção. Já os resultados em vermelho indicam os casos em que a função 87V31 assumiu um valor maior para G2 do que para G1. Por fim, os resultados em amarelo indicam os cenários em que se encontrou um valor idêntico da função 87V31 para ambos os geradores.

5.2 Cenário 1

O primeiro cenário avaliado, no que diz respeito a geração de tensão de terceiro harmônico, considerou que o gerador G2 produz o dobro de G1, ou seja, $VG3_{G1max} = 0,50$ p.u e $VG3_{G2max} = 1,0$ p.u.

Os resultados da função 87V31 para cada uma das máquinas pode ser observado na Tabela 5.1, onde nota-se que a função 87V31 foi capaz de distinguir corretamente a máquina sob falta (G1) para os defeitos aplicados entre 0 e 50% mais próximos ao neutro. Já na metade do enrolamento mais próxima ao terminal da máquina, obteve-se um valor maior para G2 do que para G1, indicando erroneamente que G2 encontra-se sob defeito

Tabela 5.1 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 1

M (%)	G1	G2
0%	0,996	0,502
5%	0,947	0,476
10%	0,987	0,566
15%	0,975	0,604
20%	0,96	0,642
25%	0,946	0,682
30%	0,93	0,723
35%	0,915	0,763
40%	0,900	0,801
45%	0,887	0,839
50%	0,875	0,865
55%	0,865	0,907
60%	0,857	0,939
65%	0,855	0,963
70%	0,856	0,985
75%	0,862	0,998
80%	0,874	0,986
85%	0,891	0,98
90%	0,916	0,981
95%	0,949	0,989
99%	0,991	0,994

5.3 Cenário 2

O segundo cenário considerou que o gerador G2 produz uma tensão de terceiro harmônico 25% maior do que aquela gerada por G1, ou seja, $VG3_{G1max} = 0,75$ p.u e $VG3_{G2max} = 1,0$ p.u. Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 2

M (%)	G1	G2
0%	0,998	0,754
5%	0,948	0,712
10%	0,985	0,790
15%	0,973	0,816
20%	0,959	0,842
25%	0,945	0,869
30%	0,930	0,897
35%	0,914	0,925
40%	0,900	0,951
45%	0,886	0,977
50%	0,875	1,000
55%	0,866	0,980
60%	0,861	0,962
65%	0,859	0,949
70%	0,861	0,940
75%	0,868	0,938
80%	0,880	0,935
85%	0,898	0,942
90%	0,923	0,955
95%	0,957	0,976
99%	0,991	0,998

Na Tabela 5.2, observa-se a eficiência da função 87V31, no que diz respeito a manutenção da seletividade do sistema de proteção, para a ocorrência de faltas à terra entre 0 e 30% do enrolamento estático. Contudo, para a ocorrência de defeitos na maior porção do enrolamento (30% a 100%), tal método não foi capaz de identificar corretamente o gerador que deveria ser desconectado do sistema.

5.4 Cenário 3

No terceiro cenário foi considerado uma produção de tensão de terceiro harmônico 10% maior em G2 quando comparado com G1. Os resultados da função 87V31 para cada uma das máquinas pode ser observado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 3

M (%)	G1	G2
0%	0,999	0,903
5%	0,948	0,854
10%	0,985	0,925
15%	0,973	0,943
20%	0,959	0,961
25%	0,944	0,981
30%	0,929	0,997
35%	0,913	0,978
40%	0,900	0,960
45%	0,886	0,942
50%	0,875	0,927
55%	0,867	0,914
60%	0,861	0,904
65%	0,860	0,898
70%	0,863	0,895
75%	0,870	0,896
80%	0,883	0,902
85%	0,901	0,914
90%	0,922	0,931
95%	0,953	0,957
99%	0,994	0,995

Da Tabela 5.3, pode-se inferir que a seletividade do sistema de proteção foi mantida para ocorrência de faltas entre 0 e 15% do enrolamento do estator. Para os defeitos que ocorreram entre 15 e 100%, a função 87V31 não conseguiu identificar corretamente a máquina sob falta (G1).

5.5 Cenário 4

O quarto cenário avaliado, no que diz respeito a geração de tensão de terceiro harmônico, considerou que o gerador G1 produz 5% a menos do que G2, ou seja, $VG3_{G1max} = 0,95$ p.u e $VG3_{G2max} = 1,0$ p.u. Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 4

M (%)	G1	G2
0%	0,998	0,952
5%	0,952	0,904
10%	0,981	0,973
15%	0,970	0,988
20%	0,956	0,996
25%	0,941	0,979
30%	0,927	0,962
35%	0,913	0,945
40%	0,900	0,929
45%	0,888	0,915
50%	0,877	0,902
55%	0,869	0,892
60%	0,865	0,884
65%	0,863	0,880
70%	0,865	0,880
75%	0,871	0,883
80%	0,882	0,892
85%	0,899	0,906
90%	0,921	0,926
95%	0,952	0,955
99%	0,994	0,995

A Tabela 5.4 apresenta resultados muito semelhantes àqueles encontrados no Cenário 3, uma vez que a função 87V31 mostrou-se eficiente para identificar a máquina sob falta diante da ocorrência de defeitos nos 10% mais próximos ao neutro. Já para defeitos que ocorrem na maior parte do enrolamento estático (10 a 90%), o método avaliado não foi capaz de manter a seletividade do sistema de proteção.

5.6 Cenário 5

No quinto cenário foi considerado uma produção de tensão de terceiro harmônico idêntica em ambas as máquinas, ou seja, $VG_{3G1max} = VG_{3G2max} = 1,0$ p.u. Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.5.

Conforme demonstrado no item 3.7, a função 87V31 não é indicada para cenários em que as máquinas conectadas em paralelo geram o mesmo nível de tensão de terceiro harmônico.

Tal característica pode ser comprovada através dos resultados contidos na Tabela 5.5, uma vez que o valor calculado por cada relé foi exatamente o mesmo para simulação de faltas em todo o enrolamento do estator. Dessa forma, não é possível distinguir qual máquina encontra-se sob falta.

Tabela 5.5 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 5

M (%)	G1	G2
0%	0,999	0,999
5%	0,948	0,948
10%	0,984	0,984
15%	0,973	0,973
20%	0,959	0,959
25%	0,944	0,944
30%	0,929	0,929
35%	0,913	0,913
40%	0,900	0,900
45%	0,886	0,886
50%	0,876	0,876
55%	0,869	0,869
60%	0,862	0,862
65%	0,860	0,860
70%	0,864	0,864
75%	0,870	0,870
80%	0,883	0,883
85%	0,900	0,900
90%	0,921	0,921
95%	0,952	0,952
99%	0,995	0,995

5.7 Cenário 6

O sexto cenário considerou que o gerador G1 produz uma tensão de terceiro harmônico 5% maior do que aquela gerada por G2, ou seja, $VG3_{G1max} = 1,0$ p.u e $VG3_{G2max} = 0,95$ p.u. Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 5

M (%)	G1	G2
0%	0,999	0,949
5%	0,952	0,998
10%	0,981	0,934
15%	0,970	0,925
20%	0,956	0,913
25%	0,941	0,902
30%	0,927	0,890
35%	0,913	0,878
40%	0,900	0,868
45%	0,888	0,858
50%	0,878	0,851
55%	0,870	0,846
60%	0,864	0,843
65%	0,862	0,845
70%	0,865	0,850
75%	0,871	0,859
80%	0,882	0,873
85%	0,898	0,892
90%	0,921	0,917
95%	0,951	0,950
99%	0,949	0,999

Ao analisar os resultados contidos na Tabela 5.6, observa-se uma situação bem peculiar. A ocorrência de uma falta em 5% e em 99% do enrolamento fez com que o método avaliado indicasse erroneamente o gerador sob falta. Para todo o restante do enrolamento, a função 87V31 acusou corretamente o gerador que deveria ser desconectado do sistema.

5.8 Cenário 7

No sétimo cenário foi considerado uma produção de tensão de terceiro harmônico 10% maior em G1 quando comparado com G2, ou seja, $VG3_{G1max} = 1,0$ p.u e $VG3_{G2max} = 0,9$ p.u.

Os resultados da função 87V31 para cada uma das máquinas pode ser observado na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 7

M (%)	G1	G2
0%	0,998	0,892
5%	0,952	0,943
10%	0,982	0,885
15%	0,973	0,878
20%	0,956	0,866
25%	0,942	0,857
30%	0,927	0,848
35%	0,913	0,840
40%	0,900	0,832
45%	0,888	0,826
50%	0,877	0,822
55%	0,870	0,819
60%	0,865	0,821
65%	0,862	0,825
70%	0,865	0,833
75%	0,871	0,845
80%	0,882	0,862
85%	0,898	0,884
90%	0,920	0,912
95%	0,951	0,948
99%	0,993	0,996

Da Tabela 5.7, pode-se inferir que a seletividade do sistema de proteção foi mantida quase que em sua totalidade, uma vez que o método avaliado se mostrou eficiente diante a simulação de faltas entre 0 e 95% do enrolamento do estator. Apenas nos últimos 5% do enrolamento, a função 87V31 não foi capaz de distinguir a máquina sob defeito.

5.9 Cenário 8

O oitavo cenário avaliado, no que diz respeito a geração de tensão de terceiro harmônico, considerou que o gerador G1 produz 25% a mais do que G2, ou seja, $VG3_{G1max} = 1,0$ p.u e $VG3_{G2max} = 0,75$ p.u.

Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.8.

Os resultados são idênticos àqueles encontrados no Cenário 7. A função 87V31 foi capaz de identificar corretamente o gerador sob defeito para faltas que ocorrem na maior parte do enrolamento estatórico (0 a 95%).

Tabela 5.8 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 8

M (%)	G1	G2
0%	0,998	0,677
5%	0,951	0,733
10%	0,982	0,915
15%	0,970	0,955
20%	0,956	0,826
25%	0,941	0,695
30%	0,927	0,692
35%	0,913	0,695
40%	0,901	0,700
45%	0,887	0,703
50%	0,877	0,710
55%	0,870	0,720
60%	0,862	0,732
65%	0,860	0,748
70%	0,864	0,768
75%	0,871	0,792
80%	0,885	0,820
85%	0,903	0,850
90%	0,929	0,894
95%	0,960	0,941
99%	0,993	1,000

5.10 Cenário 9

O nono cenário considerou que o gerador G1 produz o dobro de tensão de terceiro harmônico do que G2, ou seja, $VG3_{G1max} = 1,0$ p.u e $VG3_{G2max} = 0,50$ p.u.

Os resultados da função 87V31 para cada um dos geradores pode ser observado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resultados da Função 87V31 para o Cenário 9

M (%)	G1	G2
0%	0,998	0,023
5%	0,951	0,117
10%	0,982	0,318
15%	0,970	0,478
20%	0,956	0,642
25%	0,942	0,804
30%	0,927	0,870
35%	0,913	0,865
40%	0,900	0,701
45%	0,888	0,538
50%	0,877	0,383
55%	0,870	0,421
60%	0,865	0,467
65%	0,862	0,519
70%	0,864	0,572
75%	0,871	0,631
80%	0,882	0,694
85%	0,898	0,761
90%	0,921	0,835
95%	0,951	0,916
99%	0,992	0,993

Novamente, os resultados encontrados para esse cenário, contidos na Tabela 5.9, indicam uma atuação eficiente e seletiva do método avaliado para ocorrência de defeitos em praticamente todo o enrolamento estatórico. Apenas nos 5% mais próximos ao terminal a função 87V31 não foi capaz de indicar corretamente a máquina que deveria ser desconectada do sistema.

5.11 Análise de Oscilografias

De modo geral, oscilografias podem ser definidas como sendo o registro das oscilações presentes em grandezas elétricas (corrente, tensão, frequência, etc), assim como em grandezas digitais (comandos de abertura e fechamento de equipamentos, entre outros).

A análise de oscilografias é uma prática fundamental quando se deseja identificar as causas da ocorrência de um distúrbio, como por exemplo, curtos-circuitos, sobrecargas, subfrequência. Além disso, as oscilografias também contemplam as consequências/reações do sistema frente a ocorrência de um distúrbio, tais como: manobras de chaves e disjuntores, desligamento de equipamentos, etc.

Assim sendo, com o intuito de aumentar o entendimento sobre o método de seletividade aqui avaliado e ilustrar o comportamento do sistema de proteção diante da ocorrência de faltas à terra no estator de geradores conectados em paralelo, foram capturadas oscilografias com as principais variáveis de interesse.

Nesse contexto, definiram-se os três possíveis cenários de atuação do sistema de proteção e, a partir disso, obtiveram-se as oscilografias capturadas pelo relé de proteção do gerador G1 para os seguintes casos:

- Atuação Seletiva ($87V31_{G1} > 87V31_{G2}$);
- Atuação Não Seletiva ($87V31_{G1} < 87V31_{G2}$);
- Atuação Indefinida ($87V31_{G1} = 87V31_{G2}$).

A Figura 5.1 ilustra um cenário em que se obteve uma atuação seletiva do sistema de proteção. Tal comportamento está presente em todos os resultados em azul, expostos nos itens 5.2 a 5.10.

Nota-se que, no momento que antecede a ocorrência do defeito, todas as variáveis de interesse assumem valores constantes, contudo, a partir da aplicação da falta no estator do gerador G1, instantaneamente as variáveis sofrem oscilações.

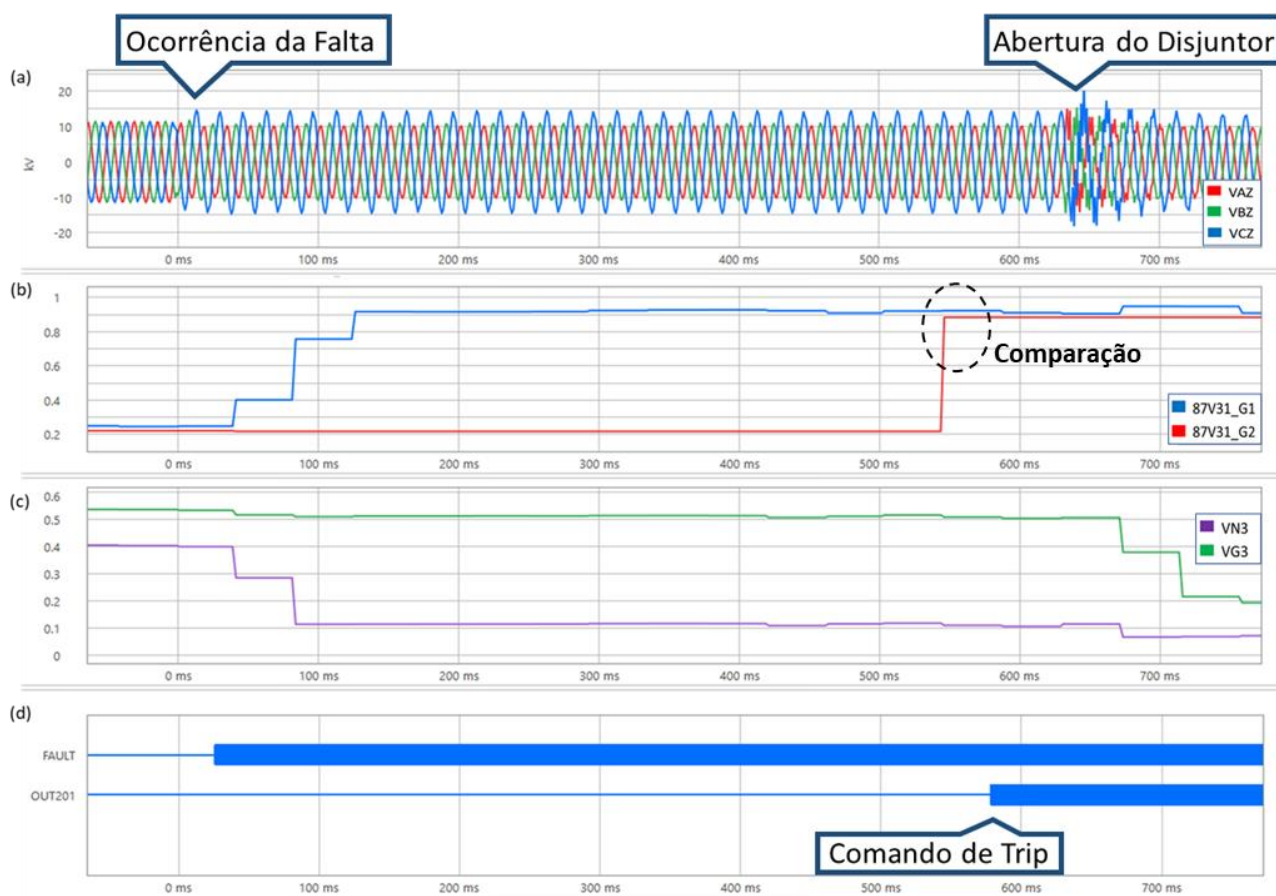


Figura 5.1 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1

Dentre tais oscilações, destaca-se o comportamento da função 87V31 (Fig. 5.1b), a qual assume corretamente um valor maior para G1 (87V31_R1) do que para G2 (87V31_R2).

Na Figura 5.1c evidencia-se o decaimento mais acentuado na variável VN3, característico da ocorrência de um defeito à terra mais próximo ao neutro da máquina e que conseqüentemente impacta na tensão total de terceiro harmônico (VG3).

Logo, após a execução da lógica descrita no item 4.5, observa-se o envio do comando de *trip* (Figura 5.1d) para o gerador que realmente encontra-se sob falta, caracterizando assim uma atuação seletiva do sistema de proteção.

Por outro lado, a Figura 5.2 ilustra um cenário onde não se alcançou a seletividade do sistema de proteção. Tal comportamento está presente em todos os resultados em vermelho, expostos nos itens 5.2 a 5.10.

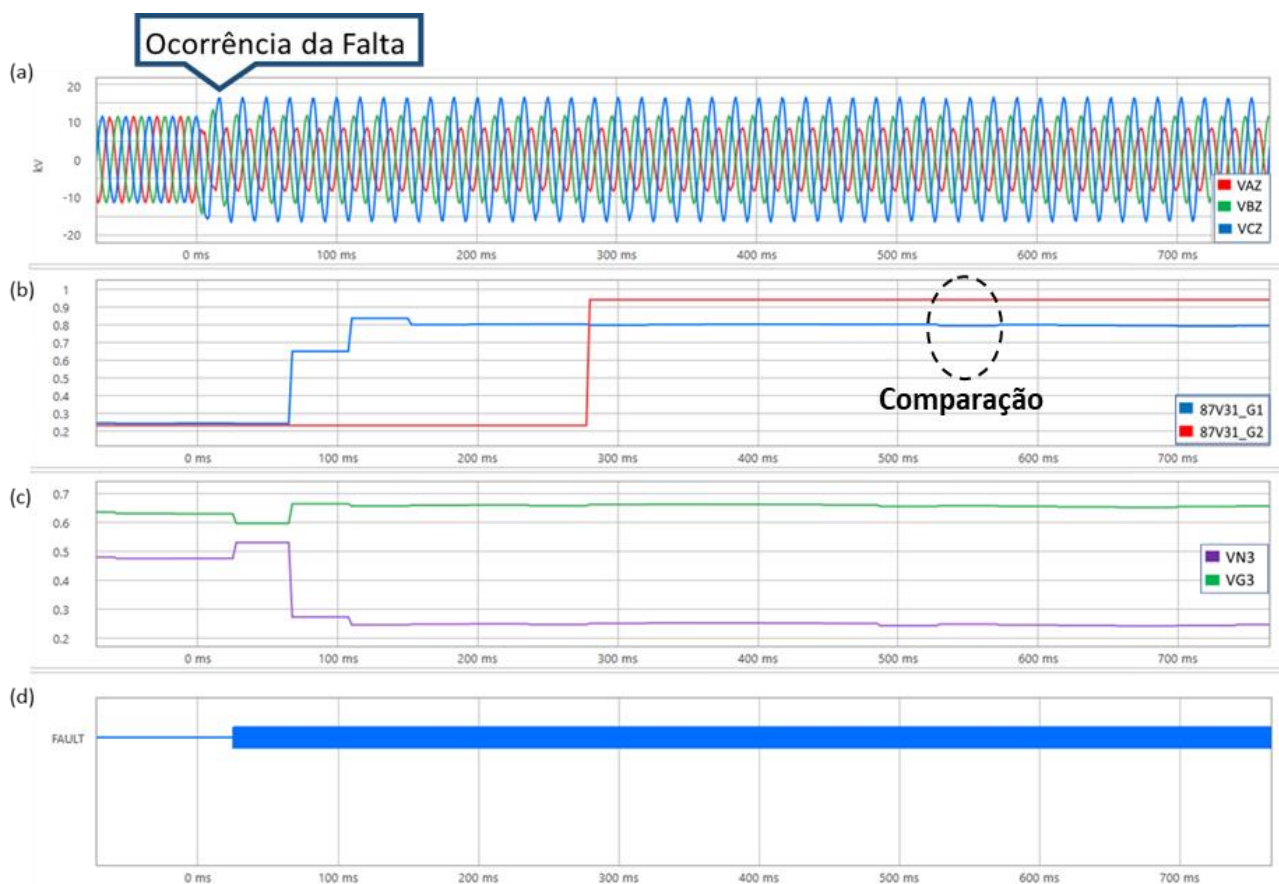


Figura 5.2 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Comparação da Função 87V31; (c) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (d) Variáveis Digitais do IED 1

Da Figura 5.2, novamente observa-se oscilações nas variáveis após a ocorrência da falta no sistema, contudo, neste cenário é importante destacar que a função 87V31 (Figura 5.2b) assume um valor maior para G2 do que para G1, sobretudo no momento em que a lógica realiza a comparação destes valores.

A lógica descrita no item 4.5 é executada normalmente, entretanto, desta vez não ocorre o envio do comando de *trip* (Figura 5.2d) para o gerador que se encontra sob falta, ou seja, uma atuação não seletiva do sistema de proteção.

Novamente, na Figura 5.2c evidencia-se o decaimento na variável VN3, dessa vez de menor amplitude, mas ainda característico da ocorrência de um defeito à terra mais próximo ao neutro do que ao terminal da máquina.

Por fim, a Figura 5.3 ilustra o cenário em que a eficiência do método avaliado é comprometida e, conseqüentemente, a seletividade do sistema de

proteção também. Tal comportamento está presente em todos os resultados em amarelo, expostos no item 5.6.

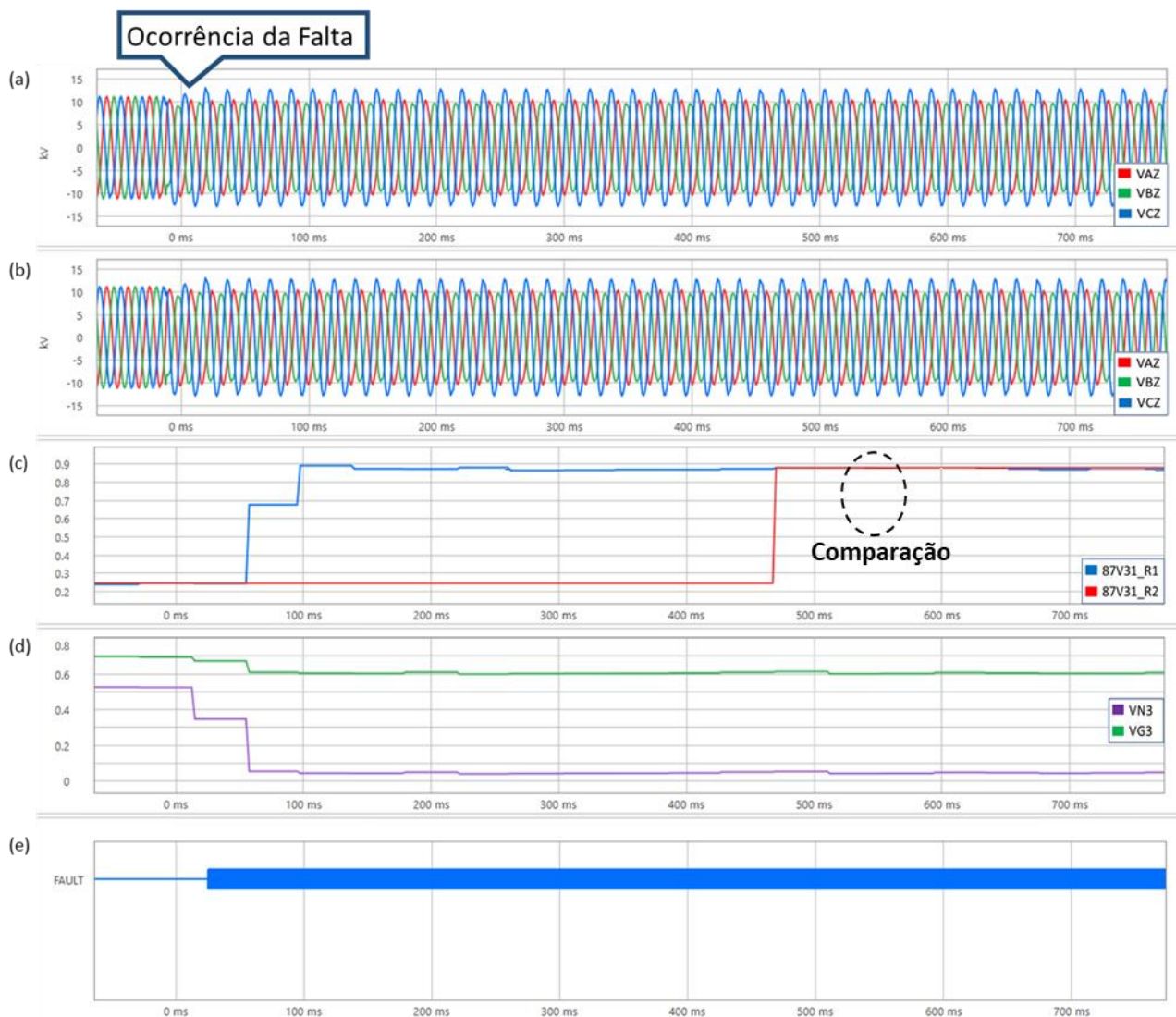


Figura 5.3 - (a) Tensão Fundamental nos Terminais de G1; (b) Tensão Fundamental nos Terminais de G2; (c) Comparação da Função 87V31; (d) Tensão de Terceiro Harmônico em G1; (e) Variáveis Digitais do IED 1

Da Figura 5.3, após a ocorrência da falta, é possível notar que as tensões em ambas as máquinas sofrem variações idênticas (Figuras 5.3a e 5.3b). Por conseguinte, destaca-se o comportamento da função 87V31 (Figura 5.3c) onde se observa um valor idêntico para ambos os geradores. Diante disso, o método de seletividade é comprometido, uma vez que não é possível identificar qual máquina deve receber o comando de *trip*.

Por fim, na Figura 5.3d observa-se que a variável VN3, após a falta, assume um valor bem próximo a zero, indicando assim que o defeito ocorreu muito próximo ao neutro (0 a 10%).

5.12 Análise dos Resultados

Os resultados apresentados nos itens 5.2 a 5.10 expõe de forma clara e sucinta a eficiência do método de seletividade proposto em (CHOWDHURY, 2018) para uma gama considerável de cenários de simulação.

A Tabela 5.10 mostra a porcentagem do enrolamento do estator do gerador G1 que, quando submetido a um defeito fase-terra, verificou-se uma atuação seletiva do sistema de proteção a partir do resultado obtido pela função 87V31.

Tabela 5.10 – Resumo dos Resultados para os Cenários Avaliados

Cenário	Garantia de seletividade (% do estator)
1	0 a 50%
2	0 a 30%
3	0 a 15%
4	0 a 10%
5	-
6	0 a 5%
7	0 a 95%
8	0 a 95%
9	0 a 95%

Em posse dos resultados contidos na Tabela 5.10, a análise dos mesmos pode ser dividida da seguinte forma:

- **Cenários 1 a 4**

Para tais cenários, considerou-se que o gerador sob falta (G1) produzia uma tensão de terceiro harmônico menor do que a máquina G2. Tal diferença na geração harmônica foi de 50% até 5%.

Assim sendo, podemos inferir que o cenário com a maior diferença entre as máquinas (cenário 1) foi justamente o que apresentou uma proteção seletiva contra faltas à terra na maior porção do enrolamento estatórico (0 a 50%).

A diferença entre as máquinas foi reduzida sequencialmente do cenário 1 ao cenário 4 que, conseqüentemente, ocasionou uma redução da parte do enrolamento protegida seletivamente pela função 87V31.

Portanto, em cenários que contemplam geradores síncronos compartilhando o mesmo barramento, quando a máquina sob defeito for aquela com o menor nível de tensão de terceiro harmônico, a porcentagem do enrolamento protegida de forma seletiva está diretamente relacionada a diferença entre as máquinas em paralelo, ou seja, quanto maior for a diferença na geração harmônica, maior será a cobertura correta da função 87V31, e vice-versa.

- **Cenários 5**

Para esse cenário em particular, o qual considera máquinas em paralelo gerando o mesmo nível de tensão de terceiro harmônico, observamos que a função 87V31 não oferece nenhuma seletividade ao sistema de proteção.

Por outro lado, essa particularidade dificilmente será encontrada em um sistema elétrico real, uma vez que até mesmo máquinas gêmeas, quando em operação, geram níveis diferentes de tensão harmônica.

Contudo, cabe ressaltar que tal diferença está associada a diversos fatores (aspectos construtivos, carregamento da máquina, capacitâncias distribuídas, etc), e que para o correto entendimento dessa característica, deve-se realizar medições em campo no sistema de interesse.

- **Cenários 6 a 9**

Para tais cenários, considerou-se que o gerador sob falta (G1) produzia uma tensão de terceiro harmônico maior do que a máquina G2. Tal diferença na geração harmônica foi desde 5% até 50%.

Para o cenário com a menor diferença (cenário 6), observa-se um caso particular e bem interessante, onde a aplicação de uma falta à terra em 5% do

enrolamento do estator fez com que a função 87V31 interpretasse incorretamente que o defeito ocorreu na máquina G2.

Essa é uma situação bem prejudicial à eficiência do método avaliado, uma vez que os primeiros 10% do enrolamento estatórico são a região que o sistema de proteção encontra maiores dificuldades para a correta atuação. Contudo, o ocorrido deve-se ao fato da grande semelhança entre as máquinas em termos de geração de harmônicos, situação que somente pode ser considerada factível após a medição real em campo destas grandezas.

Já os demais cenários, 7 a 9, apresentaram resultados idênticos no que diz respeito a porção do enrolamento estatórico protegida de forma seletiva. Para tais cenários, a função demonstrou uma elevada eficiência, conseguindo distinguir corretamente a máquina sob defeito para faltas que ocorrem desde 0% a 95% do enrolamento.

5.13 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos para as simulações de faltas à terra no estator de um gerador síncrono que compartilha o mesmo barramento com outra máquina. Ao todo, foram avaliados nove cenários distintos, onde foi possível atingir uma considerável gama de variação de um sistema elétrico real.

Os resultados demonstram que a eficiência do método avaliado, função 87V31, está primeiramente condicionado a diferença harmônica existente entre os geradores, assim como ao local de ocorrência da falta no enrolamento do estator da máquina.

Além disso, também foram apresentadas as oscilografias capturadas pelos relés de proteção para os três possíveis casos de atuação: seletiva, não seletiva e indefinida. Tais gráficos são essenciais para ilustrar o desempenho do método avaliado.

6. Conclusões

6.1 Conclusões Gerais

Geradores elétricos de grande porte, tipicamente são aterrados através de alta impedância e necessitam de proteção contra faltas à terra no enrolamento do estator. Logo, foram apresentadas as principais técnicas de proteção utilizadas para esse tipo de defeito, especialmente os métodos capazes de proteger 100% do estator.

No entanto, existem sistemas elétricos em que os geradores compartilham o mesmo barramento, ou seja, são conectados em paralelo, fator responsável por reduzir a confiabilidade das tradicionais técnicas de proteção contra faltas à terra no estator da máquina.

Nesse contexto, a partir da pesquisa bibliográfica, o trabalho de Chowdhury (2018) é o único que traz uma proposta capaz de prover seletividade ao sistema de proteção contra faltas à terra no estator de geradores que compartilham o mesmo barramento, mas que foi avaliado pelos autores somente através de simulações computacionais.

Diante disso, o presente trabalho propõe uma plataforma de simulação em tempo real que permitiu avaliar tal proposta de forma mais concisa.

Primeiramente, é apresentado o sistema elétrico modelado no RSCAD do RTDS, contemplando dois geradores síncronos conectados em paralelo, conforme ilustrado na Figura 4.8. A partir do circuito elétrico principal, nove cenários foram desenvolvidos no intuito de avaliar o desempenho do novo método de proteção. Cabe destacar que tal diversificação de cenários só foi possível devido a modelagem de um circuito auxiliar de terceiro harmônico descrito no item 4.2.2, necessário para suprir a limitação dos modelos de máquina síncrona disponíveis na biblioteca do RSCAD.

Posteriormente, implementou-se a lógica detalhada no item 4.4 em dois relés de proteção comerciais, os quais foram conectados ao RTDS a partir do esquema denominado *hardware-in-the-loop* de acordo com a estrutura da Figura 4.7.

A eficiência do método foi validada a partir da simulação de defeitos à terra em inúmeros locais do enrolamento estatórico da máquina, permitindo assim o cálculo da função 87V31 para um conjunto considerável de casos que podem vir a ocorrer num sistema elétrico real.

A partir dos resultados, pode-se concluir que a eficiência do método avaliado está diretamente relacionada com a diferença no nível da tensão de terceiro harmônico produzida pelas máquinas conectadas em paralelo, bem como ao local de ocorrência do defeito.

De modo geral, considerando-se múltiplos geradores conectados ao mesmo barramento, quando a máquina sob defeito for aquela que produz o menor nível de tensão de terceiro harmônico, a porcentagem do enrolamento protegida de forma seletiva é proporcional a diferença entre as máquinas, quanto maior for a diferença na geração harmônica, maior será a cobertura correta da função 87V31, e vice-versa.

Por outro lado, quando a máquina sob defeito for aquela que produz o maior nível de tensão de terceiro harmônico, a porcentagem do enrolamento protegida de forma seletiva não está diretamente relacionada ao grau de discrepância entre as máquinas.

Para diferenças de geração harmônica na ordem de 10%, 25% e 50%, verificou-se a mesma faixa de cobertura seletiva da função 87V31, ou seja, para faltas que ocorrem desde 0% a 95% do enrolamento do estator. Contudo, é importante destacar o cenário que considerou uma diferença de apenas 5% na geração de tensão de terceiro harmônico, pois neste caso, além de uma atuação não seletiva para um defeito no terminal da máquina (99%), também ocorreu a perda da seletividade durante a simulação de uma falta em 5% do enrolamento.

Essa é uma situação bem prejudicial ao sistema, uma vez que os primeiros 10% do enrolamento estatórico são a região que a proteção encontra maiores dificuldades para a correta atuação, pois a ocorrência de faltas nessa parcela não gera oscilações capazes de sensibilizar esquemas de proteção sintonizados em 60 [Hz].

Já para um cenário que considera geradores idênticos em paralelo, ou seja, com o mesmo nível de tensão de terceiro harmônico, pôde-se confirmar a premissa do método avaliado, em que a função 87V31 assume valores iguais

para ambas as máquinas e não oferece nenhuma seletividade ao sistema. Essa situação enfatiza a importância da medição real da geração harmônica de cada máquina para que posteriormente se determine o ajuste mais otimizado possível para a implementação do novo método de proteção seletivo avaliado nesse trabalho.

Nesse contexto, é importante destacar que a eficiência do método pode ser melhor compreendida uma vez que outros fatores sejam considerados durante a análise, como por exemplo, a diversificação do tipo de carga do sistema elétrico e a utilização de elementos de proteção direcionais de sobrecorrente, conforme sugerido pelos autores.

Por fim, cabe mencionar que a análise realizada se limitou ao paralelismo de duas máquinas devido a disponibilidade de apenas duas unidades do relé de proteção, mas as conclusões inferidas podem ser estendidas à sistemas que contemplam um maior número de geradores conectados em paralelo.

6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

Em suma, a partir do escopo proposto nesse trabalho, foi possível avaliar a eficiência de uma nova metodologia capaz de prover seletividade ao sistema de proteção frente a ocorrência de defeitos fase-terra no estator de geradores síncronos, em cenários que consideram a operação de múltiplas unidades geradoras em paralelo.

Contudo, acredita-se que tal estudo pode ser complementado a partir da integração de fatores não explorados nessa dissertação. Nesse contexto, entende-se que os seguintes itens podem ser objeto de trabalhos futuros:

- Realizar a medição em campo do nível de harmônico gerado por cada máquina, com o intuito de otimizar o percentual de proteção da função 87V31, uma vez que os dados oriundos dessas medições podem ser facilmente ajustados na plataforma de teste desenvolvida;

- Considerar, em conjunto com função 87V31, elementos de sobrecorrente direcional na lógica responsável por definir qual máquina encontra-se sob falta, com o objetivo de suprir os pontos cegos da função 87V31.
- Avaliar a influência que diferentes tipos de cargas presentes no sistema podem vir a ter nos parâmetros utilizados no cálculo da função 87V31.

Referências

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. A John Wiley&Sons, Inc., Publication, 1999.

ARAÚJO, R. M. **Estudo Da Proteção Contra Falta à Terra no Enrolamento do Estator do Gerador Síncrono: Subsídio para Desenvolvimento de Metodologia de Testes Utilizando Simulador Digital em Tempo Real**. 2015. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) – Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG, Belo Horizonte, 2015.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.

BOREL, U.F.P. **Desenvolvimento de um Sistema Ativo para Aterramento de Neutro**. Dissertação de mestrado, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, UFMG, 2012.

CHAPMAN, STEPHEN J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. 5. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2013.

CHOWDHURY, R.; FINNEY, D.; FISCHER, N.; YOUNG, L.; SKENDZIC, V.; PATEL, S. **Stator Ground Protection for Multiple High-Impedance Grounded Generators Sharing a Common Bus**. In: Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, 2018.

COELHO, A. L. M. **Um Sistema Integrado de Testes de Funções de Proteção de Geradores Síncronos Associadas aos Limites de Excitação de um Modelo de AVR Implementado em Ambiente de Simulação Digital em Tempo Real**. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

COELLO, J. A. C. **Análise através de Simulação em Tempo Real do Sistema Elétrico de uma Plataforma Off-shore para Produção de Petróleo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.

CORREA, P. I. D.; SILVEIRA, P. M.; COELHO, A. L. M. **Simulação em Tempo Real para Teste e Análise da Proteção contra Falhas a Terra em 100% do Estator de Geradores Síncronos.** In: XII CLAGTEE (Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission), 2017.

DEHKORDI, A. B. **Testing a Generator Protection Relay Using RTDS.** RTDS Technologies Inc. 2010, Appendix C.

FISCHER, N.; FINNEY, D.; TAYLOR, D. **How to Determine the Effectiveness of Generator Differential Protection.** In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2014.

GUERRERO, C. A. V. **Uso do RTDS em Testes de Esquemas De Teleproteção Aplicando o Padrão IEC 61850.** Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.

GULEN, S. C. **Gas Turbines for Electric Power Generation.** 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2019.

IEC Standards. IEC 61850 – Communication Networks and Systems in Substation, 2004.

ISAACS, A. **Simulation Technology: The Evolution of the Power System Network [History].** In: IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 4, pp. 88-102, 2017.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos,** Vol. 3. 2008.

LIMA, P. S.; ROCHA, G.; STAVARENGO, R. **Novo Método Para Monitoramento e Proteção de Geradores Aterrados por Alta Impedância**. Schweitzer Engineering Laboratories, 2020.

OLIVEIRA, J. M. M. **Efeitos da Operação do Gerador de Indução no Comportamento do Gerador Síncrono Operando em um Sistema Isolado Alimentando Cargas não Lineares**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Universidade Federal de Goiás, UFG, Goiânia, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **O Sistema em Números**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em 18 jul. 2022.

REIMERT, D. **Protective Relaying for Power Generation Systems**. Taylor and Francis Group. 2006.

ROCHA, G; LIMA, P. **Proteção de Geradores - Capítulo 1 – Fatores Limítrofes, Arranjos e Aterramento de Geradores**. O Setor Elétrico, ed.96, v.22, 2014, pp. 22-29.

RUEDA, O. A. S. **Simulador Em Tempo-Real Baseado na Integração de Módulo FPGA e CPUS para Avaliação de Controladores Embarcados de Conversores Eletrônicos de Potência**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-400G Instruction Manual**. SEL, 2021.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (SEL) Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/751/>>. Acesso em 11 nov. 2022.

SILVA FILHO, J. J. A.; REIS FILHO, F. A. **Estudo Comparativo entre Esquemas de Proteção de Faltas à Terra para Geradores**. In: IEEE-Latin América, São Paulo, 2010.

SILVA, S. T.; SILVA, P. L.; SOUZA, A. A. N.; PAIVA, L. C. R.; STAVARENGO, R. **Detecção de Falhas à Terra no Estator de Geradores Síncronos - Estudo de Caso da UHE Fontes Nova.** In: XXV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2019.

UMANS, STEPHEN D. **Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley.** 7. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2014.

ZIELICHOWSKI, M; FULCZVK, M. **“Influence of Load on Operating Conditions of Third Harmonic Ground-Fault Protection System of Unit Connected Generators.”** IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., v. 146, n. 3, 1999, pp. 241- 248.

Apêndice A – Estrutura do Hardware-in-the-Loop

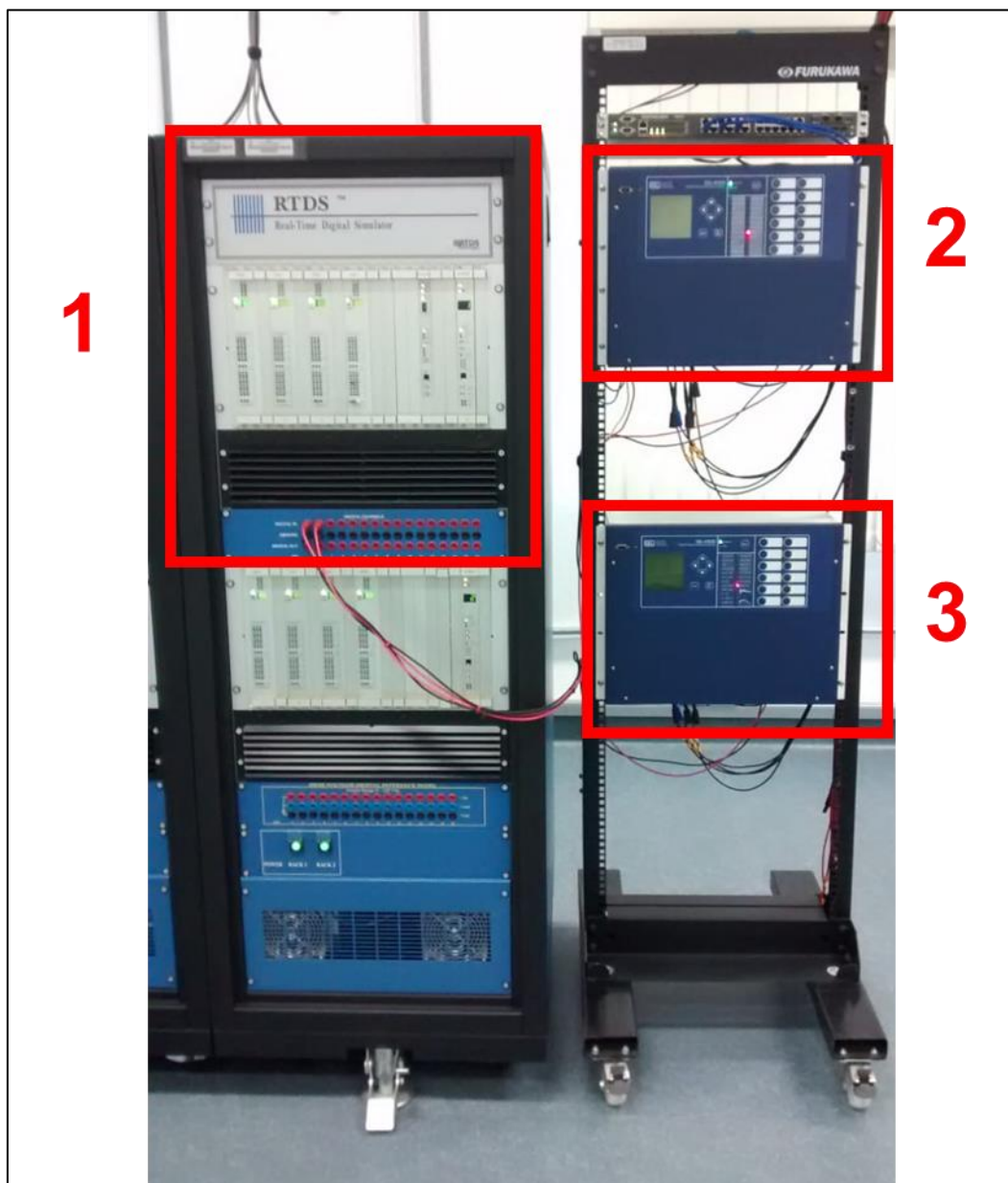


Figura A.6.1 – Estrutura do *Hardware-in-the-Loop* - Parte 1

Em que:

- 1: Rack do RTDS utilizado durante as simulações;
- 2: Relé de proteção do gerador G1
- 3: Relé de proteção do gerador G2

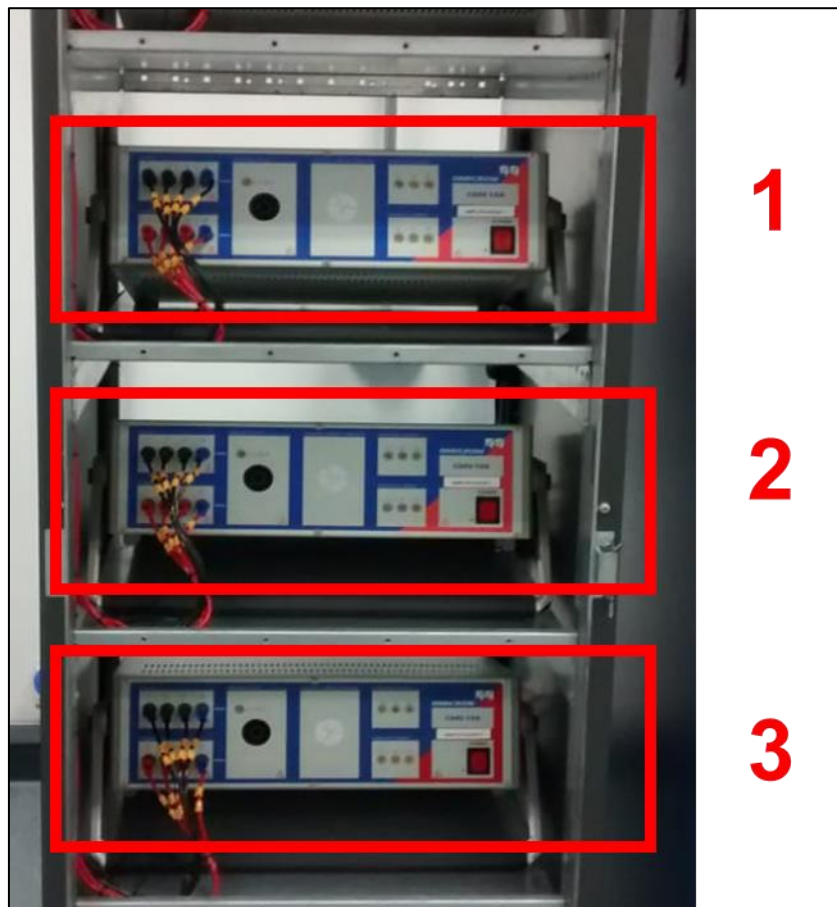


Figura A.6.2 – Estrutura do *Hardware-in-the-Loop* - Parte 2

Em que:

- 1: Amplificador utilizado para adequar o nível da tensão dos terminais de G1
- 2: Amplificador utilizado para adequar o nível da tensão dos terminais de G2
- 3: Amplificador utilizado para adequar o nível da tensão de neutro de G1 e G2.

Apêndice B – Dados da Máquina Síncrona

Tabela B.6.1 – Principais Dados da Máquina Síncrona

Menu de Configuração do RSCAD	Parâmetros	Símbolo (unidade)	Valor
GENERAL MODEL CONFIGURATION	Potência aparente	S (MVA)	31,25
	Tensão Nominal	V_N (kV)	13,8
	Frequência	f (Hz)	60
MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT	Reatância de dispersão do estator	X_a (p.u.)	0,123
	Reatância síncrona de eixo direto	X_d (p.u.)	1,74
	Reatância transitória de eixo direto	X_d' (p.u.)	0,25
	Reatância subtransitória de eixo direto	X_d'' (p.u.)	0,20
	Reatância síncrona de eixo em quadratura	X_q (p.u.)	1,71
	Reatância subtransitória de eixo em quadratura	X_q'' (p.u.)	0,30
	Resistência do estator	R_a (p.u.)	0,0020
	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	T_{do}' (s)	3,5206
	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto	T_{do}'' (s)	0,0423
	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto	T_{qo}'' (s)	0,228
MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES	Reatância de sequência zero da máquina	X_0 (p.u.)	0,07