



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas Aplicadas – ICEA
Departamento de Engenharia Elétrica – DEELT



Trabalho de Conclusão de Curso

**Estudo Experimental para Testar as Proteções Contra
Curto-Circuito em Geradores Síncronos de Polos Salientes
com Elevada Impedância de Aterramento.**

Alan Pedro Passaia Merlini

João Monlevade, MG

2020

Alan Pedro Passaia Merlini

Estudo Experimental para Testar as Proteções Contra Curto-Circuito em Geradores Síncronos de Polos Salientes com Elevada Impedância de Aterramento.

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho

Universidade Federal de Ouro Preto

João Monlevade, MG

2020

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

M565e Merlini, Alan Pedro Passaia .

Estudo experimental para testar as proteções contra curto-circuito em geradores síncronos de polos salientes com elevada impedância de aterramento. [manuscrito] / Alan Pedro Passaia Merlini. - 2020.

62 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Francisco Baracho.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Curtos-circuitos. 2. Impedância (Eletricidade) . 3. Máquinas elétricas síncronas . 4. Sistemas de energia elétrica - Proteção. I. Baracho, Francisco . II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.311

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Alan Pedro Passaia Merlini

Estudo experimental para testar as proteções contra curto-circuito em geradores síncronos de polos salientes com elevada impedância de aterramento

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Aprovada em 17 de dezembro de 2020

Membros da banca

Professor Doutor Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto)
Professor Doutor Juan Carlos Galvis Manso - (Universidade Federal de Ouro Preto)
Professor Doutor Wilingthon Guerra Zvietcovich - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 06/01/2021



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 06/01/2021, às 07:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0120916** e o código CRC **E4CF1779**.

Resumo

Este trabalho consiste no estudo para testar as proteções contra curto-circuito em geradores síncronos de polos salientes com elevada impedância de aterramento. Apresentar-se-á, no decorrer deste texto, as respostas esperadas para as mesmas. Tais proteções são divididas, aqui, de acordo com 4 regiões de atuação, em função do ponto onde a falta ocorre; como se pode ver a seguir: internas, externas, lado de extra alta tensão do transformador elevador e estator-terra. Além disso, contempla-se também as proteções contra energização acidental e correntes de sequência negativa.

Também é importante salientar que todos esses testes nas proteções foram executados no RTDS, com *hardware-in-the-loop*. Os resultados dessas simulações foram cedidos pelo professor Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, uma vez que elas foram executadas no RTDS da CEMIG.

Apresenta-se as respostas esperadas das proteções, ao final do trabalho, onde se pode concluir que tais respostas tiveram um resultado satisfatório, mesmo tendo alguns pontos de observação (que serão explicados).

Palavras-Chave: Geradores síncronos de polos salientes com alta impedância de aterramento, curto-circuito, proteção.

Abstract

This work consists of the study to test short-circuit protections in synchronous generators of salient poles with high grounding impedance. During this text, the expected responses for the protections will be presented. These protections, in this work, are divided according to 4 actuation zones, where the fault takes place, as follows: internal, external, extra high voltage side of the step-up transformer, and stator to ground. In addition to these protection zones, this study also includes protections against negative sequence currents and accidental energization.

It is also important to point out that all these tests on the protections were performed in RTDS, in *hardware-in-the-loop*. The results of these simulations were provided by Professor Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, since they were carried out at CEMIG's (a state own electricity utility in Brazil) RTDS.

At the end of the work, the answers associated with the protections are presented, where they are considered satisfactory, even though with some remarkable points.

Keywords: Salient poles synchronous generators with high ground impedance, short-circuit, protection.

Sumário

1. Introdução.....	13
1.1 Organização do trabalho.....	13
2. Revisão bibliográfica.....	15
3. Objetivos.....	17
3.1 Objetivo geral.....	17
3.2 Objetivos específicos.....	17
4. Conceitos básicos de geradores síncronos.....	18
4.1 Características gerais de funcionamento.....	18
4.2 Aspectos construtivos.....	19
4.2.1 Rotor com polos lisos.....	20
4.2.2 Rotor com polos salientes.....	20
4.3 Tipos se aterramento.....	21
4.3.1 Aterramento sólido.....	21
4.3.2 Aterramento com baixa impedância.....	22
4.3.3 Aterramento com alta impedância.....	23
5. Análise de curto-circuito.....	24
5.1 Análise de componentes simétricas.....	24
5.2 Estudo de curto – circuito.....	26
5.2.1 Falta fase-terra.....	27
5.2.2 Falta fase- fase.....	29
5.2.3 Falta fase – fase –terra.....	32
5.2.4 Falta fase-fase-fase.....	33
6. Funções de proteção contra curto-circuito em geradores síncronos.....	35
6.1 <i>Hardware-in-the-loop</i>	39
6.2 Análise das respostas das Funções de proteção.....	39

6.2.1 Curtos-circuitos	40
6.2.1.1 Faltas internas	40
6.2.1.2 Faltas externas	43
6.2.1.3 Faltas do lado de extra alta tensão do transformador elevador	45
6.2.1.4 Faltas estator-terra.....	47
6.2.1.5 Correntes de sequência negativa desbalanceadas	49
6.2.1.6 Proteção contra energização acidental.....	50
7. Metodologia	53
7.1 Modelagem do sistema de energia	53
7.2 Gerador e seus controles.....	54
7.3 Testes físicos <i>hardware-in-the-loop</i>	54
8. Análise de resultados.....	55
8.1 Metodologia da análise de resultados.....	55
8.2 Curtos-circuitos	55
8.2.1 Faltas internas	55
8.2.2 Faltas externas	56
8.2.3 Faltas no lado de alta tensão do transformador elevador	58
8.2.4 Faltas estator terra.....	59
8.2.5 Correntes de sequência negativa desbalanceadas	61
8.3 Outros distúrbios.....	63
8.3.1 Proteção contra energização acidental.....	62
9. Conclusão.....	63
10. Referências bibliográficas.....	64

Lista de figuras

FIGURA 1 - REPRESENTAÇÃO DE UM GERADOR SÍNCRONO.....	18
FIGURA 2- EXEMPLIFICAÇÃO DO CIRCUITO INTERNO DE UMA EXCITATRIZ	19
FIGURA 3- ROTOR DE POLOS LISOS	20
FIGURA 4- ROTOR DE POLOS SALIENTES	21
FIGURA 5 - GERADOR SOLIDAMENTE ATERRADO	22
FIGURA 6- GERADOR COM UMA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO	22
FIGURA 7- GERADOR COM TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	23
FIGURA 8 - REPRESENTAÇÃO DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS	25
FIGURA 9- EXEMPLO DE SOMA DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS PARA FORMAR UM SISTEMA DESEQUILIBRADO	25
FIGURA 10- REPRESENTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	26
FIGURA 11 - REPRESENTAÇÃO EM IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA DE CADA FASE.....	27
FIGURA 12 - ILUSTRAÇÃO FALTA FASE-TERRA.....	27
FIGURA 13- CIRCUITO DE SEQUÊNCIAS PARA FALTA FASE-TERRA	28
FIGURA 14- REPRESENTAÇÃO DA FALTA FASE-FASE	29
FIGURA 15 - REPRESENTAÇÃO DOS CIRCUITOS DE SEQUÊNCIA PARA FALTA FASE-FASE.....	31
FIGURA 16- REPRESENTAÇÃO FALTA FASE-FASE-TERRA	32
FIGURA 17 - REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO DE SEQUÊNCIAS PARA A FALTA FASE-FASE- TERRA	33
FIGURA 18 - REPRESENTAÇÃO FALTA FASE-FASE-FASE	34
FIGURA 19 - REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO DE SEQUÊNCIAS PARA A FALTA TRIFÁSICA	34
FIGURA 20- DIAGRAMA UNIFILAR DO SEP NO QUAL O G1 HPP1 ESTÁ CONECTADO	38
FIGURA 21 - CIRCUITO EM MALHA PARA TESTE DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	39
FIGURA 22- REPRESENTAÇÃO DE FALTAS INTERNAS	40
FIGURA 23 - DIAGRAMA DE SEQUÊNCIAS DAS FALTAS FASE-FASE E FASE-FASE-TERRA.....	41
FIGURA 24 - AJUSTE DA PROTEÇÃO 87G PARA O GERADOR SÍNCRONO G1 HPP1	42
FIGURA 25 - ESQUEMA DA PROTEÇÃO 64E-90%	43
FIGURA 26 - REPRESENTAÇÃO DE FALTAS EXTERNAS	43
FIGURA 27 - AJUSTE DA PROTEÇÃO 51V PARA O GERADOR SÍNCRONO G1 HPP1	44
FIGURA 28 - REPRESENTAÇÃO DE FALTAS NO LADO DE EXTRA ALTA TENSÃO.....	45

FIGURA 29-DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO PARA FALTA NA EXTRA ALTA TENSÃO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR.....	46
FIGURA 30- DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA PARA FALTA BIFÁSICA.....	46
FIGURA 31 - DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA PARA FALTA BIFÁSICA À TERRA	47
FIGURA 32- REPRESENTAÇÃO FALTAS ESTATOR-TERRA	47
FIGURA 33 - TENSÃO DE TERCEIRO HARMÔNICO AO LONGO DO ENROLAMENTO DO ESTATOR EM CONDIÇÃO NORMAL DE OPERAÇÃO	48
FIGURA 34- REPRESENTAÇÃO DE FALTAS DE SEQUÊNCIA NEGATIVA	50
FIGURA 35 - DIGRAMA DA PROTEÇÃO 46 DO GERADOR SÍNCRONO G1 HPP1	50
FIGURA 36 - DIAGRAMA DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO 50/27	51
FIGURA 37 - DIAGRAMA DE FASE DA PROTEÇÃO 50/27 (TEMPO INSTANTÂNEO DE ATUAÇÃO)	51
FIGURA 38 - LOGICA DE FUNCIONAMENTO DA PROTEÇÃO 50/27	52

Lista de tabelas

TABELA 1- FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS	36
TABELA 2 - DADOS DO GERADOR.....	37
TABELA 3- DADOS TRANSFORMADOR.....	38
TABELA 4 - DADOS DOS TC'S E TP'S.....	38
TABELA 5 - FALTAS INTERNAS	56
TABELA 6 - FALTAS EXTERNAS	57
TABELA 7 - FALTAS NO LADO DE EXTRA ALTA TENSÃO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR	58
TABELA 8 -FALTAS ESTATOR-TERRA	60
TABELA 9 - CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA.....	61
TABELA 10 - ENERGIZAÇÃO ACIDENTAL.....	62

Lista de Abreviações e símbolos

Cockpit controle	A expressão é empregada para se referir ao painel de controle
DTNA RTDS.	Analizador digital de transitórios em redes elétricas. É o RTDS.
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LOE	Perda de excitação do gerador
Oscilografia	São usadas para auxiliar a análise de fenômenos transitórios em redes elétricas; visando, sobretudo, o estudo do desempenho de sistemas de proteção
Pick-up	Menor valor de corrente que, ao passar pela bobina do relé, faz com que ele opere.
p.u	Por unidade de medida
RSCAD	Interface através da qual o usuário utiliza o RTDS
RTDS	Simulador Digital em Tempo Real
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
Trip	Sinal de desligamento enviado por um relé
T_{op}	Top Tempo de operação da proteção
Dial	Corresponde à curva escolhida de uma função de proteção
$I_{setting}$	Corrente de ajuste

1. Introdução

De acordo com a regulamentação do Setor Elétrico, presente na **Lei 9.427/96**, as concessionárias de energia elétrica passam a ter que seguir uma série de obrigações legais, dentre elas respeitar vários índices e regulamentos; os quais, quando não cumpridos, podem resultar em medidas que podem gerar prejuízos econômicos à empresa, convertendo-se em uma grande perda financeira para as mesmas. Uma vez que a indisponibilidade de unidades geradoras pode acarretar perdas financeiras significativas para as concessionárias, precisa-se focar na confiabilidade da geração de energia elétrica. Sendo assim, investimentos em formas de proteção dos ativos e na disponibilidade das plantas de energia elétrica torna-se cada vez mais crucial, já que o funcionamento adequado dos sistemas de proteção garante a integridade e a disponibilidade das unidades geradoras

Tendo como base esta linha de pensamento descrita e com os recentes avanços tecnológicos, as empresas responsáveis pela fabricação dos relés digitais estão em constante desenvolvimento de novas funções para eles, assim gerando um vasto número de funções responsáveis pela proteção e controle dos geradores de energia elétrica, tornando de vital importância o domínio referente a esta tecnologia.

Implementa-se um *hardware-in-the-loop* conectado ao RTDS para se analisar as respostas das proteções. Vale ressaltar que as proteções atuam quando de faltas no sistema, sendo de grande valia a análise dos estados transitórios / transientes.

1.1 Organização do trabalho

No Capítulo 1, apresenta-se o tema a ser exposto no trabalho.

O capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica, com as respectivas análises da literatura utilizada como base nesse texto

O capítulo 3 apresenta os objetivos a serem alcançados no trabalho.

O capítulo 4 aborda os conceitos de geradores, sua forma de funcionamento, alguns aspectos construtivos relevantes e alguns métodos de aterramento.

O capítulo 5 contempla o estudo de curto-circuito por meio de componentes simétricas.

O capítulo 6 aborda as proteções e suas respostas esperadas para o caso especificado.

No capítulo 7, a metodologia é explorada descrevendo de forma detalhada este processo.

O capítulo 8 expõe os resultados e discussões, assim como as respostas das proteções estudadas.

O capítulo 9 apresenta as conclusões da pesquisa.

2. Revisão bibliográfica

Os sistemas de proteção são temas recorrentes em pesquisas encontradas na área da engenharia elétrica. Parte deles procura melhores formas de simulação em ambiente virtual, visando a prevenção de eventos indesejados ocorridos em campo.

Tais eventos são momentâneos, aos quais se aplica uma análise referente aos transientes do gerador. Para se entender o que ocorre nestes períodos, aborda-se os transientes eletromagnéticos para sistemas monofásicos ou polifásicos, os quais são resolvidos por uma matriz de admitância nodal (Domel, 1969). Entretanto, não basta analisar o momento do transiente no estudo de uma falta. Há que se analisar os períodos antes e depois da faltas. As respostas obtidas são consideradas em regime estacionário em ambos os casos (antes e após a falta). Um exemplo de análise mais complexa está presente no trabalho apresentado por Dehkordi et al. (2001), no qual se encontra a apresentação de um modelo sofisticado de uma máquina de pólos salientes. Neste modelo, se contempla a distribuição exata dos enrolamentos e a saturação dependente do ponto de operação. Tal modelo oferece uma resposta simulada superior da máquina para transientes de falta, bem como para comportamento harmônico em estado estacionário. Vale resaltar que também se utiliza uma malha fechada (*hardware-in-the-loop*) para executar os testes em Dehkordi et al. (2001),

No trabalho descrito por Gole et al. (1984), pode-se ver uma abordagem integrada para modelagem do gerador. Nessa abordagem, a máquina é considerada uma fonte de corrente controlada, no modelo computacional.

Coelho et al. (2015) descreve resultados de um estudo que analisa a relação entre o sistema de excitação de uma máquina síncrona e as configurações do relé de perda de excitação (LOE) aplicado na proteção da máquina. Vale destacar que todos os testes realizados por Coelho et al. (2015) tiveram como base em um sistema completo de geração, levando em consideração todos os componentes físicos, incluindo um modelo de sistema de excitação do IEEE. Ao considerar um método de proteção do gerador contra LOE total e parcial, englobando 100% dos enrolamentos ou os envolvendo parcialmente, os ajustes da proteção LOE foram feitos levando-se em consideração os dados técnicos da máquina síncrona. Uma simulação de

hardware-in-the-loop usando um relé numérico foi implementada em um laboratório. Assim, vários testes foram realizados a fim de se avaliar a coordenação entre o relé de proteção e os limites do sistema de excitação modelado durante a operação com a máquina subexcitada.

Os Trabalhos de Filho et al. (2011) e Kindermann. (2008), apresentam conceitos básicos nos quesitos de proteção. A partir destes trabalhos, surgiram outros que tratam o mesmo assunto.

No trabalho apresentado por Mozina (2009), discute-se a aplicação de três diferentes esquemas de proteção de faltas à terra de 100% do estator. Dois métodos de terceiro harmônico e um método de injeção de baixa frequência são discutidos. Já em Y-T Huang et al. (2012), apresenta-se resultados de testes no estator nas proteções diferencial, perda de excitação e 100% de aterramento do estator. Em Griffin et al. (1982), os esquemas de relés de proteção empregados pela Georgia Power Company para proteger geradores síncronos de faltas monofásicas à terra são descritos. O método adequado de seleção dos componentes de aterramento do gerador e dos relés de proteção é descrito e instruções de configuração detalhadas para todos os relés também estão incluídas.

No trabalho de Marttila (1968), discute-se aspectos preliminares do projeto de um novo relé para detecção de falhas nos enrolamentos do estator de geradores síncronos. O relé fornece 100% de cobertura dos enrolamentos do estator com medição das componentes fundamental e de terceiro harmônico da tensão residual nos terminais do gerador e da tensão através do resistor de aterramento no neutro do gerador.

Por fim, cabe ressaltar que Chapman (2014), Fitzgerald (2006), Pereira (2005) e Stevenson (1986) foram utilizadas como referencial teórico para o trabalho.

3. Objetivos

3.1 Objetivo geral

O objetivo geral é analisar de forma experimental, um relé digital para proteção de um gerador síncrono de elevada impedância de aterramento, considerando-se a ocorrência de diferentes tipos de curtos-circuitos.

3.2 Objetivos específicos

São objetivos específicos do trabalho:

- Apresentar os conceitos básicos necessários para o melhor entendimento da forma de análise das funções de proteção contra curtos-circuitos de geradores síncronos de polos salientes com elevada impedância de aterramento;
- Analisar as respostas esperadas por parte de tais proteções.

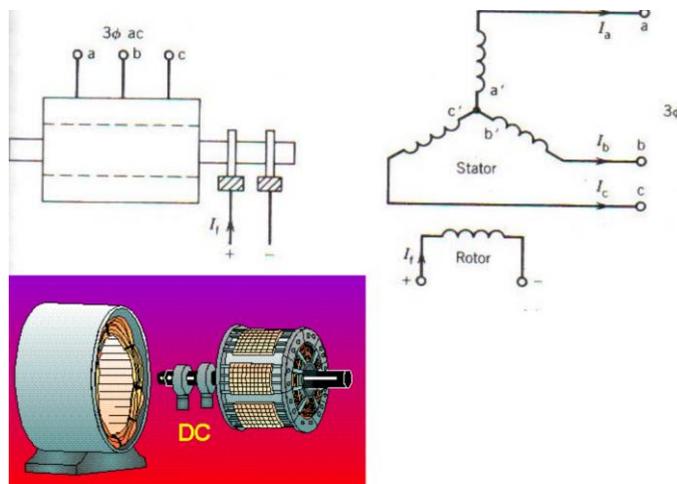
4. Conceitos básicos de geradores síncronos

Os conceitos expostos a seguir são baseados no exposto em Filho et al. (2011) e Chapman (2014).

4.1 Características gerais de funcionamento

Tendo em vista uma visão mais simplificada do gerador síncrono, este pode ser dividido conforme representado na Figura 1, a qual ilustra a parte interna do estator, do rotor e da excitatriz. As características construtivas da máquina podem determinar variáveis que impactam na aplicação da proteção.

Figura 1-Representação de um gerador síncrono



Fonte:

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2092595/mod_resource/content/2/Gerador%20sincrono_salle.pdf

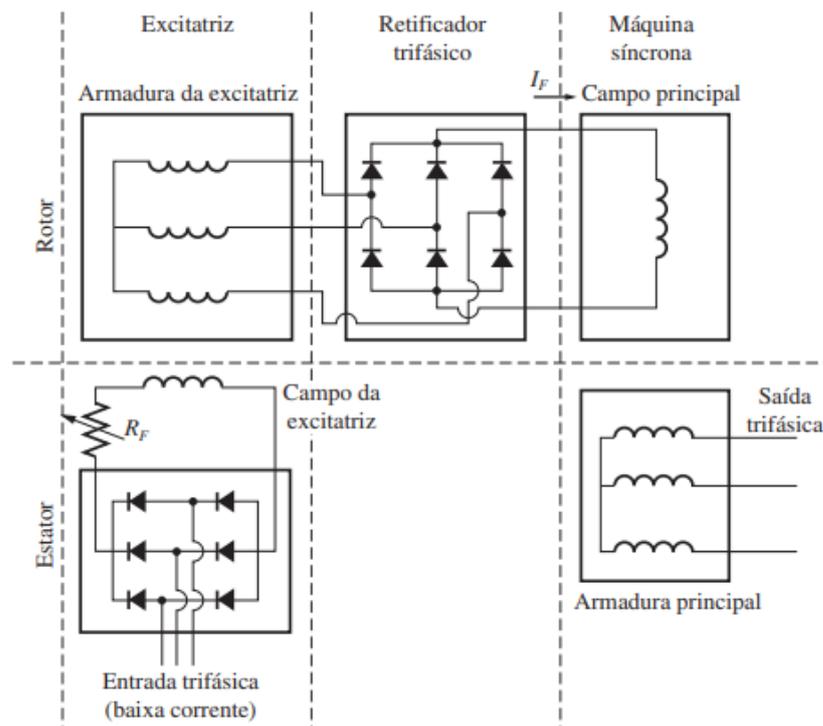
O seu funcionamento geral está relacionado à rotação do rotor, o qual contém um campo de corrente contínua (excitatriz). Na medida em que o rotor gira impulsionado por uma força mecânica (queda d'água, combustão de gás ou carvão etc.) o campo magnético também gira. O giro do campo magnético gera tensão nos terminais do estator.

A máquina é chamada síncrona porque as velocidades de rotação dos campos produzidos pelo rotor e pela reação da armadura (carga) são idênticas em condição normal de operação (Fitzgerald, 2006).

4.2 Aspectos construtivos

Um dos aspectos importantes na construção das máquinas síncronas é a forma como é gerado o campo magnético produzido pelo rotor. A excitatriz pode ser um pequeno gerador de corrente alternada acoplado ao gerador principal, onde a armadura da excitatriz está ligada a um retificador trifásico de 6 pulsos e a tensão contínua serve para gerar a corrente contínua nos terminais do rotor.

Figura 2- Exemplificação do circuito interno de uma excitatriz

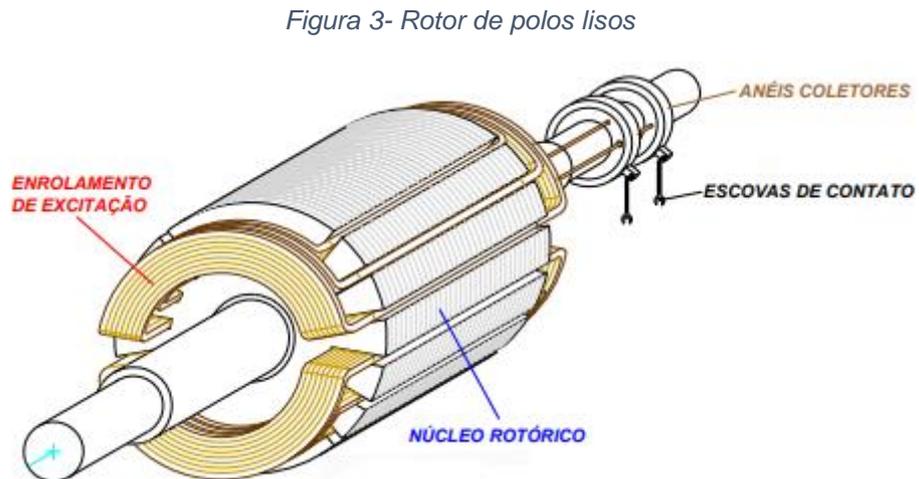


Fonte: Chapman (2013)

Além das diferentes formas de excitar o rotor, há também formas distintas da construção das demais partes da máquina síncrona, que serão explicadas no texto.

4.2.1 Rotor com polos lisos

Este tipo de máquina é mais simples de ser compreendida, uma vez que o entreferro é constante. Deste modo, a distribuição do fluxo magnético ao longo do entreferro tem a aparência de senóides. Um exemplo de máquina com esta forma de rotor é mostrado na Figura 3.



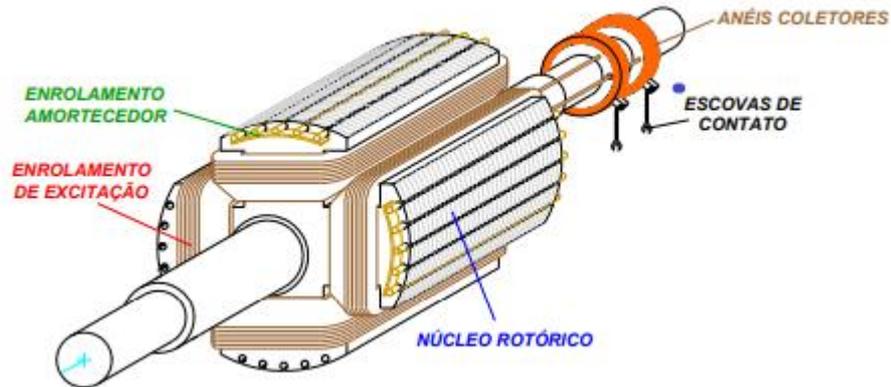
Fonte: Máquinas Síncronas (2019).

4.2.2 Rotor com polos salientes

Em uma máquina de polos salientes, ao contrário da que contém rotor liso, há um caminho preferencial de fluxo determinado pela saliência dos polos que estão no rotor, fazendo com que exista uma maior permeabilidade magnética no eixo polar e conseqüentemente menor na região interpolar.

Tendo como base esta diferença, a tensão produzida pela máquina deixa de ser perfeitamente senoidal devido ao surgimento de harmônicas provenientes desta mudança. Um exemplo de máquina com rotor com polos salientes pode ser visto na Figura 4.

Figura 4- Rotor de polos salientes



Fonte: Máquinas Síncronas (2019).

4.3 Tipos de aterramento

A forma através da qual o gerador é aterrado é de vital importância para a análise de faltas à terra, uma vez que ela determina a especificação das respectivas proteções.

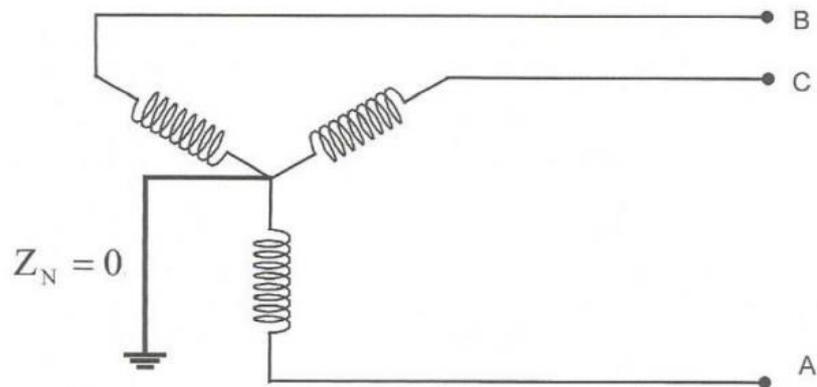
Os grandes geradores síncronos, normalmente, possuem o neutro conectado à terra por meio de uma impedância para limitar as correntes de faltas.

4.3.1 Aterramento sólido

Nesta forma de aterramento, os enrolamentos do estator são ligados em estrela e o neutro é solidamente ligado à terra, conforme pode ser visto da Figura 5. Neste caso, as correntes de falta fase-terra são muito altas.

Este método é comumente utilizado para aterrar pequenas máquinas, quando há vários geradores operando em uma única barra comum.

Figura 5 - Gerador solidamente aterrado

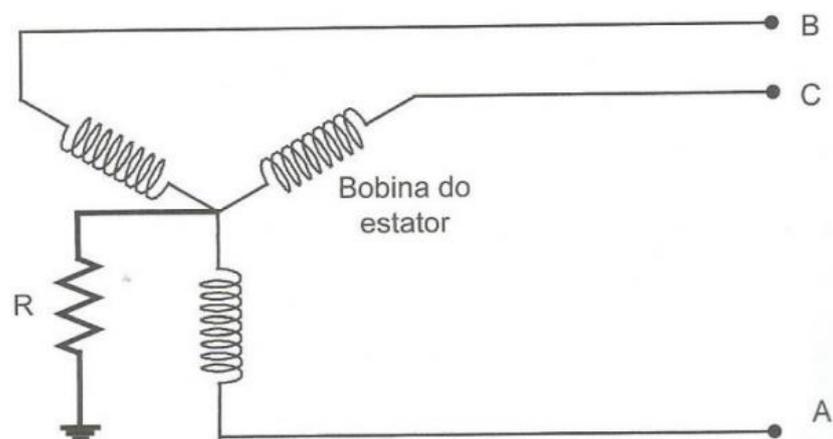


Fonte: Kindermann (2008).

4.3.2 Aterramento com baixa impedância

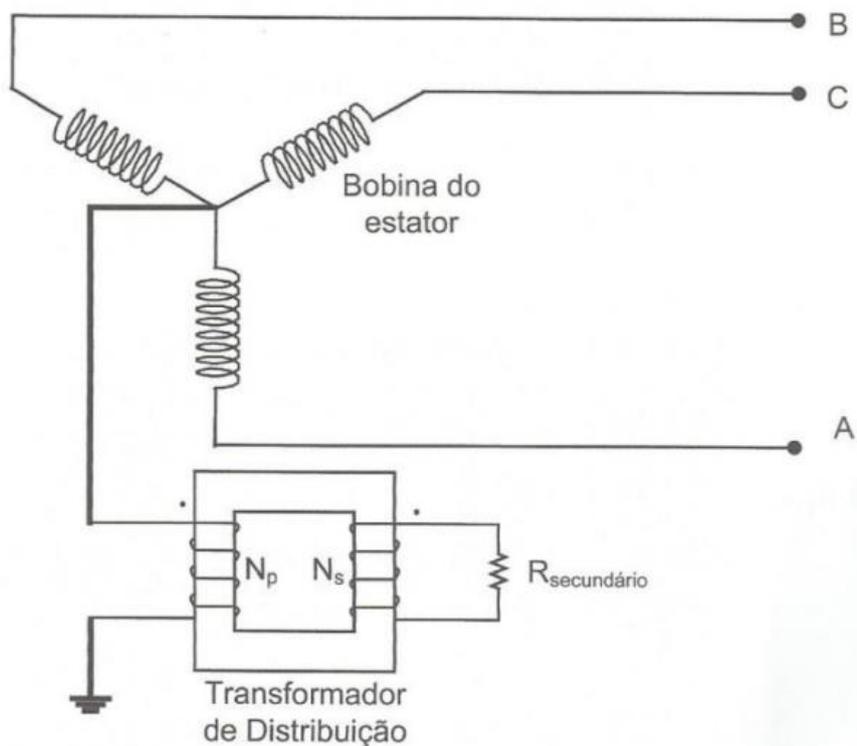
Nesta forma de aterramento, a ligação à terra se dá por um resistor ou um reator ligado entre o neutro do gerador e a terra ou a incursão de um transformador de aterramento entre o neutro e a terra, com resistência no secundário dele conforme podemos ver nas Figuras 6 e 7.

Figura 6- Gerador com uma resistência de aterramento



Fonte: Kindermann (2008).

Figura 7- Gerador com transformador de aterramento



Fonte: Kindermann (2008).

4.3.3 Aterramento com alta impedância

Este método é utilizado comumente para conectar grandes geradores individualmente à rede por intermédio de um transformador elevador. Normalmente, o aterramento do neutro é feito por intermédio de um transformador de distribuição, entre o neutro e a terra, com um resistor no secundário, do mesmo modelo de ligação representado na Figura 7. A utilização do transformador tem a finalidade de viabilizar o dimensionamento do resistor.

Esta resistência tem como finalidade limitar as correntes de falta fase-terra, mitigando assim os danos causados por essas falhas.

5. Análise de curto-circuito

Curtos-circuitos são eventos que ocasionam uma alteração abrupta na corrente do circuito, devido à redução brusca de impedância.

Tendo como base uma rede elétrica que opera em regime permanente senoidal, esta pode ser representada por um conjunto de equações algébricas lineares.

A metodologia seguida para este estudo sé baseia em componentes simétricas, conforme pode ser vista de maneira semelhante em Pereira (2005), e Stevenson (1986).

5.1 Análise de componentes simétricas

Esse método permite definir um sistema de n fasores desbalanceados em $n - 1$ sistemas de n fases balanceadas e um sistema de fase zero. O sistema de fase zero é definido com todas as fases de mesmo módulo e ângulo.

Para um sistema trifásico pode-se definir três componentes de sequência:

- Componentes de sequência positiva, constituindo-se de três fasores iguais em módulo, 120° defasados entre si, e tendo a mesma sequência de fase que os fasores originais;
- Componentes de sequência negativa, constituindo-se de três fasores iguais em módulo, 120° defasados entre si, e tendo a sequência de fase oposta à dos fasores originais.
- Componentes de sequência zero, constituindo-se de três fasores iguais em módulo e com defasagem nula entre si.

Dessa forma, utilizando as tensões como exemplo podem-se decompor as tensões de fase em componentes simétricas pelas seguintes equações:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (5.1)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (5.2)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (5.3)$$

Em que:

V_a, V_b e V_c Representam as tensões de fase, equilibradas ou desequilibradas.

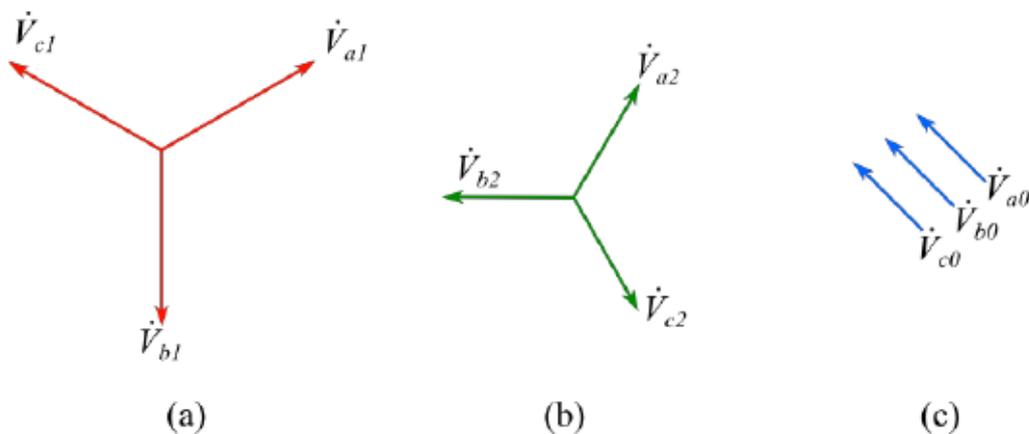
V_{a1}, V_{b1} e V_{c1} Representam a sequência positiva.

V_{a2}, V_{b2} e V_{c2} Representam a sequência negativa.

V_{a0}, V_{b0} e V_{c0} Representam a sequência zero.

A Figura 8 abaixo ilustra o que está sendo descrito, na forma de sequência de fase.

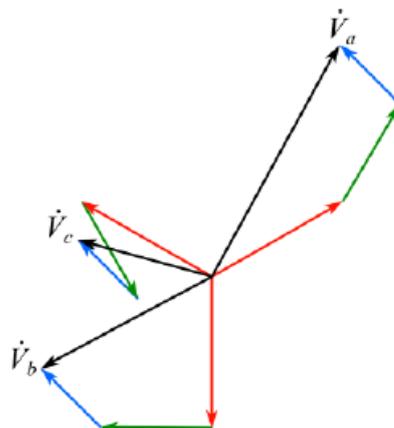
Figura 8 - Representação das componentes simétricas



Fonte: Adaptado, Stevenson (1986).

A Figura 9 mostra um exemplo de soma fasorial das componentes simétricas do sistema V_a, V_b e V_c . acima.

Figura 9- Exemplo de soma das componentes simétricas para formar um sistema desequilibrado



Fonte: Adaptado, Stevenson (1986).

Por convenção, adota-se “ α ” como indicador de rotação fasorial. Em outras palavras, o alfa representa simplesmente o desfasamento fasorial em 120 graus.

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ \quad (5.4)$$

Assim sendo:

$$\alpha^2 = 1 \angle 240^\circ \text{ ou } \alpha^2 = 1 \angle -120^\circ \quad (5.5)$$

Escrevendo as equações fasoriais citadas no início deste tópico na forma matricial, obtém-se a seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

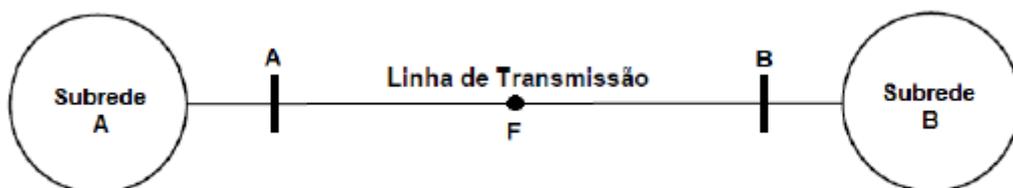
Para encontrar as respectivas componentes simétricas, basta multiplicar as componentes de fase pela inversa da matriz que multiplica as componentes de sequência na equação anterior.

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

5.2 Estudo de curto-circuito.

Partindo da análise da rede da Figura 10, pode ser notado que para o equacionamento de uma falta que ocorre no ponto F, torna-se necessário a aplicação do teorema de Thevenin em ambas as extremidades da rede apresentada.

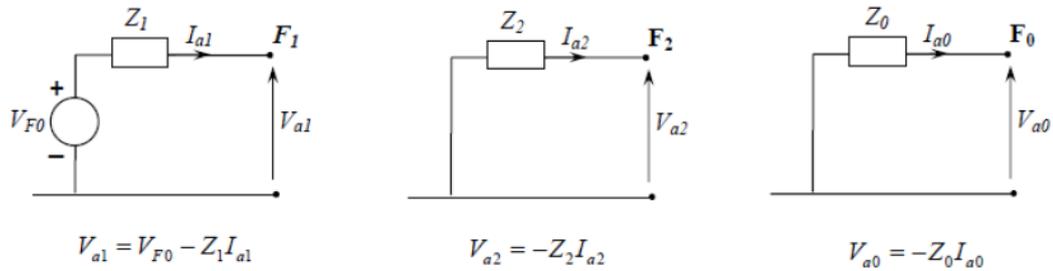
Figura 10- Representação da linha de transmissão



Fonte: Pereira (2005).

Os circuitos equivalentes de Thevenin das seqüências de fases estão representados pela Figura 11.

Figura 11 - Representação em impedância de seqüência de cada fase

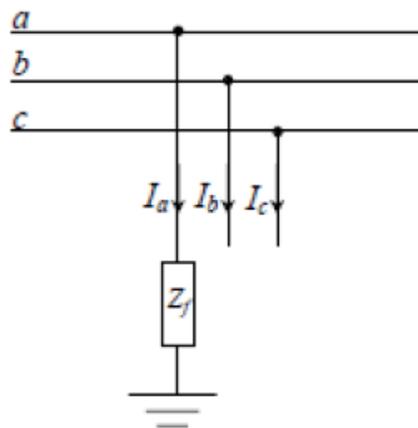


Fonte: Pereira (2005).

5.2.1 Falta fase-terra

Para uma falta monofásica fase-terra, localizada na fase “a” (AT), tem-se a Figura 12, a qual se encontra representada a seguir.

Figura 12 - Ilustração falta fase-terra



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

Ao analisar a Figura 9, pode-se notar as seguintes afirmações:

$$I_b = I_c = 0 \tag{5.8}$$

$$V_a = Z_f * I_a \tag{5.9}$$

Realizando a análise das componentes simétricas, pode-se perceber a seguinte relação.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{I_a}{3} \quad (5.11)$$

Aplicando a mesma relação para as componentes simétricas para as tensões obtém-se.

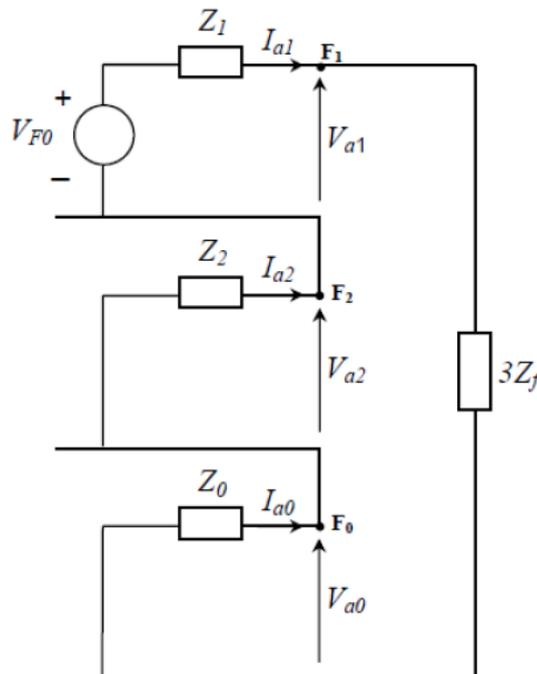
$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = Z_f * I_a \quad (5.12)$$

Manipulando as duas últimas equações, chega-se a:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} - 3Z_f * I_a = 0 \quad (5.13)$$

Montando o circuito referente às impedâncias de cada respectiva sequência de fase de acordo com a Figura 8 e com a relação encontrada nas respectivas correntes de sequência, pode-se mostrar o circuito a seguir Figura 13.

Figura 13- Circuito de seqüências para falta fase-terra



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

A partir da análise do circuito apresentado na Figura 10, chega-se ao seguinte equacionamento.

$$V_{a1} = V_{f0} - Z_1 * I_{a1} \quad (5.14)$$

$$V_{a2} = -Z_2 * I_{a2} \quad (5.15)$$

$$V_{a0} = -Z_0 * I_{a0} \quad (5.16)$$

Levando em consideração que:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{I_a}{3} \quad (5.17)$$

Realizando as devidas manipulações algébricas e isolando I_{a1} na equação a seguir

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} - 3Z_f * I_{a1} = 0 \quad (5.18)$$

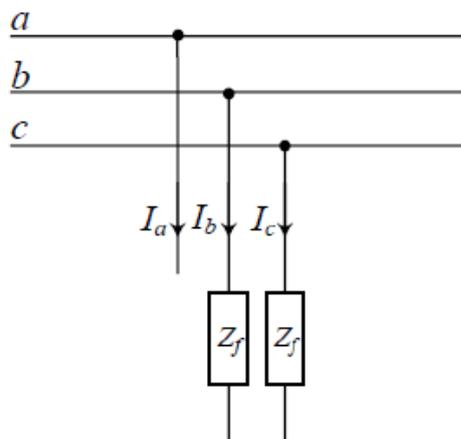
Obtém-se o equacionamento que defina a corrente de curto-circuito fase-terra na fase “a” como:

$$I_{a1} = \frac{V_{f0}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (5.19)$$

5.2.2 Falta fase- fase

Para uma falta bifásica fase-fase, localizada nas fases “b” e “c” (BC), tem-se a Figura 14, a qual se encontra representada a seguir.

Figura 14- Representação da falta fase-fase



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

Ao analisar a Figura 14, pode-se notar as seguintes afirmações:

$$I_a = 0 \quad (5.20)$$

$$I_b = -I_c \quad (5.21)$$

$$V_b - V_c = Z_f * (I_b - I_c) \quad (5.22)$$

ou

$$V_b - V_c = 2 * Z_f I_b = -2 * Z_f I_c \quad (5.23)$$

Realizando a análise das componentes simétricas podemos perceber a seguinte relação.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 0 \\ (\alpha - \alpha^2)I_b \\ (\alpha^2 - \alpha)I_b \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

$$I_{a0} = 0 \quad (5.22)$$

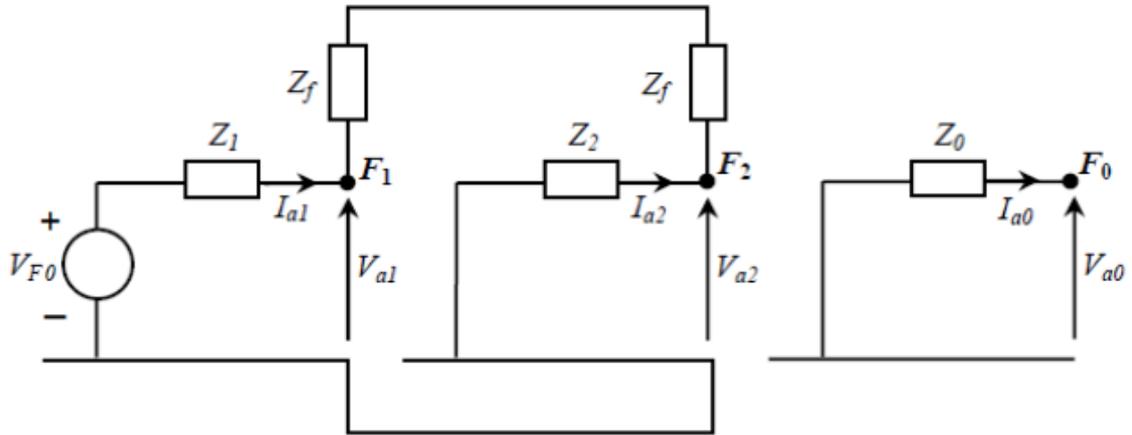
$$I_{a1} = -I_{a2} \quad (5.23)$$

Seguindo o mesmo raciocínio da análise anterior tem-se a análise em relação às tensões e em seguida uma manipulação algébrica para chegar à seguinte equação:

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} \quad (5.24)$$

Montando o circuito referente às impedâncias de cada respectiva sequência de fase de acordo com a Figura 11 e com a relação encontrada nas respectivas correntes de sequência pode-se montar o seguinte circuito (Figura 15):

Figura 15 - Representação dos circuitos de seqüência para falta fase-fase



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

A partir da análise do circuito apresentado na Figura 15, podemos chegar ao seguinte equacionamento.

$$V_{a1} = V_{f0} - Z_1 * I_{a1} \quad (5.25)$$

$$V_{a2} = -Z_2 * I_{a2} \quad (5.26)$$

$$V_{a0} = -Z_0 * I_{a0} \quad (5.27)$$

Levando em consideração que:

$$I_a = 0 \quad (5.28)$$

$$I_b = -I_c \quad (5.29)$$

Realizando-se as devidas manipulações algébricas e isolando-se I_{a1} e I_{a2} na equação a seguir, tem-se

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} \quad (5.30)$$

Fica equacionado da seguinte forma as correntes de curto-circuito I_{a1} , I_{a2} e I_{a0} :

$$I_{a1} = \frac{V_{f0}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 2Z_f} \quad (5.31)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \quad (5.32)$$

$$I_{a0} = 0 \quad (5.33)$$

5.2.3 Falta fase – fase –terra

Para uma falta bifásica fase-fase-terra, localizada nas fases “b” e “c” (BCT), tem-se a Figura 16, a qual se encontra representada a seguir.

Ao analisar a Figura 16, pode-se notar as seguintes afirmações:

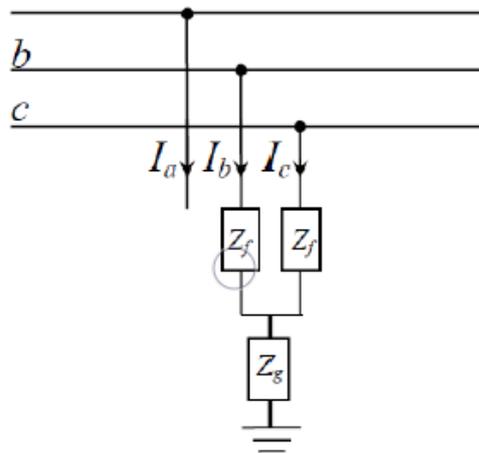
$$I_a = 0 \quad (5.34)$$

$$V_b = Z_f I_b + Z_g(I_b + I_c) \quad (5.35)$$

$$V_c = Z_f I_c + Z_g(I_b + I_c) \quad (5.36)$$

$$V_b - V_c = Z_f I_b - Z_f I_c \quad (5.37)$$

Figura 16- Representação falta fase-fase-terra



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

Realizando a análise das componentes simétricas, pode-se perceber a seguinte relação.

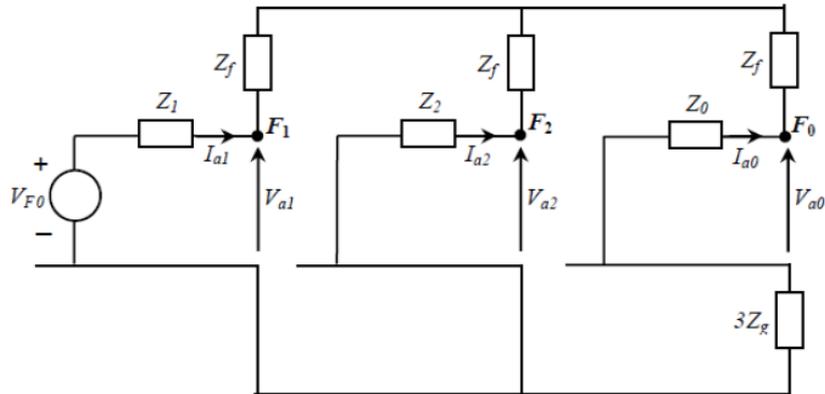
$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} I_b + I_c \\ \alpha I_b + \alpha^2 I_c \\ \alpha^2 I_b + \alpha I_c \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

$$I_b + I_c = I_{a0} \quad (5.39)$$

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0 \quad (5.40)$$

Seguindo o mesmo raciocínio da análise anterior tem-se a análise em relação às tensões e em seguida uma manipulação algébrica para chegar à equação a seguir.

Figura 17 - Representação do circuito de seqüências para a falta fase-fase-terra



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

Após isolar os sistemas de equações citado anteriormente chega-se aos seguintes resultados para as correntes de falta de seqüência:

$$I_{a1} = \frac{V_0}{Z'_1 + \frac{Z'_2 Z'_0}{Z'_2 + Z'_0}} \quad (5.41)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} * \frac{Z'_0}{Z'_2 + Z'_0} \quad (5.42)$$

$$I_{a0} = -I_{a1} * \frac{Z'_2}{Z'_2 + Z'_0} \quad (5.43)$$

Onde:

$$Z'_1 = Z_1 + Z_f \quad (5.44)$$

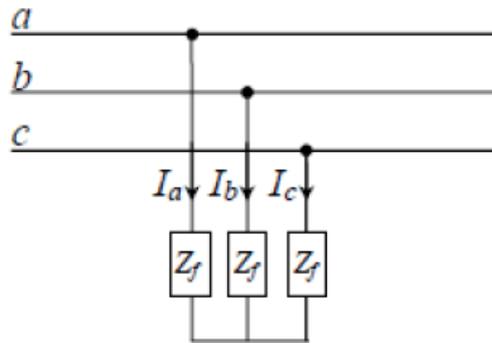
$$Z'_2 = Z_2 + Z_f \quad (5.45)$$

$$Z'_0 = Z_0 + Z_f + 3Z_g \quad (5.46)$$

5.2.4 Falta fase-fase-fase

O curto-circuito Trifásico ABC é representado pela Figura 18.

Figura 18 - Representação falta fase-fase-fase



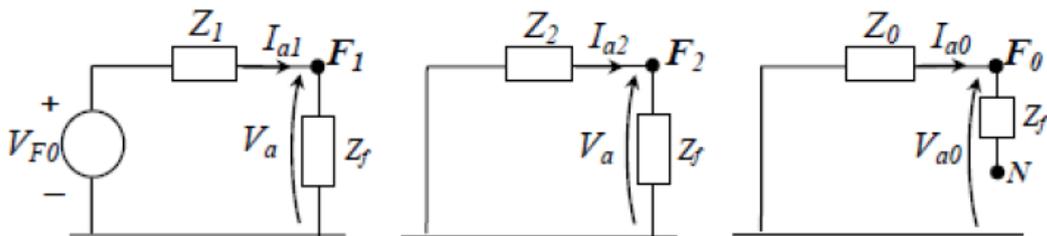
Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

O curto-circuito trifásico ABC (sem-terra) corresponde à aplicação na barra de falta F de uma carga equilibrada, ligada em estrela não aterrada, com impedâncias de fase iguais a Z_f , o que equivale fazer Z_g tender ao infinito. A matriz das impedâncias de fase vai ser indefinida (há infinito) e a matriz das impedâncias de sequência:

$$Z_f = \begin{bmatrix} \infty & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

Tal circuito é representado pela Figura 19.

Figura 19 - Representação do circuito de seqüências para a falta trifásica



Fonte: Adaptado, Pereira (2005).

6. Funções de proteção contra curto-circuito em geradores síncronos

Atualmente, a geração de energia elétrica no Brasil tem em sua predominância usinas hidrelétricas, as quais possuem grandes geradores, os quais em sua predominância são geradores síncronos de polos salientes. Conforme exposto, torna-se claro que a forma mais comum de aterramento para este tipo de gerador é com elevada impedância de aterramento, no que diz respeito à SEPs.

Neste cenário, quanto maior o porte do gerador, maior é a sua importância, desde o ponto de vista da segurança, da confiabilidade e da estabilidade de um SEP. Uma falha neste equipamento pode trazer consequências graves para o SEP ao qual está acoplado, dependendo do porte do gerador, podendo chegar ao colapso total do SEP. Além do dito até aqui, pode-se acrescentar o fato dos geradores serem máquinas girantes; ou seja, não são estáticas como as linhas de transmissão, de distribuição e os transformadores. Assim, o seu funcionamento é dinâmico.

Há, ainda, outro importante fator que ajuda a salientar a importância relativa da proteção de geradores de grande porte. Ele é a localização das plantas de geração no SEP. Esse fator depende de quão importante para a região é a planta de geração e seu impacto não somente local no SEP, mas geral.

Diante do indicado, é de vital importância o estudo das proteções em geradores, cujas principais funções estão descritas na Tabela 1.

Dentre as funções presentes na tabela, as que se encontram em negritos são as que terão um foco neste trabalho.

Tabela 1- Funções de proteção de geradores síncronos (veja o Anexo A, que engloba diversas funções de proteção de um gerador síncrono)

Função ANSI/IEE	Descrição
21	Proteção de Distância
24	Proteção Volts/Hertz
25	Dispositivo de Sincronização
26	Proteção Térmica
27	Proteção contra Subtensão
30	Dispositivo Anunciador
32	Proteção Anti - motorização
40	Proteção contra Perda de Excitação
46	Proteção de sequência negativa
49	Proteção contra sobre temperatura (Imagem Térmica)
50	Proteção contra Sobrecorrente Instantânea de Fase
50N	Proteção contra Sobrecorrente Instantânea de Neutro
51	Proteção contra Sobrecorrente Temporizada de Fase
51N	Proteção contra Sobrecorrente Temporizada de Neutro
51V	Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão
59	Proteção contra Sobretensão
59N	Proteção contra Sobretensão no Neutro
60	Proteção de Balanço de Tensão
61	Proteção contra Falhas entre Espiras do Estator
64E-90% ou 95%	Proteção contra Faltas à Terra no Estator - 90%
64E - 100 %	Proteção contra Faltas à Terra no Estator - 100%
64R	Proteção contra Faltas à Terra no Rotor
50/27	Proteção contra Energização Acidental
78	Proteção contra Perda de Sincronismo
81U/O	Proteção contra Sub/Sobre frequência
87G	Proteção Diferencial do Gerador

Os dados utilizados neste trabalho, referentes ao gerador, ao transformador elevador e aos transformadores de proteção utilizados como base para modelar o sistema estão descritos nas Tabelas 2, 3 e 4. Tais dados são dados reais obtidos do sistema elétrico de potência da concessionária, utilizado neste trabalho.

Tabela 2 - Dados do gerador

Descrição	Valores	Unidades
MVA	100	MVA
Fator de Potência	0,95	NA
Tensão Linha-Linha RMS	13,8	KV
Corrente Linha RMS	4,184	A
Frequência Angular Base	60	Hz
Resistencia de Sequência Zero	0	p.u
Reatância de Sequência Zero	0,067	p.u
Resistência Série do Neutro (secundário do transformador do transformador Neutro)	0,46	Ω
Reatância Serie do Neutro (secundário do transformador de aterramento no neutro)	0	p.u
Transformador Neutro (TP)	12,0/0,24	kV
Reatância de dispersão do estator	0,153	p.u
Eixo -d Reatância não saturada	0,873	p.u
Eixo-d Reatância Transitória não Saturada	0,360	p.u
Eixo-d Reatância Sub-Transitória não Saturada	0,308	p.u
Eixo -q Reatância não Saturada	0,689	p.u
Eixo-Q Reatância Sub-Transitória não Saturada	0,227	p.u
Resistência do Estator	0,00125	p.u
Eixo-d Reatância Transitória não Saturada de Circuito Aberto	3,26	segundos
Eixo-d Reatância Sub-Transitória não Saturada de Circuito Aberto	0,030	Segundos
Eixo-q Reatância Sub-Transitória não Saturada de Circuito Aberto	0,065	Segundos
Constante de Inércia	5,6	MW/MVA
Fator de Saturação a 1.0 p.u em Circuito Aberto	0,71	p.u
Fator de Saturação a 1.2 p.u em circuito aberto	1,46	p.u

Tabela 3- Dados transformador

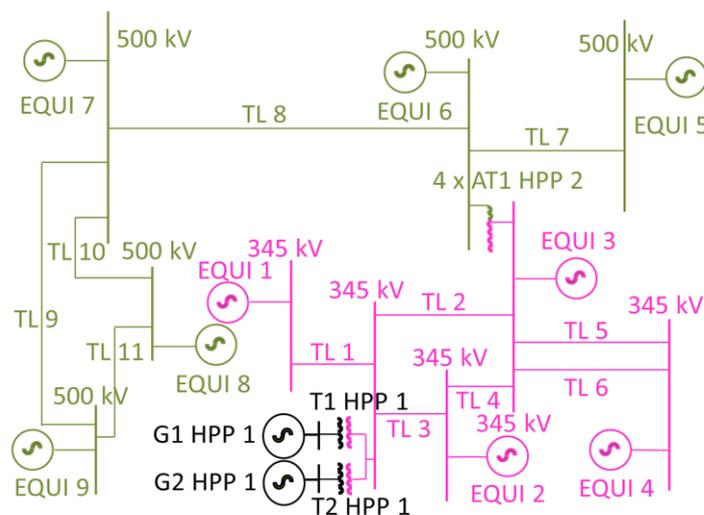
Descrição	Valores	Unidades
MVA	115	MVA
Frequência Base	60	Hz
Indutância de dispersão	0,1079	p.u
Tensão do Primário (Linha-Linha RMS)	13,8	kV
Tensão Secundária Base (Linha-Linha RMS)	345,0	kV

Tabela 4 - Dados dos TC's e TP's

Descrição	Valores	Unidades
Lado do Terminal 13.8 kV 10C400 TC	1000	RTC
Lado do Neutro 13.8 kV 10C400 TC	1000	RTC
Lado do terminal 13.8 kV 0.6P75 TP	120	RTP

Tendo em vista os dados apresentados nas Tabelas 2 e 3, os mesmos foram utilizados nos equipamentos presentes no diagrama unifilar do SEP no qual o gerador analisado no estudo opera. Tal gerador é o G1HPP1. Pode-se ver o diagrama na Figura 20.

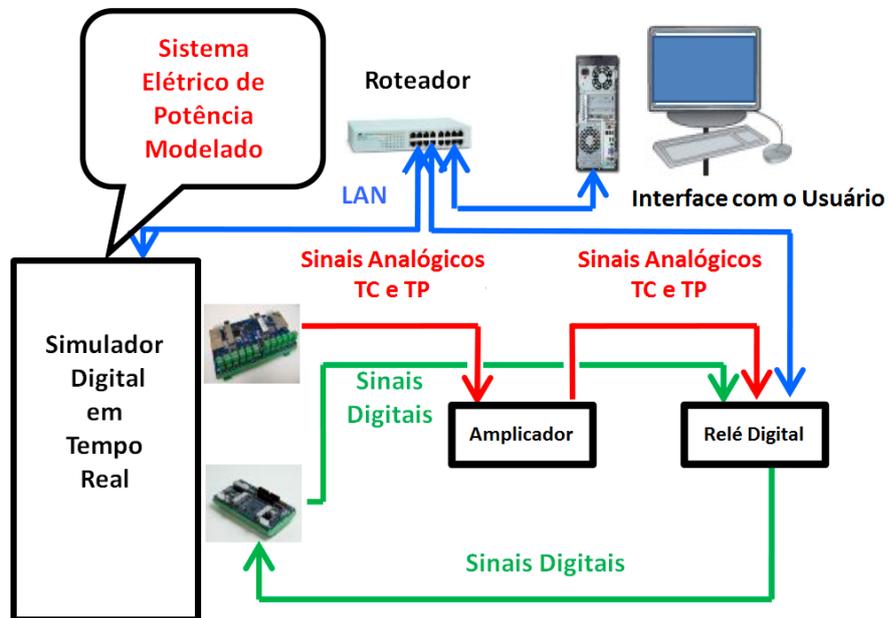
Figura 20- Diagrama unifilar do SEP no qual o G1 HPP1 está conectado



6.1 Hardware-in-the-loop

A montagem da interface para realização dos testes está descrita na Figura 21, onde tem-se a interface na qual o usuário opera. Essa se comunica diretamente com o relé e o simulador digital em tempo real (RTDS). No RTDS, simula-se o sistema elétrico de potência modelado, o qual fornece dados em tempo real para a atuação do relé.

Figura 21 - Circuito em malha para teste das funções de proteção



6.2 Análise das respostas das funções de proteção

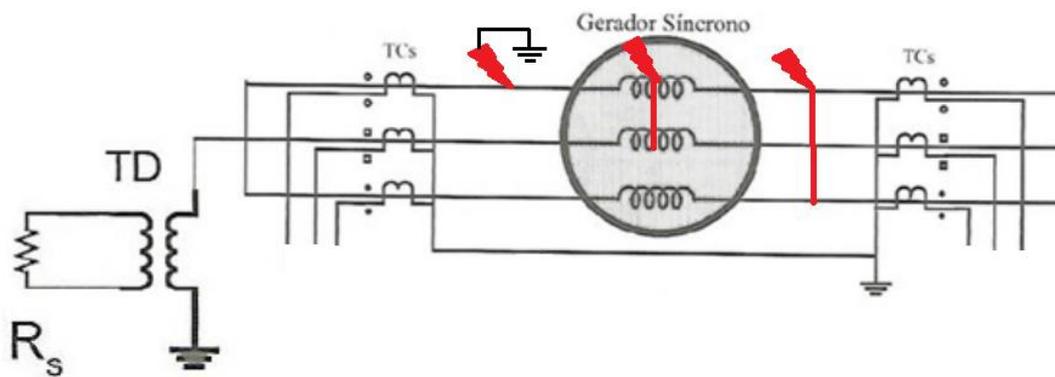
As funções utilizadas pelo relé, suas formas de atuação e respostas esperadas para cada tipo de falta simulada em um gerador são representadas a seguir.

6.2.1 Curtos-circuitos

6.2.1.1 Faltas internas

Este tipo de falta ocorre entre o ponto neutro do gerador e o TC (transformador de corrente) conectado do lado do terminal do equipamento, conforme representado na Figura 22.

Figura 22- Representação faltas internas



Fonte: Kindermann (2008).

Vale notar que a diferença entre a falta fase-fase e fase-fase-terra é insignificante, uma vez que existe uma alta resistência conectada ao neutro (devido à forma como se dá o aterramento - elevada impedância). Como se pode ver na Figura 23, através da análise dos diagramas de sequência para faltas bifásicas e bifásicas à terra, devido à elevada impedância de aterramento, a corrente que circula no diagrama de sequência de faltas fase-fase-terra é praticamente idêntico ao diagrama de sequência de faltas fase-fase.

Figura 23 - Diagrama de seqüências das faltas fase-fase e fase-fase-terra

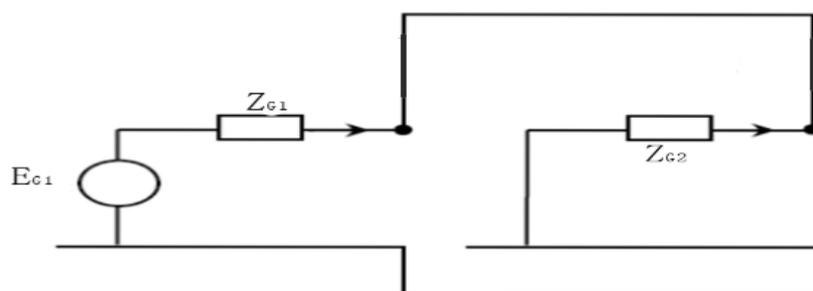


Diagrama de seqüência fase-fase

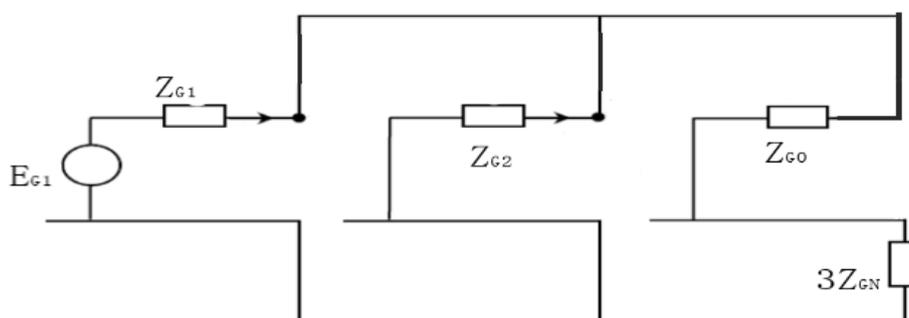


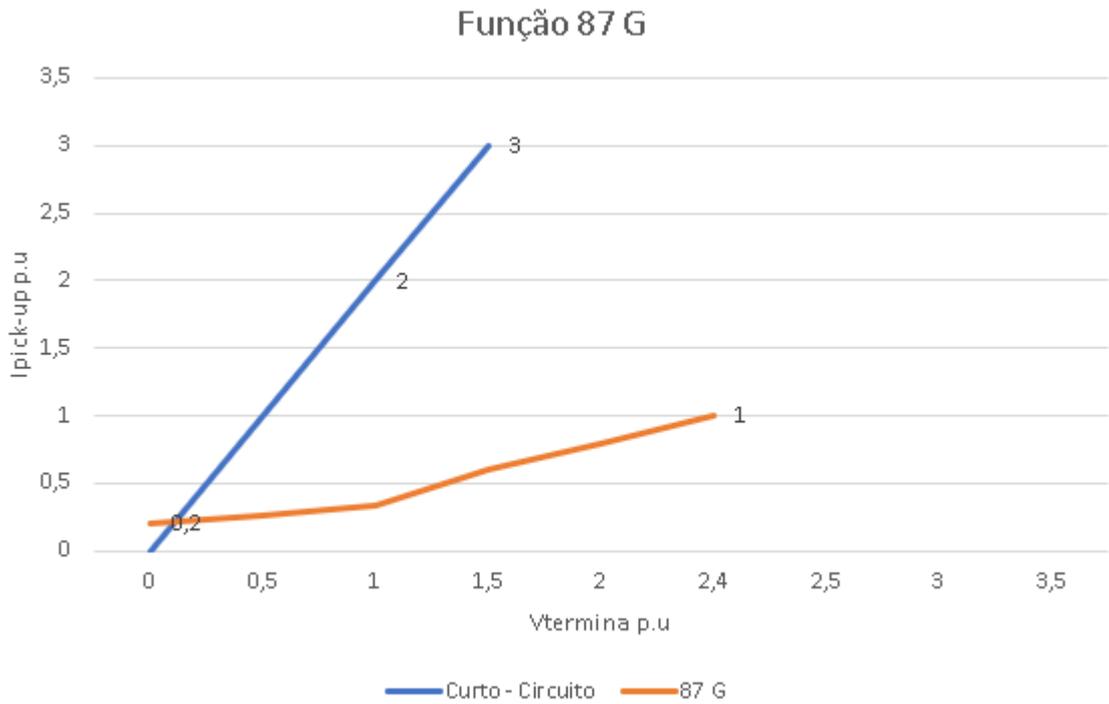
Diagrama de seqüência fase-fase-terra

Nesta análise de faltas internas, as proteções 87G e 64E-90%, presentes na Tabela 1, serão a forma de proteção interna do gerador. A segunda será acionada somente para as faltas fase-terra e a primeira utilizada nas demais formas de faltas.

O tempo de acionamento do relé para a proteção 87G é de atuação instantânea. Já a função 64E-90% atua somente no caso de falta fase-terra, a não ser que a duração desta mesma falta seja menor que o tempo de *trip* do relé.

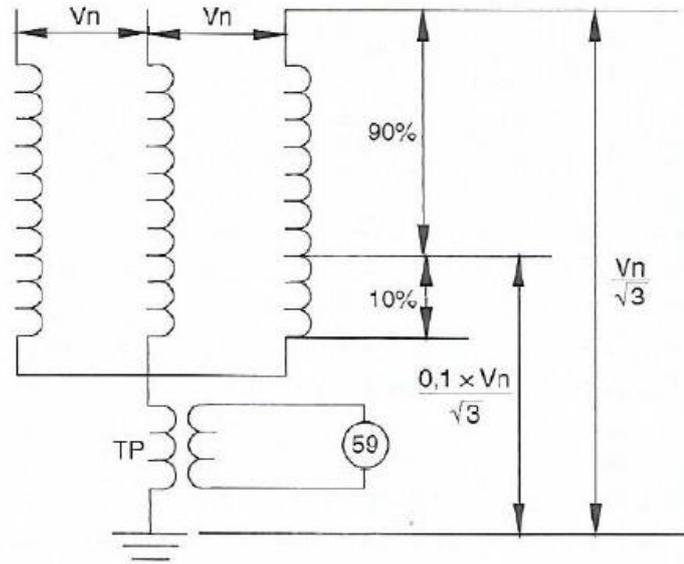
A curva de disparo da proteção 87G encontra-se ilustrada na Figura 24, na qual os respectivos valores dos eixos encontram-se em p.u. A área abaixo da curva em laranja corresponde à região na qual a proteção não atua. Conseqüentemente, a região acima da curva de cor laranja corresponde à faixa de atuação instantânea. Pode-se perceber também uma pequena região na qual uma falta fase-terra com corrente de pequena magnitude não aciona a proteção 87G, assim tornando imprescindível o uso da proteção 64E-90% para eliminá-la.

Figura 24 - Ajuste da proteção 87G para o gerador síncrono G1 HPP1



A proteção 64E-90% encontra-se exemplificada na Figura 25. É projetada para disparar quando ocorre falta do enrolamento do estator para a terra. Entretanto, é incapaz de detectar tal ocorrência entre o neutro e 10% do enrolamento de uma fase. O tempo de atuação foi definido como 0,5 s para esse caso.

Figura 25- Esquema da proteção 64E-90%

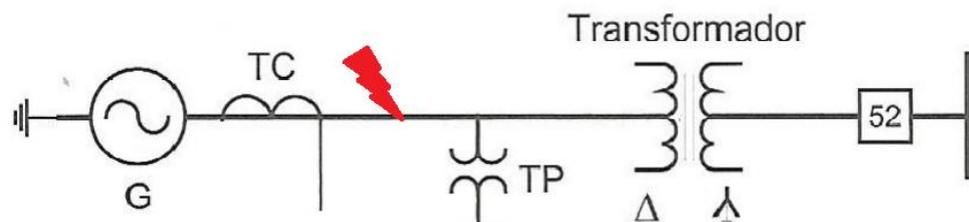


Fonte: Adaptado, Filho (2011).

6.2.1.2 Falhas externas

Estas falhas ocorrem no gerador, especificamente entre o TC (transformador de corrente) e o transformador elevador, localizado no lado da conexão à rede elétrica (Média Tensão), conforme pode ser visto na Figura 26.

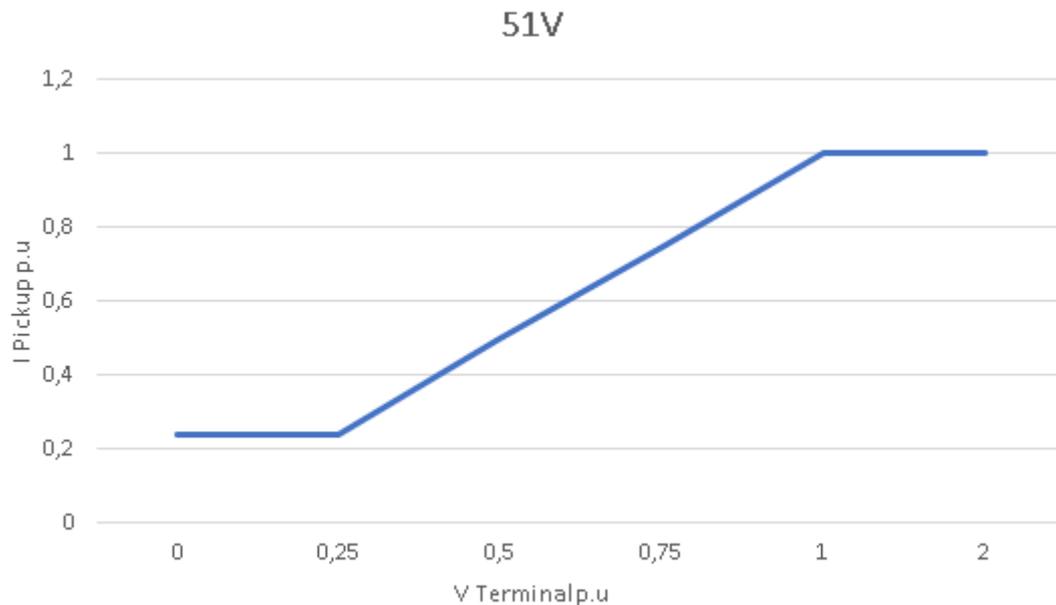
Figura 26- Representação de falhas externas



Fonte: Kindermann (2008).

A proteção utilizada é a 51V, ilustrada na Figura 27, na qual o eixo X indica a tensão em p.u. (no ponto do TP (transformador de potencial)). O eixo Y indica a corrente de *pick-up* em p.u. (com base nos parâmetros do gerador).

Figura 27 - Ajuste da proteção 51V para o gerador síncrono G1 HPP1



Esta corrente de *pick-up* é multiplicada por um fator para obter a $I_{setting}$. Esse fator representa a sobrecarga aceitável, tal como 1,2 (120%), 1,3(130%), etc. Com base na corrente $I_{setting}$, na corrente de curto-circuito I e no Dial, o tempo de resposta do relé em segundos é dado por

$$t_{op} = Dial \times \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{setting}}\right) - 1} \quad (6.1)$$

Onde temos:

- t_{op} : Tempo de operação da proteção;
- *Dial*: Corresponde a curva escolhida;
- $I_{setting}$: Corrente de ajuste.

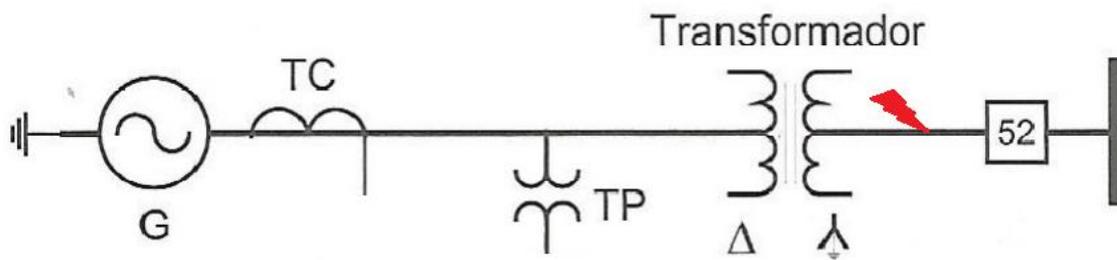
Na equação acima, I e $I_{setting}$ estão nas mesmas bases. O Dial é apenas um número que representa uma das possíveis curvas que podem ser utilizadas. Neste caso, será utilizado como sendo 0.24.

Quando faltas fase-terra forem analisadas, à frente, pela mesma razão explicitada no tópico sobre faltas internas, tem-se a necessidade da aplicação da proteção 64E-90%.

6.2.1.3 Falhas do lado de extra alta tensão do transformador elevador

Estas falhas devem ser aplicadas nos terminais do transformador elevador conectado em estrela (lado de 345 kV no caso), conforme representado da Figura 28.

Figura 28-Representação de falhas no lado de extra alta tensão



Fonte: Kindermann (2008).

Assim como nas falhas anteriores, espera-se que a proteção 51V elimine os curtos, além de haver algumas outras proteções adicionais. No caso em estudo, apenas a proteção 51V está habilitada para operar para essa situação.

Vale ressaltar que, neste caso, mesmo com a impedância de aterramento elevada e com a corrente de sequência zero sendo muito baixa na mesma, a corrente que circula pelo aterramento sólido do transformador elevador é relevante, devido ao “paralelismo” entre a impedância de sequência zero do transformador elevador (Z_{t0}) e a soma da impedância de sequência zero do gerador (Z_{g0}) e do aterramento do gerador ($3Z_{gn}$). Este “paralelismo” pode ser observado na Figura 29.

Por outro lado, deve ser notado que as redes de sequência positiva e negativa se ligam ao lado de Z_{t0} e que o ramo com Z_{g0} e $3Z_{gn}$ fica aberto no modelo de curto-circuito fase-fase-terra e o curto-circuito fase-fase. Sendo que as correntes nestes tipos de falta têm uma diferença significativa.

No caso do curto bifásico, a impedância em série com o circuito de sequência positiva é a impedância do circuito de sequência negativa. Já no do curto bifásico-terra, a impedância em série com o circuito de sequência positiva o paralelismo se produz entre a impedância do circuito de sequência negativa e a impedância de

sequência zero do transformador elevador. Logo, a impedância resultante é menor no último caso, resultando em uma corrente maior e em um tempo menor de resposta. Os diagramas estão representados nas Figuras 30 e 31. Ou seja, as correntes fase-terra não mais são desprezáveis - como nos itens 6.2.1.1 (Faltas internas) e 6.2.1.2 (Faltas Externas), uma vez que as correntes circulam agora pelo aterramento sólido do transformador. Dessa forma, a substituição da proteção 51V pela 64E-90% não se faz mais necessária.

Figura 29-Diagrama de sequência zero para falta na extra alta tensão do transformador elevador

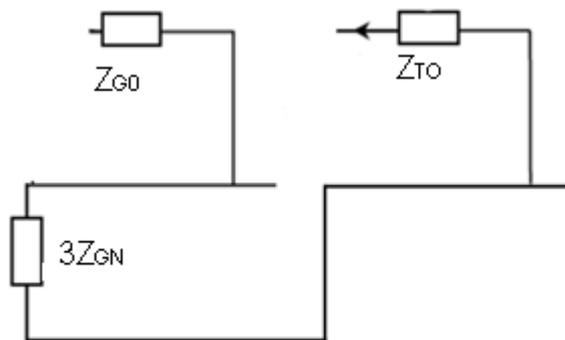


Figura 30- Diagrama de sequência para falta bifásica

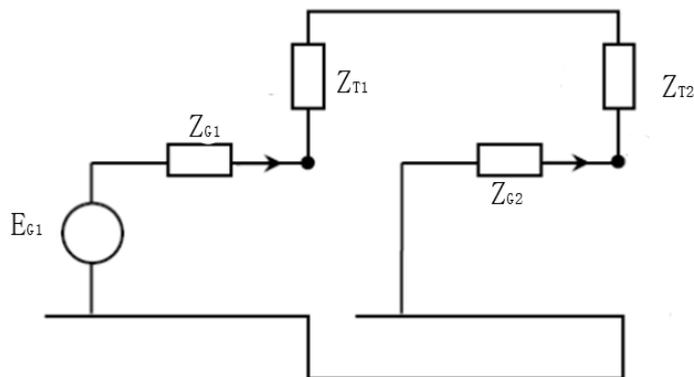
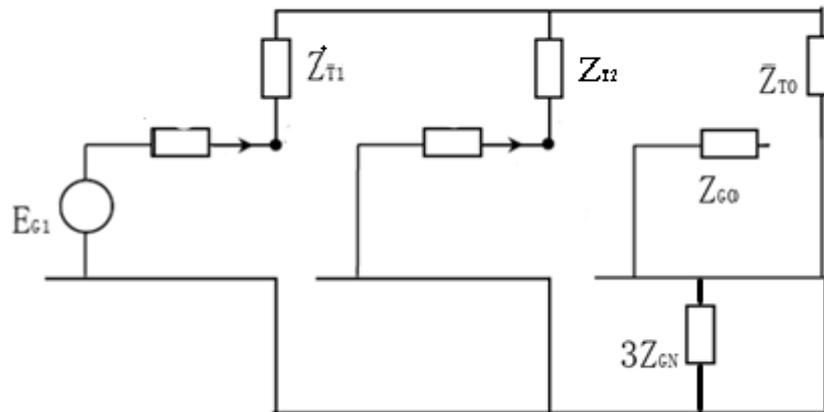


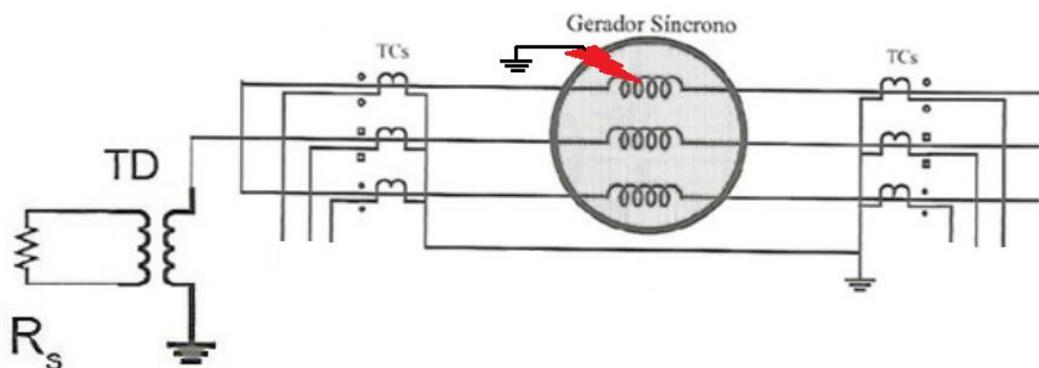
Figura 31 - Diagrama de seqüência para falta bifásica à terra



6.2.1.4 Faltas estator-terra

Este tipo de falta ocorre internamente no gerador. A referência é o neutro, abrangendo 0% do enrolamento de fase. Em contrapartida, o terminal de cada fase abrange 100% do enrolamento de armadura, conforme pode ser visto na Figura 32

Figura 32- Representação faltas estator-terra

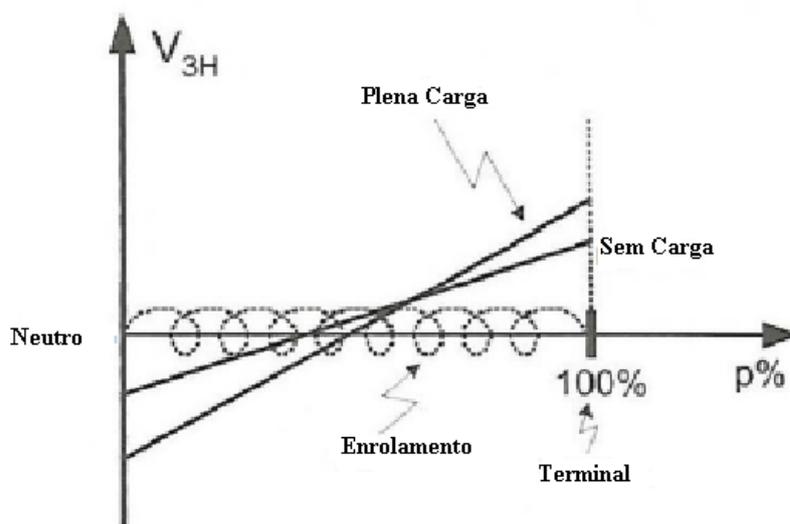


Fonte: Kindermann (2008).

A proteção 64E-90%, protege 90% dos enrolamentos nas 3 fases. Mas, não cobre 10% da parte mais próxima ao neutro. O tempo esperado de atuação para esta proteção é de 0,5 s.

Levando em conta os outros 10%, outra proteção é utilizada. Ela é a 64E-100%. Esta proteção funciona com base no terceiro harmônico gerado dentro do gerador síncrono. A tensão de terceiro harmônico nos enrolamentos de armadura em condições normais de operação aparece representada na Figura 33. Na ocorrência de uma falta próxima ao neutro ou no neutro, a tensão correspondente de terceiro harmônico se reduz em magnitude no neutro. Por outro lado, aumenta nos terminais da máquina. A magnitude de variação da tensão em cada ponto do enrolamento varia conforme a carga acoplada aos terminais (maior para plena carga e menor a vazio). De maneira inversa, quando a falta ocorre no ponto do terminal ou mais próximo a ela, a tensão de terceira harmônica se eleva em magnitude no neutro e diminui em magnitude nos terminais da máquina. Como no caso anterior, a magnitude desta variação depende da carga ligada à máquina

Figura 33 - Tensão de terceiro harmônico ao longo do enrolamento do estator em condição normal de operação



Fonte: Adaptado, Griffin (1982).

Vale ressaltar que a proteção 64E-100% tem um tempo de acionamento definido para 1,5s nesse estudo.

Observando a Figura 26 e as explicações acima, pode-se deduzir que esta proteção pode ser baseada em tensão no neutro ou no terminal. Aqui levaremos em conta somente a tensão no neutro. Neste caso, a função 27 é instalada entre o neutro e a terra, no gerador síncrono.

6.2.1.5 Correntes de sequência negativa desbalanceadas

Esta função de proteção ANSI 46 tem como objetivo eliminar faltas com a presença de sequência negativa nas correntes, conforme podemos ver na Figura 34 o local onde essa falta ocorre. Englobando todos os tipos de faltas, incluindo trifásicas e as trifásicas-terra. Devido ao grande tempo de eliminação, a proteção 46 atua como uma proteção de backup para tais falhas, que ocorrem no lado de alta tensão do transformador elevador. Há um *pick-up* (disparo da proteção) associado à proteção 46, que é definido da seguinte maneira:

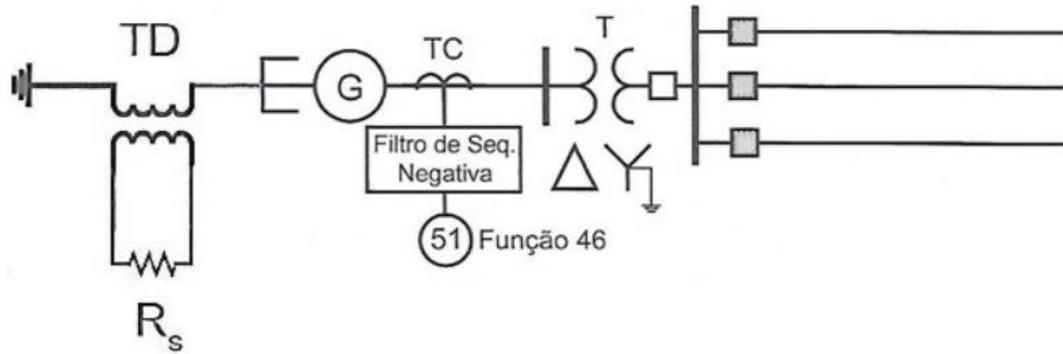
- Geradores sem os enrolamentos de amortecimento: $I_{2\ pick-up} = 0,05I_{n\ gen}$
- Geradores com os enrolamentos de amortecimento: $I_{2\ pick-up} = 0,1I_{n\ gen}$

A proteção 46 previne danos no rotor causados por correntes de sequência negativa. As características de operação da função de proteção 46 podem ser definidas em um relé digital pelos usuários. A Figura 35 mostra a curva associada à função de proteção 46 implementada nessa pesquisa, com a seguinte equação definida para ela.

$$t = -\frac{I_2 > 2K\ Seting}{(I_2 > 2\ Current\ Set)^2} \log_e \left(1 - \frac{(I_2 > 2\ Current\ Set)^2}{(I_2)^2} \right) \quad (6.2)$$

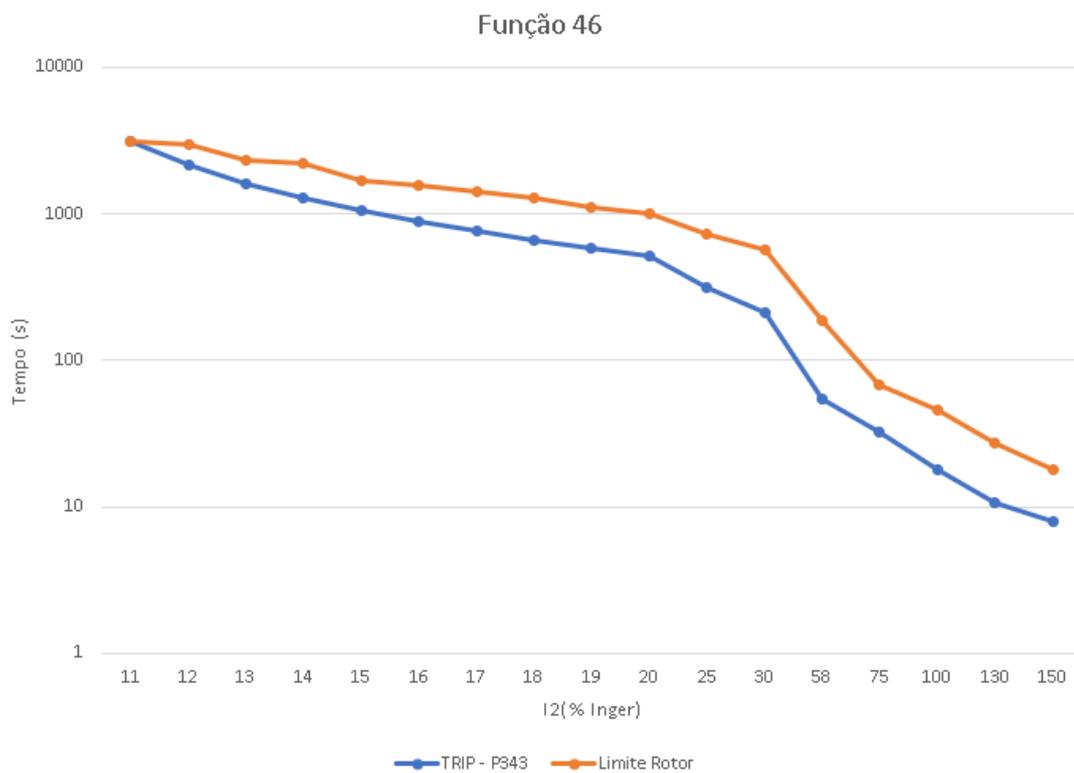
- $I_2 > 2K\ Seting$ é um valor dado de acordo com as características do gerador (18 segundos nesse estudo, conforme dados cedidos);
- $I_2 > 2\ Current\ Set$ é o $I_{2\ pick-up}$ mencionado anteriormente, o qual neste estudo é 0,1;
- I_2 é a corrente de sequência negativa em p.u;
- $I_{n\ gen}$ é o valor da partida na região de atuação de tempo inverso.

Figura 34- Representação faltas de sequência negativa



Fonte: Kindermann (2008).

Figura 35 - Digrama da proteção 46 do gerador síncrono G1 HPP1

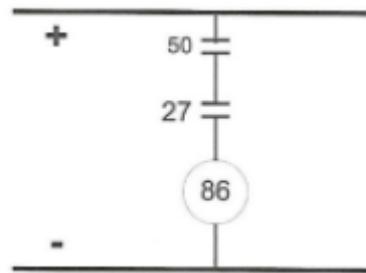


6.2.1.6 Proteção contra energização acidental

Quando a máquina não estiver operando, sem tensão nos seus terminais, o disjuntor de corrente alternada deve estar bloqueado. Uma energização acidental do gerador síncrono faz com que ele opere como motor nas condições estabelecidas, Em tal condição, uma corrente inversa de alta magnitude aparece dentro da máquina. O

esquema da proteção 50/27 é ilustrado na Figura 36, onde pode ser visto que a proteção 27 já deve estar ativada devido a baixa tensão do terminal no gerador, quando ocorre a energização acidental. Assim, a sobrecorrente ativa instantaneamente a proteção 50. Como consequência, o relé 86 é ativado e envia um sinal para o disjuntor de corrente alternada abrir.

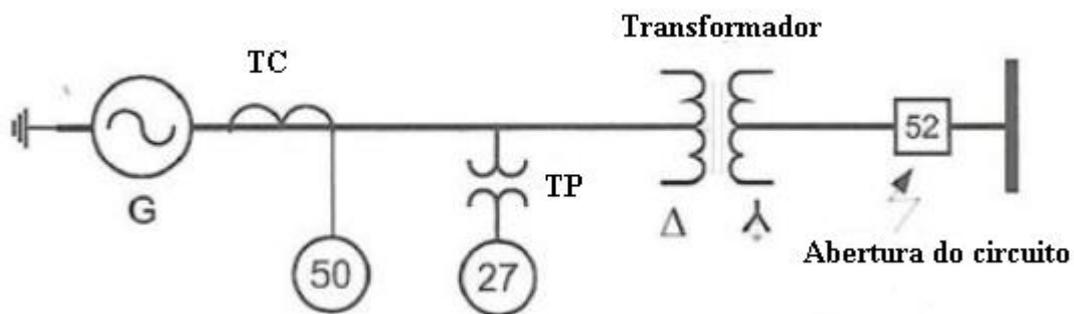
Figura 36 - Diagrama da função de proteção 50/27



Fonte: Kindermann (2008).

Um diagrama unifilar é mostrado na Figura 37. A configuração das proteções combinadas 27 e 50 é a seguinte: respectivamente cerca de 80% da tensão nominal e na faixa de 80% a 130% da corrente nominal.

Figura 37 - Diagrama de fase da proteção 50/27 (tempo instantâneo de atuação)

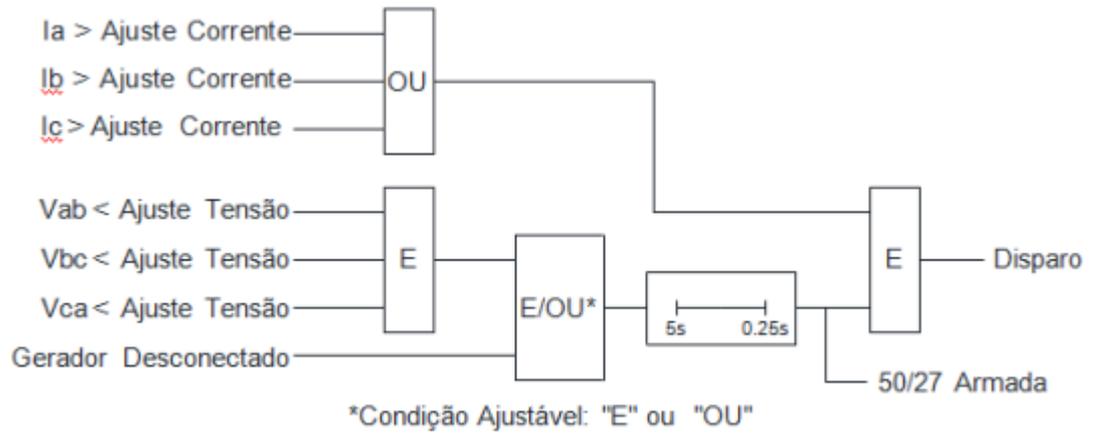


Fonte: Kindermann (2008).

Vale a pena mencionar duas informações importantes adicionais:

- a corrente inversa pode atingir 400% da corrente nominal, Filho (2011);
- a proteção 50/27 está configurada para desarmar para energização acidental compreendendo um problema em uma, duas ou três fases, como pode ser detectado observando sua lógica mostrada na Figura 38.

Figura 38 - Logica de funcionamento da proteção 50/27



7. Metodologia

Todas as simulações computacionais, modelagem da rede e modelagem dos geradores foram realizadas no RTDS - RTDS Technologies Inc. (2006). Também vale destacar a forma como todo esse conjunto, relé e RTDS, foi concebido para se ter respostas fidedignas. Todo esse arranjo forma o *hardware em loop*.

7.1 Modelagem do sistema de energia

O banco de dados é importado de programas computacionais para simulações de curto-circuito, Aspen Inc (2016), e de fluxo de potência, Anarede. (2016). A construção da rede de energia é feita no módulo RSCAD. (2015). De acordo com o formato do RSCAD, os modelos de linhas de transmissão, transformadores, barras e equivalentes são, então, inseridos no RTDS. Depois, todo o grupo de componentes são interconectados e os geradores síncronos com seus controles, transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs), dentre outros, são inseridos no RSCAD. Um modelo do diagrama unifilar da rede ligada ao gerador em análise está presente na Figura 20.

A modelagem do sistema de energia é crucial para testar os resultados das simulações; ou seja, para avaliar o sistema simulado e as respostas dos seus componentes; assim como os disparos das respectivas proteções. Em outras palavras, a modelagem no RTDS é efetuada tendo em vista a aderência dos resultados das simulações no mesmo às respostas reais do sistema. Não havendo discrepância entre os resultados das simulações e os valores associados às respostas do sistema elétrico real, as respostas podem ser consideradas confiáveis. Para validar os resultados da metodologia foram utilizados os softwares *Aspen* (curto-circuito) e *Anarede* (fluxo de potência), amplamente utilizados no Brasil e no exterior.

Um aspecto importante é a metodologia utilizada pelo RTDS, sendo esta baseada na análise de transientes eletromagnéticos de Dommel. (1969). O intervalo de tempo de simulação (passo ou *time-step*) é importante para se obter a solução numérica. O intervalo de tempo utilizado neste trabalho foi de 60 microssegundos (*time-step*); que provou ser satisfatório. É de suma importância estar ciente de que

o o desenvolvimento é aplicável aos estados estacionário e transiente. A representação dos transitórios eletromecânicos das máquinas rotativas é uma combinação do sistema de equação presente em Dommel. (1969), com equações que modelam a variação dinâmica dos parâmetros dentro dos geradores síncronos. A solução final é, então, calculada a partir de um sistema integrado que incorpora as equações algébricas de ordem superior do Método de Runge-Kutta para englobar a dinâmica de geradores síncronos. Este sistema integrado de equações, utilizado por Dehkordi et al. (2001) pode ser denominado "Solução de Interface".

7.2 Gerador e seus controles

Uma de duas alternativas deve ser integrada a um DTNA, a fim de simular um gerador síncrono.

A primeira é a abordagem mais comum e é usada pelo RTDS sendo utilizado. É descrito por Gole et al. (1984). A segunda é uma abordagem alternativa que incorpora um modelo do gerador síncrono em que toda a modelagem abrange indutâncias do mesmo, desenvolvida em detalhes em Dehkordi et al. (2001).

7.3 Testes físicos *hardware-in-the-loop*

Os arranjos realizados nas simulações estão representados na Figura 21, demonstrando a integração entre relé, RTDS e seus outros componentes para obtenção das respostas analisadas, seguindo o mesmo mostrado em Coelho et al. (2015). Embora os equipamentos, suas capacidades e as especificações sejam todas diferentes. O relé utilizado neste trabalho é um modelo P343 Schneider Electric (2011) e o amplificador um equipamento DOBLE. A frequência é 60 Hz e o *time-step* é de 60 microssegundos.

8. Análise de resultados

8.1 Metodologia da análise de resultados

Conforme explicitado anteriormente na capítulo 6, os conceitos lá presentes são enquadrados no padrão tabular que será mostrado a seguir. Define-se, em cada tabela: especificações, distúrbios (curtos-circuitos), respectivas proteções e resultados.

Tais resultados foram cedidos pelo professor Dr. Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, que realizou os testes práticos, os quais seguiram as premissas adotadas no capítulo 7 deste texto. Foram fornecidos tais resultados em sua totalidade. Restou selecionar os mais relevantes a serem observados e explicados no decorrer deste texto.

Todas as simulações realizadas ocorrem com todos os controles do gerador síncrono e limitadores correspondentes em serviço.

Os resultados das simulações foram observados visualmente no painel de controle do RTDS na tela do computador, no relé P343 (modelo do relé) em seu display e através da oscilografia do relé P343 (modelo do relé) observada na tela de um segundo computador.

Por fim, o leitor deve estar ciente de que o primeiro pólo do disjuntor CA abre, nas simulações, 2 ciclos após um *trip*/disparo mais o tempo de processamento das outras 2 fases de abertura (“tempos de corrida de tarefa”).

8.2 Curtos-circuitos

8.2.1 Faltas internas

No que diz respeito a faltas Internas, foram analisadas as respostas das proteções 87G e 64E-90%. Além disso vale salientar que todos os tipo de falta foram consideradas, exceto as faltas bifasicas à terra, conforme mencionado anteriometne no item 7.2.1.1 - Faltas Internas. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Faltas internas

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Curto-Circuito	Local da falta	Ângulo da Falta em graus	Duração da Falta (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)	
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Terminal (A)								87G	6,40E-91
1	96,3 + j 36,34	1,028	4.189,00	ABC	INTERNA	90	5000	49,7	53,4	53,4	13,34	
2	96,3 + j 36,35	1,028	4.189,00	ABC	INTERNA	0	5000	52	52	47,9	13,2	
3	96,3 + j 36,36	1,028	4.189,00	AB	INTERNA	90	5000	49,6	50	50	13,4	
4	96,3 + j 36,37	1,028	4.189,00	AB	INTERNA	0	5000	52,2	52,9	52,9	13	
5	96,3 + j 36,38	1,028	4.189,00	A-Terra	INTERNA	90	5000	582,1	586,3	586,3		549,7
6	96,3 + j 36,39	1,028	4.189,00	A-Terra	INTERNA	0	5000	585,3	585,3	581,2		545,7
7	96,3 + j 36,40	1,028	4.189,00	ABC	INTERNA	90	10	55,1	55,1	51	16,1	
8	96,3 + j 36,41	1,028	4.189,00	ABC	INTERNA	0	10	53,8	49,8	53,8	15,5	
9	96,3 + j 36,42	1,028	4.189,00	AB	INTERNA	90	10	49,4	50	50	13	
10	96,3 + j 36,43	1,028	4.189,00	AB	INTERNA	0	10	52,6	53	53	16,1	
11	96,3 + j 36,44	1,028	4.189,00	A-Terra	INTERNA	90	500					
12	96,3 + j 36,45	1,028	4.189,00	A-Terra	INTERNA	0	500					
13	11,39 - j 31,76	0,95	2.101,40	ABC	INTERNA	90	5000	51,4	47,3	51,4	13,9	
14	11,39 - j 31,77	0,95	2.101,40	ABC	INTERNA	0	5000	55,7	51,8	55,7	16,6	
15	11,39 - j 31,78	0,95	2.101,40	AB	INTERNA	90	5000	50,3	49,5	50,3	13,9	
16	11,39 - j 31,79	0,95	2.101,40	AB	INTERNA	0	5000	52,5	52,5	48,4	13,4	
17	11,39 - j 31,80	0,95	2.101,40	A-Terra	INTERNA	90	5000	584,8	583,1	584,8		547,1
18	11,39 - j 31,81	0,95	2.101,40	A-Terra	INTERNA	0	5000	586,9	586,9	581,2		548,5
19	11,39 - j 31,82	0,95	2.101,40	ABC	INTERNA	90	10	51,4	56,3	56,3	16,7	
20	11,39 - j 31,83	0,95	2.101,40	ABC	INTERNA	0	10	54,7	54,7	50	14,7	
21	11,39 - j 31,84	0,95	2.101,40	AB	INTERNA	90	10	50,3	49,8	50,3	15,3	
22	11,39 - j 31,85	0,95	2.101,40	AB	INTERNA	0	10	52,5	52,5	48,2	14,2	
23	11,39 - j 31,86	0,95	2.101,40	A-Terra	INTERNA	90	500					
24	11,39 - j 31,87	0,95	2.101,40	A-Terra	INTERNA	0	500					

Não há resultado inesperado na Tabela 5, como pode ser visto das seguintes observações:

- i) A proteção 87G não tem *trip* apenas quando a corrente de curto-circuito é muito pequena, devido à alta impedância do neutro; ou seja, no caso de falta fase-terra. Nestes casos, esta proteção não é ativada;
- ii) A proteção 87G desarma para faltas diferentes de fase-terra, mesmo quando a duração da falta é muito pequena;
- iii) *Trips* de tempo instantâneos não são nulos devido ao tempo de processamento das variáveis;
- iv) Com relação aos testes 5, 6, 17 e 18, a proteção 64E-90% desarma quando uma falta fase-terra ocorre, uma vez que tais durações de faltas são maiores do que o tempo de disparo de proteção mais o tempo de processamento e os “tempos de corrida de tarefa”.

8.2.2 Faltas externas

No que diz respeito a faltas Internas foram analisadas as respostas das proteções 51V e 64E-90%. Além disso, vale salientar que todos os tipo de falta foram consideradas, exceto as faltas bifásicas à terra, conforme mencionado anteriometne

no item 7.2.1.1 - Faltas Internas. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Faltas externas

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Curto-Circuito	Local da falta	Ângulo da Falta em graus	Duração da Falta (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)	
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Terminal (A)								51V	64E - 90%
1	96,3 + j 36,34	1,028	4 189,00	ABC	EXTERNA	90	5000	333,4	336,9	336,9	300,4	
2	96,3 + j 36,35	1,028	4 189,00	ABC	EXTERNA	0	5000	329,6	325,7	329,6	291,4	
3	96,3 + j 36,36	1,028	4 189,00	AB	EXTERNA	90	5000	350,3	350,3	346,3	313,9	
4	96,3 + j 36,37	1,028	4 189,00	AB	EXTERNA	0	5000	354,4	353,6	354,4	316,7	
5	96,3 + j 36,38	1,028	4 189,00	A-Terra	EXTERNA	90	5000	590,7	595,1	595,1		557,2
6	96,3 + j 36,39	1,028	4 189,00	A-Terra	EXTERNA	0	5000	598,8	598,8	594,7		560,9
7	96,3 + j 36,40	1,028	4 189,00	ABC	EXTERNA	90	250					
8	96,3 + j 36,41	1,028	4 189,00	ABC	EXTERNA	0	250					
9	96,3 + j 36,42	1,028	4 189,00	AB	EXTERNA	90	250					
10	96,3 + j 36,43	1,028	4 189,00	AB	EXTERNA	0	250					
11	96,3 + j 36,44	1,028	4 189,00	A-Terra	EXTERNA	90	500					
12	96,3 + j 36,45	1,028	4 189,00	A-Terra	EXTERNA	0	500					
13	11,39 - j 31,76	0,95	2 101,40	ABC	EXTERNA	90	5000	480,3	484,3	486,3	446,9	
14	11,39 - j 31,77	0,95	2 101,40	ABC	EXTERNA	0	5000	485,6	482,3	485,6	448,3	
15	11,39 - j 31,78	0,95	2 101,40	AB	EXTERNA	90	5000	535	535,4	535,4	501,2	
16	11,39 - j 31,79	0,95	2 101,40	AB	EXTERNA	0	5000	544,7	544,7	544,7	509,6	
17	11,39 - j 31,80	0,95	2 101,40	A-Terra	EXTERNA	90	5000	589,1	593,3	593,3		555,4
18	11,39 - j 31,81	0,95	2 101,40	A-Terra	EXTERNA	0	5000	529,7	588,5	592,7		553,6
19	11,39 - j 31,82	0,95	2 101,40	ABC	EXTERNA	90	400					
20	11,39 - j 31,83	0,95	2 101,40	ABC	EXTERNA	0	400					
21	11,39 - j 31,84	0,95	2 101,40	AB	EXTERNA	90	450					
22	11,39 - j 31,85	0,95	2 101,40	AB	EXTERNA	0	450					
23	11,39 - j 31,86	0,95	2 101,40	A-Terra	EXTERNA	90	500					
24	11,39 - j 31,87	0,95	2 101,40	A-Terra	EXTERNA	0	500					

Novamente, não há resultado inesperado na Tabela 6, como pode ser visto a partir das seguintes observações:

- i) A proteção 87G não desarma devido às faltas que ocorrem fora da "zona de proteção do gerador";
- ii) A proteção de 51V substitui a proteção 87G e é uma proteção de backup da proteção 87G, ou seja é acionada quando a proteção 87G não cobre a zona de proteção. A proteção 51V não desarma apenas quando a corrente de curto-circuito é muito pequena devido a alta impedância no neutro. Conforme se pode ver na Figura 27, a curva se inicia em 0,2 p.u da corrente de *pickup*, havendo assim um intervalo no qual ela não atua - neste caso para faltas fase-terra.
- iii) Diferentemente do caso da proteção 87G, a proteção 51V não é instantânea. Conseqüentemente, a última não atua quando a duração da falta for inferior ao tempo de desarme, mais o tempo de processamento e o "tempo de corrida de tarefa";
- iv) A proteção 64E-90% elimina os mesmos tipos de faltas mostrados na seção anterior. Portanto, a proteção 64E-90% atua quando faltas fase-terra ocorrem, desde que tais faltas tenham durações maiores do que o

tempo de disparo da proteção mais processamento e “tempo de corrida de tarefa”.

Por fim, vale ressaltar que, como a proteção 51V é de tempo inverso, os tempos de *trip* correspondentes dependem do nível de curto-circuito; ou seja, quanto maior a corrente de falta, mais rápido é o *trip*.

8.2.3 Falhas no lado de extra alta tensão do transformador elevador

No que diz respeito a faltas no lado de alta tensão do transformador elevador, foram analisadas as respostas da proteção 51V somente. Além disso, vale salientar que todos os tipo de falta foram consideradas. Nestes casos, as correntes associadas a faltas bifasicas-terra e faltas bifásicas são suficientemente diferentes uma da outra, de modo que os resultados das faltas não mais são negligenciáveis. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Falhas no lado de extra alta tensão do transformador elevador

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Curto-Circuito	Local do falta	Ângulo da Falta em graus	Duração da Falta (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Termina (A)								51V
1	96,3 + j 36,34	1,028	4.189,00	ABC	345 KV	90	5000	595,5	598,8	598,8	559,4
2	96,3 + j 36,35	1,028	4.189,00	ABC	346 KV	0	5000	596,5	596,5	593,2	558,8
3	96,3 + j 36,36	1,028	4.189,00	AB	347 KV	90	5000	600,1	598,4	600,1	563,4
4	96,3 + j 36,37	1,028	4.189,00	AB	348 KV	0	5000	599,5	599,5	595,1	560,8
5	96,3 + j 36,38	1,028	4.189,00	AB-Terra	349 KV	90	5000	578,7	578,7	573,5	539,5
6	96,3 + j 36,39	1,028	4.189,00	AB-Terra	350 KV	0	5000	576,4	576,4	569,7	536,2
7	96,3 + j 36,38	1,028	4.189,00	A-Terra	351 KV	90	5000	2408,3	2403,1	2403,1	2373,8
8	96,3 + j 36,39	1,028	4.189,00	A-Terra	352 KV	0	5000	2387	2387	2387	2350,7
9	96,3 + j 36,40	1,028	4.189,00	ABC	353 KV	90	500				
10	96,3 + j 36,41	1,028	4.189,00	ABC	354 KV	0	500				
11	96,3 + j 36,42	1,028	4.189,00	AB	355 KV	90	500				
12	96,3 + j 36,43	1,028	4.189,00	AB	356 KV	0	500				
13	96,3 + j 36,44	1,028	4.189,00	AB-Terra	357 KV	90	480				
14	96,3 + j 36,45	1,028	4.189,00	AB-Terra	358 KV	0	480				
15	96,3 + j 36,44	1,028	4.189,00	A-Terra	359 KV	90	2300				
16	96,3 + j 36,45	1,028	4.189,00	A-Terra	360 KV	0	2300				
17	11,39 - j 31,76	0,95	2.101,40	ABC	361 KV	90	5000	607,9	611,7	611,7	572,8
18	11,39 - j 31,77	0,95	2.101,40	ABC	362 KV	0	5000	611,8	611,8	607,3	574,4
19	11,39 - j 31,78	0,95	2.101,40	AB	363 KV	90	5000	1113,9	1113,9	1113,1	1079,1
20	11,39 - j 31,79	0,95	2.101,40	AB	364 KV	0	5000	1120,3	1120,3	1118,8	1081,4
21	11,39 - j 31,80	0,95	2.101,40	AB-Terra	365 KV	90	5000	1027,6	1027,6	1026,1	987,2
22	11,39 - j 31,81	0,95	2.101,40	AB-Terra	368 KV	0	5000	1021,5	1027,1	1027,1	989,3
23	11,39 - j 31,80	0,95	2.101,40	A-Terra	359 KV	90	5000	4250,4	4524,9	4524,9	4483,4
24	11,39 - j 31,81	0,95	2.101,40	A-Terra	360 KV	0	5000	4563,8	4565,8	4565,8	4525,3
25	11,39 - j 31,82	0,95	2.101,40	ABC	361 KV	90	500				
26	11,39 - j 31,83	0,95	2.101,40	ABC	362 KV	0	500				
27	11,39 - j 31,84	0,95	2.101,40	AB	363 KV	90	1000				
28	11,39 - j 31,85	0,95	2.101,40	AB	364 KV	0	1000				
29	11,39 - j 31,86	0,95	2.101,40	AB-Terra	365 KV	90	950				
30	11,39 - j 31,87	0,95	2.101,40	AB-Terra	366 KV	0	950				
31	11,39 - j 31,86	0,95	2.101,40	A-Terra	367 KV	90	4440				
32	11,39 - j 31,87	0,95	2.101,40	A-Terra	368 KV	0	4440				

Pode-se notar que a proteção 51 V é de tempo inverso, onde os tempos de *trip* dependem do nível do curto-circuito; ou seja, quanto maior a corrente de falta, mais rápido será o disparo.

Os resultados não apresentam surpresa na Tabela 7; ou seja, eles estão de acordo com a previsão. Os comentários importantes são os seguintes:

- i) 51V é uma proteção de *backup*.
- ii) Trips para os quatro tipos de faltas; ou seja, fase-terra, duas fases, duas fases-terra e trifásicas.

8.2.4 Faltas estator terra

No que diz respeito a faltas Internas, foram analisadas as respostas das proteções 64E-100% e 64E-90%. Foram analisadas 2 extremos de cargas: nominal e com baixa carga. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 8.

Em um extremo de carga nominal, a proteção 64E-100% tem o trip para faltas para valores entre 0% a 14% do enrolamento por fase, e para a proteção 64E-90% trips de 15% a 100% do enrolamento por fase, sempre que a duração da falta levar mais tempo do que os tempos de trip definidos mais os tempos de processamento e “tempos de corrida da tarefa”. Nos casos em que a duração da falta leva menos tempo do que o tempo de *trip* mais os tempo de processamento e de “corrida de tarefa”, as proteções analisadas não atuam, exceto nas simulações 19 e 20. A justificativa para estes *trips* inesperados é que a região limite é excessivamente sensível. Em outras palavras, o limite não pode ser definido com um alto nível de precisão. Portanto, se o tempo de duração tivesse sido definido como 0,5s segundo nessas simulações, os trips não teriam ocorrido nas simulações 19 e 20.

No outro extremo (carga leve), a proteção 64E-90% tem disparo para faltas no intervalo de 16% a 100% de um enrolamento de fase, sempre que a duração da falta leva mais tempo do que os tempos de *trip* definidos mais o tempos de processamento e de “corrida de tarefa”. Nos casos em em que a duração da falta leva menos tempo do que o tempo de trip definido mais os tempos de processamento e de “corrida de tarefa”, a respectiva proteção não atua. A proteção 64E-100% também não atua para faltas no intervalo de 0% a 16% de um enrolamento de fase, sempre que a duração da falta tiver menos tempo do que o tempo de *trip* definido mais os tempos de processamento e de “corrida de tarefa”.

Tabela 8 -Faltas estator-terra

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Curto-Circuito	Local do falta	Ângulo da Falta em graus	Duração da Falta (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)	
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Termina (A)								64E - 90%	64E - 100%
1	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	5% Bobina	ESTATOR	90	5000	1.576,10	1.573,50	1.579,10		1.539,40
2	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	5% Bobina	ESTATOR	0	5000	1.568,90	1.571,30	1.571,30		1.534,30
3	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	10% Bobina	ESTATOR	90	5000	1.574	1.574,30	1.570,00		1.535,40
4	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	10% Bobina	ESTATOR	0	5000	1.575,10	1.575,10	1.571,90		1.538,00
5	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	14% Bobina	ESTATOR	90	5000	1.583	1.580,80	1.583,00		1.544,00
6	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	14% Bobina	ESTATOR	0	5000	1.576,40	1.576,40	1.573,40		1.540,00
7	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	15% Bobina	ESTATOR	90	5000	581	581	577,6	543,8	
8	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	15% Bobina	ESTATOR	0	5000	585,00	589,4	589,4	550,6	
9	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	25% Bobina	ESTATOR	90	5000	582	579,1	582,4	545,5	
10	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	25% Bobina	ESTATOR	0	5000	576,40	581,7	581,7	543	
11	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	50% Bobina	ESTATOR	90	5000	552	548,1	552,2	543,1	
12	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	50% Bobina	ESTATOR	0	5000	587,40	582,6	587,4	547,6	
13	96,03 + j 36,34	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	90	5000	589	592,7	593,7	555,2	
14	96,03 + j 36,34	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	0	5000	593,80	596,7	596,9	559,1	
15	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	5% Bobina	ESTATOR	90	1450					
16	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	5% Bobina	ESTATOR	0	1450					
17	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	13% Bobina	ESTATOR	90	1450					
18	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	13% Bobina	ESTATOR	0	1450					
19	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	14% Bobina	ESTATOR	90	1450	582,7	579,5	582,7	545	
20	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	14% Bobina	ESTATOR	0	1450	585,7	587,3	587,3	551,9	
21	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	15% Bobina	ESTATOR	90	500					
22	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	15% Bobina	ESTATOR	0	500					
23	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	25% Bobina	ESTATOR	90	500					
24	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	25% Bobina	ESTATOR	0	500					
25	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	50% Bobina	ESTATOR	90	500					
26	96,03 + j 36,34	1,028	4.189,00	50% Bobina	ESTATOR	0	500					
27	96,03 + j 36,34	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	90	500					
28	96,03 + j 36,34	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	0	500					
29	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	5% Bobina	ESTATOR	90	5000					
30	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	5% Bobina	ESTATOR	0	5000					
31	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	10% Bobina	ESTATOR	90	5000					
32	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	10% Bobina	ESTATOR	0	5000					
33	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	15% Bobina	ESTATOR	90	5000					
34	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	15% Bobina	ESTATOR	0	5000					
35	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	16% Bobina	ESTATOR	90	5000	577,1	581,1	581,1	542,4	
36	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	16% Bobina	ESTATOR	0	5000	580,3	580,3	576,1	543,8	
37	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	25% Bobina	ESTATOR	90	5000	578,9	583,9	583,9	544,3	
38	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	25% Bobina	ESTATOR	0	5000	583,3	579,2	583,3	545,7	
39	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	50% Bobina	ESTATOR	90	5000	584,5	584,5	580,3	545,8	
40	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	50% Bobina	ESTATOR	0	5000	580,6	580,6	576,1	542,5	
41	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	90	5000	596,1	592	596,1	557,9	
42	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	0	5000	590,6	593,5	593,5	556,3	
43	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	5% Bobina	ESTATOR	90	1500					
44	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	5% Bobina	ESTATOR	0	1500					
45	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	10% Bobina	ESTATOR	90	1500					
46	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	10% Bobina	ESTATOR	0	1500					
47	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	15% Bobina	ESTATOR	90	1500					
48	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	15% Bobina	ESTATOR	0	1500					
49	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	16% Bobina	ESTATOR	90	500					
50	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	16% Bobina	ESTATOR	0	500					
51	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	25% Bobina	ESTATOR	90	500					
52	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	25% Bobina	ESTATOR	0	500					
53	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	50% Bobina	ESTATOR	90	500					
54	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	50% Bobina	ESTATOR	0	500					
55	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	90	500					
56	16,39 + j 31,76	0,95	2.101,40	90% Bobina	ESTATOR	0	500					

Entretanto, curiosamente, em alguns casos em que a duração da falta levou mais do que o tempo de *trip* mais os tempos de processamento e de “corrida de tarefa”, a proteção 64E-100% inesperadamente não atuou. Verificou-se, então, que a ação de proteção foi bloqueada pelas configurações do relé porque a potência ativa gerada pela máquina era inferior a 35% da potência nominal (estratégia de segurança da concessionária de energia).

A alteração do limite de cerca de 15% para cerca de 16% em função da mudança na potência do gerador confirma o que é afirmado acima; ou seja, o limite

não pode ser definido com uma extrema precisão. No entanto, essa variação provou ser satisfatória neste teste, pois houve *trip* sempre que necessário. No entanto, o limite detectado para o teste é diferente dos 90% esperados. Está na ordem de magnitude de 85%.

8.2.5 Correntes de sequência negativa desbalanceadas

No que diz respeito a faltas ocasionadas por correntes de sequência negativa desbalanceadas, foram analisadas as respostas da proteção 46 somente. Além disso, vale salientar que todos os tipos de falta em que há a presença de corrente de sequência negativa foram considerados. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 9.

Esta tabela é composta por correntes de sequência negativa desequilibradas causadas por faltas assimétricas que ocorrem na extra alta tensão (345 kV). Todos os tempos de *trip* na Tabela 9 são relativamente longos, como esperado, não se verificando nenhuma anormalidade.

Tabela 9 - Correntes de sequência negativa

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Curto-Circuito e Desbalanceamento	Local do falta	Ângulo da Falta em graus	Simulação do distrubio por meio de	Duração da falta (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Terminal (A)									46
1	96,03 +j 36,34	1,028	4.178,65	AB	345 KV	90	Curto - Circuito	5000	32.285,20	35.288,50	35.288,50	35.249,70
2	96,03 +j 36,35	1,028	4.178,65	AB	346 KV	0	Curto - Circuito	5000	35.294,50	35.289,00	35.289,00	35.255,30
3	96,03 +j 36,36	1,028	4.178,65	AB- Terra	347 KV	90	Curto - Circuito	5000	19.677,60	19.674,60	19.677,60	19.638,00
4	96,03 +j 36,37	1,028	4.178,65	AB- Terra	348 KV	0	Curto - Circuito	5000	19.596,00	19.596,00	19.561,30	19.527,60
5	96,03 +j 36,38	1,028	4.178,65	A- Terra	349 KV	90	Curto - Circuito	5000	41.337,70	41.342,00	41.342,00	41.304,00
6	96,03 +j 36,39	1,028	4.178,65	A- Terra	350 KV	0	Curto - Circuito	5000	41.237,90	41.233,90	41.237,90	41.198,60
7	11,39 -j 31,76	1	1.411,61	AB	351 KV	90	Curto - Circuito	5000	38.245,80	38.250,80	38.250,80	38.209,90
8	11,39 -j 31,77	1	1.411,61	AB	352 KV	0	Curto - Circuito	5000	38.173,70	38.173,70	38.170,60	38.135,10
9	11,39 -j 31,78	1	1.411,61	AB- Terra	353 KV	90	Curto - Circuito	5000	20.743,10	20.747,00	20.747,00	20.708,30
10	11,39 -j 31,79	1	1.411,61	AB- Terra	354 KV	0	Curto - Circuito	5000	20.729,70	20.727,50	20.729,70	20.693,70
11	11,39 -j 31,80	1	1.411,61	A- Terra	355 KV	90	Curto - Circuito	5000	44.086,00	44.086,00	44.084,20	44.049,60
12	11,39 -j 31,81	1	1.411,61	A- Terra	356 KV	0	Curto - Circuito	5000	44.014,40	44.008,90	44.014,40	43.974,10

8.3 Outros distúrbios

8.3.1 Proteção contra energização acidental

A proteção contra energização acidental ANSI 50/27 foi testada com a máquina desconectada do sistema de energia, sem carga e sem tensão gerada. O circuito CA do disjuntor foi fechado acidentalmente. A Tabela 10 mostra os trips instantâneos que ocorrem após tal perturbação. Cinco resultados são analisados e a proteção 50/27 apresenta *trips* corretos em todos os casos.

Tabela 10 - Energização acidental

Número do teste	Condições Iniciais de estado estacionário			Distúrbio	Forma de replicar o distúrbio	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase A (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase B (ms)	Tempo Para Eliminação da Falta na Fase C (ms)	Tempo total Pick-up + Trip (ms)
	Geração (MVA)	Tensão Terminal (P.U.)	Corrente Terminal (A)						50/27
1	0 + 0j	0	0	Energização Acidental	Fechamento disjuntor (Vt = 1.0 p.u)	50,8	50,8	50	14,8
2	0 + 0j	0	0	Energização Acidental	Fechamento disjuntor (Vt = 1.0 p.u)	48,4	51,1	51,1	14,8
3	0 + 0j	0	0	Energização Acidental	Fechamento disjuntor (Vt = 1.0 p.u)	62,5	62,5	60,1	18,7
4	0 + 0j	0	0	Energização Acidental	Fechamento disjuntor (Vt = 1.0 p.u)	49,6	49,9	49,9	17,6
5	0 + 0j	0	0	Energização Acidental	Fechamento disjuntor (Vt = 1.0 p.u)	50,5	50,5	48	14,4

9. Conclusão

Este trabalho se concentra em um estudo experimental para testar funções de proteção de geradores síncronos de um relé digital, no instante de curtos-circuitos internos e externos na máquina síncrona e considerando esta com alta impedância de aterramento.

Uma premissa importante é que o regulador de tensão do gerador está em operação em todos os casos, bem como todos os seus cinco controles internos (limitadores).

As configurações dos controles examinados se mostraram muito robustas, bem como as proteções investigadas, uma vez que todos os resultados ficaram dentro do esperado para a faixa de atuação. Apenas dois pontos de atenção merecem ser mencionados, entre uma vasta quantidade de pontos analisados. Eles são os seguintes:

- i) Deve-se colocar atenção nas limitações de ajuste e alcance das proteções por normatização do operador da rede elétrica. Como exemplo, tem-se o caso verificado geração de energia ativa inferior a 35% da potência nominal;
- ii) Embora os enrolamentos da armadura estivessem especificados para a proteção 64E-100% (no caso de faltas estator-terra), na faixa de 0% a 10% do seu comprimento (partindo do neutro), o intervalo verificado pelos resultados foi de 0% a cerca de 15% do seu comprimento;

Portanto, os testes apresentaram resultados consistentes para o sistema de proteção analisado. A plataforma de simulação se mostrou, ao final, suficientemente eficaz para incrementar a velocidade, quantidade e qualidade da testagem de funções de proteção e controle de geradores síncronos de polos salientes. É importante ainda destacar que a metodologia utilizada (incluindo o *hardware-in-the-loop*) permite a realização de testes exaustivos para funções de proteção contra curtos-circuitos em geradores síncronos em um ambiente de laboratório, incluindo o a testagem do *firmware* do relé digital. Ou seja, milhares de simulações se tornam viáveis, as quais são inviáveis de serem realizadas em campo.

10. Referências bibliográficas

- ANAREDE/CEPEL/ELETRORBRAS, [Online]. Available: <<http://www.anarede.cepel.br/2>>, 2016.
- ASPEN INC, [Online]. Available: <<http://www.aspeninc.com/web/software/oneliner>>, 2016.
- COELHO, A. L. M., CARRER, C. E. B., GUERRERO, C. A. V., and SILVEIRA, P. M., "Loss-of-Excitation protection and Underexcitation controls correlation for synchronous generators in a real-time digital simulator", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 5, pp. 3579-3590, sept./oct. 2015.
- CHAPMAN S.J., 2000, "Máquinas Elétricas", 5. ed. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013, MGH, 2013.
- DEHKORDI, A. B., NETI, P., GOLE, A.M., and MAGUIRE, T. L., "Development and Validation of a Comprehensive Synchronous Machine Model for a Real-Time Environment", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.25, no. 1, pp. 34-48, mar. 2001.
- DOMMEL, H. W., "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 388-399, 1969.
- FILHO, J. M., and MAMEDE, D. R., "Proteção de Sistemas Elétricos de Potência", Editora Livros Técnicos e Científicos (LTC), Brasil, 2011.
- FITZGERALD, A. E., "Máquinas elétricas", 6ª Ed., São Paulo: McGraw-Hill, 2006.
- GRIFFIN, C. H., and POPE, J. W., "Generator Ground Fault Protection Using Overcurrent Overvoltage and Undervoltage Relays", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 12, Dec. 1982, pp. 4490-4501.
- GOLE, A. M., MENZIES, R. W., WOODFORD, D. A., and TURANLY, H., "Improved interfacing of electrical machine models in electromagnetic programs", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 9, pp. 2446-2451, sept. 1984.

Y-T HUANG, RIGBY, B. S., and DEHKORDI, B. S., "Using a New Faulted Synchronous Machine Model for Hardware-in-Loop Testing of a Generator Protection Relay", *University of KwaZulu-Natal, Durban University of Technology*, RTDS Technologies Inc., Canada, 2012.

KINDERMANN, G., "Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, vol. 3", Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), LabPlan, EEL, Brasil, 2008.

MÁQUINAS SÍNCRONAS, USP. Disponível em:
<https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1264958/mod_resource/content/1/PEA%202400%20Notas%20de%20aula_4_revB.pdf>. Acesso em: 27 Mai 2019

MARTTILA, R.J., "Design Principles of a New Generator Stator Ground Relay for 100% Coverage of the Stator Winding", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-1, oct. 1986, pp. 41-51.

MOZINA, C. J., "15 Years of Experience with 100% Generator Stator Ground Fault Protection - What Works, What Doesn't and Why", *62th Annual Conference for Protective Relays Engineers*, Austin, 2009.

PEREIRA, C. "Redes Elétricas no Domínio da Frequência". São Paulo: Artliber Editora, 2015.

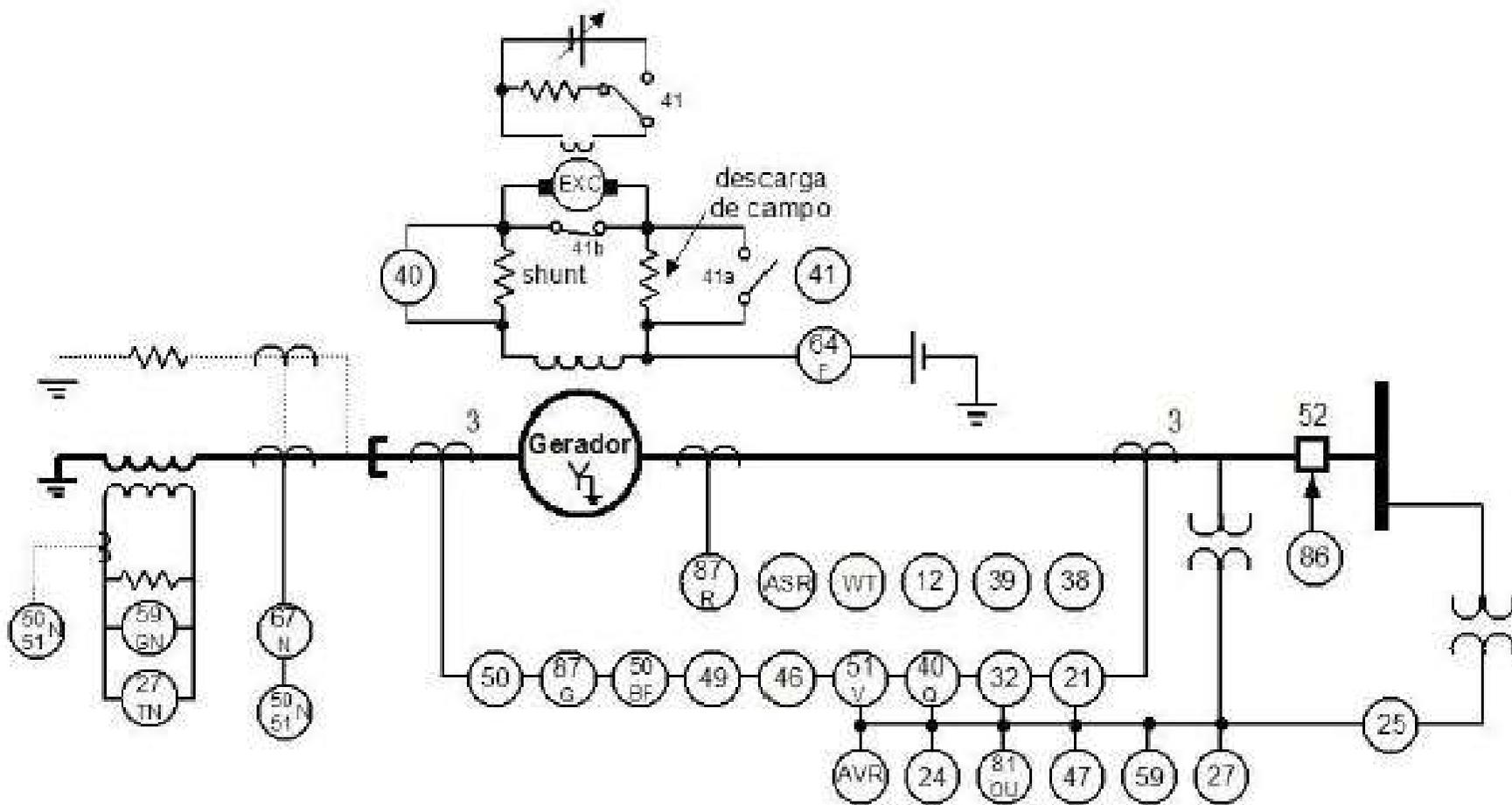
RSCAD Real Time Digital Simulator Tutorial Manual - RSCAD Version, RTDS Technologies Inc., 2015.

RTDS Technologies Inc., Winnipeg MB, Canada, [Online]. Available <<http://www.rtds.com/index/index.html>>, 2016.

SCHNEIDER, "MICON P34x – "Generator Protection Relay -Technical Manual", Publication P34x/EN M/J96, Schneider, Rueil-Malmaison, France, 2011.

STEVENSON, W.J. "Elementos de Análise de Sistemas de Potência", Editora McGraw-Hill do Brasil, 1986

ANEXO A – Diagrama unifilar





TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “**Estudo experimental para testar as proteções conta curto-circuito em geradores síncronos de polos salientes com elevada impedância de aterramento.**” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 17 de dezembro de 20 20

Nome completo do(a) aluno(a)