



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



ESTUDO DE CASO: SISTEMA DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE TURBOGERADOR EM INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

RAPHAEL CONCEIÇÃO DE OLIVEIRA SILVA

2019

RAPHAEL CONCEIÇÃO DE OLIVEIRA SILVA

**ESTUDO DE CASO: SISTEMA DE PROTEÇÃO E
SELETIVIDADE DE TURBOGERADOR EM INDÚSTRIA
PETROQUÍMICA**

Trabalho apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador(a): Daniel Barbosa

SALVADOR
2019

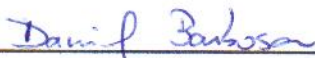
RAPHAEL CONCEIÇÃO DE OLIVEIRA SILVA

Este Trabalho de Graduação foi julgado adequado para a obtenção do grau de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado em sua forma final pela Comissão Examinadora e pelo Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia.

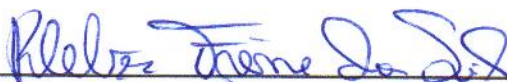


Cristiane Corrêa Paim
Coordenadora do Colegiado do
Curso de Engenharia Elétrica

Comissão avaliadora



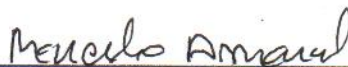
Prof. Daniel Barbosa
(Orientador – DEE/UFBA)



Prof. Kleber Freire da Silva
(Avaliador Interno – DEE /UFBA)



Eng. David Franca Santos
(Avaliador Externo – Braskem S.A)



Eng. Marcelo José Amaral A. Rocha
(Avaliador Externo – Braskem S.A)

À minha família e amigos que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por quem sou e por tudo que conquistei.

Aos meus pais, Roquevaldo e Rejane, por todo suporte aos meus estudos e modelo de criação voltado ao crescimento pessoal e intelectual.

Às minhas avós Helena e Ivonete por todo incentivo à educação.

Ao Engenheiro David Franca, educador de estágio que me desenvolveu como Engenheiro Eletricista, agindo com grande mentor na minha carreira profissional. Estendo o mesmo agradecimento aos meus amigos da Braskem: Adelmo Alexandrino, Cosme Lima, Celson Alves, Flávia Valente, Giovana Gomes, Isan Nassiffe, Luís Alban, Marcelo Amaral e Pablo Goulart. Pessoas excepcionais e excelentes profissionais que me qualificaram profissionalmente. Sem eles eu não teria a formação e as competências que possuo.

Ao Professor e orientador Daniel Barbosa pelo apoio, pela exímia competência e sobretudo, pelo desejo de elevar o nível de qualificação profissional dos estudantes de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia.

Ao Engenheiro Vinicius Mariano da Civil Eco LTDA que sempre incentivou minhas escolhas profissionais.

Ao grupo de extensão Onda Elétrica - Ciência para comunidade. Entidade que por 3 anos colaborei levando conhecimento para escolas da rede pública da capital baiana e onde desenvolvi competências associadas à liderança e ao trabalho em equipe. Agradecimento especial à Professora Ana Isabela por todo apoio durante tal período.

A vida é uma moeda em que um lado é a solução e outro é o problema. Se você não for parte da solução, automaticamente passará a ser um problema.

Rick Chester, 2018.

Resumo

SILVA, R. C. O. **Estudo de caso: sistema de proteção e seletividade de turbogenerador em indústria petroquímica.** 2019. 147p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

Sistemas de proteção dos equipamentos do SEP desempenham papel fundamental para confiabilidade e segurança da rede. O estudo de proteção e seletividade se torna importante na medida que define os ajustes dos dispositivos que atuam sobre o sistema, os quais preservam os equipamentos na ocorrência de faltas, reduzem a área afetada e maximizam o tempo de continuidade do serviço. O desenvolvimento de novas tecnologias para identificação, classificação e localização de ocorrências está em evolução contínua e com tecnologias amplamente diversificadas no mercado mundial.

O trabalho aborda os aspectos fulcrais para projetos de proteção de geradores síncronos de médio e grande porte. Nesse sentido, são apresentadas as diversas topologias de proteção para geradores elétricos, seus mecanismos de dano e a descrição de lógicas de atuação aplicados a turbogenerador localizado no polo petroquímico de Camaçari-Ba. Por fim, são realizados testes de atuação das principais proteções com a utilização de IED's da Schweitzer Engineering Laboratories para avaliar o desempenho do arranjo proposto.

Palavras-chave: proteção de gerador, gerador síncrono, estudo de proteção e seletividade.

Lista de ilustrações

Lista de abreviaturas e siglas	xvii
Figura 1 – Rotor de polos lisos.	6
Figura 2 – Rotor de polos salientes.	6
Figura 3 – Aplicação de seletividade cronológica.	8
Figura 4 – Seletividade cronológica em rede radial.	9
Figura 5 – Seletividade com relé de tempo definido.	9
Figura 6 – Seletividade cronológica com relés com tempo inverso.	10
Figura 7 – Aplicação do intervalo de coordenação para sistemas em paralelo.	10
Figura 8 – Rede radial com diversos alimentadores.	11
Figura 9 – Rede com metodologia de seletividade amperimétrica.	12
Figura 10 – Coordenação de rede com seletividade amperimétrica.	12
Figura 11 – Sistema de aplicação de seletividade lógica.	13
Figura 12 – Gráfico de fluxo versus corrente rotórica de um gerador síncrono.	15
Figura 13 – A curva de magnetização do gerador síncrono.	15
Figura 14 – Circuito equivalente do gerador.	16
Figura 15 – Esquema de circuito de excitação com escovas.	17
Figura 16 – Esquema de circuito de excitação sem escovas.	17
Figura 17 – Sistema de excitação sem escovas.	18
Figura 18 – Sistema de excitação com escovas.	18
Figura 19 – Rotor de polos lisos.	19
Figura 20 – Rotor de polos salientes.	19
Figura 21 – Capa rotórica.	20
Figura 22 – Visão frontal de compensador síncrono ilustrando o estator.	20
Figura 23 – Curto-circuito trifásico nos enrolamentos do estator.	24
Figura 24 – Definição da falta trifásica	24
Figura 25 – Definição de curto monofásico.	25
Figura 26 – Curto-circuito monofásico nos enrolamentos do estator.	25
Figura 27 – Curto-circuito bifásico nos enrolamentos do estator.	26
Figura 28 – Circulação de corrente para curto fase-terra.	28
Figura 29 – Aterramento de gerador com a utilização de transformador de distribuição.	29
Figura 30 – Aterramento através de bobina de Petersen.	31
Figura 31 – Aterramento através de reatância não sintonizada.	31
Figura 32 – Curva de capacidade.	32
Figura 33 – Diagrama de capacidade com limite de potência da máquina motriz.	33

Figura 34 – Forma típica das curvas V para geradores síncronos.	34
Figura 35 – Deterioração das isolações sólidas do estator.	35
Figura 36 – Envelhecimento da isolação.	37
Figura 37 – Rotor contaminado por detritos.	38
Figura 38 – Curto-circuito externo ao gerador.	38
Figura 39 – configuração típica do sistema de excitação.	39
Figura 40 – Proteção para geradores de pequeno porte.	42
Figura 41 – Proteção para geradores de médio porte.	43
Figura 42 – Proteção para geradores de grande porte.	43
Figura 43 – Plano complexo de potência.	45
Figura 44 – Conexão de Transformador de Corrente (TC) e Transformador de Potencial (TP) para <i>American National Standards Institute (ANSI)</i> 40.	47
Figura 45 – Característica de operação do relé de distância.	48
Figura 46 – Sistema Elétrico de Potência (SEP) com dois geradores.	48
Figura 47 – Impedância vista pelos terminais do gerador em função de δ	49
Figura 48 – Impedância aparente para diferentes valores de δ com E_A e E_B cons- tantes.	50
Figura 49 – Impedância aparente para valores de $\frac{E_A}{E_B}$ distintos em função de δ	50
Figura 50 – Deslocamento de impedância aparente em função do carregamento.	51
Figura 51 – Relé de admitância com ângulo máximo de conjugado igual a -90°	52
Figura 52 – Círculo mho para método de Mason.	53
Figura 53 – Círculo mho para método de Berdy.	53
Figura 54 – Limite de Estado Prático (LEP) no plano R-X.	54
Figura 55 – Elementos de proteção contra perda de campo.	55
Figura 56 – Ajustes da proteção de perda de campo com <i>offset</i> positivo da Zona 2	55
Figura 57 – Lógica de operação com <i>offset</i> positivo.	56
Figura 58 – Exemplo de curva $\frac{V}{Hz}$ de geradores e transformadores.	57
Figura 59 – Características do relé com controle por tensão.	60
Figura 60 – Características do relé com restrição por tensão.	60
Figura 61 – Arranjo de proteção diferencial	61
Figura 62 – Característica diferencial de restrição percentual.	62
Figura 63 – Proteção de falha de aterramento de campo usando fonte DC.	62
Figura 64 – Proteção contra de aterramento de campo usando divisor de tensão.	63
Figura 65 – Medição de falta à terra do rotor.	63
Figura 66 – Formato de onda no sistema com injeção de sinal AC.	64
Figura 67 – Proteção contra aterramento no campo usando escovas piloto.	64
Figura 68 – Proteção contra aterramento de campo para sistemas brushless.	65
Figura 69 – Esquema da proteção ANSI 87.	68
Figura 70 – Esquema de atuação da proteção ANSI 87 para faltas à terra.	69

Figura 71 – Proteção diferencial de terra.	69
Figura 72 – Proteções ANSI 50G e ANSI 51G.	70
Figura 73 – Proteção ANSI 50G.	70
Figura 74 – Esquema de proteção ANSI 59G de sequência zero.	72
Figura 75 – Curto circuito fase-terra no enrolamento do gerador.	72
Figura 76 – Geração de 3º harmônico em condição normal de operação.	73
Figura 77 – Geração de 3º harmônico durante curto-circuito próximo ao neutro.	73
Figura 78 – Geração de 3º harmônico durante curto-circuito próximo aos terminais.	73
Figura 79 – Esquema de proteção 27TN.	75
Figura 80 – Proteção ANSI 27TN com supervisão da ANSI 59.	75
Figura 81 – Abrangência das proteções de subtensão de 3º harmônico e sobre- tensão de terra.	76
Figura 82 – Esquema de proteção ANSI 64S.	76
Figura 83 – Esquema de proteção ANSI 59D.	77
Figura 84 – Proteção de fase dividida.	78
Figura 85 – Proteção de curto entre espiras pela ANSI 59N.	79
Figura 86 – Árvore de falha para detecção de faltas entre espiras do estator	80
Figura 87 – Vibração do rotor em condição normal de operação.	81
Figura 88 – Vibração do rotor com falta entre espiras no seu circuito	81
Figura 89 – Vibração do estator em condição normal de operação.	82
Figura 90 – Vibração do estator em condição de curto entre espiras do rotor.	82
Figura 91 – Modelo de gerador como transformador rotativo.	83
Figura 92 – Circuito equivalente do gerador como transformador de três enrola- mentos.	83
Figura 93 – Representação de dois enrolamentos com os enrolamentos do campo e do amortecedor na mesma base de tensão.	84
Figura 94 – Falta externa: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.	85
Figura 95 – Magnitude de I_2 (60 Hz), magnitude de I_F (120 Hz) e relação das magnitudes para curto externo à máquina	85
Figura 96 – Falta entre espiras: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.	86
Figura 97 – Magnitude de I_2 (60 Hz), magnitude de I_F (120 Hz) e relação das magnitudes para curto entre espiras.	86
Figura 98 – Unifilar do sistema elétrico em estudo.	88
Figura 99 – Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.1.	90
Figura 100–Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.2.	91
Figura 101–Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.3.	91
Figura 102–Lógica de disparo de <i>trip</i>	92
Figura 103–Medição de tensão de neutro e corrente do lado de neutro.	93

Figura 104–Medição de tensão de fase e corrente do lado dos terminais do gerador.	93
Figura 105–Filtro de harmônicos dos sinais de corrente.	95
Figura 106–Lógica de atuação da proteção diferencial.	96
Figura 107– <i>Slope</i> da proteção diferencial.	98
Figura 108–Proteções 64G1 e 64G2	101
Figura 109–Integração entre o SEL-2664 e SEL-7006 para proteção ANSI 64F.	104
Figura 110–Característica de operação da proteção ANSI 46	111
Figura 111– <i>Intelligent Electronic Device</i> (IED) 700G	117
Figura 112–Comprove CE-6006.	118
Figura 113–Esquema diferencial	118
Figura 114–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 87.	119
Figura 115–Oscilografia dos sinais de corrente para teste da proteção diferencial.	119
Figura 116–Fasores das correntes passantes no gerador	120
Figura 117–Correntes diferenciais de operação e restrição	120
Figura 118–Sinal das correntes diferenciais.	121
Figura 119–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 59.	121
Figura 120–Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção ANSI 59.	122
Figura 121–Entradas analógicas do relé	123
Figura 122–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 64G por so- bretensão na frequência fundamental.	123
Figura 123–Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção 64G1.	124
Figura 124–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 64G por dife- rencial de harmônico de ordem 3.	124
Figura 125–Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção 64G2.	125
Figura 126–Oscilografia dos sinais de correntes de fase considerando curto na fase C para teste da ANSI 50G.	125
Figura 127–Oscilografia do sinal de corrente de neutro calculada pelo IED du- rante o teste da ANSI 50G.	126
Figura 128–Oscilografia dos sinais de correntes de fase, de neutro e de terra durante teste da ANSI 50G.	126
Figura 129–Ajustes do programa da Comprove para teste de backup do gerador.	127
Figura 130–Oscilografia da impedância vista pelo IED para proteção de backup.	127
Figura 131–Fasores das impedâncias vistas pelo IED.	128
Figura 132–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 32.	129
Figura 133–Oscilografia dos sinais de corrente e tensão de fase para teste da ANSI 32.	129

Figura 134–Fasores das tensões e correntes durante motorização.	130
Figura 135–Potência ativa reversa durante motorização da máquina.	130
Figura 136–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 46.	131
Figura 137–Oscilografia dos sinais de corrente de fase e de sequência negativa.	131
Figura 138–Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 40.	132
Figura 139–Oscilografia dos sinais visto pelo IED durante perda de campo	132
Figura 140–Atuação real da proteção 64G2.	133
Figura 141–Harmônicos de corrente em pré-falta.	134
Figura 142–Harmônicos de tensão em pré-falta.	134
Figura 143–Oscilografia da corrente de neutro e suas componentes harmônicas.	135
Figura 144–Oscilografia da tensão de neutro e suas componentes harmônicas.	135
Figura 145–Oxidação dos terminais do disjuntor dos TPs.	136
Figura 146–Lógica de validação do LOP.	137
Figura 147–Lógica de atuação do elemento 64G2T.	137

Lista de tabelas

Tabela 1 – Intervalos de coordenação.	11
Tabela 2 – Condições de operação em desequilíbrio para máquinas síncronas	23
Tabela 3 – Corrente de sequência negativa permissível continuamente.	36
Tabela 4 – I_2^2t de sequência negativa permissível de curta duração.	36
Tabela 5 – Problemas devidos à reversão de potência no gerador.	46
Tabela 6 – Correntes de curto-circuito	88
Tabela 7 – Dados do turbogerador: TG-F.	89
Tabela 8 – Dados do transformador elevador TF-F.	90
Tabela 9 – Dados do transformador do neutro do Gerador.	90
Tabela 10 – Ajuste do parâmetro de tensão de linha do lado X	94
Tabela 11 – Parâmetro da proteção de retaguarda do sistema	95
Tabela 12 – Parâmetro de <i>pickup</i> de corrente de operação do elemento diferencial de restrição.	98
Tabela 13 – Parâmetro segundo <i>slope</i> da característica elemento diferencial.	99
Tabela 14 – Ajuste do parâmetro limite da corrente de restrição para o Slope 1	100
Tabela 15 – Ajuste do parâmetro corrente diferencial sem restrição	100
Tabela 16 – Ajuste do <i>pickup</i> do elemento de sobretensão de neutro na frequência fundamental de zona 1.	102
Tabela 17 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de sobretensão de neutro de zona 1.	102
Tabela 18 – Ajuste do controle de torque do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 1	103
Tabela 19 – Ajuste do tempo de retardo do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2.	103
Tabela 20 – Ajuste do controle de torque do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 1.	104
Tabela 21 – Ajuste do <i>pickup</i> do elemento de terra no rotor de nível 1.	105
Tabela 22 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 1	105
Tabela 23 – Ajuste do <i>pickup</i> do elemento de terra no rotor de nível 2.	105
Tabela 24 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 2	105
Tabela 25 – Ajuste do alcance do elemento de distância com compensação de zona 1.	106
Tabela 26 – Ajuste de <i>offset</i> do elemento de distância com compensação de zona 1	106

Tabela 27 – Ajuste de <i>offset</i> do elemento de distância com compensação de zona 1	106
Tabela 28 – Ajuste do parâmetro de alcance de zona 2	107
Tabela 29 – Ajuste de <i>offset</i> do elemento de distância com compensação de zona 2	107
Tabela 30 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de distância com compensação de zona 2.	107
Tabela 31 – Ajuste do diâmetro da impedância do elemento de zona 1.	108
Tabela 32 – Ajuste do <i>offset</i> da reatância do elemento de zona 1.	109
Tabela 33 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de zona 1.	109
Tabela 34 – Ajuste do diâmetro da impedância do elemento de zona 2.	109
Tabela 35 – Ajuste do <i>offset</i> da reatância do elemento de zona 2.	109
Tabela 36 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de zona 2.	110
Tabela 37 – Ajuste do <i>pickup</i> do elemento de sobrecorrente de sequência negativa.	110
Tabela 38 – Ajuste da proteção ANSI 46 de nível 1.	111
Tabela 39 – Ajuste do <i>Pickup</i> do elemento 46 de nível 2.	112
Tabela 40 – Ajuste da curva de tempo utilizada no elemento 46 de tempo inverso de nível 2.	112
Tabela 41 – Ajuste do parâmetro de habilitação da proteção de energização involuntária do gerador.	113
Tabela 42 – Ajuste do parâmetro do <i>pickup</i> do elemento 1 de sobrecorrente de fase instantâneo.	113
Tabela 43 – Ajuste do <i>pickup</i> do elemento 1 de sobrecorrente residual instantâneo do lado X	113
Tabela 44 – Ajuste do tempo de retardo do elemento 1 de sobrecorrente residual do lado X	114
Tabela 45 – Ajuste do parâmetro valor da impedância de sequência positiva da linha, para os elementos direcionais.	114
Tabela 46 – Ajuste do parâmetro do <i>pickup</i> do elemento 1 de sobretensão de fase-neutro	115
Tabela 47 – Ajuste do parâmetro do <i>pickup</i> do 2º elemento de sobretensão	116
Tabela 48 – Ajuste do parâmetro do <i>pickup</i> do 1º elemento de sobretensão de linha	116
Tabela 49 – Ajuste do parâmetro do <i>pickup</i> do 2º elemento de sobretensão de linha	116

Lista de abreviaturas e siglas

ABB *Asea Brown Boveri*

AC *Alternating Current*

ANSI *American National Standards Institute*

ATPV *Arc Thermal Performance Value*

AVR *Automatic Voltage Regulator*

CCEE Curto-Circuito Entre Espiras

CCT Centro de Controle de Turbina

CHESF Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CLP Controlador Lógico Programável

DAIMER Diagnose Avançada do Isolamento das Máquinas Elétricas Rotativas

DC *Direct Current*

ERAC Esquema de Rejeição Automático de Cargas

GE *General Electric*

GOOSE *Generic Object Oriented Substation Event*

IED *Intelligent Electronic Device*

IEEE Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

LEP Limite de Estado Prático

LEM Limite de Excitação Mínima

LOP *Loss Of Potential*

RTC Relação de Transformação de Corrente

RTP Relação de Transformação de Potencial

RTD *Resistance Temperature Detector*

SEL *Schweitzer Electric Laboratories*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SP Sistema de Proteção

TC Transformador de Corrente

TP Transformador de Potencial

UTE Unidade Termelétrica

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivo e justificativa	2
1.2	Divisão do trabalho	4
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1	Coordenação e seletividade	7
2.1.1	Seletividade cronológica	8
2.1.2	Seletividade amperimétrica	11
2.1.3	Seletividade lógica	11
2.2	Geradores síncronos	14
2.3	Reatâncias das máquinas síncronas	19
2.3.1	Reatância de sequência positiva	21
2.3.2	Reatância de sequência negativa	22
2.3.3	Reatância de sequência zero	23
2.4	Correntes de curto-circuito em geradores	23
2.5	Topologias de aterramento de geradores	27
2.5.1	Aterramento sólido	27
2.5.2	Aterramento por resistência de baixo valor	28
2.5.3	Aterramento por alta resistência	29
2.5.4	Aterramento através de bobina de supressão de arco	30
2.5.5	Aterramento por meio de reatância não sintonizada	30
2.6	Curva de capacidade de geradores síncronos	31
2.7	Modos de falha de geradores	34
2.7.1	Sobrecarga	34
2.7.2	Desequilíbrio	35
2.7.3	Falhas internas	36
2.7.4	Falhas externas	38
2.7.5	Perda de excitação	39
2.7.6	Perda de sincronismo	40
2.7.7	Operação motorizada	41
2.7.8	Variações de tensão e frequência	41
2.8	Potência de geradores e níveis de proteção	42
2.9	Proteção contra potência ativa reversa	43
2.10	Proteção contra perda de excitação	46
2.10.1	Método de Ajuste da Proteção contra perda de excitação	52

2.10.1.1	Método de Mason	52
2.10.1.2	Método de Berdy	52
2.10.1.3	Método do <i>offset</i> positivo	54
2.11	Proteção contra sobre-excitação	55
2.12	Proteção contra desequilíbrio	57
2.13	Proteção contra energização acidental	58
2.14	Proteção contra sobretensão	58
2.15	Proteção contra subtensão	59
2.16	Proteção de sobrecorrente	59
2.17	Proteção diferencial	60
2.18	Proteção do rotor à terra	61
2.19	Conclusões parciais	65
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	67
3.1	Avanços na proteção de terra e suas implicações	67
3.2	Métodos de detecção de faltas entre espiras do estator e do rotor de geradores síncronos	77
3.3	Conclusões parciais	86
4	ESTUDO DE CASO	87
4.1	Caracterização do sistema	87
4.2	Níveis de curto-circuito	87
4.3	Descrição dos equipamentos	89
4.4	Lógicas de <i>trip</i>	89
4.5	Ajustes e testes de proteção do gerador	91
4.5.1	Cálculo das relações de transformação de corrente e tensão	93
4.5.2	Cálculo de corrente e tensão nominais	94
4.5.3	Proteção de retaguarda do sistema	94
4.5.4	Proteção diferencial (ANSI 87)	95
4.5.4.1	Cálculo do limiar de atuação do elemento diferencial de restrição	97
4.5.4.2	Elemento diferencial de restrição percentual	98
4.5.4.3	Limite da corrente de restrição para o <i>slope</i> 1	99
4.5.4.4	Corrente diferencial sem restrição	99
4.5.5	Estator à terra (ANSI 64G)	100
4.5.5.1	Cálculo do limiar de operação do elemento de sobretensão de neutro na frequên- cia fundamental de zona 1	101
4.5.5.2	Tempo de retardo do elemento de sobretensão de neutro de zona 1.	102
4.5.5.3	Cálculo do limiar de operação do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2	102

4.5.5.4	Ajuste do tempo de retardo do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2	103
4.5.5.5	Relação de equilíbrio	103
4.5.6	Rotor à terra (ANSI 64F)	104
4.5.6.1	<i>Pickup</i> do elemento de terra no rotor de nível 1	104
4.5.7	Distância (ANSI 21)	105
4.5.7.1	Alcance do elemento de distância com compensação de zona 1	105
4.5.7.2	<i>offset</i> do elemento de distância com compensação de zona 1	106
4.5.7.3	Elemento de distância com compensação de zona 1	106
4.5.7.4	Alcance do elemento de distância com compensação de zona 2	107
4.5.7.5	<i>Offset</i> do elemento de distância com compensação de zona 2	107
4.5.7.6	Tempo de retardo do elemento de distância com compensação de zona 2	107
4.5.8	Perda de excitação (ANSI 40)	108
4.5.8.1	Diâmetro da impedância do elemento de zona 1	108
4.5.8.2	<i>Offset</i> da reatância do elemento de zona 1	108
4.5.8.3	Tempo de retardo do elemento de zona 1	109
4.5.8.4	Diâmetro da impedância do elemento de zona 2	109
4.5.8.5	<i>Offset</i> da reatância do elemento de zona 2	109
4.5.8.6	Tempo de retardo do elemento de zona 2	110
4.5.9	Corrente de desequilíbrio (ANSI 46)	110
4.5.9.1	<i>Pickup</i> do elemento de sobrecorrente de sequência negativa	110
4.5.9.2	Tempo de retardo do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo definido de nível 1	110
4.5.9.3	Ajuste do <i>pickup</i> do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2	111
4.5.9.4	Curva de tempo utilizada no elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2	112
4.5.10	Energização inadvertida	112
4.5.10.1	Habilitação da proteção de energização involuntária.	112
4.5.10.2	Tempo de <i>pickup</i> do temporizador da proteção de energização involuntária do gerador.	113
4.5.11	Sobrecorrente (ANSI 50)	113
4.5.12	Sobrecorrente residual (ANSI 50G)	113
4.5.12.1	Tempo de retardo do elemento 1 de sobrecorrente residual do lado X	114
4.5.13	Impedância de linha	114
4.5.13.1	Impedância de sequência positiva da linha para os elementos direcionais	114
4.5.14	Potência reversa (ANSI 32)	115
4.5.15	Sobretensão (ANSI 59)	115
4.6	Conclusões parciais	116

5	TESTES EM LABORATÓRIO	117
5.1	Teste das proteções do gerador	117
5.1.1	Teste da proteção diferencial	118
5.1.2	Teste da proteção de sobretensão	121
5.1.3	Teste da proteção do estator à terra	122
5.1.4	Teste da proteção de sobrecorrente de terra	124
5.1.5	Teste da proteção de backup	125
5.1.6	Teste da proteção de potência ativa reversa	128
5.1.7	Teste da proteção de contra desequilíbrio	128
5.1.8	Teste da proteção contra perda de excitação	131
5.2	Proposta de melhoria	133
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	139
6.1	Conclusões	139
6.2	Sugestões para trabalhos futuros	140
	REFERÊNCIAS	141

1 Introdução

No século XIX, após energização das primeiras linhas do **SEP**, começaram a surgir problemas com sobretensões transitórias que poderiam causar a deterioração e posterior queima dos equipamentos elétricos. Com a ampliação da rede, oriunda do aumento do número de cargas e da elevação das tensões de transmissão e de distribuição, diversas técnicas de proteção foram desenvolvidas. Contudo, apenas na década de 50, iniciaram as análises e execução da seletividade, ou seja, na ocorrência de um curto-circuito, procura-se seccionar apenas o dispositivo de proteção imediatamente à montante da falta (MARDEGAN, 2018).

Desta forma, o estudo de coordenação e de seletividade mostra-se importante por definir os ajustes dos dispositivos de proteção, preservar os equipamentos da instalação, manter a área afetada pela anomalia a menor possível, maximizar o tempo de continuidade do serviço, distinguir entre sobrecorrentes de falhas e aquelas inerentes aos equipamentos, tais como correntes de partida de motores e correntes de magnetização de transformadores (SOUZA, 2013).

Com o objetivo de reduzir os efeitos causados pelas perturbações, o Sistema de Proteção (**SP**) deverá assegurar a continuidade de alimentação dos usuários e salvar o material e as instalações da rede elétrica, alertando os operadores em caso de perigo não imediato (CAMINHA, 1977).

Sistemas de proteção eficientes e eficazes possuem importância significativa na qualidade, confiabilidade e operação do sistema elétrico. O desenvolvimento de novas tecnologias para análise (identificação, classificação e localização) de falhas em sistemas elétricos é plenamente plausível para a obtenção de diagnósticos rápidos e confiáveis de suas causas (ANEEL, 2016).

A análise de proteção do **SEP** é fundamental e sua atuação pode interferir em âmbito nacional, uma vez que o sistema elétrico brasileiro é interligado e constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (MME, 2019).

A interrupção de energia em um desses eixos causa um déficit nas diversas regiões consumidoras. Logo, a concepção de maximizar o tempo de continuidade e reduzir a área afetada diminui a probabilidade de ocorrência de eventos de *blackouts* nacionais. Em 1985, oito estados e o Distrito Federal passaram por um dos primeiros e maiores apagões brasileiros. No ano de 1999, cerca 60% do território nacional sofreu com a queda de energia. Nesse caso, as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, parte do norte e do Paraguai foram afetados. Em novembro de 2009, cerca de 60 milhões

de pessoas de 18 estados foram afetadas. Uma tempestade de raios provocou curto-circuito nas linhas de transmissão da Eletrobras Furnas.

Em 2011, uma falha na subestação Luiz Gonzaga, localizada no município de Jatobá, divisa de Pernambuco com a Bahia, resultou em 90% de interrupção do Nordeste, onde 47,7 milhões de pessoas foram afetadas. Em agosto de 2013 uma queda de energia atingiu a região Nordeste devido à queimada realizada em uma fazenda na cidade de Canto do Buriti localizado no interior do Piauí.

O último *blackout* ocorreu em março de 2018, quando o fluxo de energia do bipolo da Usina Hidroelétrica de Belo Monte estava sendo elevado para 4.000 MW. A abertura do disjuntor impediu que a energia da hidrelétrica fosse escoada pelo bipolo. “No disjuntor foi instalada indevidamente uma proteção de sobrecorrente, regulada para 4.000 Ampères, valor abaixo da corrente nominal do equipamento, o que fez com ele abrisse quando o fluxo da linha chegou próximo a 4 mil MW”, explicou o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Luiz Eduardo Barata Ferreira. Além do ocorrido, o ONS verificou que o Sistema Especial de Proteção não atuou desligando as máquinas da usina de Belo Monte com a perda do bipolo, uma vez que sua lógica não foi atualizada para considerar o acionamento do disjuntor. Dessa forma, a região Norte ficou com excesso de geração, provocando sobretensão nas linhas de transmissão e seu consequente desligamento. Com a ocorrência, as regiões Nordeste e Norte foram a blecaute e as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste sofreram cortes de carga devido a atuação do primeiro estágio do Esquema de Rejeição Automático de Cargas (ERAC) (DUARTE *et al.*, 2015).

As máquinas síncronas são de fundamental importância para a operabilidade de um SEP (KINDERMAN, 2008). Devido à gravidade dos danos e aos elevados custos que faltas ou ainda operações em condições anormais podem produzir, os geradores, sua máquina motriz e seus sistemas auxiliares devem ser convenientemente protegidos, visando garantir a integridade de suas partes elétricas e mecânicas. Portanto, é imprescindível que faltas e condições anormais de operação sejam rapidamente reconhecidas e eliminadas, evitando a extensão dos danos. Para atender estas premissas, o sistema de proteção de uma máquina geradora deve agir de forma rápida, confiável e seletiva.

1.1 Objetivo e justificativa

Máquinas elétricas rotativas representam uma classe de equipamentos muito complexa e, portanto, sujeitas a muitos tipos diferentes de falhas (ANDERSON, 1999). O funcionamento de um gerador pode ser alterado tanto pelas falhas intrínsecas à máquina, quanto pelos distúrbios da rede elétrica na qual está conectado. Nesse contexto,

o sistema de proteção de gerador tem duplo objetivo: proteger a máquina e o SEP (SCHNEIDER, 2008).

Gerador síncrono, principal fonte comercial de energia elétrica, precisa ser operado de forma segura para garantir fornecimento ininterrupto de energia aos consumidores finais e também para garantir a estabilidade do sistema de energia existente (CHOWDHURY *et al.*, 2016).

O SP compreende todos os elementos associados à unidade geradora, sendo eles o enrolamento do estator, o rotor com seu enrolamento de campo, o sistema de excitação, o transformador elevador, os transformadores de serviços auxiliares, a turbina e todos os equipamentos agregados da turbina e do gerador (bombas, radiadores, compressores, ventiladores, mancais, etc.). Desta forma, falhas de várias naturezas podem ocorrer nas unidades geradoras, requerendo a imediata retirada da unidade do sistema ou até mesmo a sua parada parcial ou completa (DUARTE *et al.*, 2015).

Nas usinas, os sistemas de proteção são vitais não apenas para garantir a segurança e minimizar os danos nos equipamentos durante os diversos eventos, mas também para manter a confiabilidade do sistema de energia (BLÁNQUEZ *et al.*, 2013).

À medida que os geradores se tornam mais antigos, a probabilidade de falha aumenta à medida que o isolamento começa a se deteriorar. Os geradores, ao contrário de outros componentes do sistema de potência, precisam ser protegidos não apenas de curtos-circuitos, mas também de condições operacionais anormais. Quando submetido a estas condições, danos podem ocorrer em segundos, exigindo assim detecção e abertura automáticas (MOZINA, 2004).

Geradores também são complexos pelo fato de partes importantes da máquina estarem em movimento. Esse fator dá origem a problemas relacionados com vibração, ressonância, quebra de rolamentos e outros modos de falha puramente mecânicos que podem, no entanto, fazer com que a máquina seja removida de serviço. Além disso, peças mecânicas estão sujeitas ao envelhecimento e desgaste que exigem monitoramento periódico para preservar a vida útil esperada e mantê-lo em boas condições de funcionamento (ANDERSON, 1999).

Devido a este fato, a retirada de máquinas geradoras de operação, durante a ocorrência dos diversos modos de falha interfere diretamente no processo no qual esta está inserida. Dessa forma, como os geradores síncronos são constantemente expostos às diversas condições de operação, um sistema robusto de proteção se faz necessário para redução dos danos. Por essa razão, justifica-se a necessidade de avaliar um estudo de lógicas de proteção de máquinas elétricas, especialmente instaladas em ambiente industrial devido aos altos custos quando são retiradas de operação.

Posto a importância de um SP corretamente projetado para detectar e atuar sobre as falhas, o objetivo deste trabalho final de graduação é a realização de análise

ses referentes ao estudo de proteção e de seletividade de turbogerador instalado em indústria do Polo Petroquímico de Camaçari-Ba. Fazem parte das análises do estudo: validação de lógicas de proteção, análises de falhas de geradores e teste de atuação das proteções elétricas utilizando relés digitais.

1.2 Divisão do trabalho

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta fundamentação teórica que envolve estudo de seletividade, comportamento de reatâncias em curto-circuito, mecanismos de dano, análises de falha, características construtivas e sistemas de proteção para geradores síncronos.
- O Capítulo 3 apresenta revisão dos avanços tecnológicos em proteção, detalha a importância dos principais tipos de aterramento de neutro e como as diversas topologias interferem nas modulações dos sistemas de proteção e apresenta metodologias de detecção de faltas no rotor e no estator de grandes máquinas geradoras.
- No Capítulo 4 é descrito o sistema a ser analisado e apresentados os ajustes das funções de proteção determinadas no estudo de proteção e seletividade de turbogeradores, enquanto que no Capítulo 5 é apresentada validação de lógicas implementadas nos IEDs a partir de ensaios realizados por meio da utilização de caixa de teste.
- O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas a partir do estudo realizado, indicando sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação teórica

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica atrelada à coordenação e seletividade com suas subdivisões, os princípios construtivos básicos de um gerador síncrono de rotor liso, as definições e o comportamento das reatâncias das máquinas síncronas durante a ocorrência de faltas. Discutem-se também os principais mecanismos de dano e perturbações, às quais o gerador está sujeito durante sua operação e suas correlações com as diversas metodologias de proteção para geradores síncronos.

Para o tema em questão, a norma IEEE (2007) indica que um sistema de proteção deve ser capaz de identificar, alarmar, desligar e isolar o equipamento para condições anormais do SEP, do gerador e da máquina primária que o aciona. Segundo Alstom (2011) pode-se listar as principais anormalidades durante o funcionamento de um gerador:

- Sobreaquecimento do estator;
- Sobreaquecimento do rotor;
- Faltas nos enrolamentos do estator;
- Faltas nos enrolamentos do rotor;
- Sobrevelocidade;
- Subvelocidade;
- Sobretensão;
- Perda de excitação;
- Motorização;
- Operação com correntes desequilibradas;
- Perda de sincronismos;
- Energização inadvertida.

Ao realizar a escolha do nível de proteção a ser dado em um gerador, há que se analisar o tipo de máquina primária, suas características de construção, o porte da máquina, ou seja, sua tensão e potência nominal, modelo de operação, método de conexão à rede e principalmente o arranjo de aterramento (ANDERSON, 1999).

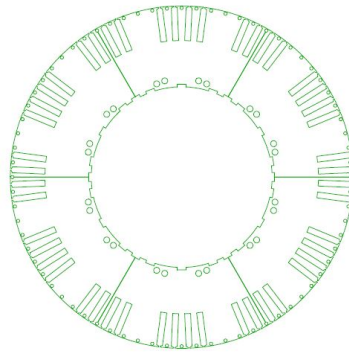


Figura 1 – Rotor de polos lisos.

Fonte: WEG (2017).

Os dois tipos de construção de rotores de geradores estão ilustrados nas Figuras 1 e 2. A Figura 1 evidencia a característica de rotores nos quais o entreferro é constante ao longo de todo o núcleo.

O rotor ilustrado pela Figura 2 apresenta descontinuidade no entreferro ao longo do núcleo. Para essa tipologia existem as chamadas regiões interpolares onde as saliências dos polos são visíveis (WEG, 2017).

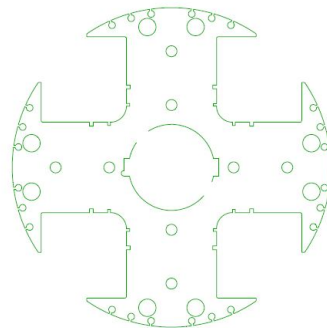


Figura 2 – Rotor de polos salientes.

Fonte: WEG (2017).

Apresenta-se de forma comum, em sistemas industriais, geradores os quais as potências variam entre 200kVA e 1000 MVA e as tensões de 380 V a 24kV. Quanto aos métodos de conexão ao sistema elétrico, destacam-se a conexão direta no nível de tensão de suprimento e a conexão através de transformador de força.

Um fator de fundamental importância, o qual será amplamente discutido no item 2.5, são os métodos de aterramento de neutro. As diferentes topologias influenciam diretamente nas tecnologias contra faltas à terra. Dentre elas podemos citar o aterramento por resistências de alto e baixo valor, aterramento por reatância e sistemas solidamente aterrados.

2.1 Coordenação e seletividade

A coordenação dos equipamentos é comumente realizada a partir de metodologia gráfica avaliando as curvas dos dispositivos de proteção, dos equipamentos a serem protegidos e de níveis de curto-circuito do sistema (SOUZA, 2013).

Além disso, a norma IEEE (2001) indica que os objetivos da coordenação do sistema elétrico é limitar a extensão e a duração da interrupção do serviço sempre que houver falha no equipamento, erro humano, ou eventos naturais adversos que ocorrem em qualquer parte do sistema e minimizar os danos aos componentes do sistema envolvidos na falha.

Como visto no Capítulo 1, a seletividade passou a ser relevante nas análises de proteção a partir da década de 50 e seu objetivo é determinar os ajustes dos dispositivos de proteção para que operem de forma rápida, isolando a menor porção da rede e resguardando os equipamentos na ocorrência de uma falta.

De forma geral, a seletividade é dividida em amperimétrica, cronológica e lógica. A seletividade amperimétrica é utilizada em situações em que há uma impedância elevada entre os pontos em que se está fazendo a seletividade, como exemplo: a proteção de relés instalados no primários dos transformadores de força. Neste caso, a corrente de falta vista pelo dispositivo de proteção à montante é muito maior que aquela vista pelo dispositivo de proteção instalado à jusante (MARDEGAN; RIFAAT, 2016).

Já a seletividade cronológica é projetada aplicando intervalos de tempo entre os dispositivos de proteção situados a jusante e à montante. Em contra partida, a seletividade lógica é aplicada por meio de IEDs, por permitirem que os dispositivos à montante da falta atuem de forma rápida por meio de protocolos de comunicação.

A norma IEEE (2001) indica, ainda, que ao realizar um estudo de coordenação as informações a seguir deverão ser conhecidas:

- Curto-circuito trifásico máximo subtransitório (1-8 ciclos);
- Curto-circuito trifásico mínimo subtransitório (1-8 ciclos);
- Corrente de falta à terra máxima e mínima subtransitório (1-8 ciclos);

Podemos agrupar as seletividades cronológicas e amperimétricas em um único grupo e chamá-las de convencionais. Nesse caso, para realizar a especificação do relé de sobrecorrente deve-se analisar:

- Qual o tipo de proteção: fase ou terra;
- Quando envolve transformador: especificar seu tipo de conexão;

- Tipo de dispositivo de proteção à jusante: fusível, relé, e etc;
- Características dos equipamentos que serão protegidos.

2.1.1 Seletividade cronológica

A seletividade cronológica consiste em retardar uma proteção instalada a montante para que a proteção instalada a jusante tenha tempo suficiente para atuar.

Fundamenta-se no princípio de que a temporização do dispositivo de proteção próximo ao ponto de defeito deve ser inferior à temporização do dispositivo de proteção a montante. Salienta-se que o intervalo de coordenação entre duas proteções consecutivas deve levar em consideração o tempo de abertura do disjuntor, acrescido de um tempo de incerteza de atuação das proteções, que geralmente variam entre 200 ms e 400 ms (FILHO; MAMEDE, 2011).

Conforme indicado pela Schneider (2008), a utilização da seletividade cronológica possui como vantagens a garantia da própria segurança do SP, visto que são previstos atuações de retaguarda em caso de falha e a facilidade de aplicação. A Figura 3 exemplifica a aplicação da seletividade cronológica, visto que se a proteção do ponto D estiver em falha, a proteção de retaguarda do ponto C é ativada em ΔT mais tarde.

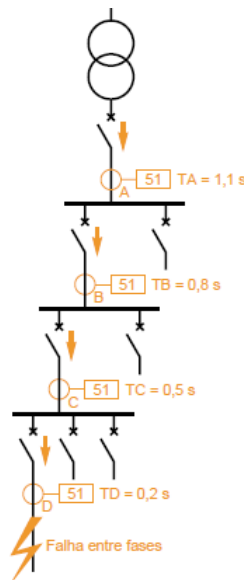


Figura 3 – Aplicação de seletividade cronológica.
Fonte: Schneider (2008).

Contudo, entre as desvantagens desse tipo de abordagem, pode-se destacar que para um elevado número de proteções em cascata a temporização e o tempo de eliminação do curto torna-se incompatível com a suportabilidade dos equipamentos.

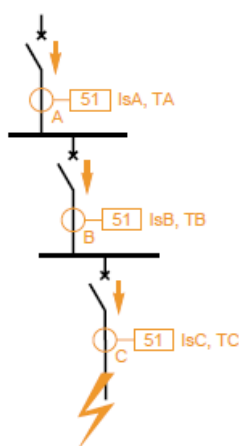


Figura 4 – Seletividade cronológica em rede radial.
Fonte: Schneider (2008).

Como exemplo de sistema com seletividade cronométrica, analisa-se a rede ilustrada pela Figura 4. Se trata de um sistema radial com três barras, onde foram instalados relés de tempo definido. As condições a serem respeitadas são: $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ e $TA > TB > TC$, onde I_s é a corrente de curto circuito nas barras A, B e C e T o tempo de atuação da proteção. A seletividade com o relé de tempo definido para a rede da Figura 4 está demonstrado na Figura 5.

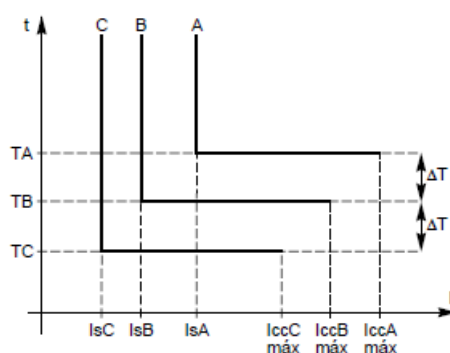


Figura 5 – Seletividade com relé de tempo definido.
Fonte: Schneider (2008).

Outra metodologia para aplicação da seletividade cronológica é exibida na Figura 6 a partir da utilização de relés de tempo inverso com mesma família de curvas para evitar sobreposições das proteções e garantir a coordenação do SP.

O intervalo de tempo garante que a atuação do dispositivo de proteção próximo à falta atue de forma rápida e que em casos de falha, o disjuntor imediatamente à montante opere para sanar a vulnerabilidade (FILHO; MAMEDE, 2011). Para sistemas que operam em paralelo com uma ou diversas saídas, deve-se aplicar o intervalo de coordenação ao valor da corrente de falta vista por cada relé de proteção como ilustrado na Figura 7.

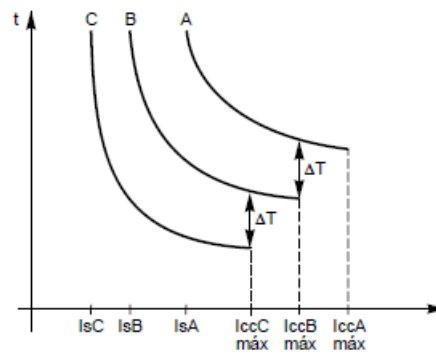


Figura 6 – Seletividade cronológica com relés com tempo inverso.
Fonte: Schneider (2008).

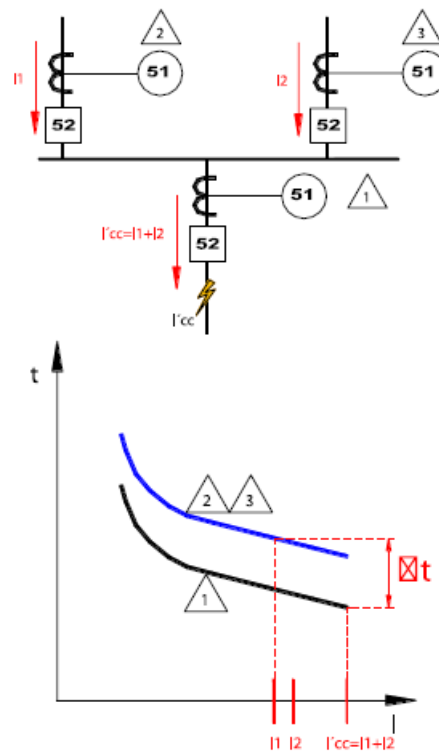


Figura 7 – Aplicação do intervalo de coordenação para sistemas em paralelo.
Fonte: Mardegan e Rifaat (2016).

Para redes radiais com mais de um alimentador com dispositivos de proteção de características distintas, como ilustrado na Figura 8, o ajuste de proteção para correta coordenação deve ser parametrizado após a análise da sobreposição das curvas desses dispositivos.

Conforme as normas IEEE (1994) e IEEE (2001), os tempos mínimos de coordenação a serem utilizados são expostos na Tabela 1.

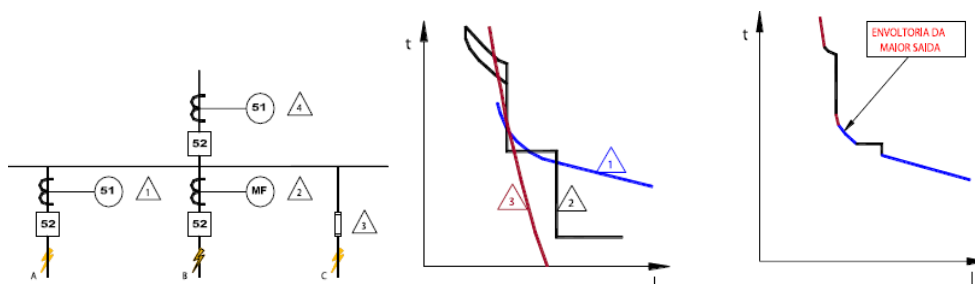


Figura 8 – Rede radial com diversos alimentadores.

Fonte: Mardegan e Rifaat (2016).

Tabela 1 – Intervalos de coordenação.

Fonte: IEEE (2001).

Tempos de coordenação entre dispositivos				
Dispositivo à Jusante	Dispositivo à Montante			
	Relé estático	Relé eletromecânico	Disjuntor BT	Fusíveis
Relé estático	0,20s	0,30s	0,20s	0,20s
Relé eletromecânico	0,20s	0,30s	0,20s	0,20s
Disjuntor BT	0,12s	0,22s	Obs 1	Obs 1
Fusível	0,121s	0,22s	Obs 1	Obs 1

Obs 1: Basta haver separação adequada entre as curvas proteção.

2.1.2 Seletividade amperimétrica

A seletividade amperimétrica é uma metodologia aplicada para redes elétricas cuja corrente de curto-circuito vai reduzindo a medida que o local de incidência do mesmo se afasta da fonte, uma vez que a impedância equivalente no ponto de defeito vai aumentando. É mais utilizada nos sistemas de baixa tensão, em que a impedância dos circuitos elétricos é significativa, em comparação aos sistemas de média ou alta tensão (FILHO; MAMEDE, 2011).

Assim, esse tipo de seletividade possui como vantagens a excelente aplicação para sistemas com transformadores e atuação para curtos à jusante de sua localização. Por outro lado, apresenta como desvantagens a não garantia de segurança para SP equipamentos situados a jusante e de difícil ajuste para redes com baixo decaimento da corrente de curto.

2.1.3 Seletividade lógica

A seletividade lógica permite que IEDs se comuniquem para que uma falta seja isolada pelo disjuntor à montante o mais rápido possível. Essa troca de informações entre os dispositivos de proteção é propiciada por meio de protocolos de comunica-

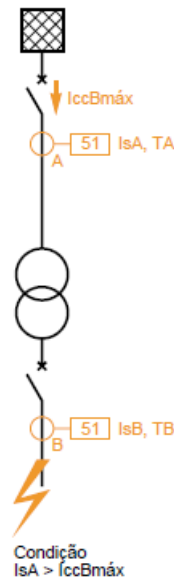


Figura 9 – Rede com metodologia de seletividade amperimétrica.
Fonte: Schneider (2008).

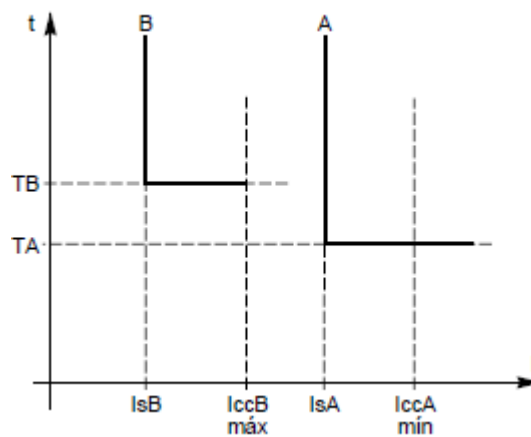


Figura 10 – Coordenação de rede com seletividade amperimétrica.
Fonte: Schneider (2008).

ção, em especial, os postos na norma IEC 61850 como mensagens GOOSE. Essa proposição de operação da proteção é um recurso criado para complementar os tipos de seletividade descritos anteriormente, uma vez que foi desenvolvida para reduzir os estresses causados em condutores e em equipamentos do sistema elétrico durante a ocorrência de curtos-circuitos ou condições de falta à terra (FIGUEIREDO, 2012).

Segundo Mardegan e Rifaat (2016), a troca de dados lógicos entre os dispositivos de proteção sucessivos elimina a necessidade de intervalos de seletividade, como ilustrado na Figura 11.

O comportamento esperado em redes com seletividade lógica implantada, como a apresentada na Figura de número 11, consiste em todas as proteções à montante do defeito serem solicitadas e aquelas à jusante do ponto de falta não serem sensibiliza-

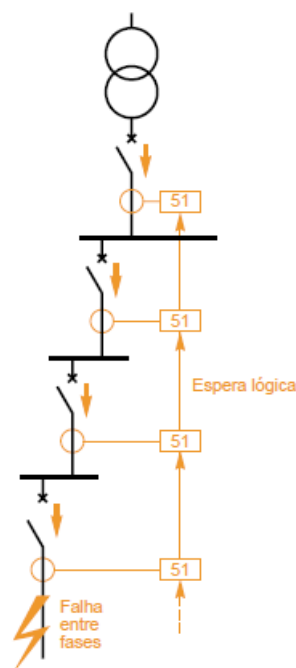


Figura 11 – Sistema de aplicação de seletividade lógica.
Fonte: Schneider (2008).

das. Nesse sentido, apenas o dispositivo de proteção imediatamente à montante deve atuar e abrir o disjuntor para isolar a falta.

Quando uma proteção for solicitada por uma corrente de falta, os seguintes passos deverão ser executados pelos dispositivos de proteção: a primeira proteção à montante do local de defeito deve, antes de comandar o disparo do disjuntor, enviar um sinal lógico para bloquear a atuação da segunda proteção à montante do local de defeito. Na segunda proteção, depois de recebido o sinal lógico, sua saída de disparo deverá permanecer bloqueada, enquanto o sinal recebido persistir. Esta mesma proteção também envia sinal lógico de bloqueio para a terceira proteção à montante, e assim sucessivamente.

Para Filho e Mamede (2011) os princípios básicos de funcionamento da seletividade lógica são os seguintes:

- O SP a montante do ponto de falta é a única responsável pela atuação do dispositivo de abertura do circuito;
- As proteções situadas a jusante do ponto de falta não receberão sinal de mudança de estado;
- As proteções situadas a montante do ponto de falta receberão os sinais digitais de mudança de estado para bloqueio ou para atuação;
- Todas as proteções devem possuir a capacidade de receber um sinal digital da

proteção a jusante e enviar um sinal à proteção a montante e, ao mesmo tempo, acionar o disjuntor;

- As proteções devem ser ajustadas com tempo entre 50 ms e 100 ms;
- Cada proteção deverá ser ajustada para garantir a ordem de bloqueio durante um tempo definido com duração entre 150 ms a 200 ms.

2.2 Geradores síncronos

Neste tópico são apresentadas as características gerais dos geradores síncronos e os princípios que fundamentam seu funcionamento a partir de equações matemáticas representativas.

Essas máquinas têm como objetivo a geração de energia elétrica, através da conversão de energia mecânica oriunda das diversas máquinas primárias como indicado no capítulo 1. Quando um gerador síncrono é conectado à rede elétrica a tensão e a frequência em seus terminais são determinadas pelo sistema (UMANS, 2014).

Um gerador síncrono atua como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade da máquina motriz como evidenciado na equação (2.1). Além disso, a amplitude da tensão gerada é proporcional à velocidade do rotor e à corrente de campo como expresso pela equação (2.3).

$$n_s = \left(\frac{120}{\text{polos}} \right) \cdot f_e \quad (2.1)$$

Na qual, F_e é frequência elétrica calculada pela equação (2.2).

$$F_e = \left(\frac{\omega_e}{2 \cdot \pi} \right) \quad (2.2)$$

O valor eficaz da tensão induzida em uma dada fase do estator pode ser calculada pela equação (2.3).

$$E_f = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot N_c \cdot \Omega_f \quad (2.3)$$

Chapman (2013) descreve a tensão depende do fluxo ω_f da máquina, da frequência ou velocidade de rotação e de suas características construtivas. Contudo, apresenta uma proposta simplificada, onde destaca as grandezas que variam durante a operação do gerador, a qual está descrita na equação (2.4).

$$E_f = K \cdot \pi \cdot \phi \quad (2.4)$$

em que K é uma constante que representa os aspectos construtivos da máquina. Se essa grandeza for expressa em radianos elétricos devemos utilizar a expressão (2.5),

contudo se ϕ for expressa em radianos mecânicos por segundo, utiliza-se como constante K a equação (2.6).

$$K = \frac{N_c}{\sqrt{2}} \quad (2.5)$$

$$K = \frac{N_c \cdot P}{\sqrt{2}} \quad (2.6)$$

A Figura 12 ilustra a relação existente entre a corrente I_F do circuito de campo e fluxo magnético Φ . Conclui-se que a tensão interna gerada (E_A) é diretamente proporcional ao fluxo e à velocidade, mas o fluxo está em função da corrente que flui no circuito de campo do rotor conforme Figura 13.

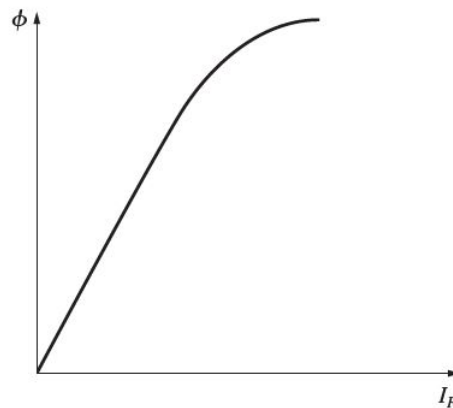


Figura 12 – Gráfico de fluxo versus corrente rotórica de um gerador síncrono.
Fonte: Chapman (2013).

Outro ponto importante é que a tensão interna é diretamente proporcional ao fluxo, logo E_A relaciona-se com a corrente de campo e esse gráfico é denominado curva de magnetização (CHAPMAN, 2013).

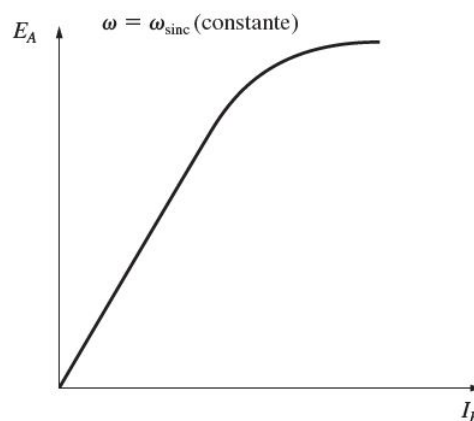


Figura 13 – A curva de magnetização do gerador síncrono.
Fonte: Chapman (2013).

De forma simplificada, ilustra-se o circuito equivalente do gerador na Figura 14, onde a partir da análise do circuito é possível calcular o valor da tensão nos terminais da máquina pela equação (2.7).

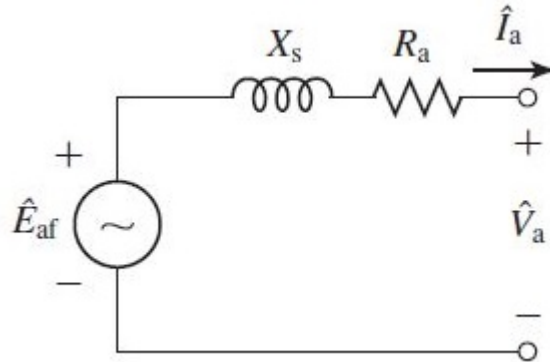


Figura 14 – Circuito equivalente do gerador.
Fonte: Umans (2014).

$$\vec{V}_a = \vec{E}_a - \vec{R}_a \cdot \vec{I}_a - j \cdot X_s \vec{I}_a \quad (2.7)$$

Conforme Luo *et al.* (1993) os modelos de máquinas síncronas são simulados utilizando a transformada dq0, amplamente utilizada em transitórios eletromagnéticos. Salienta-se que essa metodologia considera um sistema simétrico, em contra partida quando ocorre uma falta à terra os enrolamentos são divididos em duas seções e não há mais simetria no sistema, nesse caso se faz necessário utilizar modelos equivalentes por fase para que as assimetrias nos enrolamentos possam ser levados em consideração (SUBRAMANIAM; MALIK, 1971).

Para (KINDERMAN, 2008) os principais elementos do gerador síncrono são:

Excitatriz: Responsável por excitar o enrolamento de campo. A corrente contínua é conduzida por escovas de carvão que fazem contato com anéis coletores ou anéis deslizantes girantes, embora, em alguns casos, o enrolamento de campo pode ser alimentado a partir de um sistema de excitação rotativo, conhecido como sistema de excitação sem escovas ou *brushless*. Em máquinas mais antigas, a corrente de excitação era fornecida por meio de anéis deslizantes a partir de um gerador de corrente contínua que era montado no mesmo eixo da máquina síncrona (UMANS, 2014).

Em sistemas mais modernos, a excitação é fornecida a partir de excitatrizes de corrente alternada e retificadores de estado sólido utilizando diodos. Em alguns casos, o elemento retificador é alocado na parte estacionária da máquina e a corrente de excitação é fornecida ao rotor por meio de anéis coletores também conhecido como sistemas *brushed*, conforme Figura 15. Em outros casos, como exposto na Figura 16, opta-se por sistemas de excitação sem escovas, onde o alternador da excitatriz de corrente alternada está no rotor, assim como o sistema de retificação, e a corrente

são fornecidos diretamente ao enrolamento de campo sem a necessidade de anéis coletores (UMANS, 2014).

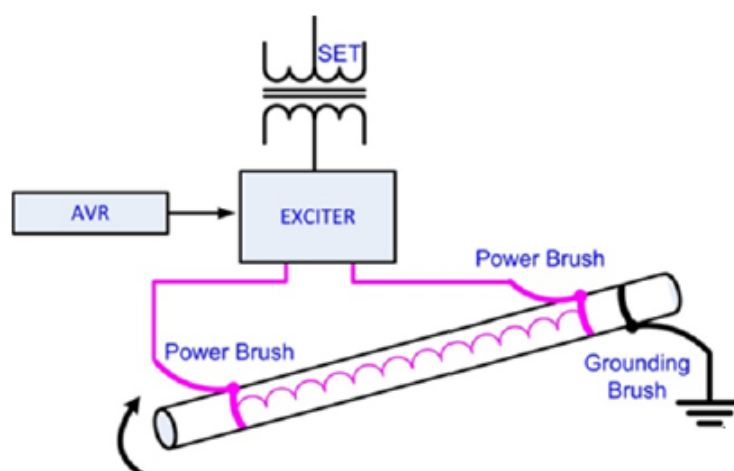


Figura 15 – Esquema de circuito de excitação com escovas.
Fonte: Hartmann (2015).

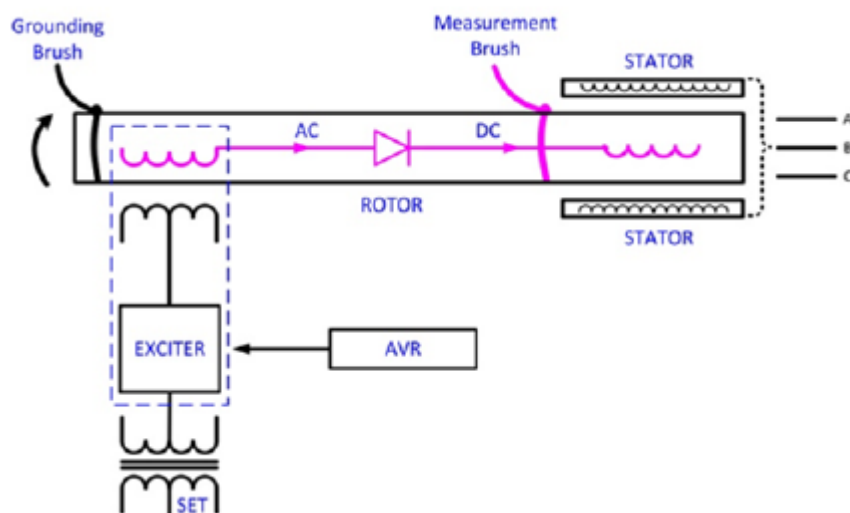


Figura 16 – Esquema de circuito de excitação sem escovas.
Fonte: Hartmann (2015).

Rotor: Peça fabricada utilizando liga especial de aço contendo níquel, cromo, molibdênio e vanádio. O projeto leva em consideração as propriedades físicas necessárias para que a peça possa suportar as tensões encontradas em uma ampla faixa de temperatura e condições de carga (WEG, 2011).

Os rotores dos geradores síncronos podem ser de polos salientes ou polos lisos, também chamados de cilíndricos. Os de polos salientes são amplamente empregados em usinas hidrelétricas onde operam com baixas velocidades e, conseqüentemente, o rotor necessita de um número elevado de polos. As turbinas a vapor ou a gás operam com velocidades relativamente elevadas, e por esse motivo os geradores acionados



Figura 17 – Sistema de excitação sem escovas.

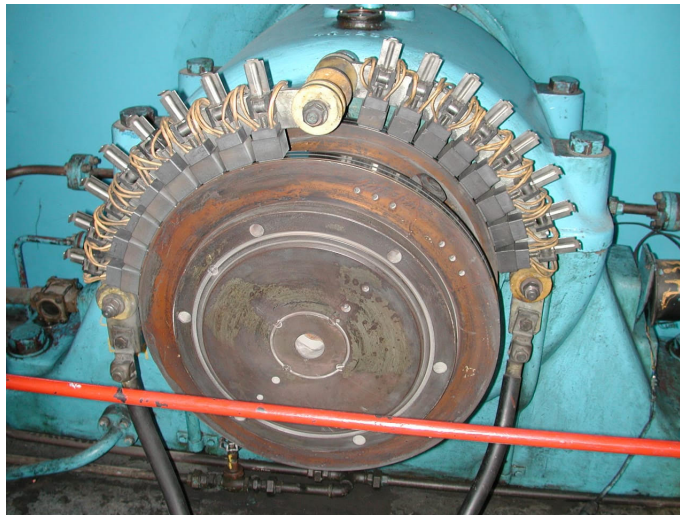


Figura 18 – Sistema de excitação com escovas.

por turbina são, em geral, máquinas de rotor cilíndrico de dois ou quatro polos (BEN-MOUYAL *et al.*, 2011).

Um componente importante do rotor são as capas rotóricas que suportam a cabeça de bobina do rotor contra as forças centrífugas encontradas durante a alta velocidade de operação.

Estator: Parte estacionária da máquina onde ficam instalados os enrolamentos de armadura que são responsáveis por conduzir corrente alternada para rede. De modo geral, os geradores síncronos são máquinas trifásicas nas quais três tensões são defasadas de 120° elétricos e para isso devem ser usadas, no mínimo, três bobinas defasadas de 120° no espaço (UMANS, 2014).



Figura 19 – Rotor de polos lisos.
Fonte: WEG (2011).

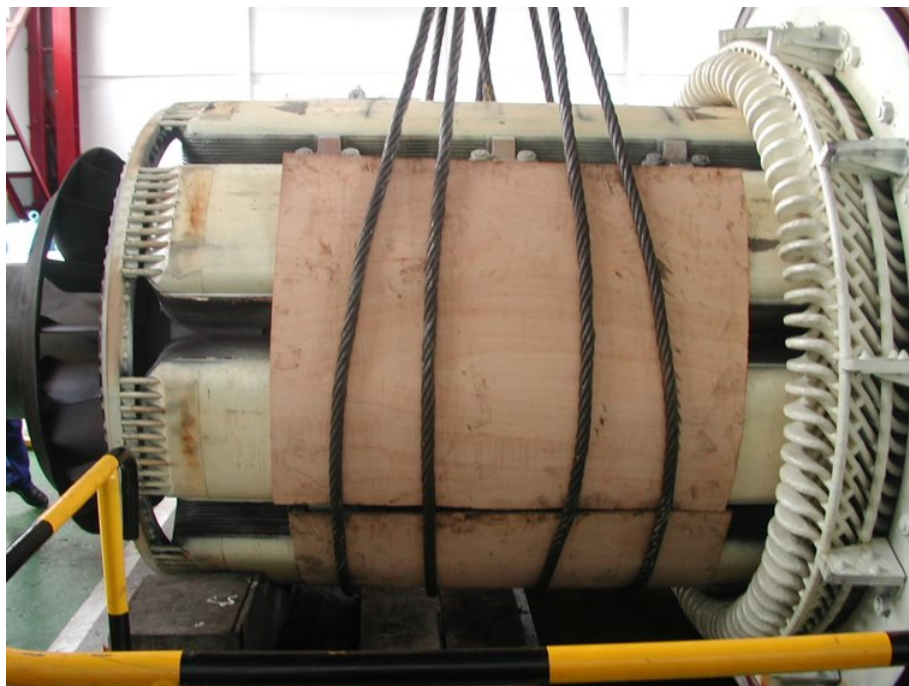


Figura 20 – Rotor de polos salientes.

2.3 Reatâncias das máquinas síncronas

Nesse item, serão descritas as principais reatâncias das máquinas síncronas, uma vez que o comportamento das correntes de curto-circuito dependem diretamente desses parâmetros intrínsecos à elas. De forma geral, existe a reatância de sequência positiva, a qual é subdividida em subtransitória, transitória e síncrona; a de sequência negativa e a de sequência zero.

Segundo Duarte *et al.* (2015), define-se:



Figura 21 – Capa rotórica.
Fonte: Savenkov e Turner (2015).



Figura 22 – Visão frontal de compensador síncrono ilustrando o estator.

- Regime permanente: é o período mais longo, onde a amplitude da corrente é determinada pela reatância síncrona de eixo direto X_d .
- Regime transitório: período durante o qual a amplitude da corrente é determinada pela reatância transitória de eixo direto e decai com a constante de tempo T'_d .
- Regime subtransitório: período que dura alguns ciclos, em que a amplitude da corrente é determinada pela reatância subtransitória de eixo direto e decai com a constante de tempo T''_d .

Além disso, Duarte *et al.* (2015) destaca que, nas máquinas de grande porte, o valor da reatância síncrona (X_d) é próxima a 1 pu. Nessa condição, a corrente de falta

em regime permanente é próxima ao valor nominal da corrente da máquina, o que inviabiliza a utilização de proteção de sobrecorrente como *backup* para falhas entre fases no gerador. Indica-se a utilização de relés de distância ou de sobrecorrente com restrição de tensão para esta finalidade.

2.3.1 Reatância de sequência positiva

Geralmente, os valores das diversas reatâncias são fornecidos pelo fabricante, contudo, ensaios de campo podem ser realizados para determinar essas grandezas. Como visto anteriormente, a reatância síncrona, é descrita pela equação (2.8).

$$X_d = X_L + X_{ad} \quad (2.8)$$

na qual: X_L é a reatância de dispersão e varia entre 0,1 e 0,25 pu e X_{ad} é a reatância de reação da armadura que varia entre 1,0 e 2,5 p.u;

É importante salientar que X_L pode ser reduzida pelo aumento do tamanho da máquina ou aumentada pelo aumento artificial das ranhuras de dispersão. Deve-se notar que X_L é apenas 10% do valor de X_d e não pode exercer grande influência Rush (2011). Além disso, o valor de X_{ad} pode ser reduzido pela diminuição da reação da armadura da máquina, a partir da redução do valor ampère-espira, o que resultará em uma máquina fisicamente maior.

Uma outra alternativa é elevar a excitação a partir de uma modificação em seu sistema, para gerar a tensão de circuito aberto que corresponde ao aumento do entreferro da máquina. Conclui-se que o controle de X_d é obtido quase integralmente variando-se X_{ad} , e em muitos casos uma redução em X_d significará uma máquina de maior porte com custo elevado para produção.

Conforme Fitzgerald, Kingsley e Umans (2006) a reatância transitória (X'_d) atua sobre o comportamento do gerador no período de 0.1 à 3 segundos após a falta e pode ser calculada por:

$$X'_d = X_L + X'_f \quad (2.9)$$

na qual X'_f é a reatância efetiva do campo de dispersão e varia entre 0,1 e 0,25 pu. O fator determinante no valor de X'_f é a dispersão do campo magnético, logo as alterações na reatância transitória são realizadas mudando os parâmetros de X_L . É factível verificar que o período transitório corresponde, geralmente, à velocidade de mudança em um sistema, e por esse motivo, X'_d é fator determinante para as análises de estabilidade transitória (RUSH, 2011).

A reatância subtransitória, expressa por $X''_d = X_L + X'_{kd}$, determina a corrente de pico durante a ocorrência de uma falta e por esse motivo é utilizada nos cálculos

de curto-circuito devido à sua influência no esforço mecânico máximo sofrido pela máquina durante situações de falta.

A reatância de dispersão do enrolamento amortecedor efetiva X'_{kd} é, em grande parte, determinada pela dispersão do enrolamento de amortecimento e o controle deste só é possível em magnitude limitada. X'_{kd} tem valores entre 0,05 e 0,15 p.u. Sua maior parcela está no fator X_L que é da ordem de 0,1 e 0,25 p.u, e o controle da reatância subtransitória é normalmente alcançada pela variação de X_L (RUSH, 2011).

Uma boa estabilidade transitória é obtida mantendo o valor de X'_d baixo, o que também implica num baixo valor de X''_d . Conclui-se então que não é normalmente possível melhorar o desempenho da estabilidade em um gerador sem alterar os parâmetros de curto-circuito da máquina.

2.3.2 Reatância de sequência negativa

A corrente de sequência negativa surge em momentos de desequilíbrio presentes na rede. Essa grandeza cria um campo rotativo no entreferro da máquina na direção oposta ao campo principal gerado pelo enrolamento do rotor. Esse novo campo induz correntes que causam sobreaquecimento e podem, eventualmente, causar danos ao rotor (SEL, 2019b).

Numa máquina de polos salientes, a reatância de sequência negativa (X_2) é a média das reatâncias subtransitórias de eixo direto (X''_d) e eixo em quadratura (X''_q) como descrito abaixo:

$$X_2 = \frac{X''_d + X''_q}{2} \quad (2.10)$$

contudo, para uma máquina de rotor liso, $X_2 = X''_d$ (DUARTE *et al.*, 2015).

O cálculo da capacidade de corrente de sequência negativa de um gerador envolve a consideração das correntes que a circulam no rotor, que incluem seu corpo sólido, as ranhuras, o enrolamento de excitação e as capas rotóricas. Existe uma tendência para que ocorra sobreaquecimentos, contudo a medição de temperatura contínua não é usual no rotor. Esses cálculos exigem a aplicação de técnicas matemáticas complexas e *softwares* específicos (RUSH, 2011).

Em contrapartida, de modo geral, metodologias empíricas se baseiam na curva de capacidade das máquinas, visto que os geradores síncronos são projetados para operar continuamente com corrente de sequência negativa desde que os valores medidos não excedam os indicados na Tabela 2.

Nota 1: Calculando como $\frac{I_2}{I_N} = 0,08 - \frac{S_N - 350}{3.10^4}$

Nota 2: $\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2 t = 8 - 0,00545(S_N - 350)$

Tabela 2 – Condições de operação em desequilíbrio para máquinas síncronas

Fonte: IEC (2004).

Condições de operação em desequilíbrio para máquinas síncronas				
Construção do rotor	Resfriamento do rotor	Tipo de máquina (S_N)/nominal MVA	Máx. I_2/I_N por operação contínua	Máx. $(I_2/I_N)^2 t$ por operação contínua
Saliente	Não direto	Motores	0,1	20
		Geradores	0,08	20
		Compensadores síncronos	0,1	20
	Direto	Motores	0,08	15
		Geradores	0,05	15
		Compensadores síncronos	0,08	15
Cilíndrico	Indireto (ar)	Todos	0,1	15
	Indireto (hidrogênio)	Todos	0,1	10
	Direto	>350	0,08	8
		351 - 900	Nota 1	Nota 2
		901 - 1250	Nota 1	5
		1251 - 1600	0,05	5

2.3.3 Reatância de sequência zero

A corrente de sequência zero somente estará presente em um sistema com neutro aterrado, uma vez que a corrente flui pela terra. A reatância de sequência zero é menor que as reatâncias de sequência positiva e negativa. Dessa forma, para reduzir os valores das corrente de falta à terra numa máquina solidamente aterrada, geralmente são inseridas impedâncias no neutro.

2.4 Correntes de curto-circuito em geradores

Curto-circuitos ocorrem quando o isolamento do equipamento falha devido às sobretensões do sistema causadas por raios ou surtos, contaminação do isolamento ou outras causas mecânicas. A corrente de curto é determinada pelas tensões internas das máquinas síncronas e pelas impedâncias do sistema entre as tensões da máquina e o local de falta (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

Nesta seção serão abordados, de forma resumida, os seguintes tipos de faltas em geradores elétricos:

- Curto-circuito trifásico;

- Curto-circuito fase-terra;
- Curto-circuito bifásico.

Para Blackburn (1997) as análises de probabilidade de ocorrência de curtos em geradores evidenciam que as faltas trifásicas no estator são de rara ocorrência, sendo essas mais prováveis nos terminais das máquinas. A Figura 23 mostra os enrolamentos do estator de um gerador considerando um curto-circuito trifásico em $p\%$ do estator.

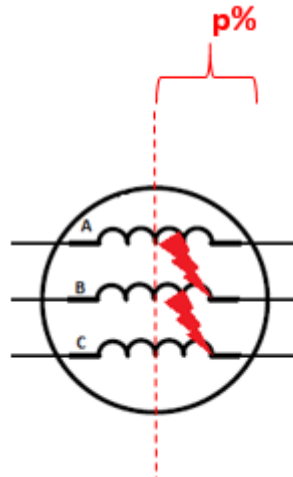


Figura 23 – Curto-circuito trifásico nos enrolamentos do estator.

No curto-circuito trifásico, as componentes de sequência zero e negativa ficam curto-circuitadas. Para realização da análise da corrente de falta, avalia-se apenas as componentes de sequência positiva do sistema. Nesse tipo de falta, o contato da conexão das fases com a terra não fará diferença para a corrente de curto-circuito (BLACKBURN, 1997).

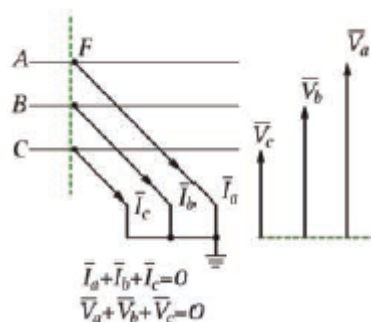


Figura 24 – Definição da falta trifásica
Fonte: Rush (2011).

Conforme equação (2.11) a corrente de curto-circuito simétrica, independe do ponto de ocorrência e de sua magnitude, e pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$I_{CC_{3\phi}} = \frac{p\% \cdot E}{p\% \cdot Z_1} = \frac{E}{Z_1} \quad (2.11)$$

O curto-circuito monofásico à terra é o mais comum no estator de geradores elétricos como exibido na Figura 25.

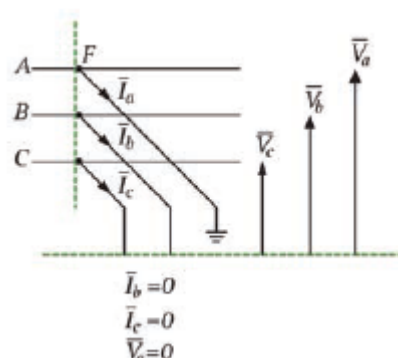


Figura 25 – Definição de curto monofásico.
Fonte: Rush (2011).

Como ilustrado na Figura 26 um curto-circuito monofásico em $p\%$ os componentes de seqüência ficam interligados em série. (BLACKBURN, 1997)

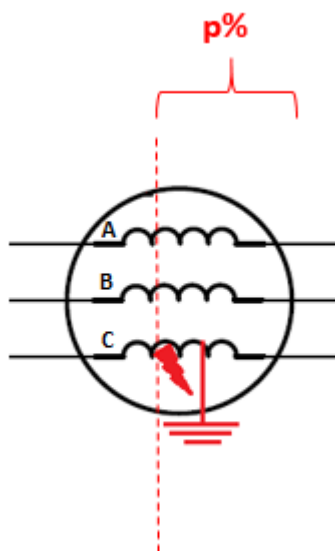


Figura 26 – Curto-circuito monofásico nos enrolamentos do estator.

Dessa forma, o equacionamento da corrente de curto-circuito monofásico é expresso na equação (2.12).

$$I_{CC1\phi} = \frac{p\% \cdot 3 \cdot E}{p\% \cdot Z_0 + p\% \cdot Z_1 + p\% \cdot Z_2 + 3 \cdot Z_f} = \frac{p\% \cdot 3 \cdot E}{p\% \cdot (Z_0 + Z_1 + Z_2) + 3 \cdot Z_f} \quad (2.12)$$

Salienta-se que para sistemas solidamente aterrados, a impedância de falta (Z_f) é igual a zero. É importante observar que para geradores síncronos solidamente aterrados considera-se que as amplitudes dos curtos-circuitos monofásicos à terra no

estator não dependem do local de ocorrência da falta, uma vez que $3 \cdot Z_f \gg Z_0 + Z_1 + Z_2$, logo deve-se considerar a equação (2.13).

$$I_{CC_{1\phi}} \approx \frac{p\% \cdot 3 \cdot E}{3 \cdot Z_f} = \frac{p\% \cdot E}{Z_f} \quad (2.13)$$

Ilustra-se na Figura 27, uma falta bifásica em $p\%$ entre as fases A e B do estator. No curto-circuito bifásico, a componente de sequência zero fica em aberto, enquanto as de sequência positiva e negativa ficam em série.

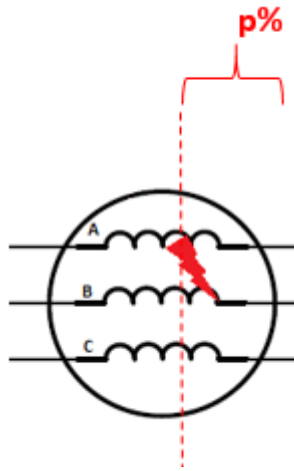


Figura 27 – Curto-circuito bifásico nos enrolamentos do estator.

As correntes de sequência negativa e positiva durante para o curto-circuito são iguais em módulo, mas defasadas em 180° . Blackburn (1997). Essa corrente pode ser calculada pela equação (2.14).

$$I_{a_1} = -I_{a_2} = \frac{p\% \cdot E}{p\% \cdot Z_1 + p\% \cdot Z_2} = \frac{E}{Z_1 + Z_2} \quad (2.14)$$

Aplicando a matriz de componentes simétricas como indicado em (2.4).

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix}$$

Logo, pela equação (2.15) conclui-se que para curtos bifásicos, a magnitude da corrente independe do local onde a falta ocorre.

$$I_{CC_{2\phi}} \approx I_b = I_c = \frac{-j \cdot E \cdot \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2} \quad (2.15)$$

2.5 Topologias de aterramento de geradores

Em máquinas de médio e grande porte, uma impedância é normalmente conectada entre o neutro e a terra, de modo a limitar a corrente de curto-circuito fase-terra e, conseqüentemente, diminuir os danos ao equipamento. O guia IEEE C62.92.2 – “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems Part II – Grounding of Synchronous Generator Systems” descreve a aplicação dos métodos de aterramento como referência internacional. Essas metodologias implicam no percentual de cobertura do enrolamento das máquinas e na eficiência da proteção de terra. Segundo Rocha e Lima (2013), o tipo da classe de aterramento selecionado depende da importância relativa para o usuário de cada um dos cinco objetivos:

- Minimizar os danos de faltas à terra internas;
- Limitar o *stress* mecânico para faltas à terra externas;
- Limitar sobretensões temporárias e transitórias;
- Propiciar a detecção de faltas à terra;
- Permitir a coordenação da proteção do gerador com os requisitos de outros equipamentos.

2.5.1 Aterramento sólido

Segundo Ávila *et al.* (2007) e Gomes, Macedo e Guillod (1982), um sistema solidamente ou efetivamente aterrado possui as características evidenciadas na equação (2.16), sendo: X_0 e R_0 a reatância e a resistência de sequência zero, respectivamente, e X_1 é a reatância de sequência positiva do SEP.

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad e \quad \frac{R_0}{R_1} \leq 1 \quad (2.16)$$

Nessa configuração de aterramento, conforme Figura 28, nenhuma impedância é instalada entre o ponto neutro e a terra. Nota-se que no caso de ocorrência de uma falta fase-terra, surgirão valores elevados de corrente de curto, por essas serem unicamente limitadas pela resistência de falta e pela impedância dos enrolamentos do gerador. O esquema de circulação de corrente para esse caso de aterramento é ilustrado na Figura 28. As máquinas geradoras devem ser projetadas para suportar esforços inerentes aos curtos trifásicos e, por isso, os aterramentos devem prover que a máxima corrente de curto fase-terra seja menor do que a corrente de curto-circuito trifásico (IEEE, 1989).

As vantagens dos sistemas solidamente aterrados são as seguintes:

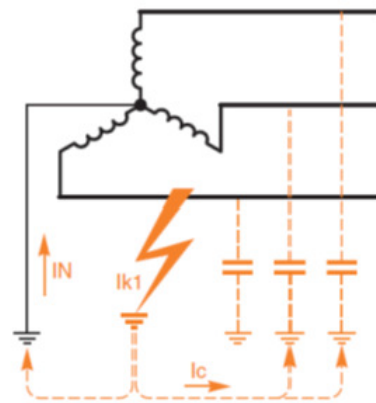


Figura 28 – Circulação de corrente para curto fase-terra.
Fonte: Duarte *et al.* (2015).

- Reduz o nível de sobretensões transitórias;
- Melhora a proteção contra descargas atmosféricas;
- Simplifica a localização do ponto de falta.

Contudo, o neutro solidamente aterrado permite a circulação de elevadas correntes as quais propiciam elevadas tensões de passo e danos irreversíveis aos equipamentos e instalações elétricas em geral. Indica-se que esse tipo de configuração de aterramento somente deverá ser realizado em geradores de emergência de pequeno porte (IEEE, 2001).

Segundo Bernardi (2015), não é recomendável esse método de aterramento para os geradores de médio e grande porte pelas seguintes razões:

- A corrente de falta à terra é alta e os danos são proporcionais a $I_2 \cdot t$, havendo possibilidade de ocorrer extensos danos internos aos enrolamentos do estator;
- O gerador é normalmente projetado para suportar esforços associados às faltas trifásicas em seus terminais. Como a impedância de sequência zero do enrolamento do gerador é baixa, uma falta sólida fase-terra nos terminais da máquina produzirá corrente de falta maior do que a do curto trifásico;
- Risco de circulação anormal de correntes harmônicas de 3ª ordem;
- Risco de ocorrer dano mecânico devido às faltas fase-terra.

2.5.2 Aterramento por resistência de baixo valor

Sendo aplicado em máquinas de pequeno e médio porte, o aterramento por resistência de baixo valor é caracterizado pela inserção de um resistor entre o ponto

neutro e a terra de modo a limitar a corrente de falta à terra. Neste tipo de aterramento, a corrente de falta para terra pode ser limitada em qualquer valor, contudo, de forma geral, seu valor varia desde várias centenas de ampères até 1,5 vezes a corrente nominal do gerador (DUARTE *et al.*, 2015).

O resistor de aterramento é calculado pela equação (2.17).

$$R_e = \frac{I_{MAX}}{E_{fn}} \quad (2.17)$$

Na qual R_e , I_{max} e E_{fn} são, respectivamente, o valor do resistor, a corrente máxima que será limitada na ocorrência de curto e a tensão fase-neutro do gerador.

A principal desvantagem do aterramento de baixa impedância do gerador é que, para faltas no estator mesmo após a abertura disjuntor, a corrente de curto continuará fluindo para falta devido ao fluxo magnético remanescente. Ou seja, o campo da máquina permanece magnetizado e o rotor gira alguns segundos, induzindo tensão no enrolamento do estator. A tensão induzida no enrolamento poderá ser grande o suficiente para induzir uma corrente significativa que se extingue na faixa de 5 a 10 segundos. Nota-se então que a exposição prolongada a uma corrente de falta poderá danificar o núcleo de ferro do estator e o resistor de aterramento devido ao aquecimento excessivo (ROCHA; LIMA, 2013).

2.5.3 Aterramento por alta resistência

No aterramento por alta resistência, um resistor é colocado no secundário de um transformador de distribuição, que é conectado entre o ponto neutro do gerador e a terra como ilustrado na Figura 29.

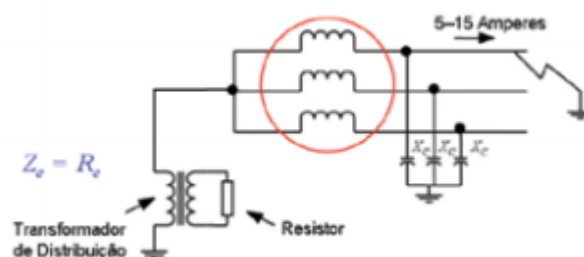


Figura 29 – Aterramento de gerador com a utilização de transformador de distribuição.

Fonte: Rocha e Lima (2013).

Este método de aterramento é utilizado por praticamente todas as unidades geradoras de médio e grande porte no sistema interligado nacional, visto que a corrente de curto-circuito é limitada, usualmente, na faixa de 5 a 20 Amperes (DUARTE *et al.*, 2015).

Um dos problemas desse método de aterramento é a sensibilidade da proteção de terra. O valor da falta fase-terra depende do tipo de aterramento do gerador. Os dispositivos de proteção de fase podem não ser suficientemente sensíveis para as faltas à terra. Conforme o ponto de falta se move dos terminais na direção do neutro do gerador, o valor da corrente de falta no estator decai (BERNARDI, 2015).

Salienta-se que caso a resistência de aterramento seja muito alta, há o risco de criar uma ferro-ressonância transitória com a capacitância ao aterramento dos enrolamentos do estator e linhas conectadas (WARNER; DILLMAN; BALDWIN, 1976). A restrição usual é calcular uma resistência máxima com base no valor capacitivo total das três fases do estator conforme indicado na equação 2.18.

$$R \leq \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C} \Omega \quad (2.18)$$

Na qual R , ω e C são respectivamente a resistência de aterramento no secundário, a velocidade angular da rede e capacitância total das três fases do estator.

Em sistemas aterrados por resistência de alto valor, há uma elevada limitação do valor da falta à terra em relação à corrente de carga nominal do gerador, quanto maior for o percentual desprotegido do enrolamento do estator. Para essa aplicação, a proteção diferencial não proporciona proteção de terra. O esquema utilizado para aterramento por resistência de alto valor consiste na utilização da proteção ANSI 59G (BERNARDI, 2015).

Outra proteção que pode ser utilizada é com aplicação do método de terceira harmônica. Essa metodologia, que será estudada nos próximos capítulos, proporciona proteção contra falta à terra de 100% do enrolamento do estator.

2.5.4 Aterramento através de bobina de supressão de arco

O aterramento por bobina de supressão de arco ou bobina de Petersen se trata da implantação de um reator cuja reatância reduz a corrente de falta. Como ilustrado na Figura 30, a componente reativa da corrente capacitiva que flui para uma falta à terra é neutralizada pela corrente na bobina, que flui no mesmo caminho, mas deslocada de 180° da corrente capacitiva (DUARTE *et al.*, 2015).

2.5.5 Aterramento por meio de reatância não sintonizada

Método pouco utilizado no Brasil e não recomendado para plantas industriais, o aterramento por meio de reatância não sintonizada pode ser aplicado quando referente aos geradores de pequeno porte. Contudo, ele possui as seguintes desvantagens:

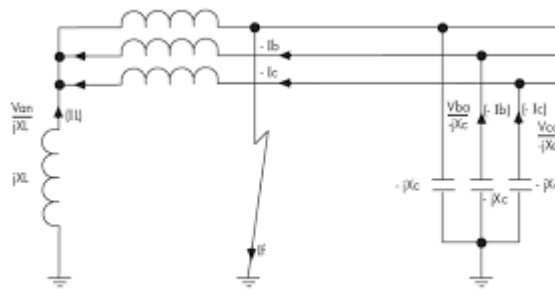


Figura 30 – Aterramento através de bobina de Petersen.

- A corrente de falta requerida para operar o dispositivo de proteção é maior do que no caso de aterramento por resistência para a mesma condição de falta;
- Altas tensões transientes aparecem sob condições de falta.

A Figura 31 ilustra o método utilizado para máquinas conectados diretamente ao sistema de distribuição com um sistema solidamente aterrado. Em determinadas condições para curtos fase-terra próximo do gerador com neutro solidamente aterrado, pode-se ter valores presumidos de curto fase-terra superiores ao curto trifásico. Por esse motivo, indica-se aterramento do neutro de geradores com reatância de baixo valor, de modo que o curto fase-terra se torne menor ou igual ao curto trifásico. Dessa forma haverá redução dos danos no núcleo de ferro do enrolamento ou ranhura devido às faltas internas (BERNARDI, 2015).



Figura 31 – Aterramento através de reatância não sintonizada.

2.6 Curva de capacidade de geradores síncronos

Existem limites básicos para a velocidade e a potência de geradores síncronos. Esses limites são expressos como especificações do equipamento e possuem como

proposito proteger o gerador de danos devido ao uso impróprio dessa máquina. Com essa finalidade, cada máquina tem uma série de especificações nominais listadas em uma placa de identificação fixada nela (CHAPMAN, 2013).

A curva de capacidade, ou capacidade, é construída a partir dos limites de geração das potências ativa e reativa. A região de operação dos geradores é restringida pelo aquecimento do rotor, aquecimento do enrolamento do estator, limite de estabilidade e potência fornecida pela máquina primária (UMANS, 2014).

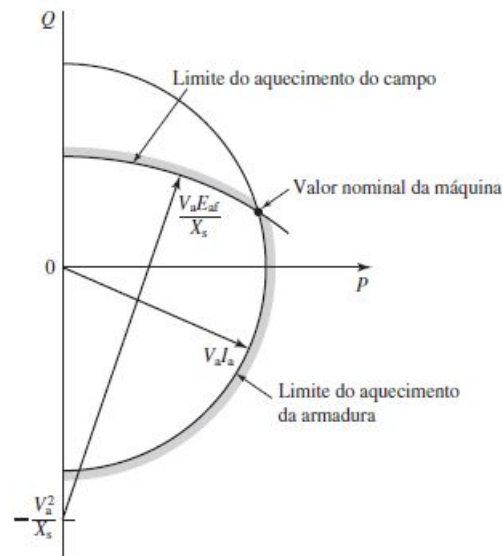


Figura 32 – Curva de capacidade.

Fonte: Fitzgerald, Kingsley e Umans (2006).

As Figuras 32 e 34 ilustra a curva de capacidade dos geradores síncronos. O limite de aquecimento da armadura está indicada pela circunferência de raio $V_a \cdot I_a$. A potência aparente da máquina, para uma tensão terminal constante imposta pelo sistema, será elevada pelo aumento da corrente do estator.

O efeito de aquecimento das perdas no cobre do estator é dado pela equação (2.19).

$$P_{estator} = 3 \cdot I_a^2 \cdot R_A \quad (2.19)$$

A circunferência de raio $\frac{V_a \cdot E_{af}}{X_s}$ está associada ao limite do aquecimento do campo. As perdas no cobre do campo são calculadas pela equação (2.20):

$$P_{rotor} = I^2 \cdot R_f \quad (2.20)$$

Sendo a tensão terminal e reatância de eixo direto constantes, esse limite está relacionado com alterações na tensão interna na máquina E_{AF} , dada pela expressão (2.21).

$$E_{AF} = k \cdot \phi \cdot \omega \quad (2.21)$$

Como evidenciado na equação anterior, o valor da corrente de excitação deverá ser ajustada para atender os limites de aquecimento do rotor, visto que sua variação modifica a magnitude do fluxo magnético.

Segundo (ANDERSON, 1999), o sobreaquecimento de um gerador síncrono pode ocorrer devido a uma das seguintes causas:

- Sobrecarga;
- Falha do sistema de ventilação ou arrefecimento a hidrogênio;
- Laminações em curto no ferro do estator;
- Falhas de isolamento do parafuso central no ferro do estator.

Um fator importante é o limite de potência ativa. Como evidenciado na Figura 33 esse parâmetro está associado ao limite de potência fornecida pela máquina primária.

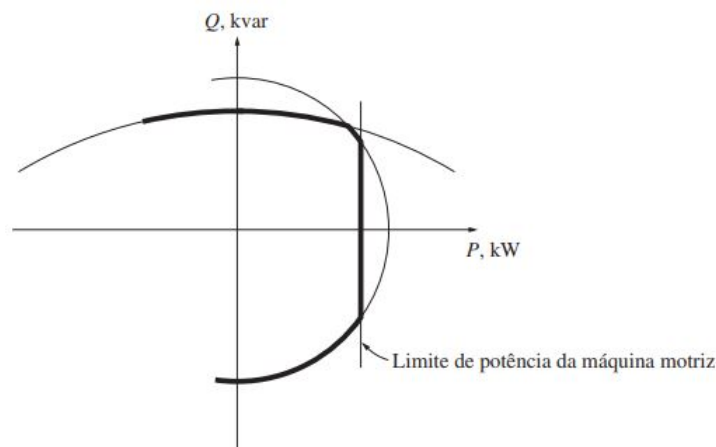


Figura 33 – Diagrama de capacidade com limite de potência da máquina motriz.

Fonte: Chapman (2013).

Quando o gerador opera com determinada potência ativa e tensão de terminal, o fator de potência e conseqüentemente sua corrente de armadura, podem ser controlados ajustando a excitação do seu campo (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

As linhas tracejadas indicam as regiões com fator de potência constante. Essas curvas indicam a forma em que a corrente de campo deve ser variada à medida que a carga é alterada afim de manter o fator de potência constante. Pontos à direita da curva de fator de potência unitário correspondem a regiões de sobre-excitação e a fator de potência atrasado enquanto que os pontos à esquerda correspondem a uma região de sub-excitação e fator de potência adiantado (UMANS, 2014).

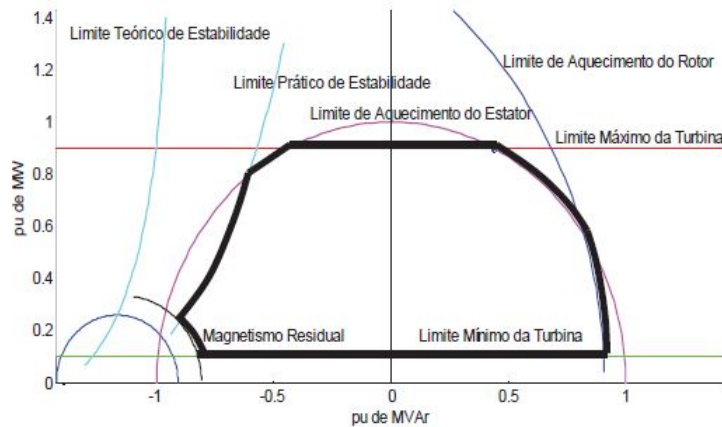


Figura 34 – Forma típica das curvas V para geradores síncronos.
Fonte: Jr. *et al.* (2010).

2.7 Modos de falha de geradores

A seção a seguir irá descrever os principais modos de falha de geradores. As máquinas síncronas são expostas a diversas perturbações oriundas de condições anormais de operação ou por curtos externos ao equipamento. Algumas dessas faltas são produzidas por erros construtivos, desgastes do material isolante, operação incorreta, curtos-circuitos internos ou externos, interligações elétricas não efetivas ou falhas de seus equipamentos auxiliares.

Para Stone *et al.* (2004) algumas falhas da máquina, que são identificadas por uma falta à terra do estator ou vibração alta, ocorrem como resultado de um evento catastrófico, independentemente da condição original do isolamento e não há como prever sua ocorrência. Esses eventos incluem:

- Conexões incorretas do enrolamentos durante a fabricação ou reparo, o que leva a correntes de circulação elevadas;
- Objetos de metal soltos na máquina após a fabricação ou manutenção, que podem cortar o isolamento do estator ou do rotor;
- Erros operacionais, como sincronização fora de fase e desligamento inadvertido do sistema de resfriamento da máquina.

2.7.1 Sobrecarga

Um gerador entra em modo de sobrecarga quando a potência elétrica requerida pelo SEP for mais elevada que a potência nominal. Como visto no item 2.6 os geradores possuem limites desempenho associados às suas capacidades térmicas. Quando essas máquinas são postas em condições de sobrecarga ocorrerá o aumento

das perdas estatóricas como indicado na equação (2.19) o que resultará em elevação de temperatura e desgaste das isolações sólidas do estator.

As máquinas elétricas rotativas desempenham um papel muito importante na vida industrial do mundo. Nas indústrias petroquímicas e nas concessionárias de energia, a falha de máquinas rotativas críticas, como motores elétricos e geradores, custa milhões de dólares (AL-NUAIM; TOLIYAT, 1997).



Figura 35 – Deterioração das isolações sólidas do estator.

Fonte: Dehlinger (2015).

Para mitigar esse modo de falha surge a necessidade de implantar dispositivos contra a sobrecarga do equipamento. As proteções usualmente aplicadas são as proteções de sobrecorrente com tempo inverso, sobrecarga térmica ou supervisão da temperatura com utilização de *Resistance Temperature Detector (RTD)* .

2.7.2 Desequilíbrio

Segundo Mardegan (2011), as principais causas de desequilíbrio de corrente são:

- Abertura assimétrica de fases: queda de cabos, polos seccionadores ou disjuntores emperrados;
- Cargas desequilibradas: linhas de transmissão/distribuição não transpostas ou banco de transformadores elevadores monofásicos com impedâncias desiguais;
- Ocorrência de faltas desequilibradas.

As correntes desequilibradas nos enrolamentos do estator implicam na existência de correntes de sequência negativa. Essa corrente produz um campo girante no entreferro da máquina, que também gira na velocidade síncrona, mas com direção reversa se comparada ao campo normal de sequência positiva. Este novo campo induz

corrente no rotor, cuja frequência é o dobro da frequência síncrona. A proteção é assegurada pela detecção da componente de sequência negativa da corrente com tempo inverso ou definido.

A ANSI 46 é uma proteção térmica da máquina e deve ser realizada para sequência negativa de regime e de curta duração. Deve-se levar em consideração que a suportabilidade térmica das máquinas mudam dependendo do tipo de resfriamento, como previamente abordado.

Conforme IEEE (2007), a corrente de sequência negativa (I_2) permissível permanentemente pelo gerador é apresentada na Tabela 3, enquanto que o valor de $I_2^2 \cdot t$ permissível de curta-duração pelo gerador é apresentada na Tabela 4.

Tabela 3 – Corrente de sequência negativa permissível continuamente.

Tipo do gerador	I_2 permissível (%)
Rotor de polos salientes	
Com enrolamentos amortecedores conectados	5
Com enrolamentos amortecedores não conectados	5
Rotor cilíndrico	
Resfriamento indireto	10
Resfriamento direto para máquinas de até 960MVA	8
Resfriamento direto para máquinas de 961MVA até 1200MVA	6
Resfriamento direto para máquinas de 1201MVA até 1500MVA	5

Fonte: IEEE (2007).

Tabela 4 – $I_2^2 t$ de sequência negativa permissível de curta duração.

Tipo do gerador	$I_2^2 \cdot t$ permissível ($pu^2 \cdot s$)
Polos salientes	40
Compensador síncrono	30
Rotor cilíndrico	
Resfriamento indireto	30
Resfriamento direto para máquinas de até 800MVA	30
Resfriamento direto para máquinas de 801MVA até 1600MVA	Vide (2.22)

Fonte: IEEE (2007).

$$(I_2)^2 \cdot t = 10 - 0,00625 \cdot (MVA - 800) \quad (2.22)$$

2.7.3 Falhas internas

Curto internos a um gerador são considerados graves devido às altas correntes de falta e aos danos causados nos enrolamentos e no núcleo do estator. Além disso, a corrente de falta não cessa de imediato quando o equipamento é isolado do sistema

porque a energia armazenada no campo magnético da máquina fornecerá corrente por vários segundos. Outro perigo decorrente desse tipo de falha é o fogo, que pode causar danos ainda maiores porque o material isolante é inflamável (BENMOUYAL *et al.*, 2011).

As falhas internas de um gerador e os danos causados à máquina dependem do tipo de falta e o local de ocorrência. Curtos fase-terra causam danos superiores aos demais tipos devido à fundição das laminas de metálicas que possuem tempo elevado para recondicionamento de suas partes danificadas. No caso de falta entre espiras do estator, uma corrente significativa pode surgir, contudo por serem raras de ocorrer, de difícil detecção pelos sistemas de proteção de geradores convencionais e de alto custo de implantação, essa proteção é aplicada em casos específicos.



Figura 36 – Envelhecimento da isolação.
Fonte: Penrose (2013).

O modo de falha mais comum em geradores são os curtos fase à terra. O uso de uma impedância de aterramento limita a corrente de falta a terra e, conseqüentemente, o dano no estator. Uma falta a terra envolvendo o núcleo do estator resulta na queima do ferro no ponto de falta juntamente com a solda da laminação (RUSH, 2011).

A isolação dos geradores é projetada para resistir a estresses elétricos, térmicos e mecânicos. Para curtos entre espiras no rotor a causa principal é falha na isolação que é uma ocorrência relativamente comum em geradores de grande porte, porém, geralmente, não chega a causar grandes danos ou problemas operacionais. As principais causas são os problemas ocorridos na fabricação da máquina, presença de objetos estranhos condutivos na superfície das espiras ou no material que as isola, dobras na fita de cobre ou deterioração da isolação causada por estresse térmico (SCHMIDT, 2017).

As falhas do estator resultam da quebra do isolamento que faz com que um arco se desenvolva, seja entre fases ou do condutor de fase para as laminações de aço magnéticas aterradas do estator. A causa da deterioração do isolamento pode ser

devido a sobretensão, superaquecimento ou danos mecânicos do isolamento do enrolamento devido a falhas. O tipo de sobretensão que pode causar danos ao isolamento pode ser devido a surtos transitórios, que geralmente são protegidos contra dispositivos de proteção contra surtos e o sobreaquecimento se deve a cargas desequilibradas ou a perda de refrigeração (ANDERSON, 1999).



Figura 37 – Rotor contaminado por detritos.
Fonte: Moore e Vandenabeele (2009).

2.7.4 Falhas externas

Na ocorrência de uma falta externa à máquina a corrente de falta será semelhante à ilustrada na Figura 38.

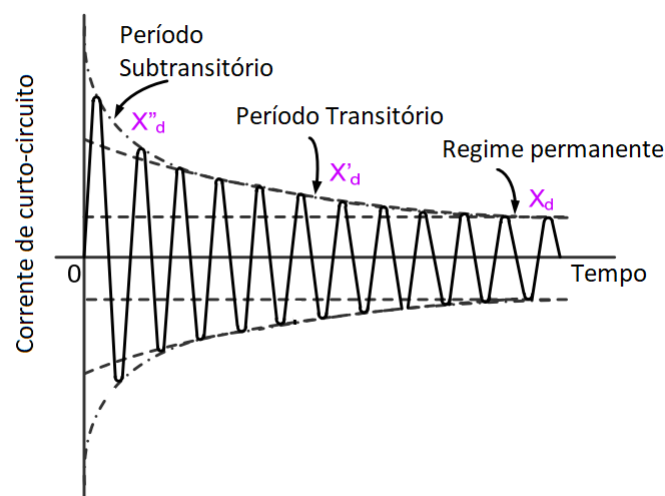


Figura 38 – Curto-circuito externo ao gerador.

O valor máximo da corrente de curto-circuito deverá ser calculado considerando a impedância subtransitória da máquina. O valor de corrente de ajuste para proteção

é levemente temporizada (aproximadamente 100 ms) e deve ser calculada considerando a impedância transitória do gerador, enquanto o valor máximo da corrente de curto em regime permanente deve ser calculado considerando a impedância síncrona (SCHNEIDER, 2008).

Se o valor da corrente de curto-circuito for decrescente no tempo e na faixa da corrente nominal em regime permanente, uma simples detecção de corrente pode não ser suficiente. Este tipo de falha é detectado efetivamente por uma proteção de sobre-corrente com restrição de tensão. Quando a máquina for equipada com um sistema de manutenção da corrente de curto-circuito em aproximadamente $3 \cdot I_n$, é recomendada a utilização de uma proteção de sobre-corrente de fase e outra solução é utilizar uma proteção de subimpedância temporizada ANSI 21G.

2.7.5 Perda de excitação

Quando um gerador síncrono acoplado ao SEP perde a excitação passa a operar em modo assíncrono. Nesse momento, ocorre a perda da força magnetomotriz fazendo com que haja queda de tensão interna da máquina, de acordo com a constante de tempo do circuito de campo, causando redução do ângulo de potência e leve sobrevelocidade.

A sobrevelocidade provoca redução do acoplamento entre os campos do estator e do rotor. O regulador de velocidade acelera a máquina para entregar a mesma quantidade de energia mecânica. Posto isso, o gerador operará como uma máquina de indução e absorverá potência reativa da rede Gazen (2015).

A Figura 39 ilustra o sistema típico de excitação.

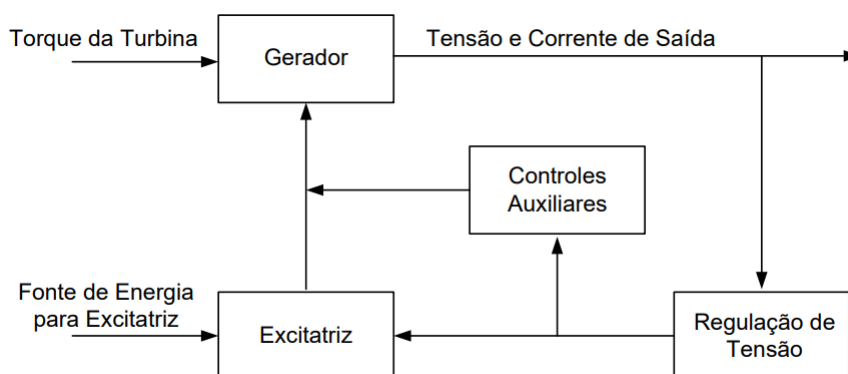


Figura 39 – configuração típica do sistema de excitação.

Para IEEE (2007) e Shi *et al.* (2012) a excitação em máquinas síncronas pode ser perdida devido aos seguintes fatores:

- Abertura do disjuntor de campo;

- Curto-circuito no circuito de campo;
- Falha no regulador de tensão;
- Mau contato nas escovas da excitatriz (não aplicado a sistemas brushless);
- Falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

Segundo Gazen (2015) as consequências da perda de excitação são o aquecimento do estator devido a corrente reativa e o aquecimento do corpo rotor, enrolamentos amortecedores e enrolamentos de campo devido a tensões alternadas induzidas.

Para as redes de potência elevada a perda de excitação pode ser detectada pela proteção direcional de sobrepotência reativa temporizada ANSI 32Q, pela proteção de subimpedância ANSI 40 ou pelo monitoramento direto da corrente no circuito de excitação ANSI 40DC (SCHNEIDER, 2008).

Benmouyal *et al.* (2011) recomenda a utilização da proteção ANSI 40 para geradores acima de 5 MVA. Para máquinas menores a utilização de relés de fator potência ANSI 55, proteção direcional de sobrepotência reativa ANSI 31Q ou a detecção de corrente no circuito de excitação das máquinas podem ser alternativas para proteção contra perda de excitação.

A maioria dos métodos de proteção utiliza o relé de distância como método de detecção de perdas e excitação com base no método desenvolvido por Mason (GAZEN, 2015).

Pajuelo, Gokaraju e Sachdev (2013) indica que existem aplicações mais modernas que utilizam técnicas digitais com lógicas adaptativas, reconhecimento de padrões, teoria dos conjuntos nebulosos (*Fuzzy*) e redes neurais artificiais que estão sendo amplamente pesquisados.

2.7.6 Perda de sincronismo

A perda de sincronismo do gerador ocorre quando um forte distúrbio rompe o equilíbrio do regime permanente. Por exemplo, um curto-circuito na rede elétrica ocasiona uma queda da potência elétrica fornecida pelo gerador, que acelera permanecendo acoplado pela máquina primária (SCHNEIDER, 2008).

Além da perda de excitação e do curto-circuito, o desligamento de grandes consumidores de carga indutiva pode ser outro agente precursor. Para que haja a conexão de unidades geradoras em paralelo ao SEP deve-se cumprir os seguintes requisitos de sincronismo:

- Mesma frequência;

- Mesma tensão eficaz;
- Mesma sequência de fase;
- Mesma forma de onda;
- Mesmo ângulo de fase da tensão.

Durante uma condição de perda de sincronismo há uma grande variação na corrente e na tensão com relação à frequência que está em função da taxa de escorregamento dos polos da máquina afetada (LEAL, 2013).

A amplitude de corrente e a frequência de operação acima do valor nominal podem resultar em estresse dos enrolamentos e torques pulsantes, conseqüentemente, provocando vibrações mecânicas que são prejudiciais ao gerador.

2.7.7 Operação motorizada

Se a turbina perder potência durante a operação normal da máquina, o gerador passa a consumir potência ativa do sistema, como se fosse um motor. Esta condição é denominada motorização (ROCHA; LIMA, 2013).

O ponto de atenção desta proteção é a turbina e não o gerador, sendo mais crítico para máquinas à vapor, uma vez que provoca perda por ventilação, a qual ocorre em função do diâmetro do rotor, comprimento das pás e é diretamente proporcional à densidade do vapor.

Para impedir que o gerador absorva potência ativa da rede, utiliza-se a proteção contra potência inversa ou motorização, que consiste em um bloco comparador que monitora a potência ativa nos terminais da máquina. Caso o valor medido seja negativo e supere o valor de referência de potência e de tempo ajustados, ocorre o disparo do disjuntor da unidade, eliminando, assim, a condição desfavorável à turbina.

Quando o gerador é acionado como motor pela rede elétrica, ele fornece energia mecânica ao eixo e isto pode provocar desgaste e danos à máquina tracionante. Esse modo de operação é detectado por um relé que avalia a potência ativa reversa absorvida pelo equipamento.

2.7.8 Variações de tensão e frequência

As variações de tensão e de frequência em regime permanente são provenientes do mau funcionamento dos reguladores e provocam os seguintes inconvenientes:

- Frequência muito elevada causa aquecimento anormal dos bobinados estatóricos;

- Frequência muito baixa provoca perda de potência nos geradores;
- Variação de frequência causa variação de velocidade dos geradores, que pode causar desgastes mecânicos;
- Tensão muito elevada desgasta a isolação;
- Tensão muito baixa provoca uma perda de conjugado e um aumento da corrente e do aquecimento dos geradores;
- A flutuação de tensão provoca uma variação de conjugado.

2.8 Potência de geradores e níveis de proteção

Devido à gama de geradores e suas aplicações, existem diversos níveis de proteções elétricas que, em sua grande maioria, são diferidas pelo porte ou potência nominal dessas máquinas. Para máquinas com potência superior a $1MW$ conectadas à rede, indica-se apenas as proteções de sobrecorrente indicadas na Figura 40.

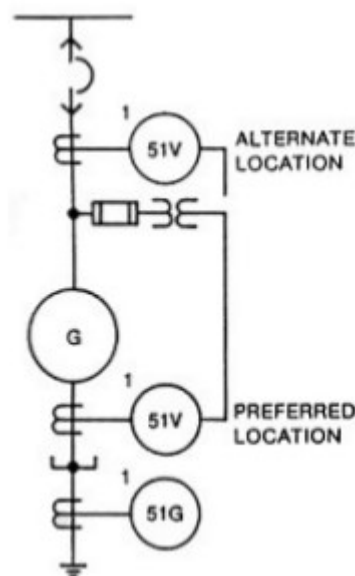


Figura 40 – Proteção para geradores de pequeno porte.
Fonte: IEEE (2001).

Máquinas de médio porte, com potência acima de $12,5MW$ diretamente conectadas à rede, utilizam as proteções 40, 32, 46, 51V, 51G e 87 que são representadas na Figura 41.

As de grande porte, com potência acima de $50MW$ diretamente conectadas à rede, geralmente possuem as proteções 32, 40, 46, 49, 51V, 51G, 64, 87 e 87G evidenciadas na Figura 42.

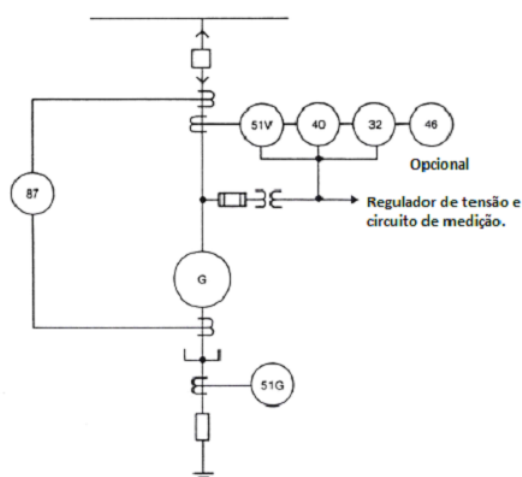


Figura 41 – Proteção para geradores de médio porte.
Fonte: IEEE (2001).

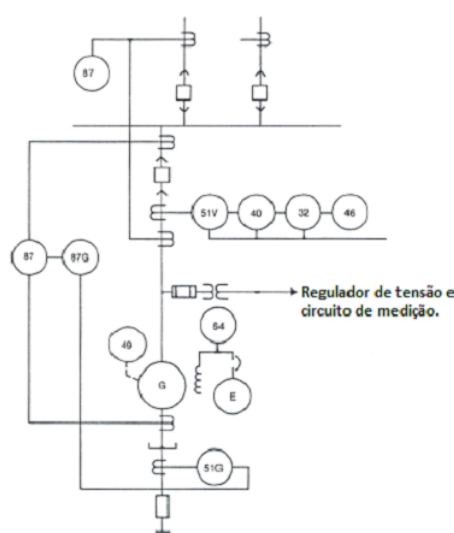


Figura 42 – Proteção para geradores de grande porte.
Fonte: IEEE (2001).

Máquinas de médio e grande porte, com potência acima de $50MW$ interligadas à rede com transformadores elevadores requerem um esquema de proteção mais robusto devido aos elevados danos ou longas paradas não programadas de tais equipamentos.

2.9 Proteção contra potência ativa reversa

Para aplicação da proteção de potência reversa, utiliza-se o elemento de potência ANSI 32 cuja funcionalidade é similar ao relé de sobrecorrente direcional ANSI 67.

Souza (2013) explica que o relé de sobrecorrente direcional possui duas grandezas, uma de polarização e outra de operação. A grandeza de polarização é a tensão, enquanto a de operação é a corrente elétrica. A direção do fluxo é verificada pela defasagem entre a tensão e a corrente aplicadas sobre bobinas em quadratura, no caso de relés eletromecânicos. Salienta-se que o curto-circuito é identificado por um relé de sobrecorrente de fase, mas que só irá atuar após liberação da unidade direcional.

A polarização pode ser feita com tensão a 90° , 60° ou 30° , de acordo com as características do sistema, com a tensão sequência positiva ou com tensão da fase em defeito, no caso de faltas assimétricas em relés digitais.

Tendo como princípio de funcionamento os relés eletromecânicos de indução, o torque se dá a partir da interação entre dois fluxos magnéticos sobre um disco, um originário do secundário do TC e o outro do secundário do TP.

Por fim, a atuação conjunta entre o relé direcional e o relé de sobrecorrente se dá através do circuito de comando, onde o elemento direcional dará a permissão para a atuação do elemento de sobrecorrente. Desta forma, o torque resultante pode ser calculado pela equação (2.23).

$$T = K_1 \cdot I_a \cdot V_{bc} \cdot \cos(\rho - \theta) - t_{\text{rest}} \quad (2.23)$$

Para o limiar de operação, onde o torque é nulo utiliza-se a equação (2.24).

$$\frac{I_a \cdot \cos(\rho - \theta) \cdot t_{\text{rest}}}{K_1 \cdot V_{bc}} \quad (2.24)$$

na qual I_a , a corrente na fase A; V_{bc} , a tensão de polarização; θ , o ângulo entre a corrente de operação e a tensão de polarização; ρ , o ângulo de máximo torque do motor do relé; K_1 , a constante que prende cada posição da alavanca entre os cantos fixo e móvel.

A Figura 43 evidencia um plano complexo de potência que auxilia a análise do fluxo de potência ativa, de potência reativa e os parâmetros de excitação da máquina.

Durante a operação motorizada, a máquina absorve potência ativa da rede, ou seja, valores de P (potência ativa) menores do que zero (SEL, 2019b). Essa operação ocorre quando, em turbinas a vapor, é cortado o suprimento de vapor. Para turbinas a gás é cortado o suprimento de combustível e em hidráulicas ocorre perda parcial ou total da água oriunda do conduto forçado.

Em todos os casos supracitados ocorre a redução de potência mecânica para o gerador. Deve-se evidenciar que a operação motorizada pode causar danos severos em todos os tipos de máquinas. No âmbito de turbinas à vapor, quando ocorre um corte de fluxo de vapor a refrigeração será perdida ou reduzida, o que irá causar sobre-

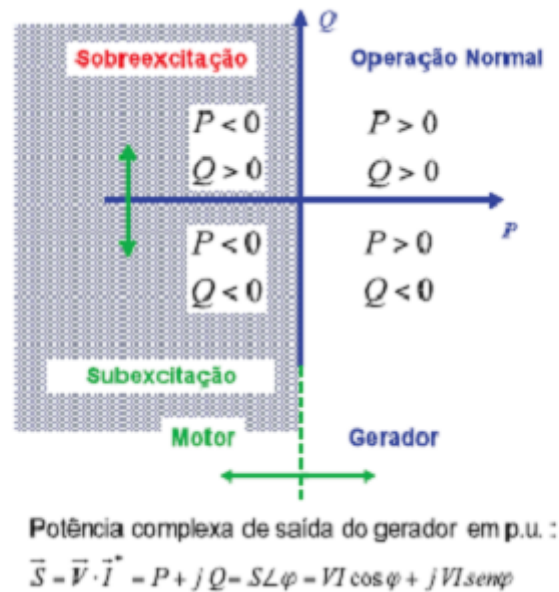


Figura 43 – Plano complexo de potência.

Fonte: Rocha e Lima (2014b).

aquecimento nas barras do estator e do rotor nos casos em que não há refrigeração forçada.

As turbinas à gás podem apresentar problemas no eixo em condições de motorização. Além disso, também pode ser citada a possibilidade de apagamento da chama e atuação de limitadores e bloqueios por emissão indevida de gases nocivos, entre outros. No grupo de geradores a diesel, devido ao descompasso do ciclo de combustão, existe o risco de incêndio do óleo não queimado nas câmaras do motor diesel (DUARTE *et al.*, 2015).

Em turbinas hidráulicas, a motorização pode produzir cavitações, e essas podem causar danos nas pás hidráulicas. A Tabela 5 resume os principais danos causados e os valores de ajustes necessários para cada tipo de acionador primário. Em todos os casos, na ocorrência de eventos de potência reversa, deverão ser desligados os disjuntores principais do gerador, o disjuntor de campo e a turbina.

Deve-se salientar que a potência de motorização é o valor de potência nominal necessário para girar a máquina à velocidade síncrona. Como algumas máquinas possuem tal valor de potência entre de 0,2% a 2%, a Rush (2011) ressalta que para aplicações que requeiram sensibilidade da proteção superiores a 3%.

O relé pode ter uma curva de tempo definido ou tempo inverso, dependendo da aplicação. Indica-se tal consideração para evitar operação espúria durante oscilações de potência transitória que podem aparecer após a sincronização ou no caso de perturbações do sistema de transmissão.

De modo geral, os fabricantes fornecem os tempos máximos que a turbina pode

Tabela 5 – Problemas devidos à reversão de potência no gerador.

Acionador primário	Potência de motorização	Danos possíveis	Ajuste de proteção
Gerador à diesel	5-25	Fogo/explosão devido ao combustível não queimado	50% da potência motorizada
Turbina à gás	10-15 (eixo dividido) >50 (eixo simples)	Danos em engrenagens	
Turbina à vapor	0,5-6	Cavitação nas pás das turbinas e/ou danos nos conjuntos de engrenagens	
Hidráulicas	0,2-2 (pás fora d'água) >2 (pás submersas)	Cavitação das pás	

Fonte: Rush (2011).

operar em condições de motorização, normalmente em função da velocidade nominal. O projetista deverá utilizar esse parâmetro para que a proteção possa ser ajustada convenientemente.

2.10 Proteção contra perda de excitação

Como visto no item 2.7.5, a perda de excitação ocorre quando o valor do campo magnético proveniente dos enrolamentos do rotor decai. Dentre os principais fatores, destaca-se a redução da corrente contínua nos enrolamentos do rotor devido à abertura do disjuntor de campo, e curto-circuito no sistema de excitação.

Gazen (2015) explica que no instante da redução no campo e/ou na tensão induzida no estator, os efeitos variam de acordo com a ocorrência. Quando o circuito do enrolamento de campo está aberto, a corrente no rotor e a tensão induzida no estator serão nulas. Quando o circuito do enrolamento de campo entra em curto, existirá corrente induzida nos enrolamentos do rotor. Nesse caso, a tensão induzida no estator ficará baixa, porém diferente de zero. Deve-se lembrar que nas perdas de excitação o gerador consome potência reativa e gera uma pequena quantidade de potência ativa.

A proteção contra de perda do campo (ANSI 40) monitora a tensão e a corrente no circuito do estator visando detectar uma redução no campo magnético do enrolamento do rotor. Para Pierre (1985) as experiências demonstram que o relé de impedância é mais seletivo e mais seguro do que o relé de corrente de campo ou o inversor reverso.

A Figura 44 ilustra a conexão do TC e do TP para essa proteção, uma vez que os cálculos de impedância são feitos a partir dos fasores de corrente e tensão dos transformadores de instrumentação à jusante do gerador.

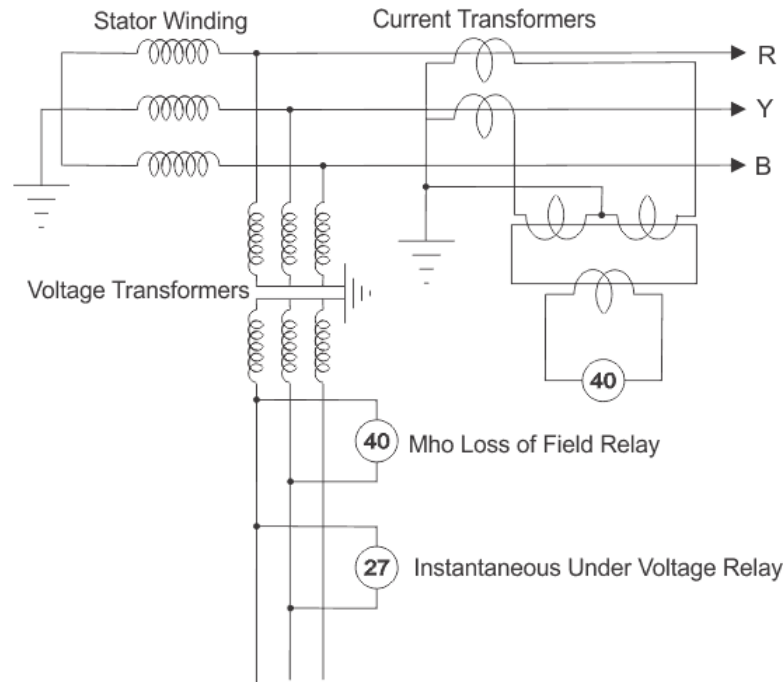


Figura 44 – Conexão de TC e TP para ANSI 40.
Fonte: Electrical4U (2018).

Essa proteção é feita pelos relés de distância, os quais são fundamentados na impedância, admitância (MHO) ou reatância vista por esses dispositivos. A característica de operação dos relés de distância é traçada no plano de impedância R-X, como apresentado na Figura 45.

É possível verificar na Figura 45 que o relé MHO pode detectar uma situação de perda do campo pela variação da impedância medida, ou seja, no momento em que a máquina perde a corrente de campo, o traçado da impedância aparente, inicialmente no ponto “0 segundo”, se desloca para o quarto quadrante. A impedância aparente estabiliza em uma região localizada perto do ponto correspondente ao valor negativo da reatância transitória da máquina (X'_d) e isso ocorre em aproximadamente 2 segundos (ROCHA; LIMA, 2013).

A movimentação para áreas do 3º e 4º quadrantes é justificada, uma vez que essas regiões representam a direção do gerador, que sem a corrente de excitação não tem nenhuma tensão de excitação no estator e a rede o enxerga como uma reatância de valor próximo à reatância transitória de eixo de direto (X'_d).

Considerando um sistema com duas fontes geradoras, a impedância vista pelo relé em que E_A , a tensão interna da máquina A; E_B , a tensão interna no gerador B; Z_A , a impedância do gerador A; Z_B , a impedância do gerador B; Z_L , a impedância da

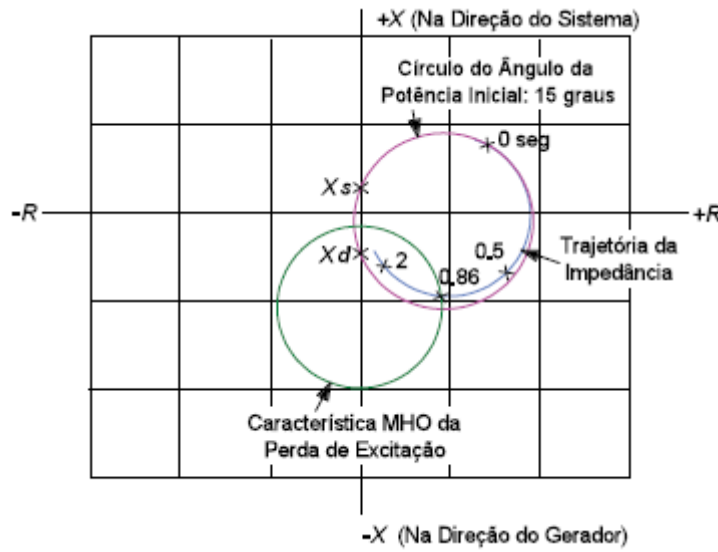


Figura 45 – Característica de operação do relé de distância.

Fonte: Rocha e Lima (2014c).

linha; e, \vec{I} , a corrente circulante.

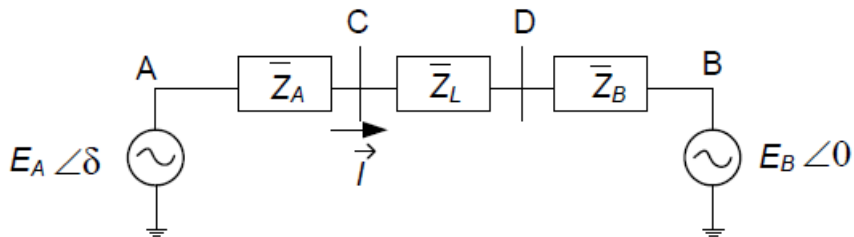


Figura 46 – Sistema Elétrico de Potência (SEP) com dois geradores.

Fonte: Gazen (2015).

A corrente \vec{I} e a tensão E_C podem ser calculadas pelas equações a seguir:

$$\vec{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{\overline{Z}_T} \tag{2.25}$$

$$\vec{E}_C = \vec{E}_A - \overline{Z}_A \vec{I} \tag{2.26}$$

A impedância vista pelos terminais do gerador, barra C, onde o relé mho está instalado é dada pela equação seguinte:

$$\overline{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}} = \frac{\vec{E}_A - \overline{Z}_A \vec{I}}{\vec{I}} = -\overline{Z}_A + \overline{Z}_T \frac{E_A \angle \delta}{E_A \angle \delta - E_B \angle 0} \tag{2.27}$$

Para $E_A = E_B = 1$ p.u:

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \frac{\bar{Z}_T}{1\angle 0 - 1\angle -\delta} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1\angle 0 + 1\angle -\delta}{(1\angle 0 - 1\angle -\delta)(1\angle 0 + 1\angle -\delta)} \quad (2.28)$$

Aplicando Euler na equação acima, estaremos a equação

$$\bar{Z}_C = \bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1 + \cos\delta + j\text{sen}\delta}{2j\text{sen}\delta} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \left[\frac{1}{2} - j \left(\frac{1 + \cos\delta}{2\text{sen}\delta} \right) \right] \quad (2.29)$$

Ou seja, a impedância vista pelo relé é:

$$\bar{Z}_C = \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} - \bar{Z}_A \right) - j \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad (2.30)$$

Avalia-se então a relação $\frac{E_A}{E_B}$ igual a 1. À medida que o ângulo do rotor (δ) aumenta, a impedância vista pelo relé se desloca para esquerda, vide Figura 47.

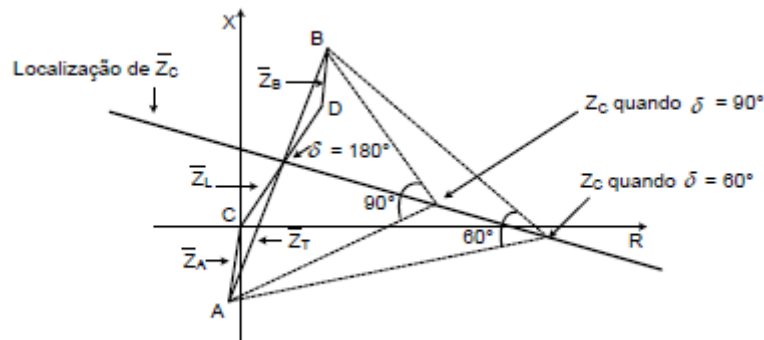


Figura 47 – Impedância vista pelos terminais do gerador em função de δ .

Fonte: Morais, Mariotto e Jr (2009).

Realizando uma avaliação para diversos valores de $\frac{E_A}{E_B}$ e variando o ângulo de carga (δ), encontraremos diversos círculos centrados no segmento de reta AB o qual se trata da impedância \bar{Z}_T , conforme observa-se na Figura 48.

Caso o ângulo δ entre E_A e E_B varie, mantendo-se a relação $\frac{E_A}{E_B}$ constante, a impedância aparente \bar{Z}_T traçará diversos círculos que cruzam os pontos A e B como pode ser evidenciado na Figura 49. O segmento de reta AB é parte de uma circunferência de raio infinito que representa a separação angular de 0 e 180° (KUNDUR, 1994).

Dessa forma, confirma-se a afirmativa de que na perda de excitação a impedância irá para o 3º e 4º quadrantes. Com a tensão interna da máquina E_A tendendo

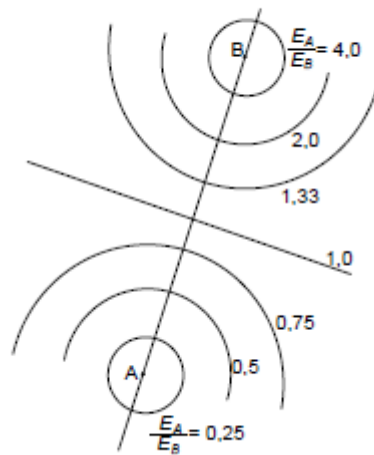


Figura 48 – Impedância aparente para diferentes valores de δ com E_A e E_B constantes.
Fonte: Morais, Mariotto e Jr (2009).

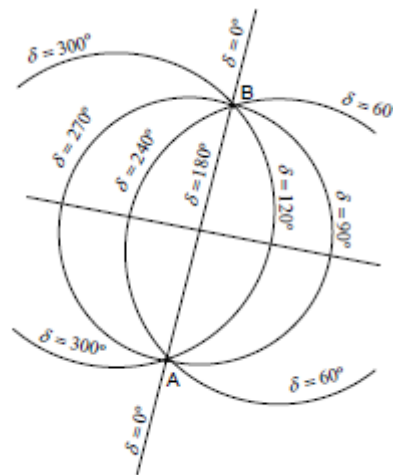


Figura 49 – Impedância aparente para valores de $\frac{E_A}{E_B}$ distintos em função de δ .
Fonte: Morais, Mariotto e Jr (2009).

a zero, a impedância vista pelo relé corresponderá apenas a parcela $\overline{Z_A}$, conforme a Figura 49.

No momento do corte de excitação, o fluxo mútuo do campo e a tensão interna do gerador extinguem-se lentamente variando com a constante de tempo do circuito de campo. De forma concomitante a relação $\frac{E_A}{E_B}$ reduz de forma gradual resultando na diminuição da potência ativa acompanhada do aumento do ângulo δ do rotor. Dessa forma, a curva real de variação da impedância é a combinação das curvas já evidenciadas e o caminho traçado pela impedância aparente para diferentes níveis de carregamento fica evidenciado na Figura 50 (MORAIS; MARIOTTO; JR, 2009).

Como evidenciado na Figura 50, o carregamento influencia diretamente na ve-

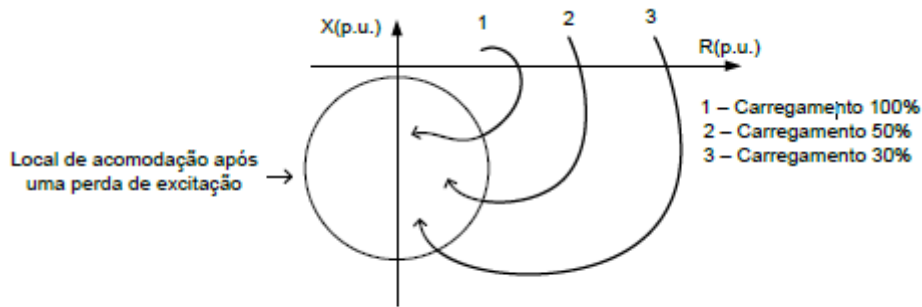


Figura 50 – Deslocamento de impedância aparente em função do carregamento.
Fonte: Gazen (2015).

locidade e na trajetória da impedância. Para condições de carga leve, a impedância demora mais do que em carregamento pesado para adentrar na região de atuação. Tal fator deve ser levado em consideração para os ajustes de proteção que serão explicados posteriormente.

A impedância pode ser determinada por meio de cálculos a partir das medidas oriundas do TC e do TP. No modelo em questão, o relé está instalado na barra C, conforme ilustrado na Figura 46 e impedância vista pelos terminais é determinada pela equação (2.31).

$$Z_C = \frac{E_C}{I_{Cd}} = R_C + jX_C \quad (2.31)$$

Na qual, para fenômenos trifásicos e equilibrados, incluindo a perda de excitação, R_C e X_C podem ser determinados da seguinte forma:

$$R_C = \frac{E_C^2 \cdot P}{P^2 + Q^2} \quad (2.32)$$

$$X_C = \frac{E_C^2 \cdot Q}{P^2 + Q^2} \quad (2.33)$$

Em que: R_C é o componente resistivo da impedância de sequência positiva na barra C; X_C é o componente reativo da impedância de sequência positiva na barra C; E_C é a tensão de linha; I_{Cd} é a corrente de fase; P é a potência ativa trifásica fornecida pelo gerador; e, Q é a potência reativa trifásica fornecida pelo gerador.

Para aplicação do relé de distância em perdas de excitação, de modo geral, o ajuste ângulo máximo de conjugado é de $\frac{-\pi}{2}$, como ilustrado na Figura 51.

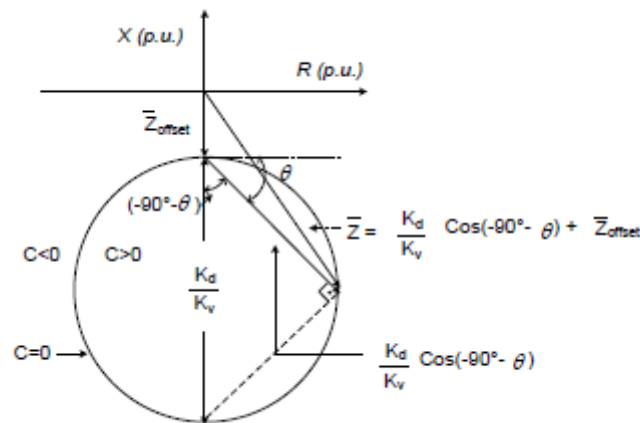


Figura 51 – Relé de admitância com ângulo máximo de conjugado igual a -90° .

Fonte: Gazen (2015).

2.10.1 Método de Ajuste da Proteção contra perda de excitação

Serão apresentadas as principais metodologias utilizadas para determinar os ajustes da proteção contra de perda de campo de máquinas síncronas.

2.10.1.1 Método de Mason

De forma pioneira, o método proposto de C. R. Mason em 1949 utiliza apenas um relé monofásico polarizado de atuação instantânea. A proposta é monitorar a impedância vista pelos terminais gerador. O diâmetro do círculo mho é igual ao valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d), e *offset* igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($\frac{X'_d}{2}$). A Figura 52 ilustra a aplicação do método de Mason.

Esse ajuste é válido para geradores com reatância síncrona de eixo direto igual ou inferiores a 1,2 p.u. Para valores acima do indicado, esse método apresenta problema de seletividade devido ao aumento das reatâncias de máquinas síncronas (MORAIS; MARIOTTO; JR, 2009).

2.10.1.2 Método de Berdy

Em 1975, Berdy adicionou uma unidade mho temporizada ao método de Mason com o objetivo de sanar a vulnerabilidade indicada no item 2.10.1.1. De modo geral, o método de Berdy é aplicado para máquinas com X_d acima de 1,2 p.u.

A parametrização do método de Berdy é ilustrada na Figura 53. A primeira zona dessa metodologia não possui atraso de tempo e detecta perda de excitação com gerador operando entre 30% e 100% do seu carregamento nominal. Essa zona possui raio de 1 p.u. com deslocamento de $\left(\frac{X'_d}{2}\right)$. Contudo, a segunda zona é ajustada pelo X_D , com temporização média de 0,5 segundos, criando uma região de atuação para baixo

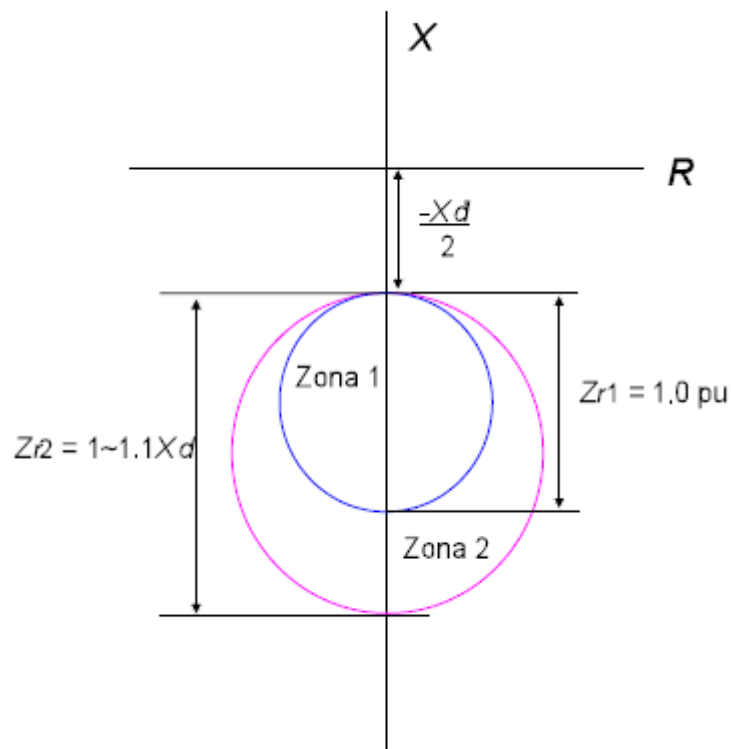


Figura 52 – Círculo mho para método de Mason.
Fonte: Rocha e Lima (2014c).

carregamento ou perdas parciais de excitação com deslocamento de $\left(\frac{X'_d}{2}\right)$. Salienta-se que alguns autores como (MOZINA, 2004) consideram inadequado colocar retardo nesse tipo de proteção por expor a máquina as condições informadas em 2.7.5.

A Figura 53 ilustra o método aplicação do método.

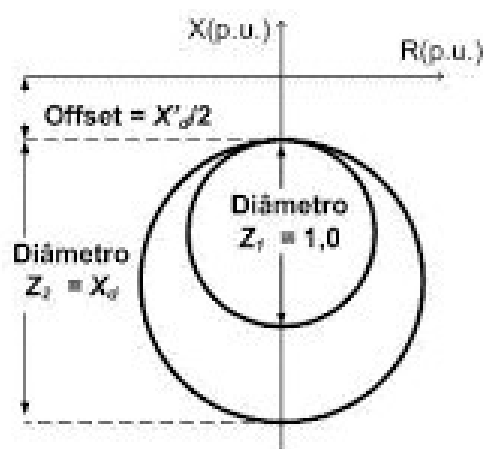


Figura 53 – Círculo mho para método de Berdy.

2.10.1.3 Método do *offset* positivo

Atualmente, esse método é amplamente utilizado por se tratar de uma sugestão do IEEE. A metodologia propõe a combinação de uma unidade mho com *offset* positivo, uma unidade direcional e outra de subtensão aplicadas aos terminais do gerador.

A segunda zona é coordenada com o LEP e Limite de Excitação Mínima (LEM) do gerador. Para ajustar a unidade mho é necessário obter o LEP do gerador no plano R-X. Esse pode ser obtido diretamente do plano R-X, conhecendo-se X_d e a reatância equivalente vista pelos terminais do gerador (em p.u.) em sua base (GAZEN, 2015).

O LEP possui centro e raio dados pelas seguintes equações:

$$Centro = \frac{-1}{2 * (x_d - x_b)} \quad (2.34)$$

$$Raio = \frac{-1}{2 * (x_d + x_b)} \quad (2.35)$$

A Figura 54 mostra graficamente o LEP.

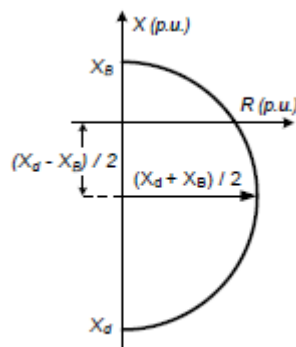


Figura 54 – LEP no plano R-X.
Fonte: Moraes, Mariotto e Jr (2009).

Logo, a zona 2 do método de *offset* positivo é ajustada em 10% do LEP. Nesse caso, o círculo mho possuirá o diâmetro:

$$D = 1,1(x_d + x_b)$$

$$\text{Offset} = x_b$$

Durante condições anormais na operação com excitação baixa essa unidade pode operar como alarme, permitindo ao operador solucionar a não conformidade de forma manual. Contudo, na ocorrência de subtensão, o sistema ficará em risco e o sinal de *trip* será para o relé de bloqueio. Geralmente, tem-se como parâmetro de ajuste de temporização da função ANSI 27 valores entre 0,25 e 1 segundos (ROCHA; LIMA, 2013).

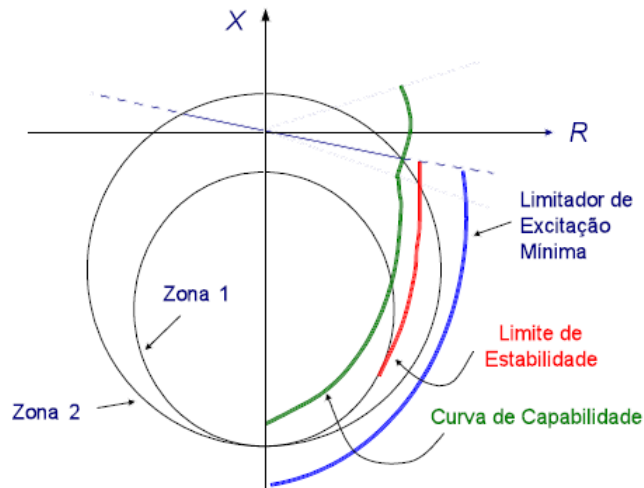


Figura 55 – Elementos de proteção contra perda de campo.
Fonte: Rocha e Lima (2014c).

Em alguns casos, além da zona Z_2 , utiliza-se outra zona Z_1 , com temporização da função 27 em torno de 1 segundo. O primeiro elemento é ajustado com *offset* negativo em $\left(\frac{X'_d}{2}\right)$ e diâmetro 10% maior do que X_d menos o valor do *offset*. Nesse caso, a temporização da Zona Z_1 fica entre 0,2 e 0,3 segundos. A Figura 56 ilustra o ajuste do método.

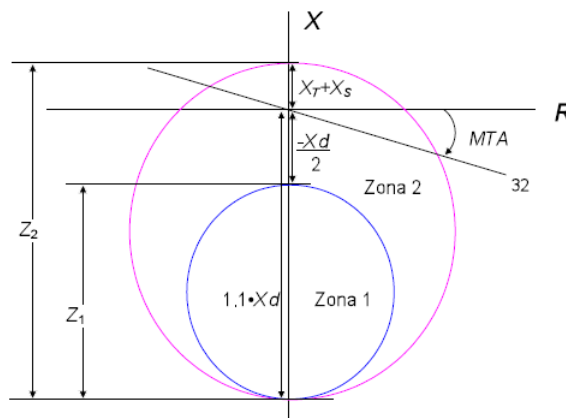


Figura 56 – Ajustes da proteção de perda de campo com *offset* positivo da Zona 2
Fonte: Rocha e Lima (2014c).

Na Figura 57 apresentamos a lógica de operação da metodologia considerando as duas zonas de proteção.

2.11 Proteção contra sobre-excitação

A sobre-excitação causa saturação do núcleo magnético do gerador, o que provoca o surgimento de correntes induzidas que são fontes de sobreaquecimento do núcleo. Esse surto além de afetar o gerador, poderá causar danos ao transformador

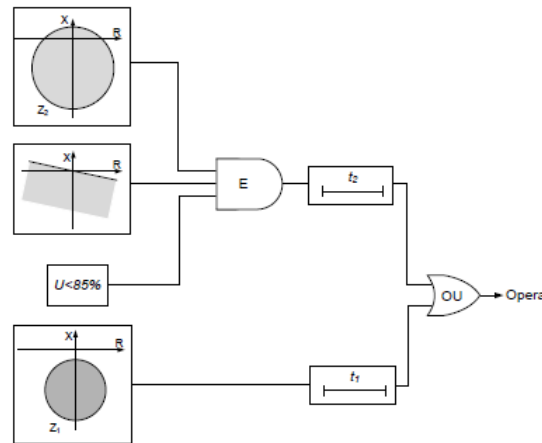


Figura 57 – Lógica de operação com *offset* positivo.

Fonte: Gazen (2015).

elevador (quando aplicável), uma vez que a densidade de fluxo magnético do núcleo é proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência aplicada. Assim, aplicando a Lei de Faraday, nota-se que o fluxo magnético no núcleo de ferro do gerador pode ser expressa por:

$$\phi = \Phi_m \cos(\omega t + \beta) \quad (2.36)$$

$$\nu = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (2.37)$$

$$\nu = V_m \sin(\omega t + \beta) \quad (2.38)$$

$$\Phi \approx k \frac{V}{f} \quad (2.39)$$

Desta forma, a partir da análise da equação (2.39), se o fluxo magnético for considerado aproximadamente senoidal e que, de acordo com a lei de Faraday, a tensão induzida é proporcional à derivada do fluxo em relação ao tempo, então o valor da tensão induzida é proporcional à frequência do fluxo multiplicado pela amplitude do fluxo. Ou seja, se um IED for utilizado para monitorar os valores RMS da tensão induzida e da frequência, o equipamento será capaz de verificar a elevação do fluxo (sobre-excitação) pela taxa de variação $\frac{dV}{dF}$.

Segundo Rocha e Lima (2014d), as causas principais de sobreexcitação em geradores são:

- Partida da máquina;
- Controle manual do *Automatic Voltage Regulator* (AVR);

- Queima de fusíveis dos TPs que alimentam o circuito de controle da excitação;
- Conexão incorreta dos TPs que alimentam o circuito de controle da sobre-excitação;
- Perda de um grande bloco de geração onde a necessidade de reativo para o sistema aumenta subitamente. O regulador automático de tensão reage aumentando a corrente de campo;
- Ligações invertidas de TCs e TPs.

As curvas $\frac{V}{Hz}$ mostram os limites de capacidade da máquina em diversas situações de sobre-excitação. Na Figura 58, o gerador será danificado em 1 minuto por uma sobre-excitação que produza $120\% \frac{V}{Hz}$.

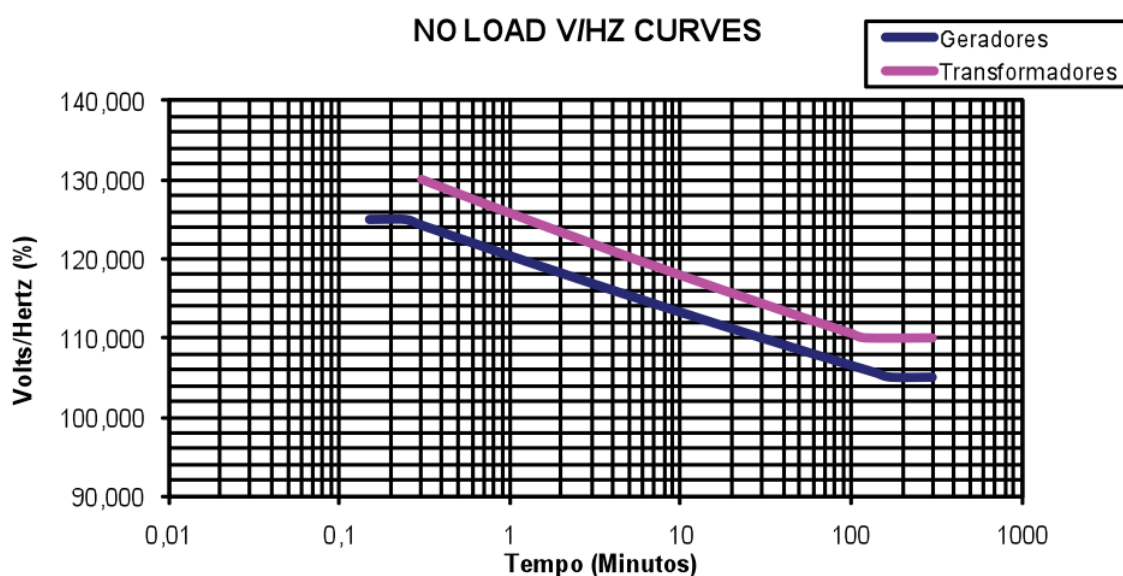


Figura 58 – Exemplo de curva $\frac{V}{Hz}$ de geradores e transformadores.
Fonte: Rocha e Lima (2014d).

2.12 Proteção contra desequilíbrio

Essa proteção é aplicada para evitar sobreaquecimento devido às correntes de sequência negativa originadas a partir do desequilíbrio das cargas entre as fases do gerador. Segundo Rush (2011), os relés numéricos obtêm o nível de corrente de sequência negativa a partir de cálculos, sem haver a necessidade de circuitos para medir a magnitude da sequência negativa.

Como exemplo, o IED SEL-700G possui um elemento de sobrecorrente temporizada de sequência negativa para aplicação de alarme de desequilíbrio e proteção de sobrecorrente temporizada para *trip* causado por corrente de desequilíbrio. Geralmente, o disparo de sobrecorrente de sequência negativa é aplicado ao disjuntor

principal do gerador, permitindo uma ressincronização rápida após a condição de desequilíbrio (SEL, 2013).

2.13 Proteção contra energização acidental

Esse item discute o problema da energização inadvertida de uma máquina síncrona e o uso de proteção de energização inadvertida dedicada.

Os principais indicadores de desconexão entre o gerador e a rede elétrica é a baixa tensão dos terminais da máquina e status de circuito do disjuntor de campo aberto. Na ocorrência de uma energização inadvertida, o gerador pode atuar como um motor de indução, atraindo de quatro a seis vezes a corrente nominal do estator do sistema. Essas altas correntes nos enrolamentos do estator induzem correntes no circuito de campo que danificam rapidamente o rotor devido ao seu sobreaquecimento (SEL, 2013).

Esquemas comuns usados para detectar energização inadvertida são:

- Relés de sobrecorrente direcional;
- Sobrecorrente supervisionada por frequência;
- Esquema de relé de distância;
- Sobrecorrente supervisionada por tensão;
- Esquema de contatos auxiliares com relés de sobrecorrente.

2.14 Proteção contra sobretensão

Sobretensões em um gerador podem ocorrer devido a surtos transitórios no sistema, ou por sobretensões de regime na frequência da rede. Os supressores de surto instalados na rede filtram as sobretensões transitórias, enquanto a proteção por relé é necessária para as elevações de tensão de regime permanente.

Para Rush (2011), a sobretensão sustentada não deve ocorrer em uma máquina geradora com regulador de tensão, exceto nas seguintes de Operação defeituosa do regulador de tensão automático, operação sob controle manual com o regulador de tensão fora de serviço e perda de carga repentina. Contudo, segundo Velázquez (2015), a proteção contra sobretensões é recomendada especialmente para geradores sujeitos a sobrevelocidades, uma vez que essas elevações podem resultar nos seguintes problemas:

- Arcos em linhas de transmissão;

- Excessiva corrente de fuga em para-raio;
- Esforços dielétricos em geradores;
- Aquecimento excessivo no núcleo e degradação da isolamento.

Os elementos da proteção de sobretensão do gerador podem ser de tempo definido ou tempo inverso, desde que o ajuste da temporização permitam ação corretiva do AVR da afim de evitar o sinal de abertura do disjuntor (*trip*) do relé de proteção. Sobretensões de frequência fundamental são possíveis se os controles do gerador estiverem defeituosos ou tiverem resposta transitória inadequada. Um AVR defeituoso, pode gerar tal defeito, contudo se o controle de tensão for executado manualmente, uma mudança repentina na carga resultará em aumento na tensão. A perda de carga pode causar alta tensão nas unidades que estão localizados remotamente no sistema. Este tipo de sobretensão não é provável em uma unidade de vapor, uma vez que eles têm mais controle contra sobre-velocidade e são projetados para limitar o excesso de velocidade. Salienta-se que em muitos casos, a proteção desejada é fornecida pelo equipamento regulador de tensão, contudo pode ser fornecido por relés de sobretensão que devem ter um atraso de tempo ajustado em 110% da tensão nominal ou unidade instantânea ajustada entre 130%-150% da tensão nominal (ANDERSON, 1999).

2.15 Proteção contra subtensão

A proteção ANSI 27 não é comumente empregada sozinha aos geradores como em cargas motorizadas. Em casos específicos esse elemento é utilizado como intertravamento para outras proteções, como proteção de falha no campo, energização acidental, onde a falha a ser detectada está associada a condições de subtensão de regime.

Onde for aplicável a proteção de subtensão, essa deve conter um elemento de retardo de tempo associado para impedir a atuação indevida durante os afundamentos de tensão transitórias, durante curtos externos à máquina por exemplo (RUSH, 2011).

2.16 Proteção de sobrecorrente

Para grandes geradores, as proteções de sobrecorrente de fase podem ser aplicadas como proteção de retaguarda para faltas externas. Como a curva característica de curto-circuito é ser decrescente ao longo do tempo, utiliza-se normalmente a curva ANSI 51V, ou seja, sobrecorrente supervisionada por tensão (SEL, 2019b).

Como em condições de faltas externas a impedância interna do gerador aumenta para valores próximos a X_d , a tensão nos terminais decaem. Dessa forma po-

demus distinguir curto trifásico de operações normais da máquina. De modo geral, existem dois tipos de proteção supervisionadas por tensão: sobrecorrente controlada por tensão, vide Figura 59, e sobrecorrente com restrição por tensão, conforme ilustrado na Figura 60.

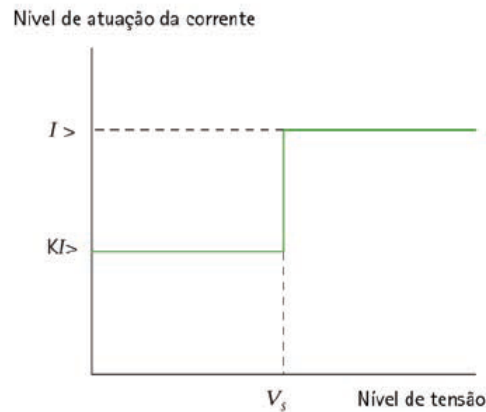


Figura 59 – Características do relé com controle por tensão.
Fonte: Rush (2011).

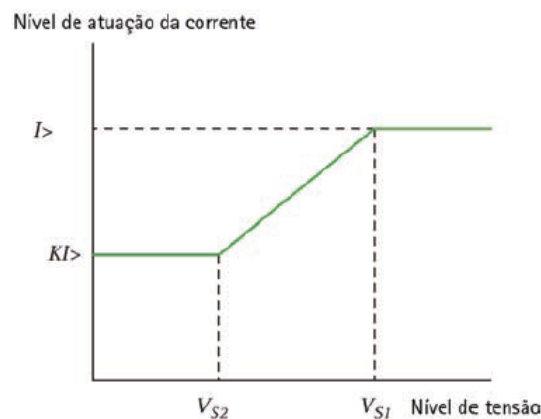


Figura 60 – Características do relé com restrição por tensão.
Fonte: Rush (2011).

O funcionamento da proteção ANSI 50C consiste em definir um ajuste de corrente de *pick-up* superior à corrente nominal máxima da máquina. Quando a tensão terminal sofre uma redução, como em casos de curtos nos terminais, o valor de corrente de *pick-up* é reajustado dinamicamente permitindo a atuação da função de sobrecorrente mesmo para valores abaixo da corrente nominal (VELÁQUEZ, 2015).

2.17 Proteção diferencial

A proteção diferencial é empregada fundamentalmente para detectar faltas trifásicas, bifásicas no estator da máquina por meio da utilização de TCs instalados em

ambos os lados dos enrolamentos do gerador, como ilustrado na Figura 61.

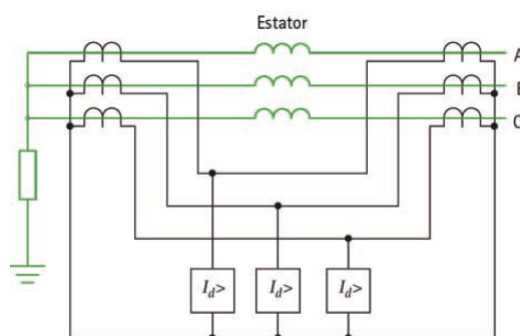


Figura 61 – Arranjo de proteção diferencial
Fonte: Alstom (2011).

Para Rocha e Lima (2014a), as características dessa proteção podem ser resumidas na medição de corrente entrando e saindo da zona de proteção, apenas atuando para faltas internas com alta velocidade.

Além disso, como a zona de proteção é definida com precisão pela localização dos transformadores de corrente, o relé diferencial é altamente seletivo, o que permite a sua atuação sem o intervalo de tempo de coordenação (ROCHA; LIMA, 2014a).

Uma diferença sutil entre os relés de proteção de geradores modernos, polarizados e numéricos é que eles geralmente recebem as correntes diferenciais e as correntes de polarização por cálculo de algoritmos, após a medição das correntes individuais do secundário dos TCs (RUSH, 2011). Uma alternativa desse tipo de proteção é a introdução de um sistema de restrição. A Figura 62 apresenta um gráfico da corrente de operação versus a corrente de restrição evidenciando as inclinações (*Slopes*) diferenciais percentuais.

2.18 Proteção do rotor à terra

Os circuitos de campo de um gerador são normalmente operados sem aterramento. Nessa situação, uma única falta à terra não resultará em danos ao equipamento, contudo caso haja um segundo aterramento um desequilíbrio no campo magnético é estabelecido no rotor (IEEE, 2001).

Atualmente existem diversos métodos que realizam a detecção de faltas à terra no campo do rotor. O distúrbio causado por esse tipo de falta pode ser grave o suficiente para desenvolver uma vibração destrutiva na máquina. Nessa situação, uma parte do enrolamento de campo é curto-circuitado e produz um fluxo de entreferro desequilibrado que, além de vibração, causa elevadas temperaturas devido às correntes desequilibradas. Para sistemas de excitação usando anéis coletores e escovas, existem duas metodologias clássicas. A primeira está ilustrada na Figura 63, na qual há

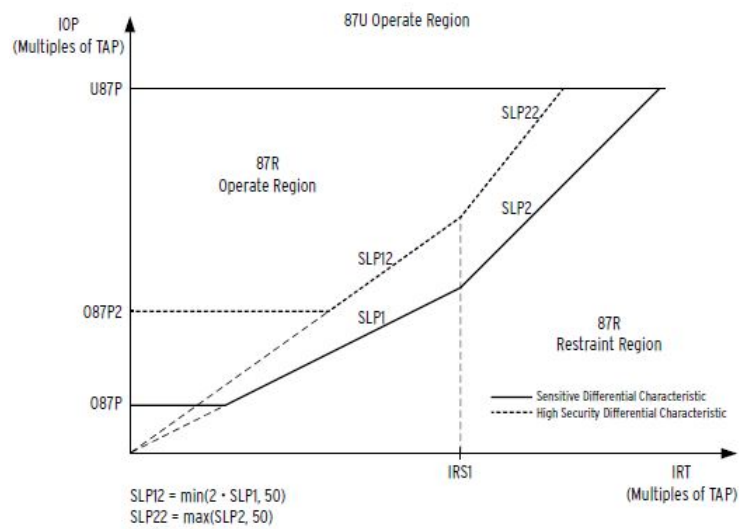


Figura 62 – Característica diferencial de restrição percentual.
Fonte: SEL (2019b).

a aplicação de uma fonte tensão *Direct Current* (DC) entre o lado negativo do circuito de campo e aterrada por um relé de sobretensão para que na ocorrência de um aterramento o relé possa operar.

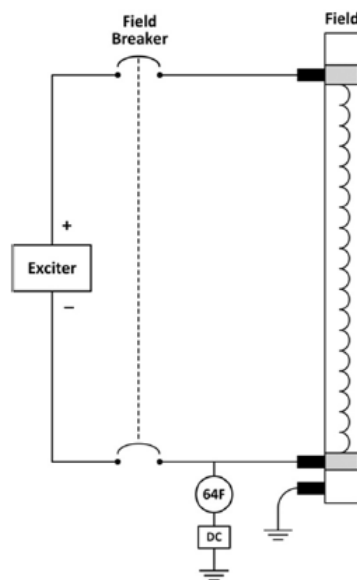


Figura 63 – Proteção de falha de aterramento de campo usando fonte DC.
Fonte: Hartmann (2015).

O segunda metodologia utiliza um divisor de tensão e um relé de sobretensão entre o ponto médio de um divisor de tensão aterrado por um relé de sobretensão como ilustrado na Figura 64.

Para sistema de excitação *brushless*, as metodologias supracitadas não são aplicáveis, porque as conexões de campo do gerador são contidos no elemento rotativo.

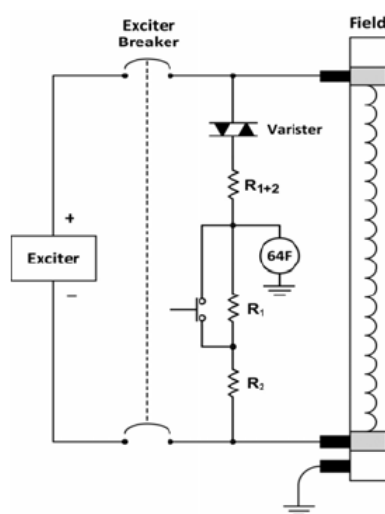


Figura 64 – Proteção contra de aterramento de campo usando divisor de tensão.
Fonte: Hartmann (2015).

Hartmann (2015) descreve um sistema avançado com injeção de sinal, conforme a Figura 65. Se trata de metodologia segura contra os efeitos de transientes no circuito de campo e no rotor, o esquema pode detectar um aumento na impedância que é característica do descolamento da escova de aterramento e para sistemas sem escova, a escova de medição pode ser periodicamente conectada por curtos intervalos de tempo enquanto a análise é feita.

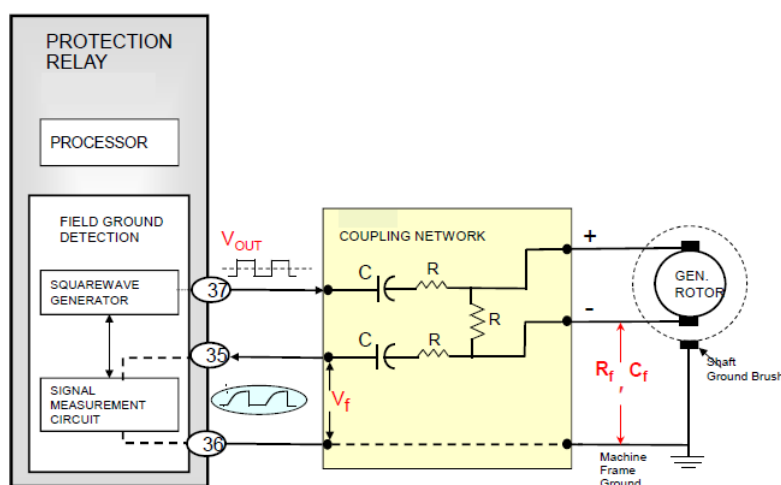


Figura 65 – Medição de falta à terra do rotor.
Fonte: Hartmann (2015).

No esquema exposto na Figura 65, uma onda quadrada é injetada no circuito de campo do rotor por meio de um filtro de acoplamento. O sinal é captado pelo relé e seu formato de onda é analisado. Quando ocorre uma falta à terra no sistema o valor de V_f decai, como ilustrado na Figura 66. O IEEE (2001) descreve uma alternativa com a

adição de uma escova piloto que pode avaliar a integridade do enrolamento de campo.

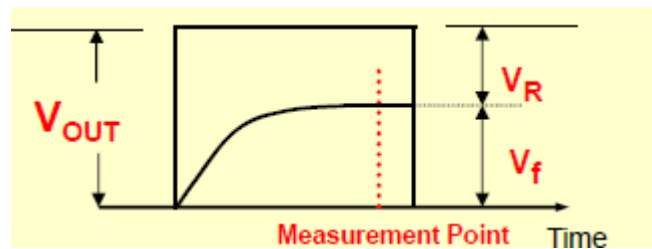


Figura 66 – Formato de onda no sistema com injeção de sinal AC.

Fonte: Hartmann (2015).

A Figura 67 apresenta a utilização de uma escova piloto que pode ser automaticamente conectada por um temporizador ou pelo operador. As escovas usadas neste esquema não são projetadas para contato contínuo com os anéis coletores da excita-triz e sim para contatos temporários. A impedância do circuito de campo em relação a terra é uma conexão da ponte de Wheatstone. Na ocorrência de aterramento o va-lores de capacitância são modificados e desequilibra o circuito da ponte. Nesse caso, quando uma tensão é lida entre terra e a escova que está conectada há uma falta à terra (IEEE, 2001).

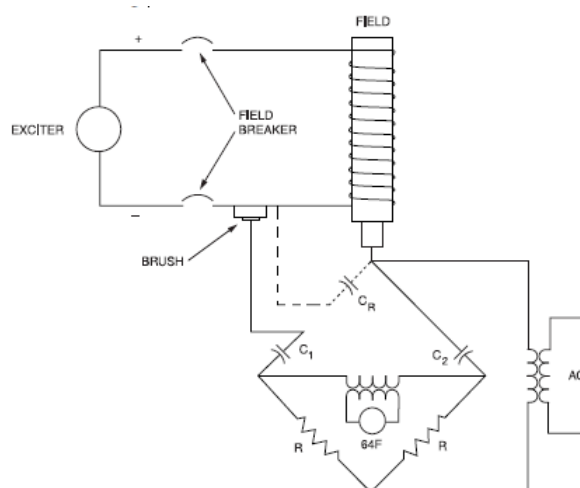


Figura 67 – Proteção contra aterramento no campo usando escovas piloto.

Fonte: IEEE (2001).

Uma solução permanente é mostrada na Figura 68 em que há o monitoramento de forma contínua do circuito de campo em sistemas sem escovas. O transmissor do relé é montado na roda de diodos de campo e a detecção é obtida conectando uma ligação do transmissor ao barramento negativo do campo retificador e outras conexões ao terminal de terra ao eixo do rotor. O equipamento monitora a variação de resistência entre o enrolamento de campo e o eixo do rotor.

Por meio de diodos emissores de luz o sistema realiza o envio de sinal quando há uma curto no sistema de excitação. Nesse momento, os LED's se apagam e o receptor estacionário aciona o relé de proteção.

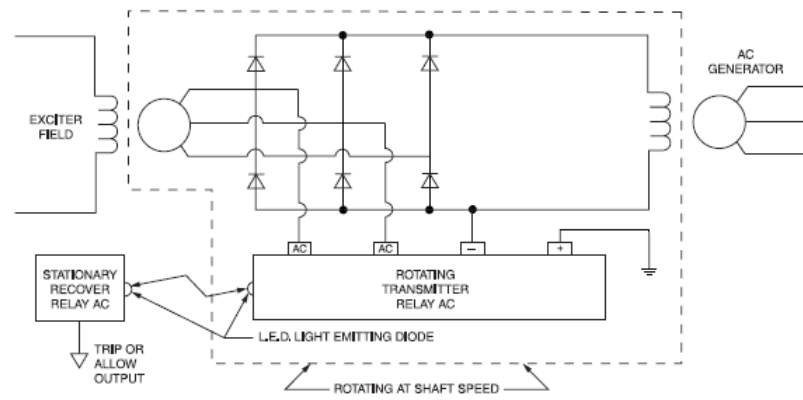


Figura 68 – Proteção contra aterramento de campo para sistemas brushless.
Fonte: IEEE (2001).

2.19 Conclusões parciais

Esse capítulo apresentou fundamentação teórica que envolveu o estudo de seletividade, o comportamento de reatâncias e suas influências nas características construtivas da máquina e em curto-circuitos, principais mecanismos de dano e suas consequências, análises de falhas de geradores síncronos, características construtivas e diversas metodologias para os SPs, tão importantes para justificar os ajustes de proteção, e dessa forma melhor fundamentou as ações tomadas durante o estudo de caso exposto no capítulo 4.

3 Revisão bibliográfica

O presente capítulo dará enfoque aos principais estudos e avanços tecnológicos das diversas metodologias de aterramentos de geradores, como evidenciado no item 2.5, e suas implicações nas proteções de terra, com enfoque naquelas que proporcionam cobertura de 100% do estator. Por conseguinte, serão apresentadas metodologias de detecção de Curto-Circuito Entre Espiras (CCEE) do rotor e estator de geradores.

3.1 Avanços na proteção de terra e suas implicações

Os métodos de proteção de curtos à terra são relacionados com a topologia de aterramento de neutro. Tais métodos são descritos a seguir:

- Diferencial percentual de fase;
- Diferencial de terra;
- Sobrecorrente de tempo inverso de terra;
- Sobrecorrente instantânea;
- Sobretensão em TP com delta aberto;
- Sobretensão por sequência zero de neutro para o enrolamento do estator;
- Subtensão de harmônico de ordem 3;
- Injeção de subharmônica;
- Razão de 3ª harmônica.

A indústria está interessada em adotar novas técnicas de monitoramento *on-line* ou *off-line* para avaliar as condições de desempenho de máquinas elétricas rotativas para reduzir os custos de manutenção e parada, reparos ou revisão (AL-NUAIM; TO-LIYAT, 1997).

A proteção contra faltas à terra, de geradores aterrados por baixa resistência, tem sido um problema específico dentro da indústria. Essas máquinas são normalmente aterrados com resistores de neutros de 200-400 A. Tradicionalmente, pensava-se que este nível de corrente de terra era um bom compromisso entre a proteção seletiva e minimizar os danos. Apesar da aplicação ser recomendada pelo Instituto

de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), o dano de falta à terra do estator é considerado muito mais severo do que o esperado (MOZINA, 2004).

Localizar falhas no enrolamento do estator com precisão é uma tarefa muito difícil. Em geradores aterrados através de uma alta impedância, a relação entre a tensão do neutro e a tensão da fase fornece uma primeira estimativa da localização da falta (BLÁNQUEZ *et al.*, 2013). Analisando todo o contexto percebe-se que a proteção de falta à terra restrita convencional fornece proteção de 80% a 90% do enrolamento do estator do gerador contra a falta à terra quando o neutro do gerador é aterrado através uma resistência (KHAN; BISWAS; ISLAM, 2014).

A proteção diferencial é feita utilizando relés eletromecânicos, de estado sólido ou microprocessados. O esquema de proteção diferencial de fase detecta grande parte dos curtos fase-terra, contudo é intimamente dependente da corrente de falta, ou seja, se torna bem aplicada para sistemas com o neutro aterrado por baixa resistência.

Caso a máxima corrente de curto à terra fique abaixo do *pick-up*, o equipamento não protegerá a máquina. Neste caso, um esquema diferencial de terra torna-se preferível. As Figuras 69 e 70 ilustram a atuação da proteção ANSI 87 para sistemas aterrados por baixa resistência.

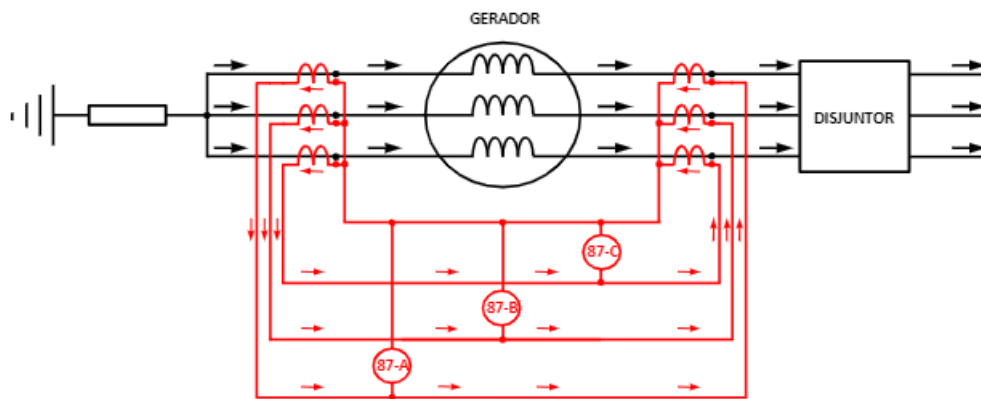


Figura 69 – Esquema da proteção ANSI 87.
Fonte: Silva (2014).

Devido às elevadas correntes para sistemas aterrados por baixa resistência de neutro, com valores médios de 400 A, é importante uma proteção de terra sensível e que atue de forma rápida para interromper a falta. Uma alternativa é comissionar a proteção diferencial de terra que, quando bem aplicada, é capaz de detectar faltas à terra para dentro dos 10% do neutro do gerador sem o risco de falso disparo devido às faltas externas (PILLAI *et al.*, 2003).

Um relé de sobrecorrente direcional de terra é geralmente usado nesta aplicação, com a corrente diferencial para o elemento de operação e a corrente de neutro como referência de polarização. A comparação diferencial é polarizada de forma que

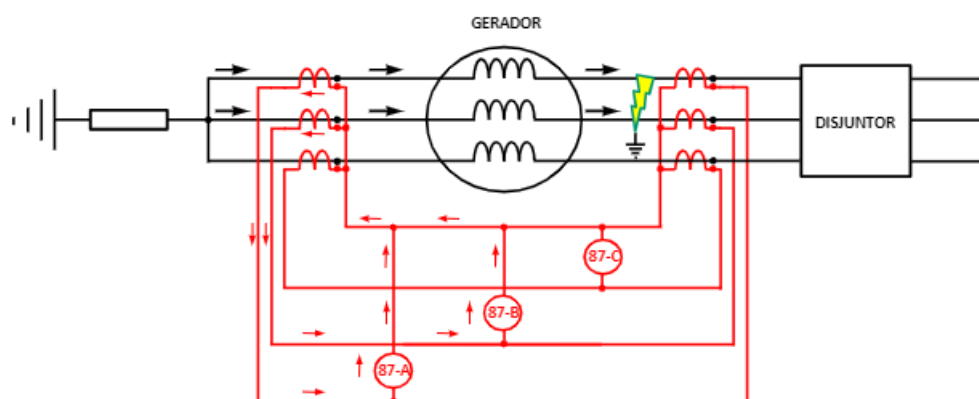


Figura 70 – Esquema de atuação da proteção ANSI 87 para faltas à terra.

Fonte: Silva (2014).

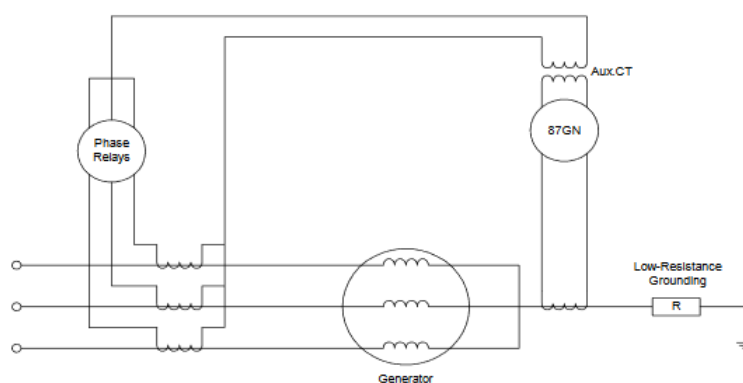


Figura 71 – Proteção diferencial de terra.

Fonte: Pillai *et al.* (2003).

uma restrição exista para uma falta externa. Caso a falta seja interna à máquina, o ângulo entre as correntes de neutro e residual de fase 3 vezes a corrente de sequência zero sensibilizará o relé a partir do valor de *pick-up* para correntes residuais de fase e de neutro. Se a falta for externa ao gerador, o ângulo entre as correntes de fase e de neutro restringe a operação do relé independentemente dos valores de correntes residuais de fase e de neutro aferidos.

Uma das principais vantagens do aterramento de neutro de baixa resistência é a possibilidade de obter seletivamente a proteção de sobrecorrente de terra para as faltas à jusante, entre a proteção ANSI 50G, do lado da carga, e a ANSI 51G dos barramentos que as alimentam, conforme ilustrado na Figura 72.

No caso de uma falta externa, cuja proteção ANSI 50G não atue, o relé de sobrecorrente de tempo inverso (ANSI 51G), no disjuntor de interligação de barras, fará a proteção de *back-up* e por conseguinte as proteções de sobrecorrente de tempo inverso dos geradores. Há também a possibilidade de um dano sério no gerador devido a alta corrente de falta prolongada, especialmente no caso em que a curto fase-terra

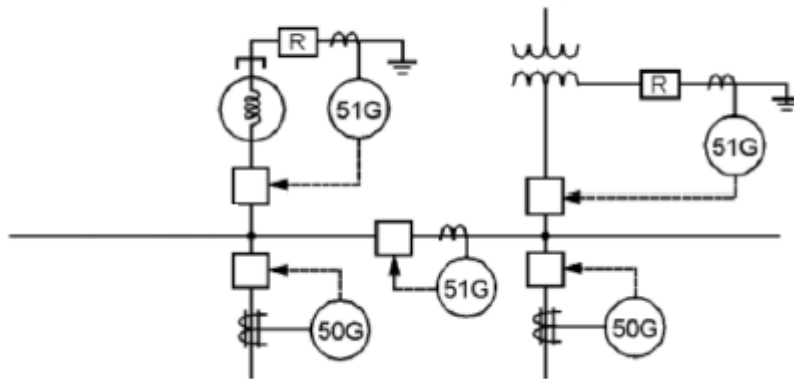


Figura 72 – Proteções ANSI 50G e ANSI 51G.

ocorra perto dos terminais do gerador. Este dano pode ser reduzido utilizando um relé de sobrecorrente de terra instantâneo (ANSI 50G) em conjunto com o relé de sobrecorrente temporizado. O relé instantâneo detecta as faltas no neutro do gerador, e é *back-up* da proteção dos alimentadores (BERNARDI, 2015).

A proteção ANSI 50G utiliza um TC toroidal como fonte de sinal. Para faltas externas não haverá corrente induzida no toroide enquanto o oposto ocorre para faltas internas ao equipamento. A Figura 73 ilustra a proteção ANSI 50G.

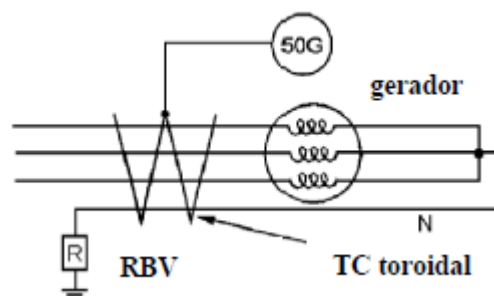


Figura 73 – Proteção ANSI 50G.

Atualmente pode-se classificar o aterramento de geradores síncronos em dois tipos, são eles: o aterramento de baixa e alta impedância. Para aterramentos por baixa impedância, um relé diferencial pode detectar e fornecer proteção de apenas cerca de 95% dos enrolamentos. No entanto, para aterramento de alta impedância, os curtos não são detectáveis por relés diferenciais porque a corrente de falta é, geralmente, menor que a sensibilidade do relé. Nesse caso, o relé de sobretensão conectado através do aterramento resistor tem sido usado para detectar a tensão de sequência zero e garante 95% de proteção do enrolamento do estator (CHOWDHURY *et al.*, 2016).

A detecção deste tipo de falha era tradicionalmente feita por um relé de sobretensão ou por um relé de sobrecorrente de neutro sintonizado na frequência fundamental.

Essas proteções não podem proteger todos os enrolamentos do estator, porque a corrente de falta diminui à medida que a posição de falta à terra está mais próxima do ponto neutro os enrolamentos do estator (PLATERO *et al.*, 2016).

Um esquema de proteção de falta à terra do gerador de sobrecorrente (ou sobre-tensão) é direto, seguro e confiável, contudo possui de duas desvantagens. A primeira, o esquema não detectará faltas à terra perto do neutro do gerador e a segunda é que não é automonitorado. Ou seja, um circuito aberto em qualquer lugar no relé, primário ou secundário do transformador de corrente ou um resistor de aterramento aberto, pode não ser detectado antes que ocorra uma falha (GRIFFIN; POPE, 1982).

Portanto, a detecção de falta à terra do estator pela ANSI 87 não é indicado uma vez que a corrente diferencial é insignificante em comparação com a corrente nominal dos geradores. De acordo com isso, a operação da proteção diferencial devido à detecção de corrente diferencial em apenas uma fase do enrolamento do estator não faz sentido (DELGADO *et al.*, 2013).

Para máquinas geradoras aterradas por alta resistência, indica-se a utilização da proteção de sobretensão de terra utilizando TP com delta aberto, vide Figura 74. Por se tratar de um delta aberto, para um sistema equilibrado, a soma fasorial das tensões é nula. Entretanto, no momento em que ocorre uma falta à terra no estator do gerador, a tensão detectada, devido ao arranjo, passa a ser a tensão de linha das demais fases.

Para proteger 100% dos enrolamentos do estator contra falta à terra, esquemas suplementares de proteção de duas diferentes técnicas foram adotadas. Essas técnicas são com base na injeção de uma tensão de baixa frequência ao neutro ou medir o conteúdo de tensão do terceiro harmônico (UNGRAD; WINKER; WISZNIEWSKI, 1995).

Atualmente, para geradores que utilizam transformadores de distribuição em seu aterramento, como ilustrado na Figura 74, a proteção de sobretensão (ANSI 59GN) é a mais utilizada. O ajuste típico deste relé possui set para um *pick-up* mínimo de aproximadamente 5V (MARDEGAN, 2011).

Nessa configuração, a proteção é sintonizada para tensão de frequência fundamental e para ser insensível às tensões de 3° harmônico, as quais estão presentes nos terminais e no neutro da máquina em condições normais de operação. A principal vulnerabilidade desse arranjo está na localização da falta. A tensão será máxima para uma falta num terminal do gerador, ou seja, para pontos distantes do neutro. À medida que o curto-circuito ocorre próximo do neutro a proteção perde sua capacidade de atuação.

Os esquemas convencionais que consistem em esquema de proteção diferencial e detecção de falta à terra do estator são lentos na eliminação das falhas. Enquanto o tensão desenvolvida para falhas perto de neutro não é suficiente para conduzir a

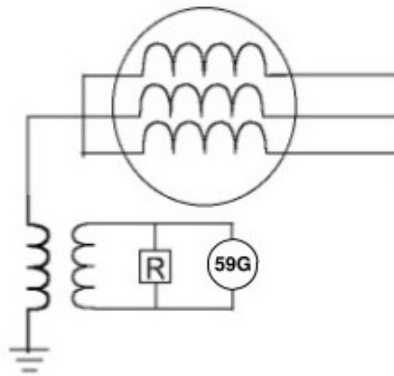


Figura 74 – Esquema de proteção ANSI 59G de sequência zero.

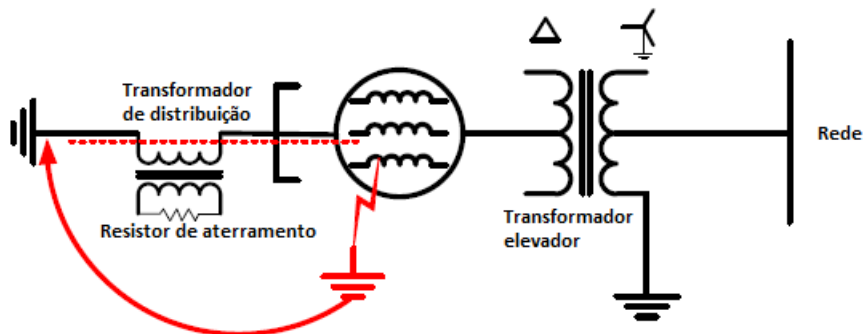


Figura 75 – Curto circuito fase-terra no enrolamento do gerador.

corrente de falha, essas falhas não podem ser detectadas por relés de falha de terra (CHOWDHURY *et al.*, 2016).

Segundo Bernardi (2015), até a década de 70, quase todas as proteções de falta à terra do estator para geradores eram realizadas pelo relé de sobretensão. Como supracitado, este esquema detectava faltas acima de 90-95% do enrolamento do estator, ou seja os últimos 5-10% do enrolamento não são protegidos pelo ANSI 59G.

Atualmente, as técnicas para a detecção de falhas à terra que cobrem 100% do enrolamento fazem uso de duas técnicas:

- Técnicas baseadas em tensão de 3° harmônico;
- Injeção de tensão residual de neutro subharmônica.

A tensão de 3° harmônico está presente na operação normal dos geradores. A Figura 76 ilustra essa grandeza nos terminais e no neutro do gerados para condições de alto e baixo carregamento.

Para curtos próximos ao neutro do gerador, observa-se o comportamento evidenciado na Figura 77, enquanto que para curtos-circuito próximos aos terminais do

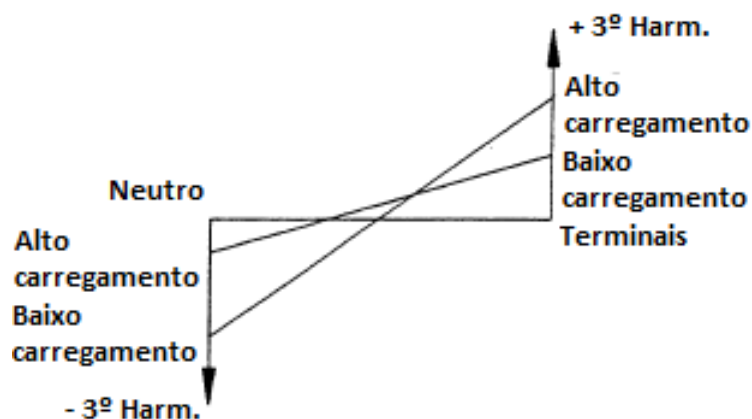


Figura 76 – Geração de 3º harmônico em condição normal de operação.

gerador as tensões de terceiro harmônico possuem comportamento semelhante ao ilustrado na Figura 78.

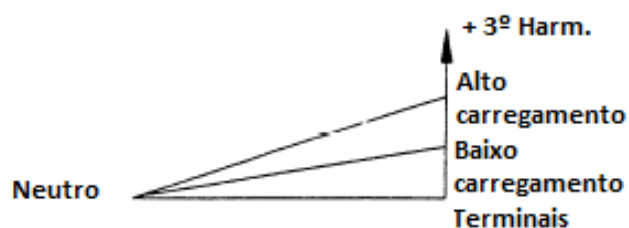


Figura 77 – Geração de 3º harmônico durante curto-circuito próximo ao neutro.

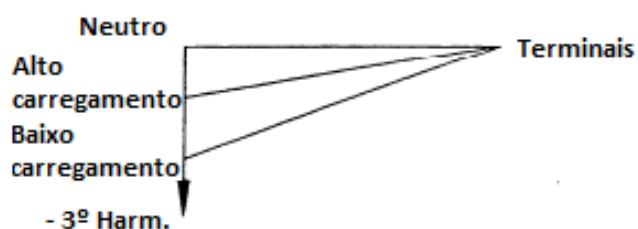


Figura 78 – Geração de 3º harmônico durante curto-circuito próximo aos terminais.

O nível de tensão de 3º harmônico de uma máquina geradora, de modo geral, depende dos seguintes fatores:

- Características construtivas da máquina, onde as dimensões do enrolamento do estator é um fator determinante na quantidade de 3º harmônico;

- Potência ativa, uma vez que a tensão de 3° harmônico geralmente aumenta com a carga, sem carga, ou com gerador com baixo carregamento, tais componentes possuem baixa magnitude;
- A potência reativa de saída do gerador também afeta o 3° harmônico. Em alguns casos, uma demanda maior em reativos aumenta a 3° harmônica, e em outros casos, especialmente em turbinas à gás, ocorrem quedas repentinas na saída de reativos que tornam a aplicação do esquema de 3° harmônico de baixa confiabilidade;
- A capacitância no terminal do gerador também afeta o nível de 3° harmônico. A capacitância de enrolamento fase-neutro, assim como a capacitância de barra e de enrolamento de baixa tensão geralmente têm um papel menor no nível de 3° harmônico presente nos dois itens acima. Uma maior adição de capacitância nos terminais do gerador tem uma influência positiva no 3° harmônico.

Geralmente, a tensão de saída do gerador não é puramente senoidal, ao contrário, é distorcida por componentes harmônicos. Os componentes harmônicos são encontrados em triplos harmônicos como o 3°, 9°, 15° e assim por diante. Os triplos harmônicos são encontrados em todas as fases com a mesma fase ângulo. É por isso que o ponto comum não é zero como o triplo componentes harmônicos não somam zero. A magnitude da terceira tensão harmônica é comparativamente maior do que a maioria dos outros triplos harmônicos, normalmente, é em torno de 1% a 6% da tensão nominal do gerador (SULTAN; MUSTAFA, 2013).

Usando técnicas de filtro digital, relés modernos cuja tecnologia é capaz de medir e avaliar esses pequenos sinais harmônicos com distinção e confiabilidade (CHOWDHURY *et al.*, 2016).

Os avanços tecnológicos nos *Hardwares* dos sistemas computacionais estão propiciando técnicas avançadas para análises em sistemas de energia (KUFFEL *et al.*, 1996). Para a proteção de falta à terra com cobertura de 100% do enrolamento, o esquema de subtensão de 3° harmônico no neutro é o mais popular. O relé 27TN, caracterizado pela subtensão de 3° harmônico, é instalado através de um resistor de aterramento utilizando transformador de distribuição. O relé opera na diminuição da tensão de 3° harmônico, que ocorre durante uma falta à terra no estator, próxima ao neutro do gerador.

Importante salientar que o relé 27TN é supervisionado por um relé de sobretenção de fase, que impede a atuação por atuações espúrias como ilustrado na Figura 79.

Como supracitado, a cobertura dada pela proteção 59G abrange cerca de 90% do enrolamento, enquanto que o método da 27TN abrange os 10% próximos ao neutro

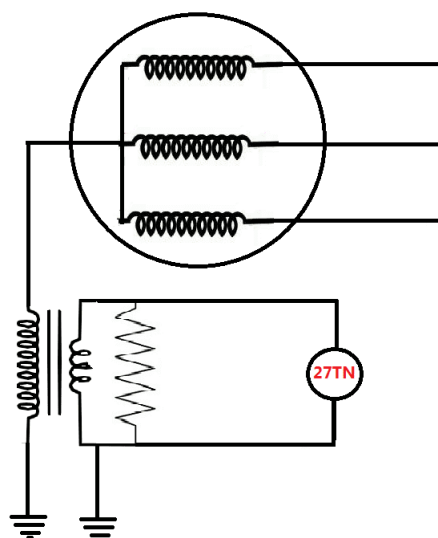


Figura 79 – Esquema de proteção 27TN.

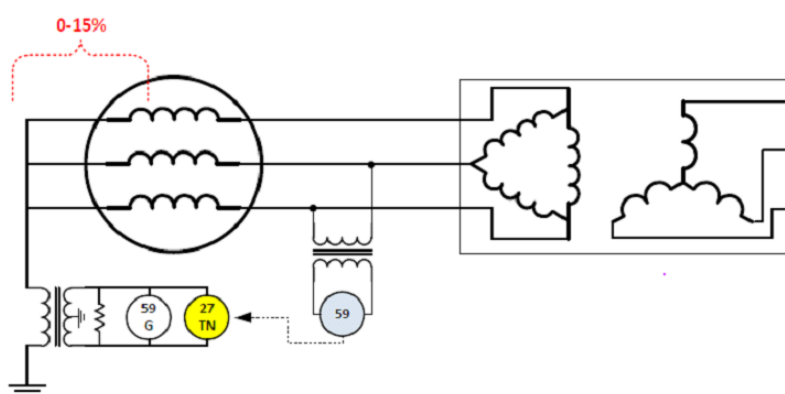


Figura 80 – Proteção ANSI 27TN com supervisão da ANSI 59.

e, atualmente, as duas proteções operam são implementadas de forma combinada. Os dois elementos atuam como zonas de proteção independentes, cada um deles com sua própria temporização ajustável em tempo-definido e essa combinação propicia proteção de 100% do estator conforme Figura 81.

Os principais problemas do 27TN se devem ao fato de que o terceiro harmônico produzido pelas máquinas síncronas não é constante e depende, entre outros, do ponto de operação do gerador. Se sob operação normal os terceiros harmônicos produzidos pelo gerador diminuïrem significativamente abaixo do limite de proteção, por exemplo, devido a uma reduçãõ de carga, é perfeitamente possível ter um disparo indesejado. Por outro lado, se o limiar de proteção é reduzido para evitar os disparos indesejados, a sensibilidade da proteção é reduzida, pois somente falhas de terra muito próximas do neutro serão detectadas (PLATERO *et al.*, 2016).

Uma alternativa ao esquema de terra se trata da injeçãõ de sub-harmônico

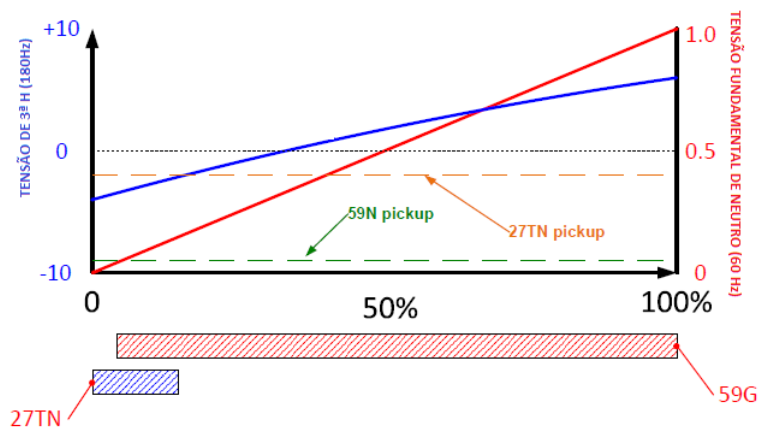


Figura 81 – Abrangência das proteções de subtensão de 3º harmônico e sobretensão de terra.

(ANSI 64S) de baixa frequência nos enrolamentos do estator do gerador por uma fonte de tensão de 15-20 Hz. Sob operação normal, a corrente fornecida pela fonte de tensão de baixa frequência é muito baixa. Em caso de falta à terra, esta corrente aumenta seu valor. É um sistema sensível e seguro, mas bastante caro (PLATERO *et al.*, 2016). Usando técnicas de filtro digital relés modernos são capazes de medir e avaliar esses pequenos sinais harmônicos com distinção e confiabilidade (CHOWDHURY *et al.*, 2016).

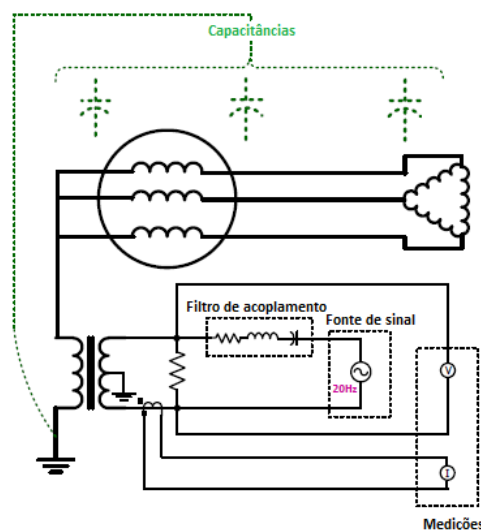


Figura 82 – Esquema de proteção ANSI 64S.

Sob condições normais, uma pequena corrente fluirá na frequência sub-harmônica. Quando uma falta à terra ocorre em qualquer lugar do enrolamento do gerador ou de sua barra associada, a capacitância é curto-circuitada naquela fase e uma corrente maior fluirá, a qual será detectada por um relé de sobrecorrente.

O esquema tem a vantagem adicional por poder detectar uma falta à terra do estator numa condição de geração *off-line*, antes de ser colocado em serviço. Este esquema não é afetado pelo carregamento ativo e reativo do gerador. Tipicamente, o relé 59G é utilizado como *back-up*.

Outra alternativa é a utilização do relé de razão de 3º harmônico. Essa proposta requer a medição da tensão de 3º harmônico do neutro e nos terminais da máquina, conforme Figura 83. O elemento ANSI 59D atuará para curtos fase-terra próximos ao neutro do gerador. Essa proteção requer a proteção ANSI 59G para detectar faltas distantes do neutro. Dessa forma, ao combinarmos as proteções supracitadas forneceremos cobertura de 100% do enrolamento do estator.

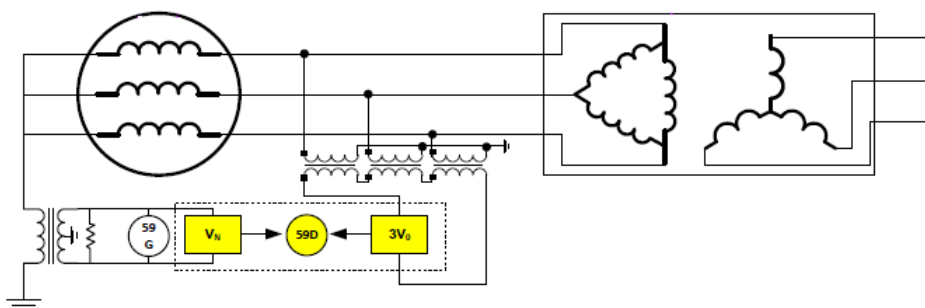


Figura 83 – Esquema de proteção ANSI 59D.

Existem algumas vulnerabilidades na proteção ANSI 59D, dentre elas pode-se citar:

- Em determinados geradores, a depender das características construtivas, a razão entre as medições variam em função da potência. Tal quesito dificulta o ajuste correto da proteção;
- Necessidade de instalar TP em delta aberto;
- Esquema não indicado para máquina que não geram 3º harmônica suficiente.

3.2 Métodos de detecção de faltas entre espiras do estator e do rotor de geradores síncronos

Esta seção propõe-se apresentar metodologias para detecção de curtos entre espiras dos rotores e estatores das máquinas síncronas. No final será dado enfoque para metodologia baseada no equilíbrio de amperes-espiras entre a corrente de sequência negativa do estator e o componente de dupla frequência da corrente de campo.

Como visto na seção 3, a proteção diferencial possui determinadas limitações. Uma dessas vulnerabilidade se trata da não detecção de curtos entre espiras do estator. O simples arranjo diferencial não detecta esses tipos de faltas porque estas não perturbam a relação de equilíbrio das correntes nos terminais e no lado do neutro do gerador. Para realizar a proteção contra curtos entre espiras do estator, as proteções de fase dividida e de sobretensão são soluções tradicionalmente aplicadas.

Para geradores que possuem enrolamentos de estator com mais de um circuito por fase, o esquema de relé de fase dividida fornece proteção contra esse tipo de falha. Para essa proposta os circuitos em cada fase do enrolamento do estator são divididos em grupos e suas correntes são comparados (IEEE, 2007).

A Figura 84 exhibe o sistema de relés de fase dividida. Para esse tipo de proteção utilizam-se elementos de sobrecorrentes instantâneo e temporizada muito inversa. Outras conexões com a utilização de TCs do tipo janela podem ser aplicadas a depender da configuração permitida pela instalação.

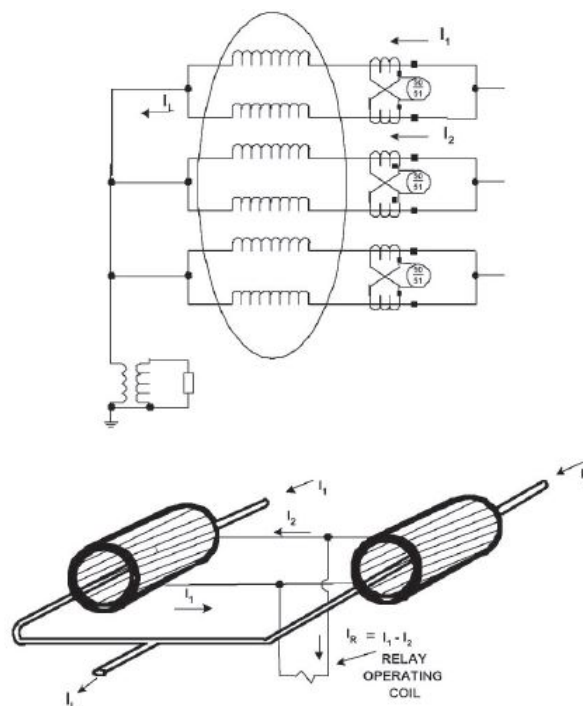


Figura 84 – Proteção de fase dividida.
Fonte: IEEE (2007).

Para os casos onde a configuração do enrolamento do estator não permite a aplicação da fase dividida, o elemento de sobretensão de neutro pode ser usado para detectar a ocorrências dessas vulnerabilidades (IEEE, 2007).

Com referência à Figura 85, três TPs são conectados em estrela com referência ligado neutro do gerador. Seus terminais secundários são conectados em delta aberto ao relé ANSI 59N afim de medir a tensão de desequilíbrio (IEEE, 2007). Esquema

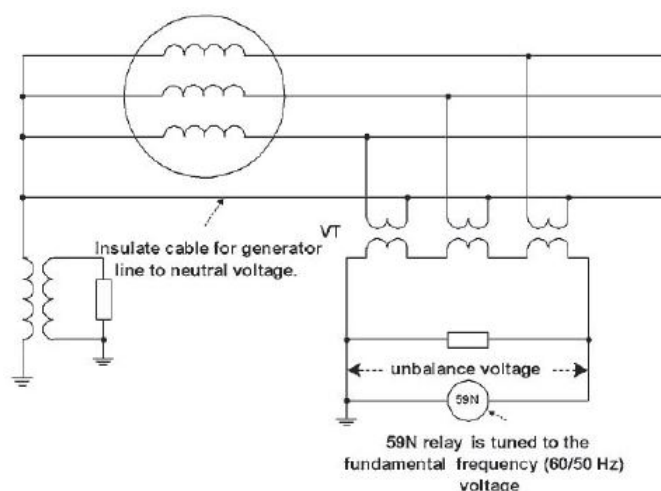


Figura 85 – Proteção de curto entre espiras pela ANSI 59N.
Fonte: IEEE (2007).

similar foi apresentado no item 3.1, na qual o relé atuará para curtos entre espiras, os quais elevam a tensão de desequilíbrio em delta aberto.

As observações recentes sugerem que as harmônicas na corrente de campo são muito promissoras para detectar falhas no estator em máquinas síncronas. Até agora, um aumento em alguns dos harmônicos pares na corrente de campo foi relatado para detectar tais falhas. Além disso, os harmônicos pares podem aumentar significativamente com o desequilíbrio da fonte e com os harmônicos de tempo, o que pode levar a uma séria confusão. Devido às assimetrias estruturais do enrolamento de campo, alguns desses componentes aumentaram com a falta entre o estator e essas descobertas são úteis para detectar falhas (NETI; NANDI, 2005).

Um novo método para detectar CCEE do estator é baseado em conteúdo harmônico resultante nas formas de onda da tensão nos terminais do gerador. Os resultados analíticos utilizam algoritmo por árvore de falha a partir da análise do primeiro harmônico de tensão residual e apenas dois valores dos componentes harmônicos.

É mostrado que usando apenas o terceiro e quarto componentes harmônicos de formas de onda de tensão de terminal individuais e o componente fundamental da tensão residual forma de onda, não apenas todos os tipos de CCEE do estator são detectáveis mas também as fases relacionadas podem ser determinadas pela precisão cerca de 99%. Além disso, o número de voltas em curto pode ser determinado completamente (FAYAZI; HAGHJOO, 2015).

A Figura 86 mostra os resultados apresentados na publicação de Fayazi e Haghjoo (2015) para a *9th Power Systems Protection & Control Conference* os quais evidenciam que todos os CCEE possíveis podem ser detectados com precisão, o número de enrolamentos em curtos pode ser classificado com precisão de cerca de 100% e as fases defeituosas relacionadas podem ser determinadas precisão de cerca de 99%.

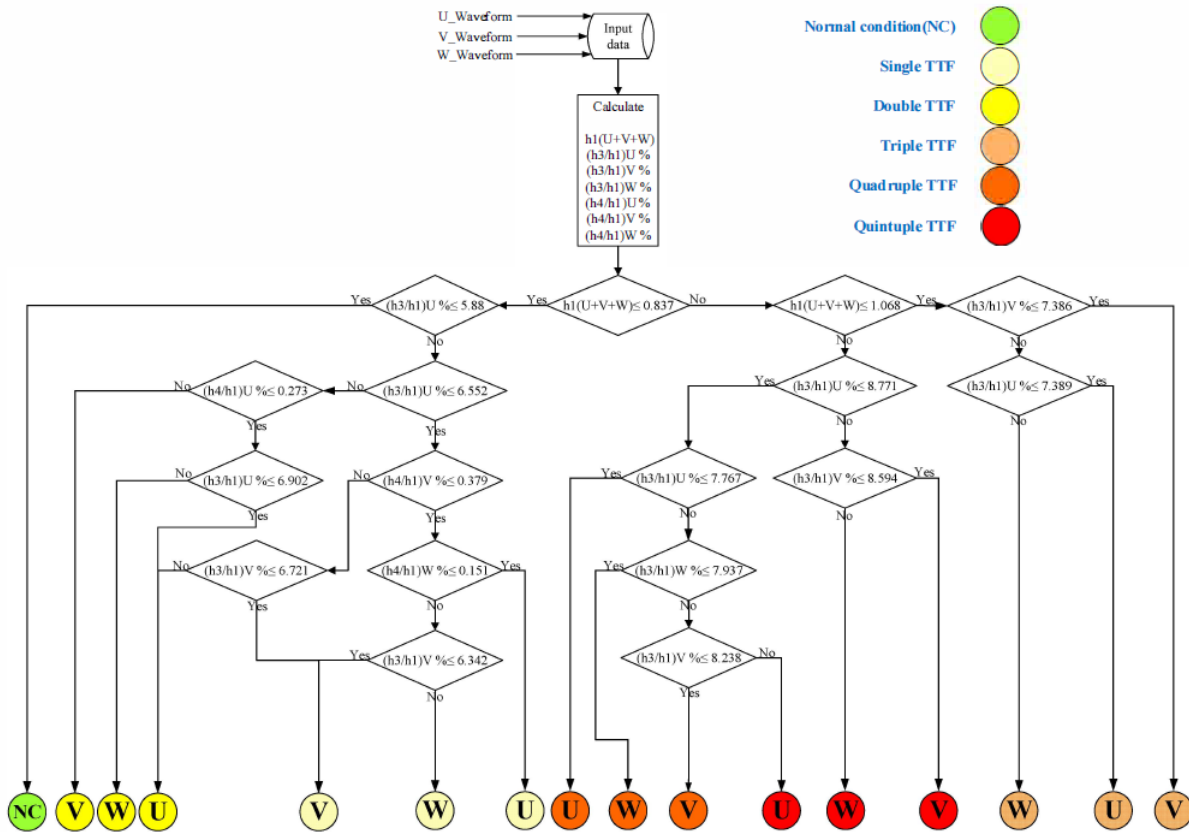


Figura 86 – Árvore de falha para detecção de faltas entre espiras do estator
 Fonte: Fayazi e Haghjoo (2015).

Metodologias mais avançadas podem ser aplicadas para detecção de curtos entre espiras no rotor. O curto-circuito do enrolamento de campo é uma falha comum que causa elevação da vibração do rotor.

Os métodos de diagnóstico baseiam-se nos parâmetros elétricos tais como as características de harmônicos da corrente de excitação, e a corrente circulante entre ramificações conectadas em paralelo com enrolamento de estator, não considerando sua influência na vibração da máquina (SHUTING *et al.*, 2006).

Falhas de enrolamento de campo podem fazer com que o espaço entre as espiras seja distorcido, elevando o desequilíbrio magnético sobre o rotor causando vibração, efeitos de pulsação do campo magnético sobre estator e causando sua vibração. Conclui-se que o monitoramento de vibração mecânica pode ser um sintoma útil de falhas de enrolamento como descoberto por Shuting *et al.* (2003).

A Figura 87 mostra o espectro de frequência de vibração do rotor quando o gerador opera normalmente, e a Figura 88 exibe a variação das amplitudes das diversas frequências quando há curtos entre espiras em 12% do enrolamento de campo evidenciando aumento de vibração na frequência fundamental no momento da falta.

A Figura 89 exibe o espectro de frequência de vibração do estator quando o

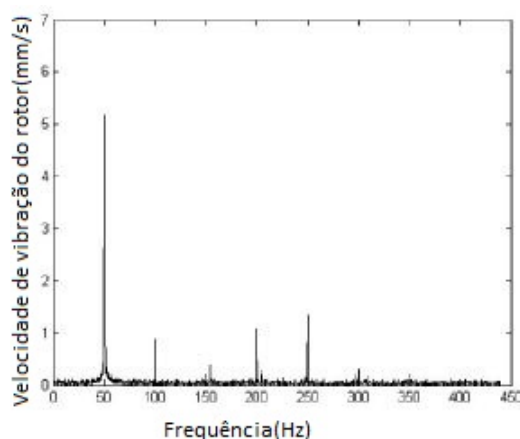


Figura 87 – Vibração do rotor em condição normal de operação.

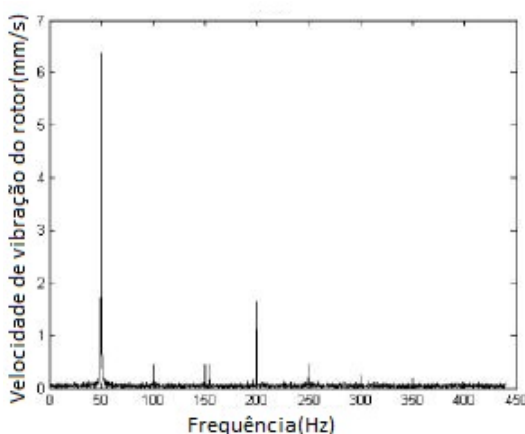
Fonte: Shuting *et al.* (2006).

Figura 88 – Vibração do rotor com falta entre espiras no seu circuito

Fonte: Shuting *et al.* (2006).

gerador opera normalmente, e a Figura 90 para condição curtos entre espiras em 12% do enrolamento de campo. Nota-se que a amplitude da vibração do estator no segundo harmônico, aumenta seu valor na frequência fundamental e no terceiro harmônico no momento da falta.

Um novo princípio para proteção CCEE apresentado na *13th International Conference on Developments in Power System Protection* descreve metodologia de SP combinada do estator-rotor baseada no equilíbrio de amperes-espiras entre a corrente de sequência negativa do estator e a componente de dupla frequência da corrente de campo. Como analisado anteriormente, a proteção de fase dividida é a solução amplamente aplicada para detecção de faltas entre espiras. Metodologias recentes mostram que a aplicação do princípio do equilíbrio de amperes-espiras entre a corrente de sequência negativa no estator e a componente de dupla frequência na corrente do rotor (IF) propicia proteção de faltas entre espiras tanto para o estator quanto para o rotor (KASZTENNY; FISCHER; TAYLOR, 2016).

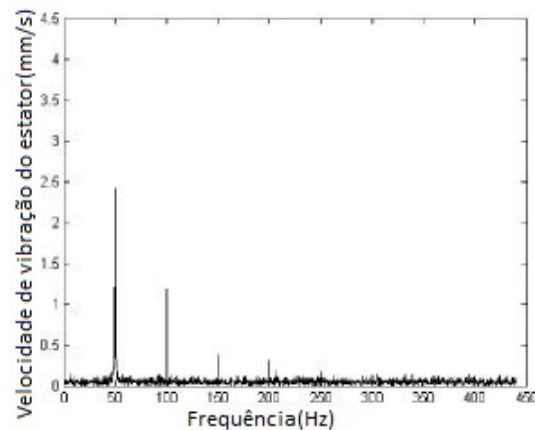


Figura 89 – Vibração do estator em condição normal de operação.
Fonte: Shuting *et al.* (2006).

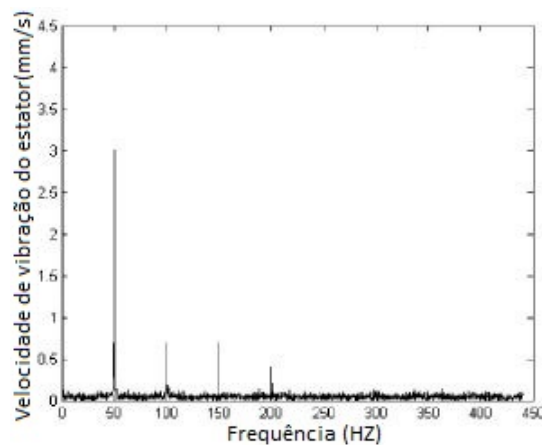


Figura 90 – Vibração do estator em condição de curto entre espiras do rotor.
Fonte: Shuting *et al.* (2006).

Com base neste princípio dois novos elementos de proteção foram propostos. O primeiro está baseado no desbalanço das correntes do estator-rotor denominado 60SF. Essa proposta avalia o equilíbrio da magnitude da corrente de sequência negativa em relação à magnitude do componente de dupla frequência do rotor. O segundo elemento é parametrizado pelo diferencial de corrente do estator-rotor, denominado 87SF, que utiliza validações fasoriais entre a corrente do estator e do rotor pelo elemento de desequilíbrio das correntes do rotor-estator que utiliza as magnitudes das correntes

Como ilustrado na Figura 91 podemos imaginar um gerador síncrono como um transformador rotativo com uma corrente no enrolamento de sequência positiva equivalente, uma corrente no enrolamento de sequência negativa, uma corrente e enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor.

A corrente I_2 do estator cria um campo magnético rotativo na direção oposta da rotação do rotor, o que induz no enrolamento de campo e em outras partes do rotor, uma corrente com o dobro da frequência fundamental (KASZTENNY; FISCHER;

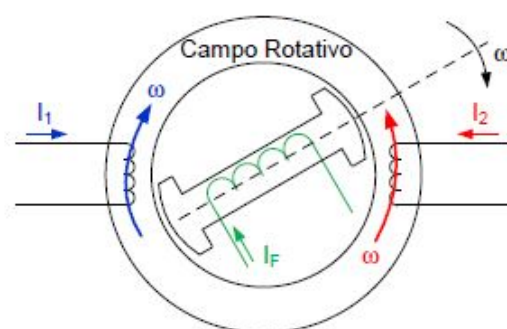


Figura 91 – Modelo de gerador como transformador rotativo.

Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

TAYLOR, 2016).

Combinamos as correntes de dupla frequência que fluem nas outras partes do rotor em uma corrente, denominada corrente do amortecedor, a qual circula no enrolamento amortecedor equivalente. Olhando para o gerador a partir do lado do estator e considerando I_2 , podemos visualizar o gerador como um transformador rotativo de três enrolamentos, sendo o enrolamento do estator alimentado com I_2 , e o enrolamento de campo e amortecedor alimentado com uma corrente de dupla frequência conforme ilustração de número 92.

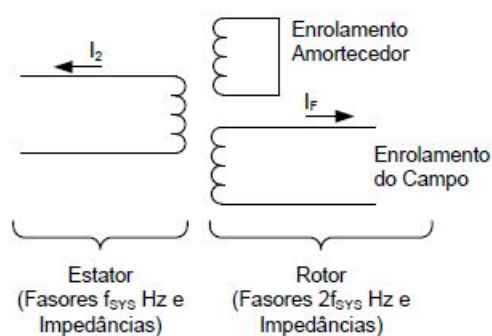


Figura 92 – Circuito equivalente do gerador como transformador de três enrolamentos.

Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

Pode-se medir o valor de I_2 no estator e o componente da corrente de dupla frequência do campo, contudo não é possível medir a corrente do enrolamento amortecedor. Com o objetivo de realizar a proteção considerando essas correntes, o sistema equivalente é convertido para que as impedâncias do amortecedor e do campo, para a mesma base de tensão, e conecte os dois circuitos em paralelo para formar um único enrolamento equivalente como exibido na Figura 93, na qual Z_{FT} e Z_D são respectivamente a impedância total do enrolamento de campo e impedância de dispersão do enrolamento amortecedor.

Pela análise do circuito equivalente da Figura 93 pode-se fornecer proteção

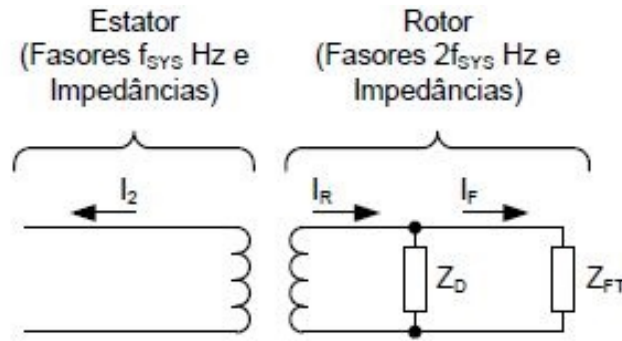


Figura 93 – Representação de dois enrolamentos com os enrolamentos do campo e do amortecedor na mesma base de tensão.

Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

CCEE por meio da aplicação do equilíbrio entre a corrente de sequência negativa I_2 no estator e a corrente total do rotor (I_R). Sendo I_R calculado pela equação (3.1) e assumindo que a relação de espiras do transformador de dois enrolamentos equivalente seja N_0 , encontra-se a condição de equilíbrio de AT para um gerador funcionando corretamente pela equação (3.2).

$$I_R = I_F \cdot \left(1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right) \quad (3.1)$$

$$I_2 = N_0 \cdot I_R = N_0 \cdot I_F \cdot \left(1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right) \quad (3.2)$$

Portanto, para qualquer desequilíbrio externo, incluindo faltas, a relação N_{SF} das magnitudes de I_2 e da corrente de campo de dupla frequência para um gerador funcionando corretamente é:

$$N_{SF} = \left| \frac{I_2}{I_R} \right| = N_0 \cdot \left| 1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right| \quad (3.3)$$

Uma falta entre espiras no rotor ou estator vai perturbar as condições de equilíbrio das equações (3.2) e (3.3) e dessa forma o curto entre espiras será detectado. A figura 94 mostra as correntes e tensões nos terminais para uma falta entre fases externa entre ao gerador, enquanto que a Figura 95 ilustra as magnitudes das correntes I_2 e I_F e relação das magnitudes para curto externo à máquina. Evidencia-se que tanto antes como após a falta a relação $\frac{I_2}{I_F}$ permanece constante. A relação das magnitudes $\frac{I_2}{I_F}$ se estabelece com um valor de aproximadamente 13,4 para este desequilíbrio externo. A relação de 13,4 para este gerador particular deve ser aplicável para qualquer condição de desequilíbrio externo.

A Figura 96 exhibe os sinais das correntes e tensões para uma falta entre espiras. Observa-se na Figura 97 que a magnitudes da relação entre $\frac{I_2}{I_F}$ decaiu para apro-

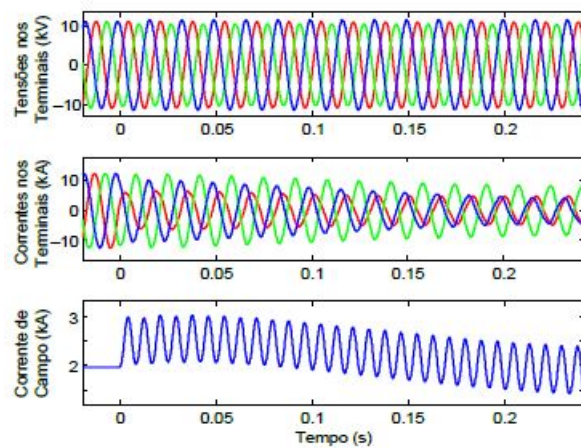


Figura 94 – Falta externa: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.
Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

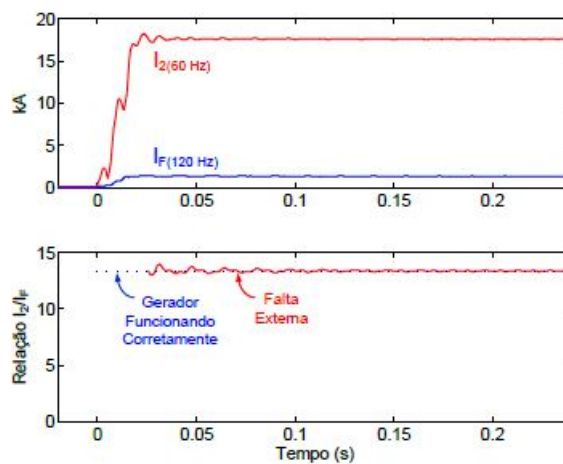


Figura 95 – Magnitude de I_2 (60 Hz), magnitude de I_F (120 Hz) e relação das magnitudes para curto externo à máquina
Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

ximadamente 6 e essa diferença significativa permite ao relé detectar a ocorrência de CCEE.

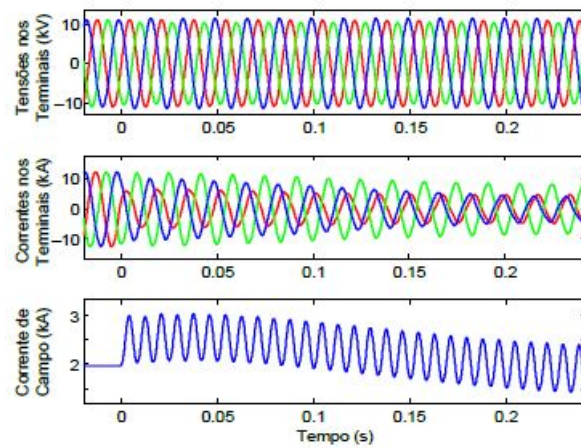


Figura 96 – Falta entre espiras: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.
Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

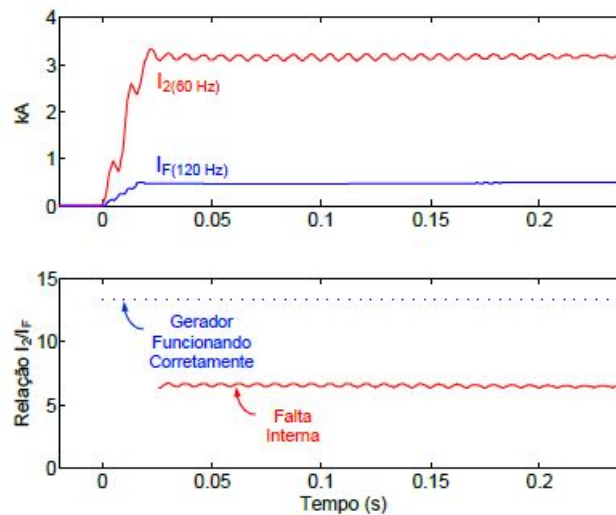


Figura 97 – Magnitude de I_2 (60 Hz), magnitude de I_F (120 Hz) e relação das magnitudes para curto entre espiras.

Fonte: Kasztenny, Fischer e Taylor (2016).

3.3 Conclusões parciais

Esse capítulo apresentou os principais métodos para proteção de terra e suas implicações com o intuito de melhor fundamentar o capítulo 4 que irá discutir a confiabilidade, sensibilidade e segurança do sistema de proteção instalados em gerador de indústria petroquímica com validação de lógicas a partir de testes em laboratório.

4 Estudo de caso

Com base nas diretrizes expostas nos capítulos 2 e 3, serão apresentados e analisados os ajustes das funções de proteção determinadas no estudo de proteção e seletividade de turbogerador a gás em indústria petroquímica.

4.1 Caracterização do sistema

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) analisado nesse trabalho, faz parte de uma indústria Petroquímica que é responsável pelo atendimento da demanda energética de grande parte do Polo de Camaçari no Estado da Bahia, na qual está instalada uma Unidade Termelétrica (UTE) composta por cinco turbogeradores com potências elétricas distintas. Além disso, essa unidade fabril é suprida por uma interligação de 230 kV oriunda da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), que em conjunto com a geração local, atende parte das demandas energéticas de diversas unidades industriais que compõem o Polo de Camaçari.

A UTE é dividida em duas unidades principais, que juntas são responsáveis pela produção de vapor, fornecimento de ar comprimido e pela geração e distribuição de energia elétrica. Em sua unidade térmica, o vapor de $120 \frac{kgf}{cm^2}$ é produzido em caldeiras através da vaporização da água desmineralizada. Já na elétrica, a energia mecânica do vapor produzido nas caldeiras é usada como força motriz para mover as turbinas de turbogeradores a fim de produzir energia elétrica e subprodutos como os vapores de 42 e $15 \frac{kgf}{cm^2}$.

Este trabalho foi desenvolvido para o turbogerador de 49 MW de fabricação *Asea Brown Boveri* (ABB) acoplado a uma turbina a gás de 32 MW da *General Electric* (GE). Essa máquina em especial, além de gerar cerca de 20 GWH por mês é responsável pelo sistema *black start* do polo petroquímico em caso de apagão devido ao seu sistema especial de partida. Outro aspecto a ser observado, é que os exaustos provenientes da turbina a gás da máquina são aproveitados em uma caldeira de recuperação cujo objetivo é produzir vapor superaquecido e de alta pressão, $120 \frac{kgf}{cm^2}$ a $538^{\circ}C$, a partir do aproveitamento da energia, sob a forma de calor.

4.2 Níveis de curto-circuito

Para realizar os ajustes dos equipamentos de proteção deve-se considerar as correntes de carga e de curto-circuito mínimo, enquanto que a corrente de falta para

máxima geração deve ser utilizada para parametrização da coordenação dos equipamentos de proteção (FILHO; MAMEDE, 2011).

Os valores das correntes de curto-circuitos trifásicos e monofásicos do sistema da Figura 98 que estão listados na Tabela 6 foram retirados do estudo de coordenação realizado por empresa especializada.

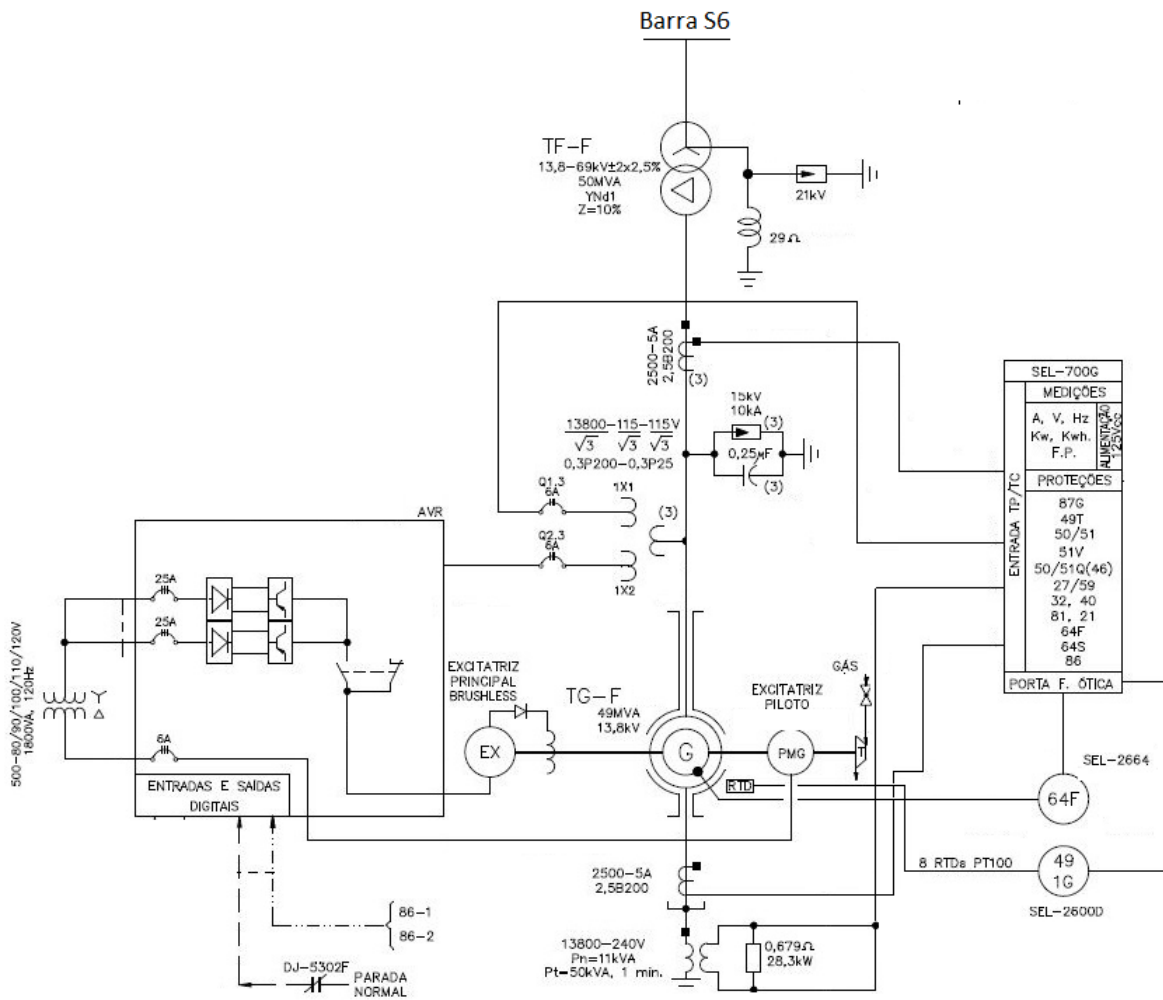


Figura 98 – Unifilar do sistema elétrico em estudo.

Tabela 6 – Correntes de curto-circuito

Barra	Tensão de linha	Curto-circuito			
		lcc3φ (A)	X/R	lcc1φ (A)	X/R
Barra S6	69000	29955.8	20.9	8715.66	90.0
TG-F	13800	32286.8	38.3	3.55	0.0

4.3 Descrição dos equipamentos

Os dados utilizados para realização dos ajustes de proteção foram extraídos das Tabelas 7 e 8 que apresentam as especificações técnicas do gerador em estudo e seu transformador elevador. Fazem parte do sistema de proteção os relés da *Schweitzer Electric Laboratories* (SEL) 700G, 751, 751A, 487E, 2600 e 2664, contudo o projeto irá se restringir apenas às proteções relacionadas ao gerador as quais são inerentes ao SEL-700G. O IED possui os seguintes elementos de proteção discriminados pelos códigos da ANSI: 87, 87N, 49T, 50/51, 50/51G, 50/51N, 46, 67G, 67N, 46, 51C, 51V, 50/62BF, 27/59, 60, 24, 32, 40, 81, 25, 21,78, 64G, 50/27 e 86.

Tabela 7 – Dados do turbogerador: TG-F.

Fabricante	ABB
Tipo	WT 1 6 L – 0 6 0 L L 3
Potência Aparente Nominal	49 MVA
Tensão Nominal	13.8 kV
Corrente Nominal	2050 A
Frequência Nominal	60 Hz
Rotação Nominal	3600 RPM
Reatância Subtransitória Saturada de Eixo Direto (X''_d)	0,095 pu
Reatância Transitória Saturada de Eixo Direto (X'_d)	0,135 pu
Reatância Síncrona Saturada de Eixo Direto (X_d)	1,548 pu
Reatância de Sequência Zero (X_0)	0,0450 pu
Reatância de Sequência Negativa (X_2):	0,110 pu
Tipo de Excitação	Brushless
Constante de Capacidade Térmica $[(I_2 / I_n)^2 \cdot t]$	10
Corrente de Sequência Negativa Máxima durante 10 s	1,00 pu
Corrente de Sequência Negativa Máxima Permanente	0,08 pu
Fator de Potência	0,80
$\Delta\theta$ rotor	85°C
Ligação	Estrela
Tensão de Excitação	62 V
Corrente de Excitação	13,5 A

4.4 Lógicas de *trip*

A filosofia de proteção considera três relés de bloqueio denominados 86-1, 86-2 e 86-3, definidos nas lógicas ilustradas nas Figuras 99, 100 e 101.

Como ilustrado no diagrama de blocos da Figura 99, o relé de bloqueio 86-1 será atuado para as proteções de falha de terra no estator, relé de mínima impedância

Tabela 8 – Dados do transformador elevador TF-F.

Fabricante	SIEMENS
Potência Nominal	50 MVA
Tensão Nominal Primária	69 kV +/- 2 x 2,5%
Tensão Nominal Secundária	13.8 kV
Grupo de Ligação	Y n d 1
Impedância de Curto Circuito	10%

Tabela 9 – Dados do transformador do neutro do Gerador.

Fabricante	ABB
Potência Nominal	11 kVA
Tensão Nominal Primária	13,8 kV
Tensão Nominal Secundária	240 V
Grupo de Ligação	Monofásico

e diferencial gerador. Por conseguinte, sua atuação será sobre os disjuntores de 69 kV, e provoca *trip* da turbina, conforme Figura 102.

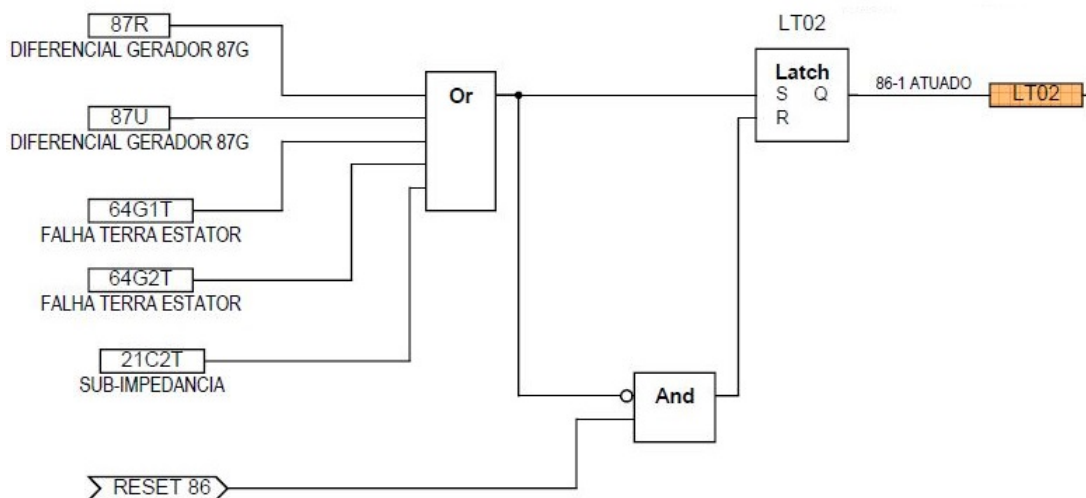


Figura 99 – Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.1.

O diagrama de blocos da Figura 100 evidencia que o relé de bloqueio 86-2 será atuado para as proteções contra potência ativa reversa, perda de excitação, carga desequilibrada e sobretensão. Neste caso, a lógica atua sobre os disjuntores de campo e de 69 kV conforme digrama da Figura 102.

Por fim, a Figura 101 apresenta o relé de bloqueio 86-3, o qual será atuado para as proteções contra o desequilíbrio de carga, potência reversa, sobrecorrente instantânea na fase e no neutro, sub-impedância, sobretensão e partida inadvertida. Este relé atua sobre o disjuntor de campo e disjuntor de 69 kV conforme Figura 102.

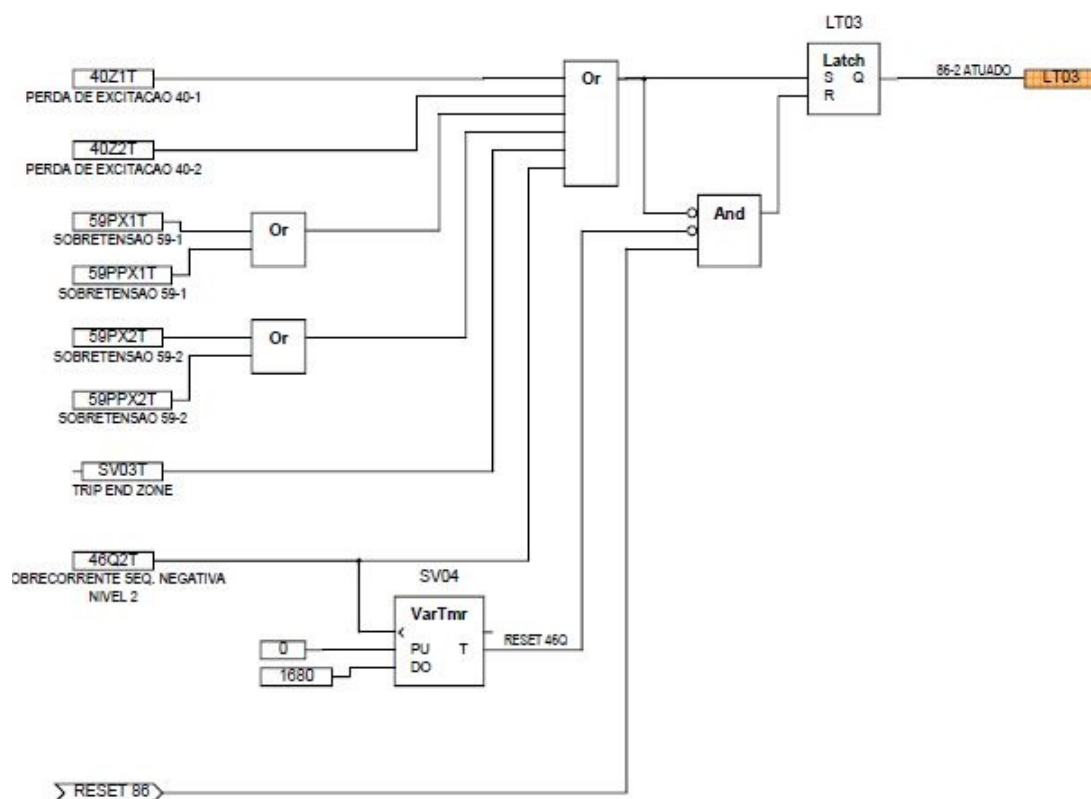


Figura 100 – Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.2.

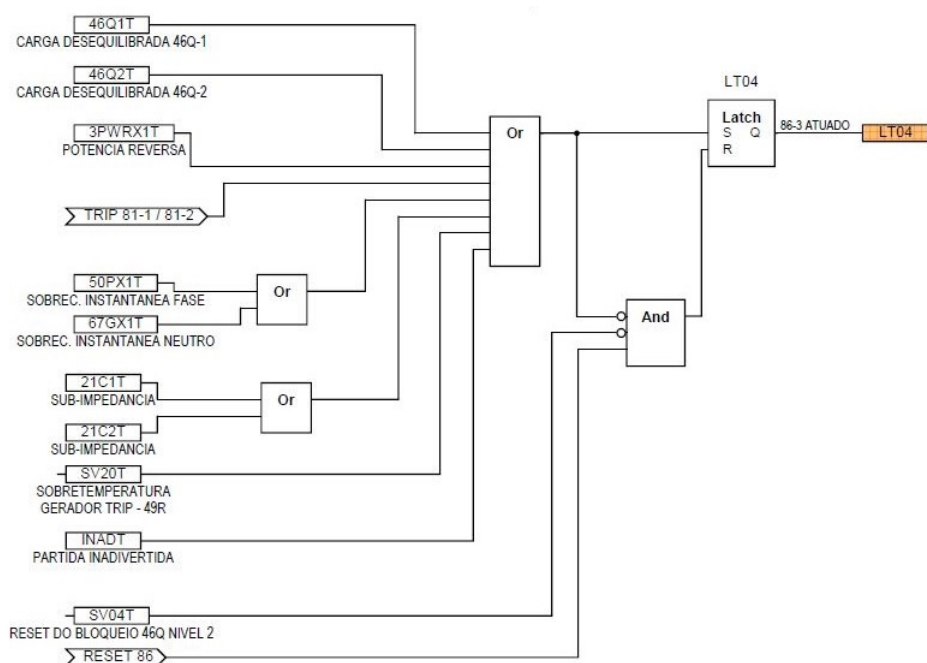


Figura 101 – Lógicas de desligamento para relé de bloqueio 86.3.

4.5 Ajustes e testes de proteção do gerador

Em atendimento às normas IEEE (2007), IEEE (2001), IEEE (1989), IEEE (1994) e devido às características da máquina e do SEP analisado, optou-se por ajustar as

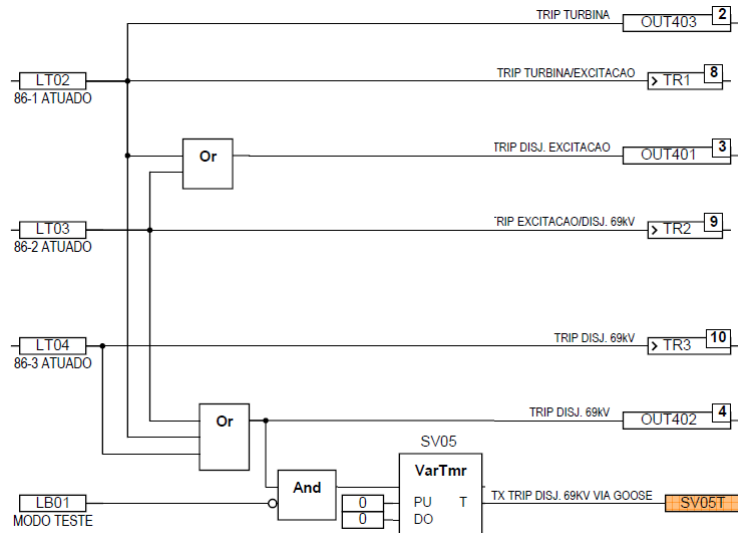


Figura 102 – Lógica de disparo de *trip*.

seguintes funções de proteção:

- ANSI 21: Relé de distância;
- ANSI 32: Potência ativa reversa;
- ANSI 40: Perda de excitação;
- ANSI 46: Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- ANSI 50/27: Energização inadvertida;
- ANSI 50: Sobrecorrente instantânea;
- ANSI 59: Sobretensão de fase e de linha;
- ANSI 64F: Elemento de proteção do rotor à terra;
- ANSI 64G: Falta a terra no estator e diferencial de tensão de 3ª harmônica;
- ANSI 87: Diferencial.

Deve-se ressaltar que para realização dos ajustes proteção foram considerados os parâmetros e faixas de ajustes conforme o manual do relé SEL-700G disponível em SEL (2019a). Além disso, todos os parâmetros que foram ajustados levaram em consideração os valores de referência das Tabelas 6, 7 e 8 associados aos padrões normativos previamente indicados.

Com a finalidade de melhor entender a metodologia de ajuste, algumas premissas devem ser ressaltadas: todos os parâmetros que serão ajustados seguem as nomenclaturas do relé 700G por ser o equipamento instalado na máquina. Utilizou-se os diagramas unifilares expostos nas Figuras 98, 103 e 104 como referências para ajuste dos parâmetros.

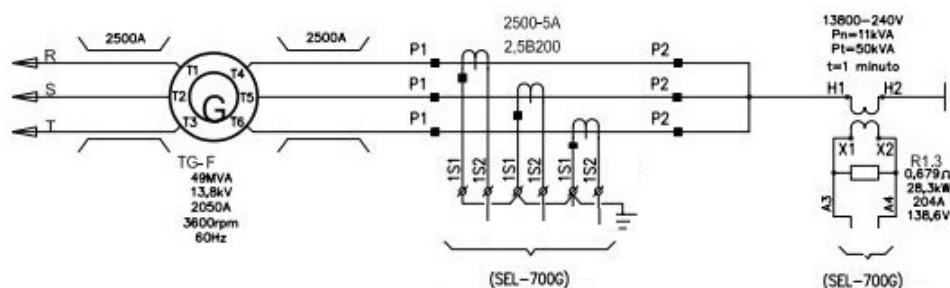


Figura 103 – Medição de tensão de neutro e corrente do lado de neutro.

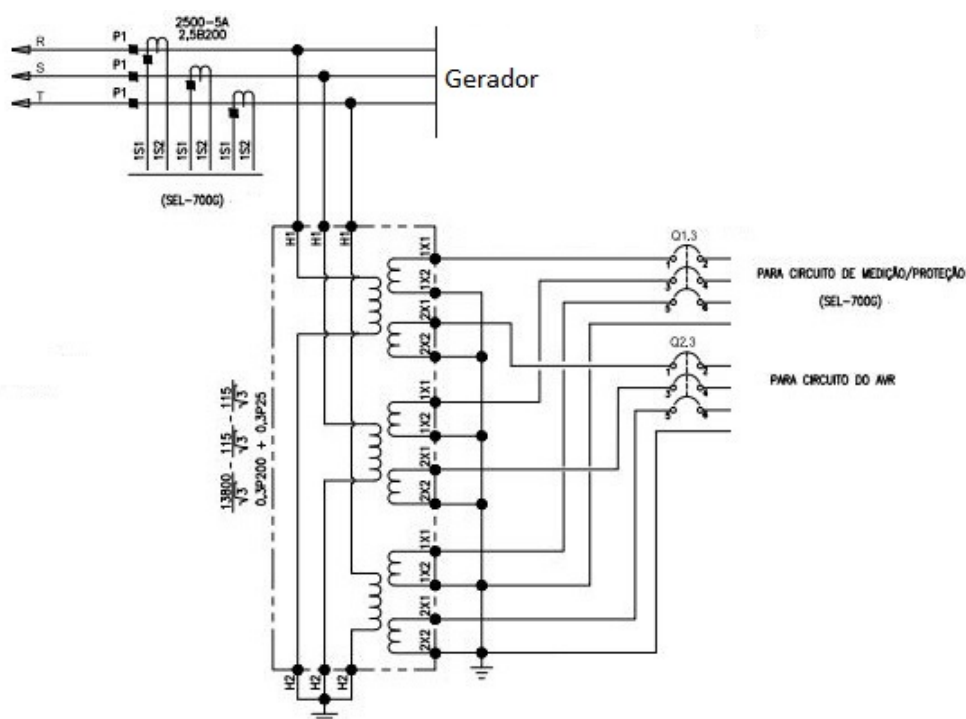


Figura 104 – Medição de tensão de fase e corrente do lado dos terminais do gerador.

4.5.1 Cálculo das relações de transformação de corrente e tensão

O parâmetro *CTRN Neutral CT Ratio* do relé de proteção determina o ajuste da relação de transformação do TC de neutro, a variável *CTRX X Side Phase CT Ratio* determina a relação dos TCs do lado do neutro do gerador e por fim o *CTRY Y Side Phase CT Ratio* ajusta o Relação de Transformação de Corrente (RTC) para o lado dos

terminais da máquina. Assim, conforme Figuras 103 e 104 os RTCs são calculados a partir da equação (4.1).

$$RTC = \frac{2500}{5} = 500 \quad (4.1)$$

Conforme a Figura 104, ajusta-se a variável *PTRX X Side PT Ratio* responsável pelo Relação de Transformação de Potencial (RTP) dos TPs instalados no lado dos terminais do gerador, é calculado através da relação a (4.2).

$$PTRX = \frac{13800 \cdot \sqrt{3}}{115 \cdot \sqrt{3}} = 120 \quad (4.2)$$

4.5.2 Cálculo de corrente e tensão nominais

O parâmetro *INOM Nominal Generator Current* deve ser ajustado no valor da corrente nominal do gerador, de acordo com a Tabela 7, para o secundário dos TCs, a partir da equação (4.3). O *VNOM_X X Side Nominal L-L Voltage* determina a tensão nominal de linha e seu ajuste está indicado na Tabela 10.

$$INOM = \frac{Inominal}{RTC} = \frac{2050}{500} = 4,1A \quad (4.3)$$

Tabela 10 – Ajuste do parâmetro de tensão de linha do lado X

Parâmetro	Faixa	Ajuste
VNOM_X	0,20 a 1000,0 kV	13,8 kV

4.5.3 Proteção de retaguarda do sistema

Como evidenciado nos itens 2.15 e 2.16, indica-se a utilização de proteção de retaguarda ANSI 27, 51C ou 51V para faltas externas à máquina. O relé em estudo possui as mesmas condições e esse ajuste é realizado pelo *EBUP Backup Protection Enable*, o qual define a proteção de retaguarda do sistema que será habilitada. O *EBUP* com ajuste “DC” habilita os elementos de distância com compensação, em “C” habilita-se o elemento de sobrecorrente de fase de tempo inverso controlado por tensão ANSI 51C e quando parametrizado em “V” o elemento de sobrecorrente de fase de tempo inverso com restrição por tensão ANSI 51V será escolhido como proteção de retaguarda. Caso não se deseje a proteção de retaguarda do sistema, ajusta-se *EBUP* em “N”. Como evidenciado na Tabela 11 a proteção de retaguarda do gerador será feito pelo elemento de distância pela sua característica de verificar duas zonas de proteção.

Tabela 11 – Parâmetro da proteção de retaguarda do sistema

Parâmetro	Faixa	Ajuste
EBUP	N, DC, V, C	DC

4.5.4 Proteção diferencial (ANSI 87)

Para realizar a detecção de curtos entre fases do gerador a proteção ANSI 87 é de fundamental importância por se tratar de elemento de rápida atuação o qual é intimamente dependente das correntes de falta. Será evidenciada a forma como o relé calcula o limiar de operação da proteção, os elementos diferenciais de restrição e a atuação para corrente diferencial sem restrição.

Um detalhe importante que deve ser levado em consideração é a sobre-excitação que ocorre quando a relação entre a tensão e a frequência $\frac{V}{Hz}$ aplicado aos terminais do transformador excede 1,05 pu a plena carga ou 1,1 pu sem carga (IEEE, 2007). A tensão do transformador e a frequência do gerador podem variar durante a partida/energização e quando sobre-excitados os transformadores produzem harmônicos de ordem ímpar, que a depender de sua magnitude, podem atuar a proteção diferencial. Nesse caso, bloqueios por harmônicos devem ser implantados (SEL, 2019b). Devido a essas características, para que ocorra a atuação da proteção diferencial, o relé realiza medição dos sinais de corrente, calcula as magnitudes das componentes fundamentais e harmônicas até ordem a 5 por filtros digitais, conforme exibido na Figura 105.

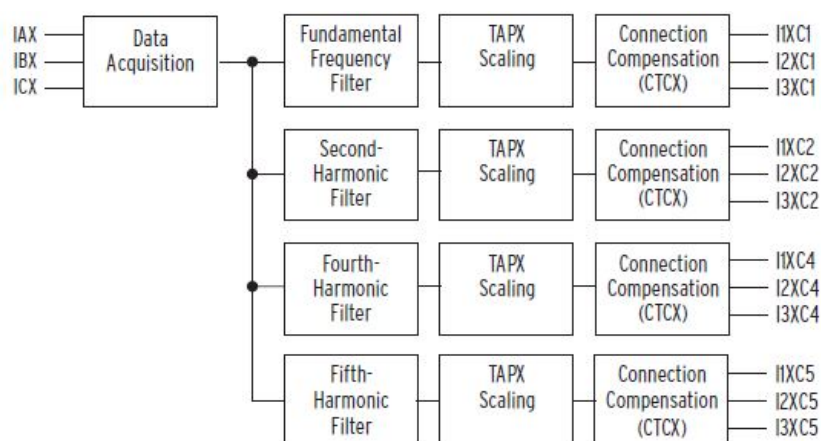


Figura 105 – Filtro de harmônicos dos sinais de corrente.

Fonte: SEL (2019b).

na qual,

- IAX , IBX e ICX são as correntes de fase da rede;
- $I1XC1$, $I2XC$ e $I3XC1$ são as correntes na frequência fundamental;
- $I1XC2$, $I2XC2$ e $I3XC2$ são as correntes de 2º harmônico;

- I_{1XC4} , I_{2XC4} e I_{3XC4} são as correntes de 4º harmônico.
- I_{1XC5} , I_{2XC5} e I_{3XC5} são as correntes de 5º harmônico.

Caso não seja implantado nenhum bloqueio lógica a atuação da proteção diferencial levará em consideração apenas as correntes na frequência fundamental para calcular as correntes de operação e restrição como ilustrado na Figura 106.

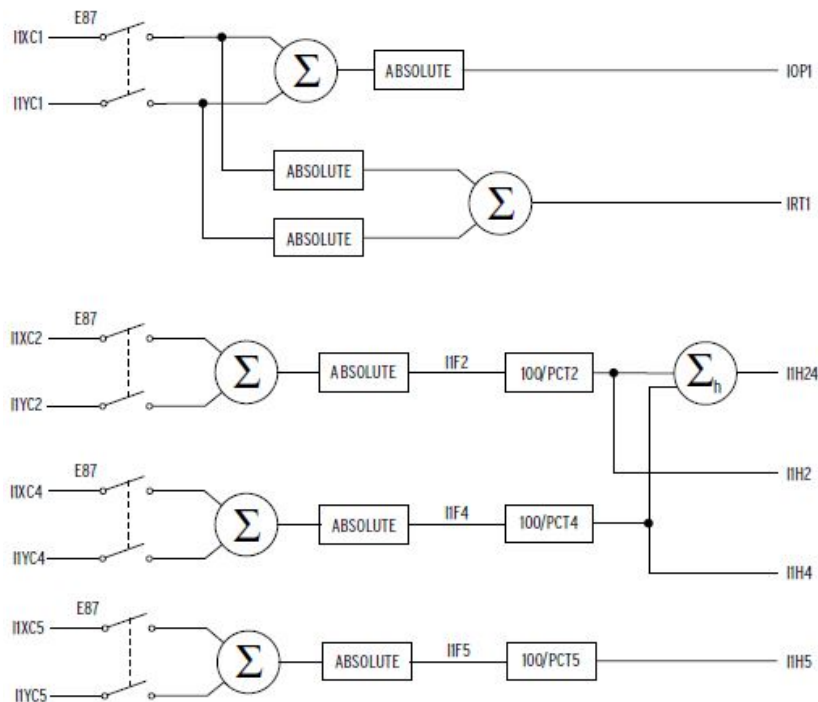


Figura 106 – Lógica de atuação da proteção diferencial.
Fonte: SEL (2019b).

na qual,

- I_{1XC1} e I_{1YC1} são as correntes na frequência fundamental;
- I_{OP1} e I_{RT1} são respectivamente as corrente de operação e restrição na frequência fundamental;
- I_{1XC2} , I_{2XC2} e I_{3XC2} são as correntes de 2º harmônico dos TCs do lado do neutro;
- I_{1XC4} , I_{2XC4} e I_{3XC4} são as correntes de 4º harmônico dos TCs do lado do neutro;
- I_{1XC5} , I_{2XC5} e I_{3XC5} são as correntes de 5º harmônico dos TCs do lado do neutro;

- $I1YC2$, $I2YC2$ e $I3YC2$ são as correntes de 2° harmônico dos TCs do lado dos terminais do gerador;
- $I1YC4$, $I2YC4$ e $I3YC4$ são as correntes de 4° harmônico dos TCs do lado dos terminais do gerador;
- $I1YC5$, $I2YC5$ e $I3YC5$ são as correntes de 5° harmônico dos TCs do lado dos terminais do gerador;
- $1H24$, $1H2$, $1H4$ e $1H5$ são respectivamente: a corrente de restrição considerando somatórios do 2° e 4 harmônico e as a correntes de restrição de 2°, 4° e 5° ordem.

4.5.4.1 Cálculo do limiar de atuação do elemento diferencial de restrição

O $087P$ *Restrained Element Operating Current PU* se trata do elemento associado ao limiar de operação da proteção diferencial. Isso significa que é o menor valor de desequilíbrio para atuação da proteção diferencial conforme exibido na Figura 107.

O elemento foi ajustado com um valor mínimo para o aumento da sensibilidade, mas alto o suficiente para evitar operações indesejadas devido a erros em TCs ou corrente de excitação do transformador elevador. O ajuste deve também gerar uma corrente operacional maior ou igual a $0,1 \times I_N$, quando multiplicado pelo TAP_n mínimo. Um ajuste de 0,3 vezes o TAP_n geralmente fornece um desempenho satisfatório (SEL, 2019a).

O TAP_n é a referência de corrente para a proteção diferencial. No caso em caso em questão ambos os TCs possuem o mesmo RTC e podem ser calculados pela equação (4.4).

$$TAP_n = \frac{MVA \cdot 1000}{VWDG_n \cdot CTRX \cdot \sqrt{3}} \quad (4.4)$$

$$TAP_n = \frac{49 \cdot 1000}{13,8 \cdot 500 \cdot \sqrt{3}} = 4,1(A)$$

sendo: MVA, a potência do gerador; VWDGn a tensão de linha da rede; e, CTRX, o valor do RTC.

$$087P \geq \frac{0,1 \cdot I_{NOMINAL(n)}}{TAP} \quad (4.5)$$

$$087P_{min} \geq \frac{0,1 \cdot 5,0}{4,1} \geq 0,12$$

$$0,1 \cdot I_N \leq 087P \cdot TAP_{MIN}(A) \quad (4.6)$$

$$0,1 \cdot 5,0 \leq 4,1 \cdot 0,15(A)$$

$$0,50 \leq 0,62(A)$$

O ajuste selecionado para está exposta na Tabela 12. Segundo (SEL, 2019b) havendo concordância entre as equações (4.5) e (4.6) o valor do elemento 087P estará corretamente ajustado.

Tabela 12 – Parâmetro de *pickup* de corrente de operação do elemento diferencial de restrição.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
087P	0,10 a 1,00 · TAP	0,15 · TAP

4.5.4.2 Elemento diferencial de restrição percentual

O elemento diferencial de restrição percentual define o *slope* inicial da curva característica do elemento diferencial de restrição percentual e esses podem ser ajustados com característica diferencial percentual com inclinação simples ou dupla. A Figura 107 ilustra um exemplo de ajuste com inclinação dupla.

A inclinação 1 considera as correntes diferenciais resultantes dos erros dos TCs. A inclinação 2 evita a operação indesejada do relé devido à saturação dos TCs quando de faltas externas de alta intensidade (SEL, 2013).

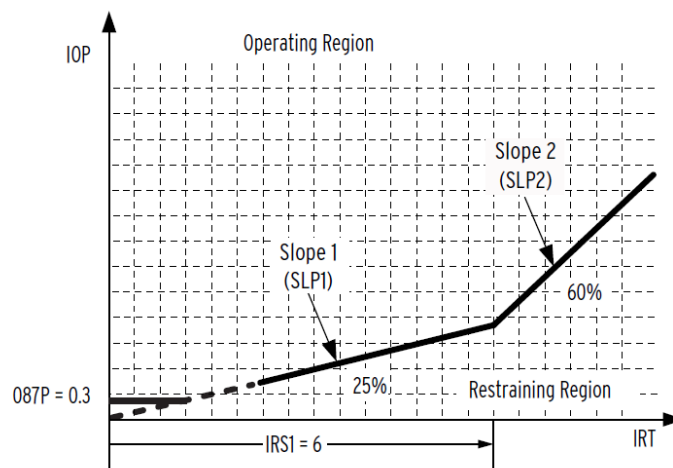


Figura 107 – *Slope* da proteção diferencial.

Fonte: SEL (2013).

Considerando os erros dos TCs em cerca de 10% e que a variação da relação de tensão do transformador de força na mudança de TAP sem carga, está entre 95% e 105%, a corrente diferencial máxima esperada para essas condições é dada por (4.7).

$$I_{dmax} = \left[(1 + Err1) - \frac{(1 - Err1)}{(1 + Err2)} \right] \quad (4.7)$$

$$I_{dmax} = \left[(1 + 0,1) - \frac{(1 - 0,1)}{(1 + 0,05)} \right] = 0,2429$$

na qual: $Err1$ e $Err2$ são, respectivamente, os erros percentuais dos TCs e da variação da tensão com a mudança de TAP do transformador elevador.

Levando em consideração os erros da corrente de excitação de transformador de 3% e o erro de medição do relé de 5%, o erro total máximo será de aproximadamente 32,29%. Desta forma, se fosse usado somente um *slope*, um ajuste indicado seria 40%, ou seja, $SLP1$ igual a 40.

Outra proposta é a utilização de dois *slopes*, para melhoria da sensibilidade na região onde o erro de TC é menor e aumenta a segurança para as regiões de altas correntes, onde este erro é maior. Deve-se definir o início do *slope 2* levando-se em consideração o limite ou ponto de interseção do *slope 1* ($IRS1$). Se for assumido um erro de TC em 1%, o ajuste de $SLP1$ pode ficar em aproximadamente 15%.

Nota-se que a corrente de restrição é definida como a soma das correntes dos enrolamentos, o que equivale a 2,0 pu para a condição de corrente passante. Por conseguinte, o valor da corrente diferencial como uma percentagem da corrente de restrição é dada na expressão (4.8).

$$SLP1 = \frac{1}{2} \cdot 15 = 7,5\% \quad (4.8)$$

O segundo *slope* da característica elemento diferencial de restrição percentual é parametrizado pelo $SLP2$ *Restraint Slope 2 Percentage*. A aplicação do *slope 2* é eficaz na condição de falta externa e para evitar problemas com saturação dos TCs para altas correntes.

Tabela 13 – Parâmetro segundo *slope* da característica elemento diferencial.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
SLP2	5,0 a 90,0%	35,0%

4.5.4.3 Limite da corrente de restrição para o *slope 1*

O limite da corrente de restrição para o *slope 1* está ajustado vide Tabela 107. O valor leva em consideração os altos níveis de corrente, que no caso em questão, são melhor tratados pelo *slope 2* para evitar problemas com saturação dos TCs para altas correntes.

4.5.4.4 Corrente diferencial sem restrição

O propósito do elemento de corrente diferencial sem restrição é reagir rapidamente a níveis de corrente muito elevados que indicam claramente uma falha interna.

Tabela 14 – Ajuste do parâmetro limite da corrente de restrição para o Slope 1

Parâmetro	Faixa	Ajuste
IRS1	1,0 a 20,0 · TAP	3,0 · TAP

Esse parâmetro é ajustado pelo *U87P Unrestrained Element Current Pickup* que compara o valor da corrente diferencial de operação com um valor de ajuste, normalmente de 10 vezes o ajuste do TAP_n (SEL, 2019b).

De forma similar ao limiar de operação com restrição, o *U87P* deve ser ajustado com um valor mínimo para o aumento da sensibilidade, mas alto o suficiente para evitar operações indesejadas e de forma semelhante o ajuste deve também gerar uma corrente operacional maior ou igual a $0,1 \times I_N$, quando multiplicado pelo TAP_n mínimo. Seu valor é calculado por (4.9) e exibido na Tabela 15.

$$0,1 \cdot I_N \leq U87P \cdot TAP_{MIN} \quad (4.9)$$

$$(0,1 \cdot 5,0) \leq (10,0 \cdot 4,1)$$

$$0,50 \leq 41,0$$

$$U87P \cdot TAP_{MIN} \leq 41,0 \cdot I_N$$

$$(10,0 \cdot 4,1) \leq (41,0 \cdot 5,0)$$

$$41,0 \leq 205,0$$

Tabela 15 – Ajuste do parâmetro corrente diferencial sem restrição

Parâmetro	Faixa	Ajuste
U87P	1,0 a 20,0 · TAP	10,0 · TAP

4.5.5 Estator à terra (ANSI 64G)

O *IED* possui duas zonas, designada para detectar faltas à terra no enrolamento do estator em geradores aterrados com resistência ou com alta impedância. O elemento de zona 1, *64G1*, usa sobretensão de neutro na frequência fundamental, que é sensível à faltas nas áreas média e superior do enrolamento.

A outra metodologia está na zona 2, *64G2*, usa a função diferencial de tensão de terceiro harmônico para detectar faltas nas áreas superior e inferior do enrolamento. Com a utilização das duas zonas, a proteção oferece 100% de cobertura para faltas à terra no estator, como apresentado no capítulo 3.

Para otimizar as condições de operação da proteção de falta à terra excitada pela tensão 3ª harmônica, deve ser desenvolvida a metodologia de balanceamento do sistema de proteção (FULCZYK, 2003).

O elemento diferencial de tensão de terceiro harmônico $64G2$ mede a magnitude da tensão de terceiro harmônico nos terminais do gerador e ponto neutro, conforme (4.10).

$$||VP3| \cdot 64RAT - |VN3|| > 64G2P \quad (4.10)$$

na qual: $VP3$ é a Tensão de terceiro harmônico nos terminais do gerador, $64RAT$ é o ajuste da relação de tensão de terceiro harmônico, $VN3$ é a tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador e $64G2P$ é o ajuste da sensibilidade diferencial.

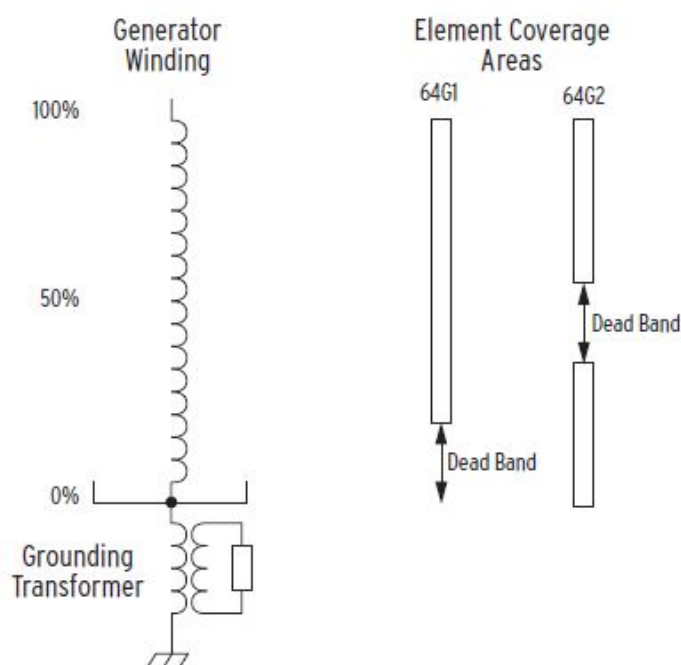


Figura 108 – Proteções 64G1 e 64G2

Fonte: SEL (2019b).

A Figura 108 ilustra as características de operação dos elementos $64G1$ e $64G2$. Nota-se que enquanto o elemento $64G2$ detecta faltas perto do neutro e dos terminais do gerador, o elemento $64G1$ detecta faltas no enrolamento mais centrais do gerador.

4.5.5.1 Cálculo do limiar de operação do elemento de sobretensão de neutro na frequência fundamental de zona 1

A variável $64G1P$ *Zone 1 Neutral Over Voltage Pickup*, tem como função detectar faltas à terra no estator nas áreas médias e superiores do enrolamento do gerador. Conforme explicado na seção 3 assume-se apenas 95% de cobertura para faltas

à terra no estator. Utilizando formulação de ajuste exposto no manual, calcula-se tal ajuste pela equação (4.11).

$$64G1P = \left(1 - \frac{95\%}{100\%}\right) \cdot \left(\frac{kV \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot PTRN}\right) [V]_{sec} \quad (4.11)$$

$$64G1P = \left(1 - \frac{95\%}{100\%}\right) \cdot \left(\frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 57,5}\right) = 6,99V$$

sendo: KV , a tensão nominal da máquina fase-fase em kV primário e $PTRN$, a relação do TP de neutro.

O valor de ajuste do elemento $64G1P$ está exposto na Tabela 16.

Tabela 16 – Ajuste do *pickup* do elemento de sobretensão de neutro na frequência fundamental de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64G1P OFF	0,1 a 150,0 V	7,00 V

4.5.5.2 Tempo de retardo do elemento de sobretensão de neutro de zona 1.

A unidade $64G1D$ *Zone 1 Time Delay* é o ajuste que fixa o tempo de retardo do elemento de sobretensão de neutro de zona 1. Conforme relatório técnico emitido pelo fabricante, o retardo foi ajustado como exposto na Tabela 17.

Tabela 17 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de sobretensão de neutro de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64G1D	0,00 a 400,00 s	4,00 s

4.5.5.3 Cálculo do limiar de operação do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2

O ajuste que será usado para detectar faltas à terra no estator nas áreas superior e inferior do enrolamento do gerador é o $64G2P$ *Zone 2 Differential Voltage Pickup*, que define o *pickup* do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2 calculado pela equação (4.12).

$$64G2P_{MINIMO} = 1,1 \cdot (0,1 + |64RAT \cdot VP3x - VN3x|) [V] \quad (4.12)$$

sendo: $VP3x$, a tensão de terceiro harmônico nos terminal $VP3$ para o ponto de carga determinado (volts secundários) e $VN3x$, a tensão de terceiro harmônico no neutro $VN3$, para o ponto de carga determinado (volts secundários). Salienta-se que esse ajuste deverá ser feito com equipamento em operação conforme explicação no item 4.5.5.5.

Tabela 18 – Ajuste do controle de torque do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 1

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64G2P OFF	0,1 a 20,0 V	1,5 V

4.5.5.4 Ajuste do tempo de retardo do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2

A unidade que define o tempo de retardo do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2 é o *64G2D Zone 2 Time Delay*. Salienta-se o elemento é usado apenas em geradores onde a alta impedância de aterramento limita a corrente de falta à terra. Conforme SEL (2019b), no mínimo, o ajuste de *64G2D* deve ser maior que o tempo necessário para eliminar falhas no sistema de transmissão e que segundo norma IEEE (1994) e IEEE (2001) que consideram 200 ms como tempo indicável para coordenação pode-se então considerar 500 ms como exposto na Tabela 19.

Tabela 19 – Ajuste do tempo de retardo do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64G2D	0,00 a 400,00 s	0,50 s

4.5.5.5 Relação de equilíbrio

A relação de equilíbrio *64RAT Zone 2 Ratio Setting* utilizada propicia a correta atuação da proteção 64G. Por se tratar de um elemento diferencial a medição de terceiro harmônico no neutro e nos terminais do gerador não são iguais porque a máquina produz tensões harmônicas, o que gera a necessidade de um compensador para manter a relação de equilíbrio.

A parametrização do *64RAT* é feita pela equação (4.13). Salienta-se que o ajuste proposto realiza medições de harmônicos de ordem 3 para diferentes condições de operação da máquina conforme ilustrado nas Figuras 103 e 104. Todos esses valores são variáveis reportadas pelo próprio relé, sem haver a necessidade de instalar equipamentos extras para efetuar tais medições.

$$64RAT = \frac{(VN3_{FL} + VN3_{NL})}{(VP3_{FL} + VP3_{NL})} \quad (4.13)$$

na qual: $VP3_{FL}$ é a tensão de terceiro harmônico nos terminais do gerador a plena carga, $VP3_{NL}$ é a tensão de terceiro harmônico nos gerador operando em vazio, $VN3_{FL}$ é a tensão de terceiro harmônico no neutro da máquina em plena carga e $VN3_{NL}$ é a tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador operando em vazio.

Tabela 20 – Ajuste do controle de torque do elemento diferencial de tensão de terceira harmônica de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64RAT	0,0 a 5,0	3,4

4.5.6 Rotor à terra (ANSI 64F)

A função de proteção ANSI 64F é realizada pelo módulo de terra do rotor do IED SEL-2664 o qual detecta as faltas à terra através da medição da resistência de isolamento para terra do campo, usando o método de injeção de tensão DC chaveada como metodologia evidenciada no capítulo 3.

As conexões dessa proteção podem ser evidenciadas pela Figura 109.

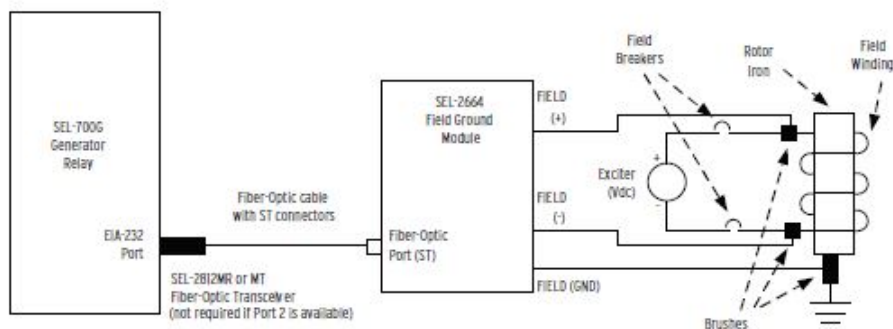


Figura 109 – Integração entre o SEL-2664 e SEL-7006 para proteção ANSI 64F.

4.5.6.1 Pickup do elemento de terra no rotor de nível 1

Essa função fornece dois níveis de proteção para as funções de alarme ($64F1P$) e de desligamento ($64F2P$). O ajuste dessa proteção é feita em campo com a máquina em operação porque o relé calcula a resistência de isolamento entre o enrolamento de campo e terra e monitora o nível de tensão DC do circuito de campo. O SEL-2664 injeta uma tensão de onda quadrada em uma frequência de injeção fixa para o enrolamento de campo do gerador que pode ser 0.25 Hz ou 1 Hz. Quando ajustado em 0,25 Hz, relé medirá a resistência de isolamento a cada 2 segundos e se parametrizado em 1 Hz a mediação será efetuada a cada 0,5 segundos (SEL, 2018). O valor medido, em correta operação e integridade, foi ajustado como limiar de operação da proteção e está evidenciado na Tabela 21.

A configuração da variável $64F1P$ $64F$ Level 1 Pickup estabelece o pickup do elemento de terra no rotor de nível 1 para alarme da proteção de terra no rotor e está exposto na Tabela 21.

Os problemas causados por faltas no rotor, como evidenciado na seção 3.2, podem causar vibração excessiva ou superaquecimento da máquina. O elemento $64F1D$

Tabela 21 – Ajuste do *pickup* do elemento de terra no rotor de nível 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64F1P OFF	0,5 a 200,0 $k\Omega$	6,4 $k\Omega$

64F Level 1 Delay determina o tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 1. Dessa forma seguiu-se as informações do fabricante devido às suportabilidades térmicas do equipamento para tempo de retardo na atuação da proteção ajustado em 11 segundos.

Tabela 22 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 1

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64F2D	0,00 a 99,00 s	11,00 s

O *64F2P 64F Level 2 Pickup* estabelece o *pickup* do elemento de terra no rotor de nível 2 para desligamento do gerador, ajustado conforme Tabela 23 e o procedimento de ajuste levou em consideração os valores de resistência de isolamento para máquina operando em condições normais. O *64F2D 64F Level 2 Delay* que configura o tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 2 está indicado na Tabela 24.

Tabela 23 – Ajuste do *pickup* do elemento de terra no rotor de nível 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64F2P OFF	0,5 a 200,0 $K\Omega$	5,0 $k\Omega$

Tabela 24 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de terra no rotor de nível 2

Parâmetro	Faixa	Ajuste
64F2D	0,00 a 99,00 s	3,00 s

4.5.7 Distância (ANSI 21)

Os elementos de distância com compensação *Z1C* e *Z2C* compõem um dos três métodos de proteção de retaguarda do sistema para proteção do gerador contra faltas externas não eliminadas pelas proteções da rede. Como exposto no item 4.5.3, para que esses elementos estejam disponíveis é necessário que o ajuste *Backup Protection Enable (EBUP)* seja configurado em “DC”.

4.5.7.1 Alcance do elemento de distância com compensação de zona 1

A unidade *Z1C Zone 1 Compensator Reach* configura o alcance do elemento de distância com compensação de zona 1 na direção do sistema ilustrado na Figura

98. O cálculo do ajuste do elemento de distância da 1ª zona é expresso por (4.14) com valores de referência expostos nas Tabelas 7 e 8.

$$Z_{1C} = Z_{GERADOR} + (0,50 \cdot Z_{TRAFO}) \cdot \frac{CTR_X}{PTR_X} [\Omega]_{sec} \quad (4.14)$$

$$Z_{TRAFO} = Z_{PU(TRAFO)} \cdot Z_{BASE(13,8kV)} = 0,10 \cdot \frac{13,8^2}{50} = 0,381\Omega$$

$$Z_{GERADOR} = X'' d_{PU(GERADOR)} \cdot Z_{BASE(13,8kV)} = 0,095 \cdot \frac{13,8^2}{49} = 0,369\Omega$$

$$Z_{1C} = 0,369 + (0,50 \cdot 0,381) \cdot \frac{500}{120} = 1,163[\Omega]_{sec}$$

Tabela 25 – Ajuste do alcance do elemento de distância com compensação de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z1C OFF	0,1 a 100,0 Ω	1,2 Ω

4.5.7.2 *offset* do elemento de distância com compensação de zona 1

A variável *Z1CO Zone 1 Compensator offset* foi ajustada levando em consideração a topologia exposta na Figura 104. O relé está sendo alimentado por TCs localizados nos terminais do gerador e por esse motivo optou-se por aplicar uma compensação igual à impedância do gerador como proteção de retaguarda para faltas de fase no estator do gerador na qual o valor calculado será inferior aos 0,4 Ω da máquina.

Tabela 26 – Ajuste de *offset* do elemento de distância com compensação de zona 1

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z1CO	0,0 a 10,0 Ω	0,4 Ω

4.5.7.3 Elemento de distância com compensação de zona 1

O temporizador deve ser ajustado para coordenação com as proteções do transformador elevador do gerador. A partir do estudo de coordenação do sistema elétrico realizado por empresa especializada verificou-se que o valor de retardo do *Z1CD Zone 1 Compensator Time Delay* deve ser definido conforme Tabela 27.

Tabela 27 – Ajuste de *offset* do elemento de distância com compensação de zona 1

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z1CD	0,00 a 400,00 s	3,00 s

4.5.7.4 Alcance do elemento de distância com compensação de zona 2

O alcance do elemento de distância com compensação de zona 2 na direção do sistema é definido em *Z2C Zone 2 Compensator Reach*. Para esse alcance, considera-se que o elemento de impedância de zona 2 deverá alcançar o lado de alta transformador elevador. A impedância vista pelo relé é calculada pela equação (4.15) com valores de referência expostos nas Tabelas 7 e 8.

$$Z2C = Z_{GERADOR} + (1,20 \cdot Z_{TRAFO}) \cdot \frac{CTRX}{PTRX} [\Omega]_{sec} \quad (4.15)$$

$$Z2C = 0,369 + (1,20 \cdot 0,381) \cdot \frac{500}{120} = 2,274 [\Omega]_{sec}$$

Tabela 28 – Ajuste do parâmetro de alcance de zona 2

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z2C	0,1 a 100,0 Ω	2,3 Ω

4.5.7.5 *Offset* do elemento de distância com compensação de zona 2

A unidade *Z2CO Zone 2 Compensator offset* define o *offset* do elemento de distância com compensação de zona 2, para faltas trifásicas. Como o relé está sendo alimentado com transformadores de corrente localizados nos terminais do gerador, é recomendado aplicar uma compensação igual à impedância do gerador como proteção de retaguarda para faltas de fase no estator do gerador.

Tabela 29 – Ajuste de *offset* do elemento de distância com compensação de zona 2

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z2CO	0,0 a 10,0 Ω	0,4 Ω

4.5.7.6 Tempo de retardo do elemento de distância com compensação de zona 2

O temporizador deve ser ajustado para coordenação com as proteções do transformador elevador do gerador. A partir do estudo de coordenação do sistema elétrico realizado por empresa especializada verificou-se que o valor de retardo do *Z2CD Zone 2 Compensator Time Delay* deve ser definido conforme Tabela 30.

Tabela 30 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de distância com compensação de zona 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z2CD	0,00 a 400,00 s	3,00 s

4.5.8 Perda de excitação (ANSI 40)

A perda de excitação ocorre quando a magnitude do campo magnético dos enrolamentos do rotor decai. Pode-se destacar a redução da corrente contínua nos enrolamentos do rotor devido à abertura do disjuntor de campo e curto-circuito no sistema de excitação como os principais fatores que causam essa vulnerabilidade. Conforme abordado em 2.10, essa metodologia possui dois elementos de sequência positiva *offset*-mho capazes de detectar condições de perda de excitação. Temporizadores ajustáveis possibilitam a rejeição das oscilações de potência que passam através da característica de impedância da máquina para evitar desligamentos espúrios como referido em 2.10.1.2. Usando a supervisão direcional, um dos elementos mho pode ser ajustado para coordenar com o limitador de mínima excitação do gerador e com seu limite de estabilidade em regime.

4.5.8.1 Diâmetro da impedância do elemento de zona 1

O diâmetro da impedância (*40Z1P Zone 1 Mho Diameter*) do elemento de zona 1 deve ser igual a 1,0 pu conforme referenciado em 2.10 e esse parâmetro é calculado conforme (4.16) e exposto na Tabela 31.

$$40Z1P = \frac{V_{NOM}}{I_{NOM} \cdot \sqrt{3}} [\Omega]_{sec} \quad (4.16)$$

$$40ZIP = \frac{115}{4,1 \cdot \sqrt{3}} = 16,2 \Omega$$

Tabela 31 – Ajuste do diâmetro da impedância do elemento de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40Z1P OFF	0,1 a 100,0 Ω	16,2 Ω

4.5.8.2 *Offset* da reatância do elemento de zona 1

O *40XD1* estabelece o limiar de operação da reatância do elemento de zona 1 da função de perda de excitação. Como a zona 2 está sendo usada com um *offset* negativo, o limiar de atuação da reatância do elemento de zona 1 será igual a metade da reatância transitória do gerador (X'_d) como apresentado no capítulo 2 e calculado pela equação (4.17).

$$40XD1 = \frac{-X'_d}{2} \cdot \frac{CTRX}{PTRX} [\Omega]_{sec} \quad (4.17)$$

$$40XD1 = \frac{-0,135}{2} \cdot \frac{500}{120} [\Omega]_{sec} = -0,28 \Omega$$

Tabela 32 – Ajuste do *offset* da reatância do elemento de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40XD1	-50,0 a 0,0 Ω	-0,28 Ω

4.5.8.3 Tempo de retardo do elemento de zona 1

O ajuste do retardo de *trip* do elemento de zona 1 pela unidade 40Z1D *Zone 1 Pickup Time Delay* poderá ser realizado sem retardo de tempo ou com valor baixo conforme apresentado na seção 2.10.1 e indicado por Caminha (1977).

Tabela 33 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de zona 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40Z1D	0,00 a 400,00 s	0,30 s

4.5.8.4 Diâmetro da impedância do elemento de zona 2

Como a zona 2 está sendo usada com um *offset* negativo, o diâmetro da impedância do elemento de zona 2 será ajustado pelo 40Z2P *Zone 2 Mho Diameter* no valor da reatância síncrona do gerador. Sua parametrização é exibida na Tabela 34 que foi calculado pela equação (4.18).

$$40ZP2 = X_d \cdot \frac{CTRX}{PTRX} [\Omega]_{sec} \quad (4.18)$$

$$40ZP2 = 1,548 \cdot \frac{500}{120} = 6,45 \Omega$$

Tabela 34 – Ajuste do diâmetro da impedância do elemento de zona 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40Z2P OFF	0,1 a 100,0 Ω	6,5 Ω

4.5.8.5 *Offset* da reatância do elemento de zona 2

O 40XD2 *Zone 2 offset Reactance* ajusta o *offset* da reatância do elemento de zona 2 da proteção de perda de excitação. Como o *offset* que a zona 2 está sendo usada é negativo, o *offset* da reatância do elemento desta zona será ajustado igual ao da reatância do elemento de zona 1.

Tabela 35 – Ajuste do *offset* da reatância do elemento de zona 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40XD2	-50,0 a 50,0 Ω	-0,28 Ω

4.5.8.6 Tempo de retardo do elemento de zona 2

O temporizador do elemento de zona 2, *40Z2D Zone 2 Pickup Time Delay*, deve ser suficiente para evitar uma operação incorreta como explicado em 2.10.1.2 e indicado por Caminha (1977). Seu ajuste está indicado na Tabela 36.

Tabela 36 – Ajuste do tempo de retardo do elemento de zona 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
40Z2D	0,00 a 400,00 s	0,60 s

4.5.9 Corrente de desequilíbrio (ANSI 46)

Como visto no item 2.7.2, a condição de desequilíbrio produz uma corrente de sequência negativa que aquece o rotor a uma taxa maior do que a corrente de sequência positiva ou de terra. Para isso, um elemento de sobrecorrente de sequência negativa de fase pode atuar tanto para as faltas fase-fase, como para as faltas fase terra.

Optou-se por 2 níveis de proteção, o primeiro estágio de tempo definido gera alarme para os condições iniciais de de desequilíbrio, enquanto o segundo elemento de sobrecorrente de tempo-inverso dá *trip* para condições de desequilíbrio sustentado. O elemento de sequência negativa de tempo inverso fornece as curvas de proteção $I_2^2 \cdot t$ fornecidas pelo modelo térmico descrito no padrão IEC 60255-8, conforme Figura 110.

4.5.9.1 Pickup do elemento de sobrecorrente de sequência negativa

O parâmetro *46Q1P Level 1 Negative Sequence Overcurrent Trip Level* indica o pickup do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo definido de nível 1, que será aplicado para alarme de desequilíbrio de corrente.

O valor ajustado na Tabela 37 deve atender à norma (IEEE, 2007) conforme Tabelas 3 e 4.

Tabela 37 – Ajuste do *pickup* do elemento de sobrecorrente de sequência negativa.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
46Q1P OFF	2 a 100 %	9%

4.5.9.2 Tempo de retardo do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo definido de nível 1

O tempo de retardo do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo definido de nível 1 é estabelecido pelo ajuste *46Q1D Level 1 Negative Sequence*

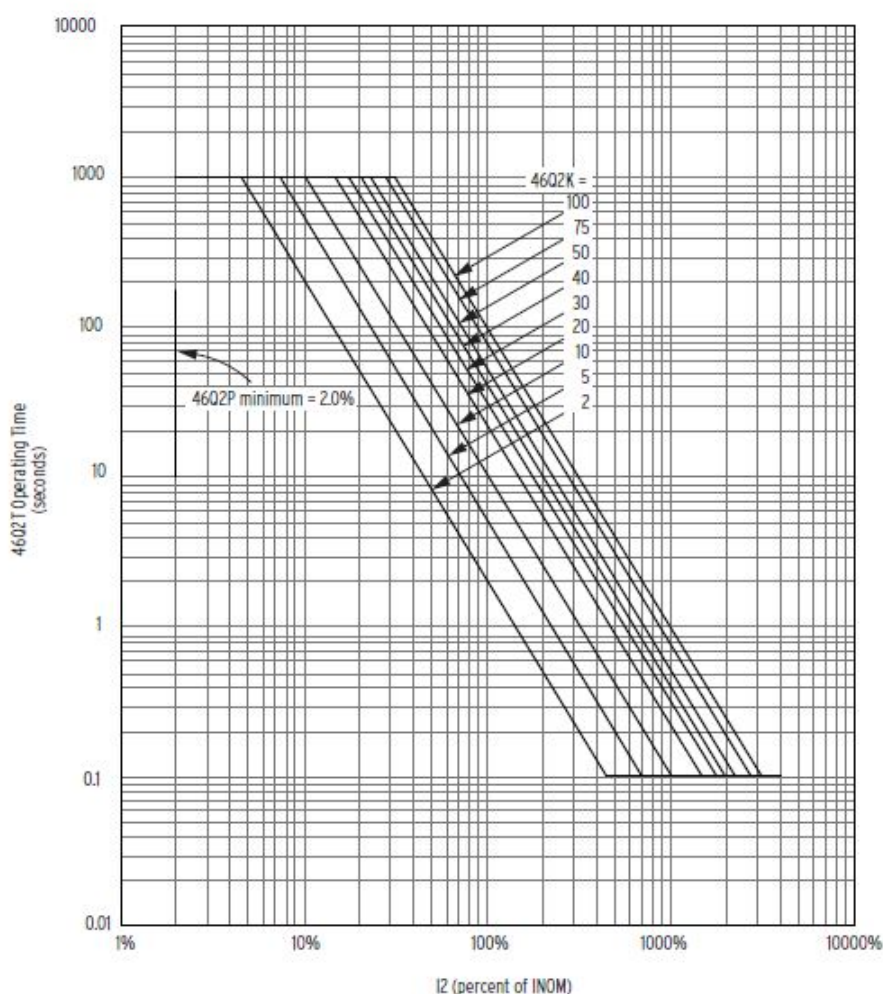


Figura 110 – Característica de operação da proteção ANSI 46

Overcurrent Time Delay, o qual atuará com uma temporização ajustada em 276 segundos, seguindo as orientações técnicas emitidas pelo fabricante do gerador.

Tabela 38 – Ajuste da proteção ANSI 46 de nível 1.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
46Q1D	0,02 a 999,90 s	276 s

4.5.9.3 Ajuste do *pickup* do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2

A unidade *46Q2P Level 2 Negative Sequence Time Overcurrent Trip Level* estipula o *pickup* do elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2 de característica $I_2^2 \cdot t$. Após 2 segundos, o elemento será aplicado para *trip* de desequilíbrio de corrente. Esta unidade é igual ou menor que a capacidade de corrente de desequilíbrio contínuo do gerador.

O valor ajustado na Tabela 39 deve atender à norma (IEEE, 2007) conforme Tabelas 3 e 4.

Tabela 39 – Ajuste do *Pickup* do elemento 46 de nível 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
46Q2P OFF	2 a 100 %	20 %

4.5.9.4 Curva de tempo utilizada no elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2

A curva de tempo utilizada no elemento de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso de nível 2 é definida pelo parâmetro *46Q2K Level 2 Negative Sequence Time Overcurrent Time Dial*. O *46Q2K* é menor ou igual à capacidade de corrente de sequência negativa de curto tempo definida pelo fabricante do gerador, e sua atuação ocorre no bloqueio 86-3.

Tabela 40 – Ajuste da curva de tempo utilizada no elemento 46 de tempo inverso de nível 2.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
46Q2K	1 a 100 s	1,60 s

O valor de ajuste é calculado pela expressão (4.19).

$$t_{OP} = \frac{46Q2K}{\left(\frac{I_2}{I_{NOM}}\right)^2} [seg.] \quad (4.19)$$

4.5.10 Energização inadvertida

A energização inadvertida ocorre quando o disjuntor principal do gerador, ou do transformador auxiliar, é fechado incorretamente para energizar o gerador quando a máquina está fora de operação.

Na ocasião em que isso ocorre, o gerador é capaz de funcionar como um motor de indução, consumindo de quatro a seis vezes a corrente nominal do estator. Consequentemente, essas correntes elevadas induzem altas correntes no rotor, que pode ser rapidamente danificado.

4.5.10.1 Habilitação da proteção de energização involuntária.

A proteção de energização involuntária do gerador é habilitada para operação quando o parâmetro *EINAD Enable Inadvertent Energization Protection* estiver em "Y".

Tabela 41 – Ajuste do parâmetro de habilitação da proteção de energização involuntária do gerador.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
EINAD	Y N	Y

4.5.10.2 Tempo de *pickup* do temporizador da proteção de energização involuntária do gerador.

O *GENDEPU Generator De-Energization Pickup Timer* é responsável por definir o tempo de *pickup* do temporizador da proteção de energização involuntária do gerador, o qual atuará com uma temporização ajustada em 2 segundos, seguindo as orientações técnicas emitidas pelo fabricante do gerador.

4.5.11 Sobrecorrente (ANSI 50)

O *pickup* do elemento 1 de sobrecorrente de fase instantâneo do lado de neutro do gerador, determinado pelo ajuste *50PX1P X Side Phase Inst Overcurrent Trip Level*, será usado como proteção de sobrecorrente instantânea para defeitos entre fases no lado de 13,8 kV. O ajuste indicado na Tabela 42 leva em consideração os estudos de coordenação do sistema elétrico no qual o gerador está inserido e possui tempo de retardo *50PX1D X Side Phase Inst Overcurrent Trip Delay* ajustado em 0,02 segundos

Tabela 42 – Ajuste do parâmetro do *pickup* do elemento 1 de sobrecorrente de fase instantâneo.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
50PX1P OFF	0,50 a 96,00 A	50,25 A

4.5.12 Sobrecorrente residual (ANSI 50G)

Este ajuste define o *pickup* do elemento 1 de sobrecorrente residual instantâneo do lado X pela variável *50GX1P X Side Residual Overcurrent Trip Level*, que também pode ser utilizado como elemento de sobrecorrente residual de tempo definido. Como o gerador é aterrado por resistência de alto valor, com curto circuito fase-terra limitado em 3,5 A, esse parâmetro será usado como proteção de sobrecorrente instantânea, para defeitos monofásicos no lado de 13,8 kV.

Tabela 43 – Ajuste do *pickup* do elemento 1 de sobrecorrente residual instantâneo do lado X

Parâmetro	Faixa	Ajuste
50GX1P OFF	0,50 a 96,00 A	1,00 A

4.5.12.1 Tempo de retardo do elemento 1 de sobrecorrente residual do lado X

O *50GX1D X Side Residual Overcurrent Trip Delay* é o ajuste que precisa o tempo de retardo do elemento 1 de sobrecorrente residual do lado X.

Tabela 44 – Ajuste do tempo de retardo do elemento 1 de sobrecorrente residual do lado X

Parâmetro	Faixa	Ajuste
50GX1D	0,00 a 5,00 s	0,00 s

4.5.13 Impedância de linha

4.5.13.1 Impedância de sequência positiva da linha para os elementos direcionais

O *Z1MAGX Positive Sequence Line Impedance Magnitude* corresponde ao valor da impedância de sequência positiva da linha para os elementos direcionais do lado neutro do gerador. Conforme relatório técnico da [ABB](#), esta função é temporizada em 5 segundos para atuação no bloqueio 86-3 e em 6 segundos para atuação no bloqueio 86-1.

O ajuste do *Z1MAGX* é feito pelo equação (4.20) a partir dos dados das Tabelas 7 e 8 e das expressões (4.1) e (4.2). Seu ajuste está indicado na Tabela 45.

$$Z1MAGX = (Z_{GERADOR} + Z_{TRAF0}) \cdot \frac{CTR_X}{PTR_X} = [\Omega]sec \quad (4.20)$$

$$Z_{TRAF0} = Z_{PU(TRAF0)} \cdot Z_{BASE(13,8kV)} = 0,10 \cdot \frac{13,8^2}{50} = 0,38$$

$$Z_{GERADOR} = X''_{dPU(TRAF0)} \cdot Z_{BASE(13,8kV)} = 0,095 \cdot \frac{13,8^2}{49} = 0,37$$

$$Z1MAGX = (0,37 + 0,38) \cdot \frac{500}{120} = 3,125\Omega$$

Tabela 45 – Ajuste do parâmetro valor da impedância de sequência positiva da linha, para os elementos direcionais.

Parâmetro	Faixa	Ajuste
Z1MAGX	0,10 a 510,00 Ω	3,13 Ω

4.5.14 Potência reversa (ANSI 32)

Segundo (ANDERSON, 1999) a maioria das turbinas a vapor modernas irá sobreaquecer quando o fluxo de vapor é menor que cerca de 10% da carga total. A constante de tempo é grande e varia de 30 segundos a 30 minutos, dependendo do tipo de turbina e seu design. A prática varia quanto à necessidade de proteção e o fabricante da turbina deve ser consultado sobre quaisquer requisitos. Quando a proteção é necessária, um relé de potência reversa é frequentemente usado e é para disparar em cerca de 0,5% de potência reversa.

Visando a proteção das turbinas, o ajuste *3PWRX1P Three Phase Power Element Pickup* define o *pickup* para detecção de potência reversa. Para ajustes dos parâmetros de potência reserva da máquina, foram utilizadas as recomendações da ALSTOM, que considera um valor de 2,85 MVA de motorização com retardo de 2,4 segundos para desligamento da máquina com ajuste equacionado por (4.21).

$$3PWRX1P = \frac{MVA}{PTRX \cdot CTRX} [VA]_{sec} \quad (4.21)$$

$$3PWRX1P = \frac{2,85 \cdot 10^6}{\frac{13800}{115} \cdot \frac{2500}{5}} = 47,5 [VA]_{sec}$$

4.5.15 Sobretensão (ANSI 59)

Conforme apresentado em as proteções contra sobretensão variam entre 110% e 150% do seu valor nominal. A proteção contra sobretensão do gerador é fornecida com um compensador de frequência ou insensível à frequência relé de sobretensão. O relé deve ter uma unidade instantânea e uma unidade de temporização com inversão característica de tempo. A unidade instantânea é geralmente configurada para captar em 130% a 150% de tensão, enquanto que a unidade de tempo inverso está configurada para captar a cerca de 110% da tensão normal (IEEE, 2007).

A variável *59PX1P Phase Overvoltage Trip Level* define o *set* do 1º elemento de sobretensão fase-neutro, o qual foi ajustada em 120% da tensão nominal de fase conforme apresentado na Tabela 46. O *pickup* do 2º elemento de sobretensão de fase é definido pelo *59PX2P Phase Overvoltage Trip Level* ajustado para 140% da tensão nominal de fase-neutro e está apresentado na Tabela 47.

Tabela 46 – Ajuste do parâmetro do *pickup* do elemento 1 de sobretensão de fase-neutro

Parâmetro	Faixa	Ajuste
59PX1P OFF	2,0 a 300,0 V	79,7 V

Tabela 47 – Ajuste do parâmetro do *pickup* do 2º elemento de sobretensão

Parâmetro	Faixa	Ajuste
59PX2P OFF	2,0 a 300,0 V	93,0 V

De forma similar às tensões de fase, foram realizados os ajustes para a sobretensões de linha. O limiar de atuação do 1º elemento de sobretensão de linha é ajustado pela unidade *59PPX1P Phase-Phase Overvoltage Trip Level* no valor de 140% e apresentado na Tabela 48. Por fim, o *pickup* do elemento 2 da ANSI 59 é definido pelo ajuste *59PPX2P Phase-Phase Overvoltage Trip Level* com valor de 140% da tensão linha e está apresentado na Tabela 49.

Tabela 48 – Ajuste do parâmetro do *pickup* do 1º elemento de sobretensão de linha

Parâmetro	Faixa	Ajuste
59PPX1P OFF	2,0 a 520,0 V	138,0 V

Tabela 49 – Ajuste do parâmetro do *pickup* do 2º elemento de sobretensão de linha

Parâmetro	Faixa	Ajuste
59PPX2P OFF	2,0 a 520,0 V	161,0 V

Para parametrizar os retardos dos elementos de proteção de sobretensão levou-se em consideração as orientações do fabricantes quanto a degradação das isolações sólidas. Para sobretensões de fase e linha do primeiro elemento há *delay* de 2 segundos, enquanto que para o segundo elementos considerou-se apenas 0,02 segundos.

4.6 Conclusões parciais

Esse capítulo apresentou os diversos ajustes das funções de proteção determinadas no estudo de seletividade de turbogerador a gás em indústria petroquímica. Evidenciou-se as principais funções, variáveis e como elas interagem com as lógicas internas para atender as características da rede e da máquina geradora levando em consideração os fundamentos básicos de proteção, de construção da máquina e padrões normativos internacionais.

5 Testes em laboratório

Este capítulo apresentará a validação de lógicas e ajustes de proteção implementadas no IED SEL-700G, a partir de ensaios realizados por meio da utilização de caixa de teste.

5.1 Teste das proteções do gerador

Para realização dos testes, utilizou-se o IED 700G da SEL e caixa de teste de proteção CE-6006 da Comprove Indústria e Comércio LTDA. Os equipamentos supracitados estão ilustrados nas Figuras 111 e 112.



Figura 111 – IED 700G

A sistemática implantada foi similar a realizada durante os testes de aceitação do fabricante. Os parâmetros das magnitudes de corrente, de tensão e de frequência foram ajustados pelo programa da caixa de aferição afim de validar as proteções implantadas durante projeto.

Durante os testes, foram observados os sinais de *trip* correlacionados com os valores de ajuste a partir do estudo da máquina, validação das lógicas em conformidade com os parâmetros de ajuste para cada uma das funções de proteção habilitadas. Salienta-se que não faz parte do estudo a validação da proteção da 64F que é efetuada pelo SEL-2664 e 49R (elemento térmico) parametrizada através de RTDs com o módulo SEL-2600D.

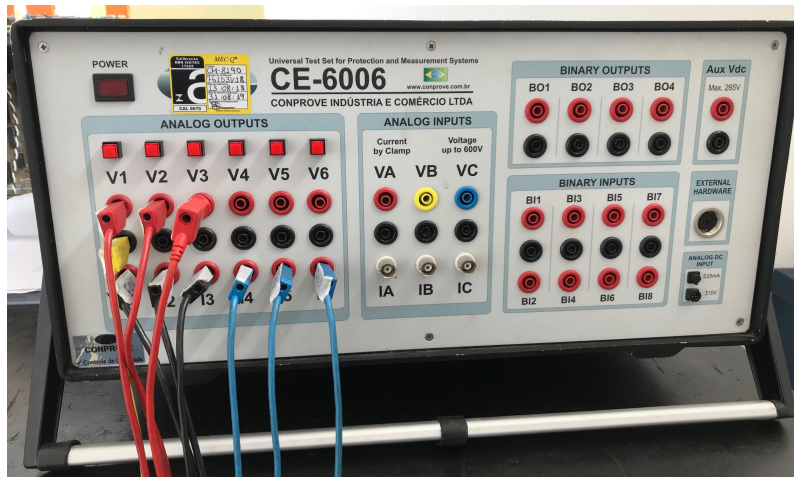


Figura 112 – Comprove CE-6006.

Para realização dos testes, a caixa de aferição foi configurada de modo a atender cada necessidade específica. A comprove é limitada por seis canais de saídas analógicas simultâneas, dentre as diversas combinações de tensões e corrente e por esse motivo, durante os diversos testes que serão apresentados, algumas proteções foram desabilitadas para que os testes pudessem ser executados da forma correta.

5.1.1 Teste da proteção diferencial

Como evidenciado no capítulo 3, os curtos-circuitos à terra são identificados pela proteção ANSI 64G. Nessa condição, a proteção ANSI 87 realiza atuação para faltas que não envolvem correntes de terra. O teste da proteção diferencial foi realizado configurando a caixa de aferição simulando um curto-circuito trifásico próximo aos terminais do gerador, conforme Figura 114, onde as correntes I_1 , I_2 e I_3 representam o lado do terminais do gerador e I_4 , I_5 e I_6 representam as correntes do lado do neutro da máquina, esquema similar ao apresentado na Figura 113.

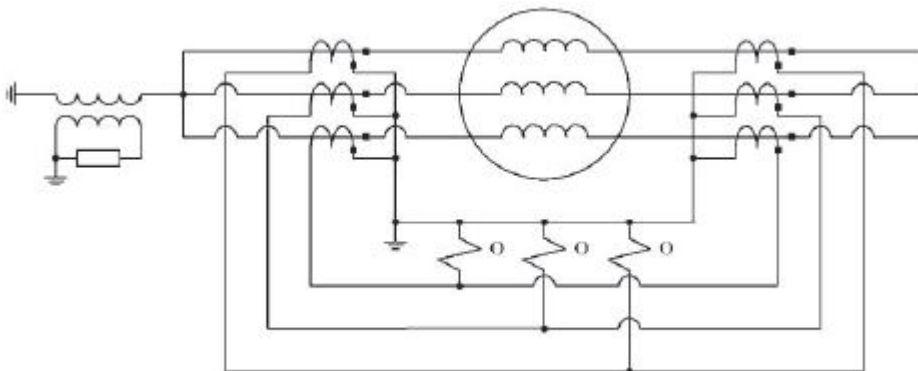


Figura 113 – Esquema diferencial
Fonte: IEEE (2007).

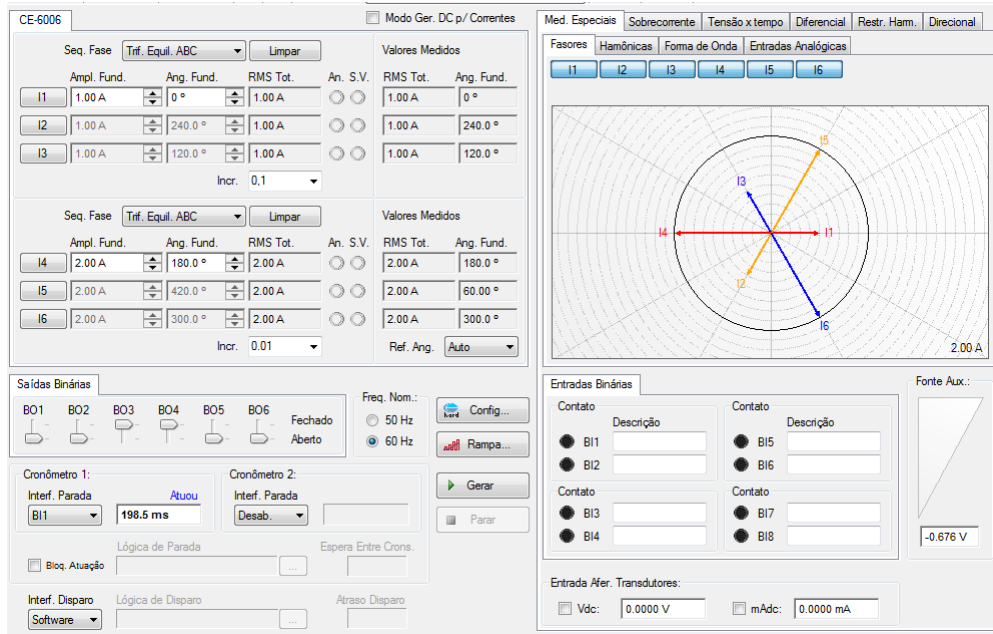


Figura 114 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 87.

A Figura 115 apresenta a oscilografia das correntes em ambos os lados do gerador, bem como os canais digitais que indicam o envio do sinal de abertura do disjuntor (*trip*) pelo elemento 87R, responsável pela atuação desse parâmetro como previamente ilustrado na Figura 99. Na Figura 118 é possível verificar a real existência da corrente diferencial entre os TCs do gerador. Salienta-se as correntes diferenciais nas fases R (*IDIFR*), S (*IDIFS*) e T (*IDIFT*), calculadas pelos programa SEL SynchroWAVE Event (SEL, 2019c), são equilibradas devido as características intrínsecas a falta trifásica.

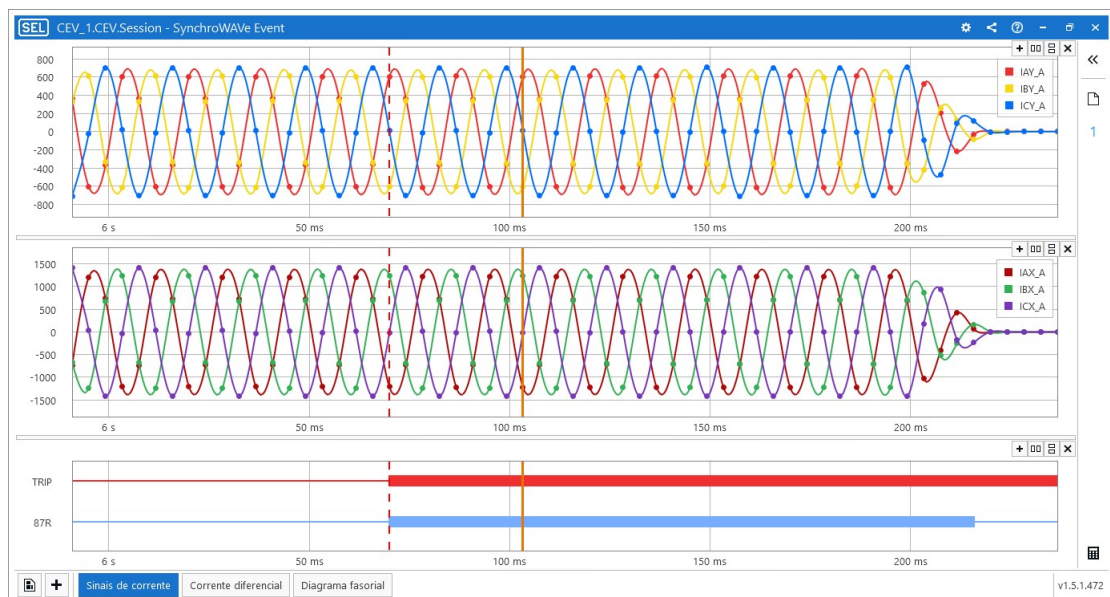


Figura 115 – Oscilografia dos sinais de corrente para teste da proteção diferencial.

Além de possibilitar a verificação da magnitude das correntes dos diferentes ramos da gerador, pode-se perceber pela Figura 116 que há defasagem de 180° entre as correntes do lado dos terminais e do lado do neutro da máquina, o que evidencia a inexistência de erros de polaridades de TCs.

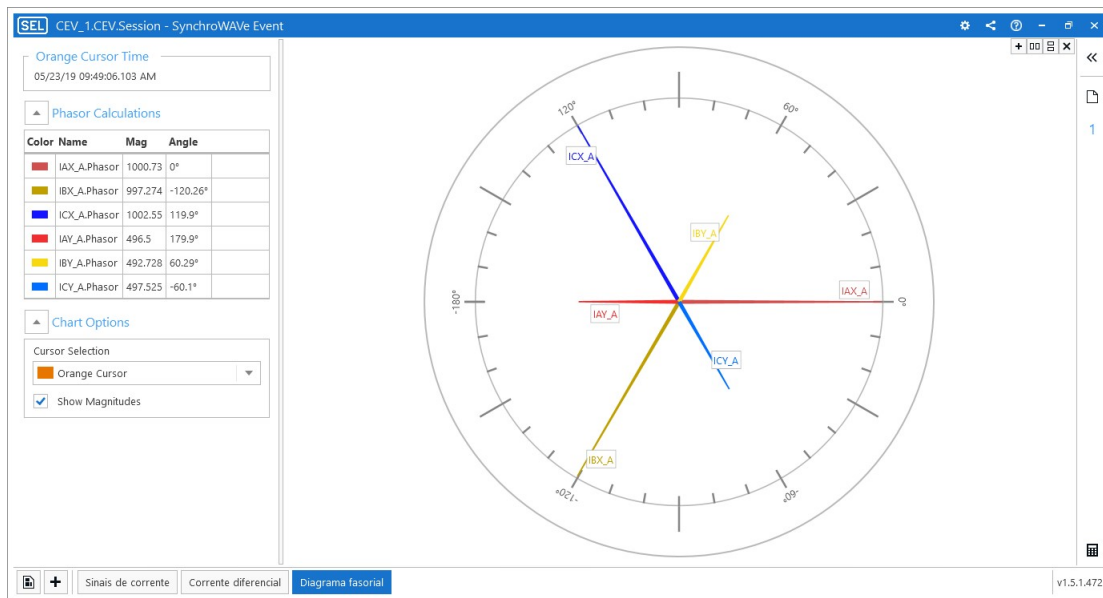


Figura 116 – Fasores das correntes passantes no gerador

Conforme explicado no item 4.5.4, a proteção diferencial verifica a componente harmônica, contudo os sinais aplicados foram na frequência fundamental e nesse caso, os elementos de operação validam de forma clara a atuação pelo digrama lógico simplificado da Figura 117. O ajuste do elemento 087P é validado pelos níveis de corrente diferencial apresentados nas oscilografias da Figura 118. O limiar de atuação da proteção era de 307,5 Amperes primários, conforme apresentado no capítulo 4 e nota-se que a corrente diferencial estabelecida foi superior ao valor mínimo de atuação da proteção com sinal de desligamento 87R ativo acompanhado de *trip* do gerador.

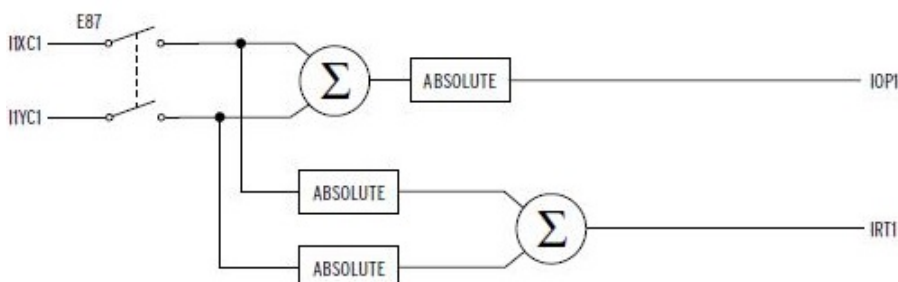


Figura 117 – Correntes diferenciais de operação e restrição
Fonte: SEL (2019b).

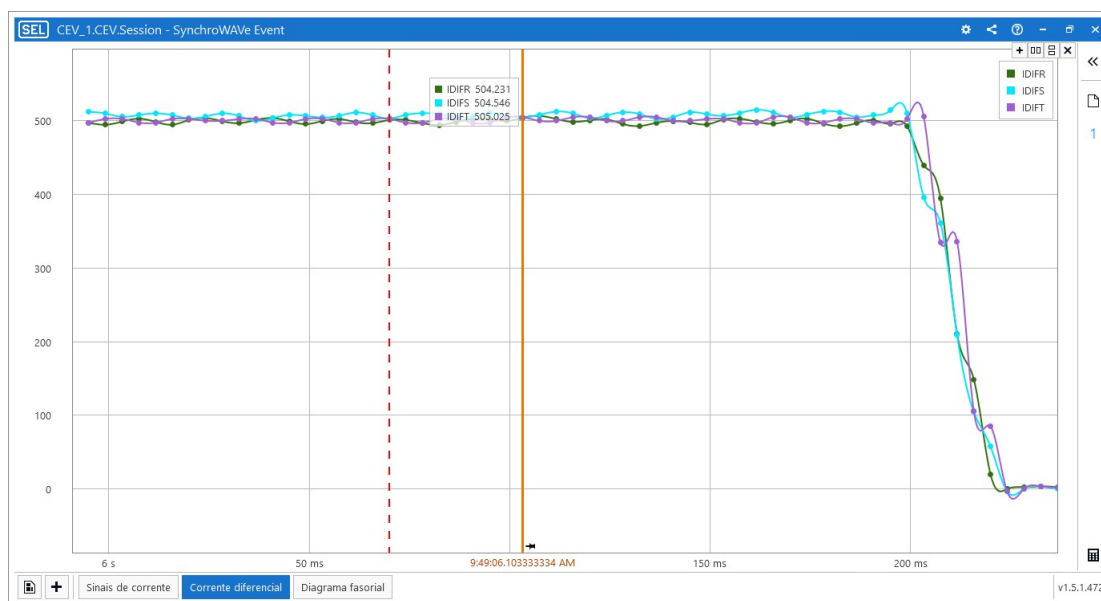


Figura 118 – Sinal das correntes diferenciais.

5.1.2 Teste da proteção de sobretensão

A proteção de sobretensão possui quatro ajustes de *pickup*, como visto no capítulo 4.5.15 e seus diversos tempos de retardo. Para realização da atuação do elemento ANSI 59, ajustou-se os canais da caixa de aferição em 93 Volts secundários com defasamento angular de 120° como ilustrado na Figura 119. Esse valor equivale a uma sobretensão de 140% do lado secundário ou aproximadamente 11 kV na rede.

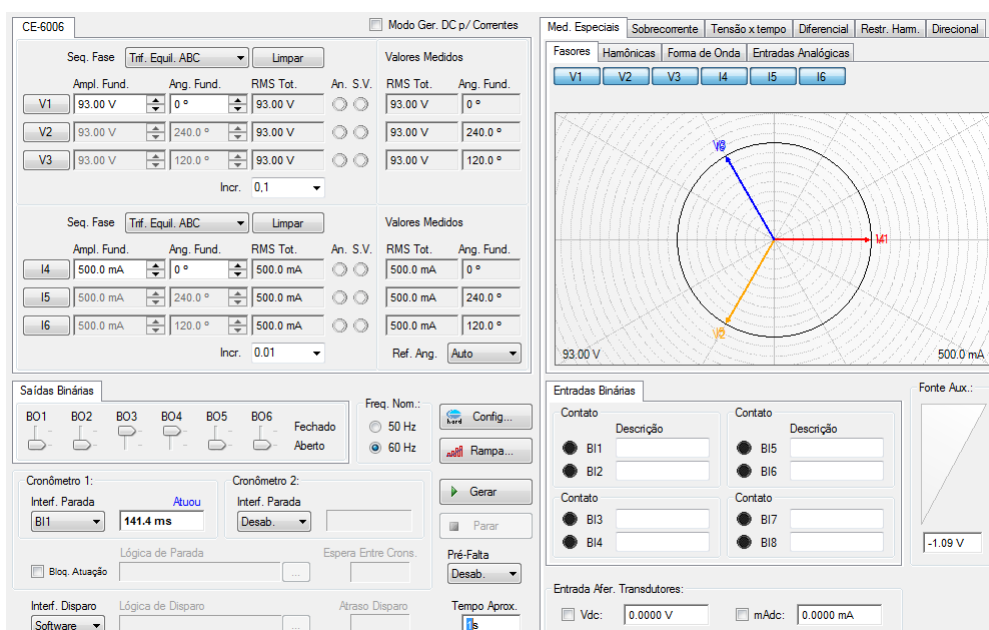


Figura 119 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 59.

Nessa condição de sobretensão de fase de 140% espera-se que os elementos 59PPX1P, 59PPX2P fossem a *pickup* com atuação do 59PPXT em cerca de 0,02

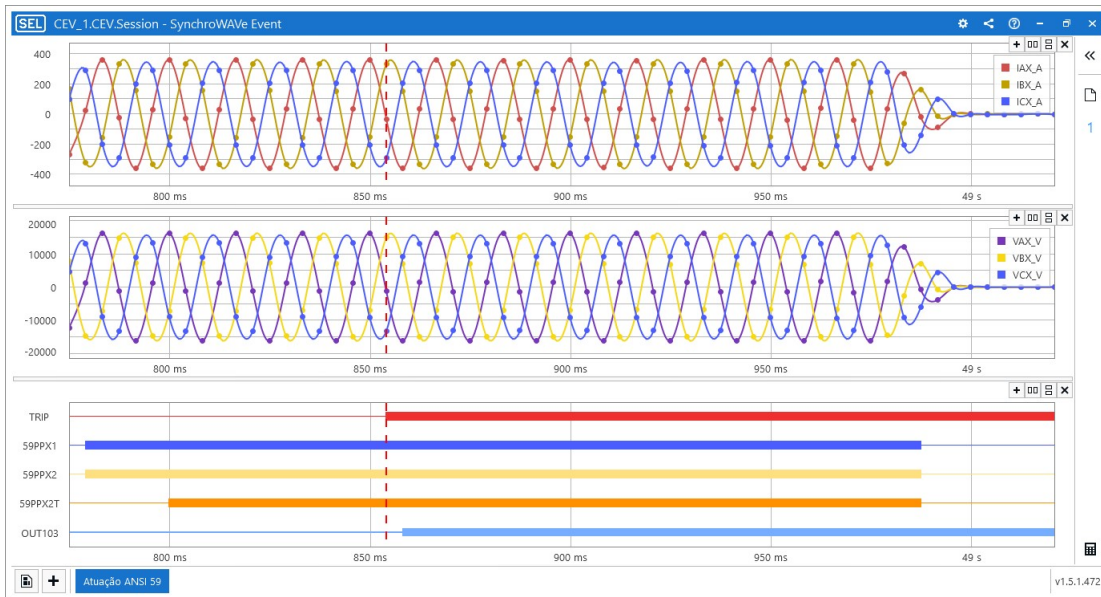


Figura 120 – Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção ANSI 59.

segundos. Nota-se a correta atuação da proteção de sobretensão pela Figura 120 com atuação em 0,014 segundos como evidenciado pela entrada binária da Comprove na Figura 119.

5.1.3 Teste da proteção do estator à terra

A proteção de estator à terra é ajustada com objetivo de atuar quando detectados curtos monofásicos ou bifásicos à terra. Dessa, a fim de verificar os parâmetros utilizados no relé de proteção, ajustou-se a o elemento $64G1P$ em 7 Volts com retardo de 4 segundos.

Tendo em vista o sistema exposto na Figura 103, utilizou-se apenas a saída de tensão $V1$ da caixa de teste nas entradas Vn e Nn do *slot* E do SEL-700G conforme Figura 121. A tensão foi ajustada em 7,1 Volts e o IED operou em 4,02 segundos como evidenciado pela entrada binária da Comprove na Figura 122.

Devido ao RTP igual a 74 e tensão aplicada de 7,1 Volts secundários a Figura 123 ilustra o formato de onda com amplitude de 527 Volts na frequência 60 Hz. Também fica evidenciado o *pickup* do elemento $64G1$ e atuação do $64G1T$ conforme parametrização na seção 4.5.4.

O segundo teste foi realizado para validar o elemento $64G2P$ ajustado em 1,5 Volts com retardo parametrizado pelo $64G2D$ de 0,05 segundos e relação de equilíbrio $64RAT$ de 3,4. Como ilustrado na Figura 124, injetou-se 4 sinais no SEL-700G, sendo 3 trifásicos com 66,4V secundários em 60 Hz com componente de 180 Hz de amplitude de 3 V secundário, estabelecendo uma distorção harmônica total de 0,4518%, e 1 Volt em 180 Hz para simular queda de tensão de 3° harmônico no neutro.

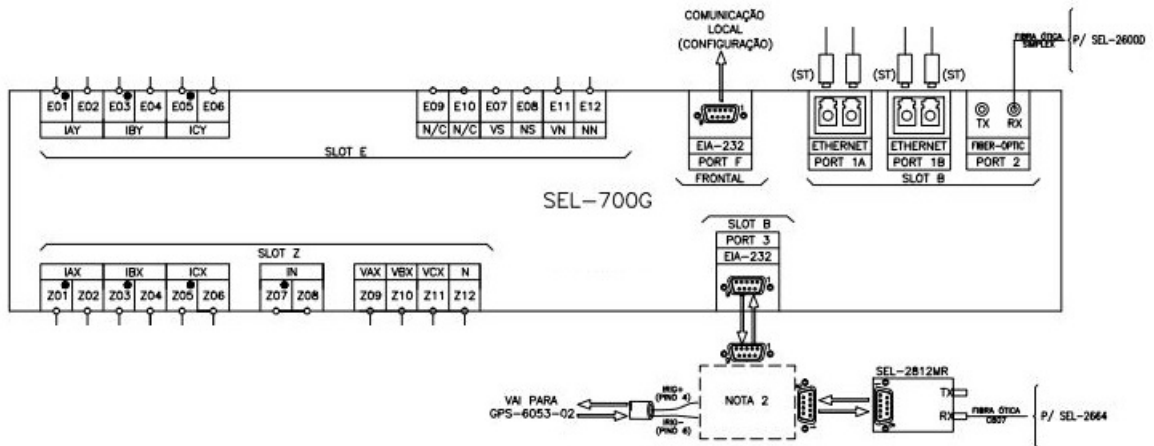


Figura 121 – Entradas analógicas do relé

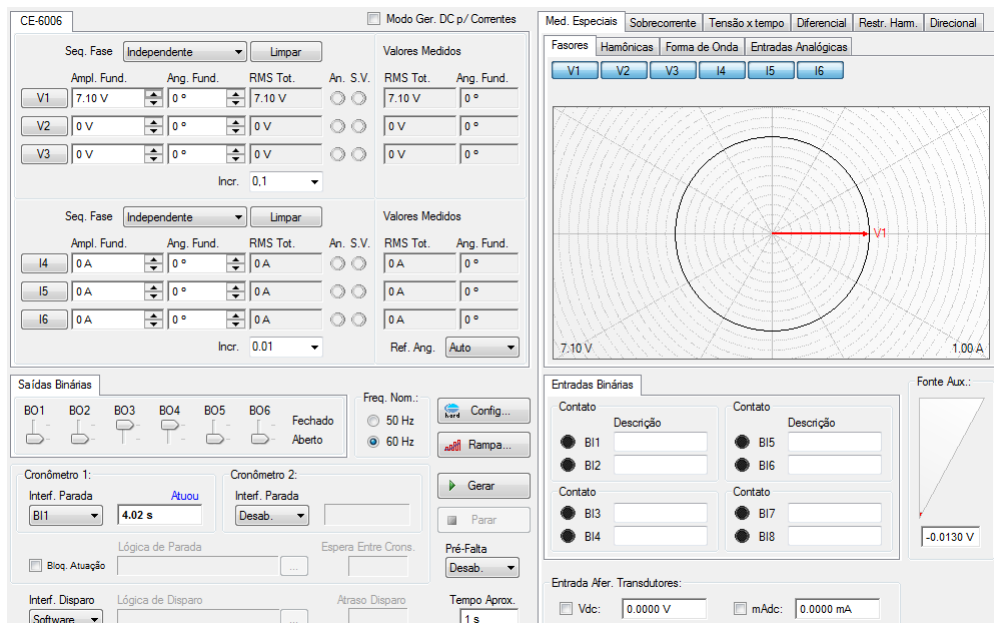


Figura 122 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 64G por sobretensão na frequência fundamental.

A partir dos sinais injetados no relé, espera-se a atuação do elemento $64G2T$, conforme ilustrado na Figura 125 e envio do sinal de desligamento do gerador devido ao desequilíbrio gerado na relação 4.10. Como as tensões de terceiro harmônico oriundas da rede se mantiveram constantes e foi provocada uma queda tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador, o equacionamento feito será superior ao valor ajustado em 1,5 Volts provocando atuação do elemento $64G2T$. De acordo com o apresentado no capítulo 4 esse comportamento era esperado devido ao diagrama lógico exposto na Figura 99 onde os parâmetros de *trip* são evidenciados.

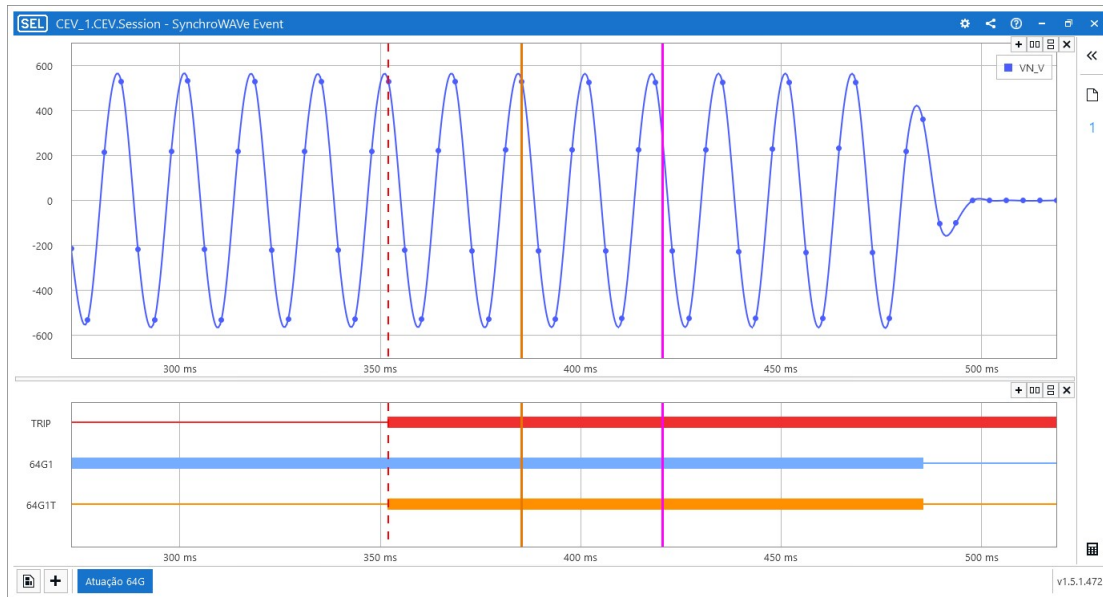


Figura 123 – Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção 64G1.

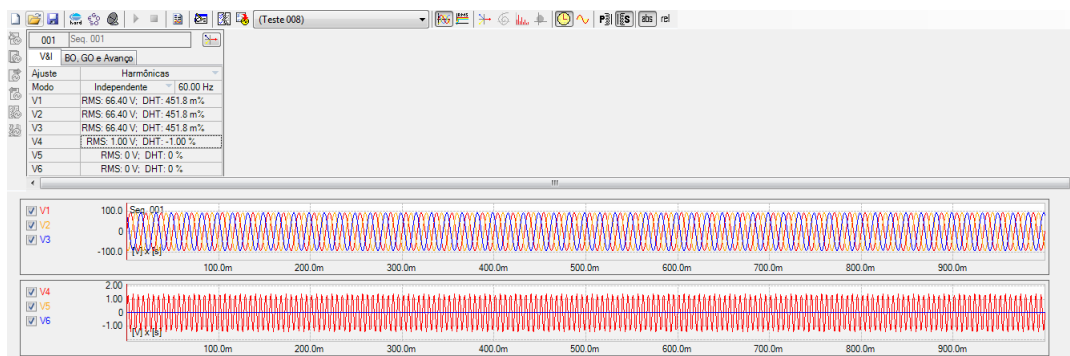


Figura 124 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 64G por diferencial de harmônico de ordem 3.

5.1.4 Teste da proteção de sobrecorrente de terra

A proteção de sobrecorrente de terra é ajustada de modo a proporcionar uma atuação instantânea quando detectado defeitos monofásicos em direção à rede. Assim, a fim de verificar os parâmetros utilizados no relé de proteção, ajustou-se a variável $50GX1P$ em 1A.

Para efetuar o teste da proteção de sobrecorrente de terra, configurou-se as correntes de fase do lado do neutro para $10kA$ com leve desequilíbrio na fase C, de modo que o IED pudesse calcular uma corrente de neutro do valor de ajuste, como ilustrado na Figura 127, e realizar o desligamento imediato da máquina.

O pickup do elemento 1 de sobrecorrente residual instantâneo $50GX1P$ foi ajustado em 1 Ampere porque o gerador é aterrado por resistência de alto valor, com curto circuito fase-terra limitado em 3,5 Amperes e esse parâmetro será usado como proteção de sobrecorrente instantânea, para defeitos monofásicos no lado de 13,8 kV.

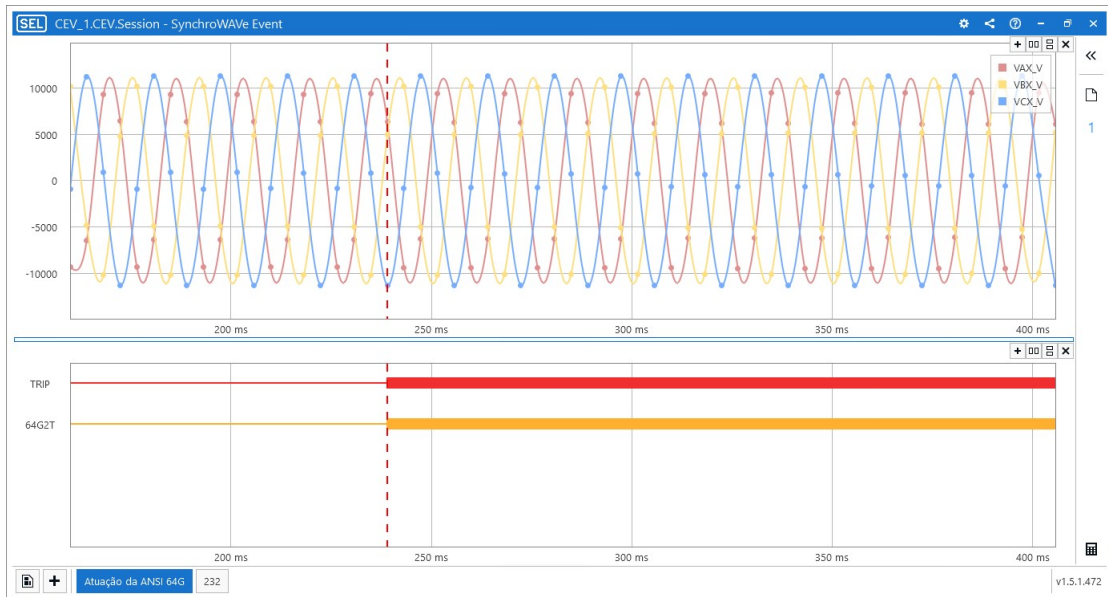


Figura 125 – Oscilografia dos sinais de tensão e corrente para teste da proteção 64G2.

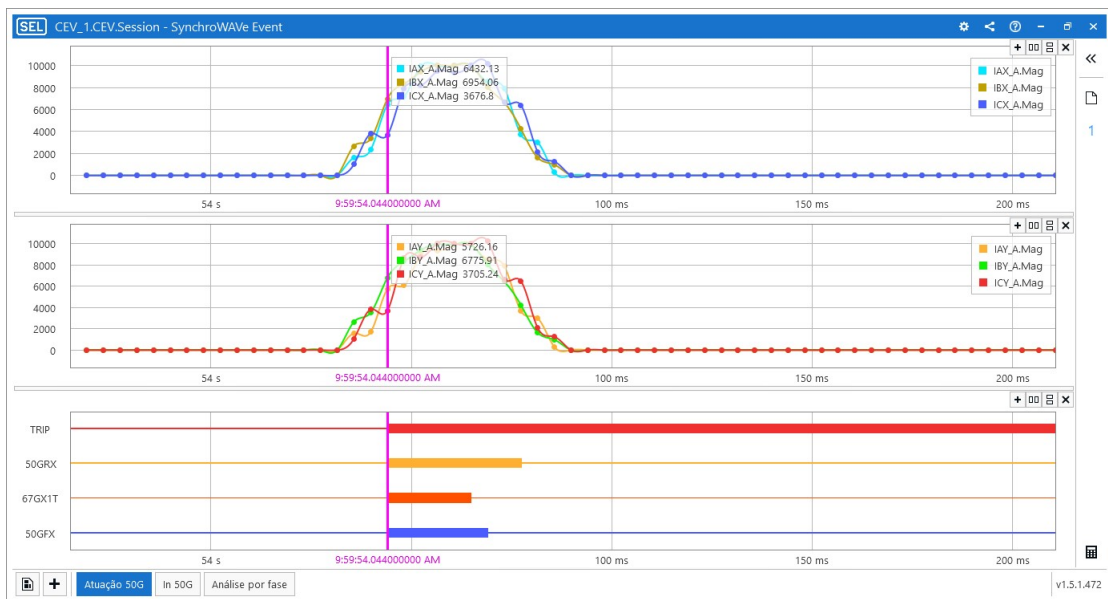


Figura 126 – Oscilografia dos sinais de correntes de fase considerando curto na fase C para teste da ANSI 50G.

Nota-se na Figura 126 que os elementos de terra 50GRX, 50GFX e 67X1T atuam da forma desejada porque a a corrente de neutro gerada é superior ao limiar de atuação da proteção

5.1.5 Teste da proteção de backup

A proteção de backup do gerador age para eliminar falta externas não eliminadas pela proteção do Sistema Elétrico de Potência (SEP), por meio da aplicação do elemento de distância.

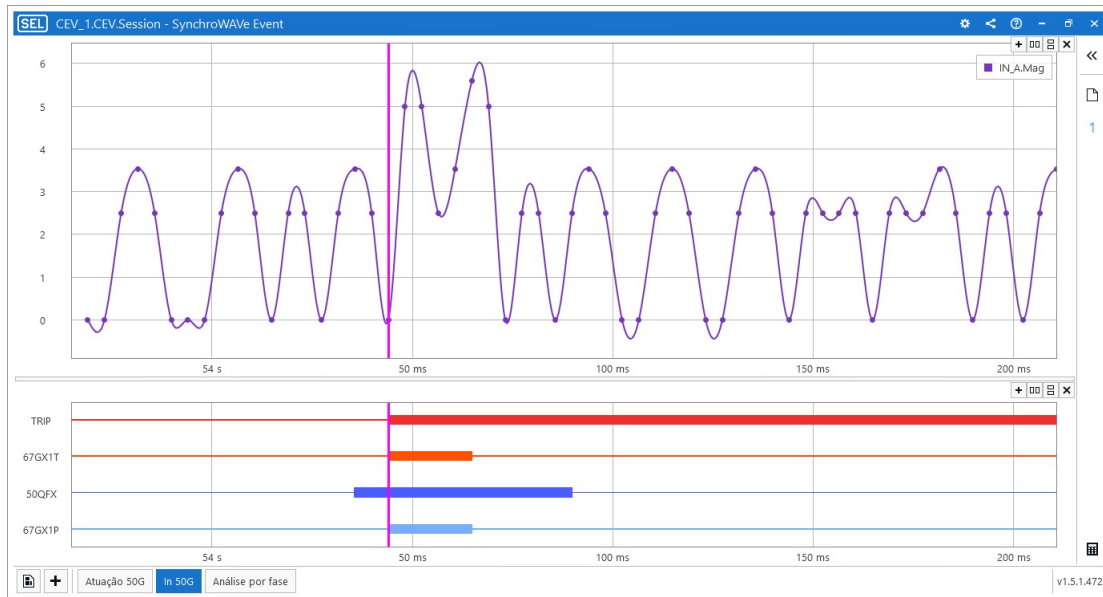


Figura 127 – Oscilografia do sinal de corrente de neutro calculada pelo IED durante o teste da ANSI 50G.

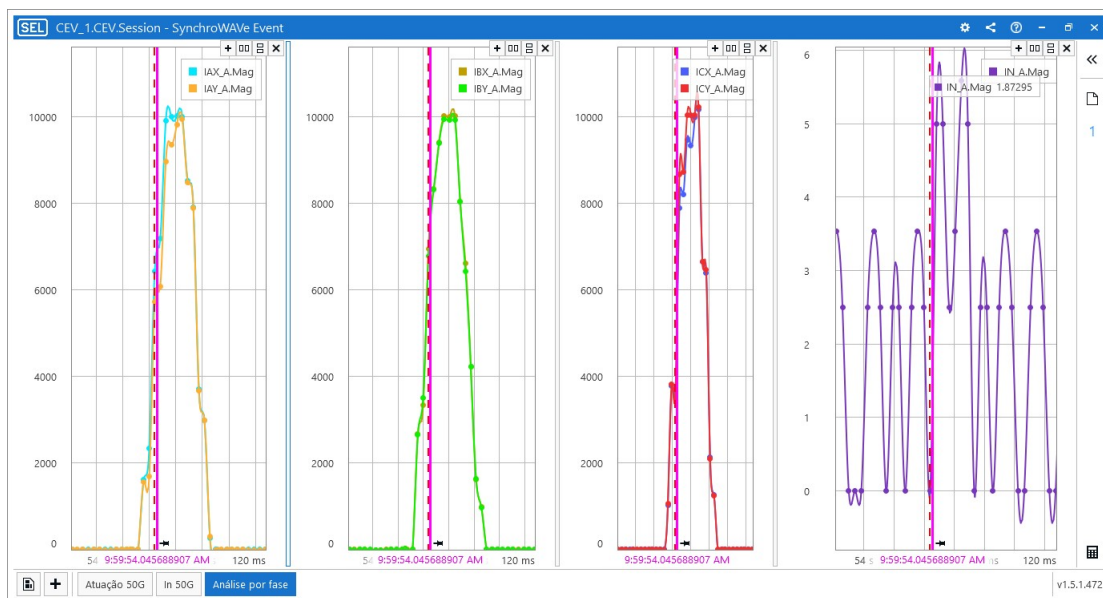


Figura 128 – Oscilografia dos sinais de correntes de fase, de neutro e de terra durante teste da ANSI 50G.

Salienta-se que o $Z1C$ é o limiar de atuação da proteção de backup do sistema ilustrado na Figura 98. O cálculo do ajuste do elemento de distância da 1ª zona é expresso por (4.14) com valores de referência expostos nas Tabelas 7 e 8.

De acordo com a Figura 129, para que o IED SEL-700G pudesse enxergar uma impedância abaixo dos valores de ajuste de suas zonas, forçou-se, a partir de sinais de corrente e tensão da caixa de teste, uma impedância de $0,2375 \Omega$ com corrente adiantada em relação a tensão para produzir um ângulo de impedância superior ao ajustado no parâmetro $Z1ANG$ conforme item 4.5.7.

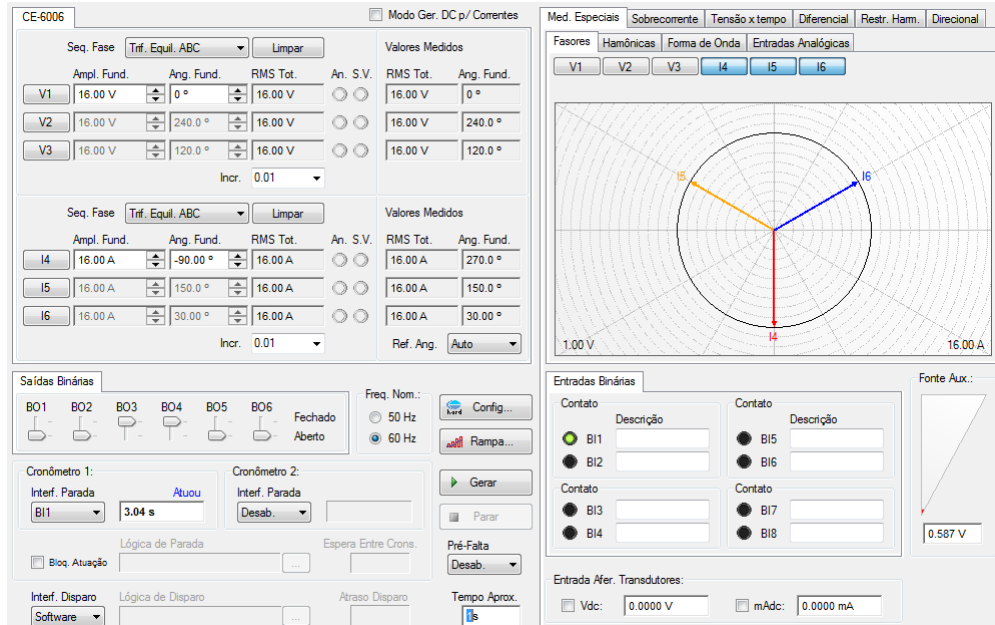


Figura 129 – Ajustes do programa da Comprove para teste de backup do gerador.

Evidencia-se o *pickup* das variáveis $Z1C1P$ e $Z1C2P$ que correspondem ao elementos de distância das zonas 1 e 2. O intuito do valor proposto era sensibilizar ambos os ajustes e ratificar que ambas as zonas desligariam a máquina contra falta trifásica externa, como evidenciada pelos fasores da Figura 131, não sanada pela *SP* da rede. No diagrama de sinais ilustrado na Figura 130 nota-se que os elementos $Z1CT$ e $Z2CT$ confirmaram sinal de *trip* para o *IED*.

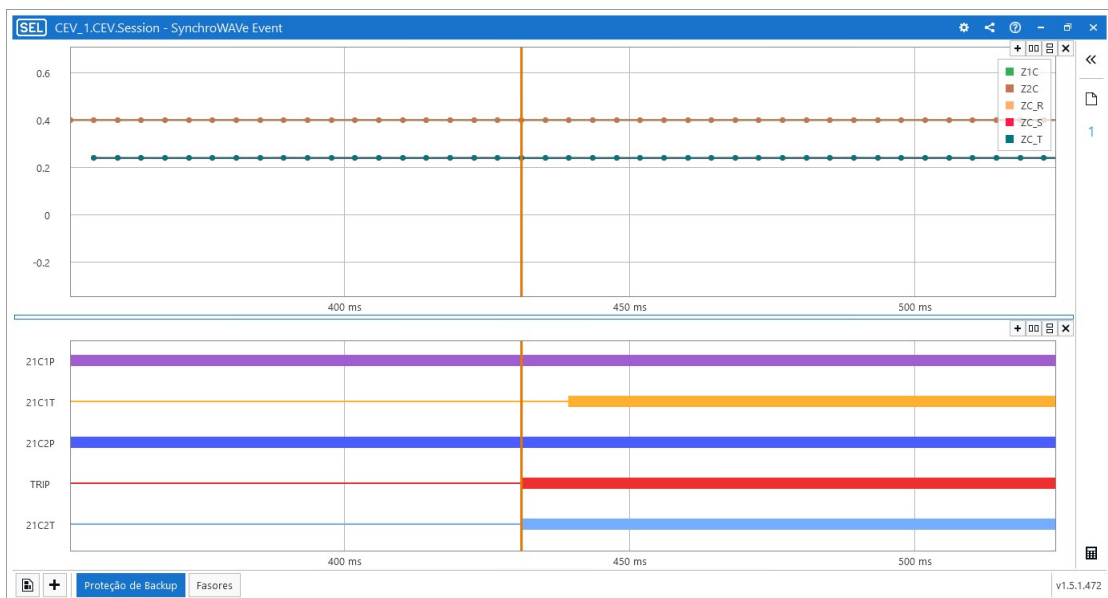


Figura 130 – Oscilografia da impedância vista pelo *IED* para proteção de backup.

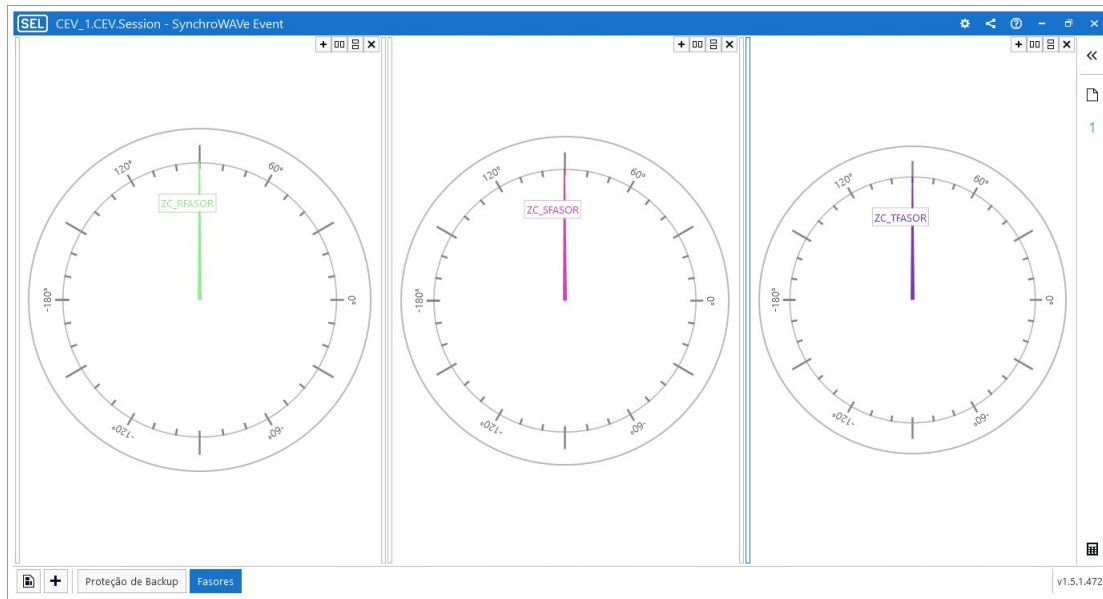


Figura 131 – Fasores das impedâncias vistas pelo IED.

5.1.6 Teste da proteção de potência ativa reversa

A proteção contra motorização é fundamental para assegurar a integridade da turbina, principalmente se for considerado que a máquina em estudo só permite 6,8% de potência ativa reversa. Assim, na realização do procedimento de ensaio, as três tensões de fase V_1 , V_2 e V_3 foram postas em 66,4 Volts secundários e as correntes de fase de 1,30 A secundário com defasagem de 100° entre as correntes e as tensões, como indicado na Figura 132.

Os canais analógicos da oscilografia da Figura 133 ilustram as correntes no lado do neutro (I_{Ax_A} , I_{Bx_A} e I_{Cx_A}) e as tensões de fase (V_{Ax_AV} , V_{Bx_V} e V_{Cx_V}). Nota-se, por meio dos canais digitais da referida oscilografia, a atuação do parâmetro $3PWRX1T$ e posterior desligamento do gerador.

Com o objetivo de confirmar a reversão de potência, analisou-se os fasores de tensão e corrente lidos pelo IED SEL-700G como evidenciado na Figura 134. Além disso, com auxílio do SEL SynchroWAVE Event, foi possível calcular e *plotar* no tempo as magnitudes de potência ativa reversa que estavam sendo enviadas para a máquina e compará-las com o ajustes de 2,85 MW. Essa análise pode ser verificada na Figura 135.

5.1.7 Teste da proteção de contra desequilíbrio

As correntes desequilibradas nos enrolamentos do estator implicam na existência de correntes de sequência negativa que são capazes de produzir um campo girante no entreferro da máquina com o dobro da frequência síncrona. Essas correntes induzidas causam danos ao rotor devido ao sobreaquecimento provocado.

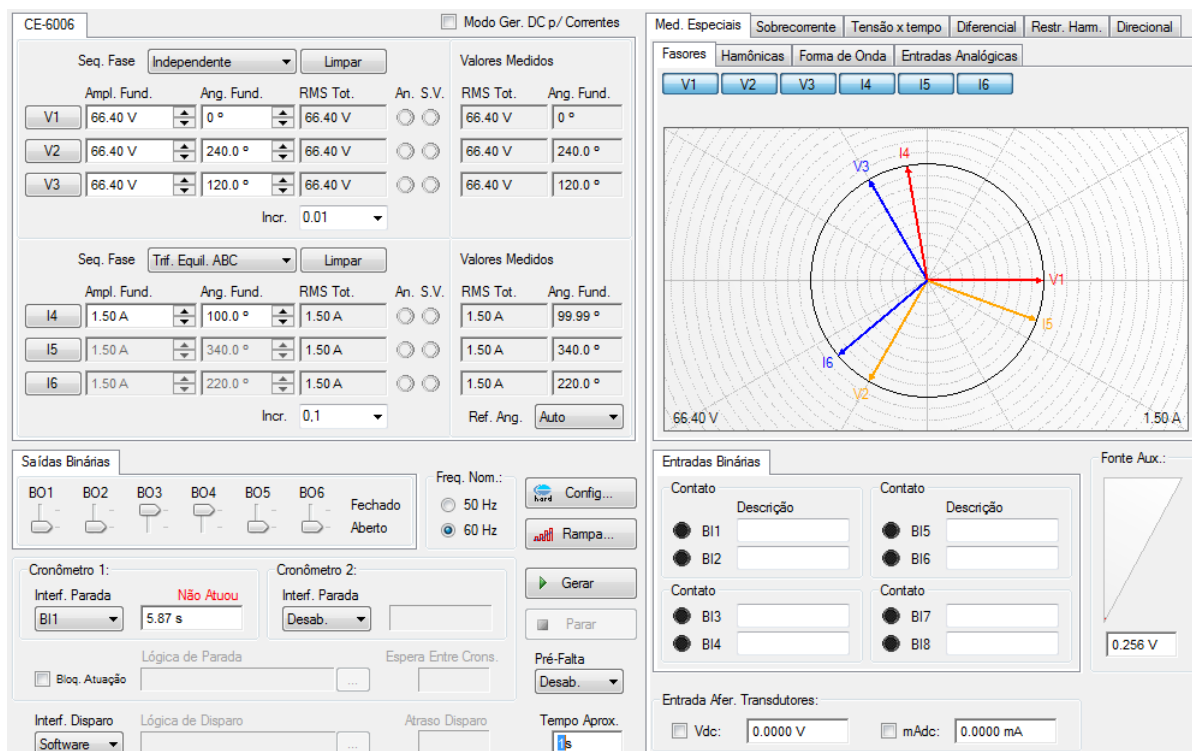


Figura 132 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 32.
Fonte: Acervo pessoal

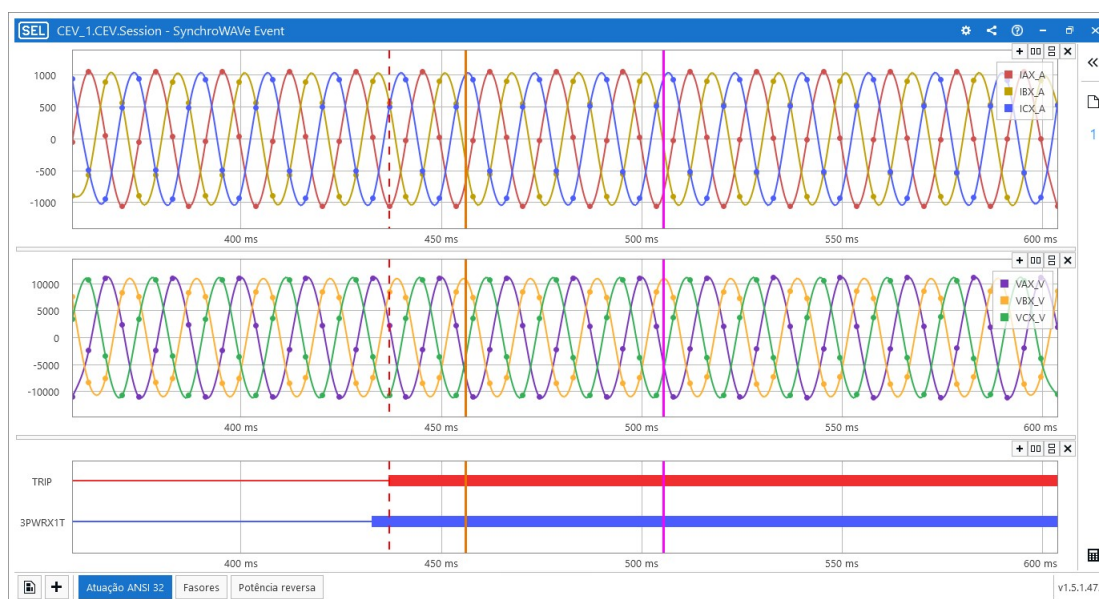


Figura 133 – Oscilografia dos sinais de corrente e tensão de fase para teste da ANSI 32.

Com o objetivo de gerar correntes desequilibradas, injetou-se correntes com inversão de fase de magnitudes não simétricas no relé digital, como indicado na Figura 136.

O elemento de desequilíbrio possui duas faixas de ajustes. A primeira parametrizada pelo $46Q1P$ em 9% com retardo de 276 segundos ajustado na variável $46Q1D$, enquanto a segunda faixa de ajuste parametrizada em 20% pelo $46Q2P$ com retardo

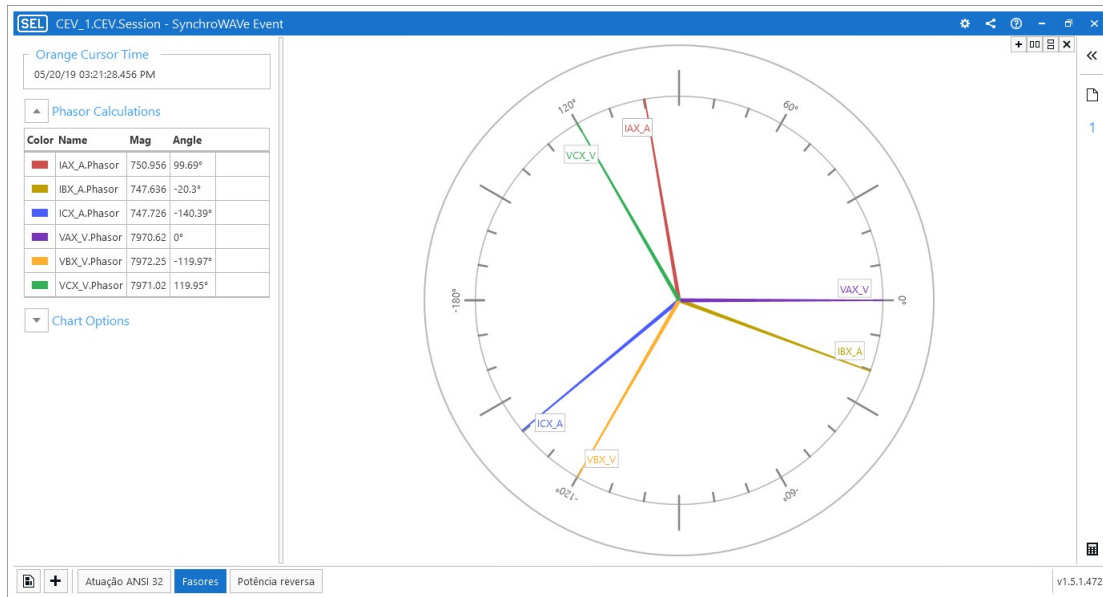


Figura 134 – Fasores das tensões e correntes durante motorização.

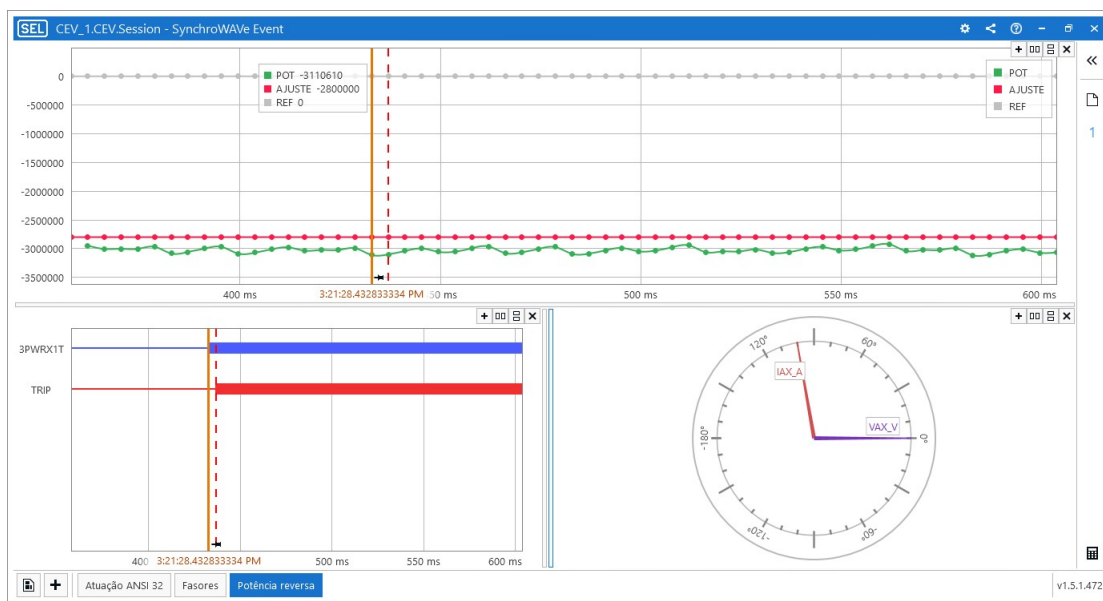


Figura 135 – Potência ativa reversa durante motorização da máquina.

definido pela curva de tempo inverso com parâmetro mínimo de 1,6 segundos pelo 46Q2K.

Com auxílio do programa de análise de oscilografias, foi possível criar a curva percentual de corrente de sequência negativa, como ilustrado na Figura 137. A partir da configuração imposta pela Comprove, gerou-se uma corrente percentual de sequência negativa de aproximadamente 26%, o que valida o desligamento. Contudo, se fez necessário avaliar o tempo de resposta da proteção que atuou em 21,83 segundos conforme indicado na Figura 136. Utilizando a equação 4.19, validou-se a atuação do elemento 46Q2T para desligamento do gerador.

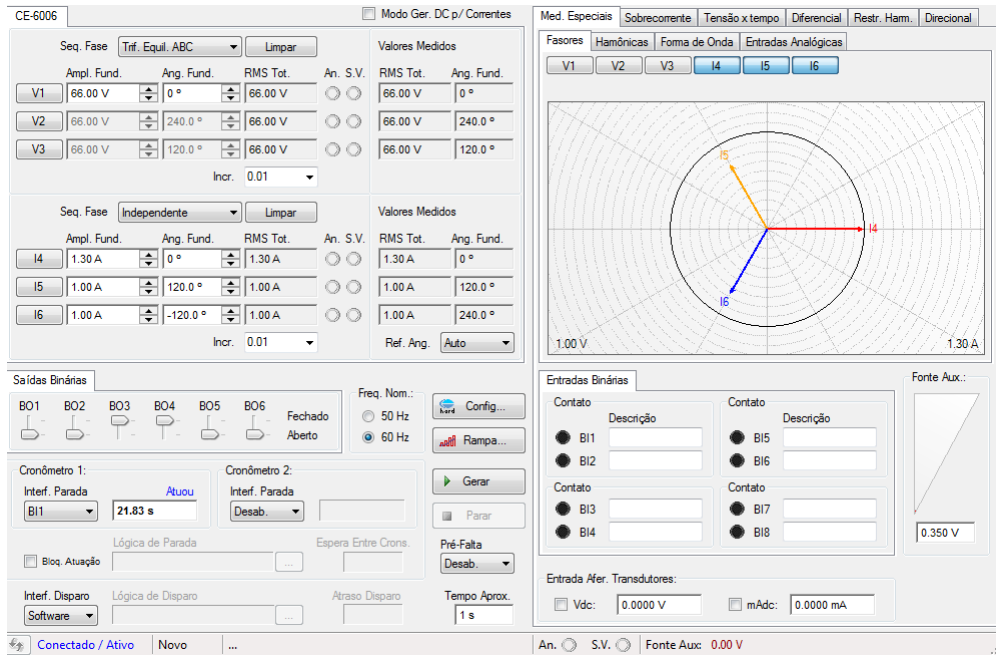


Figura 136 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 46.

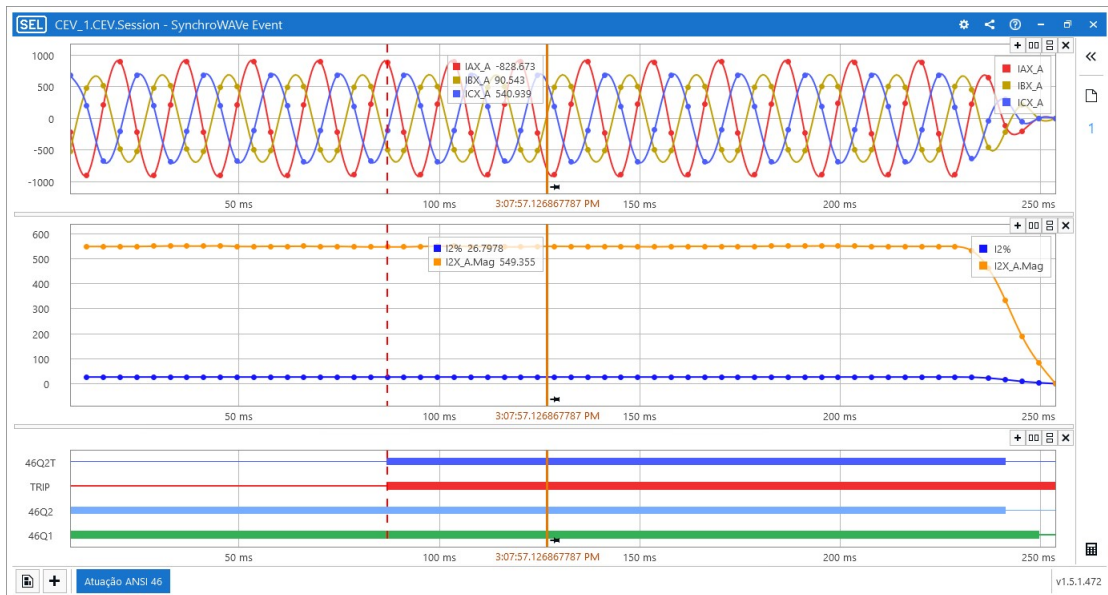


Figura 137 – Oscillografia dos sinais de corrente de fase e de seqüência negativa.

5.1.8 Teste da proteção contra perda de excitação

A perda de campo ou excitação pode ocorrer quando há abertura acidental do disjuntor de campo, curto-circuito no circuito do rotor, falha no AVR ou perda de fonte *Alternating Current (AC)* para o circuito de excitação. Como visto no capítulo 3, nessas condições a impedância da máquina tende a ser vista pelo seu valor de reatância síncrona.

Para realização do teste da ANSI 40, ajustou-se os parâmetros de tensão, de corrente e suas fases, como exibido na Figura 138, para que o relé enxergasse uma

impedância dentro das suas zonas do círculos MHO. Para isso, o módulo da impedância em cada fase no lado secundário é $Z_s = 071\Omega$, e nessas condições esperava-se que a atuação fosse realizada pelo elemento da segunda zona.

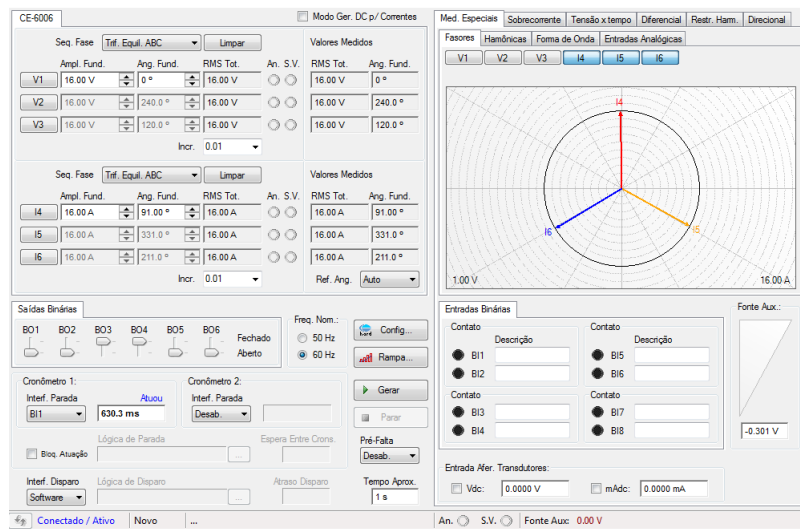


Figura 138 – Ajustes do programa da Comprove para teste da ANSI 40.

A Figura 139 confirma atuação da proteção mostrando os fasores das impedâncias de cada fase nos diagramas fasoriais, a magnitude da impedância do sistema lida pelo relé e os sinais de desligamento pela segunda zona de perda de excitação pelo elencada pela variável $40Z2T$.

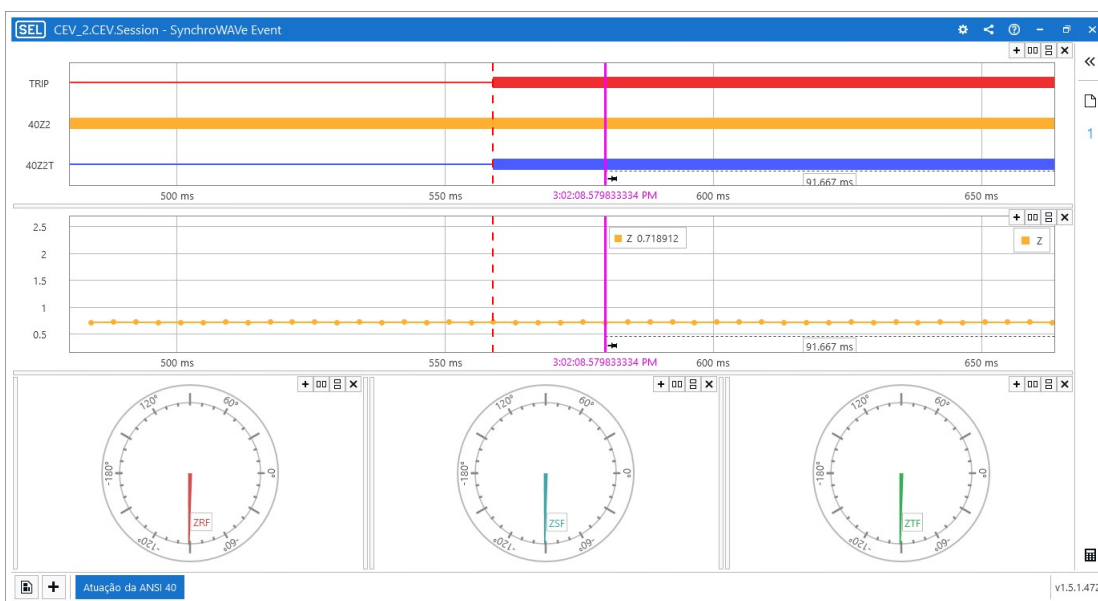


Figura 139 – Oscilografia dos sinais visto pelo IED durante perda de campo

5.2 Proposta de melhoria

Além dos testes dos parâmetros da proteção do gerador, este trabalho propõe uma melhoria na validação da lógica de atuação da proteção de estator à terra.

Em dezembro de 2018 o gerador foi desligado por meio do sinal de abertura do disjuntor (*trip*) originado da atuação da proteção 64G. Ao analisar as oscilografias e o sequencial de eventos evidenciou-se a atuação do elemento 64G2T, o qual é responsável elemento de 3º harmônico da proteção do estator à terra. A oscilografia da Figura 140 foi retirada do relé instalado no Centro de Controle de Turbina (CCT) da máquina.

Fica evidenciado uma queda das tensões de fase V_{AX_V} , V_{BX_V} e V_{CX_V} e de neutro V_{N_V} e neste caso, o elemento 64G2T atuou efetuando parada do equipamento pelo relé de bloqueio 86-1 como evidenciado em lógica da Figura 99

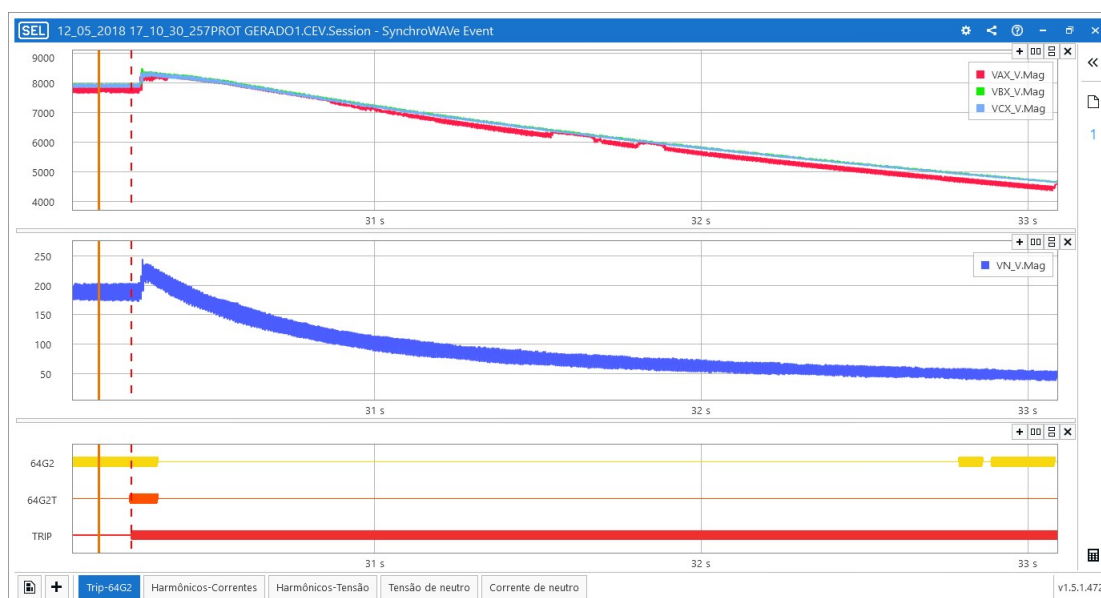


Figura 140 – Atuação real da proteção 64G2.

As Figuras 141 e 142 ilustram respectivamente as magnitudes percentuais dos harmônicos presentes nas correntes e tensões de fase e tensão de neutro nos momentos de pré-falta da máquina.

A Figura 143 apresenta a medição das variações ocorridas na corrente de neutro com suas respectivas magnitudes percentuais dos harmônicos.

Após confirmação da atuação da proteção de estator à terra, foram efetuados os testes de Diagnose Avançada do Isolamento das Máquinas Elétricas Rotativas (DAIMER). No momento em questão os resultados apresentados foram satisfatórios. Não identificou-se a ocorrência de curto-circuito/fuga à terra no estator, nem curto circuito entre espiras.

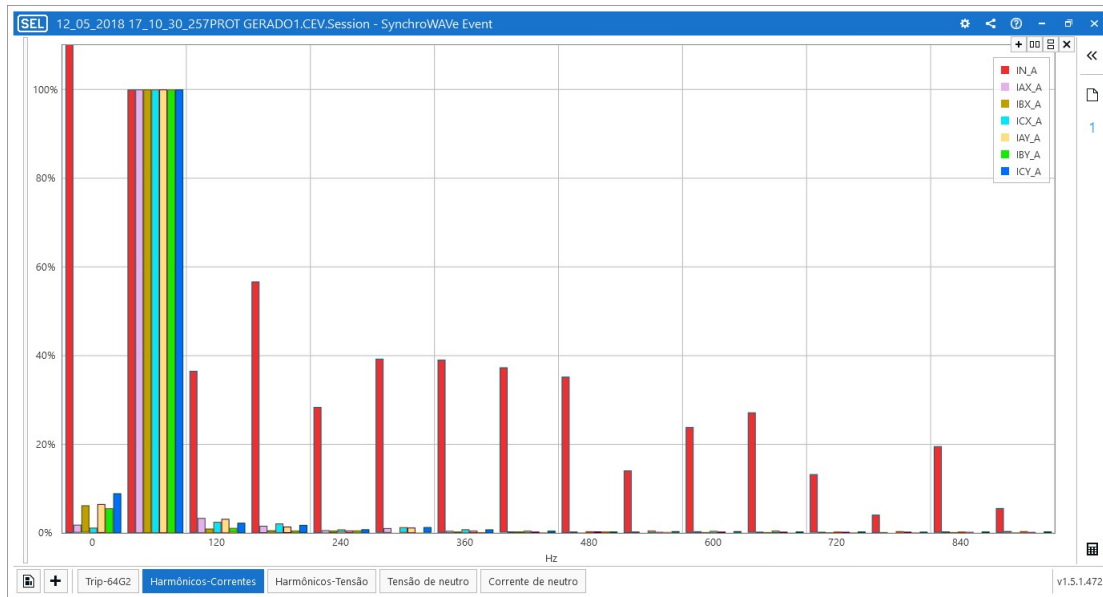


Figura 141 – Harmônicos de corrente em pré-falta.

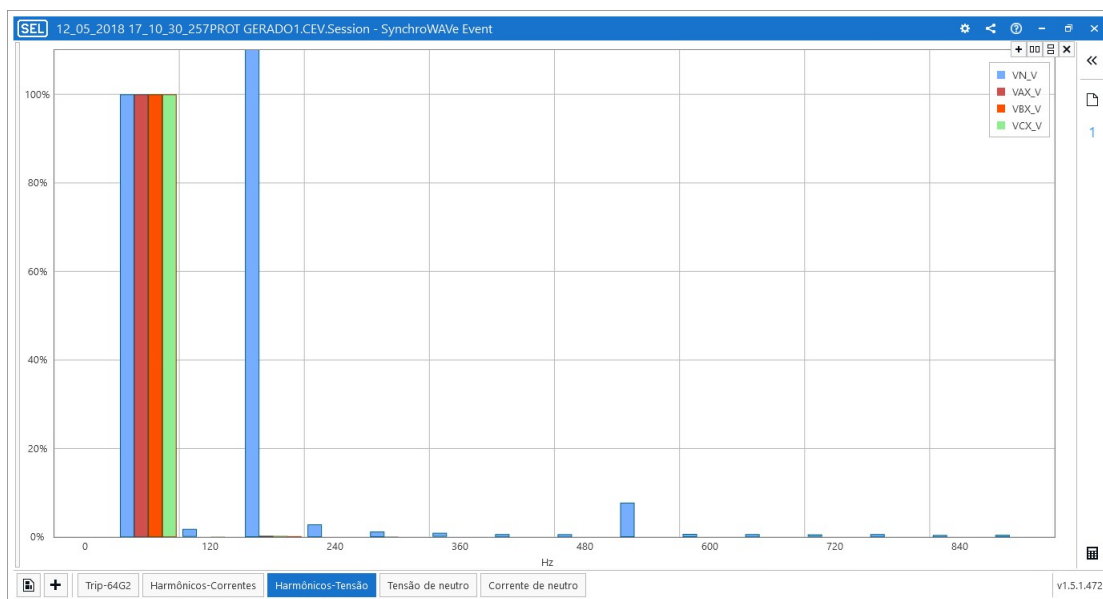


Figura 142 – Harmônicos de tensão em pré-falta.

Durante inspeção dos dispositivos do **SP**, o disjuntor do **TP** foi encontrado desativado com sérios danos causados pela oxidação em seus terminais como evidenciado na Figura 145.

Devido a alta impedância dos terminais do disjuntor de comando a queda de tensão propiciou a atuação do 64G. Como visto anteriormente, o relé realiza medição de 3º harmônico oriundo da rede ($VPX3$), faz uma compensação com o parâmetro ajustado em $64RAT$ e compara com a medição de 3º harmônico no neutro da gerador ($VN3$), fazendo assim, uma proteção diferencial com harmônico de ordem 3 como evidenciado na Figura 147 e na equação 4.10.

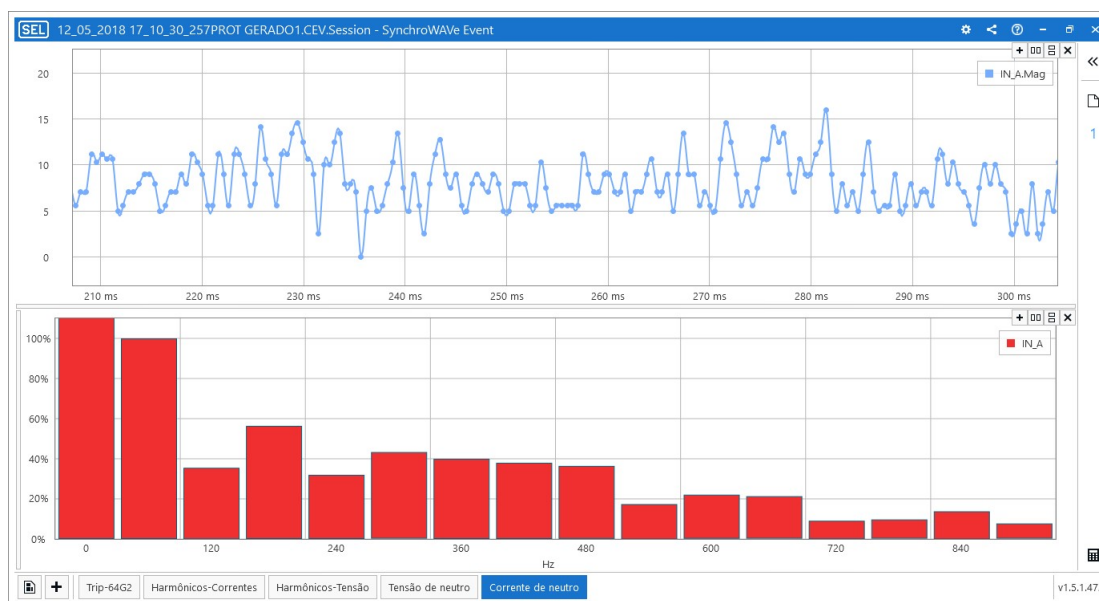


Figura 143 – Oscilografia da corrente de neutro e suas componentes harmônicas.

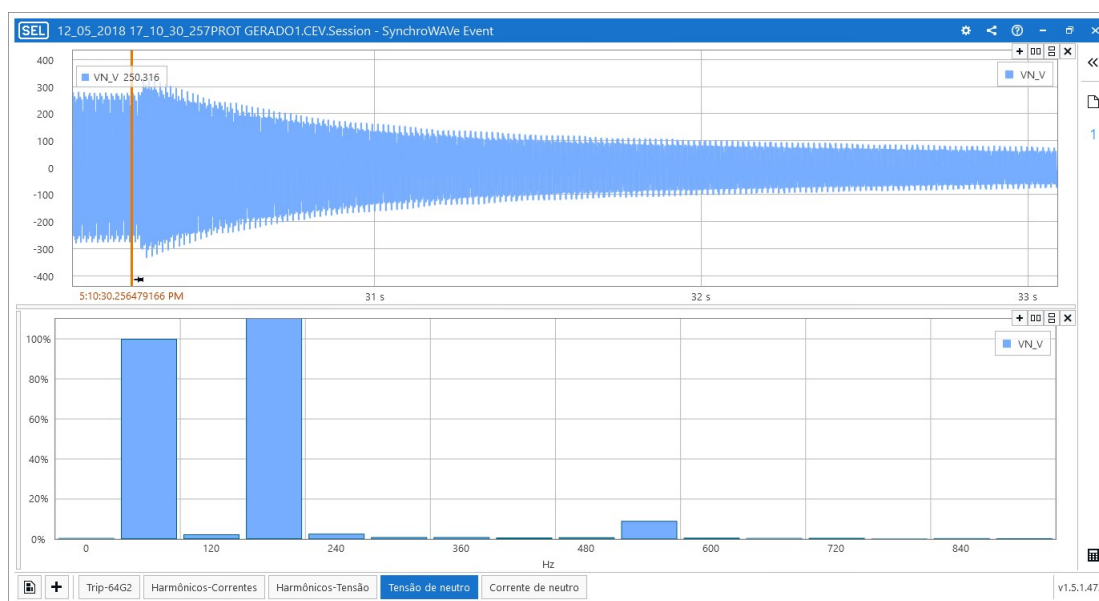


Figura 144 – Oscilografia da tensão de neutro e suas componentes harmônicas.

Durante o estudo do presente trabalho, notou-se a vulnerabilidade existente para proteções que trabalham dependentes dos sinais de tensão da rede. Com a finalidade de evitar paradas por atuações espúrias que causam perda de produção, custos elevados com manutenção/inspeções e testes elétricos no equipamento, recomenda-se a parametrização da lógica de *Loss Of Potential* (LOP).

Caso o transformador de potencial seja desconectado por abertura de disjuntor de comando ou queima de fusível, o elemento 64G2 irá operar por um disparo incorreto, a menos que o elemento de supervisão LOP esteja configurado. O manual da SEL (2019b) salienta que diversos elementos de proteção, como exemplo, além do



Figura 145 – Oxidação dos terminais do disjuntor dos TPs.

supracitado, necessitam de valores de tensão precisos para uma operação correta. Dentre eles, pode-se listar: 51C, 51V, 21C, 40Z, 67 e 27. Ou seja, é de fundamental importância que o relé detecte uma condição de LOP e impeça a operação desses proteções.

O LOP detecta se a perda do sinal de tensão foi causado por uma falha do sistema de comando ou se realmente pela existente ausência de tensão no sistema. Sua lógica de atuação, ilustrada na Figura 146, ativa o LOP e mantém o sinal em nível lógico 1 quando há uma queda de tensão maior que 25% da tensão de sequência positiva medida (V_1) e se as condições adicionais mostradas na 146 forem satisfeitas (SEL, 2019b).

A lógica LOP determina com precisão que a perda de tensão é um condição de LOP e não desarma o sistema, caso a variável de *LOP Word bit Relay* supervisione os elementos de disparo selecionado. A parametrização deverá ser implantada na variável *SELogic Setting 64G2TC* conforme ilustrado na figura 147, funcionando como um intertravamento, ou seja, possibilitando ou inibindo a operação da variável de desligamento da proteção de estator à terra.

Como evidenciado na Figura 147, o sinal lógico emitido por essa variável age sobre a última porta lógica “E” que gera permissão para atuação do elemento de desligamento da proteção de estator à terra (*64G2T*).

Como solução dessa vulnerabilidade, a variável *64G2TC* deverá ser igual a *NOT LOPX* e dessa forma, quando houver detecção de perda de potencial, a variável *LOPX* assumirá valor lógico alto, mas o *64G2TC* irá para nível lógico baixo e

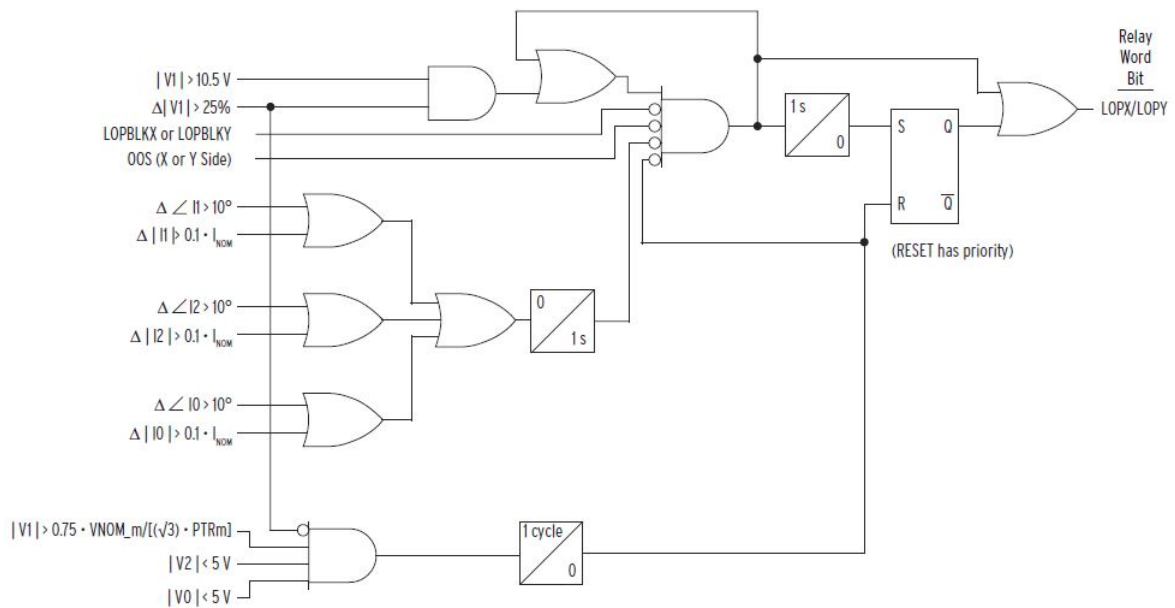


Figura 146 – Lógica de validação do LOP.

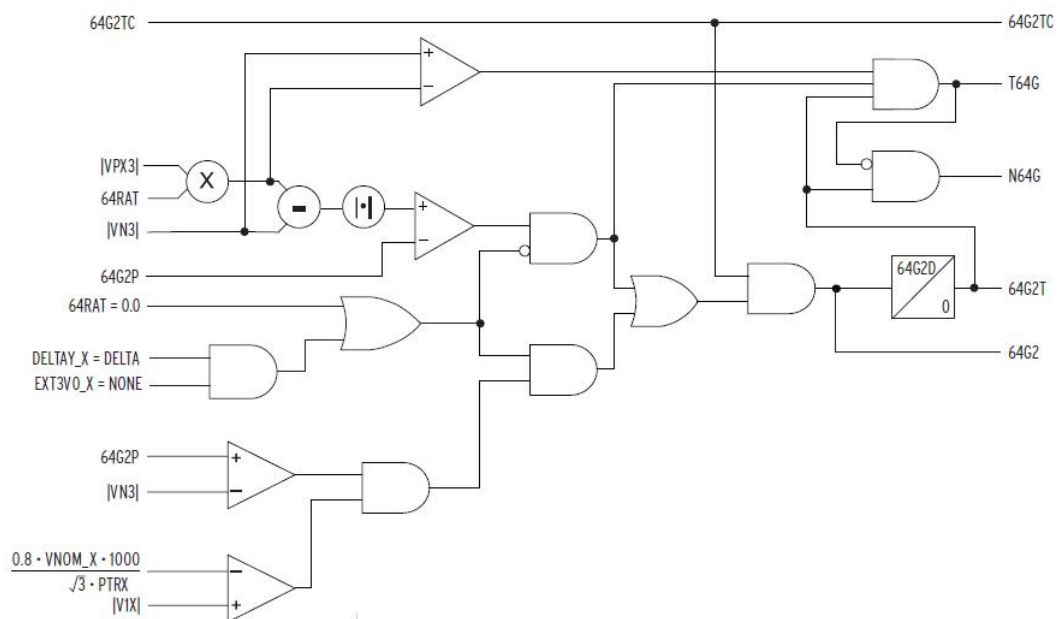


Figura 147 – Lógica de atuação do elemento 64G2T.

inibirá a porta lógica “E” evitando a atuação espúria da proteção de rotor à terra.

Salienta-se que problemas causados LOP devem ser corrigidos de forma imediata para que a proteção seja restaurada rapidamente. Assim, como sugestão secundária, um contato de alarme deverá ser implantado para notificar a operação da UTE de anormalidades no sistema tensão e para que a equipe de manutenção possa corrigir as não conformidades e restabelecer a proteção sem que a máquina saia de operação.

6 Conclusões e Sugestões

6.1 Conclusões

O estudo de proteção e seletividade é de fundamental importância por definir os ajustes dos dispositivos de proteção, preservar os equipamentos da instalação, maximizar o tempo de continuidade do serviço e elevar a confiabilidade do sistema. Conforme relatado anteriormente, a gravidade dos danos e os elevados custos que defeitos ou ainda operações em condições anormais podem produzir, os geradores devem ser convenientemente protegidos, visando garantir a integridade de suas partes elétricas e mecânicas e dessa forma, é imprescindível que faltas e condições anormais de operação sejam rapidamente reconhecidas e eliminadas, evitando a extensão dos danos. Em especial, o estudo de proteção de geradores engloba muitos detalhes e critérios normativos que envolvem conhecimentos de máquinas elétricas, sistema de potência e proteção.

Este trabalho apresentou o estudo de proteção para turbogerador instalado em indústria petroquímica, o qual foi desenvolvido para manter a confiabilidade e atuar contra defeitos inerentes ao equipamento e ao SEP. De forma inicial, discutiu-se os diversos aspectos de fundamentação teórica para entendimento de todo fluxo necessário para parametrizar elementos de proteção de geradores síncronos.

Em seguida, foi abordado as principais funções de proteção com aplicação em geradores síncronos, contudo no capítulo 3, foi dado enfoque aos avanços tecnológicos em proteção para curtos à terra e apresentadas metodologias de detecção de faltas entre espiras do rotor e do estator de grandes máquinas geradoras de forma ampla.

Especificamente para essas funções de proteção de estator à terra, durante o estudo, foi dada a atenção para funções baseadas no monitoramento de componente de 3ª harmônica, uma vez que são de aplicações detalhadas e pelo fato das proteções convencionais fornecerem proteção de 80% a 90% do enrolamento do estator do gerador contra a falta à terra quando o neutro do gerador é aterrado através uma impedância.

Nesse sentido, para proteger 100% dos enrolamentos do estator contra falta à terra, esquemas complexos de proteção de diferentes técnicas foram adotada, uma vez os esquemas convencionais de detecção de falta à terra do estator os esquemas são lentos na eliminação das falhas. As novas metodologias baseiam-se na proteção diferencial por terceiro harmônico, injeção de uma tensão de baixa frequência ao neutro e medição do conteúdo de tensão do terceiro harmônico baseado em subtensão ou por

razão das grandezas harmônicas.

Por conseguinte, foi realizado o ajuste das diversas funções de proteção determinadas no estudo de seletividade de turbogerador evidenciando suas principais funções e variáveis. Em todo momento, buscou-se demonstrar as lógicas internas do relé a fim de evidenciar e explicar a forma como os IEDs validam seus parâmetros e como é possível correlacionar seus ajustes para atender as características da rede e da máquina geradora, levando em consideração os fundamentos básicos de proteção, de construção da máquina e padrões normativos.

Nesse sentido, as proteções implementadas foram ensaiadas utilizando-se IED da SEL e caixa de teste CE-6006 da Comprove Indústria e Comércio LTDA. As oscilografias geradas foram analisadas criteriosamente para validar os ajustes postos e suas variáveis de atuação, e mostraram bom desempenho.

Por fim, além dos testes das proteções elétricas do turbogerador o estudo propôs uma melhoria na validação da lógica de atuação da proteção de estator à terra. Como evidenciado na Figura 147, o sinal lógico $64G2TC$ atua sobre a última porta lógica “E” que libera atuação do elemento de *trip* da proteção de estator à terra ($64G2T$). A solução dessa vulnerabilidade foi dada inserindo na lógica da variável $64G2TC$ o elemento *NOT LOPX* e dessa forma, quando houver detecção de perda de potencial, a variável *LOPX* assumirá valor lógico alto, mas o $64G2TC$ irá para nível lógico baixo evitando a atuação indevida da proteção de rotor à terra.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para próximos trabalhos recomenda-se as seguintes ações:

- Realizar validação da proteção diferencial gerador-transformador utilizando relé SEL-487E;
- Avaliar estudo de coordenação entre a proteção do gerador e de seus sistemas auxiliares;
- Similar sistema elétrico para recalcular os valores das correntes de curto-circuito a fim de propor melhorias na proteção ANSI 50 e ANSI 50G;
- Desenvolver estudo de vida útil remanesce do gerador síncrono avaliando suas características elétricas e mecânicas.

Referências

- AL-NUAIM, N. A.; TOLIYAT, H. A. A method for dynamic simulation and detection of dynamic air-gap eccentricity in synchronous machines. In: *Proc. IEEE Int. Electric Machines and Drives Conf. Record*. [S.l.: s.n.], 1997. p. MA2/5.1–MA2/5.3.
- ALSTOM. *Network Protection Automation Guide*. 2. ed. [S.l.], 2011.
- ANDERSON, P. M. Generator protection. In: _____. *Power System Protection*. IEEE, 1999. ISBN 9780470545591. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/https://ieeexplore.ieee.org/document/5264144>>.
- ANEEL. *Temas para Investimentos em P&D*. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-1/656831?inheritRedirect=false>.
- ÁVILA, A. F. *et al.* Aterramento do neutro dos transformadores de subestação de distribuição de 138kv - o estudo de engenharia. *XIX Seminário Nacional de produção e transmissão de energia elétrica*, 2007.
- BENMOUYAL, G. *et al.* International guide on the protection of synchronous generators. *Cigre Technical Brochure 479*, 2011.
- BERNARDI, G. de A. F. *Aterramento de neutro em subestações industriais e suas implicações no sistema de proteção*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- BLACKBURN, J. L. *Protective Relaying- Principles and Applications*. 2. ed. [S.l.]: Marcel Dekker, Inc., 1997.
- BLÁNQUEZ, F. R. *et al.* Consideration of multi-phase criterion in the differential protection algorithm for high-impedance grounded synchronous generators. In: *Proc. 12th Int. Conf. Environment and Electrical Engineering*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 135–139.
- CAMINHA, A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. 1. ed. [S.l.]: São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1977.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH Editora LTDA, 2013. v. 4.
- CHOWDHURY, M. A. *et al.* Third harmonic differential over current relay based protection system for stator ground fault in synchronous generator. In: *Proc. 9th Int. Conf. Electrical and Computer Engineering (ICECE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 606–609.
- DEHLINGER, N. Generator maintenance assessments and repairs. *NWHA Technical Seminar*, 2015.
- DELGADO, F. B. *et al.* Evaluation of the grounding circuit measurements for stator ground-fault location of synchronous generators. IEEE, 2013.

- DUARTE, A. C. da R. *et al.* *Filosofias de proteção das unidades geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS*. [S.l.], 2015.
- ELECTRICAL4U. Loss of field or excitation protection of alternator or generator. 2018. Disponível em: <<https://www.electrical4u.com/loss-of-field-or-excitation-protection-of-alternator-or-generator/>>.
- FAYAZI, M.; HAGHJOO, F. Turn to turn fault detection and classification in stator winding of synchronous generators based on terminal voltage waveform components. In: *Proc. 9th Power Systems Protection and Control Conf. (PSPC2015)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 36–41.
- FIGUEIREDO, D. A. *Seletividade lógica em plantas de mineração*. [S.l.], 2012.
- FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. [S.l.]: LTC, 2011.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, J. C.; UMANS, S. D. *Máquinas elétricas*. [S.l.]: Artmed Editora, 2006. v. 6.
- FULCZYK, M. Voltage 3rd harmonic in generator stator winding at changes in generator load conditions. In: *Proc. IEMDC'03. IEEE Int. Electric Machines and Drives Conf.* [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 1476–1482 vol.3.
- GAZEN, Y. N. *Proteção contra perda de excitação em geradores síncrono: Uma nova proposta utilizando método do cálculo contínuo da impedância aparente*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2015.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power System Analysis and Design*. 5. ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2012.
- GOMES, D. S. F.; MACEDO, F. F.; GUILLIOD, S. de M. *Proteção de sistemas aéreos de distribuição*. [S.l.]: Editora Campus LTDA, 1982. v. 2.
- GRIFFIN, C. H.; POPE, J. W. Generator ground fault protection using overcurrent, overvoltage, and undervoltage relays. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 12, p. 4490–4501, dez. 1982. ISSN 0018-9510.
- HARTMANN, W. *Electrical Workshop: Measurement, Safety, and Protection*. [S.l.], 2015.
- IEC 60034-1: Rotating electrical machines, Part 1: Rating and performance*. [S.l.]: International Electrotechnical Commission, 2004.
- IEEE. American national standard requirements for combustion gas turbine driven cylindrical rotor synchronous generators. *ANSI C50.14-1977 (Reaffirmed 1989)*, p. 1–19, jun. 1989.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. 1994. 1–768 p.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*. 2001. 1–710 p.

IEEE. *IEEE Guide for AC Generator Protection*. 2007. 1–177 p.

JR., P. da C. *et al.* Curvas de capacidade e dinâmica de geradores síncronos. 9th Brazilian Conference on Dynamics Control and their Applications, 2010.

KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; TAYLOR, D. A novel method for turn-to-turn fault protection of generator stators and rotors. *13th International Conference on Developments in Power System Protection*, 2016.

KHAN, M. E.; BISWAS, A.; ISLAM, M. R. Restricted earth fault protection with superconducting fault current limiter for 100% stator winding. In: *Proc. Int. Conf. Electrical Information and Communication Technology (EICT)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5.

KINDERMAN, G. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 1. ed. [S.l.]: LabPlan, 2008. v. 3.

KUFFEL, R. *et al.* A fully digital power system simulator operating in real time. In: *Proc. Canadian Conf. Electrical and Computer Engineering*. [S.l.: s.n.], 1996. v. 2, p. 733–736 vol.2. ISSN 0840-7789.

KUNDUR, P. *Power System Stability And Control*. [S.l.]: McGraw-Hill Inc, 1994.

LEAL, M. G. *Proteção contra perda de sincronismo utilizando sincrofasores – Aplicação no sistema Acre - Rondônia*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

LUO, X. *et al.* Multiple coupled circuit modeling of induction machines. In: *Proc. Conf. Record of the 1993 IEEE Industry Applications Conf. Twenty-Eighth IAS Annual Meeting*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 203–210 vol.1.

MARDEGAN, C. S. *Proteção de geradores*. [S.l.], 2011.

MARDEGAN, C. S. *1º Circuito Nacional do Setor Elétrico*. [S.l.], 2018.

MARDEGAN, C. S.; RIFAAT, R. Considerations in applying IEEE recommended practice for protection coordination in industrial and commercial power systems-part i. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 5, p. 3705–3713, set. 2016. ISSN 0093-9994.

MME. *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Fevereiro+-+2019.pdf/e7e55cd2-2a56-41db-8054-9620095728e4>>.

MOORE, W. G.; VANDENABEELE, R. Generator failures in pulp and paper mill style generators. In: *Proc. Conf. Record of 2009 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf.* [S.l.: s.n.], 2009. p. 190–196. ISSN 0190-2172.

MORAIS, A. P. de; MARIOTTO, L.; JR, G. C. *Avaliação do desempenho dos métodos de proteção Contra a perda de excitação em geradores síncronos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2009.

- MOZINA, C. J. Upgrading the protection and grounding of generators at petroleum and chemical facilities. In: *Proc. Fifty-First Annual Conf. 2004 Petroleum and Chemical Industry Technical Conf.* [S.l.: s.n.], 2004. p. 41–49. ISSN 0090-3507.
- NETI, P.; NANDI, S. Stator inter-turn fault analysis of reluctance synchronous motor. In: *Proc. Canadian Conf. Electrical and Computer Engineering.* [S.l.: s.n.], 2005. p. 1283–1286. ISSN 0840-7789.
- PAJUELO, E.; GOKARAJU, R.; SACHDEV, M. S. Identification of generator loss-of-excitation from power-swing conditions using a fast pattern classification method. *Transmission Distribution IET Generation*, v. 7, n. 1, p. 24–36, jan. 2013. ISSN 1751-8687.
- PENROSE, H. W. Forensic analysis of multiple medium voltage 3mw self-excited generators following field testing. *NWHA Technical Seminar*, 2013.
- PIERRE, C. R. S. Loss-of-excitation protection for synchronous generators on isolated systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-21, n. 1, p. 81–98, jan. 1985. ISSN 0093-9994.
- PILLAI, P. *et al.* Grounding and ground fault protection of multiple generator installations on medium-voltage industrial and commercial power systems. iii. protection methods. In: *Proc. Conf. Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conf.* [S.l.: s.n.], 2003. p. 71–76. ISSN 0190-2172.
- PLATERO, C. A. *et al.* Novel adaptive 100% stator ground fault protection based on the third harmonic measurement. In: *Proc. XXII Int. Conf. Electrical Machines (ICEM).* [S.l.: s.n.], 2016. p. 2300–2305.
- ROCHA, G.; LIMA, P. *Fatores limítrofes, arranjos e aterramento de geradores.* [S.l.], 2013.
- ROCHA, G.; LIMA, P. *Faltas entre fases e entre espiras.* [S.l.], 2014.
- ROCHA, G.; LIMA, P. *Proteção contra motorização e correntes desbalanceadas, falha de disjuntor e energização inadvertida.* [S.l.], 2014.
- ROCHA, G.; LIMA, P. *Proteção de perda de campo.* [S.l.], 2014.
- ROCHA, G.; LIMA, P. *Proteções de sobreexcitação e sobretensão.* [S.l.], 2014.
- RUSH, P. *Proteção e automação de redes.* [S.l.]: Editora Edgard Blücher Ltda, 2011.
- SAVENKOV, M.; TURNER, M. *Advances in Robotic Technology for Rotor In-Situ Inspection of Generator Retaining Rings.* [S.l.], 2015.
- SCHMIDT, A. da C. *Simulação de falta no enrolamento de campo de geradores síncronos pelo método dos elementos finitos.* Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- SCHNEIDER. *Proteção de redes elétricas.* [S.l.], 2008.
- SEL. *Generator and Inertia Protection Relays.* [S.l.], 2013.

- SEL. *Field Ground Module Instruction Manual*. [S.l.], 2018.
- SEL. *Manuais de relés da Schweitzer Engineering Laboratories*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products-section/protective-relays/>>.
- SEL. *SEL-700 G Generator and Inertie Protection Relays*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/700G/#tab-literature>>.
- SEL. *SYNCHROWAVE Event Software-Instruction Manual*. [S.l.], 2019.
- SHI, Z. P. *et al.* The comparison and analysis for loss of excitation protection schemes in generator protection. In: *Proc. 11th IET Int. Conf. Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- SHUTING, W. *et al.* A compositive diagnosis method on turbine-generator rotor winding inter-turn short circuit fault. In: *Proc. IEEE Int. Symp. Industrial Electronics*. [S.l.: s.n.], 2006. v. 3, p. 1662–1666. ISSN 2163-5137.
- SHUTING, W. *et al.* Analysis of generator vibration characteristic on rotor winding interturn short circuit fault. In: *Proc. ICEMS 2003. Sixth Int. Conf. Electrical Machines and Systems*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 882–885 vol.2.
- SILVA, A. de Sousa e. *Análise de Atuações de Proteção Diferencial em Geradores Síncronos*. [S.l.], 2014.
- SOUZA, T. da Cunha de. *Estudo de coordenação e seletividade da proteção de uma planta industrial*. [S.l.], 2013.
- STONE, G. C. *et al.* *Electrical Insulation for rotating machines*. 1. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2004.
- SUBRAMANIAM, P.; MALIK, O. P. Digital simulation of a synchronous generator in direct-phase quantities. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, v. 118, n. 1, p. 153–160, jan. 1971. ISSN 0020-3270.
- SULTAN, A.; MUSTAFA, M. Ground fault protection methods of a generator stator. *Przełąd Elektrotechniczny*, p. 225–229, 2013.
- UMANS, S. D. *Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. [S.l.]: AMGH Editora LTDA, 2014. v. 7.
- UNGRAD, H.; WINKER, W.; WISZNIEWSKI, A. *Protection techniques in Electrical Energy Systems*. [S.l.]: Marcel Dekker, 1995.
- VELÁQUEZ, O. C. *Ajuste e ensaio de sistemas de proteção de geradores síncronos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2015.
- WARNER, R. E.; DILLMAN, T. L.; BALDWIN, M. S. Off frequency turbine-generator unit operation. *Proc. Am. Power Conf.*, p. 570–580, 1976.
- WEG. *Pole Turbine Generators*. [S.l.], 2011.
- WEG. *Características e especificações de geradores. Linha G i-Plus e AG10*. [S.l.], 2017.