

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA

ARIEL MOSCHEN CORREA PEIXOTO
CARLOS ALBERTO PINTO SILVA JUNIOR
LUKAS EDUARDO BASCHTA

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO ANTI-
ILHAMENTO APLICADO A CONEXÃO DE MICRO E MINI GERADORES EÓLICOS
NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2013

ARIEL MOSCHEN CORREA PEIXOTO
CARLOS ALBERTO PINTO SILVA JUNIOR
LUKAS EDUARDO BASCHTA

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO APLICADO A CONEXÃO DE MICRO E MINI GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC, do curso de Engenharia Industrial Elétrica ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Eloi Rufato Junior, MSc Eng.

CURITIBA
2013

ARIEL MOSCHEN CORREA PEIXOTO
CARLOS ALBERTO PINTO SILVA JUNIOR
LUKAS EDUARDO BASCHTA

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO APLICADO A CONEXÃO DE MICRO E MINI GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 25 de novembro de 2013.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Eloi Rufato Junior, MSc. E. E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Eloi Rufato Junior, MSc. E. E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gilberto Manoel Alves, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Wanderley Szlichta, MSc. E. E.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Aos nossos pais que sempre nos aconselham o melhor caminho. Aos colegas que nos períodos cursados nos compartilharam bons momentos.

"É irreal pensar que vou vencer sempre, mas sempre espero que a derrota não venha neste fim de semana."

Ayrton Senna

RESUMO

PEIXOTO, Ariel M. C.; SILVA, Carlos A. P. Jr.; BASCHTA, Lukas E. **Avaliação do desempenho de um sistema de proteção anti-ilhamento aplicado à conexão de micro e mini geradores eólicos no sistema de distribuição.** 2013. 125 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

A geração eólica de pequeno porte pode ser conectada ao sistema de subtransmissão/distribuição das concessionárias. Essas formas de geração e conexão vêm crescendo enormemente no Brasil e no mundo. Por isso, surgem normas e recomendações técnicas que estabelecem requisitos mínimos para a conexão dos novos produtores de energia elétrica de fonte eólica ao sistema elétrico. A conexão de geração distribuída eólica afeta o sistema elétrico de diversas maneiras. Uma das situações que se cria com a inserção de geração distribuída eólica no sistema, é a possibilidade de que partes das cargas do sistema elétrico permaneçam conectadas a esses geradores quando da ocorrência de contingências no sistema da concessionária, gerando a situação denominada ilhamento. O ilhamento não é permitido pela maioria das concessionárias de energia em diversos países do mundo, incluindo o Brasil. Essa configuração coloca em risco a segurança de pessoas e equipamentos, além de deteriorar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores locais. Desta maneira, este trabalho destina-se a avaliar duas proteções anti-ilhamento, os relés deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência. Assim, esse trabalho avalia a eficácia no emprego desses relés em um sistema com geração distribuída específico, apresentando as dificuldades e facilidades encontradas para sua utilização.

Palavras-chave: Geração distribuída eólica. Ilhamento. Impactos da geração distribuída eólica. Relés de proteção anti-ilhamento. Proteção de sistemas.

ABSTRACT

PEIXOTO, Ariel M. C.; SILVA, Carlos A. P. Jr.; BASCHTA, Lukas E. **Avaliação do desempenho de um sistema de proteção anti-ilhamento aplicado à conexão de micro e mini geradores eólicos no sistema de distribuição.** 2013. 125 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Small wind turbines can be connected to the sub transmission/distribution concessionaires. These forms of generation and connection have grown enormously in Brazil and worldwide. Due to, there are new standards and technical recommendations for minimum requirements for connecting new producers of electricity from wind power to the electrical system. The connection of distributed generation wind affects the electrical system in various ways. One of the situations that are created with the inclusion of distributed generation wind on power system, is the possibility that parts of the electrical system loads remain connected to these generators in the event of contingencies in the utility system, creating a condition called islanding. The islanding is not allowed by most power utilities in several countries, including Brazil. This setting endangers the safety of persons and equipment, besides deteriorating the quality of power supplied to local consumers. At this way, this study aims to evaluate two anti-islanding protections relays: phase displacement and rate of change of frequency. Thus, this study evaluates the effectiveness of these relay applications in a specific system with distributed generation, showing the difficulties encountered and facilities for its use.

Key words: Distributed wind generation. Islanding. Impacts of embedded wind generation. Anti-islanding relay protection. Power system protection.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Turbina de velocidade fixa.	30
Figura 2 - Turbina de velocidade variável limitada.	31
Figura 3 - Turbina de velocidade variável com conversor parcial de frequência.	32
Figura 4 - Turbina de velocidade variável com conversor completo de frequência. ...	33
Figura 5 – Máquina de indução monofásica.....	39
Figura 6 – Motor com tecnologia <i>brushless</i>	40
Figura 7 - Inversor monofásico em ponte completa	43
Figura 8 - Retificador monofásico não controlado	43
Figura 9 - Esquema unifilar do conversor <i>back-to-back</i>	44
Figura 10 - Modelo de interface do conversor matricial.....	45
Figura 11 - Aumento do nível de curto-circuito devido à contribuição da GD.....	52
Figura 12 - Técnicas de detecção de ilhamento.....	55
Figura 13 – Esquema de proteção Copel.....	58
Figura 14 – Diagrama do relé de taxa de variação de frequência	60
Figura 15 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição	60
Figura 16 - Fasores da tensão interna e terminal do gerador:	61
Figura 17 – Diagrama do relé de salto vetorial.....	62
Figura 18 – Representação do funcionamento do relé de salto vetorial.....	62
Figura 19 - Esquema trifilar do sistema trifásico em análise modelado no Matlab. ...	65
Figura 20 - Esquema trifilar do sistema monofásico em análise modelado no Matlab.	66
Figura 21 - Gerador Eólico de Indução.	67
Figura 22 - Representação do bloco do Gerador Eólico de Indução Trifásico no <i>SimPowerSystems</i>	68
Figura 23 - Representação dos elementos do bloco do Gerador Eólico de Indução Trifásico no <i>SimPowerSystems</i>	68
Figura 24 - Representação do bloco do Gerador Eólico de Indução Monofásico no <i>SimPowerSystems</i>	69
Figura 25 - Representação dos elementos do bloco do Gerador Eólico de Indução Monofásico no <i>SimPowerSystems</i>	69
Figura 26 - Representação de transformador em modelo T por fase.....	70
Figura 27 - Representação de transformador trifásico no <i>SimPowerSystems</i>	70

Figura 28 - Representação de transformador monofásico no SimPowerSystems	70
Figura 29 - Circuito equivalente monofásico RL do alimentador.	71
Figura 30 - Representação do circuito trifásico do alimentador no SimPowerSystems.	71
Figura 31 - Representação do disjuntor trifásico no SimPowerSystems.	71
Figura 32- Representação do disjuntor trifásico no SimPowerSystems.	71
Figura 33 - Representação de carga trifásica no SimPowerSystems.....	72
Figura 34- Representação de carga monofásica no SimPowerSystems.....	72
Figura 35 - Diagrama de blocos simplificado do relé de taxa de variação de frequência.....	72
Figura 36 - Diagrama de blocos simplificado do relé de deslocamento de fase.....	73
Figura 37 - Pontos de falta simulados para teste de estabilidade	83
Figura 38 - Esquema unifilar simplificado do sistema em análise.	123
Figura 39 - Mapa eólico do Paraná: velocidade média anual de ventos à 50m de altura.	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de turbinas de acordo com controles de velocidade e potência.	35
Tabela 2 – Comparativo entre chaves eletrônicas	42
Tabela 3 - Fator de potência operacional nos pontos de conexão.	48
Tabela 4 - Comparativo entre métodos de detecção de ilhamento	57
Tabela 5 - Funções do sistema de proteção Copel	59
Tabela 6 – Descrição dos eventos simulados para o gerador de 5kVA	74
Tabela 7 - Descrição dos eventos simulados para o gerador de 100kVA	75
Tabela 8 - Descrição dos eventos simulados para o gerador de 1000kVA	76
Tabela 9 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 5 kVA.....	78
Tabela 10 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 5 kVA.....	82
Tabela 11 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 100 kVA.....	91
Tabela 12 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 100 kVA.....	95
Tabela 13 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 1000 kVA.....	102
Tabela 14 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 1000 kVA.....	107
Tabela 15 - Características dos alimentadores para o gerador de 5kVA.	124
Tabela 16 - Características dos alimentadores para o gerador de 100kVA.	124
Tabela 17 - Características dos alimentadores para o gerador de 1000kVA.	124
Tabela 18 - Características dos transformadores.....	125
Tabela 19 – Corrente de curto calculada para as simulações.....	125

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Taxa de variação de frequência para X1 a X3 (Gerador de 5kVA).....	79
Gráfico 2- Salto Vetorial para X1 a X3 (Gerador de 5 kVA)	79
Gráfico 3 - Valores mínimos de df/dt cenários X1 a X3 (Gerador de 5kVA).....	80
Gráfico 4 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários X1 a X3 (Gerador de 5 kVA).....	81
Gráfico 5- Salto Vetorial para X4 e X5 (Gerador de 5 kVA)	84
Gráfico 6- Variação de frequência para X4 e X5 (Gerador de 5 kVA).....	85
Gráfico 7 - Salto Vetorial para X6 e X7 (Gerador de 5 kVA)	86
Gráfico 8 - Variação de frequência para X6 e X7 (Gerador de 5 kVA).....	86
Gráfico 9 - Salto Vetorial para X8 e X9 (Gerador de 5 kVA)	87
Gráfico 10 - Variação de frequência para X8 e X9 (Gerador de 5 kVA)	87
Gráfico 11 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários X4 a X9 (Gerador de 5 kVA)	88
Gráfico 12 - Valores máximos de df/dt cenários X4 a X9 (Gerador de 5kVA)	89
Gráfico 13 - Variação de frequência para Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA).....	91
Gráfico 14 - Salto Vetorial para Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA).....	92
Gráfico 15 - Valores mínimos de df/dt cenários Y1 a Y3 (Gerador de 100kVA).....	93
Gráfico 16 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA)	94
Gráfico 17 - Salto Vetorial para Y4 a Y6 (Gerador de 100 kVA).....	96
Gráfico 18 - Variação de frequência para Y4 a Y6 (Gerador de 100 kVA).....	97
Gráfico 19 - Salto Vetorial para Y7 a Y9 (Gerador de 100 kVA).....	98
Gráfico 20 - Variação de frequência para Y7 a Y9 (Gerador de 100 kVA)	98
Gráfico 21 - Salto Vetorial para Y10 a Y12 (Gerador de 100 kVA).....	99
Gráfico 22 - Variação de frequência para Y10 a Y12 (Gerador de 100 kVA)	99
Gráfico 23 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários Y4 a Y12 (Gerador de 100 kVA)	100
Gráfico 24 - Valores máximos de df/dt cenários Y4 a Y12 (Gerador de 100kVA) ...	101
Gráfico 25 - Variação de frequência para Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA)	103
Gráfico 26 - Salto Vetorial para Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA).....	104
Gráfico 27 - Valores mínimos de df/dt cenários Z1 a Z3 (Gerador de 1000kVA)	105
Gráfico 28 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA)	106
Gráfico 29 - Salto Vetorial para Z4 a Z6 (Gerador de 1000 kVA).....	108
Gráfico 30 - Variação de frequência para Z4 a Z6 (Gerador de 1000 kVA)	108
Gráfico 31 - Salto Vetorial para Z7 a Z9 (Gerador de 1000 kVA).....	109

Gráfico 32 - Variação de frequência para Z7 a Z9 (Gerador de 1000 kVA)	110
Gráfico 33 - Salto Vetorial para Z10 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)	111
Gráfico 34 - Variação de frequência para Z10 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)	111
Gráfico 35 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários Z4 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)....	112
Gráfico 36 - Valores máximos de df/dt cenários Z4 a Z12 (Gerador de 1000kVA)..	113

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A
CGE	Centrais de geração eólica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
EUA	Estados Unidos da América
GIDA	Gerador de indução duplamente alimentado
GIGE	Gerador de indução gaiola de esquilo
GIRB	Gerador de indução com rotor bobinado
GSIP	Gerador síncrono de ímãs permanentes
GSRB	Gerador síncrono de rotor bobinado
GTO	<i>Gate Turn-off Thyristor</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Centra Hidrelétrica
PLCC	Power Line Carrier Communication
Prodist	Procedimentos de Distribuição
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PWM	<i>Pulse-width modulation</i>
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Aquisition</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

AC	Corrente alternada
C_{grid}	Conversor de rede paralela
C_{rotor}	Conversor de rotor-lateral
DC	Corrente contínua
E_f	Tensão interna do gerador
L	Indutância
L'_2	Indutância do secundário refletida ao primário
L_1	Indutância do primário
L_m	Indutância de magnetização
R	Resistência
R'_2	Resistência do secundário refletida ao primário
R_1	Resistência do primário
RL	Resistência e indutância
RLC	Resistência, indutância e capacitância
R_m	Resistência de magnetização
T	Período
T_{set}	Ajuste de tempo do relé
V_1	Tensão nos terminais do gerador
V_{min}	Tensão mínima para bloqueio do relé
β	Ajuste de variação de frequência do relé
δ	O ângulo de defasamento entre a V_1 e E_f
$\Delta\theta$	Variação do ângulo da tensão
ω	Frequência angular

LISTA DE UNIDADES

GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt hora
Hz	Hertz
Hz/s	Hertz por segundo
km	Quilometro
kV	Quilo Volt
ms	Milissegundo
kVA	Quilo Volt-ampère
MVA	Mega Volt-ampère
MW	Mega Watt
Pu	Por unidade
s	Segundo
°	Graus

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	20
1.1. TEMA.....	20
1.2. DELIMITAÇÃO DO TEMA	20
1.3. PROBLEMAS E PREMISSAS	21
1.4. OBJETIVOS.....	21
1.4.1. Objetivo Geral.....	21
1.4.2. Objetivos Específicos.....	21
1.5. JUSTIFICATIVA.....	22
1.6. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	22
1.7. ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2. FUNDAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA	25
2.1. HISTÓRICO DA GERAÇÃO EÓLICA	25
2.1.1. No mundo	25
2.1.2. No Brasil	26
2.2. REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA	27
2.2.1. Regulamentações vigentes para proteção de geração distribuída	27
3. TURBINAS E GERADORES EÓLICOS	30
3.1. CLASSIFICAÇÃO POR VELOCIDADE	30
3.1.1. Tipo A: Velocidade Fixa	30
3.1.2. Tipo B: Velocidade Variável Limitada	31
3.1.3. Tipo C: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência.....	31
3.1.4. Tipo D: Velocidade Variável com Conversor de Frequência Completo	32
3.2. CLASSIFICAÇÃO POR CONTROLE DE POTÊNCIA	33
3.2.1. Estol.....	34
3.2.2. <i>Pitch</i> – Variação do ângulo das pás	34
3.2.3. Estol ativo	35
3.3. TIPOS DE GERADORES	36
3.3.1. Assíncrono.....	36

3.3.2. Máquina de indução monofásica	38
3.3.3. Síncrono	39
3.4. TIPOS DE CONVERSORES	41
3.4.1. Retificadores e inversores	41
3.4.2. Conversores de frequência.....	44
4. PRINCIPAIS IMPACTOS DA GD EÓLICA NA REDE ELÉTRICA.....	47
4.1. IMPACTO SOBRE A REGULAÇÃO DE POTÊNCIA	47
4.2. FLUXOS DE POTÊNCIA E PERDAS ASSOCIADAS	48
4.3. HARMÔNICOS	48
4.4. IMPACTO NA QUALIDADE DE ENERGIA	49
4.5. MUDANÇA NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE	50
4.6. ALTERAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO.....	51
4.7. INFLUÊNCIA NO SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA INSTALAÇÃO DE GD EM UM ALIMENTADOR	51
5. PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO NA GERAÇÃO DISTRIBUIDA EÓLICA	53
5.1. TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ..	54
5.1.1. Técnicas Remotas	55
5.1.2. Técnicas Locais	55
5.2. CONEXÃO DE GERADORES EM BT COM EMPREGO DE INVERSORES	57
5.3. RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA (81 DF/DT).....	59
5.4. RELÉ DE SALTO VETORIAL OU DESLOCAMENTO DE FASE (78)	60
6. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO DISTRIBUIDA EÓLICA.....	63
6.1. SIMPOWERSYSTEMS	63
6.2. SISTEMA EM ANÁLISE	64
6.3. ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO	67
6.3.1. Gerador Eólico	67
6.3.2. Transformadores de Potência.....	69
6.3.3. Alimentadores	70
6.3.4. Disjuntores.....	71
6.3.5. Cargas	72

6.4. RELÉS DE PROTEÇÃO	72
6.4.1. Relé de taxa de variação de frequência.....	72
6.4.2. Relé de deslocamento de fase	73
7. EVENTOS SIMULADOS PARA OS TESTES DE SENSIBILIDADE E ESTABILIDADE	74
8. ANÁLISE DOS RESULTADOS DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO MONOFÁSICO DE 5KVA	76
8.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES	77
8.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade.....	78
8.1.2. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade.....	80
8.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade.....	81
8.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES.....	81
8.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas X4 e X5	84
8.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas X6 e X7	85
8.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas X8 e X9	86
8.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade	88
8.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade	88
8.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	89
9. ANÁLISE DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO TRIFÁSICO DE 100KVA.....	90
9.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES	90
9.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade.....	91
9.1.2. Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade.....	92
9.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade.....	93
9.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES.....	94

9.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas Y4, Y5 e Y6.....	95
9.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas Y7, Y8 e Y9.....	97
9.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas Y10, Y11 e Y12.....	98
9.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade	100
9.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade	100
9.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	101
10. ANÁLISE DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO TRIFÁSICO DE 1000KVA	102
10.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES.....	102
10.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade.....	103
10.1.2. Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade.....	104
10.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade.....	105
10.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES.....	106
10.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas Z4, Z5 e Z6.....	107
10.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas Z7, Z8 e Z9.....	109
10.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas Z10, Z11 e Z12.....	110
10.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade	111
10.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade	112
10.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS	113
11. CONCLUSÃO.....	114
11.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	116
REFERÊNCIAS.....	117
APÊNDICE A.....	122
APÊNDICE B	126

1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento econômico e tecnológico atual do País, a demanda de energia tem sido a grande questão levantada, em virtude de uma possível continuação desse crescimento acelerado. Muitas propostas para uma possível solução a esse tipo de problema já foram feitas. Algumas formas de geração de energia elétrica, como a eólica, são ideias razoáveis a solucioná-las e mostram-se com grande futuro.

1.1. TEMA

Avaliação do desempenho de um sistema de proteção anti-ilhamento aplicado a conexão de micro e mini geradores eólicos no sistema de distribuição.

1.2. DELIMITAÇÃO DO TEMA

A tendência da participação da energia eólica na matriz energética brasileira é de acompanhar a tendência global de crescimento contínuo. Nesse contexto, deve-se levar em consideração o constante melhoramento dos sistemas de proteção desse tipo de geração.

Um caso a ser estudado com maior profundidade é a proteção do sistema contra o ilhamento – a possibilidade de que partes das cargas do sistema elétrico permaneçam conectadas aos geradores distribuídos quando da ocorrência de contingências no sistema da concessionária. O ilhamento não é permitido no Brasil, bem como na maioria das concessionárias de energia em diversos países do mundo.

No meio acadêmico, existe um estudo realizado por ex-alunos da UTFPR, Nicolotti, Silva e Jorge (2011), que efetuou a avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída. Ao levar em conta a especificidade de muitos sistemas, principalmente os mais novos, como geração eólica e solar, se faz necessária a realização de uma nova pesquisa, com dados mais específicos, para mantê-los atualizados.

Entre as diferentes formas de proteção de um sistema elétrico de potência, existem os relés que atuam nas chaves eletromecânicas acionadas através de

parâmetros elétricos. Os relés atuam de acordo com algumas funções, entre elas: taxa de variação de frequência (81 df/dt) e deslocamento de fase (78).

1.3. PROBLEMAS E PREMISSAS

De acordo com pesquisas realizadas, o ilhamento de geradores pode apresentar problemas quando ocorre o religamento dos circuitos ou o fechamento fora de sincronismo, situações estas que podem apresentar riscos às equipes de manutenção, danos elétricas e mecânicas no maquinário e, também, aos consumidores em geral. Desta forma, este trabalho destina-se a responder a seguinte questão: Com a utilização dos relés de proteção de deslocamento de fase e taxa de variação de frequência é possível fazer a correta detecção da situação de ilhamento no sistema com geração eólica distribuída sob estudo?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo Geral

Verificar o desempenho da utilização dos relés de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência para detecção de ilhamento e curto-circuito no sistema de geração eólica.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar o levantamento bibliográfico de literaturas base e normas vigentes para proteção de geração distribuída;
- Estudar o funcionamento dos relés de proteção anti-ilhamento e verificar sua utilização;
- Estudar o funcionamento de geradores e sua utilização para geração eólica;
- Obter dados dos geradores e parâmetros elétricos da concessionária;
- Analisar dados obtidos;
- Desenvolver simulações propostas no software de apoio (Matlab);

- Exibir a situação atual e efetuar um comparativo com a situação proposta;
- Elaborar considerações finais.

1.5. JUSTIFICATIVA

Com o avanço dos estudos e aplicações de geração de energia eólica como uma alternativa viável, torna-se necessário um estudo com relação a sistemas de proteção que sejam compatíveis com a complexidade deste tipo de geração.

Desta forma, há a necessidade de análise do comportamento da proteção em diversas situações do sistema, tais como a desconexão dos geradores em caso de faltas na rede e detecção da condição de ilhamento do gerador com a carga.

A motivação principal para a elaboração deste trabalho é o aprofundamento de conhecimentos nas áreas de proteção de sistemas, sistemas de potência e geração de energia.

1.6. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para verificar o desempenho nas seguintes situações propostas, pretende-se, primeiramente, exibir uma simples analogia com o estudo de Nicolotti, Silva e Jorge (2011), cujo possui o tema referente à geração distribuída e expor algumas singularidades para um sistema com geração eólica. Desta forma, poderá ser feito o levantamento de dados tanto do sistema elétrico de potência, tanto do modelo de relé que compõe o estudo em questão, quanto das demais características que envolvem o sistema elétrico de potência que envolve o estudo.

Para se ter uma análise mais qualitativa, utilizar-se-á o resultado da primeira etapa para o desenvolvimento do tema, a familiarização da equipe com o software de apoio, e a criação dos modelos de relés e geradores equivalentes para serem utilizados na simulação.

Por fim, após a realização das simulações e análise dos valores obtidos pretende-se avaliar os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase segundo os problemas simulados, e comparação com as normas vigentes para um sistema de geração eólica.

Assim, a eficácia no emprego desses relés em um sistema com geração eólica será questionada, apresentando as dificuldades encontradas para sua utilização.

1.7. ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura deste trabalho está organizada em onze capítulos. O primeiro capítulo é destinado à apresentação do trabalho, focando o tema da geração distribuída eólica, o problema a ser resolvido e as justificativas que levam ao estudo do problema, explicando o planejamento de atividades e as diretrizes básicas adotadas durante o trabalho.

O segundo capítulo trata do histórico da geração eólica no mundo e no Brasil, a regulamentação da geração distribuída, as principais legislações, procedimentos e normas atuais de âmbito nacional e internacional.

O terceiro capítulo descreve os tipos de turbinas e geradores eólicos, incluindo tipos de conversores e controle de potência.

O quarto capítulo aborda o estudo teórico das proteções anti-ilhamento, com enfoque nos relés de taxa de variação de frequência e salto vetorial (deslocamento de fase). Também neste capítulo, principais impactos e problemas ocasionados pela conexão de geração distribuída ao sistema elétrico.

O quinto capítulo é composto pela descrição da ferramenta computacional utilizada, apresentando inclusive a modelagem adotada para a representação do sistema.

O sexto capítulo realiza a modelagem do sistema, mostrando os circuitos equivalentes dos equipamentos utilizados. Preparando o sistema para executar as simulações propostas, utilizando o software mencionado no capítulo cinco.

O sétimo capítulo apresenta os eventos que serão simulados e considerados, para cada gerador, para realizar as conclusões, com base na fundamentação teórica.

O oitavo, o nono e o décimo capítulos desenvolvem as simulações propostas, para os geradores eólicos de indução monofásico e trifásico, de cada evento mostrado no capítulo sete e exibe os gráficos obtidos a partir destas simulações. Ao final de cada capítulo de simulações tem-se a análise dos resultados obtidos.

Por fim o décimo primeiro capítulo apresenta as conclusões do trabalho, respondendo assim o problema apresentado no primeiro capítulo, através dos objetivos.

2. FUNDAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA

2.1. HISTÓRICO DA GERAÇÃO EÓLICA

2.1.1. No mundo

No início das civilizações, os homens começaram a raciocinar sobre a força da natureza e como poderiam tirar proveito delas. Assim, surgiram as primeiras ideias para criações de maquinários que transformam energia dos ventos, das águas e do sol em energia mecânica e, futuramente, em energia elétrica.

Acredita-se que com o passar do tempo e pela necessidade, entre elas de bombeamento de água, moinhos foram criados e maquinários aprimorados para utilização da energia eólica. Muitas fazendas e cidades americanas e europeias não seriam viáveis sem essas invenções. Um exemplo muito comum são os países baixos, os quais utilizavam a força dos ventos para o bombeamento de água de seus territórios, uma vez que estes se encontram abaixo do nível dos oceanos.

Apesar de os dinamarqueses terem sido creditados pelo início da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, foi nos Estados Unidos da América que surgiram inúmeras vendas dos então chamados “carregadores de ventos”, os quais poderiam fornecer até 1 kW em corrente contínua quando havia ventos (FERREIRA, 2012).

Atualmente, a captação de potência eólica é composta por modernas turbinas aero geradoras de energia elétrica. Liderada basicamente pela América do Norte, Europa e Ásia, o potencial eólico mundial tem aumentado largamente nos últimos anos, sendo estimada uma geração instalada de 282 GW até o ano de 2012 (WRITERS, 2013).

Os primeiros parques eólicos de pequeno porte deste tipo de geração começaram a ser conectados às redes de distribuição com os primeiros incentivos dados à geração distribuída nos Estados Unidos da América (EUA), em decorrência de algumas mudanças na legislação. Estas mudanças foram impostas devido a uma crise econômica mundial. As mudanças tinham como objetivo reduzir o consumo crescente e a dependência do petróleo, visando investir em fontes alternativas de energia. Dentre as diretrizes das mudanças ocorridas, estava a de que grandes concessionárias tornassem públicos seus custos de atendimento em diversas

épocas do ano, para serem adotados como referência na remuneração dos excedentes energéticos dos autoprodutores qualificados, que passariam a ter seus excedentes comprados pela concessionária. Para se enquadrar nesta legislação, o autoprodutor deveria utilizar fontes renováveis ou sistemas de cogeração. Na Europa, países como França, Alemanha, Itália e Dinamarca desenvolveram fortes programas voltados para a geração distribuída, de forma a buscarem alternativas ao consumo de combustíveis fósseis (GONÇALVES, 2004; BORBELY, 2001).

Em 2007, apesar de a Dinamarca já possuir mais de 19% de sua energia produzida proveniente dos ventos, governantes europeus chegaram a um acordo sobre a meta de utilização de 20% de energias renováveis até 2020 na União Européia. Estima-se que, em 2020, o mundo terá 12% da energia elétrica gerada pelo vento, com uma capacidade instalada superior a 1.200 GW (LUIZ, 2012).

2.1.2. No Brasil

Em 1992, com o financiamento da Folkecenter, um instituto de pesquisa dinamarquês, foi instalado em Fernando de Noronha o primeiro gerador eólico do Brasil. Na época, ao gerar 75 kW de potência máxima, a turbina contribuía com 10% da energia consumida na ilha, economizando aproximadamente 70 mil litros de óleo diesel ao ano. Depois de nove anos, ao ser instalado também um gerador eólico mais moderno, o sistema de geração interno da ilha se tornou o maior híbrido eólico-diesel do Brasil, fornecendo 25% da energia consumida oriunda dos ventos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013).

A efetiva inserção da energia eólica na matriz energética brasileira iniciou-se com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) a partir do ano de 2005. A experiência acumulada com as centrais de geração eólica do Proinfa em operação, mesmo que ainda incipiente, se comparada a outros países com décadas de experiência no assunto, representa um avanço fundamental e essencial da engenharia brasileira para fazer frente ao enorme desafio de implementar e operar leilões, como os de 2009, 2010 e 2011 (RAMOS, 2012).

Conforme exposto no jornal O Globo (2010), devido à modernização dos aerogeradores e o encarecimento de instalações de outras formas de geração, o preço da energia elétrica proveniente de fonte eólica já tem sido mais barato do que biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) em leilões brasileiros. Isso

reflete na crescente busca do país por esse tipo de geração, uma vez que atualmente aproveita-se menos de 1% do enorme potencial eólico que o Brasil possui.

Outro importante atrativo é a complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica no nordeste brasileiro, haja vista que o maior potencial eólico ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica do Rio São Francisco, tornando a geração de energia por meio dos ventos ainda mais interessante (LUIZ, 2012).

No Paraná, a usina eólica de Palmas, inaugurada no ano 2000, hoje em dia da Copel, é interligada a rede em 34,5 kV e pode gerar 2,5 MW com uma produção média anual de 4200 a 5800 GWh. Esta usina marcou a história da energia eólica no estado não somente porque foi a primeira usina com potência significativa instalada, mas também porque iniciou a geração distribuída eólica no Paraná.

2.2. REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA

No Brasil, um país com mais de 190 milhões de habitantes, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 2013, e com a quinta maior extensão territorial do mundo, há um sistema elétrico interligado extremamente complexo. Esse sistema, conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional) é formado por redes de transmissão que cortam o país, nos mais diversos locais e consumidores. Por isso, companhias, concessionárias, agências e associações brasileiras criaram normas técnicas, em muitos casos, regionais de interligação elétrica de geradores eólicos às redes de distribuição.

2.2.1. Regulamentações vigentes para proteção de geração distribuída

A geração distribuída, no Brasil, é normalmente feita através de produtores independentes e de autoprodutores. O conceito de geração distribuída e dos produtores de energia foi estabelecido pelo decreto presidencial nº 2.003 de 10/09/1996. Nele, o produtor independente é uma pessoa jurídica ou grupos de empresas reunidas em consórcio, as quais recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia gerada. O autoprodutor é pessoa física ou jurídica ou grupos de empresas reunidas em

consórcio as quais recebam concessão ou autorização para gerar energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

A definição, regulamentação de geração distribuída e reestruturação do setor elétrico brasileiro em geral deram-se, entre outros, através dos seguintes decretos e leis:

- Decreto presidencial nº 2.003 de 10 de setembro de 1996, basicamente, regulamentando a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor (GOVERNO FEDERAL, 2013);
- Decreto presidencial nº 2.655 de 02 de julho de 1998 (com alterações no Decreto nº 3.653 de 07/11/2000), que regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), definindo a organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (GOVERNO FEDERAL, 2013);
- Lei federal nº 9.074 de 07 de julho de 1995, ao estabelecer normas para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos (GOVERNO FEDERAL, 2013);
- Lei federal nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e deu outras providências (GOVERNO FEDERAL, 2013);
- Lei federal nº 9.648 de 27 de maio de 1998, que alterou dispositivos de leis anteriores e autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras, ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, além de outras providências (GOVERNO FEDERAL, 2013).

Dentre as inúmeras normas de concessionárias e da ANEEL, destacam-se a fim de estudo deste trabalho:

- NTC 905100: Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Companhia Paranaense de Energia (COPEL);
- I-432.0003: Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC);

- Norma técnica n.º 4313: Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL);
- PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
- Procedimentos de Rede do ONS.

3. TURBINAS E GERADORES EÓLICOS

Segundo Ackermann (2005, p. 55) o mais comum é classificar as diferentes configurações de turbinas eólicas pelo tipo de controle da velocidade e de controle de potência. Ao ter como critério o controle de velocidade, é possível dividir em quatro tipos de turbinas (Tipo A, B, C e D), enquanto que para controle de potência é possível classifica-las em três grupos: Estol, *Pitch* e Estol ativo.

3.1. CLASSIFICAÇÃO POR VELOCIDADE

3.1.1. Tipo A: Velocidade Fixa

Este tipo de configuração é caracterizado por utilizar um gerador de indução gaiola de esquilo (GIGE) conectado à rede através de um transformador, como mostrado na Figura 1.

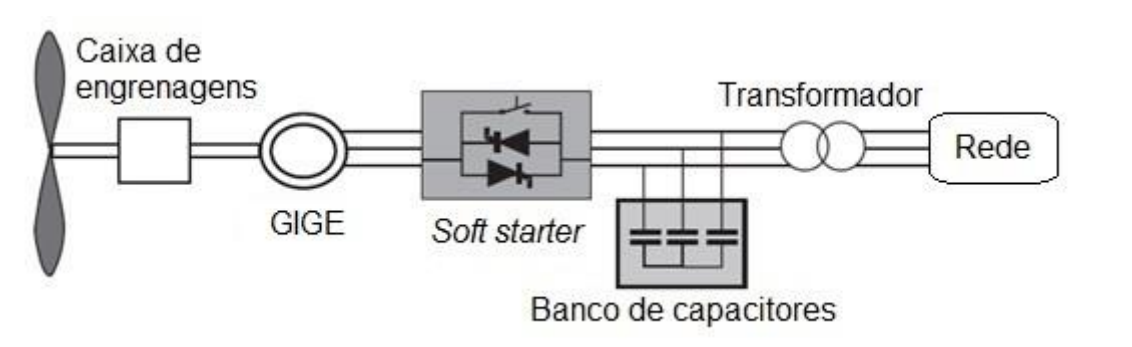


Figura 1 - Turbina de velocidade fixa.
Fonte: Autoria própria.

Esse sistema apresenta um gerador diretamente conectado à rede, e pode ser dito rígido, pois quase não apresenta flexibilidade na parte mecânica. É um sistema bastante comum e necessita de um compensador de energia reativa (ROSAS; ESTANQUEIRO, 2003, p. 42).

Apresenta o conceito convencional aplicado por turbinas eólicas dinamarquesas fabricadas durante os anos 80 e 90. Por exemplo, uma turbina frontal, ou *upwind*, na qual o vento sopra pela parte frontal da turbina, regulado por estol, com 3 pás e utilizando um gerador de indução gaiola de esquilo. Durante os anos 80 esse conceito era complementado com banco de capacitores, para

compensação de energia reativa, e um soft-starter para suavizar a conexão com a rede (HANSEN et al, 2001, p. 12).

3.1.2. Tipo B: Velocidade Variável Limitada

Esta configuração utiliza um gerador de indução com rotor bobinado (GIRB) e vêm sendo usado pela fabricante dinamarquês de turbinas Vestas, desde o século XX. O gerador é diretamente conectado a rede. O banco de capacitores faz a compensação de energias reativas. O soft-starter possibilita uma conexão mais suave com a rede. A particularidade desse sistema se dá pela resistência variável adicionada ao rotor, que pode ser controlada através de um conversor óptico. Sendo assim, possível controlar a saída de potência e o escorregamento. A tolerância de variação do controle de velocidade depende diretamente do tamanho da resistência variável do rotor. Geralmente a tolerância utilizada está entre 0-10% acima da velocidade síncrona. A energia proveniente da unidade óptica de conversão de energia externa é despejada como perda de calor. (ACKERMANN, 2005, p. 58).

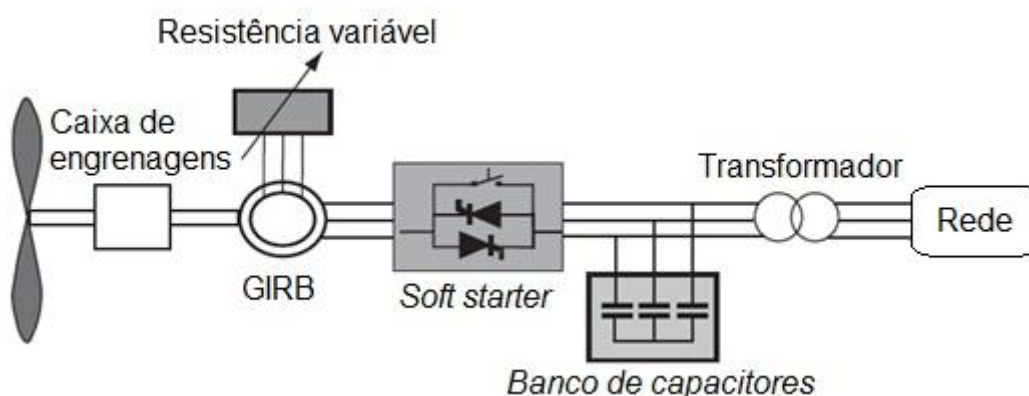


Figura 2 - Turbina de velocidade variável limitada.
Fonte: Autoria própria.

3.1.3. Tipo C: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência

Podem ser encontrados com duas configurações diferentes, a primeira o escorregamento é controlado através de eletrônica de potência, a segunda extrai-se potência diretamente do rotor por meio de um circuito para este fim. A potência reativa entregue à rede é controlável e programável. Conhecido também por gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) apresenta um gerador com rotor

bobinado e uma taxa de conversão de frequência de aproximadamente 30% do valor nominal da potência gerada. (ROSAS; ESTANQUEIRO, 2003, p. 42).

O conversor de frequência controla diretamente a corrente nos enrolamentos do rotor, possibilitando o controle da saída do gerador. A introdução desse conceito foi motivada por dois motivos:

- Trabalha em uma tolerância maior de velocidade comparado ao de velocidade variável limitada
- Mais barata em relação às turbinas com controle total de potência (HANSEN et al, 2001, p. 13)

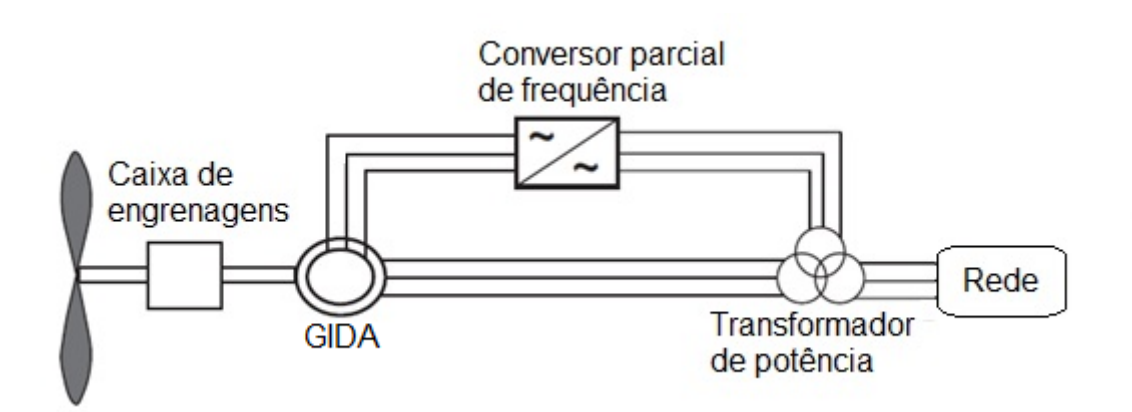


Figura 3 - Turbina de velocidade variável com conversor parcial de frequência.
Fonte: Autoria própria.

O GIDA é o carro-chefe atual da indústria de energia eólica. O estator do gerador está ligado diretamente à rede, enquanto o rotor está em interface com a rede através de um sistema de conversão de energia com a capacidade de energia reduzida. Normalmente opera cerca de 30% acima e abaixo da velocidade síncrona, suficiente para a maioria das condições de velocidade do vento. Ele também permite o controle de potência ativa do lado do gerador e controle de potência reativa do lado da rede. O conversor de menor capacidade é mais barato que o *full-scale* e requer menos espaço, o que faz do GIDA popular no mercado de hoje (WU et al, 2011, p. 33).

3.1.4. Tipo D: Velocidade Variável com Conversor de Frequência Completo

Esta configuração trabalha com três tipos possíveis de geradores: gerador de indução com rotor bobinado, gerador síncrono com rotor bobinado (GSRB) e

gerador síncrono de ímãs permanentes (GSIP). O gerador é conectado diretamente à rede através de um conversor de frequência do tipo *full-scale* e de um transformador. O conversor de frequência também é responsável pela compensação de potência reativa e a suavização da conexão com a rede (ACKERMANN, 2005, p. 58).

Alguns fabricantes como a Enercon, Mae e Lagerwey produzem esta configuração sem a caixa de engrenagens, porém deve-se utilizar o gerador com rotor bobinado multipolar (HANSEN et al, 2001, p. 13).

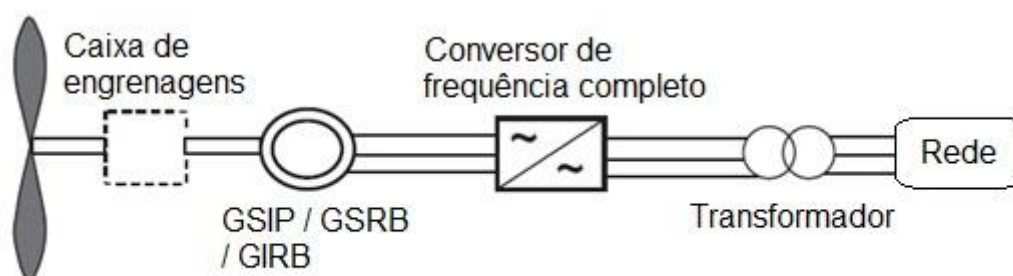


Figura 4 - Turbina de velocidade variável com conversor completo de frequência.
Fonte: Autoria própria.

3.2. CLASSIFICAÇÃO POR CONTROLE DE POTÊNCIA

Há duas formas de fazer a regulação de potência em turbinas eólicas: por deslocamento do vento ou estol, do inglês *stall*, e por variação do ângulo das pás, do inglês *pitch*. As duas formas de controle trabalham de forma bastante semelhante, porém apresentam diferenças principalmente na curva de potência.

Máquinas que utilizam dispositivos de variação do ângulo das pás apresentam controle mais preciso na potência entregue ao gerador, enquanto que dispositivos de deslocamento do vento ficam limitados a sua mecânica complexa, pois a captação do vento é feita de forma passiva.

A escolha de qual tipo de sistema de controle utilizar vem do fabricante, visto que há compatibilidade com todos os tipos de turbinas, e é baseada na relação custo/benefício final da turbina (ROSAS; ESTANQUEIRO, 2003, p. 45).

3.2.1. Estol

Em turbinas controladas por estol passivo, a pá está fixada no cubo do rotor segundo um ângulo ótimo (nominal) de ataque. Quando a velocidade do vento é inferior ou igual ao valor nominal, as pás da turbina com o ângulo nominal de ataque podem capturar o máximo possível de energia a partir do vento. Se a velocidade do vento exceder o valor nominal, o vento forte pode fazer com que haja turbulência na superfície da lâmina, não capturando a energia do vento. Como resultado, a força de sustentação será reduzida e eventualmente desaparecer com o aumento da velocidade do vento, diminuindo a velocidade de rotação da turbina. Este fenômeno é chamado de estol. O fenômeno estol é indesejável para aviões, mas fornece um meio eficaz para limitar a captura de energia para evitar danos turbina (WU et al, 2011, p. 39).

Alguns tipos de turbinas utilizam-se do estol para desperdiçarem energia, no sentido de reduzir a velocidade do rotor até a nominal. Este é o controle mais simples para gerenciar o excesso de energia, levando em consideração que as pás são aparafusadas no cubo, portanto fixas. É o tipo de controle usado para rotores de passo fixo (CAMPOS, 2004, p. 26).

3.2.2. *Pitch* – Variação do ângulo das pás

No controle por variação do ângulo das pás, a potência entregue pelo rotor é regulada tanto no sentido de aumentar o contato com o vento para maximizar a energia captada, quanto no sentido de diminuir o excesso de potência e garantir a integridade do gerador e da turbina. Para manter os valores nominais de potência e velocidade do rotor através do *pitch*, o torque é mantido constante e o ângulo das pás é alterado constantemente para acompanhar a demanda do controlador de velocidade do rotor para otimizar a captura de energia, e por sua vez acompanhar as variações na velocidade do vento. (CAMACHO et al, 2011, p. 7).

Quando a turbina possui controle de passo, ela tem uma curva do coeficiente de potência, que é uma relação da energia cinética total do ar que atravessa a área de seção das pás das turbinas, versus a razão da velocidade. Através dessa curva é possível identificar o ângulo de passo que apresenta o maior aproveitamento, calculado pelo controle de passo em função dos parâmetros atuais

como velocidade de rotação e velocidade do vento. Da mesma forma, para velocidades acima da nominal, é possível “desperdiçar” energia. O controle calcula o ângulo das pás para diminuir a velocidade e conseqüentemente o coeficiente de potência. Em casos extremos, no qual a velocidade do vento oferece risco ao sistema de geração, o ângulo é ajustado a 90° e a turbina não absorve mais energia dos ventos (CAMPOS, 2004, p. 26).

3.2.3. Estol ativo

O estol ativo é uma combinação do controle do ângulo das pás e do deslocamento do vento. Oferece as mesmas possibilidades de regulação que as turbinas com *pitch*, mas usa as mesmas propriedades do estol das pás. Quando operando em valores nominais o sistema de controle varia o ângulo das pás para induzir o estol. Nessa técnica, as pás são rotacionadas menos frequentemente e têm menos variação do que o controle por *pitch*. (CAMACHO et al, 2011, p. 7).

Esta configuração tornou-se popular recentemente por apresentar as características de qualidade energética do sistema Estol-regulado. Porém com melhorias foi possível uma melhor utilização do sistema como um todo. Em desvantagem, apresenta preço de mercado elevado devido ao mecanismo de *pitch* e do controlador (ACKERMANN, 2005, p. 58).

Tabela 1 - Tipos de turbinas de acordo com controles de velocidade e potência.

Controle de velocidade		Controle de potência		
		Estol	Pitch	Estol Ativo
Velocidade fixa	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
Velocidade variável	Tipo B	Tipo B0	Tipo B1	Tipo B2
	Tipo C	Tipo C0	Tipo C1	Tipo C2
	Tipo D	Tipo D0	Tipo D1	Tipo D2

Fonte: ACKERMANN, 2005 adaptado.

As células preenchidas de cinza claro, da tabela 1, não tem participação efetiva no mercado. O sufixo numérico utilizado - 0,1 e 2 - serve para diferenciar as turbinas para cada tipo de controle de potência.

3.3. TIPOS DE GERADORES

3.3.1. Assíncrono

Conhecido também como gerador de indução, é o gerador mais comumente utilizado em turbinas eólicas. Possui uma série de vantagens, como a simplicidade mecânica, robustez, e por ser comum no mercado, tem um valor acessível e competitivo. A principal desvantagem é que, por não ter imãs permanentes, é necessária uma corrente de magnetização de outra fonte, sendo que o campo magnético é estabelecido apenas se o gerador estiver conectado a rede. Há dois tipos de rotores utilizados em geradores assíncronos, rotor curto circuitado ou gaiola de esquilo, e o rotor bobinado (ACKERMANN, 2005).

Por apresentarem uma velocidade de operação alta em relação à turbina, se faz necessária a instalação de um amplificador de velocidade entre o eixo da turbina e do gerador. Quando o grupo eólico-elétrico conecta-se a rede através de um conversor de frequência, ou utilizando o esquema de ligação duplamente alimentado, torna-se uma configuração bastante flexível para trabalhar com controles de potência (F. RUNCOS et al, 2004, p. 4).

No caso de utilizar um rotor bobinado, os parâmetros elétricos do rotor bobinado podem ser controlados de fora do sistema. As bobinas podem ser conectadas a anéis ou escovas, ou ainda sistemas eletrônicos que podem não utilizar anéis e escovas. Se utilizado sistemas eletrônicos é possível recuperar parte da energia de escorregamento do rotor e alimentar na saída do estator. Este modelo, porém, não é tão robusto e barato quanto o rotor gaiola de esquilo.

Os geradores de indução com rotor gaiola de esquilo são os mais utilizados por apresentarem baixo custo, simplicidade e alta eficiência. Sofre pequenas variações devido a mudanças na velocidade do vento e é mais utilizado para turbinas do tipo A, de velocidade fixa. Por consumir energia reativa, os geradores que utilizam este tipo de rotor, apresentam sistemas de compensação de energia reativa e *soft-starter*. Pode ser utilizado em dois tipos de turbinas A e D, velocidade fixa e velocidade variável respectivamente.

No caso de um curto-circuito na rede que alimenta os geradores, GIGEs que não tem sistema de compensação de potência reativa podem gerar uma instabilidade na tensão. A velocidade do rotor aumenta, como por exemplo, quando

ocorre uma falha, devido ao desequilíbrio existente entre o torque elétrico e o mecânico. Quando a falta é resolvida o rotor drena uma grande quantidade de energia reativa e por consequência há uma diminuição da tensão.

Há também o gerador de indução duplamente alimentado, utilizado nas turbinas do tipo C. O GIDA consiste num gerador de indução com rotor bobinado com os enrolamentos do estator ligados diretamente à frequência constante de rede trifásica e com os enrolamentos do rotor montados em um conversor *back-to-back* bidirecional.

O termo duplamente alimentado refere-se ao fato de que a tensão sobre o estator é aplicada a partir da rede e a tensão sobre o rotor é induzida pelo conversor de energia. Este sistema permite uma operação de velocidade variável ao longo de uma grande, mas restrita, tolerância. O conversor compensa a diferença entre a frequência mecânica e elétrica através da injeção de uma corrente de rotor com uma frequência variável. Tanto durante a operação normal, ou durante defeitos, o comportamento do gerador é regulado pelo conversor de potência e os seus controladores.

O conversor de energia é constituído por dois conversores, o conversor do lado da rede e do conversor do rotor-lateral, que são controlados de forma independente um do outro. A ideia principal é que o conversor do lado do rotor controle a potência ativa e reativa, controlando os componentes atuais do rotor, enquanto o conversor do lado da linha controle a tensão do link DC para garantir uma operação do conversor com um fator de potência unitário.

Dependendo das condições de funcionamento da unidade, a energia é alimentada para dentro ou para fora do rotor: numa situação de velocidade maior que a síncrona, flui a partir do rotor, através do conversor para a rede, enquanto que flui na direção oposta, numa situação de velocidade abaixo da síncrona. Em ambos os casos o estator fornece energia para a rede. O GIDA tem várias vantagens como a capacidade de controlar a potência reativa e dissociar o controle de potência ativa e reativa, controlando de forma independente a corrente de excitação do rotor.

O GIDA não tem necessariamente de ser magnetizado a partir da rede, pode ser magnetizado a partir do circuito do rotor. Ele também é capaz de gerar energia reativa que pode ser entregue ao estator pelo conversor do lado da rede. No entanto, o conversor do lado da rede opera normalmente no fator de potência unitário e não está envolvida na troca de potência reativa entre a turbina e a rede.

No caso de uma rede fraca, caracterizada por apresentar alta variação de tensão, o GIDA pode ser operado para produzir ou absorver uma quantidade de energia reativa, para ou a partir da rede, com o propósito de controle de tensão.

O tamanho do conversor não está relacionado com a potência total do gerador, mas para a tolerância de velocidade selecionada e, portanto, à potência de deslizamento. Assim, o custo do conversor aumenta quando a faixa de velocidade em torno da velocidade síncrona torna-se mais larga. A seleção da faixa de velocidade é, portanto, baseado na otimização econômica dos custos de investimento e no aumento da eficiência. Uma desvantagem do GIDA é a inevitável necessidade de utilizar anéis deslizantes para complementar à geração (ACKERMANN, 2005).

3.3.2. Máquina de indução monofásica

A máquina de indução monofásica é a mais utilizada no mundo. A maioria dos aparelhos, como máquinas de lavar roupas e geladeiras, usam uma máquina de indução monofásica.

Ela é confiável e tem construção simples, que avançou sua utilização generalizada. Este tipo de máquina é o carro-chefe da indústria. Importante notar é que as máquinas de indução também podem ser usadas como geradores. Em um gerador trifásico, os três enrolamentos de fase são colocados nas ranhuras. Um gerador monofásico tem um enrolamento, o principal.

O estator do motor monofásico tem um núcleo de ferro laminado com dois enrolamentos dispostos perpendicularmente. Um deles é o principal e o outro é o enrolamento ou início enrolamento auxiliar, tal como ilustrado na Figura 5. Isto significa que "motores monofásicos" são verdadeiramente máquinas de duas fases. O motor utiliza um rotor de gaiola de esquilo, o qual tem um núcleo de ferro laminado com ranhuras. Barras de alumínio são moldadas sobre as ranhuras e um curto-circuito em ambas as extremidades com um anel.

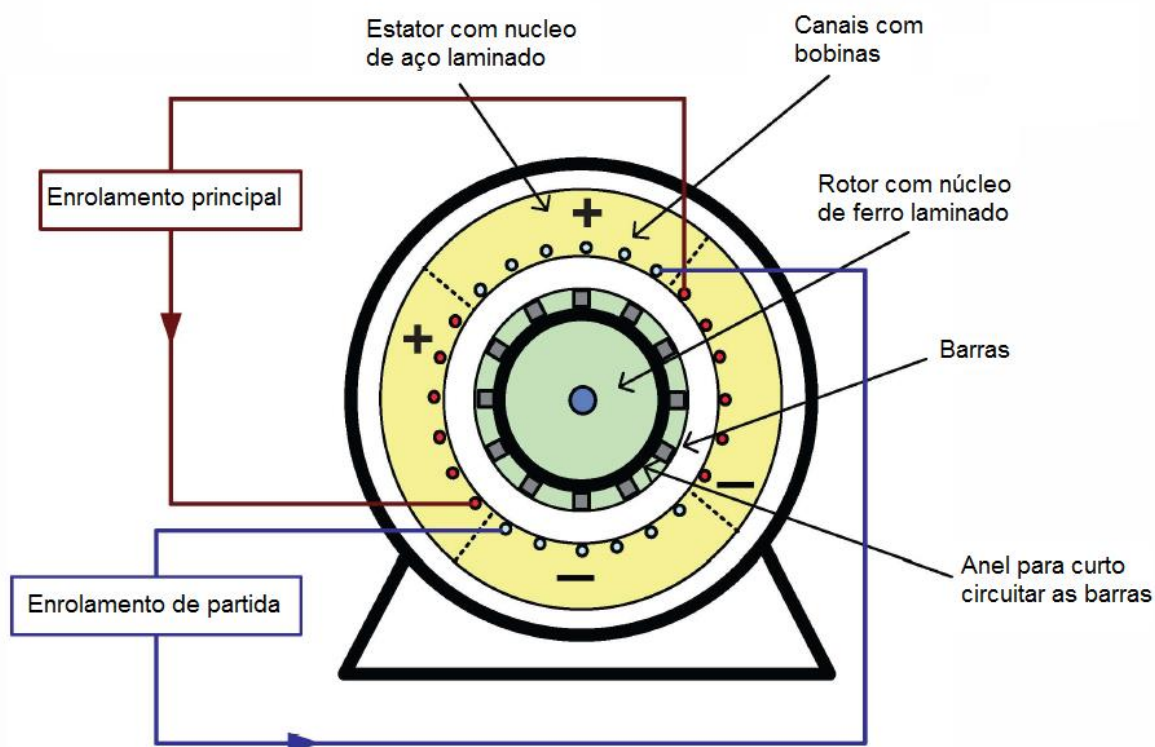


Figura 5 – Máquina de indução monofásica
 Fonte: KARADY; HOLBERT, 2013.

O torque inicial do motor monofásico é igual a zero porque o fluxo magnético monofásico é pulsante. O arranque do motor exige a geração de um fluxo magnético rotativo semelhante ao fluxo rotativo num motor trifásico. Duas bobinas perpendiculares que têm correntes 90° fora de fase podem gerar os campos magnéticos rotativos necessários que iniciam o motor. Por conseguinte, os motores monofásicos são construídos com dois enrolamentos perpendiculares. A mudança de fase é conseguida através da ligação uma resistência, uma indutância, ou uma capacitância em série com o enrolamento de partida (KARADY; HOLBERT, 2013).

3.3.3. Síncrono

O gerador síncrono pode ser mais caro e complexo mecanicamente, mas não necessita de corrente de magnetização. Através da utilização de ímãs permanentes ou bobinas no estator é possível criar um campo magnético. Por ser uma máquina síncrona é mais adequado para o controle total de potência.

Nestas tecnologias, em grupos de baixa potência, entendem-se menores que 1MW, o gerador síncrono opera em velocidades superior as de operação das turbinas, sendo necessária a utilização de um ampliador de velocidade entre a turbina e o gerador. Porém nos grupos de maior potência, entendem-se maiores que 1MW, geralmente os geradores são fabricados com um número muito grande de pólos e com frequência de operação baixa, ou seja, não necessita de um ampliador de velocidade, apenas de um acoplamento planetário entre turbinas e geradores (F. RUNCOS et al, 2004, p. 4).

O gerador síncrono também pode operar com rotor bobinado, ou substituir a necessidade de uma excitação externa por ímãs permanentes.

No caso de utilizar rotor bobinado, este é excitado diretamente através dos anéis e escovas ou através da tecnologia *brushless*, que não utiliza escovas, e que conseguem extrair energia do rotor através da indução de bobinas pelos ímãs presos ao rotor, como mostrado na Figura 6.

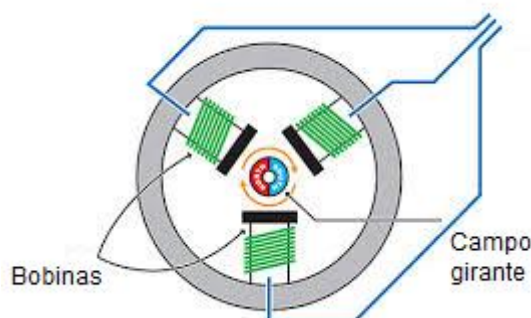


Figura 6 – Motor com tecnologia *brushless*
Fonte: Os Autores, 2013.

Diferente do gerador de indução, o gerador síncrono não necessita de um sistema de compensação de reativos. Os enrolamentos do rotor, através da direção do fluxo da corrente, criam um campo magnético rotativo, que gira com a velocidade síncrona. A velocidade síncrona do gerador é determinada pela frequência do campo de rotação e pelo número de polos do rotor.

As turbinas do tipo D, fabricadas pela Enercon, utilizam o conceito de gerador de indução multipolar com rotor bobinado e sem a caixa de engrenagens. O preço a ser pago em virtude da possível falta da caixa de engrenagem, é compensado pela necessidade de ter um gerador grande e de grande capacidade e

de um conversor de frequência completo, para conseguir compensar a potência nominal do sistema (ACKERMANN, 2005).

3.4. TIPOS DE CONVERSORES

3.4.1. Retificadores e inversores

O tradicional conversor de frequência, também utilizado para ajuste de velocidade, consiste em 3 sistemas, mostrados na Figura 9:

- Retificador AC-DC, que converte corrente alternada em contínua;
- Armazenamento de energia (Capacitores);
- Inversor DC-AC com controle de tensão e corrente, para converter correntes contínua em alternada.

A solução mais comum utilizada em retificadores são os diodos, por serem baratos, e terem pouca perda. Só pode ser utilizados quando o fluxo de energia é unidirecional, além de não permitir o controle de tensão e corrente, por isso deve ser utilizado com um gerador que tenha controle de tensão e um inversor que controle a corrente.

Outro componente eletrônico utilizado é o tiristor, por apresentar baixo custo e pequenas perdas. A crescente demanda na utilização de eletrônica de potência fez dos inversores a base de tiristores menos atrativos que os inversores auto comutados, como o tiristor de desligamento pelo gatilho (GTO), do inglês *gate turn-off*, e o transistor bipolar de porta isolada (IGBT), do inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*.

Outros tipos de chaves eletrônicas possíveis de serem utilizadas são o tiristor controlado de porta integrada IGCT, do inglês *Integrated Gate Commutated Thyristors*, o transistor de junção bipolar (BJT), do inglês *Bipolar Junction Transistor* e o transistor de efeito de campo metal - óxido - semicondutor (MOSFET), do inglês *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*.

O retificador deve ser escolhido de acordo com o gerador, como um complemento, enquanto o inversor é mais independente dos outros componentes do sistema. Um retificador à diodos ou à transistores só pode trabalhar com geradores síncronos, pois estes não necessitam de uma corrente de magnetização. Em contra

posto, retificadores GTO e IGBT devem ser utilizados apenas com geradores de indução de velocidade variável, pois têm controle de energia reativa (ACKERMANN, 2005).

A Tabela 2 apresenta um quadro comparativo de características e parâmetros elétricos para os cinco principais elementos básicos de conversores ou interruptores eletrônicos.

Tabela 2 – Comparativo entre chaves eletrônicas

Tipo de interruptor	GTO	IGCT	BJT	MOSFET	IGBT
Tensão (V)	6000	4500	1200	1000	3300
Corrente (A)	4000	2000	800	28	2000
Tempo de recuperação (μ s)	10-25	2-5	15-25	0,3-0,5	1-4
Largura do pulso (kHz)	0,2-1	1-3	0,5-5	5-100	2-20

Fonte: HASEN et al, 2001, p. 14, modificado.

O tempo de recuperação é o tempo decorrido para a chave deixar de conduzir, após a mudança de polarização de direta para inversa. Seria nulo para um diodo ideal. Diodos comuns apresentam tempos na faixa de microssegundos e diodos rápidos (para frequências mais altas), na faixa de nanosegundos (HANSEN et al, 2001, p. 14).

Para as aplicações monofásicas podemos citar algumas características de inversores e retificadores monofásicos.

O inversor de tensão monofásico em ponte completa, se comparado a outras estruturas inversores na mesma aplicação, apresenta grande versatilidade e características únicas, como os baixos esforços de corrente e de tensão nos interruptores, tornando esta topologia natural para aplicações em potências normalmente acima de 1 kVA. A principal desvantagem dessa estrutura se concentra na necessidade de se empregar quatro interruptores. Além disso, os sinais de comando devem ser isolados, pois não possuem a mesma referência no circuito. Os interruptores acionados de acordo com uma estratégia de modulação, de modo que a única restrição é referente à condução simultânea dos quatro interruptores.

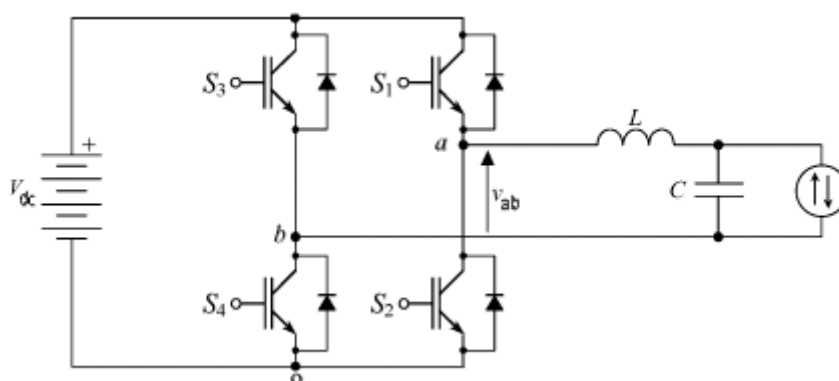


Figura 7 - Inversor monofásico em ponte completa
Fonte: MACCARINI, 2009.

Os retificadores podem ser classificados segundo a sua capacidade de ajustar o valor da tensão de saída (controlados x não controlados); de acordo com o número de fases da tensão alternada de entrada em função do tipo de conexão dos elementos retificadores (meia ponte x ponte completa). Os retificadores não controlados são aqueles que utilizam diodos como elementos de retificação, como mostrado na Figura 8.

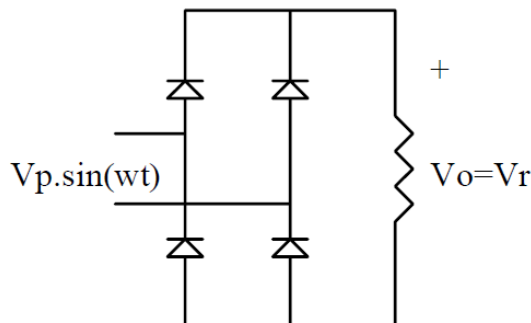


Figura 8 - Retificador monofásico não controlado
Fonte: MACCARINI, 2009

Os retificadores monofásicos controlados podem ser compostos de 4 tiristores, denominado totalmente controlado, ou de um arranjo com 2 diodos e 2 tiristores, denominado semi controlado. Quanto aos elementos retificadores trata-se de um circuito retificador híbrido, pois parte do retificador é constituído de tiristores (elemento controlado) e parte do retificador é constituída de diodos (elemento não controlado).

A motivação para seu uso é puramente de custos, uma vez que reduz o número de tiristores pela metade. O tiristor é mais caro do que um simples diodo, o qual é indicado quando o fluxo de energia será apenas da fonte para a carga.

O conceito de semi controlado pode ser aplicado tanto a retificadores monofásicos como trifásicos, mas seja qual for o caso, estes retificadores serão em ponte (MACCARINI, 2009).

3.4.2. Conversores de frequência

Dentre as varias configurações de conversores de frequência, o mais utilizado atualmente para a configuração trifásica em turbinas eólicas é o *back-to-back*. É um conversor bidirecional de potência, formado por dois moduladores de largura de pulso (PWM) convencionais. O esquema de ligação é mostrado na Figura 9.

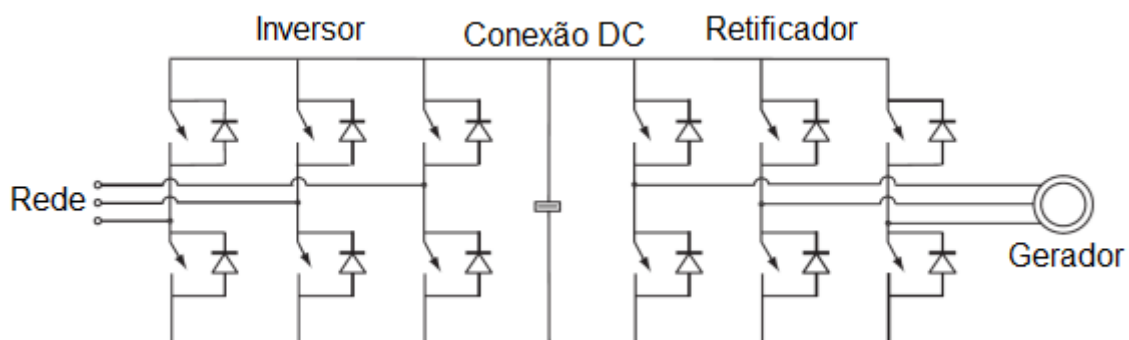


Figura 9 - Esquema unifilar do conversor *back-to-back*.
Fonte: ACKERMANN, 2005 adaptado.

A presença de indutâncias além de oferecer mais segurança contra pequenos surtos na rede, também tem como função reduzir os harmônicos na conexão com a rede (ACKERMANN, 2005).

Como mostrado na Figura 9 um conversor tradicional AC de frequência, é composto de: um retificador (unidade AC para DC), uma unidade de armazenamento de energia, e de um inversor (DC para AC com um controlador de frequência). Os termos conversor parcial de frequência e conversor de frequência completo são usados para classificar os tipos de conversores. Um conversor parcial opera em um único quadrante, a tensão apenas positiva, e a corrente em valores RMS. RMS, do inglês *root mean square*, valor quadrático médio, é um valor estatístico da magnitude de um parâmetro variável, comumente chamado de valor eficaz de um parâmetro. Um conversor completo oferece dois quadrantes de operação, por exemplo: valores

positivos e negativos de tensão e a corrente com valores RMS (HANSEN et al, 2001, p. 14).

Há ainda outros tipos de conversores que podem ser citados pela sua importância e utilização, são eles:

- Conversor matricial

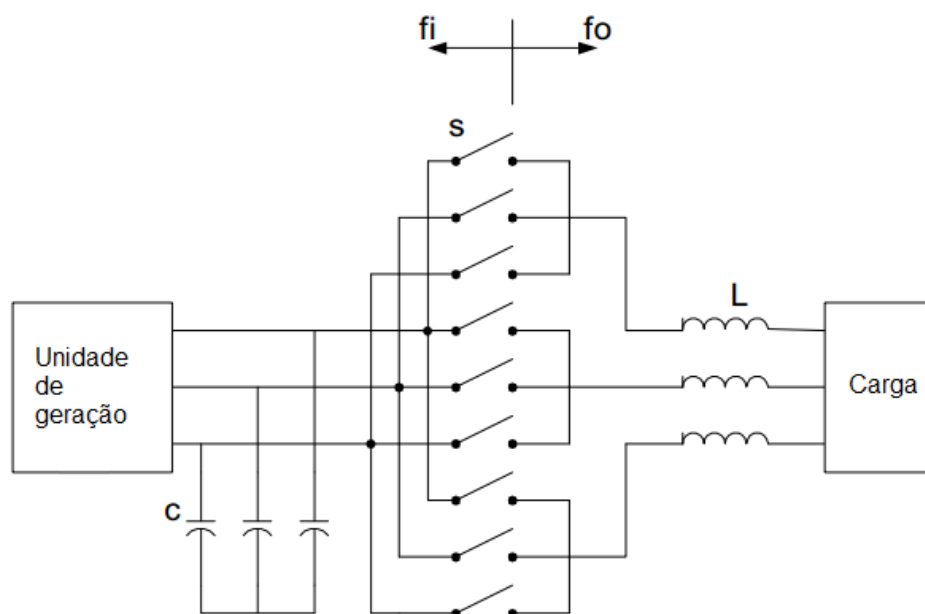


Figura 10 - Modelo de interface do conversor matricial

Fonte: GAONKAR, 2010

Um conversor de matriz pode ser utilizado para fazer a interface do gerador de microturbina com a rede. Este inversor converte diretamente tensões AC em uma frequência de tensões AC em outra frequência com magnitude variável.

Por esta razão, também é chamado de conversor de frequência. A desvantagem deste conversor é que ele tem o dobro do número de chaves em comparação com a abordagem CC e o armazenamento de energia não é possível. Se não houver nenhuma ligação CC, qualquer oscilação em ambos os lados do conversor irá influenciar diretamente do outro lado.

O conversor matricial mostrada na Figura 10 pode ser usado com uma frequência inferior em comparação com os conversores baseados em PWM. Algumas vantagens dos conversores matriciais são menos estresse térmico sobre os semicondutores durante a baixa frequência de saída e ausência dos capacitores do barramento CC, o que aumenta o tempo de eficiência e vida. Os inconvenientes desta topologia é a limitação intrínseca da tensão de saída, a indisponibilidade de

uma verdadeira interruptora bidirecional; ausência de dissociação entre a entrada e a saída do conversor. Isto pode levar a alguns problemas de instabilidade (GAONKAR, 2010).

- Multilevel

Um conversor multiníveis tem várias vantagens em relação a um conversor de dois níveis de comutação convencional, que utiliza a modulação de alta frequência de impulso (PWM). As características atrativas de um conversor multiníveis podem ser brevemente resumidas:

- Conversores multinível não só podem gerar as tensões de saída com baixa distorção, mas também podem reduzir as variações de tensão em relação ao tempo, portanto os problemas de compatibilidade eletromagnética (EMC) podem ser reduzidos;
- Rejeita amplificar sinais em modo comum, minimizando interferências indesejadas na saída. Logo o estresse nos enrolamentos de um motor pode ser reduzido;
- Pode operar em ambas as frequências de comutação fundamental e média comutação de frequência PWM. Deve notar-se que a frequência de comutação mais baixa normalmente significa perda de comutação inferior e uma maior eficiência. Infelizmente, conversores multinível têm algumas desvantagens. Uma desvantagem particular é o maior número de interruptores semicondutores necessários. É possível utilizar interruptores com tensão menor que a nominal em um conversor multiníveis, porém cada comutador requer um circuito de movimentação da porta relacionada. Isto pode fazer com que o sistema global seja mais dispendioso e complexo. (KHOMFOI; TOLBERT, 2006)

4. PRINCIPAIS IMPACTOS DA GD EÓLICA NA REDE ELÉTRICA

Um dos pontos críticos da implantação da GD eólica no sistema de distribuição e transmissão é o fato de que a geração de energia se tornaria distribuída, ou seja, não mais centralizada. Com isso, é necessário que todas as dificuldades de conexão e adaptação técnica sejam devidamente analisadas para evitar distúrbios futuros no sistema elétrico.

Há outras alterações provenientes dos transitórios que podem vir a ocorrer no sistema, que devem ser tratadas com a mesma importância que alterações no regime permanente. Alguns dos causadores de transitórios são as manobras de chaveamento, abertura de fases, conexão e desconexão de geradores, dentre outros (NICOLLOTTI; SILVA; JORGE, 2011, p. 31).

Os principais impactos da GD no sistema elétrico em regime permanente são:

- Mudanças no perfil de tensão;
- Mudanças no fluxo de potência do sistema;
- Alteração do nível de curto-circuito;
- Modificação nos sistemas de proteção.

4.1. IMPACTO SOBRE A REGULAÇÃO DE POTÊNCIA

Para conseguir regular a tensão do sistema o operador executa um conjunto de ações, para manter as tensões dentro de faixas preestabelecidas, e que deve ir de encontro às variações de carga, e conseqüentemente de carregamento do sistema. Espera-se que ao injetar potência em mais de um ponto no sistema, as CGE contribuem de alguma forma neste problema. Em função destes ocorridos, o ONS, submódulo 3.6, parágrafo 9.3, revisão 2012/1, determina os requisitos mínimos para o acesso de CGE, que define as condições do fator de potência no ponto de conexão, para que o operador possa, considerando os impactos das CGE, ter os meios de controle de tensão do sistema assegurados.

“Nos pontos de conexão à rede básica e aos barramentos de transformadores de fronteira, os acessantes devem manter o fator de potência nas faixas especificadas” (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2012).

Tabela 3 - Fator de potência operacional nos pontos de conexão.

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345\text{kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69\text{ kV} \leq V_n < 345\text{kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69\text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Fonte: Submódulo 3,6 do ONS, 2012.

4.2. FLUXOS DE POTÊNCIA E PERDAS ASSOCIADAS

Originalmente, as redes de distribuição, são projetadas com o intuito de levar energia de uma subestação diretamente para o consumidor. Geralmente criando um fluxo unidirecional para o fluxo de potência ativa. A integração de geradores para trabalharem em paralelo com os sistemas já em operação resulta em um sistema bidirecional dependendo das condições de carga, mudanças nas perdas e variações na tensão.

Se a potência fornecida por um gerador distribuído for utilizada localmente, a linha fica menos carregada, e assim há redução de perdas e da queda de tensão da linha.

Caso, a potência fornecida pelo gerador exceda o necessário para o consumidor local, este excesso é entregue ao sistema, causando um aumento na tensão local. Um gerador síncrono operando sobre-excitado pode melhorar o perfil de tensão do sistema, quando comparado ao sem GD, pois está injetando no sistema potência reativa excedente. Enquanto que um gerador síncrono operando subexcitado consome potência reativa, resultando em um pequeno aumento das tensões do sistema (BRITO, 2007, p. 33).

4.3. HARMÔNICOS

Aerogeradores do tipo velocidade fixa e velocidade variável limitada, A e B respectivamente, não injetam correntes harmônicas no sistema, portanto não provocam impacto no nível de harmônico da rede.

Na configuração do GIDA as correntes que circulam no conversor, que é ligado ao estator, apresentam harmônicos que são injetados no sistema.

Para turbinas tipo D, que utilizam conversor completo de frequência, a corrente total da turbina é consequência do chaveamento desse conversor, e, portanto apresenta conteúdo harmônico.

Os impactos associados à injeção de harmônicos, não dependem unicamente do perfil informado pelo fabricante, mas também das impedâncias do sistema visto pelo operador no ponto de injeção de diversas configurações e operações. Há também as componentes associada à modelagem das fontes de corrente, da modelagem dos elementos do sistema e das cargas, da composição dos harmônicos, entre outros (RAMOS; TAVARES; SENA, 2012, p. 58).

A GD pode influenciar na taxa de harmônicos em linhas de distribuição de diferentes formas. Conversores que utilizam eletrônica de potência, utilizados na interface do gerador, podem causar correntes harmônicas, porém plantas eólicas convencionais, que utilizam geradores de síncronos ou de indução, podem alterar a impedância harmônica da rede e conseqüentemente a própria resposta a outras fontes de harmônicos.

Conversores com eletrônica de potência projetada para operar com mais de 1MW em geração distribuída, ainda não são muito difundidos, com a exceção de algumas turbinas de velocidade variável, porém o aumento no futuro de tal equipamento pode ser antecipado com as rápidas mudanças nos dispositivos e topologias dos conversores. Nos últimos 5 a 10 anos os conversores de tensão se tornaram comuns, porém, anterior a isso, conversores à tiristor eram utilizados por alguns geradores de GD (JENKINS et al, 2011, p. 142).

4.4. IMPACTO NA QUALIDADE DE ENERGIA

Os principais impactos na qualidade da energia fornecida pelas CGEs estão relacionados ao efeito de cintilação (*flicker*) e de harmônicos. Este efeito é facilmente identificado pela variação da intensidade luminosa das lâmpadas, trata-se de uma avaliação dos níveis de perturbação causados na tensão medida por indicadores das normas IEC e adotados pelo ONS. Estes impactos são medidos nas regiões de influência de cada CGE e são decorrentes da própria operação em regime permanente dos geradores, de manobras internas e das correntes de magnetização.

Em princípio os geradores que são diretamente conectados tem tendência de apresentarem um maior índice de cintilação. Já os aero geradores que não são

conectados diretamente a rede, ou seja, que utilizam conversores têm índices menores de cintilação, quando comparados aos geradores eólicos com conexão direta (RAMOS; TAVARES; SENA, 2012, p. 58).

4.5. MUDANÇA NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE

Há duas formas nas quais a GD pode influenciar as variações nas tensões:

- Operando em coordenação com as exigências de carga de cada local, ou seja, quando a houver um aumento na demanda da carga, é necessário que a produção local acompanhe de forma proporcional. Operando desta forma há uma redução das variações entre o máximo e o mínimo nível de tensão, se comparado a casos sem GD;
- Não há coordenação com a carga local. A potência da GD aumenta as variações entre o nível máximo e o mínimo de tensão, comparados a uma situação sem GD. O nível de tensão mínimo se manteria estável, pois é análogo a uma situação de carga máxima, sem GD. Enquanto o nível máximo de tensão aumentaria, pois, apesar da carga leve, a central estaria operando com máxima geração.

No caso da GD não estar operando em coordenação com a carga local, um dos principais fatores técnicos que podem limitar a potência de geradores síncronos conectados à rede é a variação nas tensões nodais com a conexão da GD, que ocorre principalmente em situações de carga leve.

Para o sistema, é indispensável garantir que o perfil de tensão da rede não seja alterado antes da instalação de um gerador distribuído (BRITO, 2007, p. 34).

Logo, os seguintes casos críticos que merecem mais atenção:

- Máximo carregamento e sem geração ;
- Mínimo carregamento e máxima geração;
- Máximo carregamento e máxima geração.

4.6. ALTERAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

A alteração nos níveis de curto-circuito é um problema que se agrava bastante em redes urbanas, visto que com o aumento do curto-circuito é necessário sobre dimensionar a rede, ou realizar a troca de disjuntores e outros equipamentos, fazendo com que as instalações elétricas tenham um valor muito elevado, chegando, algumas vezes, a tornar inviável a instalação dos produtores independentes. No caso de ocorrer uma redução nos níveis de curto-circuito, é necessário rever o dimensionamento e sensibilidades das proteções, pois em alguns casos a proteção de sobrecorrente, por estar sobredimensionada, pode não identificar determinadas faltas que ocorram no sistema. Caso ocorra a redução dos níveis de curto-circuito, deve-se rever a sensibilidade das proteções, pois em alguns casos a proteção de sobrecorrente pode não identificar determinadas faltas que ocorram no sistema (NICOLLOTTI; SILVA; JORGE, 2011, p. 35).

4.7. INFLUÊNCIA NO SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA INSTALAÇÃO DE GD EM UM ALIMENTADOR

A contribuição de uma GD no caso de um curto-circuito não é muito grande, porém no caso de vários geradores ligados a um ramal de alimentação, a contribuição acumulada pode alterar o nível de curto-circuito da rede. Ocasionalmente a descoordenação da proteção e afetando a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição. A Figura 11 mostra um alimentador típico com proteção por fusível em seus ramais.

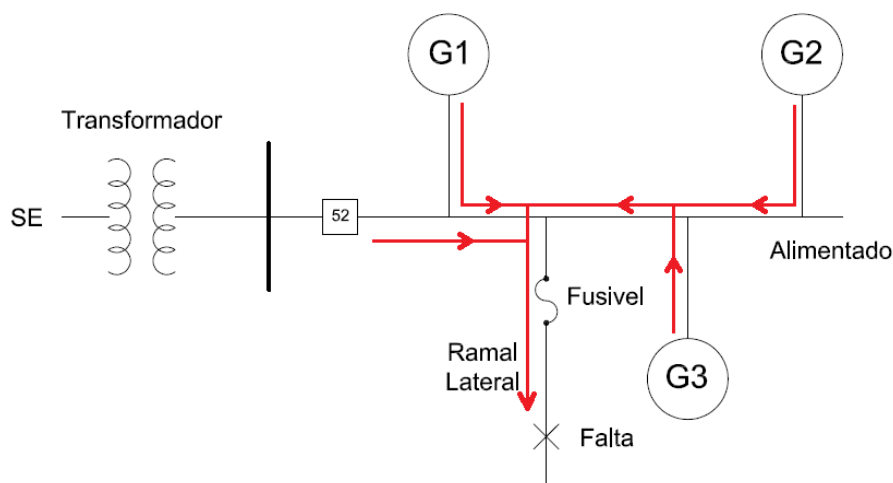


Figura 11 - Aumento do nível de curto-circuito devido à contribuição da GD
Fonte: Os Autores, 2013.

Se unidades de GD são adicionadas ao alimentador, sem um novo estudo das proteções, no momento em que ocorrer uma falta, o fusível pode perder a coordenação com o disjuntor e fundir desnecessariamente.

Durante a revalidação do estudo das proteções, para casos como este, deve ser levado em consideração:

- Dimensionamento de linhas de transmissão/distribuição segundo os limites térmicos;
- Definição da capacidade de interrupção de disjuntores;
- Realização de estudos de estabilidade dinâmica.

O estudo das proteções deve ser realizado quando novas unidades GDs se conectam ao sistema. Este estudo deve determinar os níveis de curto-circuitos para faltas trifásicas, fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra, em pontos principais, como nos terminais de cada gerador, barramentos de distribuição em média, lado primário e secundários de transformadores e pontos que influenciem diretamente na conexão do gerador com a rede.

Como resultados serão obtidos níveis de curto nas principais barras e as contribuições dos alimentadores conectados, sendo então possível verificar se os equipamentos estão adequados às condições as quais poderão ser submetidos (LUIZ, 2012, p. 94)

5. PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO NA GERAÇÃO DISTRIBUIDA EÓLICA

Ilhamento ou operação em ilha é uma operação na qual a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de energia elétrica (NTC 905100). No sistema de distribuição de energia elétrica quando um alimentador fica sujeito a interrupção do fornecimento de energia pela concessionária, formam-se ilhas ou regiões energizadas isoladas do restante do sistema, caracterizando o ilhamento (HERNANDES, 2009).

Faltas no sistema elétrico provocam a atuação de dispositivos de proteção tais como religadores, fusíveis ou disjuntores, os quais provocam desligamento em trechos de linha ou subestações resultando em uma interrupção (HERNANDES, 2009).

Usualmente, o intervalo de tempo solicitado para detecção do ilhamento e desconexão do gerador é inferior a 500 milissegundos (ms), devido ao fato de que em alguns casos o religamento automático dos circuitos desligados acontecer em menos de 1 segundo e também que, quanto menor o tempo que o sistema ficar ilhado, menor a probabilidade de outros danos que estarão fora do controle da concessionária (HERNANDES, 2009).

Após a ocorrência de um ilhamento, os valores de tensão e a frequência do subsistema isolado variam conforme os desbalanços de potência ativa e reativa, isto ocorre pela diferença entre as potências ativas e reativas geradas e consumidas. A variação dos desbalanços é diretamente proporcionam as variações das tensões e frequência. Portanto, detectar variações de alta amplitude de tensão e frequência é um processo simples para o sistema de proteção, o que faz com que a situação de ilhamento seja facilmente identificada. Porém, caso os desbalanços de potência ativa e reativa sejam de menor proporção, as variações de tensão e frequência são pequenas e a ocorrência de ilhamento pode não ser detectada a tempo pela concessionária ou até mesmo não ser identificada, caracterizando um problema para a concessionária.

A operação de ilhamento ocorre em condições de:

- Falta na rede, com atuação dos dispositivos de proteção, porém sem detecção por parte da geração distribuída;

- Desconexão da rede em decorrência da falha de um equipamento;
- Desconexão da rede em virtude de manutenção;
- Desconexão da rede em caso de erro humano;
- Desconexão da rede em decorrência de fenômenos da natureza tais como descargas atmosféricas ou ventos intensos.

As principais consequências da falha da detecção de ilhamentos são:

- Implicar situação de risco à segurança da equipe de manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, devido a porções do sistema que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária;
- Comprometer a qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada, embora esta ainda seja a responsável legal por este item;
- Mudanças drásticas dos níveis de curto-circuito na rede ilhada podem prejudicar a operação satisfatória da coordenação do sistema de proteção da rede ilhada;
- O sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado devido à presença de geradores;
- Durante a re-energização da rede o gerador síncrono pode estar fora de sincronismo, ficando sujeito a danos (PINTO NETO, 2012).

5.1. TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As técnicas de detecção de ilhamento são definidas em função dos seus princípios operativos. São duas classes principais divididas em subclasses que possuem diversas técnicas e suas escolhas dependem da viabilidade técnica e econômica (VIEIRA, 2011).

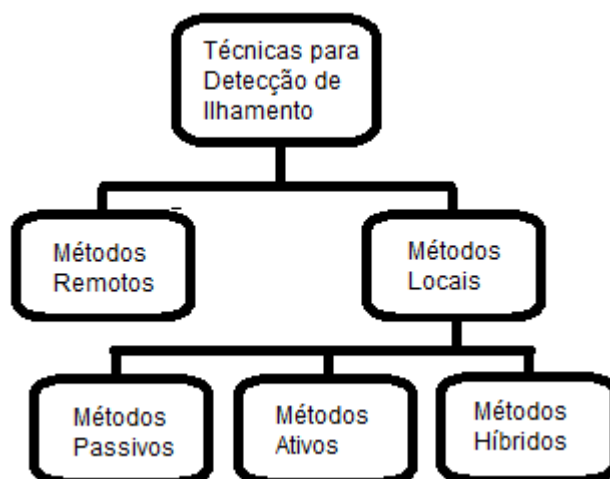


Figura 12 - Técnicas de detecção de ilhamento.
Fonte: Autoria própria.

5.1.1. Técnicas Remotas

Técnicas que utilizam comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos. Apresentam elevada eficácia na identificação de situações de ilhamento, porém altos custos de instalação, devido ao uso de sofisticados esquemas de comunicação, controle e aquisição de dados. E esses motivos tornam essa técnica pouco atraente para pequenos geradores. As principais técnicas remotas são as baseadas em sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), em sistema PLCC (Power Line Carrier Communication) e rede de comunicação de dispositivos de proteção (VIEIRA, 2011).

5.1.2. Técnicas Locais

Baseada na medição de parâmetros no gerador distribuído tais como voltagem, frequência, corrente, classificados em métodos ativos, passivos ou híbridos (PUJHARI, 2009). São divididas em ativas, passivas e híbridas.

- Técnicas Ativas: Para detecção do ilhamento essas técnicas requerem que o gerador distribuído injete sinais que provoquem pequenos distúrbios no sistema elétrico de potência, acarretando um

comportamento diferente entre as condições de operação interligada com a concessionária e operação quando estiver isolado do sistema.

- Técnicas Passivas: Métodos baseados na medição de grandezas elétricas no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico, a identificação do ilhamento se deve as variações significativas nessas grandezas (VIEIRA, 2011).
- Técnicas Híbridas: Os métodos híbridos utilizam-se de ambos os métodos, ativos e passivos, inicialmente os métodos passivos fazem o monitoramento contínuo do sistema elétrico e a suspeita de ilhamento, por fim os métodos ativos realizam a confirmação de ilhamento e desconexão do gerador da carga ilhada (NICOLLOTTI; SILVA; JORGE, 2011, p. 31).

Tabela 4 - Comparativo entre métodos de detecção de ilhamento

Quadro - Comparativo entre métodos de detecção de ilhamento			
Métodos de detecção de ilhamento	Vantagens	Desvantagens	Exemplos
1. Método Remoto	Confiabilidade elevada	Alto custo de implantação	Sistema Carrier Tranferência de disparo
2. Método Local			
2.1 Método Ativo	Detecta ilhamento mesmo quando a demanda e geração do sistema são iguais	As perturbações geradas podem alterar a potência do sistema e também causar a perda de estabilidade do mesmo	Sistemas de deslocamento de fase ou frequência
		Alto tempo de detecção devido ser necessário tempo para se analisar a resposta	Medição de impedância
		Introduz perturbação ao sistema	Detecção por perturbação na potência reativa
2.2. Método Passivo	Não gera perturbações para o sistema	Complexo ajuste do sistema para sensibilização do sistema de proteção	Taxa de variação de frequência
	Alta precisão quando a potência da carga e do sistema apresentam grande diferença	Instável, podendo ocorrer disparos indevidos devido a transitórios no sistema	Taxa de variação de tensão
	Pequeno tempo de detecção	Quando a potência da carga e do gerado são próximas apresenta dificuldades de detecção de ilhamento	Distorção harmônica no sistema
2.3. Método Híbrido	Possue pequena zona de não detecção	Tempo para detecção de ilhamento permanece elevado devido ser necessário a aplicação de ambos os métodos	Técnica baseada na realimentação positiva e desbalanceamento de tensão
	As perturbações são aplicadas no sistema elétrico somente quando necessárias		Técnica baseada na variação de potência reativa e tensão

Fonte: PUJHARI, T. *Islanding detection in distributed generation*, 2006 - Adaptado

5.2. CONEXÃO DE GERADORES EM BT COM EMPREGO DE INVERSORES

De acordo com o manual de acesso de geração distribuída ao sistema da Copel, o sistema de proteção mínimo, desconsiderando as proteções do gerador que devem ser estudadas e instaladas pelo acessante, estão representadas na Figura 13 (COPEL, 2010).

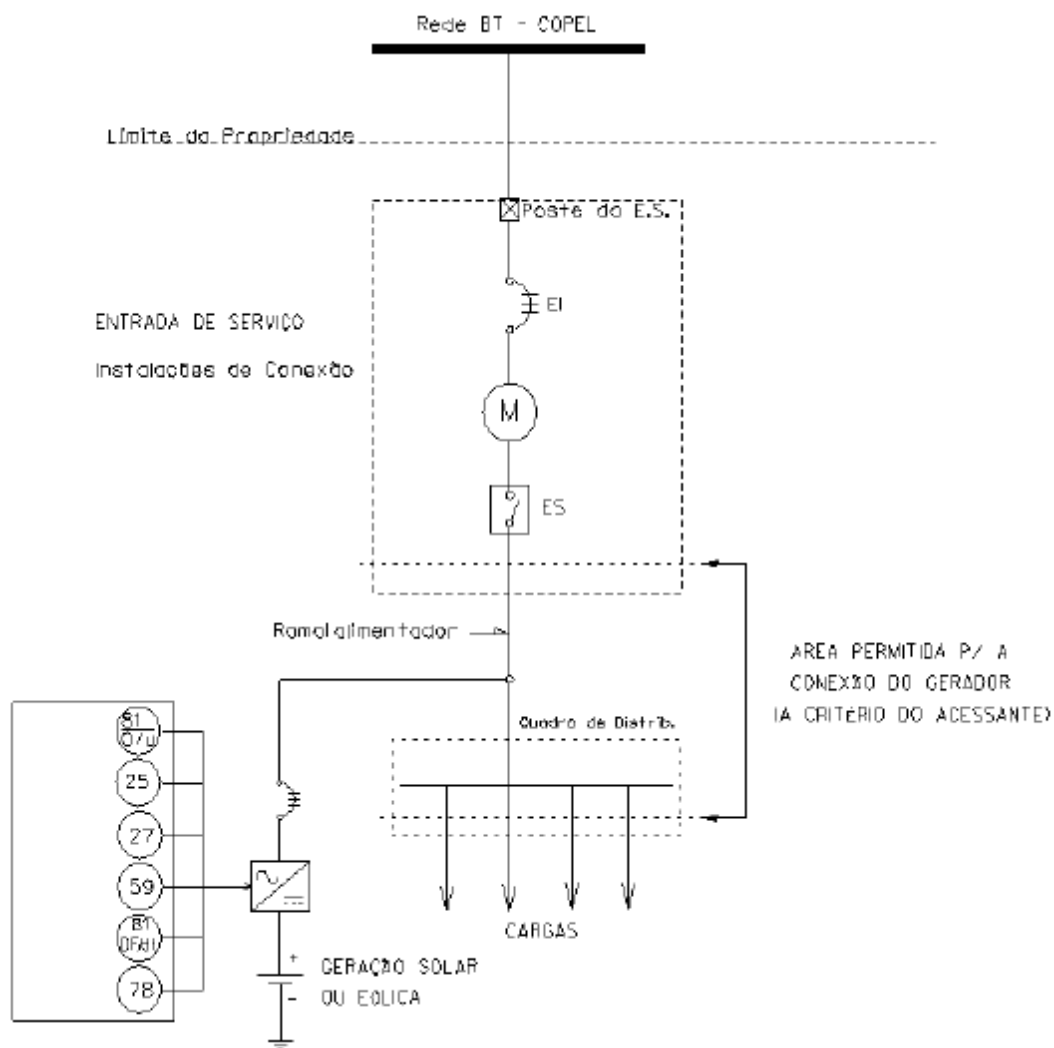


Figura 13 – Esquema de proteção Copel
Fonte: COPEL, 2010

As funções básicas do sistema de proteção da Copel estão apresentadas na tabela 5 (COPEL, 2010).

Tabela 5 - Funções do sistema de proteção Copel

Quadro - Funções do sistema de proteção do sistema Copel		
Equipamento	Especificação	Função
Sobretensão	Detecção de condições anormais de tensão	59
Subtensão	Detecção de condições anormais de tensão	27
Sobre ou subfrequência	Frequência com dois elementos, sobre ou subfrequência, para detecção de condições anormais de frequência	81 O/U
Check de sincronismo	Verificar se no ponto de interligação, os parâmetros de frequência e ângulo de fase da tensão estão dentro dos limites aceitáveis para conexão	25
Relé de salto vetorial	Anti-ilhamento	78
Relé de taxa de variação de frequência	Anti-ilhamento	81 df/dt

Fonte: COPEL, 2010

5.3. RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA (81 DF/DT)

O relé de taxa de variação de frequência do sistema, em inglês *Rate of Change of Frequency* (ROCOF), tem como característica sua elevada sensibilidade e confiabilidade para detecção de ilhamento quando a variação de frequência for relativamente lenta, o que normalmente ocorre quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado, resultando com que os relés de sub/sobrefrequência não atuem (PITOMBO, 2010).

Portanto utiliza-se o relé de taxa de variação de frequência no tempo como uma grandeza auxiliar para detectar mudanças lentas na frequência do sistema elétrico, sendo este relé utilizado na solução de determinadas condições de ilhamento, nas quais as variações de frequência possam afetar o funcionamento normal do sistema elétrico (NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011).

De acordo com o diagrama da Figura 14, calcula-se a taxa de variação de frequência através da medição de, normalmente, 2 a 50 ciclos da forma de onda da tensão. O processamento desse sinal por filtros indica se o disjuntor deve ser aberto ou não, caso o valor absoluto da taxa de variação de frequência ultrapasse o ajuste do relé (β), o disjuntor do gerador é imediatamente aberto, os ajustes tipicamente estão na faixa de 0,10 a 2,00 Hz/s. Eles também possuem um elemento que realiza o bloqueio do relé caso a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um valor mínimo (V_{\min}) (VIEIRA et AL, 2008).

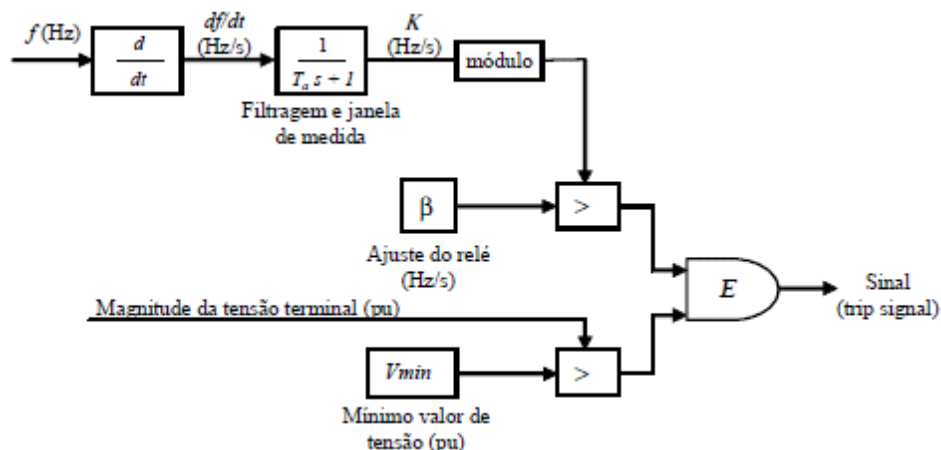


Figura 14 – Diagrama do relé de taxa de variação de frequência
Fonte: (VIEIRA et AL, 2008).

5.4. RELÉ DE SALTO VETORIAL OU DESLOCAMENTO DE FASE (78)

O relé de salto vetorial (*vector shift*), também conhecido como relé de deslocamento de fase (*phase displacement*), função 78, baseia-se na variação angular sofrida pela tensão nos terminais do gerador durante a desconexão da rede principal. Esse relé tem sido muito utilizado devido ao aumento do sistema de geração distribuída e a necessidade de melhoria nos métodos de detecção de ilhamento (NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011).

O princípio de funcionamento, conforme o diagrama mostrado na Figura 15, em que um gerador síncrono está equipado com um relé de deslocamento de fase e opera em paralelo com o sistema de distribuição, alimentando uma carga L. A conexão do subsistema com a rede de distribuição é feita pelo disjuntor DJ.

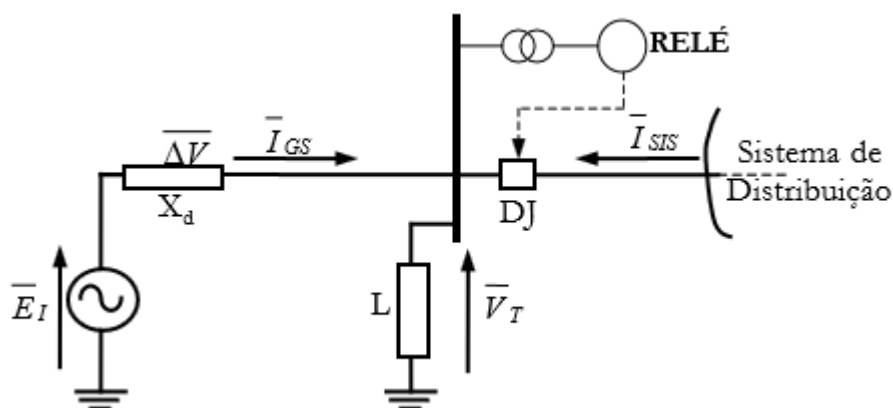


Figura 15 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição
Fonte: (VIEIRA et AL, 2008).

Na situação de regime permanente, observa-se que há uma queda de tensão ΔV entre a tensão terminal V_T e a tensão interna do gerador E_I , devido à corrente do gerador I_{GS} que passa por sua reatância síncrona X_d . Como consequência há uma defasagem angular θ entre a tensão terminal e a tensão interna do gerador, conforme Figura 16.

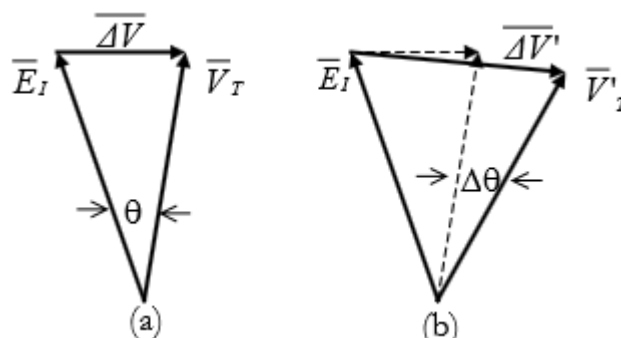


Figura 16 - Fasores da tensão interna e terminal do gerador:
 (a) antes da abertura do disjuntor;
 (b) após a abertura do disjuntor.
 Fonte: (VIEIRA et AL, 2008).

Em caso de o disjuntor DJ abrir devido a um curto-circuito, o sistema composto pelo gerador síncrono e a carga L torna-se ilhado. Portanto o gerador síncrono se torna a única fonte de alimentação da carga L , uma vez que a corrente proveniente do (ou fornecida ao) sistema de distribuição foi abruptamente interrompida. Logo, o gerador síncrono desacelera se existir déficit de geração de potência ativa no subsistema isolado, ou acelera se existir excesso de geração de potência ativa. No instante da abertura do disjuntor DJ, o gerador síncrono assume ou rejeita carga e, como consequência, a defasagem angular $\Delta\theta$ entre E_I e V_T aumenta ou diminui repentinamente, conforme Figura 16. O valor instantâneo da tensão terminal se altera assim como seu ângulo de fase, como ocorre a variação do ângulo de fase da tensão terminal, a frequência também varia. Esse comportamento da tensão terminal também é conhecido como “salto de vetor”.

Conforme o diagrama apresentado na Figura 17, quando a variação do ângulo da tensão medida pelo relé for maior que um ângulo de referência β ajustado previamente no dispositivo, geralmente entre 2 e 20 graus, um sinal é enviado

imediatamente do relé para o disjuntor realizar a desconexão do gerador (VIEIRA et AL, 2008).

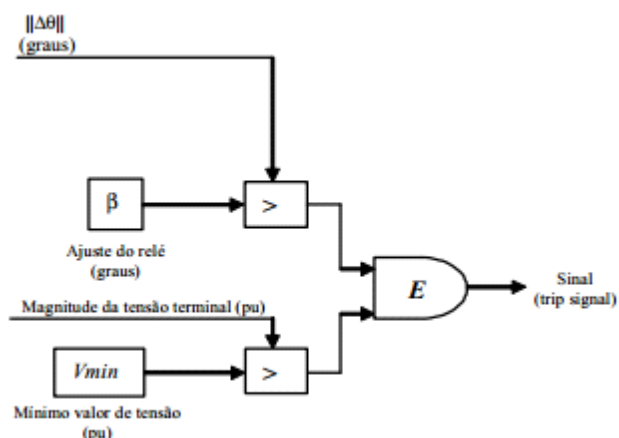


Figura 17 – Diagrama do relé de salto vetorial
Fonte: (VIEIRA et AL, 2008).

A função do relé de deslocamento de fase é um método passivo que mede a duração do ciclo elétrico atual (onda medida) e realizam a comparação com a duração do último ciclo medido (onda de referência). No caso da ocorrência de uma situação de ilhamento a duração do ciclo pode ser mais longa ou curta, dependendo se existe déficit ou excesso de potência ativa na rede ilhada, de acordo com a Figura 18 (VIEIRA et AL, 2008).

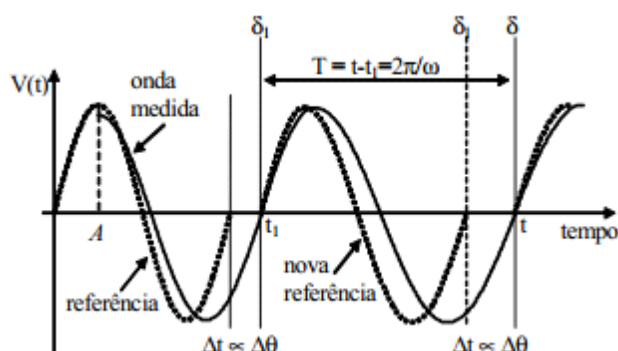


Figura 18 – Representação do funcionamento do relé de salto vetorial
Fonte: (VIEIRA et AL, 2008).

A variação da duração do ciclo resulta em uma variação do ângulo da tensão $\Delta\theta$, o ilhamento ocorre no instante A, o período medido pelo relé representado por T e a frequência angular medida pelo sistema é ω (VIEIRA et AL, 2008).

6. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA

A análise de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica através de simulação digital vem sendo pesquisada intensivamente desde a década de 60. Várias metodologias de modelagem e solução das equações da rede elétrica têm sido propostas, sendo que, de forma simplificada, os principais métodos podem ser classificados como análise nodal, análise nodal modificada ou análise por variáveis de estado. Programas que empregam análise nodal são fundamentados na metodologia proposta por Dommel em seu artigo (DOMMEL, 1969).

Dois programas que contêm esse tipo de ferramenta de análise são o ATP (*Alternative Transients Program*) e o SimPowerSystems do Matlab. Em razão da grande aceitação do ambiente Matlab no meio acadêmico, os modelos de geração eólica distribuída serão desenvolvidos utilizando-se o SimPowerSystems.

6.1. SIMPOWERSYSTEMS

O SimPowerSystems é um conjunto de bibliotecas contendo diversos componentes de sistemas de potência para ser utilizado juntamente com o Matlab/Simulink ou mediante utilização de linguagem de programação Fortran ou C. Sua vasta biblioteca possui os mais variados modelos dinâmicos dos componentes do sistema elétrico de potência. Dentre eles destacam-se elementos RLC concentrados, cargas não lineares, modelos de máquinas elétricas síncronas, assíncronas e contínuas e respectivos controles associados. Além de tais componentes, apresenta ainda modelos de linhas de transmissão e cabos concentrados e distribuídos, para-raios, transformadores, disjuntores, elementos de eletrônica de potência e circuitos de controles.

Uma de suas principais utilizações é simular transientes em circuitos elétricos. O que pode ser feito com interruptores mecânicos (disjuntores) ou interruptores que utilizam dispositivos eletrônicos de potência.

Além de permitir que seja escolhido o método de resolução utilizado nas simulações (contínuas, discretas ou fasoriais), uma importante funcionalidade do SimPowerSystems é o cálculo das condições iniciais das variáveis das máquinas

elétricas e controles, a partir de um cálculo de fluxo de carga (NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011).

6.2. SISTEMA EM ANÁLISE

Os sistemas elétricos modelados são mostrados na Figura 19 e Figura 20.

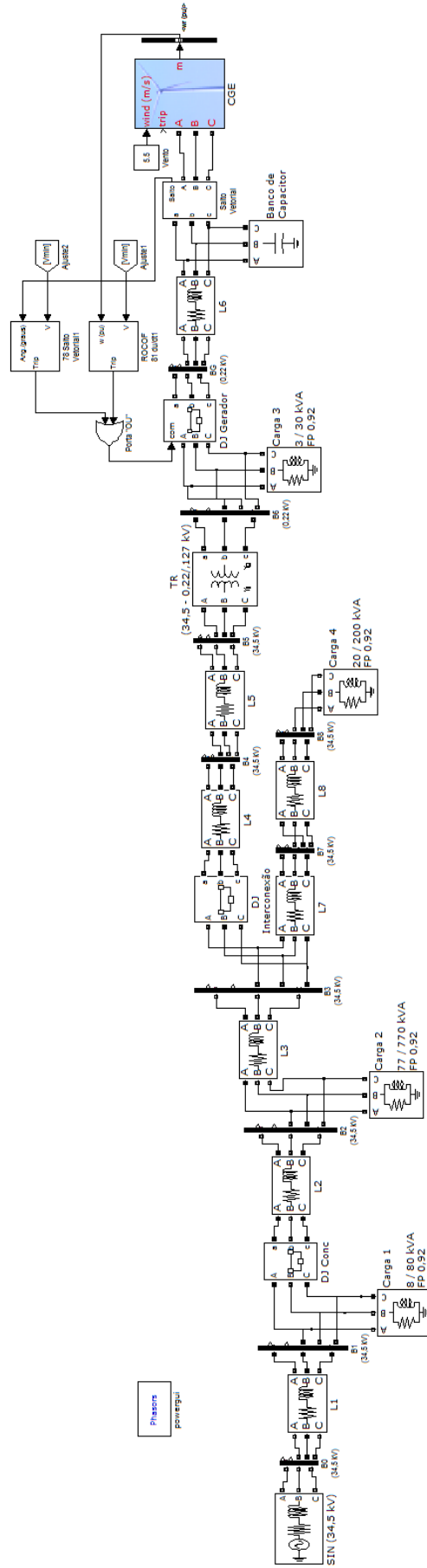


Figura 19 - Esquema trifilar do sistema trifásico em análise modelado no Matlab.
Fonte: Autoria própria, 2013.

6.3. ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO

A fim de apresentar maior fidelidade à análise dos respectivos fenômenos transitórios e respostas do sistema, a modelagem dos elementos será desenvolvida de modo trifásico.

6.3.1. Gerador Eólico

O modelo de representação do gerador eólico utilizado na simulação é o Gerador Eólico de Indução Gaiola de Esquilo (Velocidade Fixa). Neste gerador, o enrolamento do estator está ligado diretamente à rede e o rotor é acionado pela turbina eólica. A energia captada pela turbina é convertida em energia elétrica pelo gerador de indução e são transmitidos para a rede pelo enrolamento do estator. O ângulo de inclinação é controlado de modo a limitar a potência de saída do gerador para o seu valor nominal em velocidades de vento elevadas. A fim de gerar energia, a velocidade do gerador de indução deve ser ligeiramente superior à velocidade síncrona. Mas a variação de velocidade é tipicamente tão pequena que é considerado como um gerador de energia eólica de velocidade fixa. A potência reativa absorvida pelo gerador de indução é fornecida pela rede ou por alguns dispositivos, como bancos de capacitores, compensadores estáticos de reativos (SVC), entre outros.

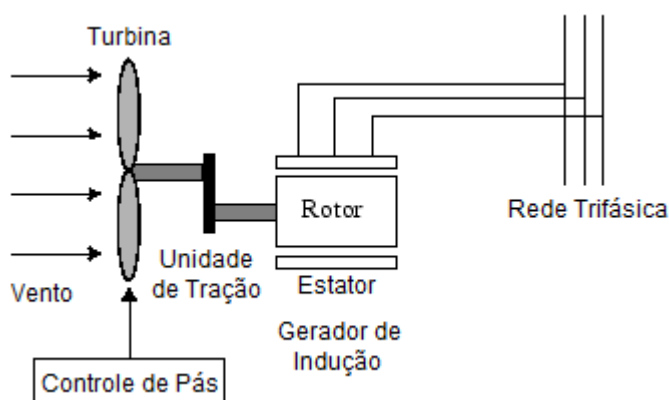


Figura 21 - Gerador Eólico de Indução.
Fonte: *The Mathworks*, 2011 adaptado.

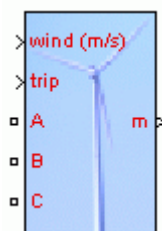


Figura 22 - Representação do bloco do Gerador Eólico de Indução Trifásico no *SimPowerSystems*.

Fonte: *The Mathworks*, 2011.

A representação do bloco do Gerador Eólico de Indução Trifásico no *SimPowerSystems* apresentado na Figura 22 mostra a máscara genérica do gerador, uma visualização mais detalhada dos componentes desse bloco está na Figura 23.

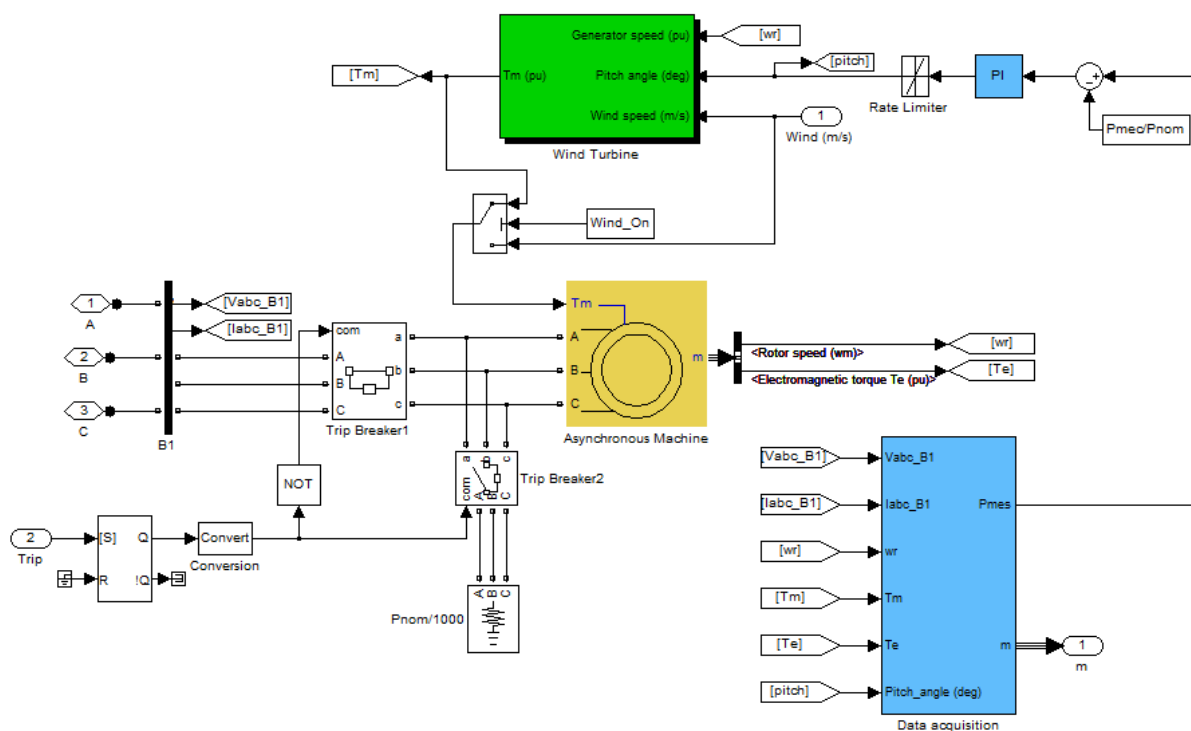


Figura 23 - Representação dos elementos do bloco do Gerador Eólico de Indução Trifásico no *SimPowerSystems*.

Fonte: *The Mathworks*, 2011.

Analogamente ao sistema trifásico, o gerador monofásico também é gaiola de esquilo e está representado nas figuras 24 e 25.

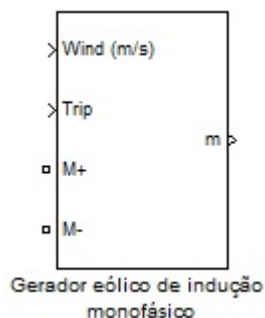


Figura 24 - Representação do bloco do Gerador Eólico de Indução Monofásico no *SimPowerSystems*.

Fonte: Autoria própria, 2013.

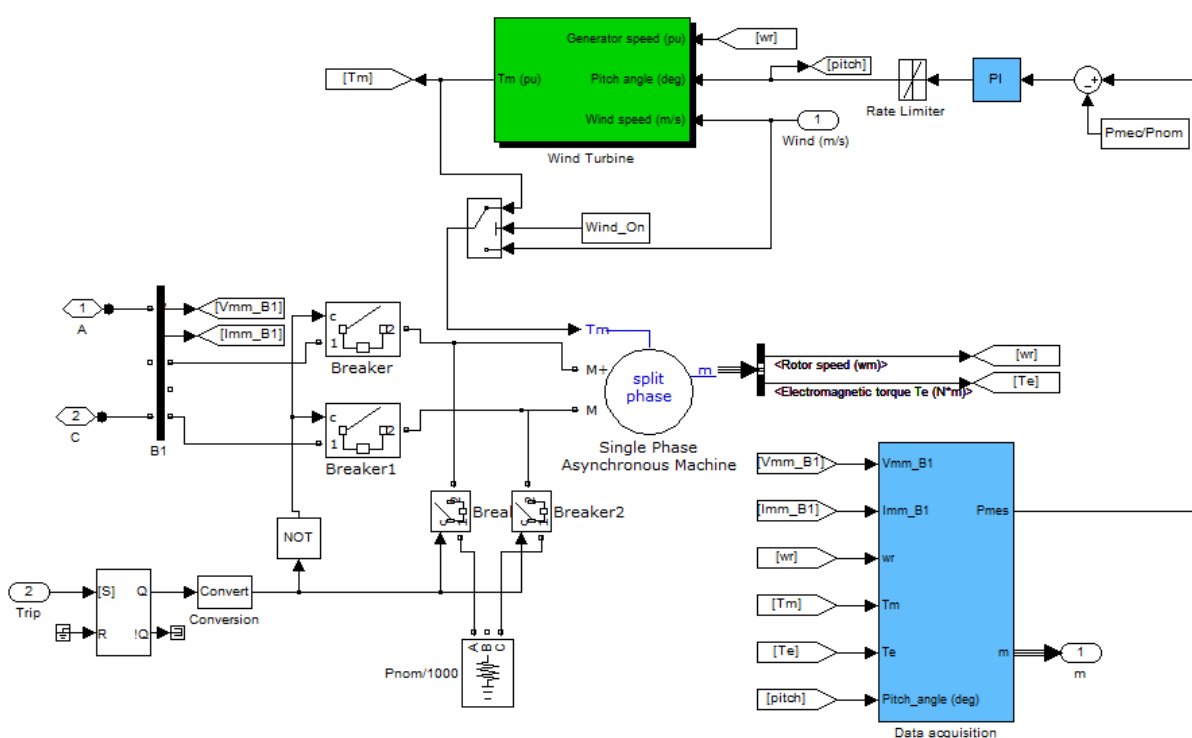


Figura 25 - Representação dos elementos do bloco do Gerador Eólico de Indução Monofásico no *SimPowerSystems*.

Fonte: *The Mathworks*, 2011.

6.3.2. Transformadores de Potência

Ao desprezarmos os efeitos de saturação do núcleo dos transformadores e considerarmos suas perdas, os transformadores trifásicos e monofásicos de potência de dois enrolamentos serão representados pelo modelo T, conforme a Figura 26.

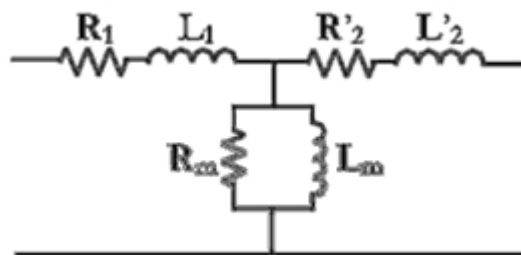


Figura 26 - Representação de transformador em modelo T por fase.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

As grandezas elétricas presentes na Figura 26 equivalem aos seguintes elementos:

R_1 e L_1 - resistência e indutância do primário;

R'_2 e L'_2 - resistência e indutância do secundário referidos ao primário;

R_m e L_m - resistência e indutância de magnetização.

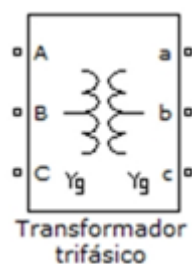


Figura 27 - Representação de transformador trifásico no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

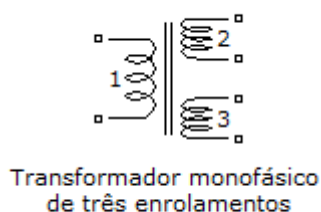


Figura 28 - Representação de transformador monofásico no SimPowerSystems
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

6.3.3. Alimentadores

Os alimentadores serão curtos e o nível de tensão não ultrapassará 34,5 kV. Desta forma, o efeito capacitivo em derivação é desprezível e os alimentadores

poderão ser representados por parâmetros concentrados, impedâncias RL em série ($R+j\omega L$).

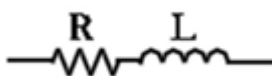


Figura 29 - Circuito equivalente monofásico RL do alimentador.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.



Figura 30 - Representação do circuito trifásico do alimentador no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

6.3.4. Disjuntores

O disjuntor utilizado pode abrir e fechar seus contatos conforme tempos definidos na simulação ou através de um comando externo. Tem-se a opção de escolher cada uma das fases que será comutada, gerando uma infinidade de possibilidades de simulação em virtude das diversas combinações possíveis.

Além deste controle, há parâmetros a serem preenchidos, tais como a resistência do disjuntor, resistência e capacitância de amortecimento e medições de tensão e corrente.

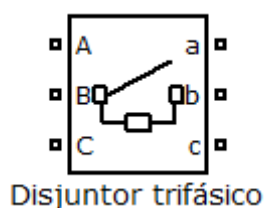


Figura 31 - Representação do disjuntor trifásico no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

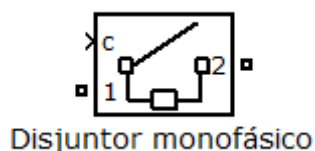


Figura 32- Representação do disjuntor trifásico no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

6.3.5. Cargas

As cargas possuirão fator de potência igual a 0,92 (carga indutiva). Conforme as figuras 33 e 34 serão representadas como cargas RL.

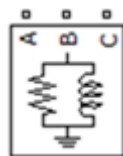


Figura 33 - Representação de carga trifásica no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.



Carga monofásica

Figura 34- Representação de carga monofásica no SimPowerSystems.
Fonte: *The Mathworks*, 2011.

6.4. RELÉS DE PROTEÇÃO

6.4.1. Relé de taxa de variação de frequência

Baseado na referência NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011 e no que foi descrito no item 4.2, o modelo computacional do relé de taxa de variação de frequência utilizado para as simulações deste trabalho é o ROCOF. O diagrama simplificado de blocos deste relé pode ser visto na Figura 35.

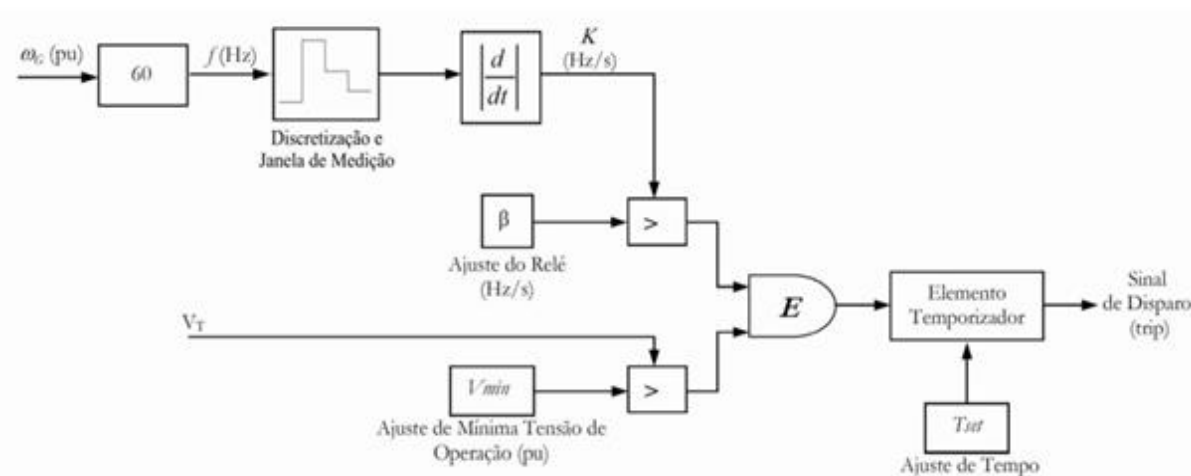


Figura 35 - Diagrama de blocos simplificado do relé de taxa de variação de frequência.
Fonte: Nicolotti; Silva; Jorge, 2011.

Com base na Figura 35, pode-se perceber que a frequência da rede é determinada utilizando-se a velocidade do gerador em pu (representada na entrada do bloco, ω). A frequência instantânea da rede, obtida a partir deste sinal, é discretizada e filtrada através de uma função de transferência de primeira ordem. Em consultas aos manuais técnicos dos relés de proteção dos fabricantes SEL, determinou-se a janela de medição mais adequada para simulação. Uma opção é a utilização de uma janela de medição de duração de quatro ciclos. Após a medição, o sinal amostrado é derivado em relação ao tempo e o valor absoluto do sinal resultante (variação temporal) é comparado com o ajuste do relé. Caso o valor medido seja maior que o ajuste do relé durante um tempo maior que duas medições de quatro ciclos (T_{set}) o relé é sensibilizado e envia um sinal de disparo para a abertura do disjuntor no ponto de interconexão (sinal de *trip*), eliminando a condição de ilhamento do sistema elétrico.

6.4.2. Relé de deslocamento de fase

Baseado na referência NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011 e no que foi descrito no item 4.3, o modelo computacional do relé de deslocamento de fase (salto vetorial) utilizado para as simulações deste trabalho é representado pelo diagrama simplificado de blocos da Figura 36.

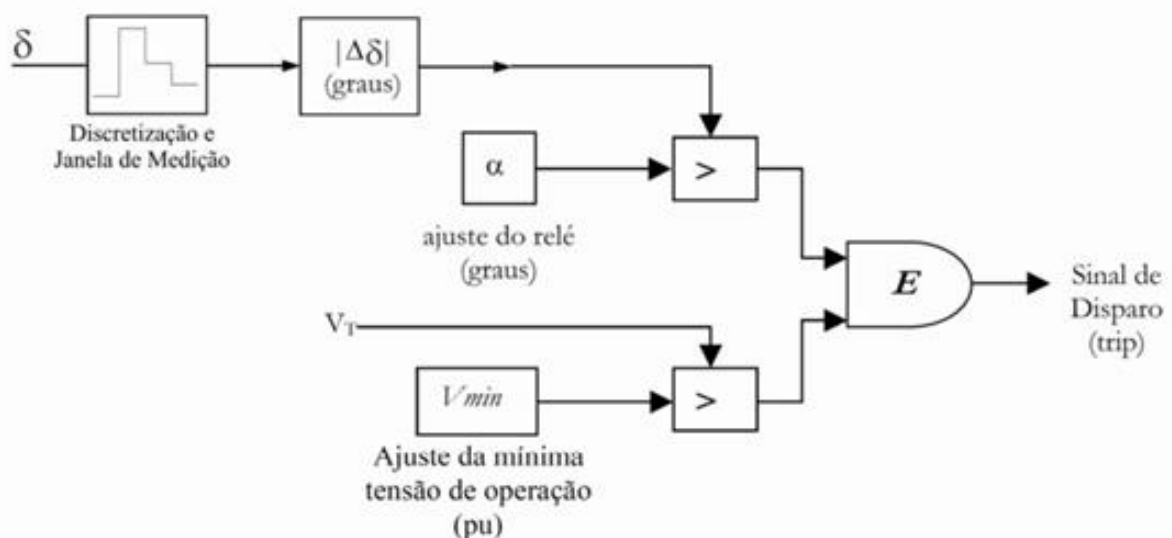


Figura 36 - Diagrama de blocos simplificado do relé de deslocamento de fase.
Fonte: Nicolotti; Silva; Jorge, 2011.

O ângulo de defasamento (δ) entre a tensão nos terminais (V_1) e a tensão interna do gerador (E_f) é obtido no SimPowerSystems através dos sinais de saída do gerador síncrono. Este sinal é discretizado e o valor absoluto da diferença entre os ângulos ($|\Delta\delta = \delta - \delta_0|$) é calculado e, em seguida, comparado com o valor ajustado no relé.

Bem como considerado para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase possui também bloqueio por restrição de tensão.

7. EVENTOS SIMULADOS PARA OS TESTES DE SENSIBILIDADE E ESTABILIDADE

Visando avaliar o desempenho de qualquer esquema de proteção, deve ser realizada a análise de dois aspectos principais: (a) a habilidade de detectar condições anormais quando ocorrem dentro da zona de proteção e (b) a capacidade de manter o sistema estável sob todas as demais condições que estejam fora da zona de proteção.

Tabela 6 – Descrição dos eventos simulados para o gerador de 5kVA

Gerador de potência nominal igual a 5kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
X1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
X2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
X3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
X4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
X6	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
X8	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X9	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms

Fonte: Autoria própria, 2013.

Foram separados assim, dois grupos principais de cenários para abordar os aspectos de desempenho das proteções, sensibilidade e estabilidade.

Para facilitar o entendimento deu-se maior enfoque ao comportamento das variáveis do gerador, a variação da frequência e o salto vetorial, que definem diretamente o comportamento dos relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, respectivamente.

Os cenários estão apresentados nas tabelas 6, 7 e 8.

Tabela 7 - Descrição dos eventos simulados para o gerador de 100kVA

Gerador de potência nominal igual a 100kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Y1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Y2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Y3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Y4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y6	Estabilidade	Falta trifásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Y7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y8	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y9	Estabilidade	Falta trifásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Y10	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y11	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y12	Estabilidade	Falta trifásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s

Fonte: Autoria própria, 2013.

Tabela 8 - Descrição dos eventos simulados para o gerador de 1000kVA

Gerador de potência nominal igual a 1000kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Z1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Z2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Z3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Z4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z6	Estabilidade	Falta trifásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Z7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z8	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z9	Estabilidade	Falta trifásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Z10	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z11	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z12	Estabilidade	Falta trifásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s

Fonte: Autoria própria, 2013.

8. ANÁLISE DOS RESULTADOS DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO MONOFÁSICO DE 5KVA

Nas simulações com o gerador monofásico, o Matlab/SimPowerSystems e sua biblioteca incompatibilizam elementos da turbina eólica com a máquina síncrona de uma fase. Estes cenários ficaram impossibilitados de serem executados devido a este problema. No Matlab, modelos de geradores eólicos de indução simulam sistemas elétricos trifásicos (LINDGREN; SVENSSON; GERTMAR, 2012).

Durante as tentativas de simulações monofásicas no software MATLAB observou-se que não é possível utilizar o método de cálculo por fasores, pois o mesmo é incompatível com o gerador monofásico utilizado, exibindo então o seguinte erro:

“O bloco do *SimPowerSystem* não é permitido com o método de simulação por fasores: Bloco : TCC_mono_R01/Gerador eólico de indução monofásico/Máquina Assíncrona Monofásica. Tipo : Máquina Assíncrona Monofásica”.

Desta forma, efetuou-se alguns testes trifásicos com as características do monofásico, mesma potência e tensão de operação, conforme descritos nos itens 8.1, 8.2 e 8.3.

8.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES

O cenário mais crítico a ser analisado é o momento em que a carga ilhada se equivale à potência que está sendo fornecida pelo gerador ao sistema antes do ilhamento. A simulação deste cenário é de grande relevância, pois as variações da velocidade e do ângulo de carga são pouco expressivas, logo a detecção da situação de ilhamento pelo sistema de proteção torna-se bastante difícil. Quando a potência da carga ilhada é muito menor ou maior que a potência que está sendo fornecida pelo gerador antes do ilhamento, a velocidade e ângulo de carga do gerador sofrem variações bruscas que levam conseqüentemente a atuação das proteções anti-ilhamento aqui estudadas (NICOLOTTI; SILVA; JORGE, 2011).

Foram elaborados três cenários para o gerador eólico de indução monofásico gerando 5 kVA, visando os testes de sensibilidade das proteções, sendo eles com cargas indutivas com fator de potência de 0,92, os cenários estão apresentados na tabela 9. Para as simulações com o gerador de 5 kVA foi utilizado um transformador de 25 kVA.

Tabela 9 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 5 kVA

Gerador de potência nominal igual a 5kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
X1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
X2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
X3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.

Fonte: Autoria própria, 2013.

Em todos os cenários de sensibilidade foram considerados que ocorre o ilhamento das cargas com a CGE em um tempo de 10s após o início da simulação.

Nos cenários de sensibilidade estudados, as tensões e correntes no barramento do gerador não sofrem alterações significativas no momento em que ocorre o ilhamento, devido aos cenários simulados não apresentarem grandes variações de carga, portanto tais gráficos não foram apresentados.

8.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade

Para os diferentes cenários simulados, verificou-se que à medida que a carga ilhada se aproxima do valor da potência entregue pelo gerador antes do ilhamento, os valores de velocidade e ângulo de carga variam com menor intensidade.

Os gráficos 1 e 2 apresentam respectivamente o salto vetorial e a frequência do gerador de acordo com os cenários X1 a X3 da tabela 9.

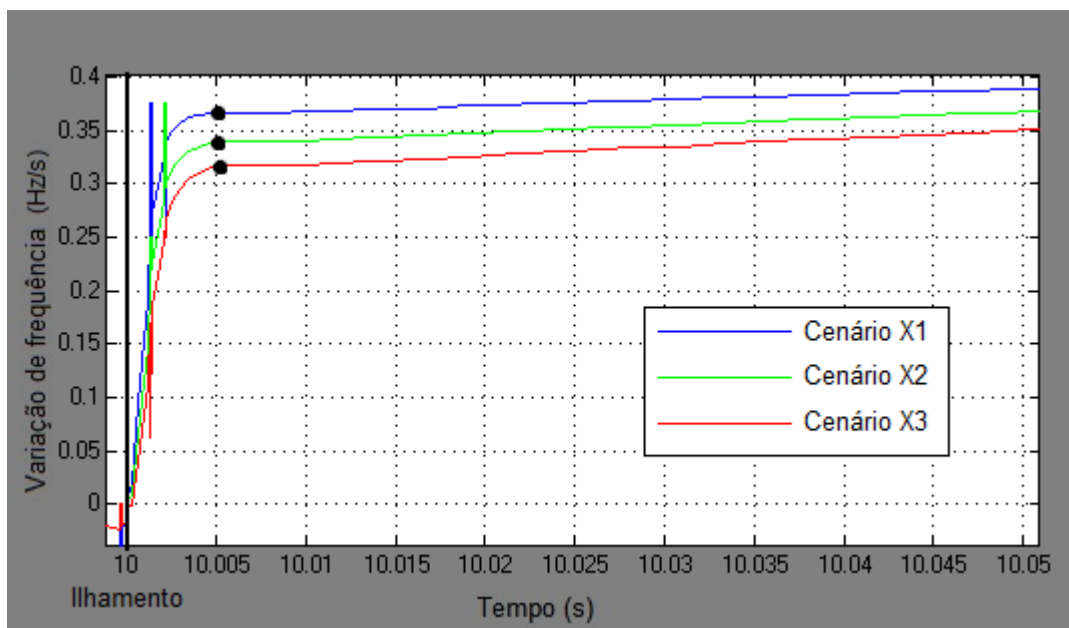


Gráfico 1 – Taxa de variação de frequência para X1 a X3 (Gerador de 5kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

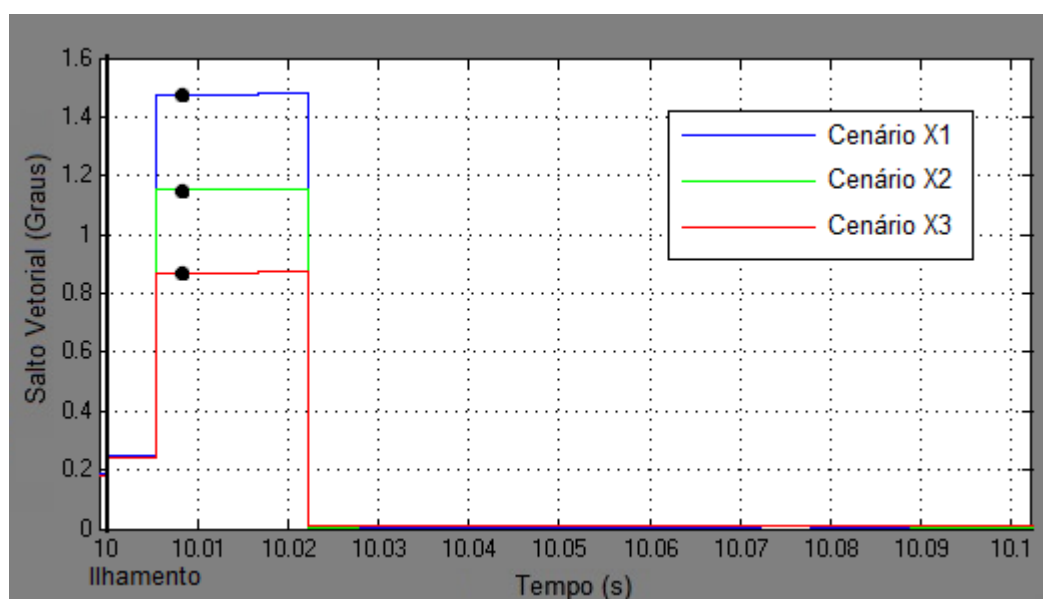


Gráfico 2- Salto Vetorial para X1 a X3 (Gerador de 5 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

O cenário X1 possui cargas ilhadas cujas potências são menores que a potência inicial injetada pelo gerador, logo o ângulo de carga δ irá oscilar no momento da abertura do disjuntor e irá atingir um novo valor para a situação em ilhamento. No cenário X2, como a carga antes e depois do ilhamento são aproximadamente iguais, o ângulo δ apresenta uma pequena variação no valor do ângulo na situação ilhada. O cenário X3 possui cargas cujo valor de potência da

carga ilhada supera a potência inicial fornecida pelo gerador, fazendo com que o ângulo δ atinja valores superiores na situação de ilhamento.

8.1.2. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade

Os testes de sensibilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste máximo que asseguraria a atuação do relé em caso de ilhamento frente aos cenários simulados de X1 a X3. Os valores de df/dt atingidos pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 1 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 3.

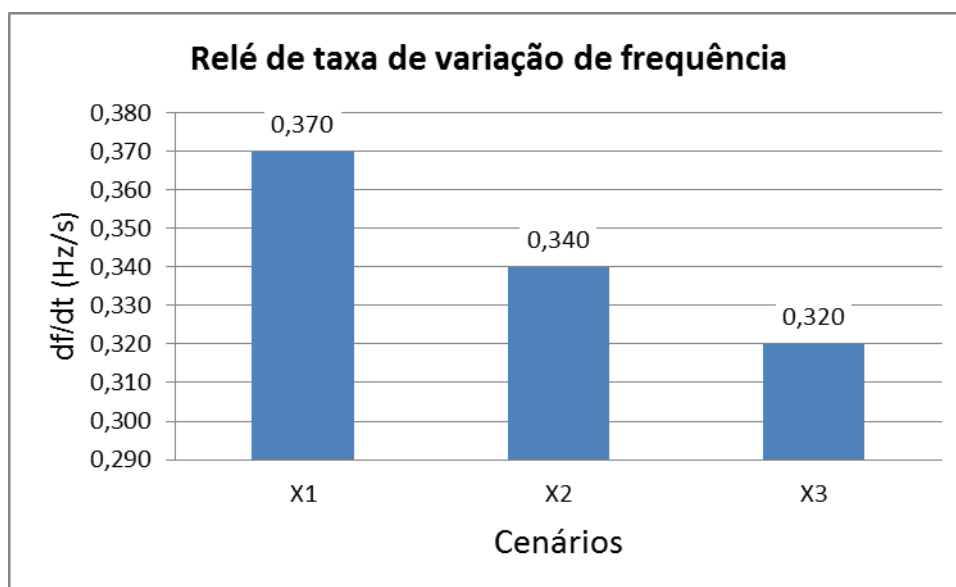


Gráfico 3 - Valores mínimos de df/dt cenários X1 a X3 (Gerador de 5kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Conforme apresentado no gráfico 3, pode-se verificar que o cenário X3, cuja potência da carga ilhada é maior que a potência fornecida pelo gerador antes do ilhamento, é a situação mais crítica para a detecção do ilhamento, pois os valores de df/dt atingidos são bastante baixos.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 0,32 Hz/s.

8.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade

Assim como para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase também foi avaliado frente os cenários de sensibilidade, cenários de X1 a X3. Os valores de salto vetorial atingido pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 2 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 4.

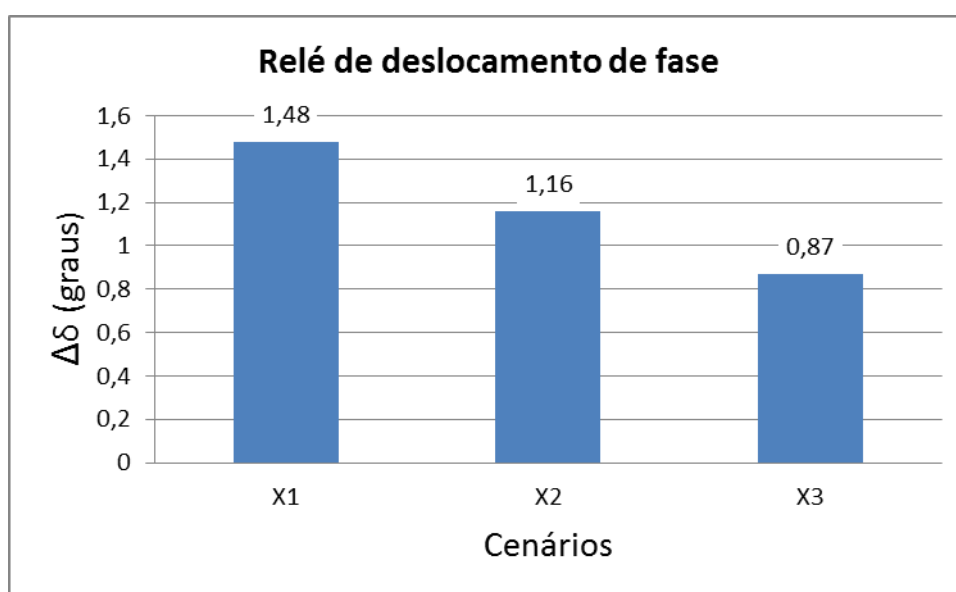


Gráfico 4 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários X1 a X3 (Gerador de 5 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Para os cenários X1 a X3, assim como ocorreu com a velocidade, as simulações mostraram que ocorre uma variação proporcional do ângulo δ com a variação das cargas. Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $0,87^\circ$.

8.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES

Um sistema de proteção além de ser sensível o suficiente, também deve ser estável, ou seja, não deve atuar quando não for necessário, de forma a evitar possíveis desligamentos desnecessários no sistema elétrico. Os testes de estabilidade das proteções visam verificar se as proteções anti-ilhamento estudadas

nesse trabalho, os relés taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, são imunes a variações no sistema diferentes doilhamento, tais como, faltas na área da concessionária e das próprias cargas, dentre outros.

Para tanto, foram estipulados nove diferentes cenários de simulação, considerando diferentes fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico para os quais os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase não deveriam atuar. Os cenários foram realizados com a aplicação de curtos-circuito em três pontos distintos do sistema, a barra B3 e os lados de alta e baixa tensão do transformador de distribuição, conforme figura 37.

Para os cenários de curto-circuito, foi considerado um tempo de extinção da falta de 50 ms (aproximadamente 3 ciclos), ou seja, a falta ocorre 10s após o início da simulação sendo que em 10,05s o disjuntor específico abre extinguindo a falta do sistema. Os cenários estão apresentados na tabela 10.

Tabela 10 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 5 kVA

Gerador de potência nominal igual a 5kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
X4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
X6	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
X8	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
X9	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms

Fonte: Autoria própria, 2013.

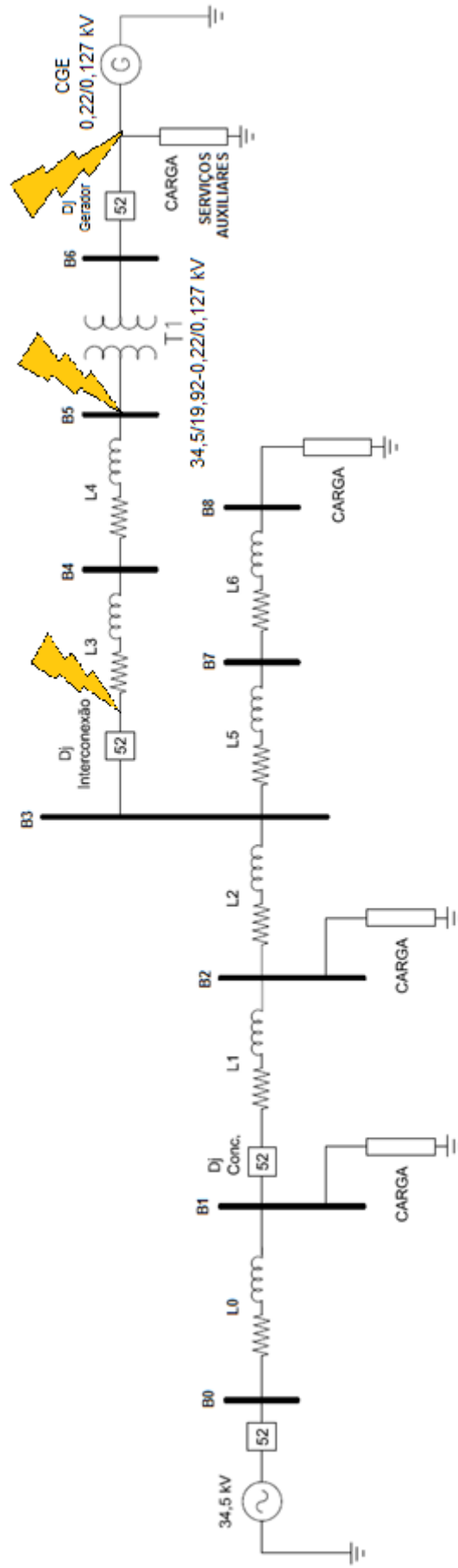


Figura 37 - Pontos de falta simulados para teste de estabilidade
 Fonte: Autoria própria, 2013.

8.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas X4 e X5

Quando da ocorrência de uma falta no sistema, independente de ser uma falta fase-terra ou trifásica, durante a situação de curto-circuito, o gerador tende a variar sua velocidade lentamente, pois no momento da falta a potência ativa diminui, enquanto a potência reativa que deve ser fornecida ao sistema se eleva rapidamente. Após a abertura do disjuntor específico para extinção da falta, ou seja, para os cenários X4 e X5, disjuntor “Dj. Interconexão” ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador. Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 5. O gráfico 6 apresenta a taxa de variação de frequência.

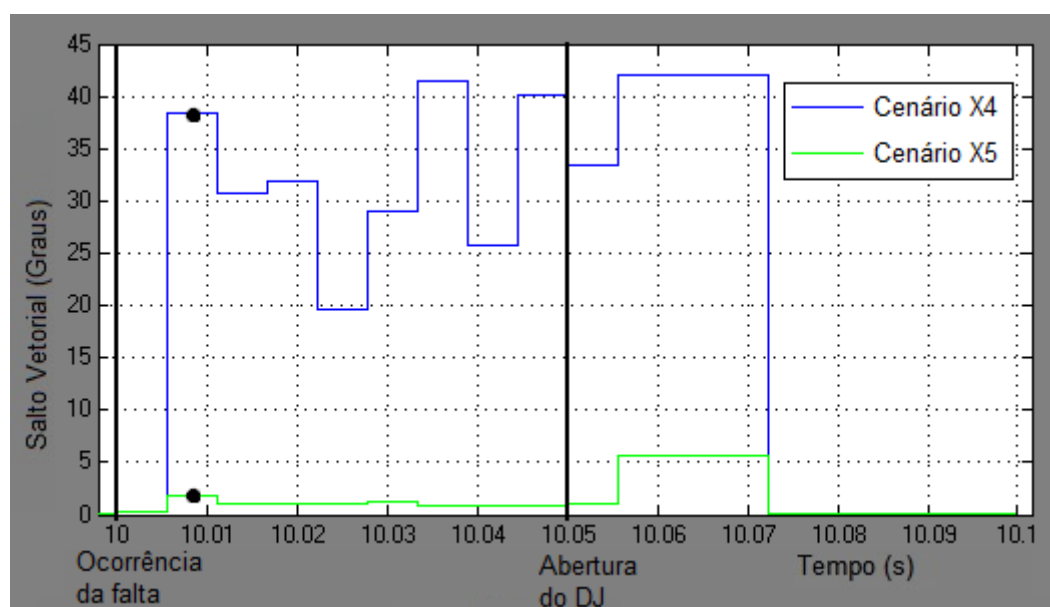


Gráfico 5- Salto Vetorial para X4 e X5 (Gerador de 5 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

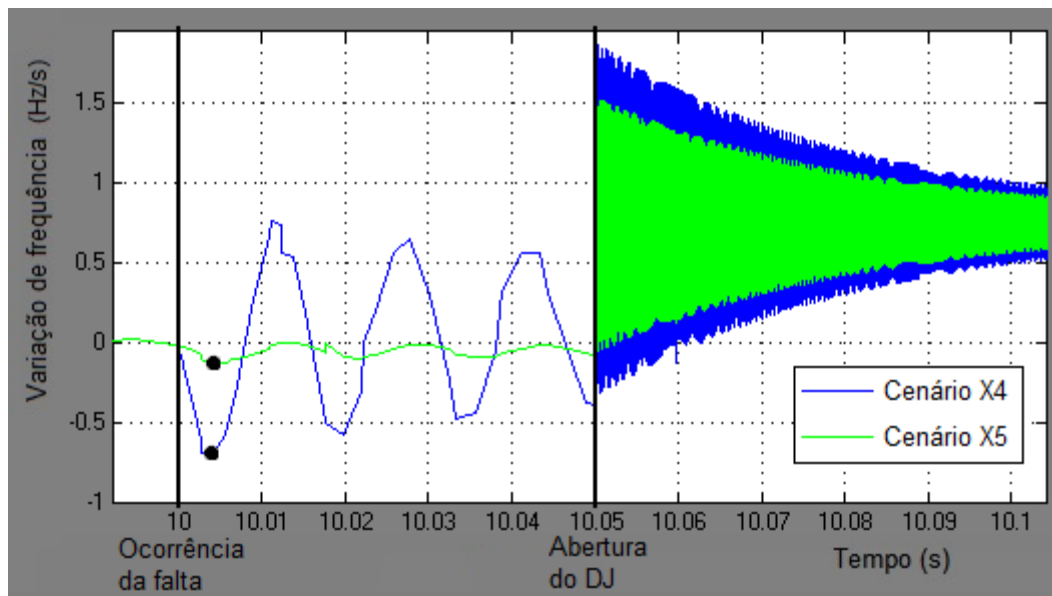


Gráfico 6- Variação de frequência para X4 e X5 (Gerador de 5 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

8.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas X6 e X7

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários X6 e X7, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 7. O gráfico 8 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários X6 e X7.

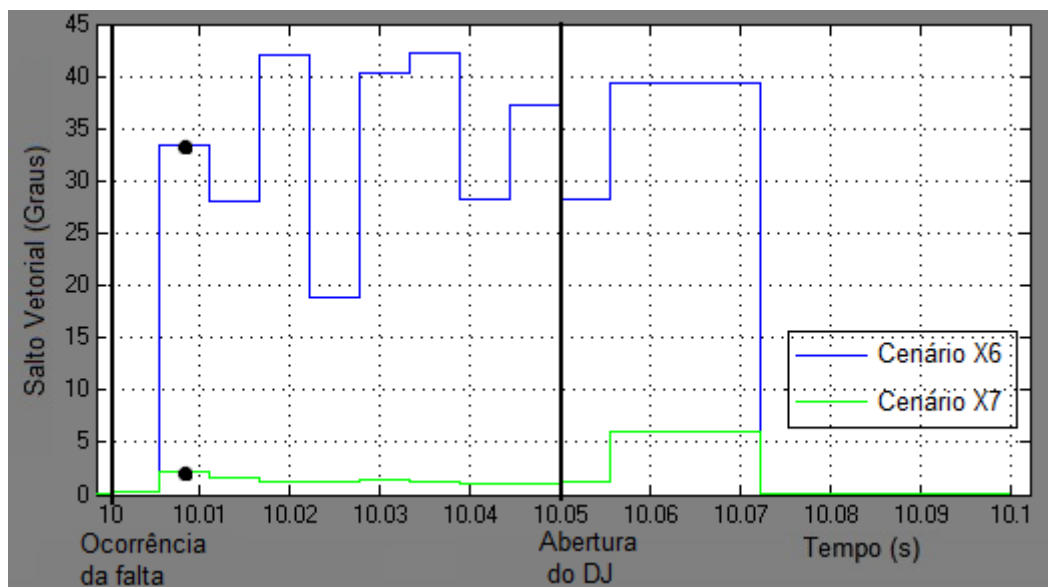


Gráfico 7 - Salto Vetorial para X6 e X7 (Gerador de 5 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

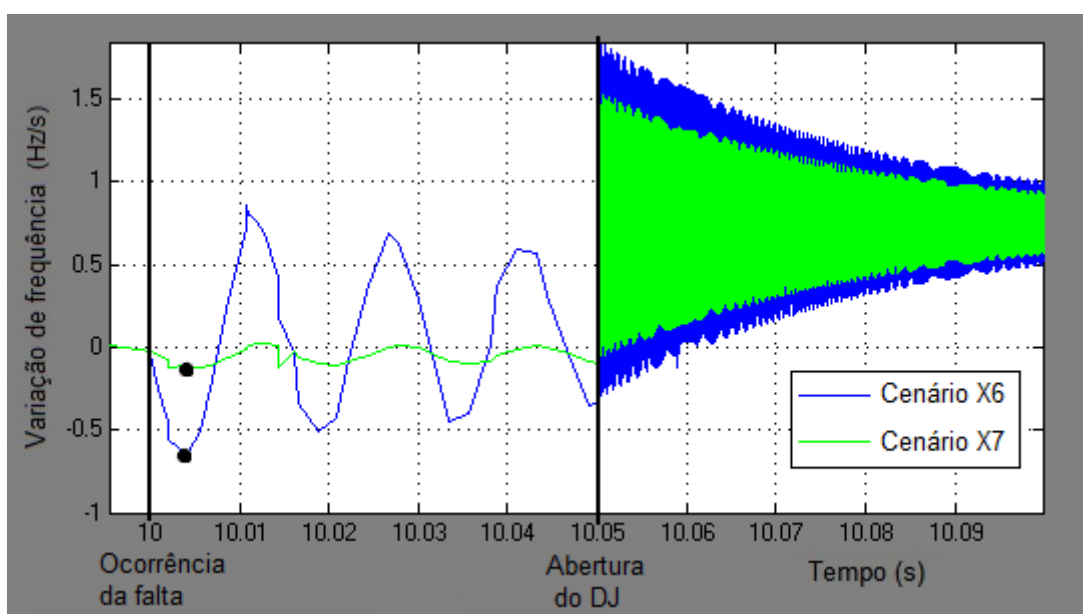


Gráfico 8 - Variação de frequência para X6 e X7 (Gerador de 5 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

8.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas X8 e X9

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários X8 e X9, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 9. O gráfico 10 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários X8 e X9.

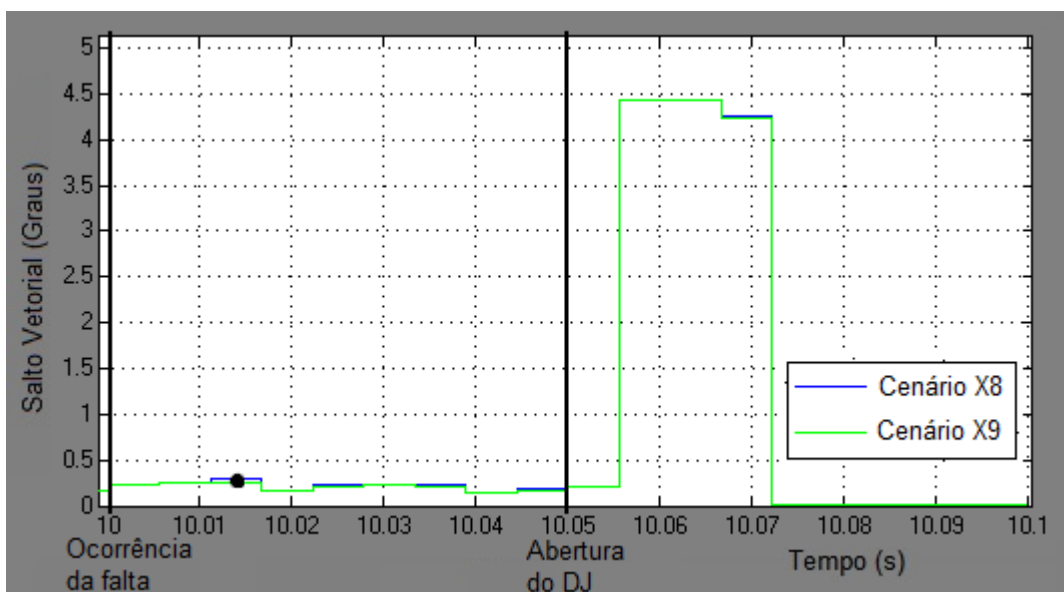


Gráfico 9 - Salto Vetorial para X8 e X9 (Gerador de 5 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

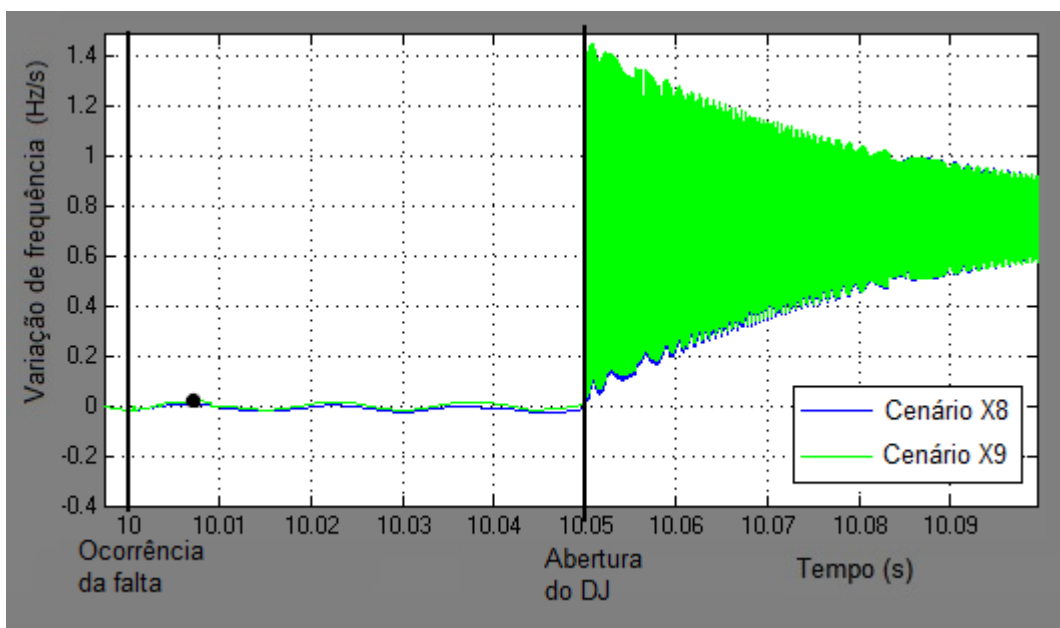


Gráfico 10 - Variação de frequência para X8 e X9 (Gerador de 5 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

8.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste mínimo que asseguraria a não atuação do relé frente aos defeitos gerados no sistema, cenários X4 a X9. Os valores para a variação do ângulo de carga (δ) atingidos pelo relé em cada cenário estão marcados nos gráficos 5, 7 e 9 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 11.

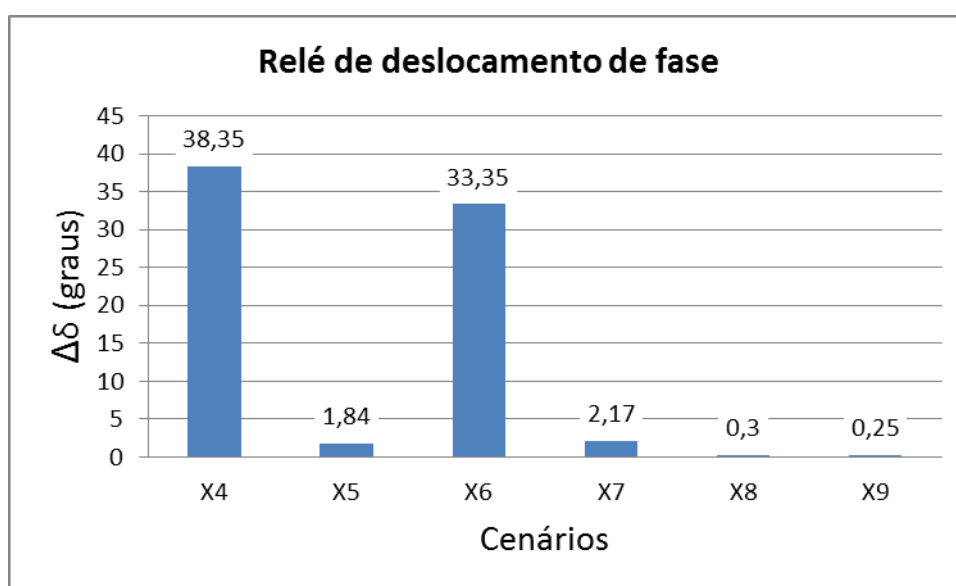


Gráfico 11 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários X4 a X9 (Gerador de 5 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Ao avaliar os cenários simulados, pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de 38,35°.

Os dois cenários mais críticos podem ser desconsiderados, X4 e X6 (faltas de baixa impedância), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de taxa de salto vetorial na ordem de 3°. Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários X5, X7, X8 e X9).

8.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade têm por objetivo determinar um ajuste mínimo para que, ao enfrentar uma das situações simuladas, o relé não atue, ou seja, para cenários X4 a X9. Os valores máximos de variação do ângulo de carga δ , que foram percebidos pelo relé, estão marcados nos gráficos 6, 8 e 10 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 12.

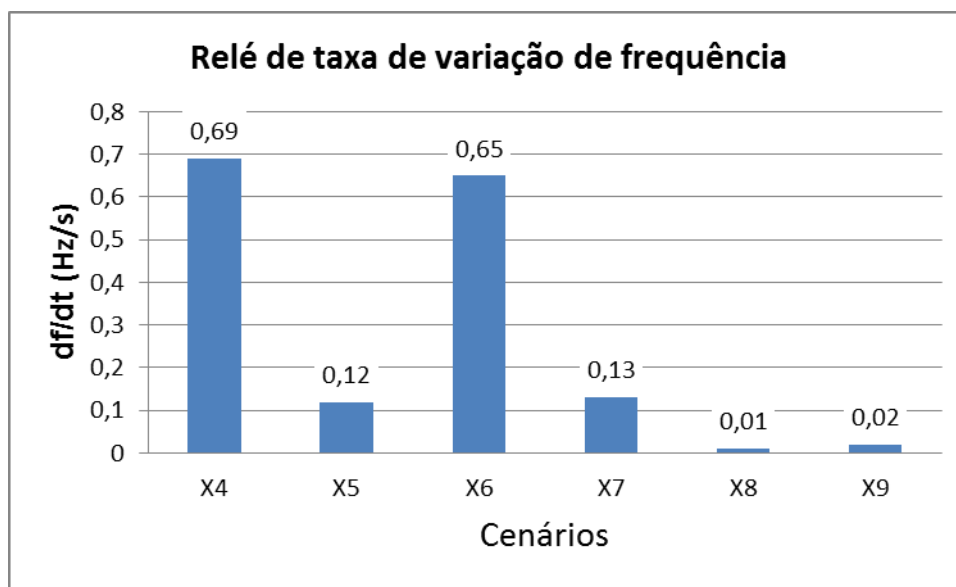


Gráfico 12 - Valores máximos de df/dt cenários X4 a X9 (Gerador de 5kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 0,69 Hz/s.

Desconsiderando os dois cenários mais críticos, X4 e X6 (faltas de baixa impedância), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de taxa de variação de frequência na ordem de 0,32Hz/s. Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários X5, X7, X8 e X9).

8.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Conforme apresentado nos gráficos 11 e 12, de análise de estabilidade, pode-se verificar que para as duas funções de proteção, as faltas com menor impedância (40 ohms) são as que geram maiores variações no ângulo de carga, para um mesmo espaço de tempo, e conseqüentemente maior impacto no sistema.

Para os testes de sensibilidade, os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase apresentaram valores mínimos de cerca de 0,32 Hz/s e 0,87°, respectivamente. Pode-se concluir que a situação de ilhamento, dependendo do desequilíbrio de potência no sistema, necessita de ajustes bastante sensíveis. Entretanto, verificou-se nos testes de estabilidade que ambos os relés são bastante afetados por contingências no sistema elétrico, podendo ocasionar disparos em situações indevidas. Logo, para evitar disparos intempestivos, podem-se elevar os valores de ajuste dos relés. Porém, elevando-se os ajustes dos relés para 0,32 Hz/s e 3°, perde-se a sensibilidade dos relés frente a determinados cenários, comprometendo a detecção da condição de ilhamento.

Faltas de baixa impedância em um alimentador monofásico causam grande variação, como mostrado no gráfico 11, pois provocam uma grande variação na potência, e conseqüentemente uma maior variação no ângulo de carga.

Faltas de alta impedância são vistas pelo sistema como uma tomada de carga, e, portanto, não geram tanta variação na frequência e no salto vetorial, como apresentado nos gráficos 11 e 12.

9. ANÁLISE DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO TRIFÁSICO DE 100KVA

9.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES

Foram elaborados três cenários para o gerador eólico de indução trifásico gerando 100 kVA, visando os testes de sensibilidade das proteções, sendo eles com cargas indutivas com fator de potência de 0,92, os cenários estão apresentados na tabela 9. Para as simulações com o gerador de 100 kVA foi utilizado um transformador de 112,5 kVA.

Em todos os cenários de sensibilidade foram considerados que ocorre o ilhamento das cargas com a CGE em um tempo de 10s após o início da simulação.

Tabela 11 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 100 kVA

Gerador de potência nominal igual a 100kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Y1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Y2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Y3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.

Fonte: Autoria própria, 2013.

Nos cenários de sensibilidade estudados, as tensões e correntes no barramento do gerador não sofrem alterações significativas no momento em que ocorre o ilhamento, devido aos cenários simulados não apresentarem grandes variações de carga, portanto tais gráficos não foram apresentados.

9.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade

Para os diferentes cenários simulados, verificou-se que à medida que a carga ilhada se aproxima do valor da potência entregue pelo gerador antes do ilhamento, os valores de velocidade e ângulo de carga variam com menor intensidade.

Os gráficos 1 e 2 apresentam respectivamente a frequência do gerador e o salto vetorial de acordo com os cenários Y1 a Y3 da tabela 9.

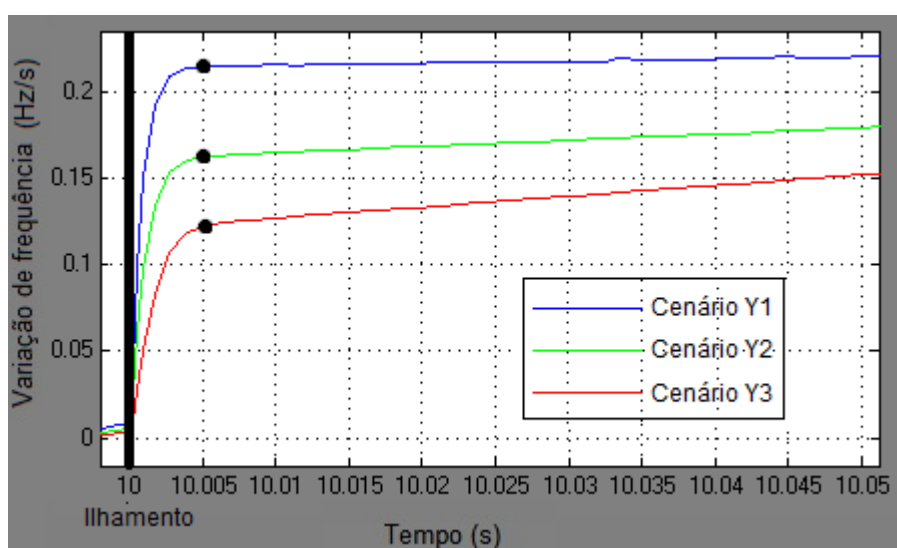


Gráfico 13 - Variação de frequência para Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA)

Fonte: Autoria própria, 2013.

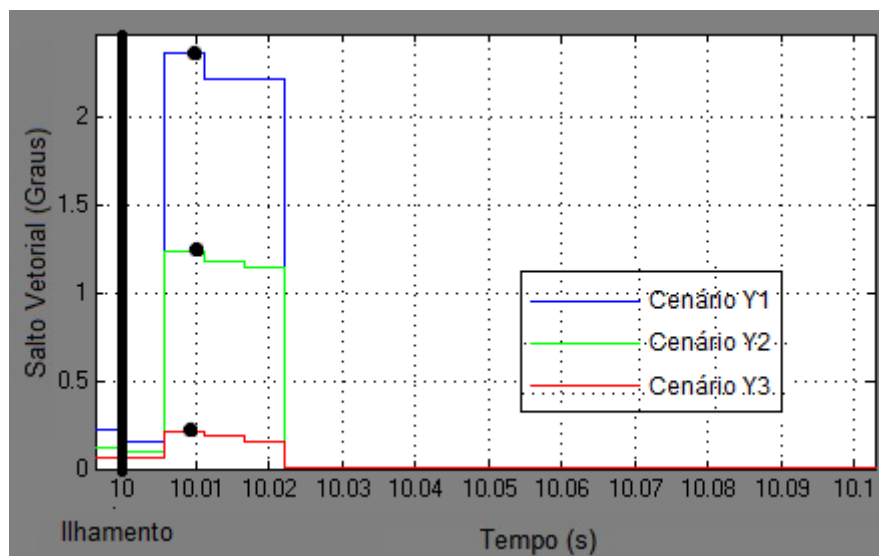


Gráfico 14 - Salto Vetorial para Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

O cenário Y1 possui cargas ilhadas cujas potências são menores que a potência inicial injetada pelo gerador, logo o ângulo de carga δ irá oscilar no momento da abertura do disjuntor e irá atingir um novo valor para a situação em ilhamento. No cenário Y2, como a carga antes e depois do ilhamento é aproximadamente igual, o ângulo δ apresenta uma pequena variação no valor do ângulo na situação ilhada. O cenário Y3 possui cargas cujo valor de potência da carga ilhada supera a potência inicial fornecida pelo gerador, fazendo com que o ângulo δ atinja valores superiores na situação de ilhamento.

9.1.2. Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade

Os testes de sensibilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste máximo que asseguraria a atuação do relé em caso de ilhamento frente aos cenários simulados de Y1 a Y3. Os valores de df/dt atingidos pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 13 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 15.

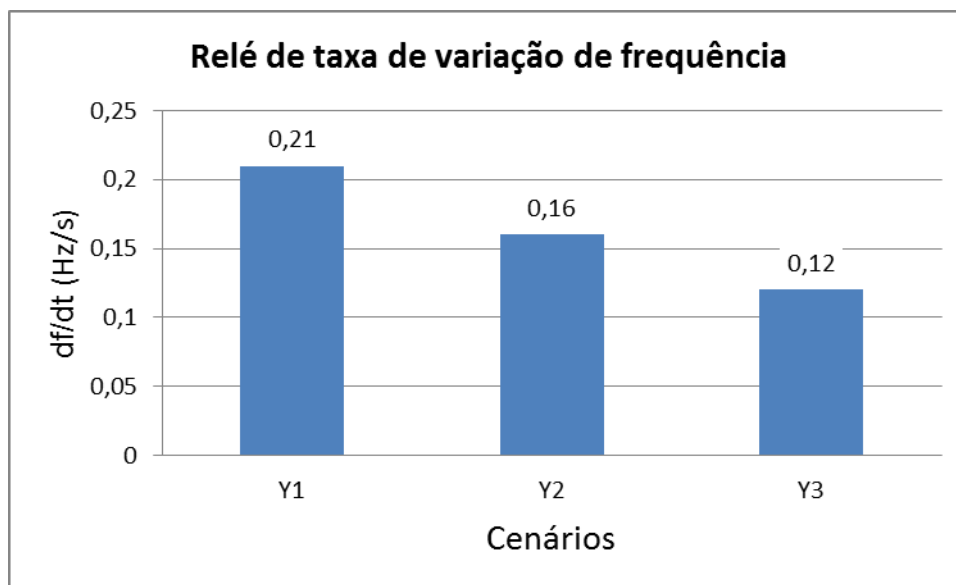


Gráfico 15 - Valores mínimos de df/dt cenários Y1 a Y3 (Gerador de 100kVA).
Fonte: Autoria própria, 2013.

Conforme apresentado no gráfico 15. Pode-se verificar que o cenário Y3, cuja potência da carga ilhada é maior que a potência fornecida pelo gerador antes do ilhamento, é as situações mais críticas para a detecção do ilhamento, pois os valores de df/dt atingidos são bastante baixos.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 0,12 Hz/s.

9.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade

Assim como para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase também foi avaliado frente os cenários de sensibilidade, cenários de Y1 a Y3. Os valores para salto vetorial atingido pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 14 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 16.

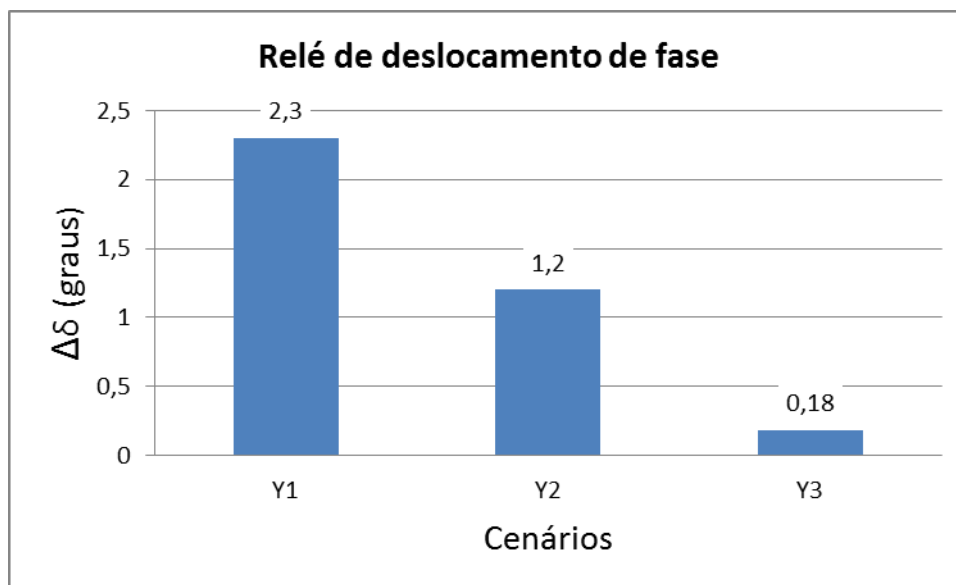


Gráfico 16 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários Y1 a Y3 (Gerador de 100 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

Para os cenários Y1 a Y3, assim como ocorreu com a velocidade, as simulações mostraram que ocorre uma variação proporcional do ângulo δ com a variação das cargas. Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $0,18^\circ$.

9.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES

Um sistema de proteção além de ser sensível o suficiente, também deve ser estável, ou seja, não deve atuar quando não for necessário, de forma a evitar possíveis desligamentos desnecessários no sistema elétrico. Os testes de estabilidade das proteções visam verificar se as proteções anti-ilhamento estudadas nesse trabalho, os relés taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, são imunes a variações no sistema diferentes do ilhamento, tais como, faltas na área da concessionária e das próprias cargas, dentre outros.

Para tanto, foram estipulados nove diferentes cenários de simulação, considerando diferentes fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico para os quais os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase não deveriam atuar. Os cenários foram realizados com a aplicação de curtos-circuito em três pontos distintos do sistema, a barra B3, os lados de alta e baixa tensão do transformador de distribuição.

Para os cenários de curto-circuito, foi considerado um tempo de extinção da falta de 50 ms (aproximadamente 3 ciclos) , ou seja, a falta ocorre 10s após o início da simulação sendo que em 10,05s o disjuntor específico abre extinguindo a falta do sistema. Os cenários estão apresentados na tabela 12.

Tabela 12 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 100 kVA

Gerador de potência nominal igual a 100kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Y4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y6	Estabilidade	Falta trifásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Y7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y8	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y9	Estabilidade	Falta trifásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Y10	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Y11	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Y12	Estabilidade	Falta trifásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s

Fonte: Autoria própria, 2013.

9.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas Y4, Y5 e Y6

Quando da ocorrência de uma falta no sistema, independente de ser uma falta fase-terra ou trifásica, durante a situação de curto-circuito, o gerador tende a variar sua velocidade lentamente, pois no momento da falta a potência ativa diminui,

enquanto a potência reativa que deve ser fornecida ao sistema se eleva rapidamente. Após a abertura do disjuntor específico para extinção da falta, ou seja, para os cenários Y4 a Y6, disjuntor “Dj. Interconexão” ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 5. O gráfico 6 apresentam a taxa de variação de frequência.

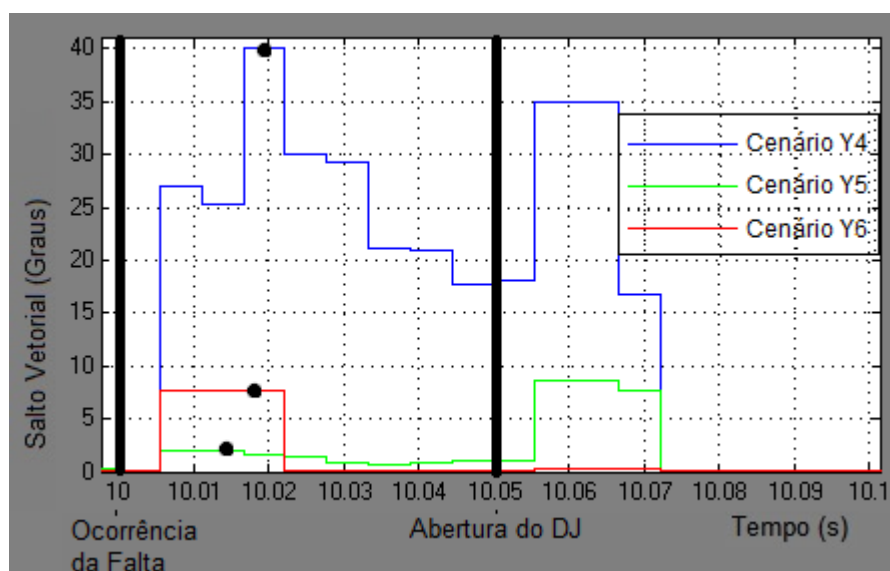


Gráfico 17 - Salto Vetorial para Y4 a Y6 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

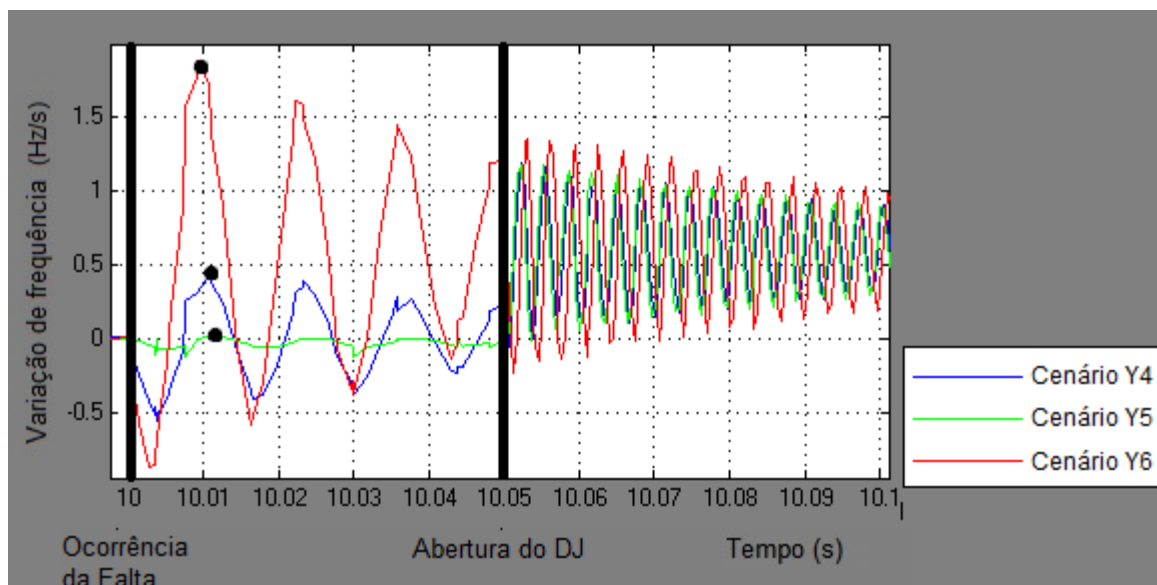


Gráfico 18 - Variação de frequência para Y4 a Y6 (Gerador de 100 kVA)

Fonte: Autoria própria, 2013.

9.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas Y7, Y8 e Y9

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários Y7 a Y9, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 7. O gráfico 8 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários Y7 a Y9.

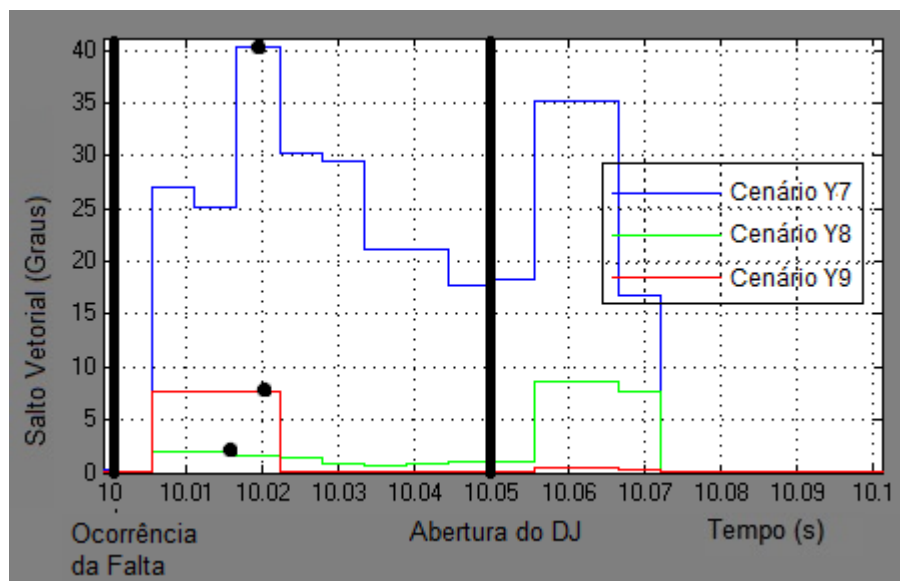


Gráfico 19 - Salto Vetorial para Y7 a Y9 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

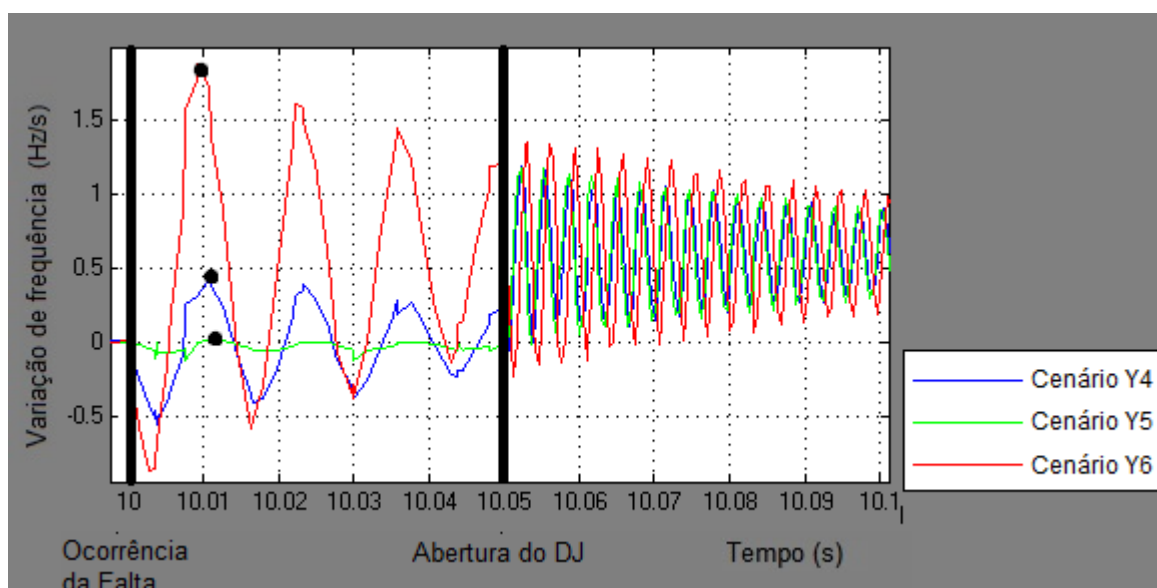


Gráfico 20 - Variação de frequência para Y7 a Y9 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

9.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas Y10, Y11 e Y12

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários Y10 a Y12, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 9. O gráfico 10 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários Y10 a Y12.

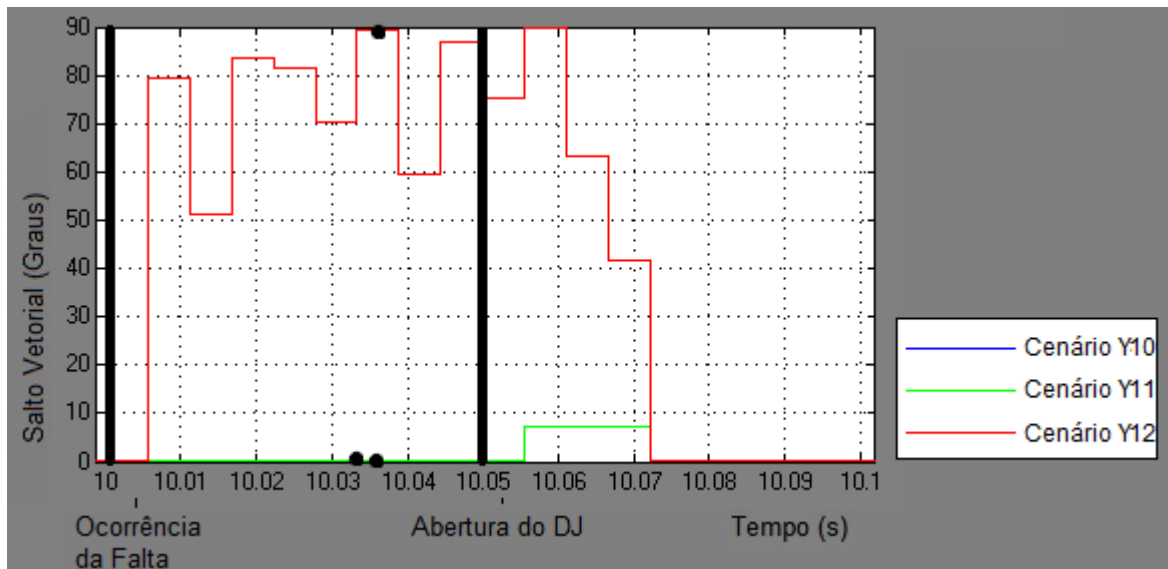


Gráfico 21 - Salto Vetorial para Y10 a Y12 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

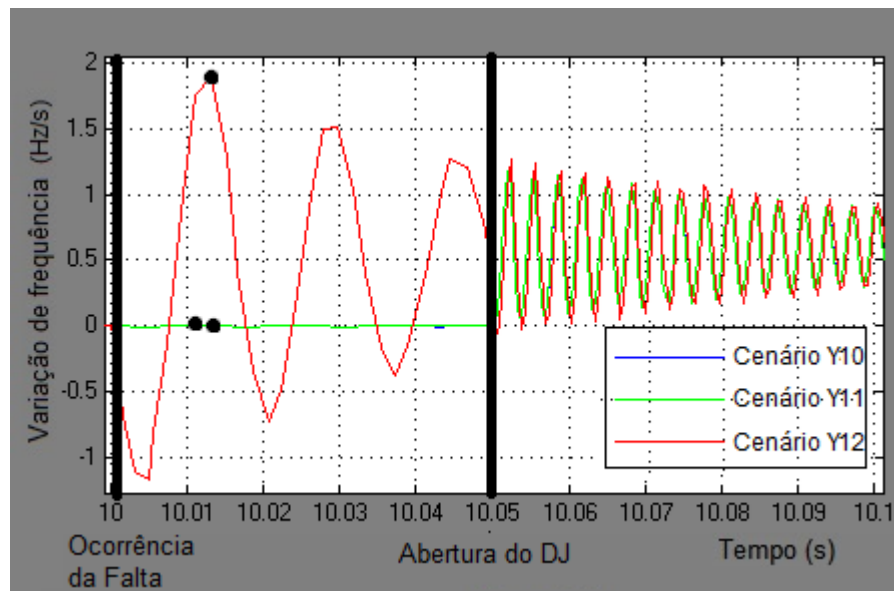


Gráfico 22 - Variação de frequência para Y10 a Y12 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

9.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste mínimo que asseguraria a não atuação do relé frente aos defeitos gerados no sistema, cenários Y4 a Y12. Os valores para a variação do ângulo de carga δ atingido pelo relé em cada cenário estão marcados nos gráficos 5, 7 e 9 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 11.

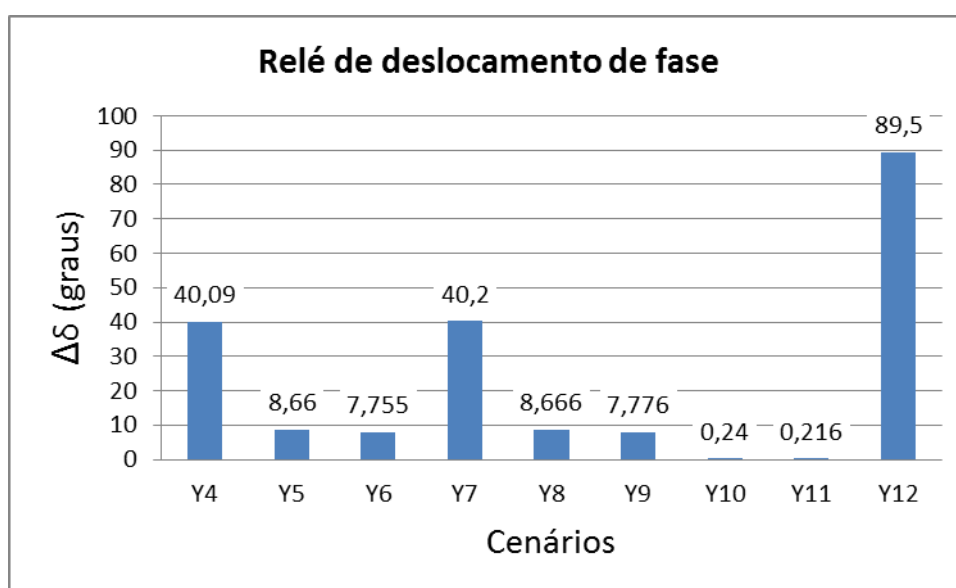


Gráfico 23 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários Y4 a Y12 (Gerador de 100 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $89,5^\circ$.

Desconsiderando os três cenários mais críticos, Y4 e Y7 (faltas de baixa impedância) e Y12 (falta trifásica), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de salto vetorial na ordem de 9° . Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários Y5, Y6, Y8, Y9, Y10 e Y11).

9.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade têm por objetivo determinar um ajuste mínimo para que, ao enfrentar uma das situações simuladas, o relé não atue, ou seja, para cenários Y4 a Y12. Os valores máximos de variação do ângulo de carga δ , que foram percebidos pelo relé, estão marcados nos gráficos 6, 8 e 10 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 24.

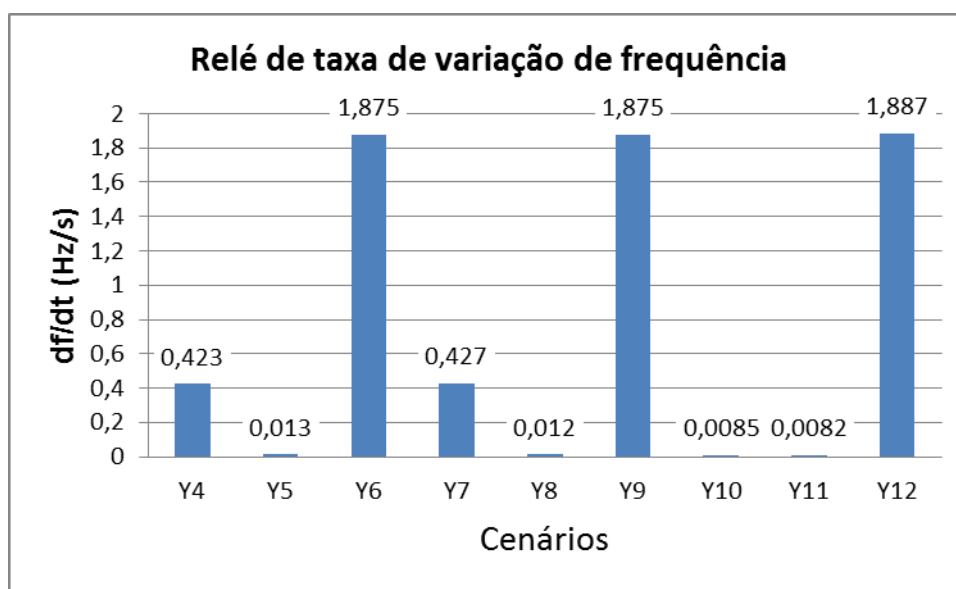


Gráfico 24 - Valores máximos de df/dt cenários Y4 a Y12 (Gerador de 100kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 1,887 Hz/s.

Desconsiderando os três cenários mais críticos, Y6, Y9 e Y12 (faltas trifásicas), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de taxa de variação de frequência na ordem de 0,5Hz/s. Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários Y4, Y5, Y7, Y8, Y10 e Y11).

9.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Conforme apresentado nos gráficos de análise de estabilidade, pode-se verificar que para as duas funções de proteção, as faltas com menor impedância (40 ohms) são as que geram maiores variações no ângulo de carga, para um mesmo espaço de tempo, e conseqüentemente maior impacto no sistema.

Para os testes de sensibilidade, os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase apresentaram valores mínimos de cerca de 0,12 Hz/s e 0,18°, respectivamente. Pode-se concluir que a situação de ilhamento, dependendo do desequilíbrio de potência no sistema, necessita de ajustes bastante sensíveis. Entretanto, verificou-se nos testes de estabilidade que ambos os relés são bastante afetados por contingências no sistema elétrico, podendo ocasionar disparos em situações indevidas. Logo, para evitar disparos intempestivos, podem-se elevar os valores de ajuste dos relés. Porém, elevando-se os ajustes dos relés para 0,5 Hz/s e 9°, perde-se a sensibilidade dos relés frente a determinados cenários, comprometendo a detecção da condição de ilhamento.

Para os cenários de alta impedância e curtos trifásicos em 34,5 kV observou-se valores próximos, pois ambos são visto pelo sistema como uma carga muito grande, e que o sistema tenta alimentar, causando assim uma variação no ângulo de carga e na frequência.

10. ANÁLISE DO GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO TRIFÁSICO DE 1000KVA

10.1. TESTES DE SENSIBILIDADE DAS PROTEÇÕES

Foram elaborados três cenários para o gerador eólico de indução trifásico gerando 1000 kVA, visando os testes de sensibilidade das proteções, sendo eles com cargas indutivas com fator de potência de 0,92, os cenários estão apresentados na tabela 11. Para as simulações com o gerador de 1000 kVA foi utilizado um transformador de 1000 kVA.

Tabela 13 - Cenários de simulação para os testes de sensibilidade das proteções em 1000 kVA

Gerador de potência nominal igual a 1000kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Z1	Sensibilidade	Carga igual a 80% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Z2	Sensibilidade	Carga igual a 100% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.
Z3	Sensibilidade	Carga igual a 120% do valor nominal do gerador. Abertura do DJ Interconexão em t=10s.

Fonte: Autoria própria, 2013.

Em todos os cenários de sensibilidade foram considerados que ocorre o ilhamento das cargas com a CGE em um tempo de 10s após o início da simulação.

Nos cenários de sensibilidade estudados, as tensões e correntes no barramento do gerador não sofrem alterações significativas no momento em que ocorre o ilhamento, devido aos cenários simulados não apresentarem grandes variações de carga, portanto tais gráficos não foram apresentados.

10.1.1. Comportamento do sistema frente aos testes de sensibilidade

Para os diferentes cenários simulados, verificou-se que à medida que a carga ilhada se aproxima do valor da potência entregue pelo gerador antes do ilhamento, os valores de velocidade e ângulo de carga variam com menor intensidade.

Os gráficos 13 e 14 apresentam respectivamente a variação de frequência do gerador e o salto vetorial de acordo com os cenários Z1 a Z3 da tabela 11.

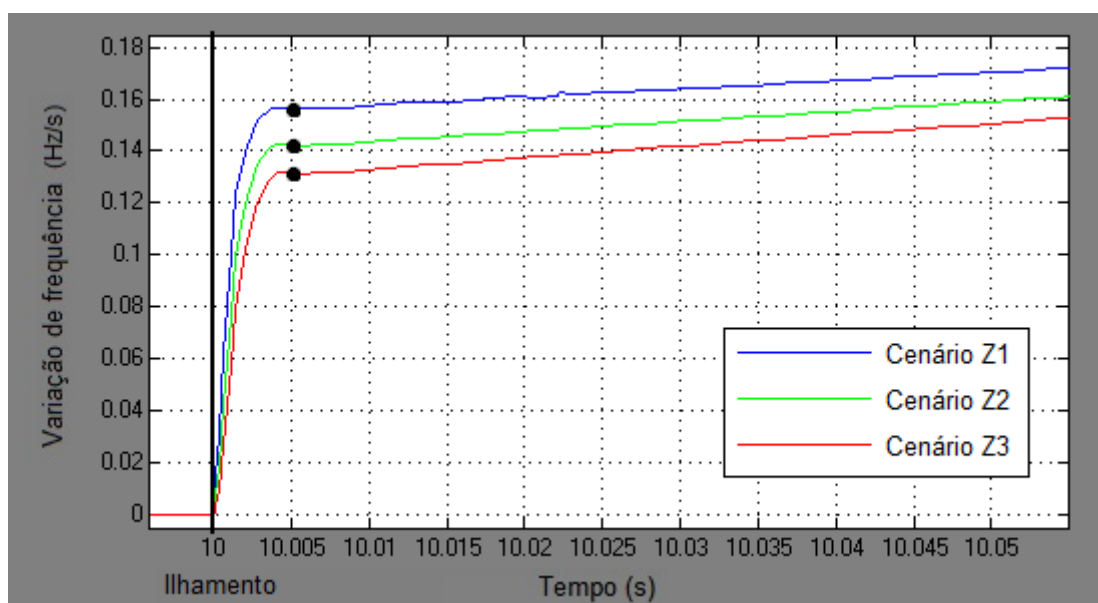


Gráfico 25 - Variação de frequência para Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

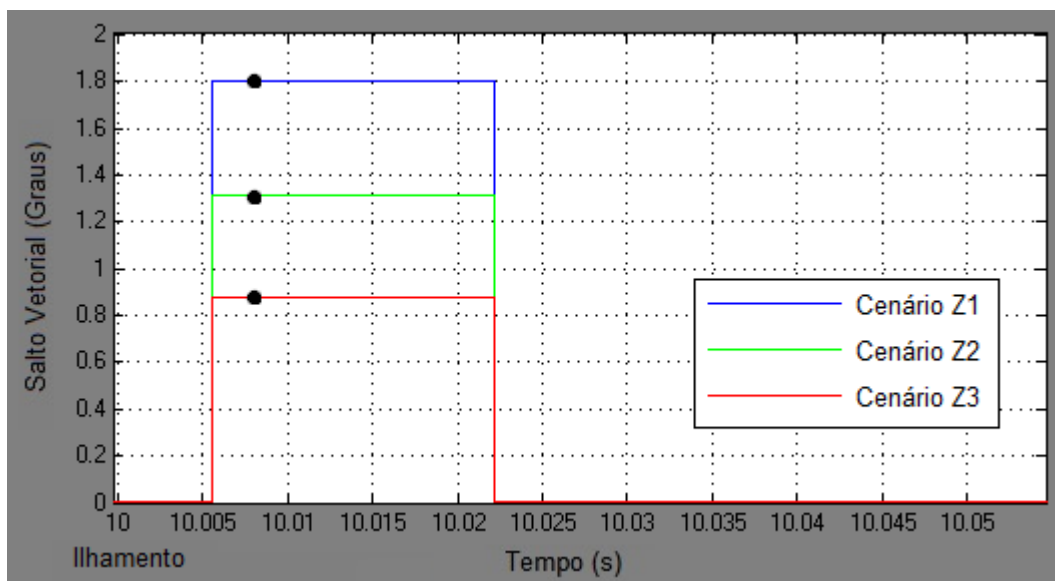


Gráfico 26 - Salto Vetorial para Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

O cenário Z1 possui cargas ilhadas cujas potências são menores que a potência inicial injetada pelo gerador, logo o ângulo de carga δ irá oscilar no momento da abertura do disjuntor e irá atingir um novo valor para a situação em ilhamento. No cenário Z2, como a carga antes e depois do ilhamento são aproximadamente iguais, o ângulo δ apresenta uma pequena variação no valor do ângulo na situação ilhada. O cenário Z3 possui cargas cujo valor de potência da carga ilhada supera a potência inicial fornecida pelo gerador, fazendo com que o ângulo δ atinja valores superiores na situação de ilhamento.

10.1.2. Comportamento do relé taxa de variação de frequência frente aos testes de sensibilidade

Os testes de sensibilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste máximo que asseguraria a atuação do relé em caso de ilhamento frente aos cenários simulados de Z1 a Z3. Os valores de df/dt atingidos pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 13 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 15.

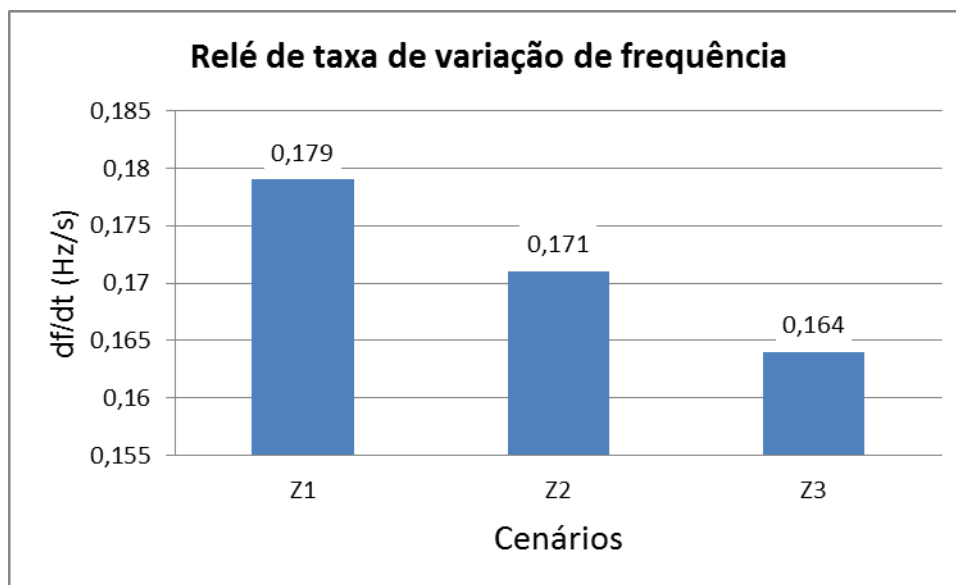


Gráfico 27 - Valores mínimos de df/dt cenários Z1 a Z3 (Gerador de 1000kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Conforme apresentado no gráfico 15, pode-se verificar que o cenário Z3, cuja potência da carga ilhada é maior que a potência fornecida pelo gerador antes do ilhamento, é a situação mais crítica para a detecção do ilhamento, pois os valores de df/dt atingidos são bastante baixos.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 0,164 Hz/s.

10.1.3. Comportamento do relé deslocamento de fase frente aos testes de sensibilidade

Assim como para o relé de taxa de variação de frequência, o relé de deslocamento de fase também foi avaliado frente os cenários de sensibilidade, cenários de Z1 a Z3. Os valores para salto vetorial atingido pelo relé em cada cenário estão marcados no gráfico 14 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 16.

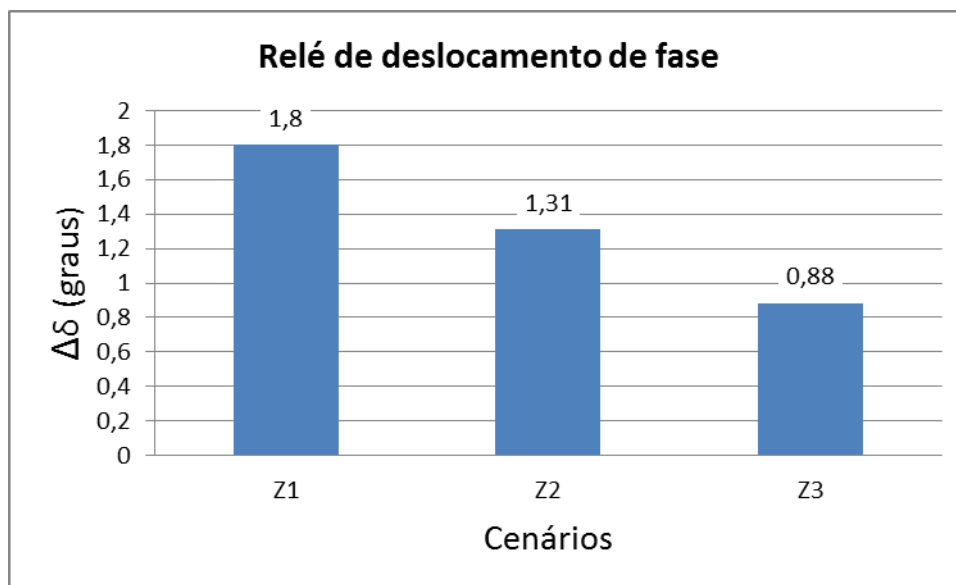


Gráfico 28 - Valores mínimos de $\Delta\delta$ cenários Z1 a Z3 (Gerador de 1000 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Para os cenários Z1 a Z3, assim como ocorreu com a velocidade, as simulações mostraram que ocorre uma variação proporcional do ângulo δ com a variação das cargas. Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $0,88^\circ$.

10.2. TESTES DE ESTABILIDADE DAS PROTEÇÕES

Um sistema de proteção além de ser sensível o suficiente, também deve ser estável, ou seja, não deve atuar quando não for necessário, de forma a evitar possíveis desligamentos desnecessários no sistema elétrico. Os testes de estabilidade das proteções visam verificar se as proteções anti-ilhamento estudadas nesse trabalho, os relés taxa de variação de frequência e deslocamento de fase, são imunes a variações no sistema diferentes do ilhamento, tais como, faltas na área da concessionária e das próprias cargas, dentre outros.

Para tanto, foram estipulados nove diferentes cenários de simulação, considerando diferentes fenômenos que podem ocorrer no sistema elétrico para os quais os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase não deveriam atuar. Os cenários foram realizados com a aplicação de curtos-circuito em três pontos distintos do sistema, a barra B3, os lados de alta e baixa tensão do transformador de distribuição.

Para os cenários de curto-circuito, foi considerado um tempo de extinção da falta de 50 ms (aproximadamente 3 ciclos) , ou seja, a falta ocorre 10s após o início da simulação sendo que em 10,05s o disjuntor específico abre extinguindo a falta do sistema. Os cenários estão apresentados na tabela 12.

Tabela 14 - Cenários de simulação para os testes de estabilidade das proteções em 1000 kVA

Gerador de potência nominal igual a 1000kVA		
CENÁRIOS	ANÁLISE	DESCRIÇÃO DO EVENTO
Z4	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z5	Estabilidade	Falta monofásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z6	Estabilidade	Falta trifásica em B3 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Z7	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z8	Estabilidade	Falta monofásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z9	Estabilidade	Falta trifásica em B5 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s
Z10	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 40 ohms
Z11	Estabilidade	Falta monofásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Gerador em t=10,05s. Zf = 1000 ohms
Z12	Estabilidade	Falta trifásica em B6 em t=10s. Abertura do disjuntor tripolar DJ Interconexão em t=10,05s

Fonte: Autoria própria, 2013.

10.2.1. Cenários de estabilidade para as faltas Z4, Z5 e Z6

Quando da ocorrência de uma falta no sistema, independente de ser uma falta fase-terra ou trifásica, durante a situação de curto-circuito, o gerador tende a variar sua velocidade lentamente, pois no momento da falta a potência ativa diminui, enquanto a potência reativa que deve ser fornecida ao sistema se eleva rapidamente. Após a abertura do disjuntor específico para extinção da falta, ou seja, para os cenários Z4 a Z6, disjuntor “Dj. Interconexão” ocorre uma grande variação

da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador. Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 17. O gráfico 18 apresentam a taxa de variação de frequência.

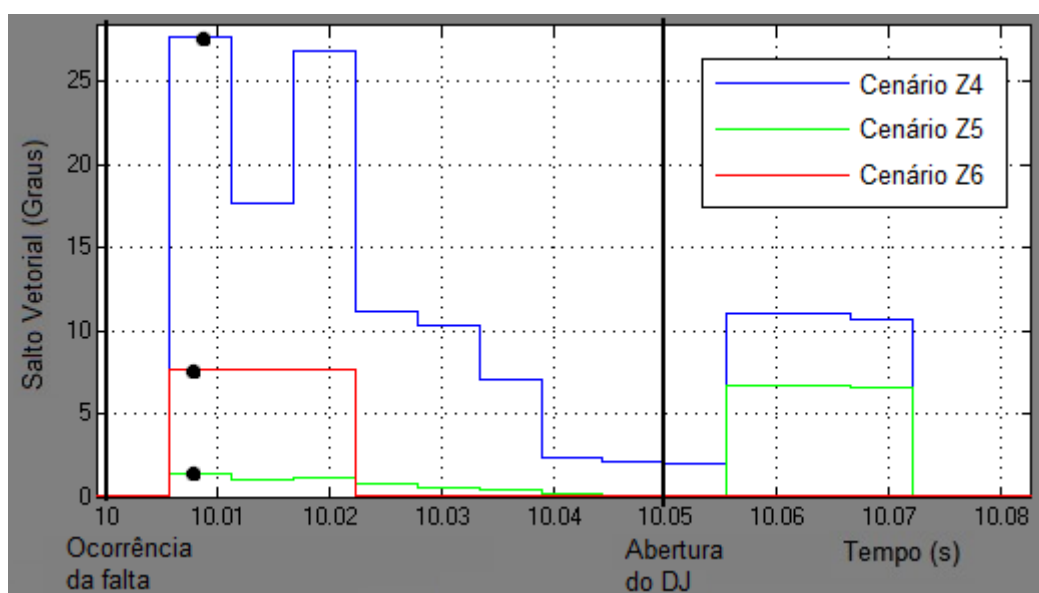


Gráfico 29 - Salto Vetorial para Z4 a Z6 (Gerador de 1000 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

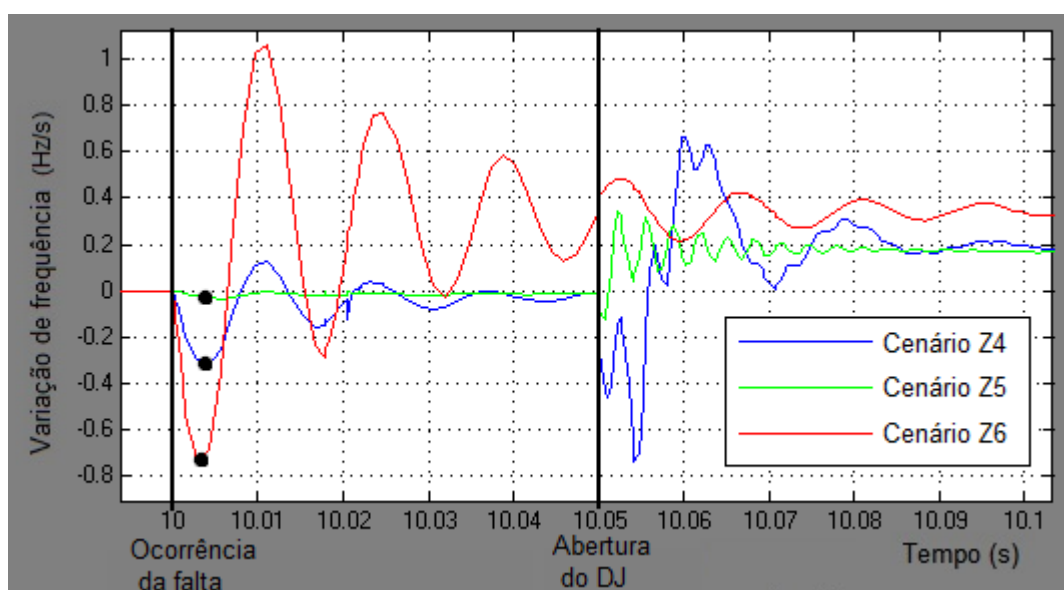


Gráfico 30 - Variação de frequência para Z4 a Z6 (Gerador de 1000 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

10.2.2. Cenários de estabilidade para as faltas Z7, Z8 e Z9

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários Z7 a Z9, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 19. O gráfico 20 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários Z7 a Z9.

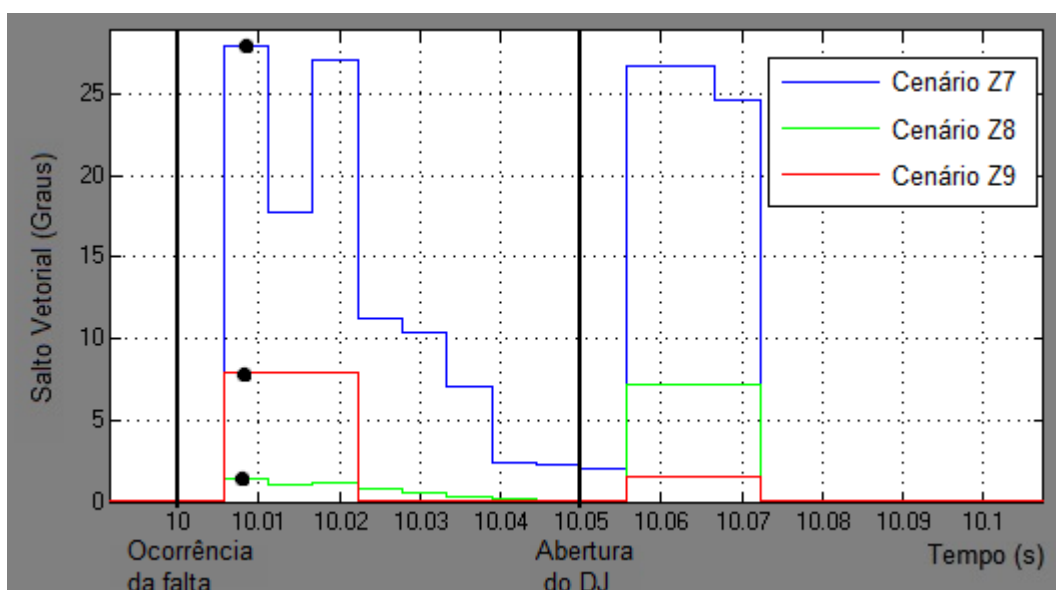


Gráfico 31 - Salto Vetorial para Z7 a Z9 (Gerador de 1000 kVA)

Fonte: Autoria própria, 2013.

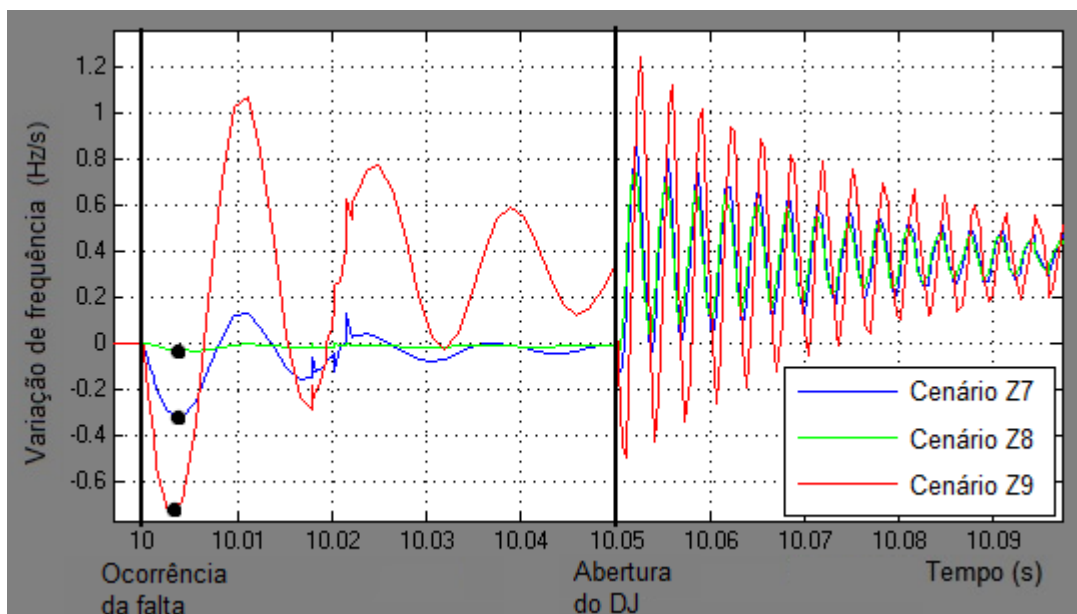


Gráfico 32 - Variação de frequência para Z7 a Z9 (Gerador de 1000 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

10.2.3. Cenários de estabilidade para as faltas Z10, Z11 e Z12

Após a abertura do disjuntor específico para extinção das faltas nos cenários Z10 a Z12, ou seja, do disjuntor “Dj Interconexão”, ocorre uma grande variação da potência ativa e reativa que o gerador está fornecendo ao sistema, dessa forma, após a extinção da falta pode-se observar uma variação mais rápida na velocidade do gerador.

Quando um gerador continua a atender uma carga na situação de ilhamento, após a perder a referência da rede principal, a tensão fornecida varia no momento de desconexão, refletindo em uma variação no ângulo de carga (δ) que é apresentada no gráfico 21. O gráfico 22 apresenta a taxa de variação de frequência de acordo com os cenários Z10 a Z12.

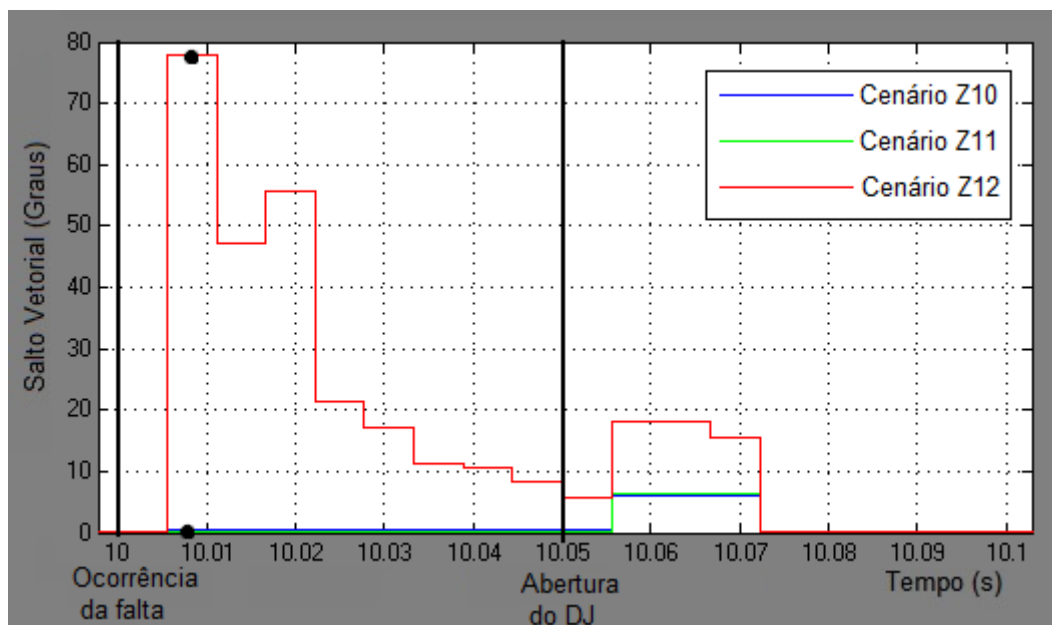


Gráfico 33 - Salto Vetorial para Z10 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

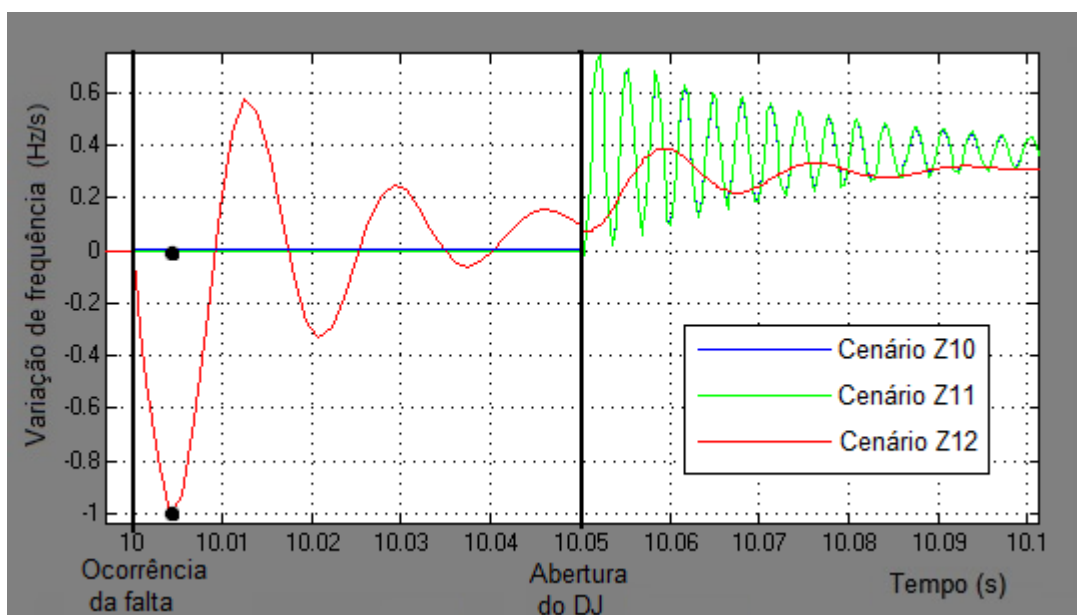


Gráfico 34 - Variação de frequência para Z10 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)
 Fonte: Autoria própria, 2013.

10.2.4. Comportamento do relé de deslocamento de fase para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade foram realizados de forma a determinar um ajuste mínimo que asseguraria a não atuação do relé frente aos defeitos gerados no sistema, cenários Z4 a Z12. Os valores para a variação do ângulo de carga δ

atingidos pelo relé em cada cenário estão marcados nos gráficos 17, 19 e 21 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 23.

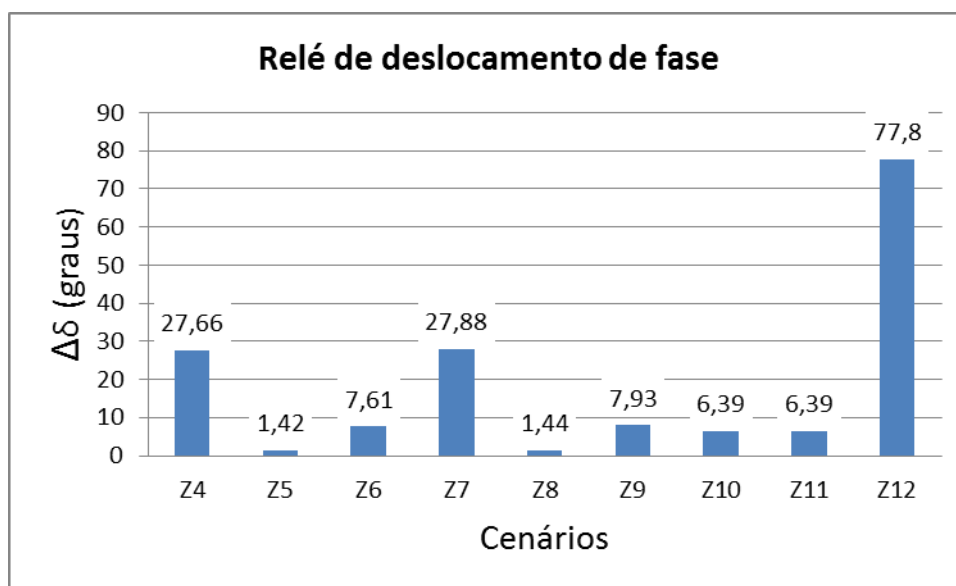


Gráfico 35 - Valores máximos de $\Delta\delta$ cenários Z4 a Z12 (Gerador de 1000 kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Avaliando os cenários simulados pode-se propor o ajuste do relé de deslocamento de fase na ordem de $77,8^\circ$.

Ao desconsiderar os três cenários mais críticos, Z4 e Z7 (faltas de baixa impedância) e Z12 (falta trifásica), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de salto vetorial na ordem de 8° . Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários Z5, Z6, Z8, Z9, Z10 e Z11).

10.2.5. Comportamento do relé de taxa de variação de frequência para os testes de estabilidade

Os testes de estabilidade têm por objetivo determinar um ajuste mínimo para que, ao enfrentar uma das situações simuladas, o relé não atue, ou seja, para cenários Z4 a Z12. Os valores máximos de variação do ângulo de carga δ , que foram percebidos pelo relé, estão marcados nos gráficos 18, 20 e 22 com um ponto preto, e são apresentados resumidamente no gráfico 24.

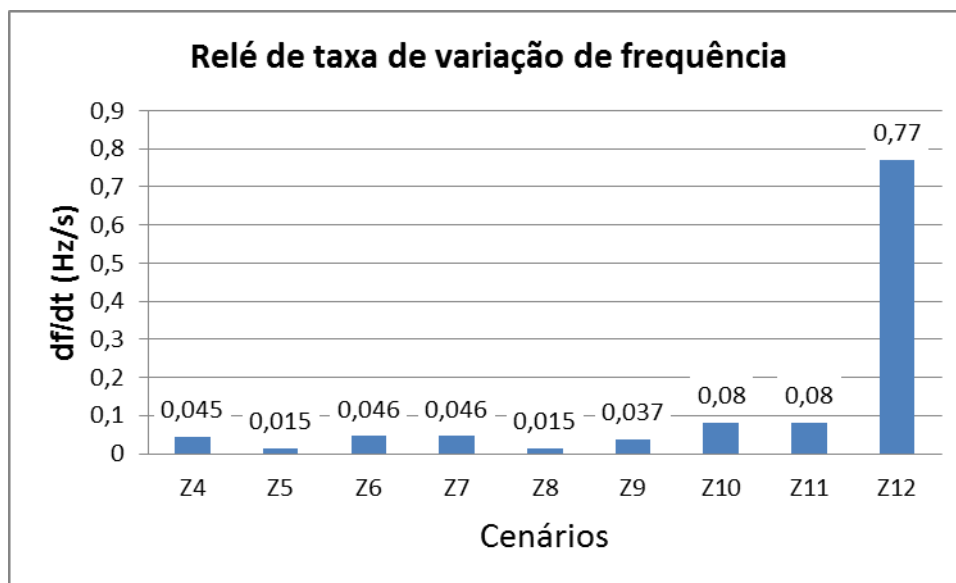


Gráfico 36 - Valores máximos de df/dt cenários Z4 a Z12 (Gerador de 1000kVA)
Fonte: Autoria própria, 2013.

Logo, avaliando os cenários simulados, tem-se que o ajuste ideal para que o relé de taxa de variação de frequência seja sensibilizado é na ordem de 0,77 Hz/s.

Ao desconsiderar o cenário mais crítico, Z12 (falta trifásica), para os demais cenários de estabilidade simulados, pode-se propor o ajuste do relé de taxa de variação de frequência na ordem de 0,1Hz/s. Este ajuste garante que o relé não irá disparar de maneira indevida frente às contingências simuladas (cenários Z4, Z5, Z6, Z7, Z8, Z9, Z10 e Z11).

10.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Conforme apresentado nos gráficos de análise de estabilidade, pode-se verificar que para as duas funções de proteção, as faltas com menor impedância (40 ohms) são as que geram maiores variações no ângulo de carga, para um mesmo espaço de tempo, e conseqüentemente maior impacto no sistema.

Para os testes de sensibilidade, os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase apresentaram valores mínimos de cerca de 0,164 Hz/s e $0,88^\circ$, respectivamente. Pode-se concluir que a situação de ilhamento, dependendo do desequilíbrio de potência no sistema, necessita de ajustes bastante sensíveis. Entretanto, verificou-se nos testes de estabilidade que ambos os relés são bastante afetados por contingências no sistema elétrico, podendo ocasionar disparos em

situações indevidas. Logo, para evitar disparos intempestivos, podem-se elevar os valores de ajuste dos relés. Porém, elevando-se os ajustes dos relés para 0,1 Hz/s e 8°, perde-se a sensibilidade dos relés frente a determinados cenários, comprometendo a detecção da condição de ilhamento. As faltas trifásicas são os defeitos que causam maior impacto na estabilidade do sistema de proteção. Entretanto, a probabilidade de ocorrência de uma falta trifásica é bastante baixa. Dessa forma, deve-se, muitas vezes, aceitar a perda da estabilidade dessas proteções frente a defeitos severos que ocorrem no sistema.

11. CONCLUSÃO

Frente as simulações com o gerador monofásico, verificou-se que a modelagem utilizada para geradores eólicos de indução monofásicos é inviabilizada pela falta de recursos da biblioteca já existente no Matlab. Com esta incompatibilidade neste software, faz-se necessário que haja um novo estudo deste tipo de gerador especificamente - análogo ao feito com o trifásico - porém, com o auxílio de outros softwares, como ATP, EMTP. Deu-se então continuidade ao trabalho considerando para a conclusão e análise dos resultados apenas as simulações trifásicas.

A modelagem utilizada para os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase mostrou-se precisa para a realização das simulações dos cenários. Os cenários de sensibilidade mostraram-se satisfatórios, uma vez que é possível detectar o ilhamento com a utilização destes relés.

Para ambos os relés, nos cenários simulados, houve salto de vetor e variação de frequência, o que comprova a resposta do sistema ao ilhar. Este fenômeno é perfeitamente explicável pela perda de referência do gerador, uma vez que é um gerador assíncrono de indução. Assim, o gerador varia seus valores de salto de vetor e taxa de variação de frequência que anteriormente eram aproximadamente zero, consequência da queda na potência gerada com a perda de tensão no estator. Isto também ocorre nas faltas, ao cair a tensão no gerador e sua respectiva potência gerada, criando salto de vetor e taxa de variação de frequência maiores do que o do sistema simplesmente ilhado.

Os ajustes de sensibilidade mostraram-se inferiores em relação aos ajustes de estabilidade. Desta forma, ao ajustar os relés com valores mais próximos aos de

estabilidade, o sistema torna-se mais estável – o relé não atua indevidamente – porém, em alguns casos, sua sensibilidade é comprometida.

A partir das simulações e da análise de cada cenário, observou-se maior dificuldade na detecção de ilhamento tanto para o relé de taxa de variação de frequência, quanto para o deslocamento de fase nos cenários em que a potência do gerador é maior.

Verificou-se que, para ambos os relés existe uma grande dificuldade para a obtenção de um único valor de ajuste que seja capaz de manter a sensibilidade dos relés sem comprometer a estabilidade do sistema de proteção.

Os relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase não garantem, por si só, a detecção do ilhamento em todos os cenários simulados sem o comprometimento da imunidade de operação contra faltas externas ao sistema de geração distribuída eólica. Desta maneira, faz-se necessário avaliar outros modelos de relés anti-ilhamento, como relés de sub e sobre frequência (81 o/u) por exemplo, para tornar a proteção mais robusta e, também, avaliar os impactos que a inserção de geração distribuída venha a trazer ao sistema, para que atenda aos consumidores com um padrão adequado de fornecimento de energia elétrica.

11.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Avaliar o desempenho de relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase para gerador eólico de indução monofásico através de softwares como ATP-EMTP.
- Avaliar o desempenho dos relés de taxa de variação de frequência e deslocamento de fase para cogeração.
- Desenvolvimento e simulação através de software de apoio de outros relés de proteção aplicados à geração distribuída.
- Simulação de cenários de sensibilidade e estabilidade com variações mais expressiva da frequência e do ângulo de carga.
- Avaliar o impacto na qualidade de energia para a instalação de geradores distribuídos na rede.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas. **Wind power in power system**. 1ªed. London: John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia eólica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_6_1.htm>. Acesso em: 01 mar. 2013.

BORBELY, Anne-Marie; KREIDER, Jan F. **Distributed Generation: The power paradigm for the new millenium**. Boca Raton: CRC Press, 2001.

BRITO, Mikely Pereira. **Geração Distribuída: Critérios e Impactos na Rede Elétrica**.2007. 56 f. Projeto de graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, 2007. Disponível em: <http://www2.ele.ufes.br/~projgrad/documentos/PG2006_2/mikelypereirabrito.pdf>. Acesso em: 19 de mar 2013.

CAMACHO, Eduardo F. et al. **Control for renewable energy and Smart Grids**. Disponível em: <<http://ieeecss.org/sites/ieeecss.org/files/documents/loCT-Part1-06RESG.pdf>>. Acesso em: 25 mar 2013.

CAMPOS, Fábio G. R. de. **Geração de energia a partir de fonte eólica com gerador assíncrono conectado a conversor estático duplo**. 2004. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia e Automação Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2004. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25062004-130205/publico/pdfGalizia.pdf>>. Acesso em: 27 fev. 2013.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, **I-432.0003: Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede Celesc**. Santa Catarina, 2006.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, **NTC 905100: Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da Copel**. Curitiba, 2010.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **NTC n.º 4313: Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da CPFL**. São Paulo, 2008.

DOMMEL, H. **Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiple Networks**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, April, 1969.

DRIEMEIER, Luís Henrique. **Geração distribuída**. Projeto de diplomação da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009.

FERREIRA, Ricardo; LEITE, Breno Moreira da Costa. **Aproveitamento de energia eólica**. Unicamp, 2012. Disponível em: <<http://www.fem.unicamp.br/~em313/paginas/eolica/eolica.htm>>. Acesso em: 22 fev. 2013.

GAONKAR, Dattatraya N. **Performance Of Microturbine Generation System in Grid Connected and Islanding Modes of Operation**. India, 2010. ISBN: 978-953-307-046-9, InTech. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/performance-of-microturbinegeneration-system-in-grid-connected-and-islanding-modes-of-operation>> Acesso em: 5 de jul. 2013.

GONÇALVES, Luiz F. **Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída**. 2004. 156 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/6778/000446770.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 20 de fev. 2013.

GOVERNO FEDERAL. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 18 mar. 2013.

HANSEN, L. H. et al. **Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, dec. 2001. Disponível em: < <http://windenergyresearch.org/1999/01/conceptual-survey-of-generators-and-power-electronics-for-wind-turbines/>>. Acesso em: 17 jun. 2013.

HERNANDES, Leonardo. **Aplicação da metodologia das curvas de desempenho na avaliação de relés de frequência comerciais**, 2009. 109 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

JENKINS, Nick; ALLAN, Ron; CROSSLEY, Peter; KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Embedded Generation**. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.

KARADY ,George G.; HOLBERT Keith E. **Electrical Energy Conversion and Transport: An Interactive Computer-Based Approach**. 2^aed. Institute of Electrical and Electronics Engineers. John Wiley & Sons, Inc. 2013.

KHOMFOI, Surin; TOLBERT, Leon M. **Chapter 31 Multilevel Power Converters**. 2005. Disponível em: <http://web.eecs.utk.edu/~tolbert/publications/multilevel_book_chapter.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2013.

LACTEC. **Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná**. Curitiba, 2007. Disponível em: < http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf >. Acesso em: 29 jul. 2013.

LINDGREN, Lars; SVENSSON, Jörgen; GERTMAR, Lars. **Generic models for Wind Power Plants**. Estocolmo, 2012. Disponível em: <http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0CEYQFjAC&url=http%3A%2F%2Felforsk.se%2FRapporter%2F%3Fdownload%3Dreport%26rid%3D12_47_&ei=QOB7UtCIDoa_kQfz9IG4Dg&usg=AFQjCNGqF834B3ekzeTi-VEEx9Qd2eG4obg&sig2=NX3oKG0k9iCzJqMqPaJA>. Acesso em: 07 nov. 2013.

LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. Dissertação de mestrado da Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/877M.PDF>>. Acesso em: 03 mar. 2013.

MACCARINI, Mateus C. **Inversor monofásico sincronizado para a conexão de um gerador eólico à rede elétrica**: estudo, projeto e implantação. 2009. 179 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2009.

NICOLOTTI, Rafael D.; SILVA, Ricardo M. C.; JORGE, Thyago de M. **Avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída**, 2011. 110 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Submódulo 3.6: **Requisitos técnicos mínimos para acesso às instalações de transmissão**. Disponível em: < http://www.ons.org.br/download/agentes/ProcRede/aneel/M%C3%93DULO%203_20130311.zip>. Acesso em: 17 mar. 2012.

PINTO NETO, Aime Fleury de Carvalho. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, 2012. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

PITOMBO, Sérgio Oliveira. **Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**, 2010. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Carlos. São Paulo, 2010.

PUJHARI, Truptimayee. **Islanding detection in distributed generation**. 2009 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - *Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology*, 2009. Disponível em: <<http://ethesis.nitrkl.ac.in/1422/1/trupthifullthesis.pdf>>. Acesso em: 23 de mar. 2013.

RAMOS, Álvaro; TAVARES, Carmem; SENA, Dêibson de. **Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão**. 2012. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed75_fasc_renova_veis_cap3.pdf>. Acesso em: 26 jan. 2013.

ROSAS, Pedro André C.; ESTANQUEIRO, Ana Isabel. **Guia de projeto elétrico de centrais eólicas: Projeto elétrico e impacto de centrais eólicas na rede elétrica**. Disponível em: <http://www.eletobras.com.br/downloads/EM_Biblioteca/guia_centrais_eolicas.zip>. Acesso em: 11 jan. 2013.

THE MATHWORKS. Disponível em: <http://www.mathworks.com/>>. Acesso em: 15 de set.2011.

VARÃO, Lucas Ricardo. **Fundamentos da Conversão da Energia Eólica**. 2008. 199 f. Dissertação de Mestrado em engenharia elétrica - Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2008093001.pdf>>. Acesso em: 27 fev. 2013.

VIEIRA, José Carlos M.; FREITAS, Walmir; SALLES, Diogo; FRANÇA, André Morelato. **Um método prático para definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída**. USP, 2008. Disponível em: <http://producao.usp.br/bitstream/handle/BDPI/4299/art_VIEIRA_Um_metodo_pratico_para_a_definicao_dos_2008.pdf?sequence=1>. Acesso em: 25 de mar. 2013.

VIEIRA, José Carlos M. **Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema**. Universidade de São Paulo, 2011.

WRITERS, Staff. **Global wind energy capacity grows 19 percent in 2012**. Artigo postado no website Wind Daily, 2013. Disponível em: <http://www.winddaily.com/reports/Global_wind_energy_capacity_grows_19_percent_in_2012_999.html>. Acesso em: 25 fev. 2013.

WU, Bin; YONGQIANG, Lan; ZARGARI, Navid; KOURO, Samir. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2011.

APÊNDICE A

O sistema em análise é representado pelo esquema unifilar simplificado da Figura 38. O gerador eólico está conectado à barra B6 e o Sistema Interligado Nacional (SIN) é representado por um gerador conectado à barra B0. Para o estudo, o disjuntor “Dj Conc.” é aberto a fim de caracterizar o ilhamento das cargas ligadas aos barramentos B2 e B8. Os relés para proteção anti-ilhamento atuam no disjuntor “Dj Interconexão”.

Os alimentadores da rede de distribuição são representados simplificadaamente por uma resistência e uma indutância em série cada um. Por serem linhas curtas em média tensão, as capacitâncias entre os condutores e a terra são desprezíveis. Os dados estão discriminados nas Tabela 15, 16 e 17.

Tabela 15 - Características dos alimentadores para o gerador de 5kVA.

Z	R(%)	X(%)	R(pu)	X(pu)	R(ohm)	L(H)
L1	141,79	499,69	1,4179	4,9969	16,87655475	0,157763935
L2	59,04	157,42	0,5904	1,5742	7,027236	0,049701212
L3	93,78	250,17	0,9378	2,5017	11,1621645	0,078984578
L4	12,83	14,23	0,1283	0,1423	1,52709075	0,004492747
L5	243,18	49,41	2,4318	0,4941	28,9444995	0,015599904
L6 (BT)	60,795	12,3525	0,60795	0,123525	0,00087788	4,73141E-07
L7	44,7	119,25	0,447	1,1925	5,3204175	0,037650041
L8	57,25	152,65	0,5725	1,5265	6,81418125	0,04819521

Fonte: Autoria própria, 2013.

Tabela 16 - Características dos alimentadores para o gerador de 100kVA.

Z	R(%)	X(%)	R(pu)	X(pu)	R(ohm)	L(H)
L1	141,79	499,69	1,4179	4,9969	16,87655	0,157764
L2	11,6754	15,312	0,116754	0,15312	1,389664	0,004834
L3	18,5562	24,336	0,185562	0,24336	2,208652	0,007683
L4	1,0492	1,376	0,010492	0,01376	0,124881	0,000434
L5	2,9158	3,824	0,029158	0,03824	0,347053	0,001207
L6 (BT)	72,895	95,6	0,72895	0,956	0,001053	3,66E-06
L7	44,7	119,25	0,447	1,1925	5,320418	0,03765
L8	57,25	152,65	0,5725	1,5265	6,814181	0,048195

Fonte: Autoria própria, 2013.

Tabela 17 - Características dos alimentadores para o gerador de 1000kVA.

Z	R(%)	X(%)	R(pu)	X(pu)	R(ohm)	L(H)
L1	141,79	499,69	1,4179	4,9969	16,87655	0,157764
L2	11,6754	15,312	0,116754	0,15312	1,389664	0,004834
L3	18,5562	24,336	0,185562	0,24336	2,208652	0,007683
L4	1,0492	1,376	0,010492	0,01376	0,124881	0,000434
L5	2,9158	3,824	0,029158	0,03824	0,347053	0,001207
L6 (BT)	0,72895	0,956	0,00729	0,00956	1,05E-05	3,66E-08
L7	44,7	119,25	0,447	1,1925	5,320418	0,03765
L8	57,25	152,65	0,5725	1,5265	6,814181	0,048195

Fonte: Autoria própria, 2013.

Os dados referentes aos transformadores de potência são apresentados na tabela 18.

Tabela 18 - Características dos transformadores.

	Transformador 1	Transformador 2	Transformador 3
Potência nominal [kVA]	25	112,5	1000
Tensão do primário [kV]	$34,5/\sqrt{3}$ (monof.)	34,5	34,5
Tensão do secundário [V]	127 - 254	220	220
Resistência do primário [pu]	0	0	0
Indutância do primário [pu]	0,08	0,04	0,025
Resistência do secundário [pu]	0	0	0
Indutância do secundário [pu]	0,08	0,04	0,025

Fonte: Autoria própria, 2013.

Valores de curto-circuito esperados nas barras B3, B5 e B6 (Barra do gerador), conforme apresentado na tabela 19.

Tabela 19 – Corrente de curto calculada para as simulações.

BARRA	TIPO DE FALTA	Pb = 1000kVA		Pb = 100kVA		Pb = 5kVA (monof.)		
		V(pu)	I(pu)	V(pu)	I(pu)	V(pu)	I(pu)	
B3	Falta monofásica, Zf = 40 ohms	0,4298	12,791	0,44	130,931	0,2986	592,44	Vb: -Fase-fase = 34,5kV -Fase-terra = 19,92kV
B3	Falta monofásica, Zf = 1000 ohms	0,95	1,1319	0,9837	11,7203	0,9698	77,0287	
B3	Falta trifásica	0,000014	16,7438	0,0000141	167,729	----	----	
B5	Falta monofásica, Zf = 40 ohms	0,4262	12,6823	0,4363	129,83	0,2526	501,133	
B5	Falta monofásica, Zf = 1000 ohms	0,9495	1,1313	0,9832	11,7144	0,9416	74,793	
B5	Falta trifásica	0,000014	16,567	0,000014	166,031	----	----	
B6	Falta monofásica, Zf = 40 ohms	0,973	0,0011773	1	0,0122	1	0,0813	Vb: -Fase-fase = 220V* -Fase-terra = 127V
B6	Falta monofásica, Zf = 1000 ohms	0,973	0,0000471	1	0,000487	1	0,00326	
B6	Falta trifásica	0,1783	8,6295	0,027	13,0722	----	----	

*Gerador monofásico possui tensão fase-fase = 254V

Fonte: Autoria própria, 2013.

APÊNDICE B

A fim de obter a velocidade do vento nominal do gerador eólico foi escolhido em relação ao mapa eólico do Paraná, referente à velocidade média anual dos ventos a 50 metros de altura (LACTEC, 2007).

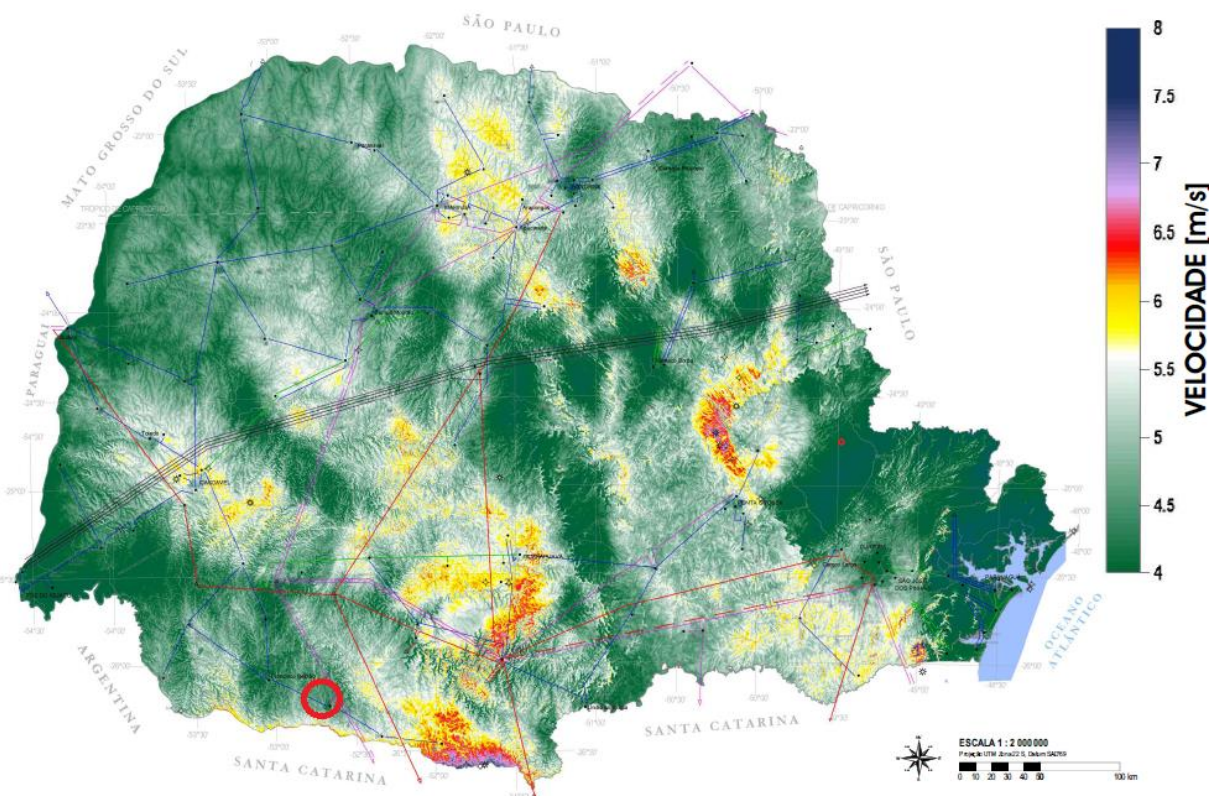


Figura 39 - Mapa eólico do Paraná: velocidade média anual de ventos à 50m de altura. Fonte: LACTEC, 2007 adaptado.

Conforme a Figura 39, o gerador eólico será instalado próximo ao município de Pato Branco (circulado no mapa). Desta forma, o vento nominal escolhido para o a turbina eólica é de 5,7m/s.