

Rafael Schincariol da Silva

**Desempenho de Geradores Distribuídos durante
Curtos-Circuitos Considerando Requisitos de
Suportabilidade a Afundamentos de Tensão**

*Distributed generators performance during short-
circuits considering Fault Ride-through
requirements*

Campinas

2012

**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação**

Rafael Schincariol da Silva

Desempenho de Geradores Distribuídos durante Curtos-Circuitos Considerando Requisitos de Suportabilidade a Afundamentos de Tensão

Distributed generators performance during short- circuits considering Fault Ride-through requirements

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração em Energia Elétrica.

Master Thesis presented to the School of Electrical and Computer Engineering of the University of Campinas to obtain the M.Sc. grade in Electrical Engineering in the area of concentration in Electric Power.

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Tutor: Associate Professor Walmir de Freitas Filho

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

**Campinas
2012**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE -
UNICAMP

Si38d	Silva, Rafael Schincariol da Desempenho de geradores distribuídos durante curtos-circuitos considerando requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão / Rafael Schincariol da Silva. --Campinas, SP: [s.n.], 2012. Orientador: Walmir de Freitas Filho. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. 1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Curtos- circuitos. 3. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 4. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.
-------	--

Título em Inglês: Distributed generators performance during short-circuits
considering Fault Ride-through requirements

Palavras-chave em Inglês: Distributed generation of electricity, Short-circuit,
Electric power systems - Protection, Electric power
systems - Stability

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Edgar Manuel Carreño Franco, Madson Cortes de Almeida

Data da defesa: 03-08-2012

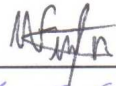
Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Rafael Schincariol da Silva

Data da Defesa: 3 de agosto de 2012

Título da Tese: "Desempenho de geradores distribuídos durante curtos-circuitos considerando requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente):  _____

Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco:  _____

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida:  _____

“Eu quase nada sei, mas desconfio de muita coisa”
Guimarães Rosa

Agradecimentos

Dedico aqui os meus agradecimentos aos que me apoiaram durante o tempo em que este trabalho foi realizado.

Em primeiro lugar à Deus que desde sempre guiou meus passos nos caminhos certos e a Seu tempo.

Ao professor e orientador Walmir pelo imensurável apoio, atenção, orientação e conselhos, e aos professores Luiz Carlos e Madson Cortes pela ajuda dispensada sempre que foi solicitada.

Aos demais professores da FEEC que contribuíram para minha formação desde a graduação assim como nas disciplinas de pós-graduação, e aos colegas do departamento de sistemas de energia elétrica pelo companheirismo e conhecimentos compartilhados.

Aos meus irmãos Renata e Rômulo que no decorrer desta jornada se revelaram grandes amigos e em especial à minha mãe Angela, pois sem ela certamente nada disso seria possível. Ela sempre fez o seu máximo, através de um exemplo de trabalho e dedicação, para que eu e meus irmãos crescessemos e nos desenvolvessemos como indivíduos de boa índole.

À minha namorada Aline, pelo amor, compreensão, paciência e dedicação dispensados.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq pelo apoio financeiro.

Resumo

O aumento da penetração de geradores em redes de distribuição de energia elétrica além de diversificar a matriz elétrica proporciona benefícios técnicos e econômicos. Contudo, também levanta preocupações relativas à confiabilidade no suprimento de energia elétrica. Para plantas eólicas conectadas na média e alta tensão são estabelecidos requisitos de “*Fault Ride-Through*” que determinam que os geradores devem permanecer conectados à rede durante perturbações com afundamentos de tensão e, em alguns casos, fornecer reativos para o reestabelecimento da tensão terminal. Porém, implementar tais requisitos para geradores na baixa tensão não é trivial. Na ocorrência de grandes perturbações os geradores distribuídos devem obrigatoriamente ser desconectados em casos de ilhamento, caso contrário a segurança de pessoas e equipamentos é colocada em risco e a qualidade de energia fornecida não é garantida. Ainda, durante curtos-circuitos os geradores contribuem para ao aumento das correntes de falta e os esquemas de proteção podem sofrer impactos na seletividade e coordenação. Por isso, para atender o requisito de “*Fault Ride-Through*” seria necessário além de manter os geradores conectados rever os esquemas de proteção de sobrecorrente, sendo necessários estudos dos impactos desta iniciativa e a análise do comportamento dos principais tipos de geradores distribuídos na ocorrência de curtos-circuitos. Nesta dissertação de mestrado, uma rede de distribuição com geradores distribuídos foi analisada através do estudo de sucessivas simulações de transitórios eletromagnéticos. O comportamento de três tipos de geradores distribuídos na ocorrência de curtos-circuitos foi investigado por meio de estudos de estabilidade, da análise das características de afundamentos de tensão e do suporte de reativos. Os geradores síncronos se mostraram com maior capacidade de suportarem faltas temporárias na rede. Os impactos do aumento das correntes de falta nas proteções contra sobrecorrente e da não desconexão do gerador do sistema ilhado também foram analisados. Os resultados mostraram que a presença de geradores distribuídos pode causar problemas na seletividade e na coordenação da proteção, além de deteriorar o comportamento transitório de geradores ilhados.

Palavras chave: Geração distribuída, suportabilidade a afundamentos de tensão, curto-circuito, proteção contra sobrecorrente, ilhamento

Abstract

The increase of distributed generation penetration in distribution systems not only helps to diversify the electrical matrix but also brings both technical and economic benefits. Yet, it also raises worries related to energy supply reliability. For wind power plants into the medium and high voltage networks there are the grid codes for “*Fault Ride-Through*” which stands that wind generators ought to ride a fault with voltage sag and, in some cases, provide reactive power for the terminal voltage restoration. However, implementing such requisites for low voltage connected generators is not a trivial task, as under great perturbations the distributed generators are required to be disconnected from the grid if an islanding situation occurs. Otherwise, people and equipment security would be at risk and the quality of the supplied power cannot be guaranteed. Besides, during short-circuits generators contribute to the increased fault currents along the grid and because of that the protection schemes should experience loss of selectivity and coordination. So, meeting the fault ride-through requirement demand a review of the anti-islanding schemes in order to permit generator islanding, as well as review the protection schemes to guarantee selectivity and coordination. Therefore, studies about the impacts of this initiative are necessary as well as the main generators behavior analysis under short-circuits. In this dissertation, a distribution network was analyzed through successive electromagnetic transient simulations. The behavior of three types of distributed generators under short-circuits was investigated by stability studies, voltage sag characteristics and reactive power support. Synchronous generators showed to present the best capability to ride through temporary faults on the grid. The impacts on overcurrent protection of increased short-circuit currents due to the distributed generators and impacts of not disconnecting the generators during islanding situations were also analyzed. The outcomes showed that keeping distributed generators connected might lead to problems on the protection selectivity and coordination and deteriorate the transient behavior of generators.

Key words: Distributed generation, Fault Ride Through, short-circuit, overcurrent protection, islanding

Sumário:

Capítulo 1.Introdução	1
Capítulo 2.Geração Distribuída e a Suportabilidade a Afundamentos de Tensão.....	5
2.1. Definições da geração distribuída e tecnologias utilizadas.....	5
2.2. Cenário nacional e internacional.....	8
2.3. Impactos técnicos da geração distribuída	12
2.4. A suportabilidade de geradores distribuídos a afundamentos de tensão (Fault-Ride through)	13
2.4.1 Revisão dos regulamentos existentes compreendendo suportabilidade de geradores a afundamentos de tensão	17
Capítulo 3.Modelo do Sistema e Metodologia de Análise	35
3.1. Modelo do sistema	35
3.1.1 Rede IEEE-34 modificada.....	35
3.1.2 Modelo do gerador síncrono	41
3.1.3 Modelo do gerador de indução.....	45
3.1.4 Modelo do gerador conectado via inversor	47
3.1.5 Esquema de proteção de sobrecorrente para a rede IEEE-34.....	49
3.2. Metodologia de análise	50
Capítulo 4.Comportamento de Geradores Distribuídos Durante Curtos-Circuitos... 53	53
4.1. Comportamento do gerador síncrono na ocorrência de curtos-circuitos.	53
4.2. Comportamento dos geradores de indução na ocorrência de curtos-circuitos.....	57
4.3. Comportamento de geradores conectados via inversores na ocorrência de curtos-circuitos	60
4.4. Estudos paramétricos para comparações entre geradores distribuídos durante curtos-circuitos trifásicos	62
4.4.1 Variação da constante de inércia do gerador.....	64
4.4.2 Variação da potência injetada pelo gerador	68
4.4.3 Variação da relação X/R dos alimentadores	73
4.4.4 Variação do nível de curto-circuito da subestação.....	82
4.4.5 Variação do carregamento do sistema.....	85
4.5. Conclusões parciais.....	89
Capítulo 5.Impacto da Suportabilidade a Afundamentos de Tensão na Proteção contra Sobrecorrente.....	93
5.1. Casos de estudo da rede IEEE-34 com proteção de sobrecorrente.	94

5.2.	Problemática da suportabilidade a afundamentos de tensão nos sistemas de proteção e análise dos impactos.....	96
5.3.	Aumento das correntes de curto-circuito	98
5.4.	Impactos na coordenação dos dispositivos de proteção.....	100
5.5.	Diminuição das correntes de curto-circuito no sistema ilhado	103
5.6.	Impactos dos religamentos automáticos	105
5.7.	Conclusões parciais.....	107
Capítulo 6. Conclusões Finais e Trabalhos Futuros.....		109
Referências		113
Apêndice A.		121
Parâmetros dos componentes do sistema		121
A.1	Rede IEEE-34 modificada:	121
A.2	Geradores distribuídos:	123
A.3	Dispositivos de proteção:.....	124
Apêndice B.		125
Proteção de Sistemas Radiais		125
B.1	Dimensionamento de chaves e elos fusíveis[66].....	130
B.2	Dimensionamento de religadores[66].....	131
Apêndice C.		133
Coordenação dos dispositivos de proteção no sistema IEEE34 modificado		133

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Participação da GD em países da EU-25. Fonte: [11]	9
Figura 2.2- Capacidade instalada de geradores distribuídos nos EUA. Fonte: [7].....	10
Figura 2.3 – Curva alemã de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores síncronos durante curtos-circuitos trifásicos. Fonte: [29].....	18
Figura 2.4 - Curva alemã de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores não síncronos durante curtos-circuitos trifásicos. Fonte: [29].....	19
Figura 2.5 – Controle de tensão no gerador distribuído de acordo com a regra alemã. Adaptado de: [29]	20
Figura 2.6 - Curva dinamarquesa de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores eólicos abaixo de 100kV. Fonte: [32].....	21
Figura 2.7 - Curva dinamarquesa de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores eólicos acima de 100kV. Adaptado de: [33].....	24
Figura 2.8 – Controle de potência reativa de geradores eólicos acima de 100kV – Dinamarca. Adaptado de: [33].....	24
Figura 2.9 – Tipos de conexões de geradores – Regulamento irlandês. Adaptado de:[34].....	25
Figura 2.10 - Curva irlandesa de suportabilidade a afundamentos de tensão. Adaptado de: [35]	25
Figura 2.11 - Curva espanhola de suportabilidade a afundamentos de tensão. Fonte:[36]	27
Figura 2.12 – Controle de corrente reativa de geradores em casos de falta – Espanha. Fonte: [36].	27
Figura 2.13 - Curva italiana de suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores eólicos. Adaptado de:[40].....	28
Figura 2.14 - Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão nos Estados Unidos. Adaptado de:[41]	29
Figura 2.15 - Curva canadense de suportabilidade a afundamentos de tensão pela Hydro-Quebec. Fonte:[43].....	30
Figura 2.16 - Curva canadense de suportabilidade a afundamentos de tensão pela AESO-Alberta. Adaptado de :[44].....	31
Figura 2.17 - Curva brasileira de suportabilidade a afundamentos de tensão.(a) Geradores hidroelétricos e termoeletricos; (b) Geradores eólicos. Fonte: [3]	33
Figura 3.1 – Rede IEEE34 de 34 barras. Fonte:[46].....	36
Figura 3.2 – Rede IEEE34 modificada – apenas ramos trifásicos	37
Figura 3.3 – Perfil de tensão da rede com e sem geradores distribuídos.....	40
Figura 3.4 – Gerador Síncrono – Modelo elétrico do SimPower Systems. (a) Bloco de representação (b) reatâncias modeladas do eixo em quadratura, (c) reatâncias modeladas no eixo direto.....	42
Figura 3.5 – Gerador Síncrono: Modelo mecânico. Fonte:[45]	44
Figura 3.6 – Excitatriz estática. Fonte: [45]	45
Figura 3.7 – Gerador de indução: Modelo elétrico no Sim Power Systems: (a) eixo direto (b) eixo em quadratura. Fonte: [45]	46
Figura 3.8 - Topologia básica para geradores conectados via inversor. Fonte: [51].....	48
Figura 3.9 – Topologia simplificada para geradores conectados via inversores: Modelo Contínuo. Fonte: [51].....	49

Figura 3.10 - Esquema de proteção para a rede IEEE-34. Adaptado de: [52] e [53]	50
Figura 3.11 – Análise de afundamentos de tensão	52
Figura 4.1– Análise da estabilidade do gerador Síncrono pela curva $P_x\delta$. (a) Curva $P_x\delta$, (b) Caso estável, (c) Caso instável. Adaptado de [49].	55
Figura 4.2 – Gerador Síncrono conectado à rede de distribuição.....	55
Figura 4.3 - Curva $P_x\delta$ para gerador conectado na rede de distribuição.....	56
Figura 4.4 – Circuito equivalente da Máquina de indução. Fonte: [54].....	58
Figura 4.5 - Característica T_{xw} do gerador de indução. Fonte : [54]	59
Figura 4.6 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador síncrono com variação de H (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860	65
Figura 4.7 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de H (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860	65
Figura 4.8 – Afundamentos de tensão para variação de H – Curto-circuito aplicado à barra 812 (a) Gerador de Indução, (b) Gerador Síncrono	66
Figura 4.9 - Comportamento da potência reativa com a variação de H, para falta na barra 860 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono	68
Figura 4.10 - Comportamento de δ do gerador síncrono com variação da potência ativa injetada (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860.	69
Figura 4.11 - Curva $P_x\delta$ com análise pelo critério de áreas. Comparação do (a) caso estável e (b) caso instável.	70
Figura 4.12 – Exemplo de curva $T_{x\omega}$ para aumento da potência injetada pelo gerador.....	71
Figura 4.13 - Comportamento da velocidade do gerador de indução com variação de P_g , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 860.....	71
Figura 4.14 - Comportamento da potência reativa com a variação da potência ativa injetada, para falta na barra 812 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono.....	73
Figura 4.15 - Comportamento de do gerador síncrono com variação de X/R por R , para faltas nas barras: (a) 812, (b)890.....	75
Figura 4.16 - Curva $P_x\delta$ para um aumento na reatância da linha de distribuição.	75
Figura 4.17 - Comportamento de do gerador síncrono com variação de X/R por X , para faltas nas barras: (a) 812 (d) 860.....	76
Figura 4.18 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de X/R por R , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 890	77
Figura 4.19 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de X/R por X , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 860.....	77
Figura 4.20 – Curva T_{xw} para variação da relação X/R da linha (a) Aumentado X (b) Aumentando R	78
Figura 4.21 - Valores mínimos de magnitude de afundamentos de tensão – Curto-circuito na barra 812 (a) Gerador Síncrono (b) Geradores de Indução	79
Figura 4.22 - Comportamento da potência reativa com a variação da relação X/R por X , para falta na barra 844 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono.....	81
Figura 4.23 - Comportamento da potência reativa com a variação da relação X/R por R , para falta na barra 844 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono.....	81

Figura 4.24 - Comportamento de do gerador síncrono com variação do nível de curto-circuito, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844.....	83
Figura 4.25 - Comportamento de do gerador de indução com a variação do nível de curto-circuito, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844.....	83
Figura 4.26 - Comportamento da potência reativa com a variação do nível de curto-circuito da subestação, para falta na barra 890 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono	85
Figura 4.27 - Comportamento de do gerador síncrono com variação do nível de carregamento do sistema, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844.....	86
Figura 4.28 - Comportamento de do gerador de indução com variação do nível de carregamento do sistema para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844.....	87
Figura 4.29 - Comportamento da potência reativa com a variação do nível de carregamento do sistema, para falta na barra 860 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono.....	89
Figura 5.1 – Alocação dos geradores e casos de faltas analisadas.	96
Figura 5.2 - Exemplo de operação indevida do fusível F2 para um curto-circuito na barra 844 com geração distribuída na barra 862.	103
Figura 5.3 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 812 para Caso 1.....	105
Figura 5.4 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 890 para Caso 2.....	106
Figura 5.5 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 860 para Caso 3.....	106
Figura B. 1 – Curvas de fusíveis do tipo K . Fonte: [64]	128
Figura B. 2 – Curvas de religadores do tipo WE .Fonte:[64].....	129
Figura C. 1 - Faixa de coordenação entre religador e fusível 25K.....	134

Lista de Tabelas

Tabela 3.1– Modelo de cargas na rede IEEE34.	41
Tabela 4.1– Afundamentos de tensão para variação de H do gerador	67
Tabela 4.2 - Afundamentos de tensão para variação da potência ativa injetada pelo gerador	72
Tabela 4.3 - Afundamentos de tensão para variação da relação X/R do gerador (Variação por R)..	79
Tabela 4.4 - Afundamentos de tensão para variação da relação X/R do gerador (Variação por X)..	80
Tabela 4.5 - Afundamentos de tensão para variação do nível de curto-circuito	84
Tabela 4.6 - Afundamentos de tensão para variação do nível de carregamento do sistema	88
Tabela 4.7 – Quadro comparativo dos geradores com relação aos regulamentos internacionais	91
Tabela 5.1- Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 862.....	99
Tabela 5.2 - Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 828.....	99
Tabela 5.3- Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 848.....	99
Tabela 5.4- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 862	101
Tabela 5.5- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 828.....	101
Tabela 5.6- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 848	102
Tabela 5.7 - Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 862..	104
Tabela 5.8 - Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 828..	104
Tabela 5.9- Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 848...	104
Tabela A. 1 – Parametros do transformador da subestação.....	121
Tabela A. 2 – Parâmetros dos alimentadores	121
Tabela A. 3 – Parametros dos transformadores reguladores de tensão	121
Tabela A. 4 – Parâmetros do transformador XFM-1	121
Tabela A. 5 – Dados das cargas modeladas como impedância constante	122
Tabela A. 6 – Comprimento das linhas	122
Tabela A. 7 – Parâmetros do Gerador Síncrono.....	123
Tabela A. 8 – Parâmetros da Excitatriz estática regulada por tensão.....	123
Tabela A. 9 – Parâmetros do Gerador de Indução	123
Tabela A. 10 – Parâmetros do gerador conectado via inversor	123
Tabela A. 11- Dados do religador da subestação	124
Tabela A. 12 – Dados dos elos fusíveis	124
Tabela C. 1 - Correntes de Curto-circuito Trifásico Fluindo pelos Dispositivos de Proteção sem Gerador Distribuído	134
Tabela C. 2 - Correntes de Curto-circuito Fase-terra Fluindo pelos Dispositivos de Proteção sem Gerador Distribuído	135

Lista de Acrônimos

<i>ABNT</i>	<i>Associação Brasileira de Normas Técnicas</i>
<i>ANEEL</i>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<i>CIGRÉ</i>	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
<i>CPFL</i>	<i>Companhia Paulista de Força e Luz</i>
<i>DFIG</i>	<i>Double Feed Induction Generator</i>
<i>DG</i>	<i>Distributed Generation</i>
<i>FACTS</i>	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
<i>FERC</i>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
<i>FRT</i>	<i>Fault Ride-Through</i>
<i>FSIG</i>	<i>Fixed Speed Induction Generator</i>
<i>GD</i>	<i>Geração Distribuída</i>
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<i>LVRT</i>	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
<i>ONS</i>	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
<i>PCC</i>	<i>Ponto Comum de Conexão</i>
<i>PCH</i>	<i>Pequena Central Hidroelétrica</i>

<i>PCT</i>	<i>Pequena Central Termoelétrica</i>
<i>PRODIST</i>	<i>Procedimentos de Distribuição da ANEEL</i>
<i>PROINFRA</i>	<i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia</i>
<i>PSS</i>	<i>Power System Stabilizer</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
<i>SVC</i>	<i>Static VAR Compensator</i>
<i>TGR</i>	<i>Transient Gain Reduction</i>

Capítulo 1. Introdução

De acordo com a experiência atual do setor elétrico relativo às projeções de crescimento da demanda de energia e consequente aumento do número de empreendimentos de geração no Brasil, existe uma forte tendência nas próximas décadas do aumento de autoprodutores de energia conectados aos sistemas de média e baixa tensão ([1]-[14]). No contexto da confiabilidade do sistema elétrico - capacidade do sistema manter os requisitos mínimos para garantir a continuidade dos serviços – este fenômeno conhecido como geração distribuída (GD) surge como complemento para o suprimento da demanda de energia, contribuindo assim para um aumento de confiabilidade no caso de interrupção da energia suprida pela concessionária ([9], [10]). De fato, a entrada crescente de fontes de energia renováveis e cogeração nos sistemas de energia elétrica é, na realidade, consequência da necessidade de atendimento da demanda de carga localmente.

Contudo, com este aumento do nível de penetração de GD é necessário avaliar os impactos e possibilidades de manutenção da GD em operação durante a ocorrência de faltas. Estes estudos devem abordar as características operativas da planta e de seus componentes durante e após a ocorrência da perturbação no sistema. À medida que o sistema elétrico evolui, as tecnologias devem evoluir juntamente para atender os requisitos mínimos de confiabilidade do sistema elétrico, dos quais a capacidade da planta de geração permanecer em operação durante e após uma perturbação é um requisito de importância tanto técnica quanto econômica. Assim, o comportamento dinâmico do sistema durante a ocorrência de curtos-circuitos, incluindo tanto os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão (ou do inglês FRT - *Fault Ride-Through*) como os requisitos de estabilidade transitória, deve ser exhaustivamente investigado ([15]-[23]).

Quando as fontes de energia renováveis começaram a ser empregadas nos sistemas de energia elétrica, principalmente as plantas eólicas, não haviam preocupações significativas quanto aos aspectos operativos e de estabilidade destes novos geradores. Na prática, qualquer resposta negativa dos geradores frente ao sistema causava a desconexão

desta planta até que o sistema recuperasse a estabilidade [16]. Os geradores eram desconectados e permaneciam fora do sistema, aguardando para serem novamente conectados ao sistema após a eliminação da falta. Contudo, o nível de penetração dessas novas fontes cresceu significativamente, e em alguns casos tornou-se inviável, tanto tecnicamente como economicamente, retirar a planta do sistema. Em muitos países, o aumento do nível de penetração de plantas eólicas nos sistemas de média tensão demandou a revisão de regulamentos (denominados de “*Grid Codes*”) [16] incluindo os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão que os geradores eólicos devem atender quando forem conectados ao sistema. Tomando em vista o nível de penetração crescente da GD em redes de distribuição, a suportabilidade a afundamentos de tensão destes geradores também deve ser analisada. Nesta dissertação de mestrado, procura-se estudar as características dos geradores durante curtos-circuitos que causam afundamentos de tensão no sistema. São investigadas as características dos principais tipos de geradores distribuídos e são analisados os impactos na qualidade de energia e na proteção contra sobrecorrente.

Em resumo, são dois os principais conflitos existentes: O primeiro conflito existente é entre as exigências de manter o gerador em operação o maior tempo possível e a exigência de desconectar a GD do sistema que foi ilhado pela atuação de um religador em resposta a uma perturbação no sistema. O segundo conflito é entre manter o gerador operando e atentar para que a contribuição deste nas correntes de faltas não afetem a seletividade e coordenação da proteção contra sobrecorrente. Sistemas de transmissão, devido a sua característica malhada, e devido a esquemas de proteção mais sofisticados, raramente necessitam de sistemas de proteção contra ilhamentos e são geralmente imunes à contribuição de correntes de curto-circuito de pequenos geradores independentes conectados ao longo da rede. Isso significa que o gerador raramente sofre múltiplos afundamentos de tensão devido aos religamentos automáticos dos disjuntores. Dessa forma, os conflitos mencionados são exclusivos da conexão de plantas de GD nas redes de distribuição radiais, sendo assim necessário entender os prós e contras de atribuir a geradores distribuídos os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão como o atribuído atualmente aos geradores eólicos. Também devem ser investigadas as

características da operação destes geradores nas ilhas originadas das operações automáticas dos religadores ou da abertura de outros dispositivos de proteção. Para este estudo, é de extrema importância entender a característica dos diferentes tipos de geradores utilizados em geração distribuída na ocorrência de curtos-circuitos, tais como geradores síncronos, geradores de indução e geradores conectados via inversores. A fim de investigar o comportamento de geradores distribuídos durante eventos de curto-circuito e analisar os impactos nos aspectos operativos do sistema, esta dissertação está organizada da seguinte forma:

No capítulo 2 será feita uma breve revisão dos conceitos de geração distribuída, incluindo o cenário atual e os impactos relacionados. Será também apresentada uma revisão bibliográfica dos estudos compreendendo o tema de suportabilidade a afundamentos de tensão e uma revisão geral dos principais regulamentos existentes prevendo este requisito.

No capítulo 3 será apresentado o modelo do sistema em estudo e dos componentes deste sistema, assim como serão apresentados os modelos dos principais tipos de geradores distribuídos utilizados para este estudo (geradores síncronos, geradores de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo, e geradores conectados via inversores). Também será apresentada uma configuração proposta para um esquema de proteção típico de redes de distribuição de energia, com o intuito de analisar os impactos em sistemas de proteção de sobrecorrente e no sistema ilhado.

No capítulo 4 será apresentado um estudo do comportamento dos geradores distribuídos durante a ocorrência de curtos-circuitos trifásicos de natureza temporária. Serão analisadas as características de estabilidade, afundamentos de tensão e suporte de potência reativa para o reestabelecimento da tensão terminal após a falta. A análise será feita por meio de estudos paramétricos, partindo de um caso base e variando um determinado parâmetro do sistema ou dos geradores distribuídos.

No capítulo 5 será feito um estudo dos impactos da consideração da suportabilidade a afundamentos de tensão nos sistemas de proteção de sobrecorrente. Também será realizado um estudo dos impactos nas características dinâmicas do sistema devido aos

religamentos automáticos dos dispositivos religadores quando o gerador permanece conectado ao sistema ilhado.

No capítulo 6 serão apresentadas as conclusões do trabalho realizado, assim como discutidas as sugestões para trabalhos futuros que envolvam o tema da suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores distribuídos conectados na rede primária de distribuição de energia elétrica.

Capítulo 2. Geração Distribuída e a Suportabilidade a Afundamentos de Tensão.

2.1. Definições da geração distribuída e tecnologias utilizadas

A geração distribuída (GD) consiste em um recurso para o suprimento da demanda de energia elétrica localmente, de maneira a promover o alívio da demanda dos grandes centros de geração. Dentre as vantagens desta iniciativa, destaca-se a redução de perdas elétricas, postergação de investimentos em transmissão e melhora na estabilidade do serviço de suprimento de energia elétrica ([9],[10]). A experiência atual, assim como as projeções de crescimento da capacidade de geração no Brasil e no mundo, mostra que a participação desta alternativa na matriz elétrica cresceu muito nos últimos anos e tenderá a crescer ainda mais nas próximas décadas ([1]-[14]).

Originalmente, os sistemas de distribuição foram projetados considerando o fluxo de potência elétrica em apenas um sentido: o fluxo proveniente da subestação de distribuição, percorrendo as linhas, transformadores e outros equipamentos de distribuição e entregue aos centros consumidores nas extremidades das redes[4]. Atualmente, existe um interesse crescente em alocar geradores próximos aos consumidores diretamente na rede de distribuição ([24],[25]). Este interesse é decorrente do processo de reestruturação que o setor elétrico passa após grandes eventos que expuseram a fragilidade do sistema elétrico e levantaram dúvidas a cerca da confiabilidade do suprimento da demanda. Juntamente, fatores como o crescimento populacional e o natural aumento da demanda de energia, assim como o avanço de novas tecnologias para geração de energia elétrica, contribuem para a eliminação de barreiras legais e impulsionam o uso desta alternativa [4].

Existem diversas definições do termo Geração Distribuída, indicando que ainda não existe um consenso sobre esta definição. O próprio termo pode ser encontrado em outras denominações como: geração dispersa, geração descentralizada ou geração embarcada

(*embedded generation*) [1]. Entretanto, os termos são sinônimos e apenas explicitam a característica deste tipo de geração ser conectada aos sistemas de distribuição (geração embarcada) e não centralizada (geração dispersa ou geração descentralizada) [25]. De maneira geral, pode-se definir a GD como o atendimento de uma demanda de energia utilizando geradores próximos aos consumidores, sendo essa a definição mais simples ([9],[10]). Contudo, existe um questionamento sobre a importância de se observar outros aspectos tais como: proposta e localização da instalação, capacidade de geração, nível de tensão no ponto de operação, tecnologias utilizadas, impactos ambientais, propriedade do empreendimento de geração, etc. Todos estes aspectos podem ou não ser relevantes ao se definir um conceito de GD [1].

De acordo com [1], GD é definida como *uma fonte de geração conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor, com o propósito de prover uma fonte de potência ativa ao sistema* (não fornece potência reativa). Para o autor, os aspectos de potência de operação, área de instalação, tecnologias, impactos ambientais, modo de operação, propriedade e nível de penetração de GD não são relevantes nesta definição. Neste mesmo trabalho, a GD é dividida em função da potência elétrica como Micro (até 5kW), Pequena (5kW até 5MW), Média (5MW até 50MW) e Grande (50MW até 300MW). As faixas de valores adotadas estão de acordo com a realidade americana.

Para o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), GD corresponde à *instalação de geradores em um ponto comum de conexão*. Esta geração deve ser pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima dos consumidores. A estes pequenos geradores atribui-se a definição de *fontes distribuídas*, conectados diretamente ao sistema de transmissão, e envolvem tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica[24].

O CIGRE (International Council on Large Electric Systems) [26], em seu relatório técnico de 1999, define GD como uma geração *planejada e despachada de forma descentralizada e usualmente conectada a sistemas de distribuição com capacidade menor que 50-100 MW de potência*.

Para o PRODIST (Procedimentos de Distribuição da ANEEL) a GD compreende *centrais geradoras de qualquer potência conectadas diretamente ao sistema de distribuição ou através de instalações de consumidores. Estas fontes geradoras podem ou não serem operadas pela ONS e despachadas de maneira paralela ou isolada.* Na definição do PRODIST o agrupamento de GD compreende *o conjunto de geradores localizados em uma mesma área e conectadas a uma mesma distribuidora, despachadas através de um centro de despacho de geração distribuída*[2].

Ainda no Brasil, existe o decreto de lei numero 5.163 de 30 de Julho de 2004 define a GD conforme abaixo[27]:

“Art. 14. Para fins deste decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – Hidroelétrico com capacidade superior a 30MW

II – Termoelétrico, inclusive cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termoelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

Conforme descrito, existe uma grande diversidade de definições a cerca do conceito de GD, e estas definições variam entre países e organizações do setor elétrico. Para tanto, consideramos para este trabalho, observando também os termos do decreto 5.163, a GD como **qualquer gerador conectado diretamente às redes de distribuição (menores que 69kV) ou subtransmissão (138kV) de energia elétrica.**

Devido à diversidade tecnológica, o avanço das tecnologias para geração de energia e flexibilidade de utilização dos recursos energéticos, a gama de fontes de energia que podem ser utilizadas para aplicações em GD é numerosa [9]. As principais tecnologias utilizadas em GD compreendem principalmente *fontes de energia renováveis*, com destaque para os motores alternativos de combustão interna, turbinas a vapor e pequenas centrais hidroelétricas. Existem, contudo, tecnologias emergentes que estão amadurecendo comercialmente, mas já tem uma participação significativa no contexto de GD, como micro turbinas a gás, células combustíveis, células fotovoltaicas, centrais solares, motores Stirling (combustão externa) e geradores eólicos [8].

2.2. *Cenário nacional e internacional*

A produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia é uma tendência não somente no Brasil como também em diversos outros países do mundo. As motivações para o uso destes recursos incluem fatores técnicos, econômicos e ambientais ([4]-[7],[11],[13]) tais como a diversificação da matriz energética, postergação de investimentos nos sistemas de transmissão decorrente do aumento da demanda, redução da necessidade de combustíveis fósseis para termelétricas, comprometimento internacional para combater o aquecimento global, redução de emissão de gases do efeito estufa e o incentivo para o desenvolvimento de tecnologias de produção eficiente de energia elétrica por meio de fontes renováveis. Os cenários da GD diferem entre os países conforme a realidade e amadurecimento das tecnologias, recursos disponíveis e regulamentação. Porém, diversos dados mostram um crescimento de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente nos sistemas de distribuição de energia elétrica de todo o mundo [5].

Na Europa os maiores desafios a serem combatidos estão relacionados à sustentabilidade, segurança de fornecimento de energia e desenvolvimento econômico. As políticas adotadas preveem objetivos de redução da emissão de gases do efeito estufa, aumento da participação de fontes de energia renováveis, e aumento da eficiência energética [11]. O setor elétrico é visto como chave para atingir estes objetivos e, para tanto, membros da União Européia devem promover incentivos para a penetração de fontes de energias renováveis e, em especial, a cogeração, vista como uma medida de eficiência energética. Os documentos até o momento propõem que o crescimento de fontes de energias renováveis seja de até 20% até o ano de 2020, assim como propõem melhorar as economias de energia em cerca de 20% durante o mesmo período [11]. Como consequência do incentivo dado para utilização de fontes de energia renováveis e cogeração muitas das tecnologias desenvolvidas a partir deste tipo de fonte são passíveis de ser aplicadas em pequena ou média escala nas redes de transmissão e distribuição. Dessa forma a presença de plantas de GD tem potencial de crescimento dentro da Europa, devendo passar pela atualização da regulamentação prevendo a geração distribuída [11].

A participação das fontes de GD nos países europeus difere consideravelmente entre os países, conforme pode ser evidenciado na figura 2.1. De maneira geral, os países da EU-15 possuem uma participação maior de plantas de DG do que os países adicionais que compõem a nova EU-25. Em destaque encontram-se a Dinamarca com aproximadamente 45% de participação, a Holanda, Espanha e Suécia com aproximadamente 20% de participação cada. Algumas exceções, como França e Grécia pertencentes a EU-15 e com baixa participação, indicam a existência de barreiras nesses países que dificultam a penetração da GD. Um ponto importante é que a baixa participação das plantas de GD de determinados países não necessariamente implica em baixa participação de fontes de energia renováveis ou cogeração. Muitos países possuem usinas hidroelétricas convencionais, consideradas como fonte de energia renovável [11].

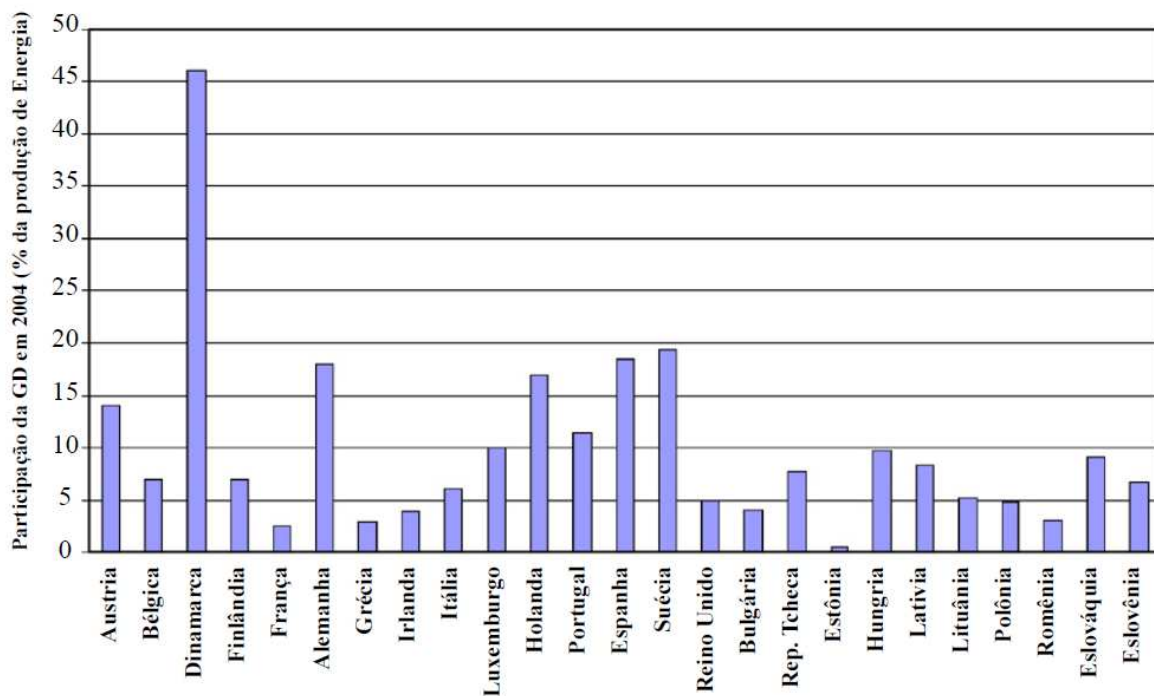


Figura 2.1 - Participação da GD em países da EU-25. Fonte: [11]

Nos EUA, existe atualmente uma variedade de fontes de GD alocadas, e é esperado que o número de fontes de GD tenham um crescimento proporcional ao desenvolvimento das tecnologias. A capacidade instalada de GD nos EUA é, em sua maioria, devido aos geradores de emergência e outros não conectados ao sistema (figura 2.2). Isso indica que

estes geradores são instalados pelos próprios consumidores para garantirem o suprimento de energia em caso de falhas no sistema elétrico [6]. Um recente relatório disponibilizado em Novembro de 2011[12] mostra um crescimento significativo no numero de geradores distribuídos, assim como na capacidade total destes tipos de geradores na matriz elétrica norte americana.

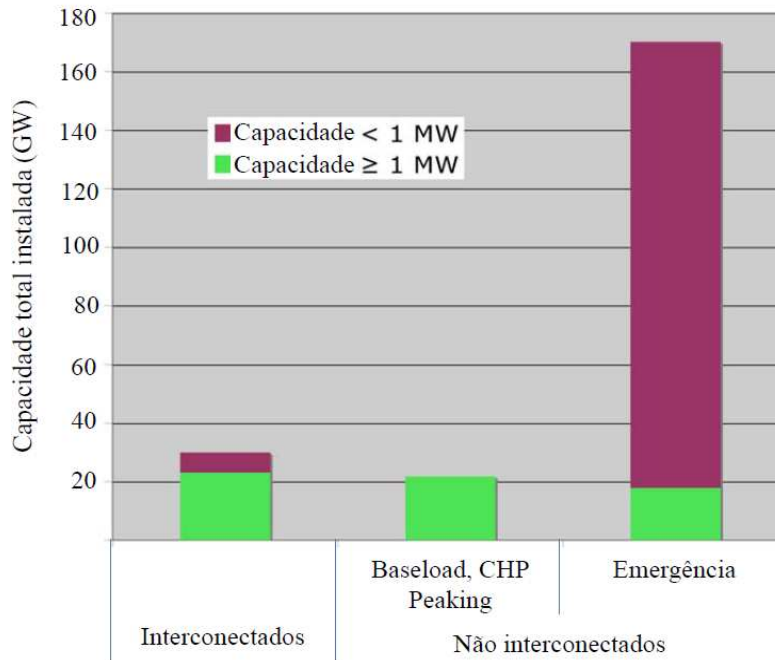


Figura 2.2- Capacidade instalada de geradores distribuídos nos EUA. Fonte: [7]

Representando um total de 40% do sistema elétrico dos EUA, 18 estados americanos se reuniram e lançaram o Renewable Portfolio Standards (RPS) que define objetivos de diversificação da matriz energética americana, de maneira a reduzir a emissão de gases do efeito estufa. De acordo com este documento, estados como Califórnia, Hawai, Nova York e Maine tinham objetivos de produzir um mínimo de 20% de energia elétrica a partir de fontes renováveis em 2010. No mesmo ano o departamento de energia dos Estados Unidos tinham objetivos de produzir um mínimo de 92GW de energia elétrica a partir de fontes de cogeração [7]. Como a maioria das plantas de GD envolvem o uso de fontes de energia renováveis, este incentivo também impulsiona a GD.

No Brasil, a matriz energética é predominantemente hidroelétrica. Contudo, outras

fontes de energia renováveis tem ganho espaço. Dentre as fontes de energia renováveis em amadurecimento no Brasil, destacam-se as participações de energia eólica e biomassa cuja tendência de participação na matriz elétrica brasileira tenderá a aumentar nos próximos anos devido aos leilões já realizados, dos incentivos à livre comercialização de energia gerada por fontes renováveis, da possibilidade de se aumentar o número de consumidores livres e do PROINFRA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia [2]. A projeção é que o percentual de GD na matriz energética brasileira chegue a 15%, considerando os empreendimentos já outorgados e em construção, assim como a estimativa de crescimento da capacidade de usinas térmicas à biomassa em cerca de 5.000MW de potência ([3],[4],[8],[13]).

No período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010, a ANEEL realizou a consulta pública nº 015/2010 com o objetivo de facilitar o acesso e reduzir obstáculos à pequena geração conectada diretamente nas redes de distribuição, sendo que foram recebidos dos agentes cerca de 577 propostas. Posteriormente foi realizada a audiência pública nº 042/2011, realizada entre 8 de agosto e 14 de outubro de 2011 para apresentação de propostas para redução de barreiras à instalação de micro e mini geração distribuída, prevendo um sistema de compensação de energia com o intuito de gerar créditos de energia para o consumidor/ produtor quando a energia gerada for superior à consumida em um determinado mês. Também foram tratados nesta audiência os incentivos à instalação de geração fotovoltaica. Em fevereiro de 2012, a ANEEL divulgou as minutas das resoluções normativas dos incentivos para instalação de usinas fotovoltaicas e das regras para acesso de micro e mini geração distribuída às redes de distribuição prevendo o sistema de compensação de energia. Apresentou ainda uma minuta da seção 3.7 do PRODIST descrevendo os procedimentos de acesso[2]. Uma vez formalizada a regulamentação, as concessionárias agora devem rever suas normas para adequar ao regulamento da ANEEL.

Assim, conclui-se que existe um crescente interesse do governo brasileiro em facilitar a entrada da geração distribuída nos sistemas de distribuição, aumentando ainda mais as tendências de crescimento desta alternativa na matriz elétrica brasileira.

2.3. Impactos técnicos da geração distribuída

A princípio, as redes de subtransmissão e distribuição de energia elétrica não foram projetadas para a conexão de geradores distribuídos. Logo, aumentar o nível de penetração desta nova alternativa cria novos desafios técnicos [4]. Embora a inserção de plantas de GD nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia possam promover diversos benefícios, existem fatores restritivos que criam barreiras à penetração da GD, tais como os impactos técnicos negativos nas redes não originalmente projetadas para este tipo de aplicação.

A lista dos impactos técnicos decorrentes da penetração de geradores distribuídos em estudo atualmente é ampla e inclui: aumento do perfil de tensão em regime permanente, aumento do fluxo de corrente nos ramos do sistema, aumento do nível de curto-circuito, impactos em perdas elétricas, transitórios de tensão e corrente, impactos em qualidade de energia, estabilidade de tensão e ângulo, operação ilhada, entre outros [25]. Desta forma, a análise destes impactos se torna essencial para garantir que os mesmos não sejam restritivos à entrada de uma planta de GD em um determinado sistema. Os primeiros estudos que devem ser realizados neste sentido são: a análise do perfil de tensão em regime permanente, análise do fluxo de corrente e do nível de curto-circuito e análise das variações das perdas elétricas nos alimentadores[4].

Outros impactos estão diretamente relacionados à ocorrência de perturbações na rede como a ocorrência de curtos-circuitos. Os impactos destes tipos de eventos são imediatos em aspectos relevantes para a operação do sistema elétrico, tais como: estabilidade de tensão e ângulo, ocorrências de afundamentos de tensão, aumento do nível de curto-circuito da rede e operação ilhada do sistema ([25],[28]). De maneira geral, é recomendado que a planta de geração distribuída seja desconectada do sistema quando identificada uma grande perturbação que possa prejudicar a estabilidade dos geradores e violar os limites operativos de tensão. Contudo, à medida que o nível de penetração de geradores conectados em redes de distribuição cresce, aumenta também a preocupação em manter estes geradores em operação dentro de limites pré-determinados, mesmo durante a

ocorrência de uma grande perturbação.

2.4. A suportabilidade de geradores distribuídos a afundamentos de tensão (Fault-Ride through)

Quando as primeiras plantas de geradores eólicos começaram a ser conectadas diretamente nas redes de transmissão na Europa e América do Norte, não haviam preocupações quanto a manter os geradores operando, pois a contribuição de potência que estas plantas representavam no sistema não era relevante para o sistema como um todo. Assim, uma perturbação ou distúrbio na rede implicava em consequente desconexão dos geradores até a eliminação da falta, conforme os regulamentos. Com o aumento da participação dos parques eólicos, a desconexão destes geradores em casos de curtos-circuitos começou a se tornar inviável. Desta forma, os regulamentos para conexão de geradores eólicos no sistema passaram a incluir requisitos operativos em situações de falta incluindo as condições mínimas nas quais os geradores deveriam continuar provendo tensão terminal e, em alguns casos, fornecendo suporte de reativos, sem que fossem desconectados do sistema[16]. Estes requisitos são denominados de *Suportabilidade a afundamentos de tensão*, tradução do inglês para *Fault-Ride Through (FRT)* ou *Low Voltage-Ride Through (LVRT)*, e são na maioria dos casos determinados para plantas eólicas conectadas a sistemas de alta e média tensão. Embora a mesma recomendação de desconexão em casos de curtos-circuitos seja aplicada aos geradores distribuídos conectados em redes de média e baixa tensão, o aumento da participação desta alternativa evidenciada ao longo dos anos (conforme apresentado na seção 2.2) levanta o questionamento sobre a necessidade de que sejam impostos a estes geradores os mesmos requisitos operativos[22].

A capacidade de uma determinada planta de geração permanecer em operação no caso de perturbações ou faltas é dependente de diversos fatores que podem ser atribuídos tanto aos geradores da planta quanto ao sistema em que a planta está conectada. Do lado do sistema, os fatores estão relacionados à curva tensão x tempo, nível do afundamento de tensão, tipo de falta (monofásica, bifásica ou trifásica), tempo de recuperação da falta,

localização da falta, robustez e arquitetura da rede (radial ou em anel), condições pré-falta de potência ativa e reativa, suporte de potência ativa e reativa após a eliminação da falta e características das cargas conectadas à rede. Do lado da geração, os fatores que contribuem para a continuidade da geração e permanência dos geradores em sincronismo com a rede estão relacionados com aspectos construtivos e de controle como inércia rotacional, reatância interna, sistema de excitação e controle de velocidade, e também resposta e controle da turbina ([19]-[21],[28]).

Muitas das discussões envolvendo a suportabilidade de geradores distribuídos a afundamentos de tensão em redes de transmissão abordam formas de melhoria na unidade geradora e estudos dos sistemas para avaliar se os requisitos são atendidos de forma satisfatória. Em [17] se defende que os requisitos devem ser implantados apenas para certo nível de penetração de geradores eólicos e de acordo com as características da rede para a qual o regulamento é aplicado. É desenvolvida uma estratégia para avaliar o nível de penetração de GD e aplicar o requisito adequado. Em um primeiro momento apenas as regras de margem de estabilidade são aplicadas. A partir de certo nível de geradores no sistema, o requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão pode ser aplicado, e posteriormente o de suporte a estabilidade de tensão. Uma proposta para aplicação desta metodologia e as vantagens de cada tipo de tecnologia aplicada em geração eólica são discutidas. Uma vez que nesta análise as distribuidoras priorizariam sempre o menor custo, a utilização mais frequente de alternativas com baixa capacidade de suporte a sobtensões é a mais frequente.

No trabalho [18] é apresentada a possibilidade de conectar uma planta de geração eólica a uma rede de transmissão via link de transmissão em corrente contínua para melhoria da suportabilidade a afundamentos de tensão. A rede é composta por 80 geradores síncronos de imã permanente, com capacidade de 2MW cada, divididos em quatro grupos de 40MW. Foram analisados os efeitos causados por variações na velocidade do vento e de uma falta trifásica, considerada como a mais severa para a topologia da rede considerada. Pelos resultados apresentados para a tensão no ponto comum de conexão da planta com a rede de transmissão (PCC), observou-se que os limites de suportabilidade a afundamentos

de tensão para o sistema foram atendidos, pois a tensão neste ponto se recupera totalmente após 5s da ocorrência da falta. Ainda, pelas outras características da resposta da planta de geração como nível de tensão AC, velocidade do gerador, e potência ativa produzida, concluiu-se que as características de geração não foram seriamente afetadas, mantendo a planta estável durante a perturbação. A queda de potência ativa produzida pela planta foi relativamente pequena no período de duração da falta e houve recuperação dentro dos limites estabelecidos no regulamento do sistema.

Um estudo do comportamento de plantas de geração distribuída (eólica com Geradores de Indução - DFIG e Cogeração) conectadas a uma rede de transmissão frente a eventos de sobrecorrente e sobtensão é apresentado em [19]. Por meio de simulações é demonstrado que uma parcela significativa da planta de GD pode ser desconectada do sistema dependendo de fatores como tipo de falta, duração do evento, e também dos equipamentos de proteção contra sobtensões. Mostra-se que o tipo de GD (eólica com geradores de indução ou Cogeração) determina como será o comportamento durante e após a recuperação de uma falta. A planta eólica tem mais dificuldade de dar suporte à tensão devido a sua característica restritiva de potência reativa. A planta de cogeração fornece grande suporte de tensão, contudo a característica de recuperação de tensão após o evento de falta é mais lento que para o caso de plantas eólicas devido ao grande consumo de potência reativa. Devido à reação dos controladores da turbina eólica a recuperação pós-falta ocorre mais rapidamente.

O trabalho [20] apresenta uma análise do comportamento transitório de geradores síncronos distribuídos combinados com geradores eólicos FSIG e DFIG durante alguns tipos de eventos, com o objetivo de melhorar a margem de estabilidade transitória medida através do tempo crítico de eliminação da falta, e o amortecimento de turbinas eólicas. PSS, SVCs, TGRs e tipos de excitatrizes foram analisados como possíveis candidatos a soluções. Várias conclusões foram feitas com base nos resultados das simulações, incluindo que melhorias na característica de suportabilidade a afundamentos de tensão podem ser obtidas com a utilização de SVC nos terminais dos geradores síncronos. Os resultados são ainda melhores se o SVC for utilizado no parque eólico com geradores do tipo DFIG.

A literatura que trata a suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores em redes de distribuição ainda é relativamente limitada. Em [22] o comportamento transitório de geradores eólicos, microturbinas e plantas de cogeração conectadas a um sistema de distribuição de 10kV é observado por meio de simulações de faltas em diversos pontos da rede. Os tempos críticos de eliminação da falta são determinados para estes casos em estudo e os parâmetros que influenciam a estabilidade transitória são observados. Utilizando estes estudos, o comportamento das unidades da planta de GD são investigados utilizando as curvas de tensão por tempo obtidas. O comportamento destas curvas é comparado com os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão estabelecidos pela alemã E.On Netz e com o regulamento Holandês. Conclui-se ao final deste trabalho que enquanto na maioria dos casos os geradores são imediatamente desconectados do sistema, do ponto de vista de estabilidade estes geradores poderiam permanecer conectados ajudando no suporte ao sistema até a eliminação da falta.

A dificuldade de atender aos limites de suportabilidade a afundamentos de tensão devido à configuração atual dos esquemas de proteção dos sistemas de distribuição é apresentada em [23]. Neste trabalho, propõe-se um novo esquema de proteção para geradores distribuídos capaz de permitir a operação do gerador durante a falta. O esquema proposto permite inserir na configuração dos relés de proteção os dados das curvas V_{xt} para que a tensão seja comparada com estes dados no caso de um afundamento abaixo de 90% da tensão nominal. Caso a tensão viole os limites de suportabilidade a afundamentos de tensão, um sinal é enviado para a abertura do disjuntor que conecta a planta de GD na rede de distribuição.

A princípio, a imposição de limites de suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores conectados diretamente em redes de distribuição não parece ser tão vantajoso quanto para os sistemas de transmissão. Isso por que o numero de geradores distribuídos nestas redes ainda é baixo, e não contribui significativamente para o suprimento da demanda de energia a não ser localmente. Ainda, as características das redes de distribuição e os esquemas de proteção de sobrecorrente sofrem impactos decorrentes do aumento do nível de curto-circuito com a entrada da GD. No entanto, tomando em vista o

nível de penetração crescente da GD em redes de distribuição e o interesse governamental em facilitar o acesso a este tipo de alternativa, este é um assunto que deve ser posto em estudo.

2.4.1 Revisão dos regulamentos existentes compreendendo suportabilidade de geradores a afundamentos de tensão

Conforme já abordado, os regulamentos incluindo limites de suportabilidade de geradores distribuídos a afundamentos de tensão surgiram da necessidade de manter estes geradores em operação e conectados na rede elétrica mesmo na ocorrência de faltas. São definidos, principalmente, para plantas eólicas conectadas aos sistemas de transmissão, onde a participação de energia eólica é mais expressiva. No entanto, alguns países apresentam estes regulamentos distintamente para sistemas de alta e baixa tensão como, por exemplo, para o caso da Dinamarca e Irlanda([29]-[44]).

Estas condições mínimas de operação dos geradores são determinadas por curvas de V_{xt} no ponto comum de conexão da usina eólica. Em alguns casos, há ainda as condições mínimas de suporte de potência reativa para o reestabelecimento da tensão terminal dentro dos limites aceitáveis após a falta. A seguir será descrito resumidamente os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão para alguns países da Europa e América do Norte, onde a participação de plantas eólicas é expressiva e justifica a necessidade de tal requisito. Também serão apresentadas as considerações de suportabilidade a afundamentos de tensão dos geradores conectados na rede básica para o caso brasileiro.

2.4.1.1 Alemanha

Os regulamentos para conexão de plantas geradoras nas redes da Alemanha são definidos em [29],[30] e [31], com foco nas redes de transmissão. Para o caso de geradores síncronos, na ocorrência de curtos-circuitos trifásicos na rede, a tensão no ponto comum de conexão do gerador deve obedecer aos limites da curva da figura 2.3 e figura 2.4. De acordo com as figuras, as faltas não devem fazer com que os geradores percam estabilidade ou que sejam desconectados para tempos de duração da falta de até 150ms. Em outras

palavras, os tempos críticos de eliminação da falta devem ser menores que 150ms para geradores síncronos.

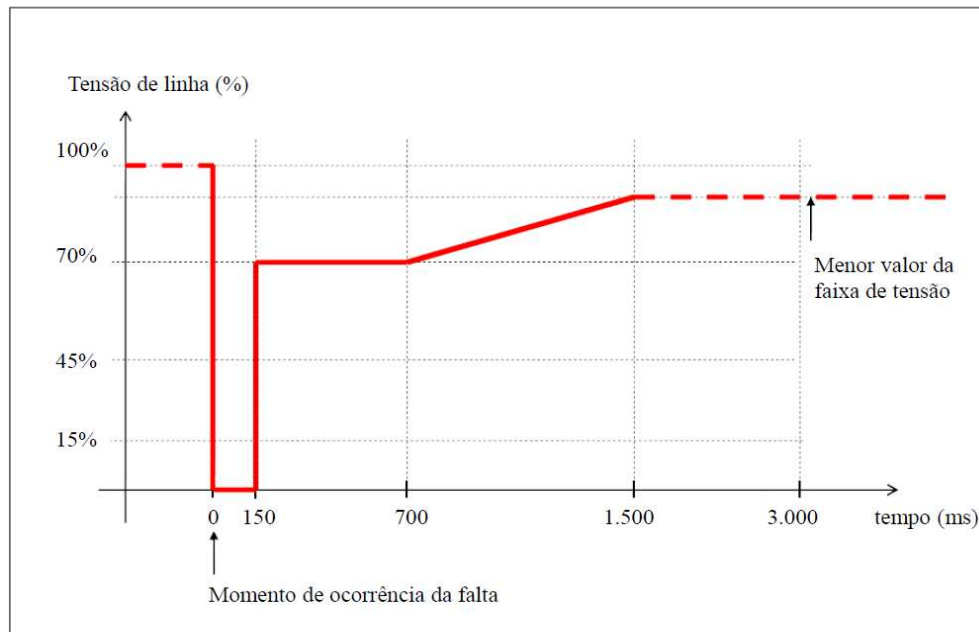


Figura 2.3 – Curva alemã de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores síncronos durante curtos-circuitos trifásicos. Fonte: [29]

Para outros tipos de geradores, o comportamento da tensão no ponto de conexão da planta com o sistema é dado pela curva da figura 2.4. Em casos de faltas na rede fora da região de operação da proteção da planta geradora, não deve haver desconexão do sistema. A unidade geradora deve fornecer corrente de curto-circuito ao sistema durante a falta, de acordo com o acordado com a E.ON em cada caso.

Acima do limite 1, os afundamentos de tensão provocados por faltas trifásicas ou faltas simétricas não devem levar o gerador à instabilidade. Contudo, alguns casos podem permitir a desconexão do gerador:

- Caso a tensão no ponto comum de conexão tenha um valor menor ou igual a 85% da tensão nominal, com fator de potência adiantado, o gerador pode ser desconectado após decorrerem 500ms da ocorrência da falta;
- Caso a tensão no lado de baixa tensão dos geradores individuais caiam para

abaixo de 80% do limite mínimo da tensão terminal (95% da tensão nominal), os geradores da planta eólica podem ser desconectados da seguinte forma: um quarto dos geradores da planta é desconectado após 1,5 segundos da falta. Após 1,8 segundos mais um quarto dos geradores são desconectados caso não ocorra a eliminação da falta e a restauração da tensão. As duas parcelas de um quarto dos geradores restantes são desconectadas após 2,1 e 2,4 segundos após a falta;

- Se a tensão no lado de baixa de cada gerador individual aumentar e permanecer acima de 120% do limite máximo da tensão terminal (105% da tensão nominal), os geradores afetados podem ser desconectados em 100ms.

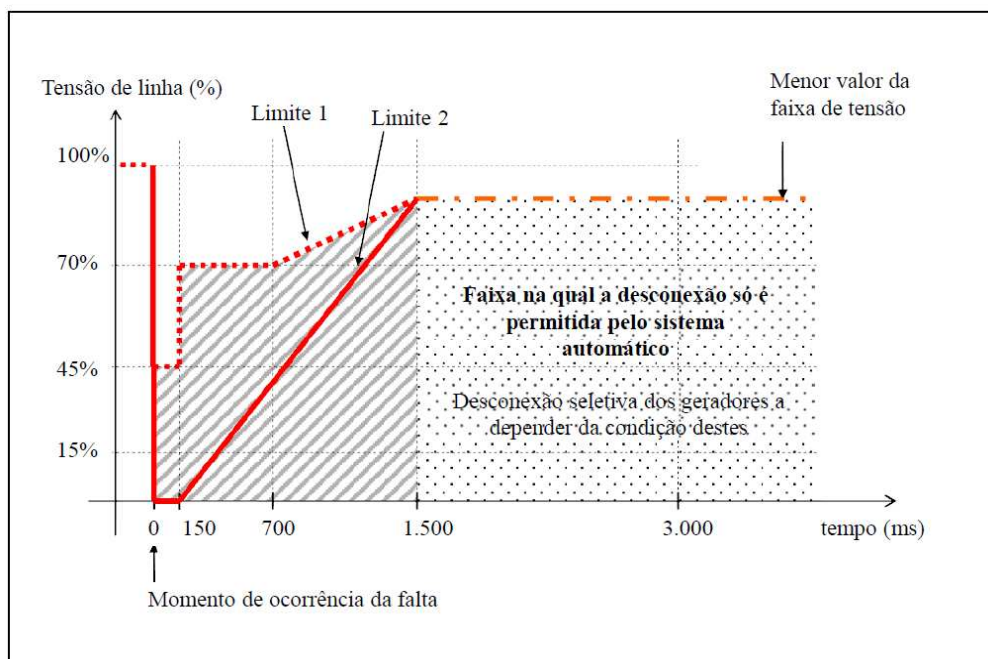


Figura 2.4 - Curva alemã de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores não síncronos durante curtos-circuitos trifásicos. Fonte: [29]

Entre os limites 1 e 2, todos os geradores devem passar pelas faltas sem que ocorra a desconexão dos geradores. Caso os geradores não consigam atender os limites devido à concepção da rede, estes podem ser desconectados com a permissão da E.ON. Concomitantemente, deve-se reduzir o tempo de reestabelecimento de sincronismo e

assegurar uma mínima injeção de potência reativa durante a falta.

No caso de instabilidade dos geradores durante a ocorrência de uma falta ou atuação da proteção do gerador devido à ocorrência da falta, é permitido com o consentimento da concessionária uma breve desconexão dos geradores. Neste caso, a reconexão com reestabelecimento da sincronização deve ocorrer em no máximo 2 segundos. Ainda, o gerador deve ser capaz de fornecer potência reativa a uma taxa de 10% da potência nominal por segundo.

A figura 2.5 indica como deve ocorrer o controle de tensão no lado de baixa tensão do transformador que conecta o gerador à rede elétrica. Conforme a figura, o gerador deve ser capaz de fornecer um mínimo de corrente reativa correspondente a 2% da corrente nominal para cada porcentagem de afundamento de tensão durante a falta. Se necessário, a planta deve fornecer 1 pu de corrente reativa. Uma vez que a tensão retorne para a “zona morta” (indicada na figura por “*Dead-band*”) o fornecimento de corrente reativa para suporte da tensão deve ser mantido por, no mínimo, 500ms.

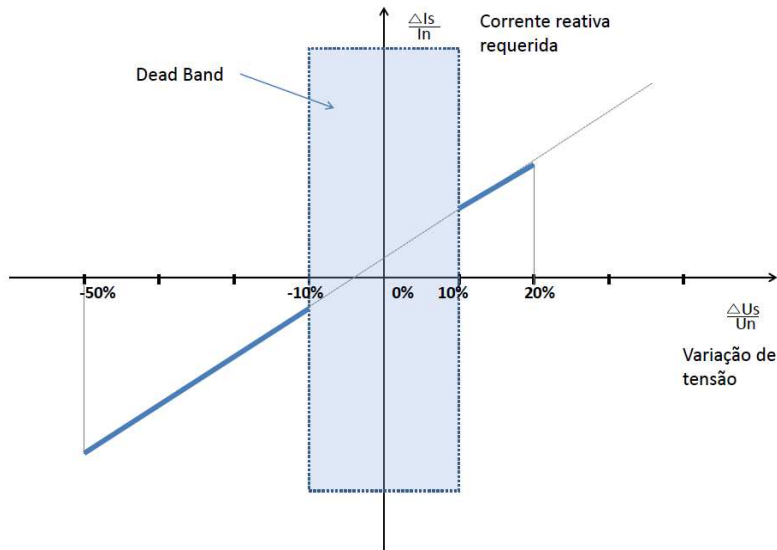


Figura 2.5 – Controle de tensão no gerador distribuído de acordo com a regra alemã. Adaptado de: [29]

2.4.1.2 Dinamarca

Para geradores eólicos nos sistemas de transmissão (acima de 100kV) e distribuição

(abaixo de 100kV) da Dinamarca, os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão são apresentados em [32] e [33], respectivamente. Contudo a Energinet.dk, uma das operadoras do sistema no país, ainda estabelece regulamentos para conexão de centrais termoelétricas acima de 1.5MW de potência.

Parques eólicos conectados em sistemas abaixo de 100kV devem respeitar os limites estabelecidos na figura 2.6 durante a ocorrência de faltas na rede elétrica. Existem ainda situações mais específicas nas quais o gerador não pode desconectar do sistema:

- Na ocorrência de curtos circuitos trifásicos com duração de 100ms;
- Na ocorrência de curtos circuitos bifásicos (fase-fase ou fase-fase-terra) com duração de até 100ms seguida de um novo curto-circuito de mesma duração 300ms à 500ms após a ocorrência da primeira falta.

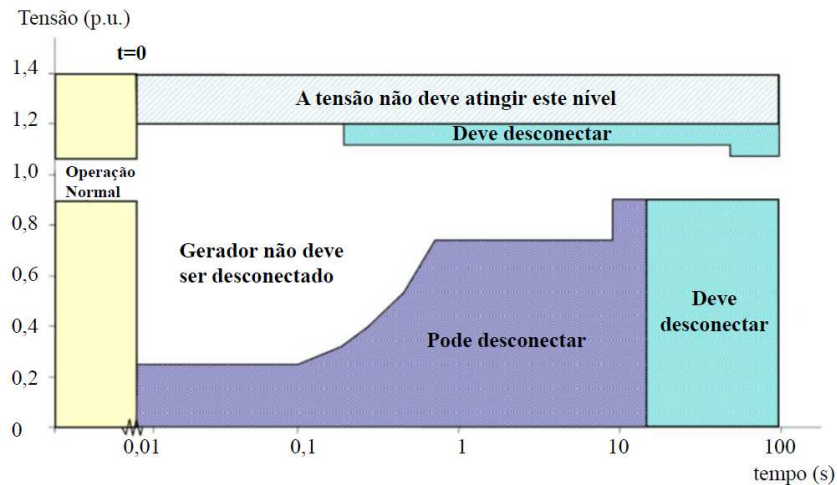


Figura 2.6 - Curva dinamarquesa de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores eólicos abaixo de 100kV. Fonte: [32]

Ainda, as turbinas eólicas devem ter capacidade suficiente para respeitar os requisitos acima na ocorrência de, no mínimo, dois curtos circuitos trifásicos ou dois curtos circuitos bifásicos no intervalo de 2 segundos. Devem também possuir reserva de energia o suficiente (proveniente de geradores reserva) para suportar, no mínimo, dois curtos circuitos trifásicos ou dois curtos circuitos bifásicos no intervalo de 5 minutos.

Em sistemas acima de 100kV, os parques eólicos devem atender os seguintes requisitos:

- Não desconectar durante curtos-circuitos trifásicos de duração de até 100ms;
- Não desconectar durante curtos circuitos bifásicos fase-fase-terra ou fase-fase com duração de até 100ms, seguidos por outro curto circuito (também de no máximo 100ms) no intervalo de 300 a 500 ms após a primeira falta;
- Não desconectar durante curtos circuitos monofásicos fase-terra com duração de até 100ms, seguidos por outro curto circuito (também de no máximo 100ms) no intervalo de 300 a 500ms após a primeira falta.

As turbinas eólicas devem ter capacidade suficiente para respeitar os requisitos acima na ocorrência de, no mínimo, dois curtos-circuitos de qualquer natureza dentro de um intervalo de 2 segundos. Devem também possuir reserva de energia o suficiente (proveniente de geradores reserva) para suportar, no mínimo, seis curtos-circuitos de qualquer natureza dentro intervalo de 5 minutos.

A figura 2.7 mostra como deve ocorrer a recuperação da tensão no PCC para a ocorrência de curtos-circuitos trifásicos simétricos na rede. Além da recuperação da tensão, deve-se assegurar ao Operador do Sistema (por meio de simulações do modelo da turbina eólica com o sistema equivalente) os seguintes requisitos:

- A potência entregue deve alcançar o valor nominal em até 10 segundos após a recuperação da tensão em 0,9 pu;
- A potência ativa no PCC deve atender à seguinte relação:

$$P_{atual} \geq k_p \cdot P|_{r=0} \left(\frac{V_{atual}}{V|_{r=0}} \right)^2 \quad (2.1)$$

onde:

P_{atual} : potência ativa no PCC durante a simulação

$P|_{r=0}$: potência ativa medida no PCC antes da falta

V_{atual} : Tensão no PCC durante a simulação

$V|_{r=0}$ Tensão medida no PCC antes da falta

k_p : fator de redução considerando afundamentos de tensão nos terminais do gerador

- A potência reativa no PCC deve atender aos limites normais, de acordo com a figura 2.8, em não mais que 10 segundos após a tensão se recuperar acima de 0,9 pu. Durante o afundamento de tensão, a corrente reativa no PCC não deve exceder o valor nominal.
- Durante o afundamento de tensão, o controle de potência reativa deve ser alterado da operação normal para uma estratégia de máximo suporte à tensão para que a tensão seja reestabelecida o mais breve possível. Contudo este controle deve evitar picos de sobretensões.

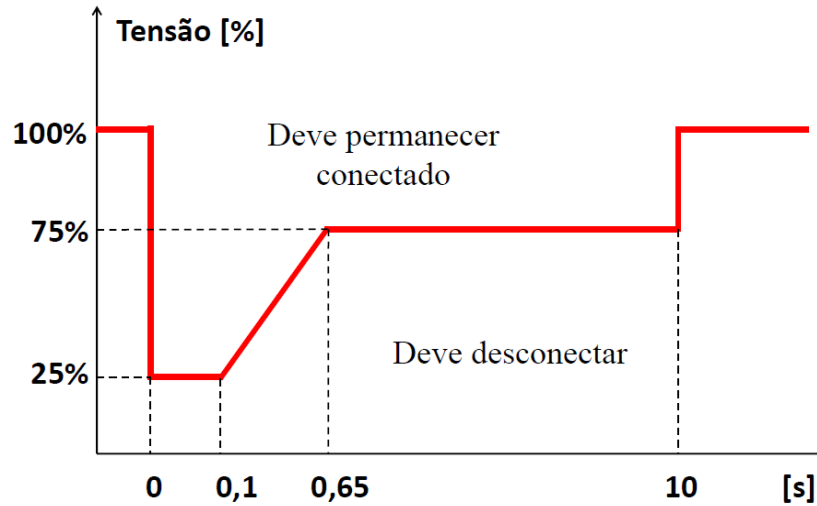


Figura 2.7 - Curva dinamarquesa de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores eólicos acima de 100kV. Adaptado de: [33]

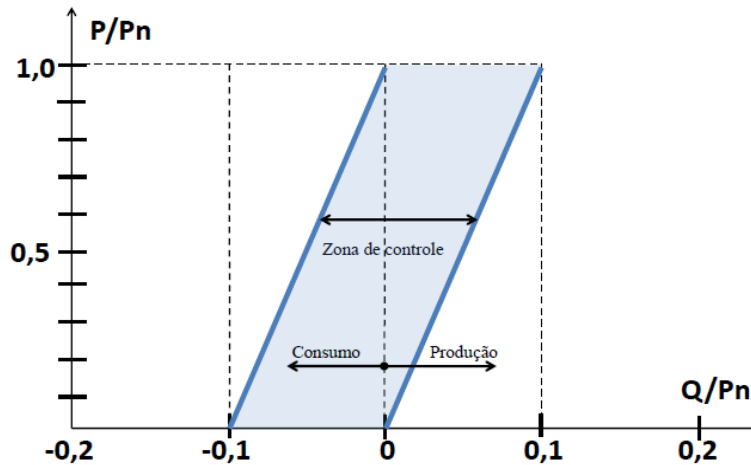


Figura 2.8 – Controle de potência reativa de geradores eólicos acima de 100kV – Dinamarca. Adaptado de: [33]

2.4.1.3 Irlanda

As regras de conexão de geradores nas redes de distribuição da Irlanda são descritas em [34] e [35]. Em especial o segundo apresenta os requisitos para conexão dos geradores eólicos apresentando os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão para estes.

Primeiramente o regulamento estabelece os tipos de conexões aplicáveis para

plantas de geração eólica conforme a figura 2.9. As cinco categorias de conexão são classificadas de acordo com o tipo de conexão e com o nível de tensão do sistema. Plantas eólicas cuja capacidade total seja maior ou igual à 5MW devem permanecer conectadas em casos de curtos circuitos em uma ou mais fases de acordo com o tipo de conexão conforme mostra a figura 2.10.

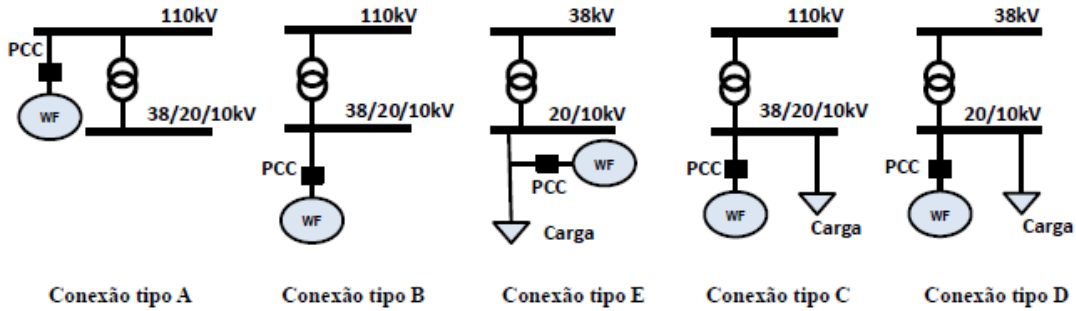


Figura 2.9 – Tipos de conexões de geradores – Regulamento irlandês. Adaptado de:[34]

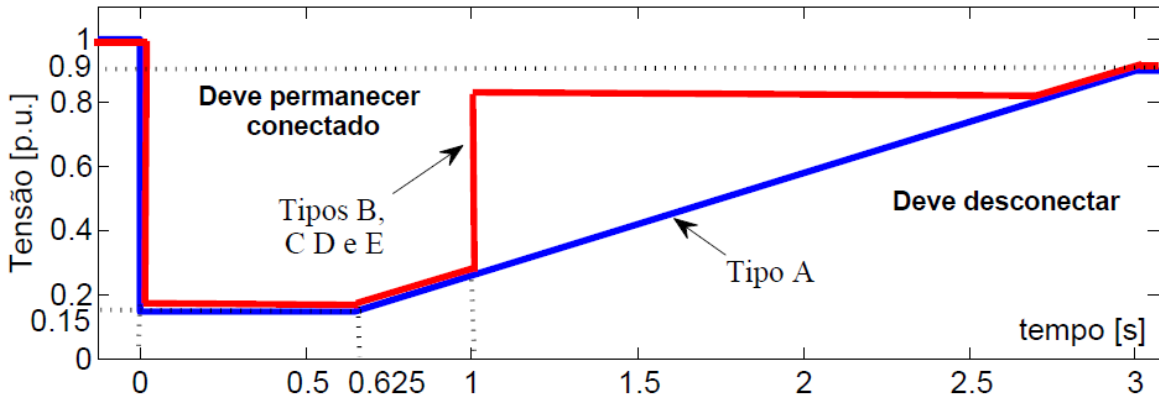


Figura 2.10 - Curva irlandesa de suportabilidade a afundamentos de tensão. Adaptado de: [35]

Durante os afundamentos de tensão a planta de geração eólica deve ser capaz de prover potência ativa em uma proporção adequada para manter o suporte à tensão e promover a maximização do fornecimento de corrente reativa, sem exceder os limites da turbina, por pelo menos 600ms até que a tensão do sistema se recomponha. A planta eólica deve prover no mínimo 90% da sua máxima potência ativa disponível em qualquer evento no intervalo de 1 segundo desde o reestabelecimento da tensão até a sua faixa normal de operação.

Nos sistemas de transmissão, as mesmas regras são aplicáveis. Contudo alguns pontos devem ser destacados para esta aplicação:

- A tensão deve ser medida no lado de alta tensão do transformador;
- Os limites de suporte a afundamentos de tensão são idênticos para todos os tipos de conexão, e corresponde à curva para o tipo de conexão A na figura 2.10;
- As plantas eólicas devem permanecer continuamente conectadas ao sistema de transmissão fornecendo máxima potência ativa para condições de perturbações normais e variações de tensão de até 10% da tensão nominal;
- O transformador de conexão dos geradores eólicos na rede de transmissão deve ser conectado em delta do lado de baixa tensão e em estrela com neutro aterrado no lado de alta tensão, ou com ambos os lados conectados em estrela com um enrolamento de terciário conectado em estrela.

2.4.1.4 Espanha

De acordo com a REE (Operador do Sistema na Espanha) [36] os geradores eólicos na Espanha devem respeitar o comportamento da tensão de acordo com a curva apresentada na figura 2.11. O comportamento da corrente reativa é apresentado na figura 2.12. De maneira geral, as plantas eólicas devem parar de drenar a potência reativa dentro de 100ms decorridos do afundamento da tensão, e deve ser capaz de injetar potência reativa dentro de 150ms após a recuperação da rede.

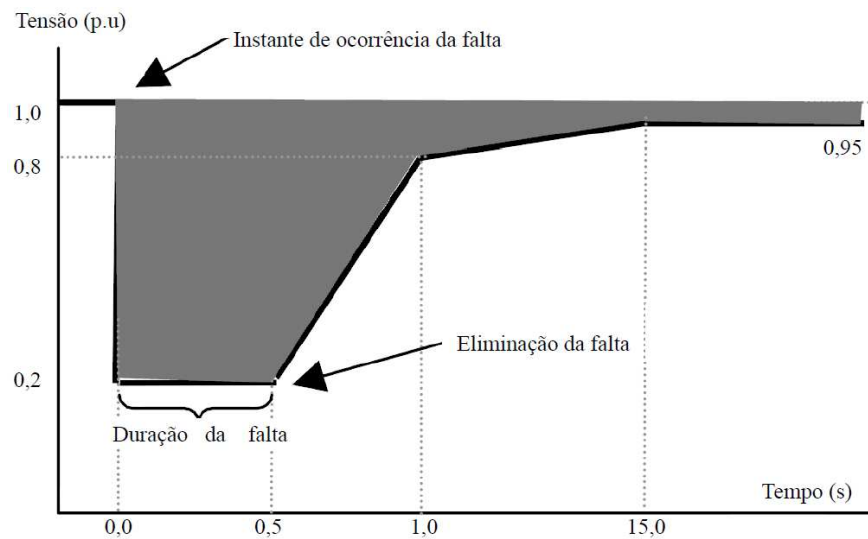


Figura 2.11 - Curva espanhola de suportabilidade a afundamentos de tensão. Fonte:[36]

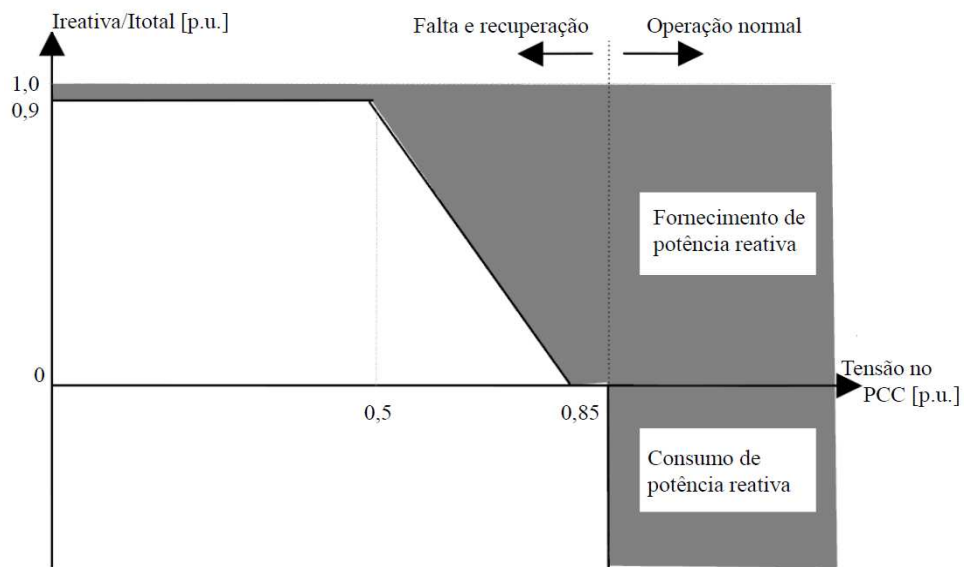


Figura 2.12 – Controle de corrente reativa de geradores em casos de falta – Espanha. Fonte: [36]

2.4.1.5 Itália

A figura 2.13 mostra os limites operativos em caso de faltas na rede para uma turbina eólica de acordo com um documento que precede a regulamentação oficial [40]. Este documento apresenta as regras para conexão de parques eólicos com potência nominal superior à 25MW conectados nas redes de baixa tensão (até 30kV), cujos limites operativos

em casos de curtos-circuitos com afundamentos de tensão na rede são dados pela figura 2.13. As regras para acesso aos sistemas de transmissão na Itália são determinadas pelos documentos [37],[38] e [39].

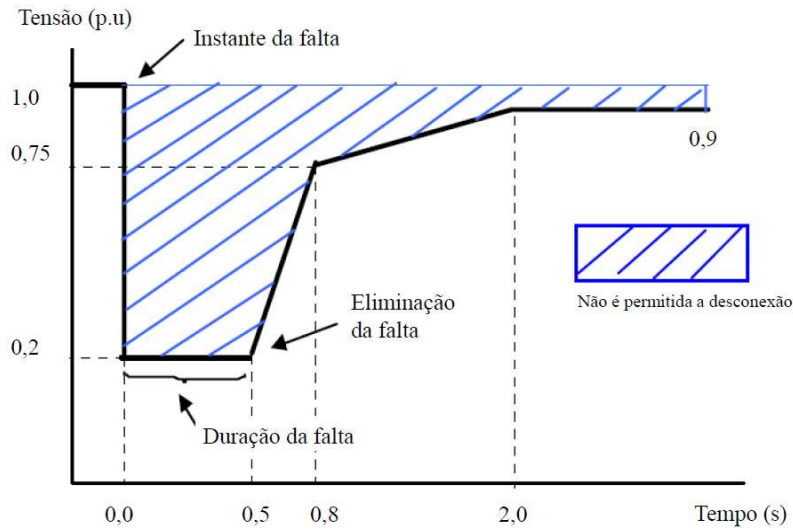


Figura 2.13 - Curva italiana de suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores eólicos.
Adaptado de:[40]

2.4.1.6 Estados Unidos

Conforme reportado em [16] foi durante o projeto da planta eólica da empresa FP&L Energy em Taiban Mesa no Novo México, EUA, que começaram a surgir as primeiras exigências para que os geradores eólicos suportassem afundamentos de tensão sem sofrerem desconexão. O desenvolvimento deste projeto teve início em 2002. A planta eólica está conectada ao sistema de transmissão de 345kV operado pelo Serviço Público do Novo México (PNM) conectado a um longo sistema radial. Na época, a demanda de pico da planta era 204 MW e podia suprir uma parcela maior que 20% da demanda de carga do sistema da PNM sob algumas condições. A turbina era originalmente projetada para ser desconectada quando a tensão no PCC caísse para cerca de 70% da tensão nominal da máquina. No entanto, esta condição era inaceitável, pois poderia retirar a planta de operação em uma grande variedade de perturbações comuns. Foram então estabelecidos limites de suportabilidade a afundamentos de tensão especificamente para este projeto. De acordo com os limites, as máquinas deveriam tolerar afundamentos de tensão de até 30% da

tensão de sequência positiva por até 100ms, assim como deveriam permanecer em operação no caso de faltas primárias eliminadas do sistema. Este foi a primeira regra de suportabilidade a afundamentos de tensão de geradores nos EUA, testado e instalado no comissionamento da planta eólica em 2003.

Mais tarde a FERC (Federal Energy Regulatory Commission) incluiu um requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão nos regulamentos [41] respondendo à solicitação da American Wind Energy Association, cuja curva é mostrada na figura 2.14. Este requisito é aplicado às plantas eólicas superiores à 20MW. Entretanto a FERC também possui regulamentos para conexão de geradores de pequeno porte, com capacidade registrada menor que 20MW. Este regulamento estabelece ainda que a planta deve ser capaz de operar continuamente em 90% da tensão nominal (linha), medida no lado de alta tensão do transformador da subestação.

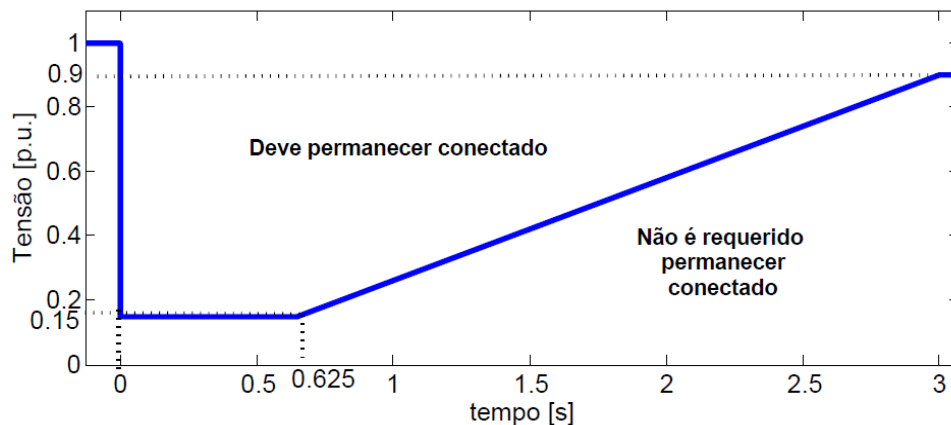


Figura 2.14 - Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão nos Estados Unidos. Adaptado de:[41]

2.4.1.7 Canadá

O sistema elétrico no Canadá apresenta uma desproporcionalidade na distribuição de plantas eólicas entre as 13 províncias existentes. De um total de 570MW de capacidade instalada, 275 MW estão localizados na província de Alberta e 212 MW em Quebec, de acordo com dados de 2005 [42]. Esta desproporcionalidade também se reflete na definição dos regulamentos para interconexão de plantas eólicas no sistema. Sendo assim, apenas

Alberta, Ontário e Quebec possuem regulamentos específicos para interconexão de parques eólicos. Contudo, os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão são bem definidos apenas para Alberta e Quebec([43],[44]).

O requisito estabelecido pela Hydro-Quebec [43] é definido para as tensões de sequência positiva do lado de alta tensão da subestação. Os geradores eólicos devem respeitar os limites conforme a figura 2.15 incluindo faltas no lado de alta tensão da subestação, permanecendo conectados no sistema de transmissão nos casos:

- Falta trifásica eliminada em até 150ms;
- Faltas bifásicas (fase-fase-terra ou fase-fase) eliminada em até 150ms;
- Faltas monofásicas eliminadas em até 150ms

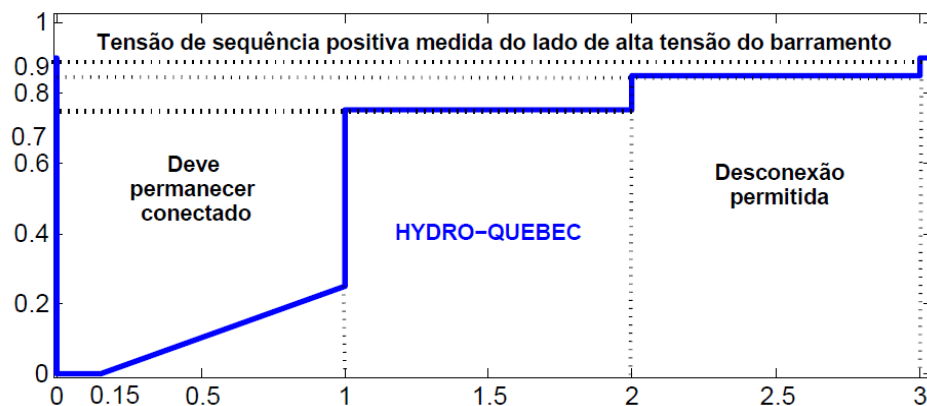


Figura 2.15 - Curva canadense de suportabilidade a afundamentos de tensão pela Hydro-Quebec.

Fonte:[43]

Os geradores eólicos devem, ainda, permanecer em operação sem a desconexão durante faltas remotas eliminadas por dispositivos de proteção lentos (até 45 ciclos) e pelo tempo requerido para restauração da tensão após a eliminação da falta caso ela seja:

- Trifásica, se a sequência positiva da tensão no lado de alta tensão da subestação não cair abaixo de 25%
- Bifásica, se a sequência positiva da tensão no lado de alta tensão da

subestação não cair abaixo de 50%

- Monofásica, se a sequência positiva da tensão no lado de alta tensão da subestação não cair abaixo de 60%

Em Alberta [44], a tensão no PCC de todas as plantas eólicas com capacidade superior à 5MW e conectadas no sistema de transmissão devem respeitar a curva da figura 2.16. Falhas no sistema de transmissão que causem a queda de uma linha radial que conecta o sistema à planta eólica, assim como falhas em redes do lado de baixa tensão da planta eólica constituem exceções à regra.

Em Ontário, conforme já mencionado, não existe um detalhamento sobre como os geradores eólicos devem se comportar em eventos de falhas na rede. De acordo com [42], a IESO divulgou um documento considerando as regras para interconexão de plantas eólicas, onde é mencionado que “as unidades geradoras devem suportar contingências na rede resultando em afundamentos de tensão”. Contudo os limites operativos por meio de curvas tensão x tempo não são definidos.

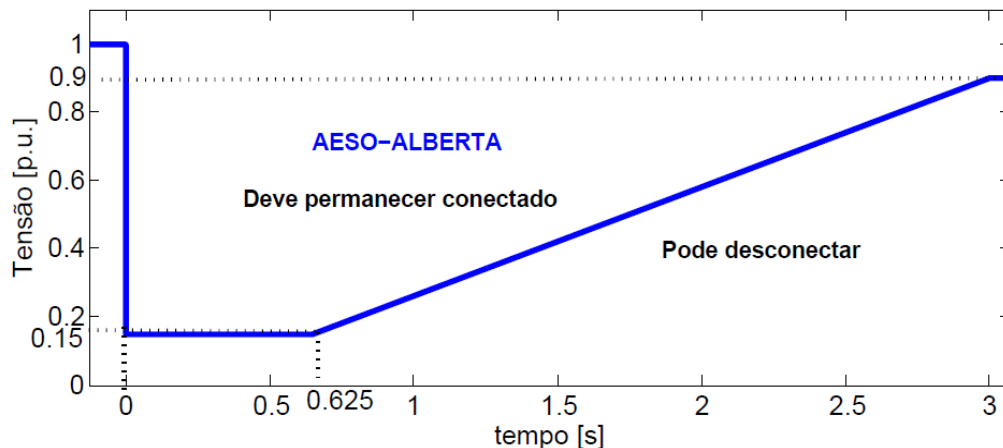


Figura 2.16 - Curva canadense de suportabilidade a afundamentos de tensão pela AESO-Alberta.
Adaptado de :[44]

2.4.1.8 Brasil

No Brasil o submódulo 3.6 da ONS define as regras para interconexão de geradores

na rede básica, sendo definido o desempenho frente a curtos-circuitos de usinas hidroelétricas e termoelétricas com capacidade superior à 30MW e também as regras de suportabilidade a afundamentos de tensão para usinas eólicas [3].

As modalidades de geradores, de acordo com a ONS [3], são divididos em três tipos: Tipo I, tipo II e tipo III. As usinas do tipo I são constituídas por:

- Usinas conectadas na rede básica – independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária; ou
- Usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas Tipo I já existentes; ou
- Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação.

As usinas do tipo II compõem:

- Usinas não classificadas como Tipo I, mas que afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação. As usinas deste grupo são classificadas em dois subgrupos: Tipo II-A e Tipo II-B.
- Tipo II-A: Usinas Térmicas – UTEs não classificadas como Tipo I e que têm Custo Variável Unitário – CVU declarado.
- Tipo II-B: Usinas não classificadas como Tipo I, para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação.

E por fim, as usinas do tipo III compõem:

- Usinas, individualmente, não classificadas nas modalidades anteriores.

Cada gerador das usinas hidrelétricas e termoeletricas classificadas como do tipo I, assim como seus serviços auxiliares, não devem ser desligados em casos de redução instantânea para até 25% da tensão nominal de geração com duração de 200ms, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 550ms, devendo respeitar os limites estabelecidos na figura 2.17(a), em casos de curtos-circuitos trifásicos.

Em casos de curtos-circuitos assimétricos, “cada unidade geradora deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica, próxima à usina, durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da ultima proteção de retaguarda” [3].

O requisito de suportabilidade de geradores eólicos a afundamentos de tensão decorrentes de faltas na rede para geradores do tipo I conectados na rede de alta e média tensão, assim como geradores eólicos do tipo II e III, conectados nos sistemas de transmissão e distribuição com tensões superiores à 69kV é definido pela curva na figura 2.17(b). A necessidade de atendimento destes limites por usinas com capacidade total instalada superior à 30MW ou por grupos de usinas, em uma mesma área geográfica, com capacidade igual ou superior à 50MW deve ser analisada pela ONS caso a caso [3].

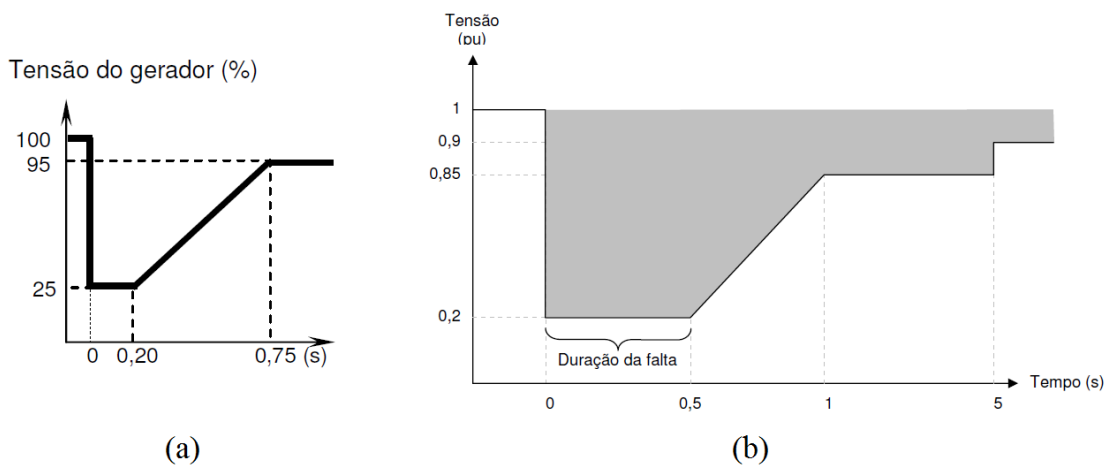


Figura 2.17 - Curva brasileira de suportabilidade a afundamentos de tensão.(a) Geradores hidroelétricos e termoeletricos; (b) Geradores eólicos. Fonte: [3]

Capítulo 3. Modelo do Sistema e Metodologia de Análise

Nesta seção será apresentada uma breve discussão sobre o modelo do sistema utilizado nos estudos e a metodologia de análise empregada.

3.1. *Modelo do sistema*

O sistema utilizado foi modelado e simulado no ambiente *Simulink* do MATLAB utilizando a extensão para simulação *SimPower Systems*, específica para simulações de modelos e componentes de sistemas elétricos. Neste ambiente existem diversos modelos de componentes disponíveis, incluindo os componentes necessários para modelar sistemas de distribuição de energia elétrica, tais como geradores e máquinas elétricas, linhas de transmissão e modelos de carga. Existem ainda outros componentes de aplicação específica, tais como dispositivos FACTS e geração eólica [45].

O usuário pode utilizar os componentes existentes na biblioteca *powerlib*, ou criar modelos de componentes utilizando os modelos matemáticos já existentes nas demais bibliotecas, permitindo a utilização de ambos em uma mesma simulação. As opções para simulações dos modelos variam em três categorias: simulação contínua, discreta e fasorial[45].

3.1.1 *Rede IEEE-34 modificada*

A rede IEEE-34 representa um sistema real existente no Arizona, Estados Unidos. Os dados reais do sistema estão disponíveis em [46], onde é possível acessar os dados de outros modelos de redes existentes. Estes dados foram disponibilizados com o intuito de auxiliar na validação de ensaios para desenvolvedores de software de sistema de potência na simulação de sistemas radiais desbalanceados ([47],[48]).

As principais características da rede IEEE-34 são listadas abaixo ([47],[48]) e o diagrama unifilar da rede pode ser observado na figura 3.1.

- Linha longa e levemente carregada operada em 24,9kV;
- A rede é alimentada por uma subestação com potência nominal de 2500kVA, e tensão nominal de 69kV. Um transformador abaixador conectado em Δ -Yg coloca a tensão no nível de operação de 24,9kV;
- Existem dois reguladores de tensão alocados ao longo da linha com o intuito de melhorar o perfil de tensão da rede;
- Existe um transformador abaixador em uma das ramificações laterais com o intuito de abaixar a tensão para o nível de 4.16kV para uma pequena parte da rede;
- Presença de cargas balanceadas alocadas nas barras trifásicas da rede;
- Presença de cargas desbalanceadas pontuais e distribuídas do tipo monofásica e bifásica;
- Presença de Capacitores shunt para a compensação de potência reativa;

Em [48] é alertado que podem ocorrer erros de convergência durante as simulações devido ao desbalanço de cargas.

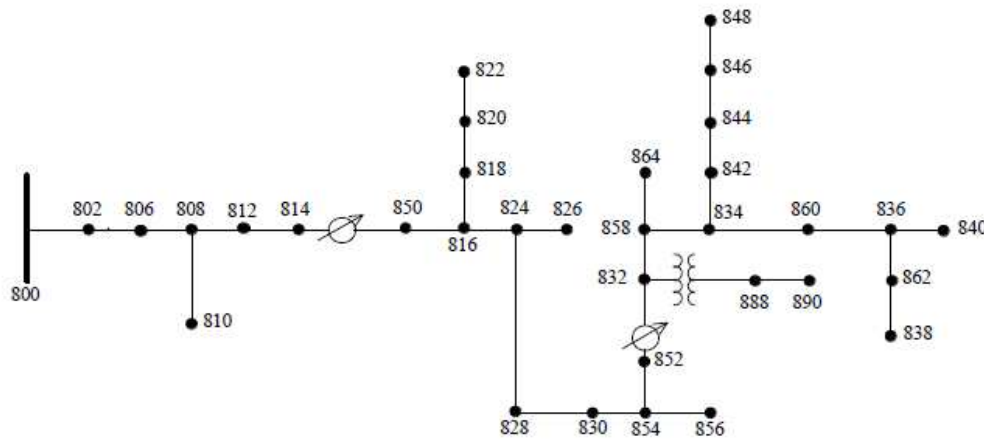


Figura 3.1 – Rede IEEE34 de 34 barras. Fonte:[46]

A rede IEEE34 foi escolhida para estudo devido à sua característica radial e por ser uma típica representação de um sistema de distribuição rural longo com grande possibilidade de incorporação de geração distribuída [47]. Contudo, optou-se por utilizar um modelo simplificado da rede considerando apenas os ramos trifásicos e alocando a carga total como cargas distribuídas ao longo do sistema considerando que a alocação de geradores distribuídos seria possível apenas nas barras trifásicas do sistema [4]. Este modelo simplificado pode ser visualizado na figura 3.2 e será detalhado a seguir. A rede foi modelada no SimPower Systems do MATLAB, cujos parâmetros podem ser encontrados no apêndice A.

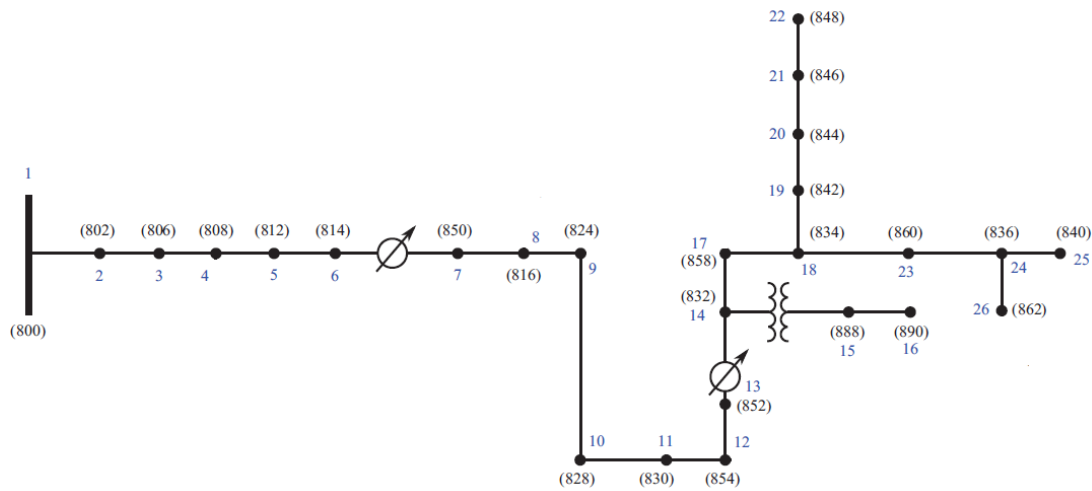


Figura 3.2 – Rede IEEE34 modificada – apenas ramos trifásicos

3.1.1.1 Subestação

A subestação de 69kV foi modelada de duas formas. Para as simulações com geradores rotativos, utilizou-se um gerador síncrono de pólos lisos, conforme será descrito no item 3.1.2, com alta constante de inércia. Desta forma, pode-se examinar as características de estabilidade do sistema examinando a abertura de ângulo dos geradores síncronos distribuídos com a subestação e a velocidade de rotação dos geradores de indução.

Para as simulações com o modelo contínuo de geradores conectados via inversor

descrito no item 3.1.4, utilizou-se o modelo de fonte de alimentação trifásica, disponível na biblioteca *powerlib* do *SimPower Systems*. Este componente implementa uma fonte trifásica balanceada atrás de uma impedância R-L. As fontes são conectadas em Y e podem ser aterradas internamente ou externamente. A impedância R-L pode ser determinada diretamente inserindo os valores dos parâmetros ou fornecendo o valor da potência de curto-circuito. Nesse caso a indutância série em mH é calculada por[45]:

$$L = \frac{(V_{base})^2}{S_{cc}} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (3.1)$$

onde:

V_{base} é a tensão de base da subestação e

S_{cc} corresponde à potência de curto-circuito escolhida.

3.1.1.2 Transformadores e reguladores de tensão

Ao longo do sistema existem dois transformadores e dois reguladores de tensão [46]. O primeiro transformador é utilizado para abaixar o nível de tensão da subestação de 69kV para 24,9kV, e é utilizado um transformador trifásico de conexões Δ -Y_g. Outro transformador abaixador com conexões Y_g-Y_g é utilizado em uma das ramificações laterais para abaixar o nível de tensão de 24,9kV para 4,16kV em um pequeno trecho de linha.

Na biblioteca *powerlib* do *SimPower System* é disponibilizado um modelo de transformador trifásico pela composição de três transformadores monofásicos. O componente ainda considera o tipo de conexão dos enrolamentos nos transformadores que compõem o banco, tanto para o primário quanto para o secundário podendo ser [45]:

- Conexão Y;
- Conexão Y com neutro acessível;
- Conexão Y aterrado;

- Conexão delta (D1), introduzindo um atraso de 30° em relação à conexão Y;
- Conexão delta (D11), introduzindo um adiantamento de 30° em relação à conexão Y.

Os valores das resistências dos enrolamentos, reatâncias de dispersão e de magnetização, assim como os demais parâmetros utilizados nos transformadores são apresentados no Apêndice A.

Reguladores de tensão são basicamente auto-transformadores de tap variável cuja função é manter a tensão na barra do secundário regulada e constante[4]. Assim, os reguladores de tensão também foram modelados como transformadores trifásicos com os enrolamentos do primário e do secundário conectados em Y aterrado, e relação de transformação 1:k sendo que k pode ser variado para regulação da tensão, mas se mantém como valor nominal $k=1$ (tap unitário) quando há a conexão de geradores distribuídos na rede elevando o perfil de tensão dentro dos limites estipulados nos regulamentos (entre 0,95 e 1,05 pu). Isso pode ser evidenciado na figura 3.3. Verifica-se que com a relação de transformação de tensão dos reguladores de tensão mantidas em 1:1, os limites são violados no caso em que não existem geradores distribuídos conectados à rede. Ao conectarmos um gerador de 1MVA na barra 26 injetando 800kW de potência ativa, os perfis de tensão se elevam. Para o gerador síncrono, o perfil de tensão é elevado e mantido nos limites adequados. O gerador de indução também eleva o perfil de tensão da rede, no entanto é necessária uma compensação reativa de tal forma que as tensões nas barras se encontrem dentro destes limites.

Assim, a dinâmica dos reguladores de tensão não foi considerada para os estudos do comportamento da rede na ocorrência de curtos circuitos temporários, pois os tempos de chaveamento dos reguladores nos casos de alterações nas tensões são muito superiores às durações das faltas transitórias que são consideradas neste estudo e desta forma, durante o curto-circuito a rede não sofre os efeitos das alterações de tap destes reguladores.

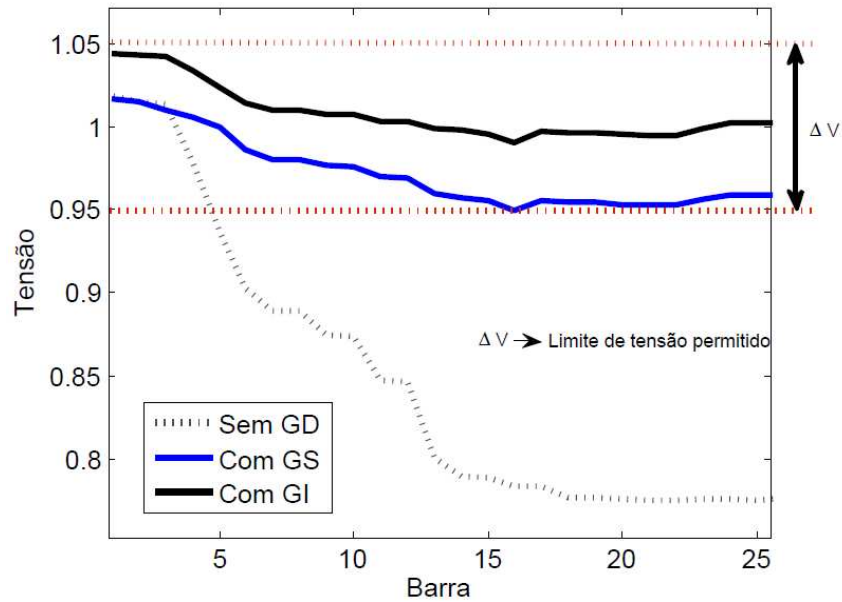


Figura 3.3 – Perfil de tensão da rede com e sem geradores distribuídos

3.1.1.3 Capacitores shunt

Capacitores shunt são dispositivos de compensação em derivação utilizados estrategicamente em uma ramificação lateral bastante carregada para manutenção da tensão dentro dos limites aceitáveis[4]. No modelo da rede existem dois capacitores shunt conectados às barras 844 e 846, modelados por uma carga de impedância constante conectada em Y-N, cujos valores podem ser determinados por[47]:

$$C = \frac{Q}{120 \cdot \pi \cdot V_n^2} \quad (3.2)$$

onde V_n é a tensão nominal na barra e Q é definido em [46].

3.1.1.4 Linhas de distribuição

Uma vez que apenas o ramo trifásico da rede foi considerado, utilizaram-se as linhas do tipo 300 e 301 conforme [46]. Estas linhas possuem uma baixa relação X/R, característica própria das linhas em sistemas de distribuição. Para modelamento das linhas no SimPower Systems, optou-se por utilizar o modelo π existente na biblioteca *powerlib*[45]. Os valores de resistências, indutâncias e capacitâncias de sequência positiva

e zero foram extraídos das matrizes de impedâncias disponibilizados pelo IEEE em [46].

3.1.1.5 Carga do sistema

O modelo do IEEE34 apresenta cargas distribuídas e balanceadas e cargas desbalanceadas de diversos tipos, ao longo dos alimentadores trifásicos e monofásicos. A tabela 3.1 mostra os tipos cargas existente, podendo basicamente ser do tipo potência constante, corrente constante ou impedância constante([46]-[48]).

Tabela 3.1– Modelo de cargas na rede IEEE34.

Tipo	Conexão	Modelo
Y-PQ	Y	Potência constante
Y-I	Y	Corrente constante
Y-Z	Y	Impedância constante
D-PQ	Δ	Potência constante
D-I	Δ	Corrente constante
D-Z	Δ	Impedância constante

Com o objetivo de simplificar, as linhas monofásicas foram subtraídas do sistema, no entanto a carga total ao longo destas linhas foi considerada como uma carga trifásica do tipo impedância constante conectada em Y aterrada, e localizada diretamente na barra na qual a ramificação lateral monofásica da rede original se inicia. As demais cargas distribuídas foram também consideradas como cargas do tipo impedância constante conectadas em Y aterrado, distribuídas em $\frac{1}{2}$ no início do alimentador e $\frac{1}{2}$ ao final do alimentador.

As cargas do sistema foram implementadas pelo componente existente na biblioteca *powerlib* que modela uma carga de impedância constante. Este bloco implementa uma carga trifásica balanceada, como uma combinação paralela de elementos RLC. O modelo apresenta conexões disponíveis em Y e Δ . As potências ativas e reativas absorvidas pela carga são diretamente proporcionais ao quadrado da tensão em seus terminais[45].

3.1.2 Modelo do gerador síncrono

Neste trabalho consideramos para o estudo da estabilidade transitória frente a grandes perturbações um modelo de sexta ordem, reduzido de um modelo de oitava ordem

(modelo subtransitório) empregado em estudos de transitórios eletromagnéticos que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento ([45],[49]). Este modelo, também disponível na biblioteca *powerlib* do *SimPower Systems*, cujo bloco representativo é mostrado na figura 3.4(a), e é reduzido para um modelo de sexta ordem quando a análise de simulação fasorial é realizada, pois os transitórios do estator são desprezados. O circuito equivalente do gerador é representado na estrutura dq0 de referência do rotor [45], conforme mostra a figura 3.4 nos itens (b) e (c), onde:

- d, q : indicação das variáveis no eixos d e q;
- r, s : indicação das variáveis do rotor (r) e estator (s);
- l, m : indicação das indutâncias de dispersão (l) e magnetização (m);
- f, k : variáveis dos enrolamentos de campo(f) e amortecimento (k).

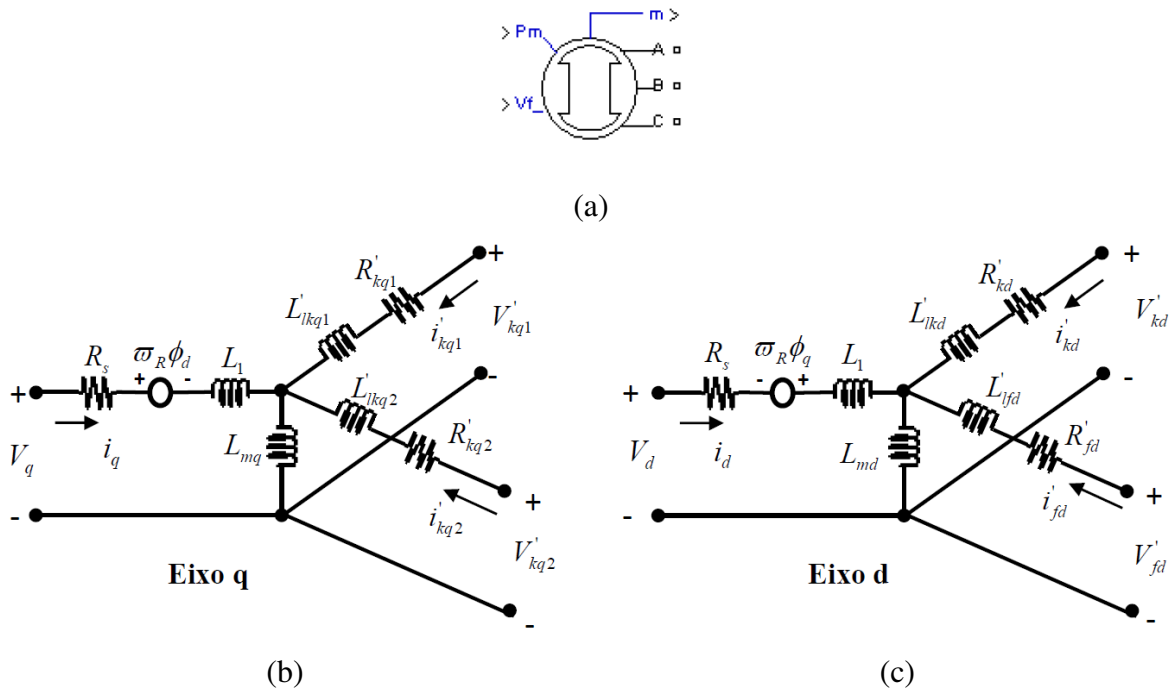


Figura 3.4 – Gerador Síncrono – Modelo elétrico do SimPower Systems. (a) Bloco de representação (b) reatâncias modeladas do eixo em quadratura, (c) reatâncias modeladas no eixo direto

As equações do modelo elétrico são descritas abaixo. Este é um modelo de sexta ordem, e assume que as correntes entrando no enrolamento do estator no entanto as correntes do estator medidas e disponibilizadas pelo componente são correntes fluindo do gerador para o sistema [45]. Na simulação fasorial as variáveis do estator são desprezadas e o modelo é reduzido para um modelo de quarta ordem.

$$\begin{aligned}
 V_d &= R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_R \phi_q \\
 V_q &= R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + \omega_R \phi_d \\
 V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd} \\
 V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd} \\
 V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1} \\
 V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2}
 \end{aligned}
 \quad
 \begin{aligned}
 \phi_d &= L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \\
 \phi_q &= L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \\
 \phi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \\
 \phi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \\
 \phi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \\
 \phi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

O modelo mecânico da máquina é descrito pelas equações (3.4) e (3.5) , que representam a equação de swing da máquina, cujo diagrama de blocos é apresentado na figura 3.5. O bloco da figura calcula o desvio de velocidade de operação de acordo com as equações. Neste modelo temos:

$\Delta\omega$: Desvio de velocidade;

H : constante de inércia;

Tm : torque mecânico;

Te : torque eletromagnético;

Kd : fator de amortecimento representando o efeito dos enrolamentos de amortecimento;

$\omega(t)$: velocidade mecânica do rotor;

ω_0 : velocidade de operação (1 p.u.);

$$\Delta\varpi(t) = \frac{1}{2H} \cdot \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \cdot \Delta\varpi(t) \quad (3.4)$$

$$\varpi(t) = \Delta\varpi(t) + \varpi_0 \quad (3.5)$$

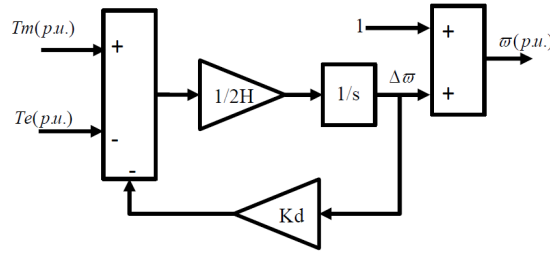


Figura 3.5 – Gerador Síncrono: Modelo mecânico. Fonte:[45]

3.1.2.1 Modelo da excitatriz estática

A excitatriz estática é representada por uma excitatriz DC de acordo com o proposto pelo IEEE em [50], sem a função de saturação [45]. O componente disponível na biblioteca *powerlib* apresenta o diagrama de blocos de acordo com a figura 3.6, e é representada neste bloco pela seguinte função de transferência:

$$\frac{V_{fd}}{ef} = \frac{1}{Ke + sTe} \quad (3.6)$$

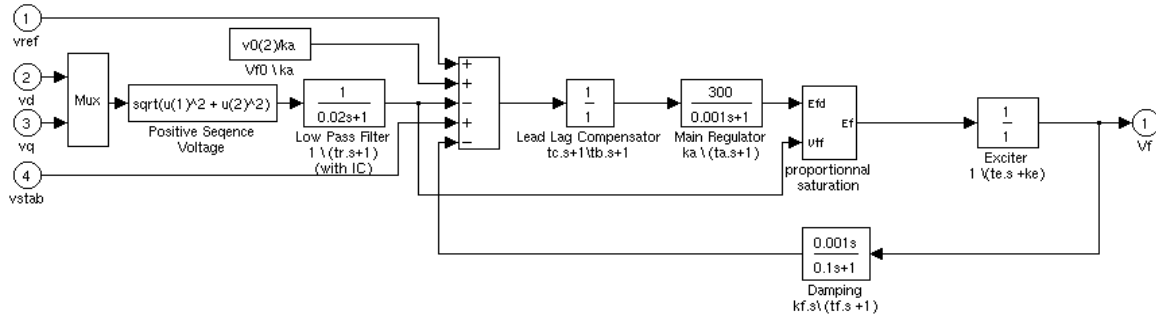
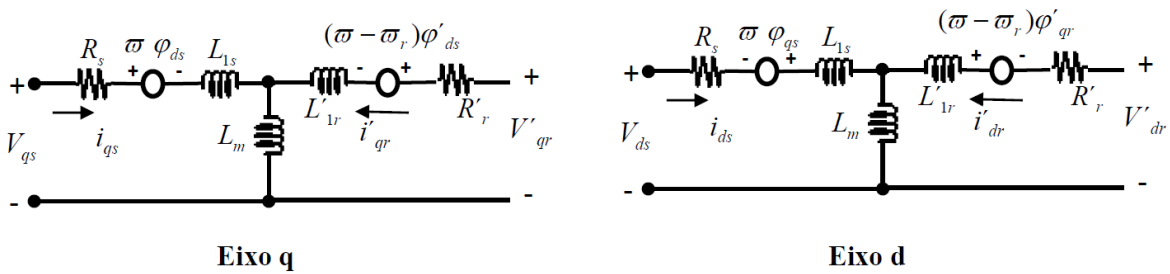


Figura 3.6 – Excitatriz estática. Fonte: [45]

3.1.3 Modelo do gerador de indução

Para este trabalho, utilizou-se um gerador de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo. Na biblioteca *powerlib* o modelo do gerador de indução pode ser representado pelo componente da máquina assíncrona conforme mostra a figura 3.7. A simulação do componente operando como gerador pode ser realizada colocando o sinal negativo no valor do torque mecânico no momento da realização de um fluxo de carga. A biblioteca apresenta três tipos de máquinas de indução: rotor bobinado, rotor tipo gaiola de esquilo e rotor tipo dupla gaiola de esquilo. Para a simulação do comportamento do gerador de indução na ocorrência de curtos-circuitos, utilizou-se o modelo de uma máquina assíncrona do tipo gaiola de esquilo.

O modelo do gerador do tipo gaiola de esquilo é composto por um modelo elétrico de quarta ordem e um modelo mecânico de segunda ordem. O modelo elétrico pode ser visualizado pelo circuito equivalente conforme a figura 3.8, com as variáveis do estator e do rotor referenciadas no espaço dq0, da mesma forma que para a máquina síncrona.



(a) (b)
Figura 3.7 – Gerador de indução: Modelo elétrico no Sim Power Systems: (a) eixo direto (b) eixo em quadratura. Fonte: [45]

No circuito acima temos os parâmetros de resistência, indutâncias, fluxos e tensões indicadas de acordo com o índice conforme segue:

- d, q : indicação das variáveis no eixos d e q;
- r, s : indicação das variáveis do rotor (r) e estator (s);
- l, m : indicação das indutâncias de dispersão (l) e magnetização (m);
- w : velocidade angular de referência
- w_r : velocidade angular elétrica

As equações da máquina são dadas por:

$$\begin{aligned}
 V_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega \phi_{ds} & \phi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i_{qr}' \\
 V_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} + \omega \phi_{qs} & \phi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i_{dr}' \\
 V_{qr}' &= R_r i_{qr}' + \frac{d}{dt} \phi_{qr}' + (\omega - \omega_r) \phi_{dr}' & \phi_{qr}' &= L_r i_{qr}' + L_m i_{qs}' \\
 V_{dr}' &= R_r i_{dr}' + \frac{d}{dt} \phi_{dr}' + (\omega - \omega_r) \phi_{qr}' & \phi_{dr}' &= L_r i_{dr}' + L_m i_{ds}' \\
 & & L_s &= L_{ls} + L_m \\
 & & L_r &= L_{lr} + L_m \\
 & & T_e &= 1,5 p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds})
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Já o modelo mecânico é representado pela equação mecânica da máquina assíncrona descrita pelas equações abaixo:

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dt} \omega_m &= \frac{1}{2H} \cdot (T_e - F \omega_m - T_m) \\
 \frac{d}{dt} \theta_m &= \omega_m
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

3.1.4 Modelo do gerador conectado via inversor

A figura 3.8 mostra a topologia básica de um gerador conectado via inversor tipo fonte de tensão utilizada em [51]. Neste modelo é composto por uma fonte CC, podendo ser um gerador fotovoltaico, uma célula combustível ou mesmo um gerador síncrono ou de indução. O inversor é o elemento responsável pela qualidade de energia fornecida em sistemas interligados com a rede elétrica, devido à característica de transformar a corrente contínua produzida em corrente alternada em 60Hz. O modelo da topologia básica apresentada pode ser simplificado utilizando o modelo contínuo deste gerador, também apresentado por [51](Figura 3.9). Neste modelo, o inversor trifásico e o gerador de sinal *PWM* são substituídos por um conjunto de fontes controladas de tensão sendo representado por uma abordagem mista de circuitos elétricos com teoria de controle linear. Neste caso, as chaves de potência, os circuitos de modulação e a dinâmica da fonte primária, são substituídos por fontes controladas de tensão. O controle do inversor é representado através da teoria de controle linear clássico em que se desconsidera o comportamento dinâmico da fonte primária e das chaves.

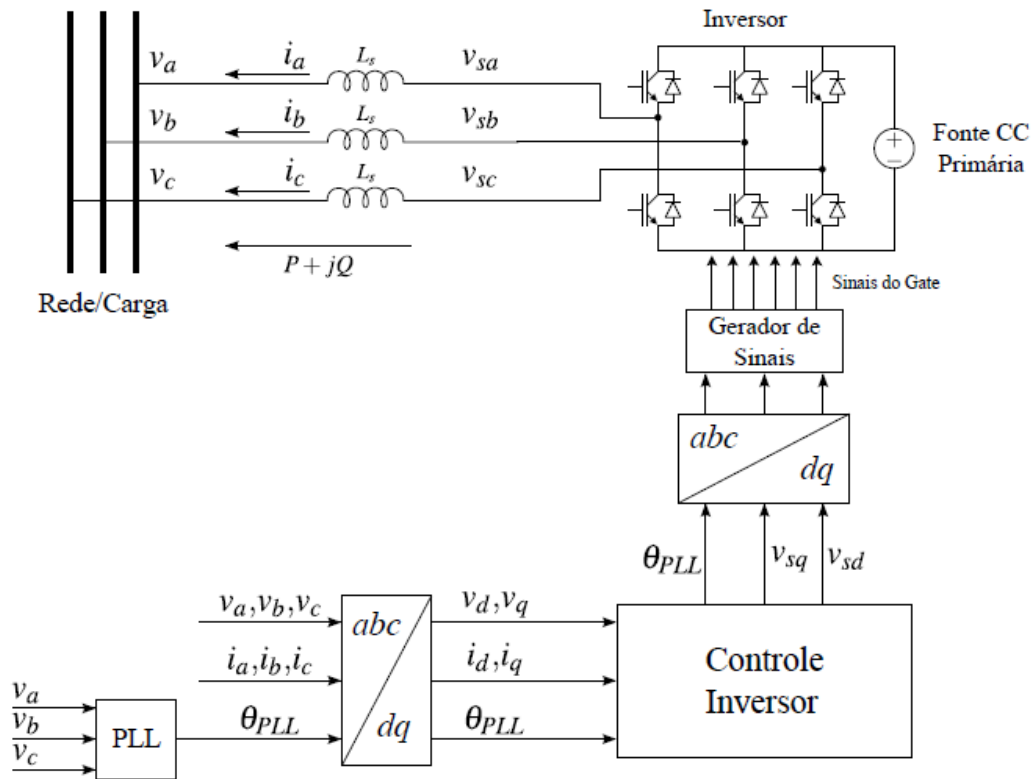


Figura 3.8 - Topologia básica para geradores conectados via inversor. Fonte: [51]

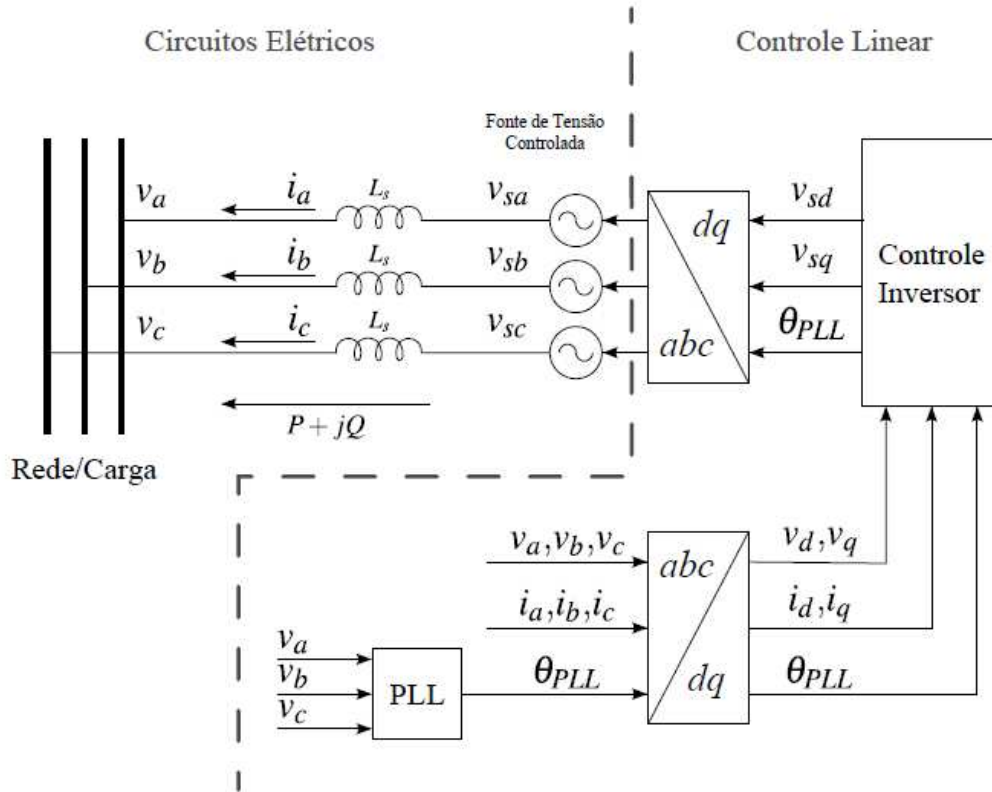


Figura 3.9 – Topologia simplificada para geradores conectados via inversores: Modelo Contínuo.
Fonte: [51]

3.1.5 Esquema de proteção de sobrecorrente para a rede IEEE-34

A figura 3.10 mostra a rede radial de 34 barras adaptado para incluir o sistema de proteção conforme proposto em [52] e [53], considerando os ramos trifásicos do sistema IEEE-34 conforme modelamento descrito no item 3.1.1. O sistema de proteção consiste basicamente de um religador de subestação (R) atuando na entrada da rede, e sete fusíveis (F1, F2, F3, F4, F5, F6 e F7) conectados nas ramificações laterais, originadas a partir do alimentador principal.

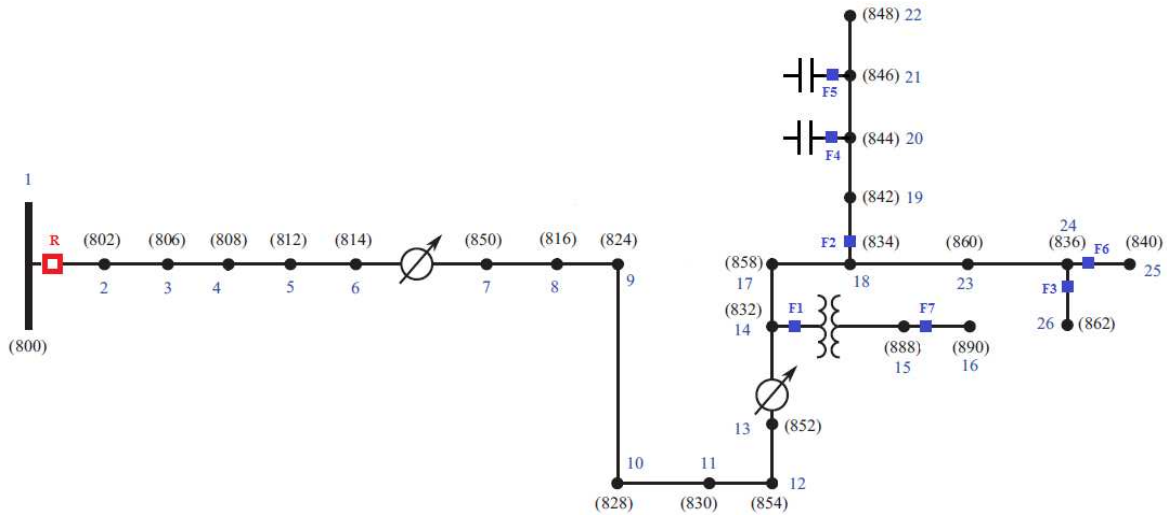


Figura 3.10 - Esquema de proteção para a rede IEEE-34. Adaptado de: [52] e [53]

3.2. Metodologia de análise

Neste trabalho foram realizados estudos do comportamento de geradores distribuídos conectados a redes de distribuição de energia elétrica. A análise foi realizada com o foco voltado para as características de suportabilidade a afundamentos de tensão dos geradores, assim como os impactos na rede decorrente da permanência dos geradores conectados ao sistema em casos de curtos-circuitos e em casos de ilhamento.

Para o primeiro estudo, foram feitas diversas simulações computacionais utilizando o Sim Power Systems, localizando um gerador em uma das ramificações laterais e analisando o comportamento destes para curtos-circuitos ao longo da rede de distribuição. Os estudos paramétricos foram realizados a partir do caso base, variando-se os parâmetros do sistema e dos geradores com o intuito de investigar a relação destes parâmetros nas características de suportabilidade a afundamentos de tensão. Estes parâmetros analisados foram:

- Potência injetada pelo gerador;
- Constante de inércia dos geradores rotativos
- Relação X/R dos alimentadores;

- Carregamento do sistema;
- Nível de curto-circuito da subestação

As análises com o intuito de investigar as características de suportabilidade a afundamentos de tensão compreenderam os seguintes comportamentos dos geradores na ocorrência dos curtos-circuitos em análise:

- Análise da estabilidade dos geradores: Através da análise do comportamento da abertura angular dos geradores síncronos e da velocidade do rotor dos geradores de indução. O modelo dos geradores conectados via inversores por sua vez não foi analisado, uma vez que as fontes primárias do modelo são modeladas através de fontes de tensão controladas por tensão, cuja característica de estabilidade frente a curtos-circuitos não se altera.
- Análise dos afundamentos de tensão dos geradores: Para esta análise foram coletadas as seguintes medidas abaixo descritas, e visualizadas na figura 3.11:
 - $V_{\min}$ correspondente ao valor percentual da mínima magnitude alcançada pela tensão no momento do curto-circuito;
 - Δt_{af} correspondente à duração do afundamento de tensão, medida do instante da falta até o momento em que a tensão se recupera acima de 90% da tensão nominal;
 - t_r corresponde ao tempo de restabelecimento da tensão terminal, ou o instante em que a tensão entra novamente em regime após a perturbação.
- Análise do suporte e controle de potência reativa na ocorrência de faltas: Foram analisados os comportamentos da potência reativa nos terminais dos geradores durante a ocorrência de uma falta através do seu comportamento dinâmico no tempo. Este comportamento foi observado para a variação dos parâmetros

analisados neste estudo.

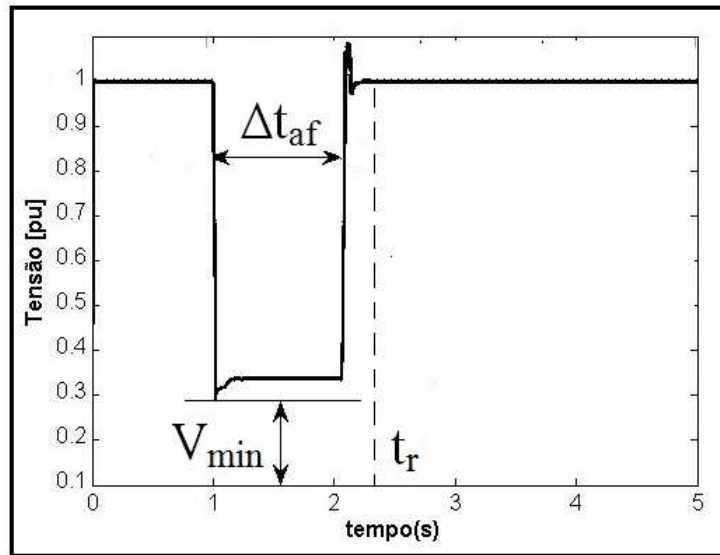


Figura 3.11 – Análise de afundamentos de tensão

Na segunda análise envolvendo os impactos dos geradores distribuídos nos sistemas de proteção de sobrecorrente, o estudo foi realizado por meio das seguintes análises:

- Análise do aumento das correntes de curto circuito no sistema com geração distribuída;
- Análise da coordenação dos dispositivos das curvas I_{xt} características dos dispositivos de proteção coordenados, com o objetivo de investigar se ocorre ou não operações indevidas devido à presença de geradores distribuídos;
- Análise da diminuição das correntes de curto circuito no sistema ilhado;
- Análise dos impactos da operação ilhada dos geradores distribuídos devido à abertura do religador da subestação sem que ocorra a desconexão da planta de geração distribuída pelo sistema de proteção anti-ilhamento, enquanto os limites de suportabilidade a afundamentos de tensão são atendidos.

Capítulo 4. Comportamento de Geradores

Distribuídos Durante Curtos-Circuitos

4.1. Comportamento do gerador síncrono na ocorrência de curtos-circuitos.

Na geração centralizada, o gerador síncrono é o principal tipo de gerador utilizado para conversão de energia mecânica em energia elétrica. Em geração distribuída é aplicado principalmente em pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e pequenas centrais termoeletricas (PCTs). Contudo, existe também alguma participação destes como geradores eólicos. Os geradores síncronos utilizados em termoeletricas possuem rotores cilíndricos com enrolamentos alimentados por uma fonte de corrente contínua compondo um par de pólos, sendo chamado de *gerador de pólos lisos*. Este tipo de gerador possui um pequeno número de pólos (geralmente 1 ou 2 pares), uma vez que a turbina conectada a ele opera em velocidades elevadas (até 3000 rpm). Já os geradores síncronos encontrados em hidroelétricas operam em velocidades mais baixas, e desta forma utilizam rotores com maior numero de pólos. Este tipo de gerador é chamado de *gerador de pólos salientes* [25].

Uma das principais vantagens do gerador síncrono é que este possui capacidade de compensação de potência reativa permitindo que haja suporte de reativos para o restabelecimento da tensão caso ocorram curtos-circuitos na rede. A desvantagem, entretanto, é que as velocidades mecânica e elétrica são sincronizadas, levando a maiores transitórios eletromecânicos durante a variação da potência mecânica da fonte primária, o que ocorre com frequência em geradores eólicos [19]. Além disso, o custo de investimento inicial para construção de uma usina e o custo de manutenção são relativamente elevados.

A análise de estabilidade de geradores síncronos conectados na rede de transmissão onde o efeito da resistência das linhas é desprezível, pode ser feita no espaço $P \times \delta$, de acordo com [49] e conforme mostra a figura 4.1. Esta figura apresenta a curva $P \times \delta$ para o

gerador síncrono (item (a)) onde podem ser visualizados dois pontos de equilíbrio correspondente à intersecção da curva característica com a curva da potência mecânica fornecida pela máquina primária (δ_o e δ_{inst}). No ponto δ_o , o gerador opera de maneira estável e existe um ângulo máximo tal que a transferência de potência ao sistema é máxima ($\delta_{m\acute{a}x}$). Conforme pode ser observado graficamente, a medida que a potência ativa fornecida pelo gerador aumenta os ângulos δ_o e δ_{inst} se aproximam de $\delta_{m\acute{a}x}$, o que significa que o gerador estará mais próximo da instabilidade.

Em regime permanente, é esperado que o gerador opere em δ_o . Na ocorrência de uma falta a tensão terminal do gerador diminui reduzindo a potência elétrica frenante, e o ângulo de potência do gerador cresce juntamente com a aceleração do gerador. Esta aceleração é descrita pela equação de oscilação da máquina. Quando o curto-circuito é eliminado, a potência elétrica do gerador aumenta e ele desacelera, contudo a inércia do sistema faz com que o ângulo de potência continue crescendo até que a energia acelerante adquirida durante a falta seja dissipada após a eliminação da falta. Se o ângulo cresce além de um certo limite o gerador poderá perder o sincronismo e permanecer instável mesmo após a eliminação da falta. O critério das áreas serve para determinar se o gerador permanece estável após a perturbação, como por exemplo na figura 4.1(b), ou instável como na figura 4.1(c). Quanto menor o tempo de duração da falta menor a variação de ângulo e maior a chance do gerador se manter estável, ou seja, maior a margem de estabilidade [25].

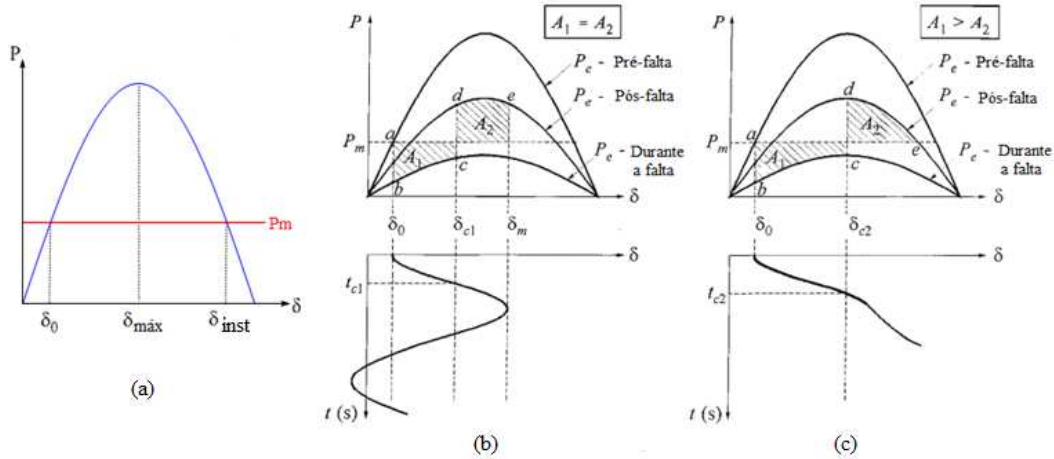


Figura 4.1– Análise da estabilidade do gerador Síncrono pela curva $P \times \delta$. (a) Curva $P \times \delta$, (b) Caso estável, (c) Caso instável. Adaptado de [49].

A análise da curva $P \times \delta$ é amplamente conhecida em estudos de estabilidade de geradores síncronos conectados em sistemas de transmissão. De acordo com a curva, o valor de $\delta_{\max}$ para o qual o gerador permanece estável (limite de estabilidade teórica) é de 90° em regime permanente. Contudo, em sistemas de distribuição, esta análise deve ser feita considerando a resistência dos alimentadores, uma vez que a relação X/R na distribuição é baixa. Na figura 4.2, é considerado um esquema no qual um gerador síncrono é conectado a um sistema de distribuição e os efeitos da resistência da linha devem ser considerados. A equação da potência ativa é dada em (4.1), e pode ser obtida através do desenvolvimento das equações de potência ($S = VI^*$) considerando a resistência da linha. Desta forma, sendo $R = R_L$ e $X = X' + X_L$, para quaisquer valores de parâmetros da rede é esperado que o valor de $\delta_{\max}$ será menor que 90° . A figura 4.3 mostra a curva para a equação (4.1) onde esta diminuição do valor de $\delta_{\max}$ é observada. No caso em que a relação X/R da linha seja próximo de 1, este valor pode chegar à 45° .

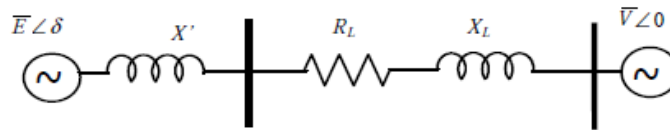


Figura 4.2 – Gerador Síncrono conectado à rede de distribuição

$$P = \frac{V}{R^2 + X^2} \cdot (R \cdot E \cdot \cos \delta - R \cdot V + X \cdot E \cdot \sin \delta) \quad (4.1)$$

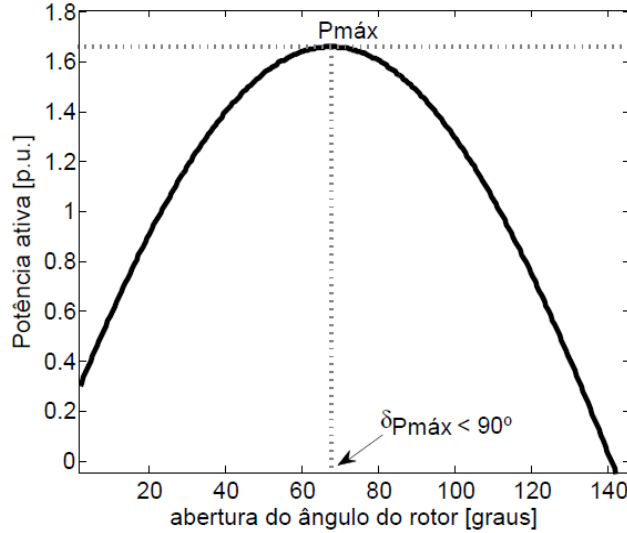


Figura 4.3 - Curva $P \times \delta$ para gerador conectado na rede de distribuição

Na análise dinâmica do comportamento de geradores síncronos durante a ocorrência de curtos-circuitos, a estabilidade frente a grandes perturbações pode ser analisada por meio da observação do comportamento da abertura angular do gerador [28]. Contudo para a análise do comportamento do gerador síncrono englobando os requisitos de suportabilidade aos afundamentos de tensão na rede devido a curtos-circuitos, a consideração da estabilidade apenas não é suficiente. Deve-se atentar para outros critérios de que devem ser atendidos pelos geradores, entre eles([29]-[44]):

- Manter a característica V_{xt} dentro dos limites pré-estabelecidos;
- Fornecer potência reativa (ou corrente reativa) antes e após a falta para reestabelecimento da tensão na faixa de limites aceitável.

4.2. Comportamento dos geradores de indução na ocorrência de curtos-circuitos

Atualmente, o emprego de máquinas de indução operando como geradores de energia elétrica têm ganhado espaço principalmente em usinas eólicas ([20],[54],[55]). Este tipo de máquina já é amplamente utilizado industrialmente operando como motor, mas também pode operar como gerador quando a velocidade de rotação do seu eixo estiver ligeiramente maior que a velocidade síncrona. Dentre as vantagens de empregar geradores de indução se destacam a robustez, simplicidade construtiva, baixo custo de aquisição e baixo índice de manutenção [25]. Sua estrutura construtiva também apresenta um rotor e um estator, sendo que o rotor pode ser alimentado externamente ou não possuir alimentação (gaiola de esquilo). A figura 4.4 apresenta o circuito equivalente de uma máquina de indução operando em regime permanente. Pode-se perceber que este circuito se assemelha ao de um transformador, evidenciando que na máquina assíncrona a corrente alternada é fornecida diretamente ao enrolamento do estator, e é gerada nos enrolamentos do rotor por indução magnética. O escorregamento da máquina assíncrona é dado por:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \cdot s \quad (4.2)$$

onde n_s corresponde à velocidade síncrona e n é a velocidade do rotor em rotações por minuto.

O circuito equivalente da máquina de indução é apresentado na figura Figura 4.4(a) e, quando conectado em um sistema de distribuição (Figura 4.4(b)) o circuito equivalente de Thevenin pode ser obtido nos pontos A e B. Este circuito equivalente de Thevenin pode ser observado na Figura 4.4(c). Através dele, pode-se chegar à equação do conjugado eletromecânico dada pela equação (4.3) com $R_{TH} = R'_{TH} + R_s$ e $X_{TH} = X'_{TH} + X_s$ ([54],[55]).

A característica típica do conjugado versus velocidade é apresentada na figura 4.5. Da equação (4.3), pode-se extrair a informação de torque em que a máquina de indução pode operar nos seguintes modos de operação:

- Modo motor: escorregamento entre 0 e 1 e velocidade síncrona maior que a velocidade de rotação do eixo;
- Modo gerador: escorregamento negativo e velocidade de rotação ligeiramente maior que a velocidade síncrona;
- Modo freio: No caso de escorregamentos maiores que um, a máquina apresenta uma característica de freio.

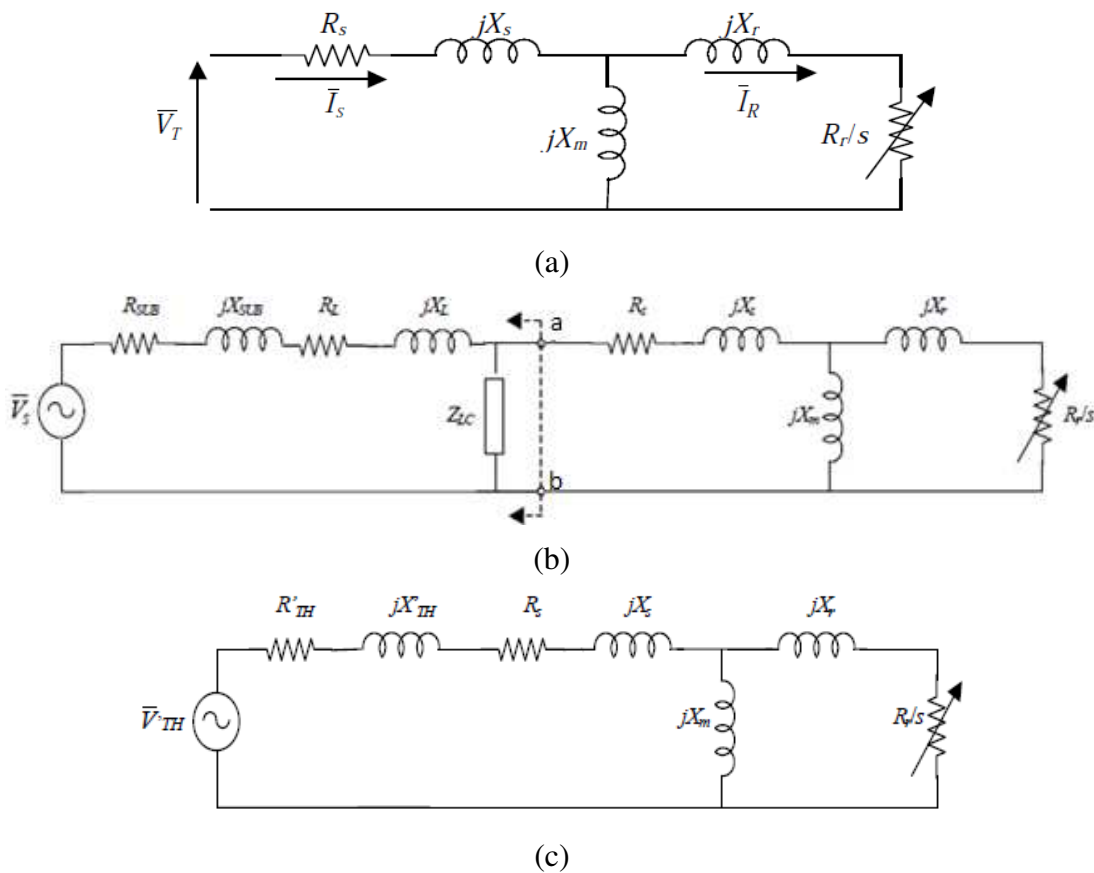


Figura 4.4 – Circuito equivalente da Máquina de indução. Fonte: [54]

$$T_e = \frac{P_e}{w} = \frac{R_r \cdot I_r^2}{w} \cdot \frac{1}{s} = \frac{R_r}{w} \cdot \frac{1}{s} \cdot \frac{V_{TH}^2}{(R_{TH} + R_r/s)^2 + (X_{TH} + X_r)^2} \quad (4.3)$$

Dessa forma, na operação como gerador teremos um escorregamento tal que a velocidade de rotação do rotor fique pouco maior que a velocidade síncrona, mas muito próxima a ela. Isso por que é necessário que haja uma diferença entre a velocidade do campo girante e a velocidade do rotor para que apareça a tensão induzida. Assim, para operação como gerador os valores de conjugado de interesse correspondem aos valores negativos da curva, que podem ser analisados no quadrante superior ao incluir um fator multiplicativo de -1 conforme a figura 4.5.

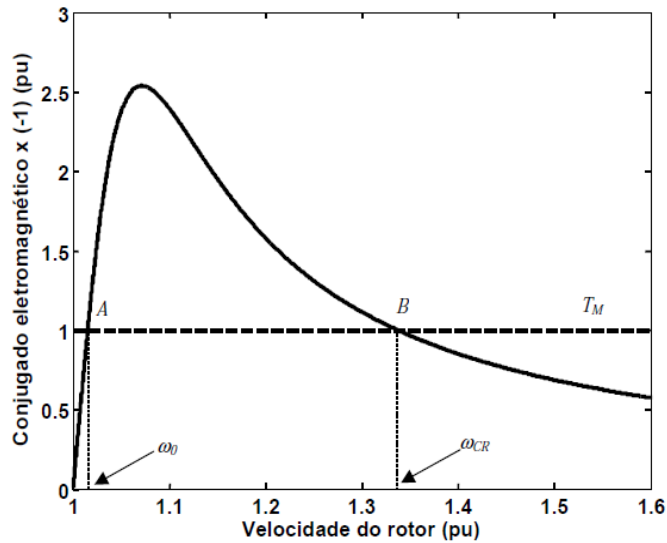


Figura 4.5 - Característica T_{xw} do gerador de indução. Fonte : [54]

Analisando esta característica de torque do gerador de indução, pode-se observar dois pontos de interesse onde a curva do torque eletromagnético intercepta a reta que representa o torque mecânico da máquina primária. Estes pontos correspondem aos pontos de equilíbrio, que satisfazem a equação de equilíbrio eletromecânico correspondente à equação do modelo apresentado no capítulo 3. O primeiro ponto corresponde ao ponto de equilíbrio estável (Ponto A), enquanto que o segundo corresponde ao ponto de equilíbrio instável (Ponto B).

A curva de conjugado eletromagnético em função da velocidade do rotor possibilita uma análise semelhante à realizada para os geradores síncronos, conforme apresentado em [54]. Em regime permanente, é esperado que o gerador de indução opere no ponto de

intersecção entre a curva do conjugado eletromagnético e a do conjugado mecânico aplicado no eixo do gerador (ponto A). Este ponto de operação é denominado ponto de operação estável, onde a velocidade do rotor do gerador é ω_0 . No caso de uma falta ou curto-circuito, o conjugado eletromagnético sofre uma redução brusca, levado à aceleração do gerador. Enquanto a diferença entre o conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico da máquina primária for negativa, o gerador permanece estável imediatamente após a eliminação do curto circuito. Entretanto, para valores positivos desta diferença, ou seja, no caso em que a velocidade do rotor ultrapassa o ponto de operação instável, o gerador perde estabilidade [54]. A velocidade do rotor neste caso é denominada velocidade crítica (ω_{cr}).

No estudo de estabilidade transitória de geradores de indução a observação do comportamento da velocidade do rotor ou da tensão terminal do gerador fornece as informações necessárias [28]. Contudo, assim como para os geradores síncronos, o comportamento da tensão durante e após a falta, caracterizado pelas curvas V_{xt} , e o fornecimento de potência reativa para restabelecimento da tensão após a falta deve ser analisada conjuntamente.

4.3. Comportamento de geradores conectados via inversores na ocorrência de curtos-circuitos

Algumas aplicações de geradores de indução e geradores síncronos de imã permanente (geralmente aplicados em plantas eólicas) produzem tensão terminal com frequência variável. Para que estes geradores sejam ligados à rede elétrica os mesmos necessitam recorrer à eletrônica de potência, de forma a garantir que a frequência da tensão terminal esteja de acordo com a frequência da rede elétrica. Elementos conversores para o condicionamento de energia são empregados, de forma que a conexão dos geradores seja feita via um arranjo *back-to-back* de dois conversores CC/CA. Estes conversores primeiramente retificam a tensão. O segundo conversor, também denominado inversor, converte esta tensão contínua em alternada com frequência de 60 Hz para conexão com a rede ([51],[25],[56]).

Com o advento do uso de fontes renováveis de energia, algumas aplicações como células fotovoltaicas e células a combustíveis tem crescido de maneira expressiva. Por exemplo, aproximadamente 6,2 GW de potência proveniente de geração global fotovoltaica foi instalada somente em 2009, elevando a potência instalada proveniente desta fonte para 20,4 GW [57]. Alguns fatores fazem com que a geração fotovoltaica seja considerada vantajosa no planejamento e operação dos sistemas de energia atuais e futuros. Uma das características é que os módulos de células fotovoltaicas podem ser acoplados como parte da construção de uma edificação, e próximos aos centros consumidores, maximizando assim os benefícios. Outros tipos de fontes de energia renováveis, como por exemplo, hidráulica e eólica, não permitem tal flexibilidade[59]. Outros benefícios podem ser alcançados com estes tipos de sistemas, como por exemplo, minimizar as sobrecargas das instalações operadas predominantemente durante o dia (por exemplo, os sistemas de iluminação e refrigeração). Porém, geradores de energia elétrica fotovoltaica ou de células combustível não são máquinas rotativas e geram corrente contínua prioritariamente, portanto precisam ser conectados via inversores.

Os tipos de inversores utilizados em geradores distribuídos podem ser de dois tipos: comutação forçada ou autocomutados. Os inversores de comutação forçada utilizam tiristores como chaves, e por isso a flexibilidade operativa destes inversores é limitada, visto que as chaves entram em operação através do disparo do tiristor e somente desligam quando a corrente que passa pelo dispositivo se anula. Para estes, é necessária uma eletrônica de controle auxiliar, de forma a promover o desligamento das chaves. Para aplicações em geração distribuída, o inversor autocomutado é mais vantajoso. Estes utilizam chaves eletrônica do tipo IGBT que permite conduzir ou bloquear a corrente de forma controlada, conferindo ao conversor maior flexibilidade([51],[56]). Inversores autocomutados podem ser divididos em fonte de corrente ou tensão, dependendo da forma de controle da fonte cc e da forma de conexão com a rede elétrica [51].

Em casos de eventos de grandes perturbações como curtos-circuitos, a contribuição do inversor para as correntes de falta é limitada e seus efeitos no sistema são desprezíveis, principalmente se o sistema for constituído na sua maioria por geradores conectados via

inversores [58]. Quando uma falta ocorre, o inversor mantém a operação suprindo corrente de falta, porém a corrente é limitada evitando danos às chaves do inversor, ou mesmo o inversor deve desconectar o arranjo da rede caso os níveis de corrente, tensão e frequência não estejam dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou do lado CC. Para proteger o inversor, o sistema fotovoltaico pode ser forçado a desconectar caso sua tensão terminal esteja abaixo de um valor limite, por exemplo 70% da tensão nominal, e esta desconexão causa distúrbios no sistema ([56]-[59]).

Se a rede na qual o sistema gerador está conectado sofrer uma grande perturbação, um esquema de proteção deverá tomar as providências necessárias para que o inversor não seja danificado. Todavia, a desconexão repetidamente do gerador conectado via inversor em algumas situações pode ter um impacto negativo na vida útil dos componentes do sistema, assim como podem causar grandes problemas à rede elétrica. Ainda, alguns trabalhos mostram que sistemas fotovoltaicos combinados com geradores rotativos podem trazer benefícios à estabilidade transitória da rede se o gerador conectado via inversor puder permanecer no sistema pelo maior tempo possível [60], o que as limitações existentes nos inversores comerciais convencionais não permitem.

4.4. Estudos paramétricos para comparações entre geradores distribuídos durante curtos-circuitos trifásicos

A fim de analisar o comportamento dos principais tipos de geradores distribuídos apresentados, simulações dinâmicas foram realizadas para observar o comportamento destes geradores durante eventos de curtos-circuitos transitórios na rede. Estes eventos foram considerados como do tipo trifásico, que apesar de não ser o tipo de curto-circuito mais frequente e com maior probabilidade de ocorrência corresponde ao tipo mais severo e com maiores impactos no sistema.

Diversos casos foram analisados, cujos resultados de estabilidade foram observados através da análise do comportamento da abertura angular dos geradores síncronos e da velocidade do rotor para geradores de indução. Uma análise dos afundamentos de tensão

para os casos onde ocorre retorno à estabilidade após a falta foi feita para os geradores rotativos. O comportamento dos afundamentos de tensão para geradores conectados via inversores também foi analisado, considerando o limite para afundamentos de tensão em 70% devido à dinâmica das chaves dos inversores (não prevista no modelo contínuo). Assim, no caso de afundamentos de tensão superiores a este valor, foi considerada a desconexão do gerador.

As impedâncias das linhas do sistema IEEE-34 são baixas, o que caracteriza uma baixa distância elétrica entre as barras do sistema. Assim, para estas simulações as impedâncias foram aumentadas em 2,5 vezes em relação ao valor do caso base com a finalidade de aumentar a distância elétrica das barras do sistema e obter uma maior variação dos resultados com relação à localização da falta. Os casos de análise consideram a alocação de um gerador distribuído distante da subestação em uma das ramificações laterais (barra 862) para atender a demanda de carga nesta região. No caso de geradores síncronos e de indução foram utilizados geradores de 1MVA, com capacidade para suprir até 55% da demanda total do sistema. Para geradores conectados via inversores foram utilizados geradores de 100kVA, podendo suprir cerca de 6% da demanda total. Isso por que, tipicamente, os geradores conectados via inversores apresentam potência menor quando considerados individualmente (células fotovoltaicas, por exemplo). Os curto-circuitos foram considerados nas seguintes localidades:

- Próximo à subestação: Barra 812
- Longe da subestação e próximo ao gerador: Barras 860
- Longe da subestação em uma das ramificações laterais : Barra 844 e 890

Um curto-circuito trifásico de duração de 200ms, caracterizando uma falta transitória de curta duração, foi aplicado às barras para realizar os estudos paramétricos e observar como ocorre a variação do comportamento dos geradores em relação ao caso base. Estas investigações foram realizadas mantendo os valores do caso base e variando um dos parâmetros, de acordo com o tipo de gerador considerado, conforme abaixo.

- Estudo da variação da Potência injetada pelo gerador
- Estudo da variação da constante de inércia do gerador
- Estudo da variação da relação X/R dos alimentadores
- Estudo da variação do Carregamento do sistema
- Estudo da variação do nível de curto-circuito

4.4.1 Variação da constante de inércia do gerador

Neste estudo, variou-se a constante de inércia dos geradores síncronos e de indução nos valores de 0,5, 1,5 e 2,5s, com os demais parâmetros mantidos de acordo com o caso base. O modelo do gerador conectado via inversor substitui o gerador por fontes de tensão cuja característica dinâmica deste tipo de gerador não considera a inércia rotacional. Por isso, este tipo de gerador não foi incluído nesta primeira análise. Os resultados obtidos para os geradores síncronos e de indução são apresentadas nas próximas seções.

4.4.1.1 Análise da estabilidade dos geradores

Ao analisar a abertura angular do gerador síncrono, observa-se que em todos os casos a estabilidade é mantida nos geradores com constante de inércia igual à 1,5 e 2,5. Para faltas próximas à subestação ou na ramificação lateral de menor tensão de operação (4,16kV), geradores com constante de inércia de 0,5 também permanecem estáveis devido à uma maior distância elétrica da falta e devido às correntes de curto-circuito sustentadas serem mais baixas. O retorno à estabilidade ocorre de maneira mais rápida para geradores com constante de inércia menores, porém nestes casos o valor de $\delta_{\text{máx}}$ é maior. Nos casos de curtos circuitos mais próximos do gerador, como por exemplo nas barras 844 e 860, esta diferença na oscilação pode ser significativa, assim como evidenciado para o caso de uma baixa constante de inércia (0,5s) podendo levar à casos de instabilidade de ângulo. A figura 4.6 mostra dois casos de curto-circuito, um distante e um próximo ao gerador, onde pode ser observado este comportamento.

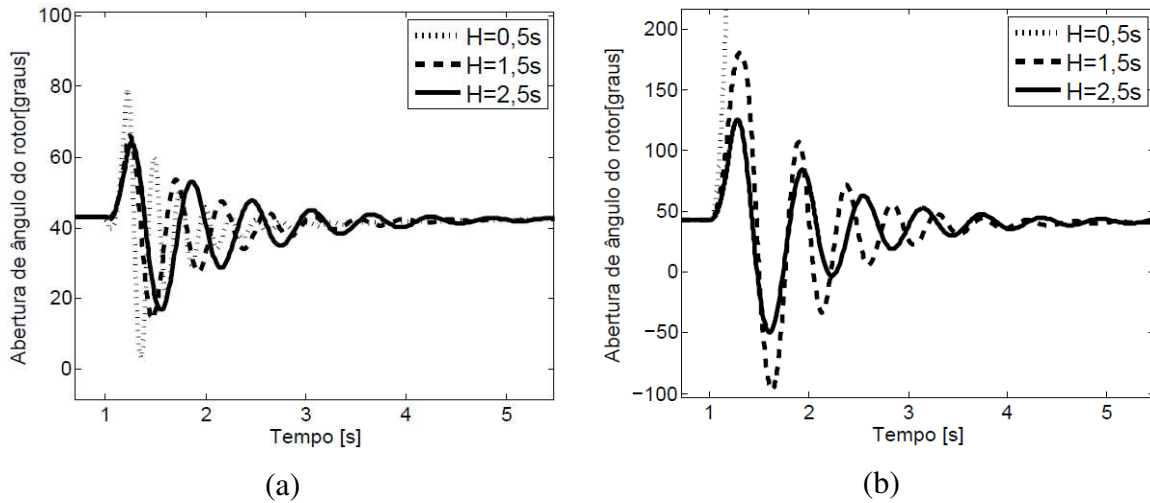


Figura 4.6 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador síncrono com variação de H (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860

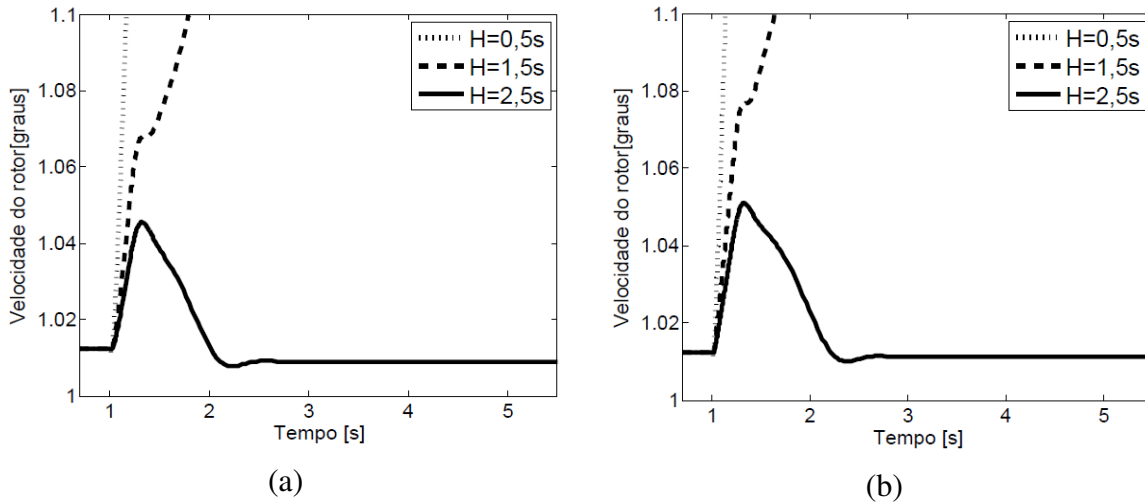


Figura 4.7 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de H (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860

Em geradores de indução, conforme figura 4.7, uma constante de inércia de 0,5 e 1,5s leva o gerador à instabilidade após a falta, exceto para o caso de um curto-circuito na ramificação lateral com uma tensão de operação mais baixa (4,16kV). Este resultado mostra que o gerador de indução tem menor capacidade de permanecer em operação após a ocorrência de um curto circuito, e também mostra que a constante de inércia exerce forte influência na capacidade dos geradores rotativos suportarem faltas na rede de distribuição.

De fato, quanto maior a constante de inércia maior é a capacidade de energia armazenada na massa girante do gerador e melhor será a estabilidade[61].

4.4.1.2 Afundamentos de tensão

Os valores de afundamentos de tensão para os geradores distribuídos podem ser verificados na tabela 4.1, onde $V_{\min}$ corresponde ao afundamento de tensão do gerador, e t_r corresponde ao instante de restabelecimento da tensão após a eliminação da falta de duração 200ms. Verifica-se que para ambos os geradores, a constante de inércia não exerce influência no valor de $V_{\min}$, no entanto, os geradores síncronos com constante de inércia superiores demoram mais tempo antes de retornar ao regime. Entretanto, para os geradores de indução uma constante de inércia maior pode ser benéfica em manter o gerador estável após a falta. Esta diferença também pode ser observada no caso ilustrado na figura 4.8.

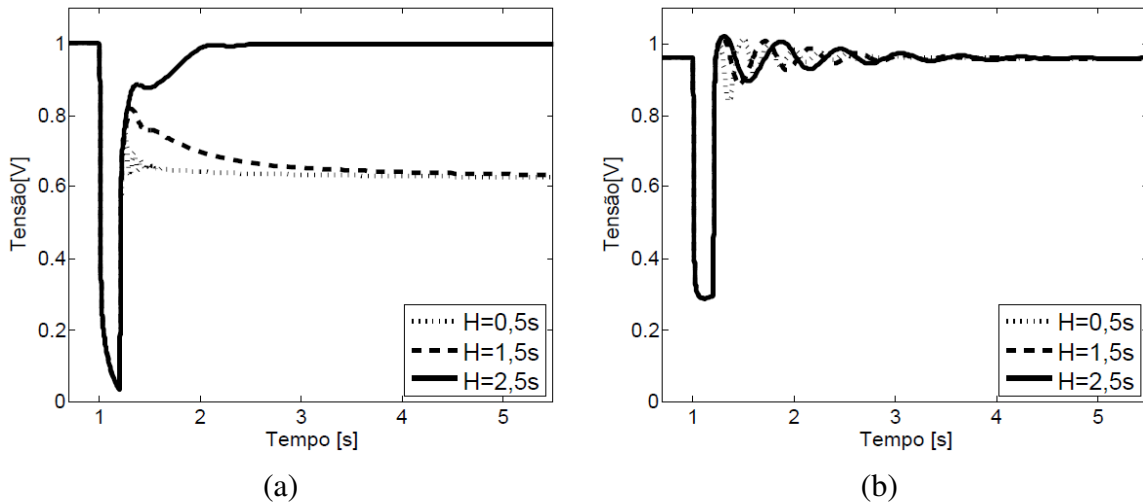


Figura 4.8 – Afundamentos de tensão para variação de H – Curto-circuito aplicado à barra 812 (a) Gerador de Indução, (b) Gerador Síncrono

Tabela 4.1– Afundamentos de tensão para variação de H do gerador

H(s)	Curto circuito barra 812					
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
0,5	29,0	0,20	3,0	3,0	-	-
1,5	29,0	0,20	3,5	3,0	-	-
2,5	29,0	0,20	5,0	3,0	1,1	2,5
H(s)	Curto circuito barra 890					
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
0,5	77,0	0,20	1,8	71,6	0,23	1,8
1,5	77,0	0,20	2,0	71,4	0,20	1,8
2,5	77,0	0,20	2,4	70,7	0,20	1,8
H(s)	Curto circuito barra 844					
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
0,5	3,5	-	-	0,0	-	-
1,5	3,5	0,36	5,5	0,0	-	-
2,5	3,1	0,21	5,5	0,0	1,45	2,9
H(s)	Curto circuito barra 860					
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
0,5	0,0	-	-	0,0	-	-
1,5	0,0	0,40	7,0	0,0	-	-
2,5	0,0	0,25	7,0	0,0	1,6	3,3

4.4.1.3 Suporte de reativos durante curto-circuito

Em todos os casos estudados, o gerador síncrono respondeu melhor à falta fornecendo potência reativa durante e após a ocorrência do curto-circuito. A figura 4.9 mostra o comportamento da potência reativa durante a falta na barra 860, com a variação da constante de inércia. Em regime permanente, conforme já esperado, o gerador de indução consome potência reativa (sinal da potência negativo), enquanto que o gerador síncrono, devido à sua característica de compensação reativa, pode fornecer ou absorver potência reativa do sistema. Na ocorrência da falta ocorre um pico de injeção de potência reativa para ambos, no entanto, o gerador síncrono consegue sustentar o fornecimento de potência reativa por mais tempo, enquanto que no gerador de indução ocorre um consumo da potência reativa durante o curto-circuito. Este comportamento já era esperado de acordo com o mostrado em [28]. Entretanto, um pequeno consumo de potência reativa após a falta

pelo gerador síncrono ocorre em alguns casos. Esta é uma característica indesejada na consideração dos requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão.

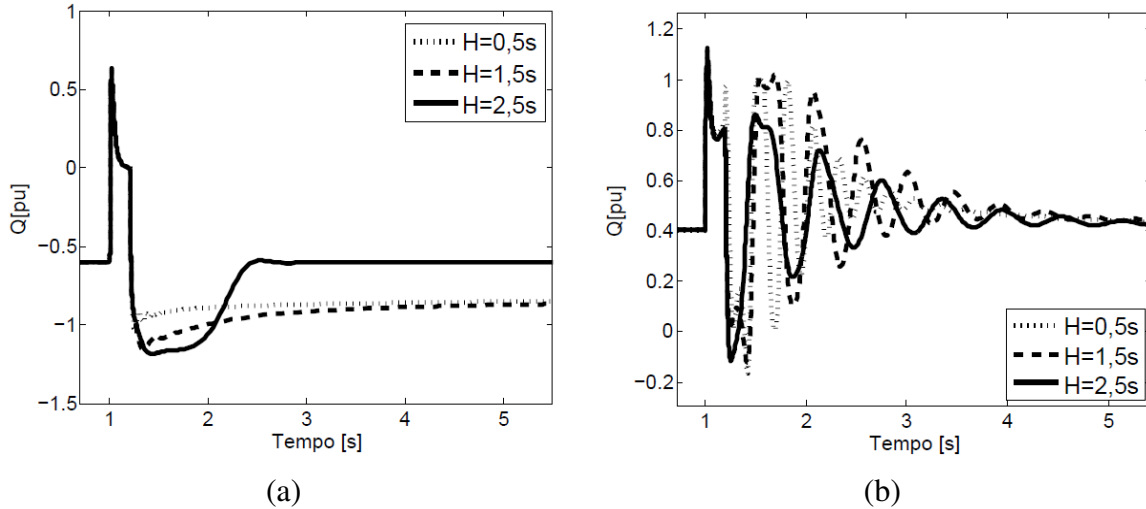


Figura 4.9 - Comportamento da potência reativa com a variação de H , para falta na barra 860 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono

4.4.2 Variação da potência injetada pelo gerador

Neste estudo, variou-se a potência ativa injetada pelos geradores distribuídos de 0,6 pu até 0,9 pu em passos de 0,1 pu, com os demais parâmetros mantidos de acordo como o caso base. Esta variação corresponde a uma faixa de 600kW à 900kW nos geradores síncronos e de indução e uma faixa de 60kW a 90kW nos geradores conectados via inversores. Os resultados são apresentados nas próximas seções.

4.4.2.1 Análise da estabilidade dos geradores

De acordo com os dados obtidos, tanto para geradores síncronos como para geradores de indução, à medida que a potência injetada aumenta o gerador fica mais perto de se tornar instável na ocorrência de um curto-circuito de duração fixa. Este comportamento pode ser explicado pelo critério de áreas na curva $Px\delta$ dos geradores síncronos [49] e pela análise das curvas $Tx\omega$ para geradores de indução[54]. O aumento da abertura angular do rotor do gerador síncrono antes da falta diretamente proporcional ao aumento da potência ativa injetada foi explicado em [61].

Os resultados da simulação para dois casos de curto-circuito na rede em estudo podem ser verificados na figura 4.10, onde se observa um aumento da abertura angular quando se aumenta o valor de potência ativa injetada. De fato, a análise através das curvas $P_{x\delta}$ conforme a figura 4.11 mostra que estes resultados eram esperados. Na figura são apresentados dois casos, um com uma menor potência ativa injetada (a) e outro com uma maior potência ativa injetada pelo gerador (b) para curtos-circuitos de mesma duração. Na ocorrência de um curto-circuito a abertura angular cresce até a eliminação da falta. Após a eliminação da falta a energia consumida durante o curto-circuito é dissipada, sendo estas energias representadas na figura 4.11 pelas áreas A_1 e A_2 , respectivamente. Para um caso estável, as áreas A_1 e A_2 da figura deverão ser iguais para que a estabilidade seja mantida. No entanto, caso o aumento da potência exceda certo limite para uma falta de mesma duração, como para o caso da figura 4.11 (b), onde A_1 é maior que a A_2 , o gerador se torna instável.

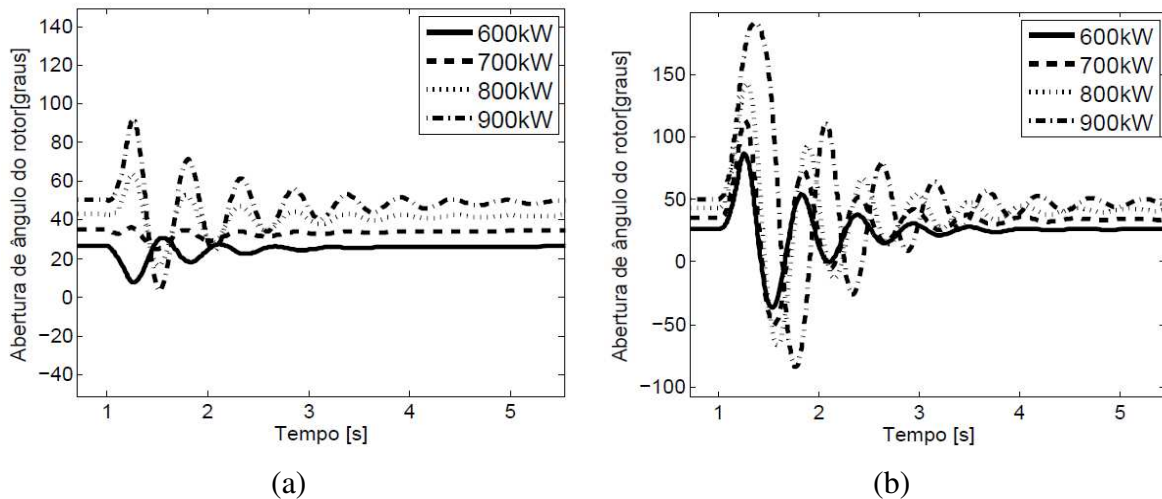


Figura 4.10 - Comportamento de δ do gerador síncrono com variação da potência ativa injetada (a) Curto na barra 812, (b) Curto na barra 860.

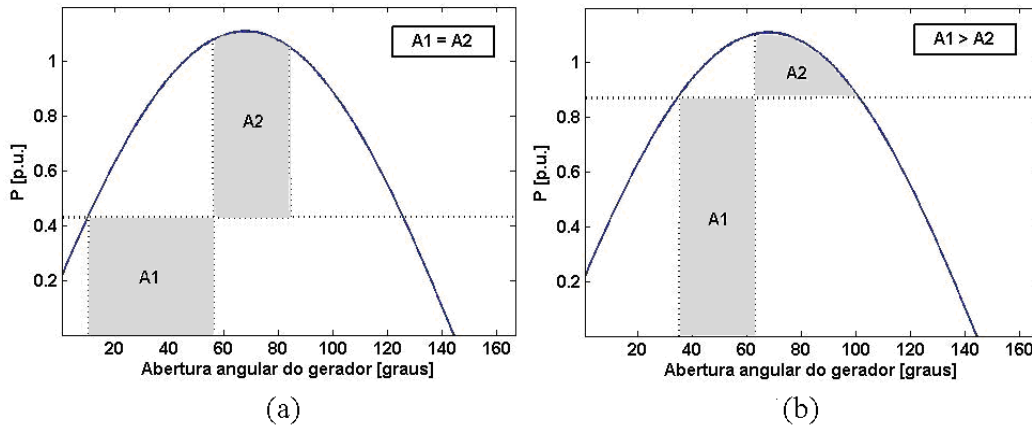


Figura 4.11 - Curva $P \times \delta$ com análise pelo critério de áreas. Comparação do (a) caso estável e (b) caso instável.

Um caso em particular ocorre quando o curto-circuito está localizado longe do gerador e próximo à subestação. Neste caso, ocorre que o comportamento da abertura angular é melhor para 700kW de injeção de potência ativa do que para 600kW. Também se observa que para uma injeção de 600kW a abertura angular diminui, o que indica que o gerador desacelera. Neste caso, na ocorrência da falta o gerador fornece potência ativa devido ao aumento da corrente de estator da máquina[61]. Contudo, ao diminuir o fornecimento de potência, o ponto de operação excursiona na curva, levando à diminuição de δ , e retornando a aumentar após a eliminação da falta.

Na análise do gerador de indução, considera-se que o aumento da potência injetada é consequência direta do aumento do conjugado no eixo do gerador, e assim podemos utilizar a curva $T \times \omega$ para uma análise similar. No caso, a figura 4.12 mostra que com o aumento da potência injetada pelo gerador de indução na rede, teremos valores de velocidade críticas cada vez menores. Assim, pode-se explicar a instabilidade destes geradores nos casos da figura 4.13, devido ao aumento da potência ativa injetada.

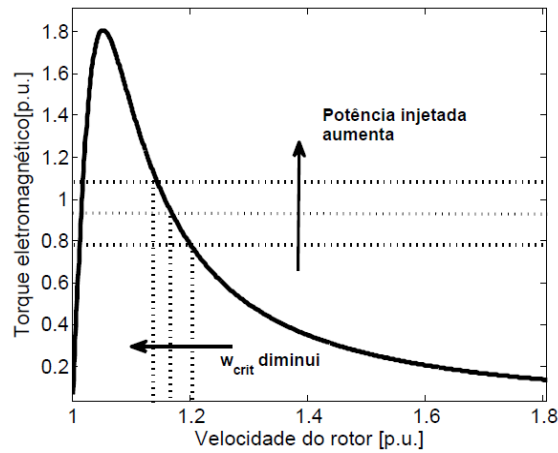


Figura 4.12 – Exemplo de curva T_{ω} para aumento da potência injetada pelo gerador.

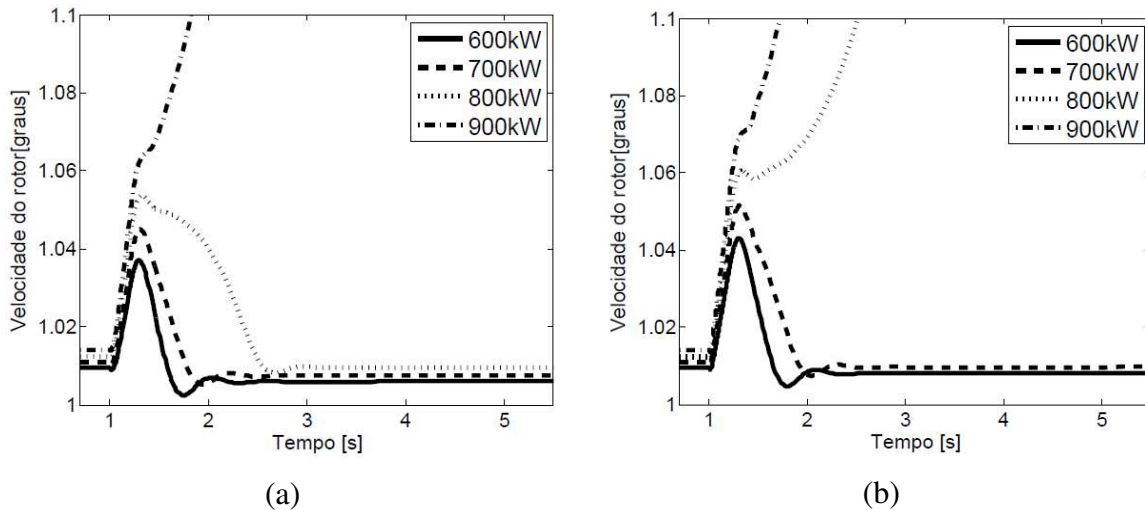


Figura 4.13 - Comportamento da velocidade do gerador de indução com variação de P_g , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 860.

4.4.2.2 Afundamentos de tensão

A potência ativa injetada pelos geradores não exerce uma influência significativa nas magnitudes dos afundamentos de tensão dos geradores, conforme se pode observar na tabela 4.2. A variação na magnitude dos afundamentos é de cerca de menos de 1% para os geradores síncronos. As maiores variações acontecem nas durações dos afundamentos para os geradores de indução. Os tempos de restabelecimento dos geradores em regime permanente são menores para os geradores de indução em todos os casos onde este recuperou a estabilidade após a ocorrência do curto-circuito. Os geradores conectados via

inversores possuem afundamentos muito grandes, mesmo quando o curto-circuito está localizado na ramificação lateral de 4,16kV (barra 890). Mesmo para este caso, a tensão terminal dos geradores conectados via inversores passam abaixo de 70% da tensão terminal, indicando a forte tendência de desconexão do inversor para todos os curtos-circuitos analisados.

Tabela 4.2 - Afundamentos de tensão para variação da potência ativa injetada pelo gerador

Pg (pu)	Curto circuito barra 812								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)
0,6	31,5	0,28	4,0	3,3	0,35	2,4	1,0	0,2	1,22
0,7	30,7	0,22	3,6	3,3	0,54	2,6	1,0	0,2	1,22
0,8	29,7	0,22	5,2	3,3	1,26	3,0	1,0	0,2	1,22
0,9	29,0	0,22	5,5	3,3	-	-	1,0	0,2	1,22
Pg (pu)	Curto circuito barra 890								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)
0,6	76,5	0,2	3,5	72,0	0,21	2,2	55,0	0,212	1,22
0,7	77,0	0,2	5,5	73,0	0,21	2,2	55,0	0,212	1,22
0,8	77,5	0,2	5,5	74,0	0,21	2,0	55,0	0,212	1,22
0,9	78,0	0,2	8,0	74,0	0,21	2,0	55,0	0,212	1,22
Pg (pu)	Curto circuito barra 844								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)
0,6	3,6	0,22	5,0	1,0	0,35	2,7	0,0	0,2	1,22
0,7	3,5	0,22	6,0	1,0	0,65	2,7	0,0	0,2	1,22
0,8	3,4	0,24	7,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,22
0,9	3,0	0,40	8,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,22
Pg (pu)	Curto circuito barra 860								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)	V _{min} (%)	Δt_{af} (s)	t _r (s)
0,6	1,0	0,22	5,5	0,0	0,37	2,8	0,0	0,2	1,22
0,7	1,0	0,23	6,0	0,0	0,64	2,6	0,0	0,2	1,22
0,8	1,0	0,3	7,5	0,0	-	-	0,0	0,2	1,22
0,9	1,0	0,51	10,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,22

4.4.2.3 Suporte de reativos durante o curto-circuito

Novamente, em todos os casos estudados o gerador síncrono respondeu melhor à falta fornecendo potência reativa durante e após a ocorrência do evento de curto-circuito, conforme figura 4.14. Em regime permanente, o gerador de indução consome potência

reativa (sinal da potência negativo), enquanto que o gerador síncrono, devido à sua característica de compensação reativa, fornece potência reativa ao sistema. Verificam-se também maiores transitórios após a falta para o gerador síncrono quanto maior a potência injetada. Os geradores conectados via inversores não contribuem significativamente com potência reativa.

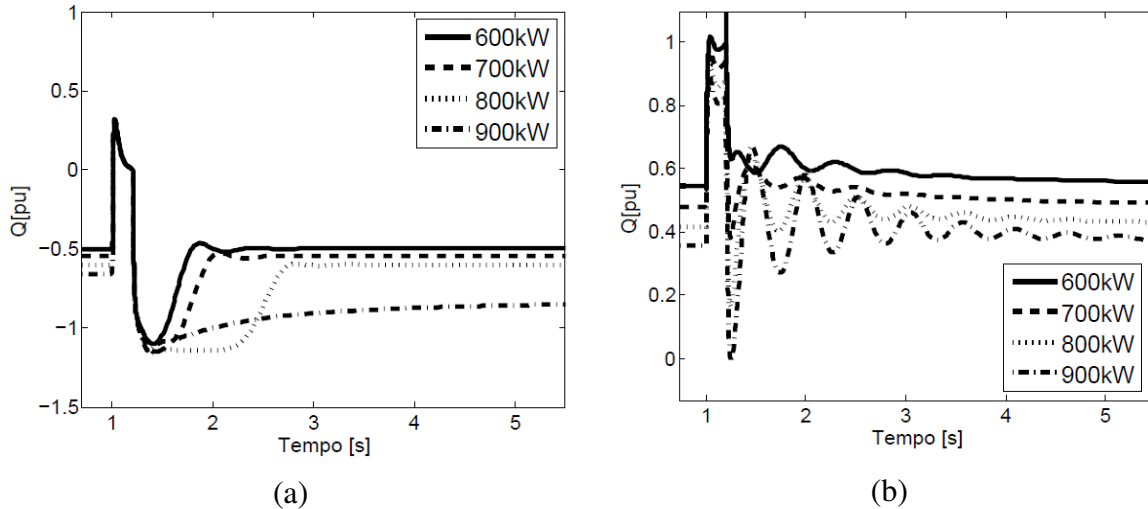


Figura 4.14 - Comportamento da potência reativa com a variação da potência ativa injetada, para falta na barra 812 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono

4.4.3 Variação da relação X/R dos alimentadores

Neste estudo, variou-se a relação X/R dos alimentadores, com os demais parâmetros mantidos de acordo como o caso base. A variação foi feita alterando os valores das resistências e reatâncias das linhas trifásicas, variando assim a relação X/R destas linhas. Os resultados desta análise para os tipos de geradores são apresentadas a seguir:

4.4.3.1 Análise da estabilidade dos geradores

A relação X/R da rede normalmente se apresenta como um fator de robustez da rede com relação a perturbações, ou seja, quanto maior for esta relação melhor será a resposta às perturbações. Contudo, conforme os resultados obtidos, o aumento da relação X/R por meio da resistência não necessariamente implica na melhoria da estabilidade do sistema. Por se tratar de uma rede cujos alimentadores tem uma alta proximidade elétrica do gerador, a diminuição da resistência da linha implica em um consequente aumento desta proximidade

e, na ocorrência de um curto-circuito, o comportamento da abertura angular será negativamente afetado ocorrendo valores maiores de δ à medida que a relação X/R aumenta. A figura 4.15(a) mostra um curto-circuito mais distante do gerador e mais próximo à subestação. Neste caso se observa que um curto-circuito com o maior valor da resistência da linha faz com que o gerador desacelere, decorrente do fornecimento de potência ativa ao sistema. O comportamento melhora para um aumento da relação X/R , contudo a partir de certo momento este o aumento causa uma piora do comportamento da abertura angular. O mesmo pode-se observar no caso de um curto-circuito em uma ramificação lateral com menor nível de tensão (4,16kV) conforme mostra a figura 4.15(b).

Para uma variação de X/R por meio da reatância da linha, observa-se na figura 4.16 que o valor máximo da curva reduz a medida que a reatância aumenta. Isso ocorre por que apesar de a reatância da linha ser aumentada, a resistência permanece com o mesmo valor e, portanto, a impedância total da linha aumenta. A abertura angular máxima, por sua vez, aumenta a medida que a reatância é aumentada. Contudo, o aumento da relação X/R desta forma não faz com que este comportamento melhore, uma vez que para um curto-circuito de duração fixa a área abaixo da curva referente à dissipação de energia após a falta seria menor, ou seja, o tempo crítico seria reduzido e o gerador pode se tornar instável. Na simulação realizada, conforme mostra a figura 4.17, observa-se que ao aumentar a reatância a abertura angular máxima do gerador síncrono também aumenta, comprovando a análise realizada.

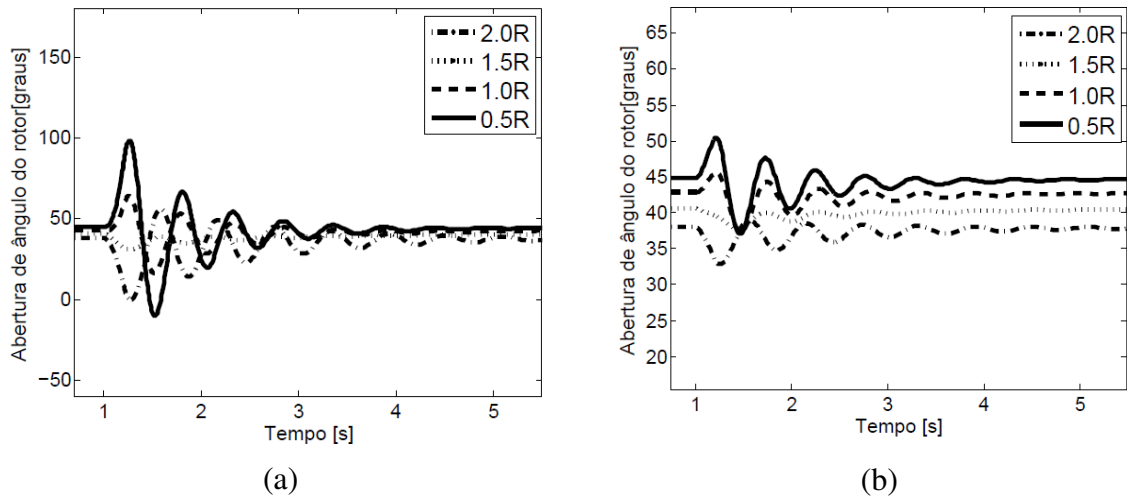


Figura 4.15 - Comportamento de do gerador síncrono com variação de X/R por R , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 890.

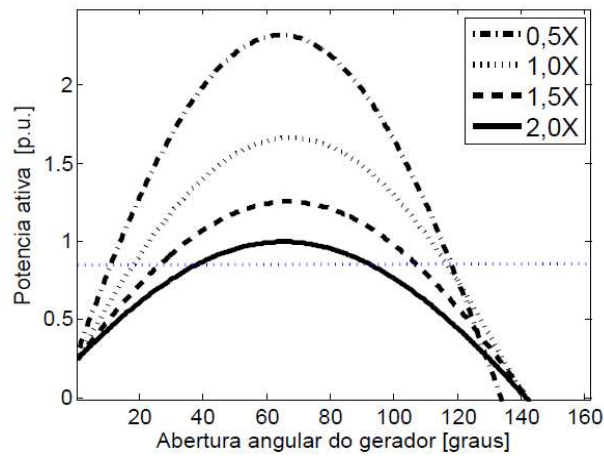


Figura 4.16 - Curva $P_x \delta$ para um aumento na reatância da linha de distribuição.

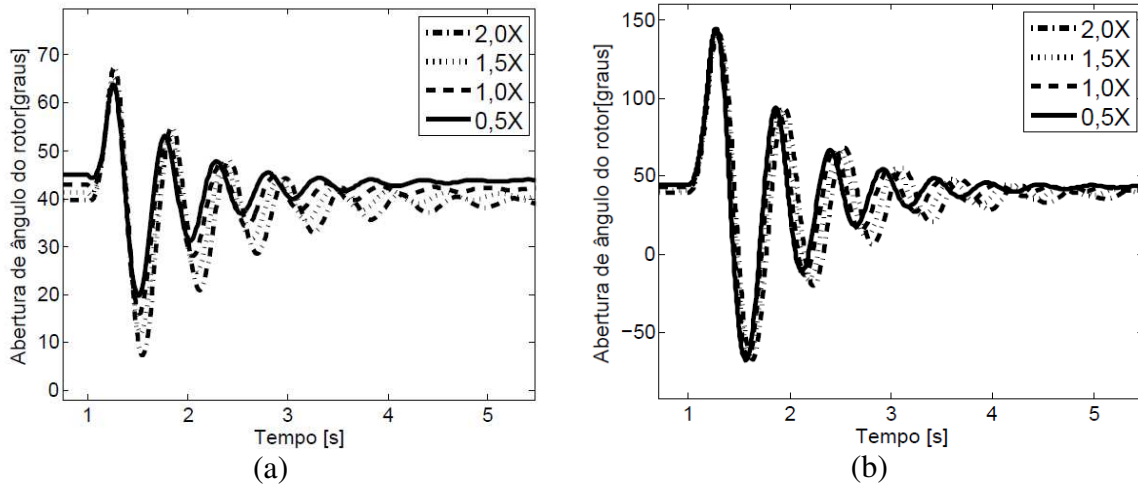


Figura 4.17 - Comportamento de do gerador síncrono com variação de X/R por X , para faltas nas barras: (a) 812 (d) 860

A velocidade do rotor do gerador de indução nos casos analisados se comportou de duas maneiras distintas. Com a variação da resistência, percebe-se uma diminuição do valor da velocidade crítica à medida que a relação X/R diminui. O oposto ocorre para uma variação no valor da reatância, pois para um aumento da relação X/R a velocidade crítica aumenta, assim como mostram as curvas de velocidade do rotor do gerador no tempo na figura 4.18 e na figura 4.19. A explicação pode ser dada de acordo com a curva $T_x\omega$ para as alterações nas relações X/R da linha na figura 4.20, onde a velocidade crítica do rotor diminui com o aumento de X (a) ou R (b). Respectivamente, a relação X/R é aumentada e diminuída, confirmando a melhora do desempenho para o aumento de X/R neste caso.

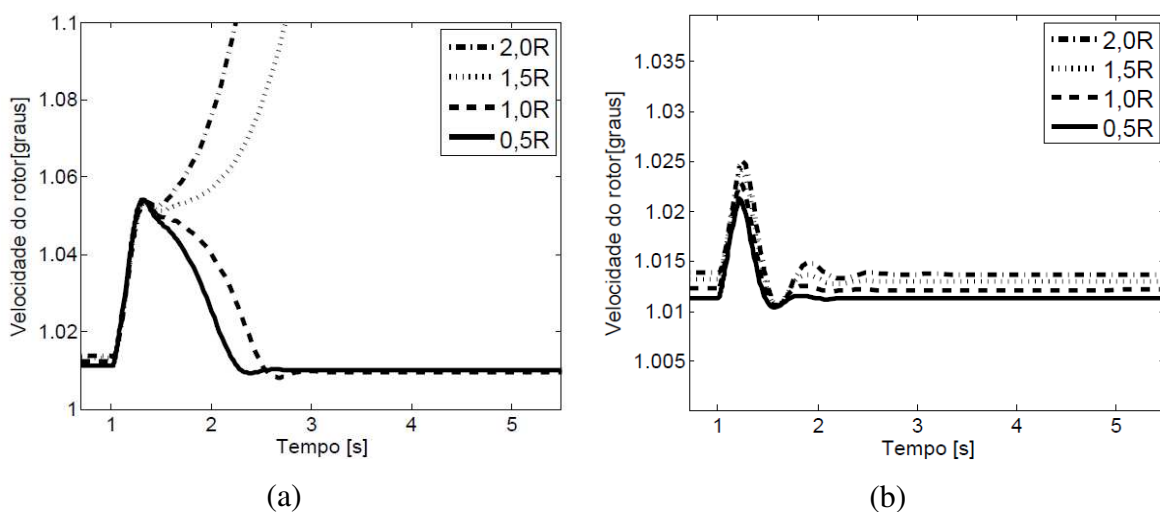


Figura 4.18 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de X/R por R , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 890

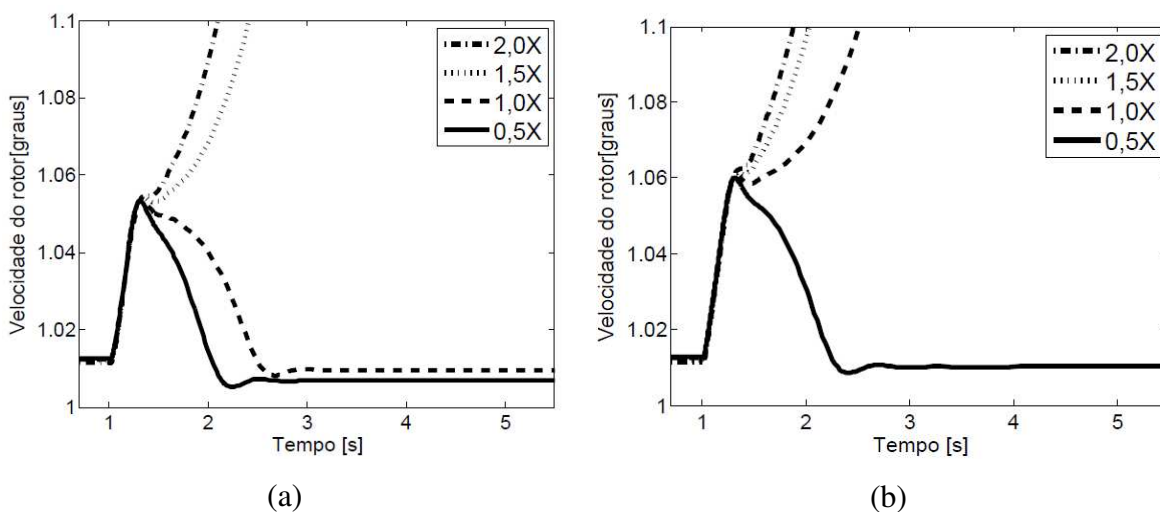


Figura 4.19 - Comportamento da velocidade do rotor do gerador de indução com variação de X/R por X , para faltas nas barras: (a) 812, (b) 860.

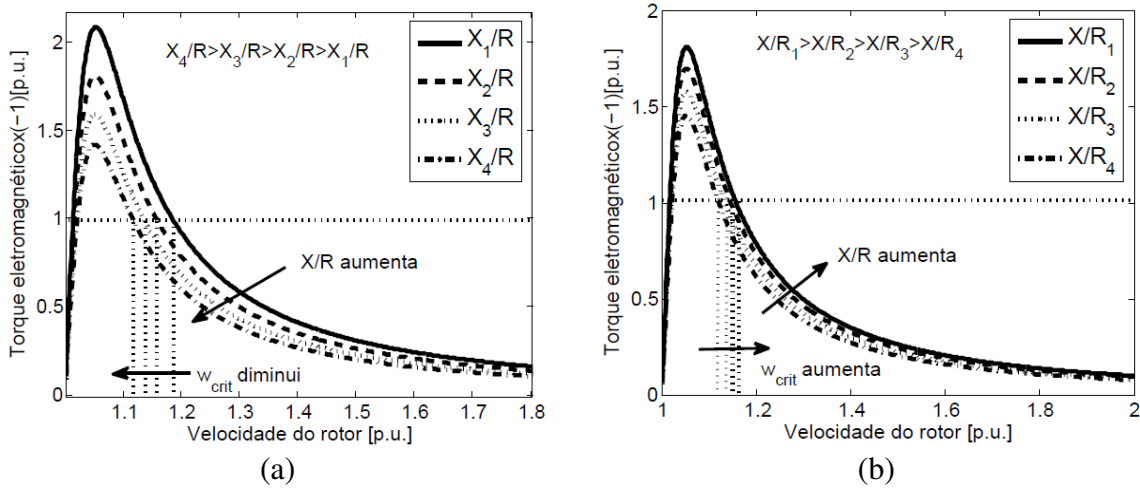


Figura 4.20 – Curva $T_x w$ para variação da relação X/R da linha (a) Aumentado X (b) Aumentando R

4.4.3.2 Afundamentos de tensão

De acordo com os resultados encontrados, percebe-se que a relação X/R exerce uma grande influência nos valores de V_{min} dos afundamentos de tensão. A tabela 4.3 mostra que V_{min} diminui com o aumento da relação X/R por R, o que pode ser explicado pela diminuição da proximidade elétrica, assim como da impedância no caminho entre gerador distribuído e a falta. Este efeito é observado tanto para geradores síncronos como para geradores de indução, embora os valores de afundamentos de tensão dos geradores síncronos sejam menores que nos geradores de indução, conforme mostra a figura 4.21.

A tabela 4.4 mostra que à medida que a relação X/R aumenta devido ao aumento da reatância da linha, V_{min} diminui, o que pode ser explicado pela diminuição da impedância total da linha. O tempo de reestabelecimento dos geradores síncronos continua alto devido às oscilações de tensão que ocorrem após a falta. Entretanto, os afundamentos de tensão possuem menor duração quando comparados aos dos geradores de indução nos mesmos casos analisados.

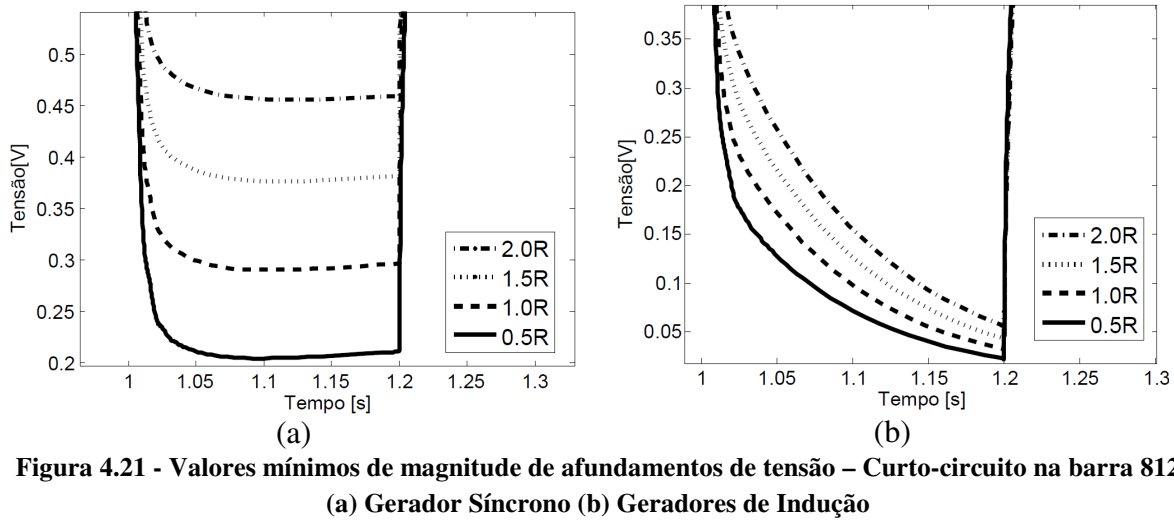


Figura 4.21 - Valores mínimos de magnitude de afundamentos de tensão – Curto-circuito na barra 812
(a) Gerador Síncrono (b) Geradores de Indução

Tabela 4.3 - Afundamentos de tensão para variação da relação X/R do gerador (Variação por R)

X/R	Curto circuito barra 812								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0R	48,0	0,41	11,0	5,5	-	-	1,0	0,2	1,22
1,5R	39,0	0,28	7,0	4,0	-	-	1,0	0,2	1,22
1,0R	29,0	0,22	6,0	3,0	0,68	3,5	1,0	0,2	1,22
0,5R	18,0	0,22	6,0	1,7	0,30	2,7	1,0	0,2	1,22
X/R	Curto circuito barra 890								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0R	76,5	0,22	8,0	69,5	0,23	3,0	55,0	0,216	1,22
1,5R	76,1	0,20	5,5	70,0	0,22	2,7	55,0	0,212	1,22
1,0R	76,6	0,20	5,0	71,5	0,21	2,4	55,0	0,212	1,22
0,5R	76,1	0,20	4,5	74,0	0,21	2,0	56,0	0,212	1,22
X/R	Curto circuito barra 844								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0R	5,7	0,22	12,0	1,15	-	-	0,0	0,2	1,22
1,5R	4,5	0,22	10,0	1,10	-	-	0,0	0,2	1,22
1,0R	3,1	0,23	7,0	1,10	0,80	2,8	0,0	0,2	1,22
0,5R	1,8	0,35	6,0	0,70	0,30	2,6	0,0	0,2	1,22
X/R	Curto circuito barra 860								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0R	2,0	-	-	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
1,5R	1,5	0,21	10,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
1,0R	1,0	0,23	7,7	0,0	0,85	2,8	0,0	0,2	1,21
0,5R	0,5	0,37	6,0	0,0	0,30	2,5	0,0	0,2	1,21

Tabela 4.4 - Afundamentos de tensão para variação da relação X/R do gerador (Variação por X)

X/R	Curto circuito barra 812								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0X	33,0	0,21	9,0	4,9	-	-	1,0	0,2	1,22
1,5X	31,0	0,21	9,0	4,0	-	-	1,0	0,2	1,22
1,0X	30,0	0,21	7,0	3,4	1,3	3,5	1,0	0,2	1,22
0,5X	29,0	0,22	7,0	2,9	0,7	2,6	1,0	0,2	1,22
X/R	Curto circuito barra 890								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0X	79,0	0,21	6,5	75,5	0,22	2,1	56,0	0,213	1,22
1,5X	78,5	0,21	7,5	74,0	0,22	2,1	56,0	0,213	1,22
1,0X	77,3	0,21	6,3	73,0	0,22	2,1	55,0	0,213	1,22
0,5X	76,0	0,21	5,5	71,5	0,22	2,1	55,0	0,213	1,22
X/R	Curto circuito barra 844								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0X	4,0	0,22	8,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,22
1,5X	3,5	0,25	8,5	1,0	-	-	0,0	0,2	1,22
1,0X	3,3	0,31	9,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,22
0,5X	3,2	0,35	9,0	1,0	0,8	2,2	0,0	0,2	1,22
X/R	Curto circuito barra 860								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
2,0X	0,0	0,23	8,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
1,5X	0,0	0,30	9,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
1,0X	0,0	0,35	10	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
0,5X	0,0	0,37	10	0,0	0,87	3,0	0,0	0,2	1,21

Os casos analisados com geradores conectados via inversores, entretanto, não apresentaram variações significativas. Os afundamentos destes em todos os casos foram abaixo de 70% da tensão terminal, indicando a desconexão do inversor nos casos de falta.

4.4.3.3 Suporte de reativos durante o curto-circuito

Novamente, em todos os casos estudados o gerador síncrono respondeu melhor à falta durante e após a ocorrência do evento de curto-circuito. Em regime permanente, o gerador de indução consome potência reativa (sinal da potência negativo), (Figura 4.22 e Figura 4.23 ítem (a)). enquanto que o gerador síncrono, devido à sua característica de compensação reativa, pode fornecer ou absorver potência reativa do sistema. Verifica-se também maiores transitórios após a falta para o gerador síncrono quanto maior for a

potência injetada. Porém, a influência da relação X/R na característica da potência reativa pós-falta pode levar a um consumo indesejado de potência reativa pelo gerador síncrono conforme mostram a figura 4.22(b) e a figura 4.23(b). Os geradores conectados via inversores apresentaram pouca variação de potência reativa durante a falta.

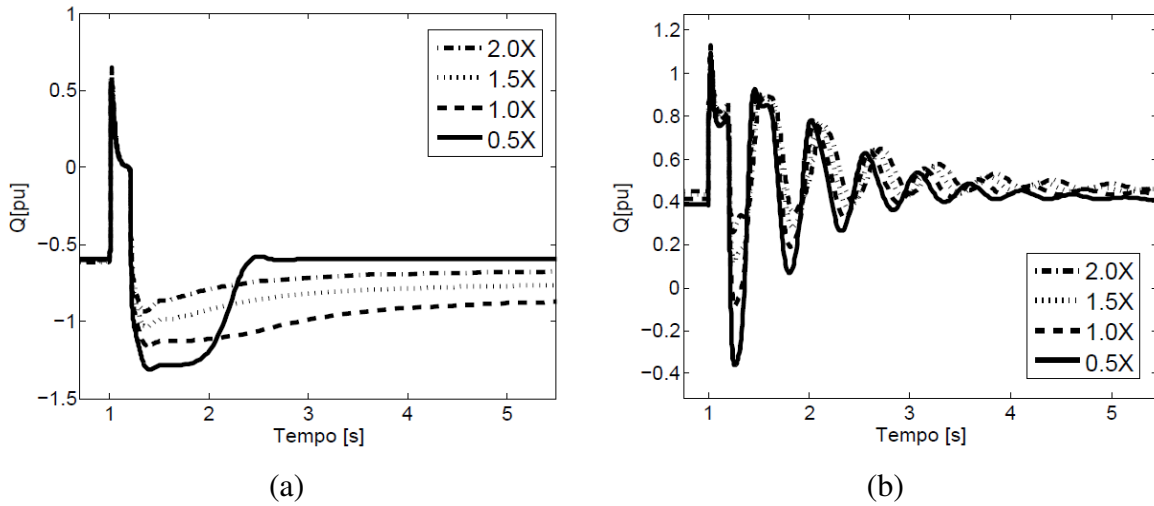


Figura 4.22 - Comportamento da potência reativa com a variação da relação X/R por X, para falta na barra 844 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono

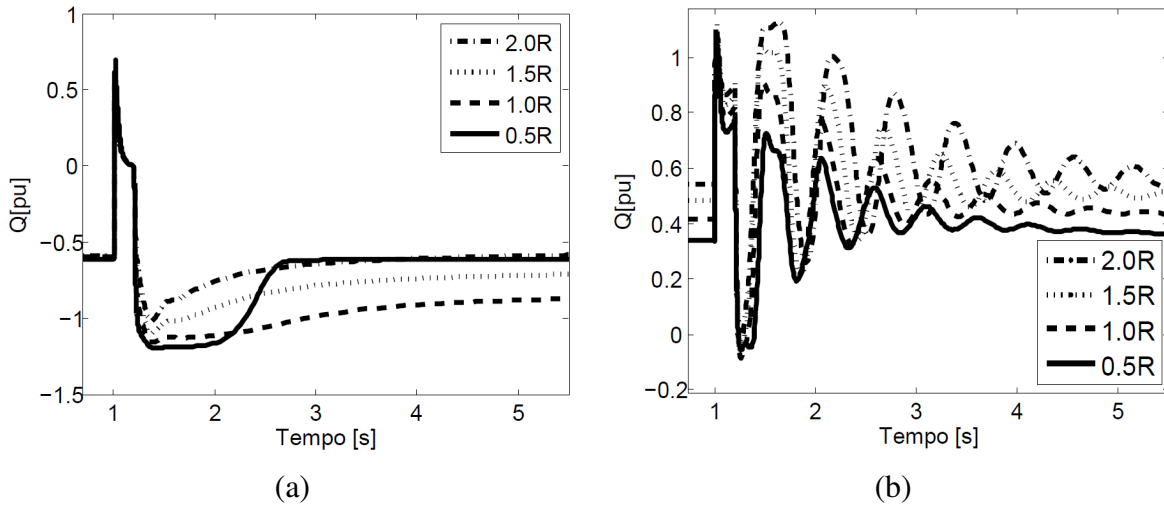


Figura 4.23 - Comportamento da potência reativa com a variação da relação X/R por R, para falta na barra 844 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono.

4.4.4 Variação do nível de curto-circuito da subestação

Neste estudo, variou-se o nível de curto-circuito da subestação entre os valores 3MVA, 25MVA e 50MVA com os demais parâmetros mantidos de acordo como o caso base. Os resultados desta análise para os tipos de geradores são apresentados a seguir.

4.4.4.1 Análise da estabilidade dos geradores

A figura 4.24 nos itens (a) e (b) mostra o comportamento da abertura angular do gerador síncrono para diversas situações de falta. Pode-se verificar que o comportamento não foi alterado significativamente com a variação da potência de curto-circuito da subestação. Entretanto, observa-se um maior valor do ângulo pré-falta em regime permanente para maiores valores de potência de curto-circuito.

A potência de curto-circuito do sistema como um todo está limitada ao nível de potência do transformador, que é de 2,5MVA. Assim, observa-se uma maior variação dos resultados obtidos com a potência de curto-circuito de 3MVA com relação às potências de curto-circuito de 25 e 50MVA. No caso base, a potência de curto-circuito da subestação é de 200MVA, portanto é necessária uma reatância muito alta para abaixar o nível de curto-circuito da subestação para 3MVA, o que leva a um menor valor de abertura angular pré-falta para o gerador [61].

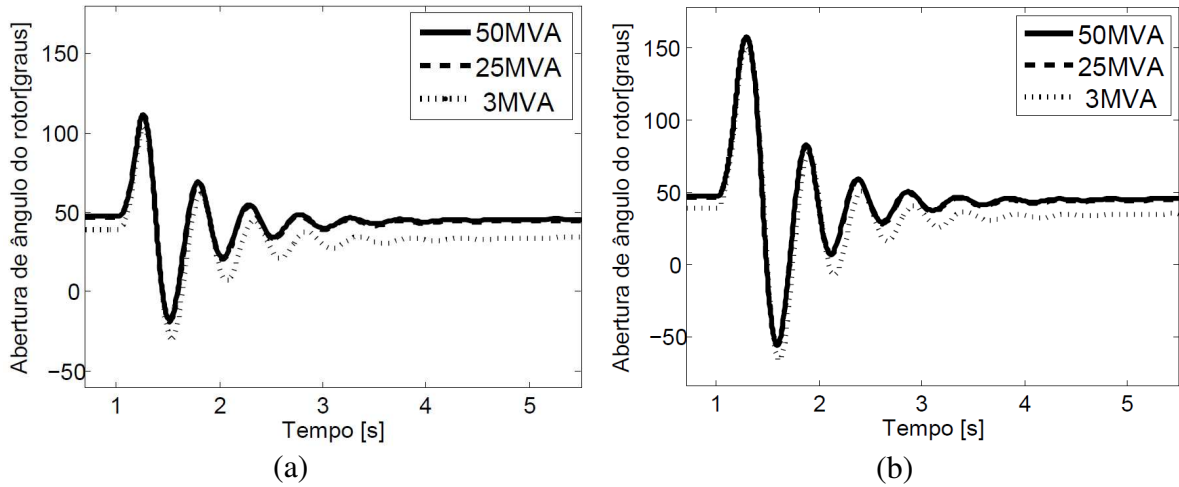


Figura 4.24 - Comportamento de do gerador síncrono com variação do nível de curto-circuito, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844.

Em geradores de indução, contudo, pode-se observar uma melhora no comportamento da velocidade do rotor para uma falta próxima a subestação, conforme a figura 4.25. Neste caso para um maior nível de curto-circuito o gerador permanece estável, pois a subestação tem potência de curto-circuito suficiente para suprir a corrente de curto-circuito da falta. Para o nível de curto-circuito de 3MVA o gerador perde estabilidade no caso de um curto-circuito próximo à subestação.

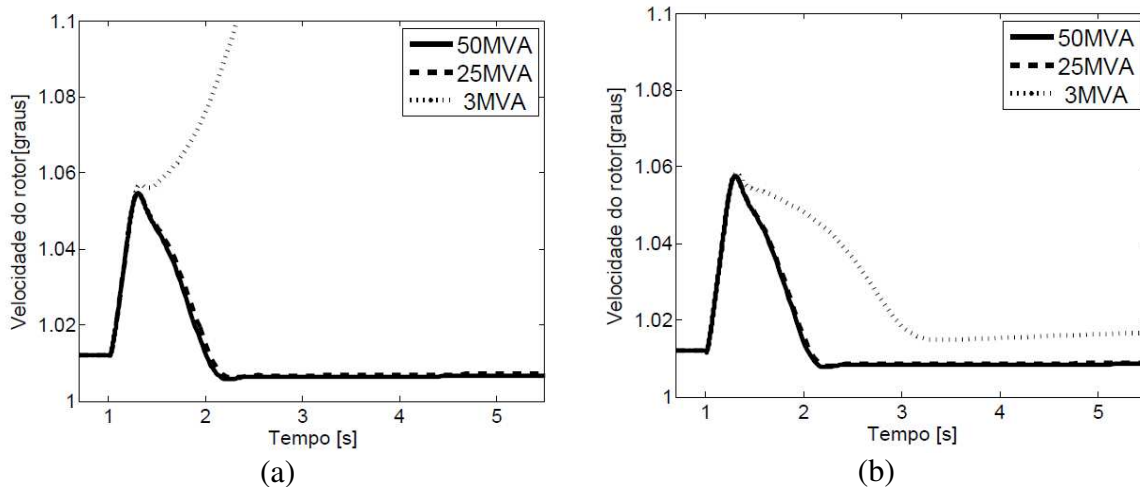


Figura 4.25 - Comportamento de do gerador de indução com a variação do nível de curto-circuito, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844

De fato, o nível de curto-circuito da subestação representa a capacidade de ajuda que esta pode fornecer aos sistemas de distribuição na ocorrência de distúrbios nas redes,

tais como curtos-circuitos. Assim, para um maior nível de curto-circuito no ponto de interconexão da subestação com a rede elétrica em estudo, melhores resultados de estabilidade para os geradores de indução são obtidos.

4.4.4.2 Afundamentos de tensão

Os afundamentos de tensão não sofreram variações significativas para uma variação no nível de curto-circuito conforme mostra a tabela 4.5. Entretanto, o comportamento característico para os dois tipos de geradores permanece o mesmo: geradores síncronos com maiores valores de $V_{\min}$ e t_r , e menores valores de Δt_{af} . Os geradores conectados via inversores, apresentaram variações significativas de afundamentos de tensão no caso de um curto-circuito na barra 890. Observa-se que para um nível de curto-circuito baixo o valor de $V_{\min}$ é de 38% enquanto que para um nível de curto circuito mais alto este valor chega a 68%. Contudo os afundamentos sempre ficam abaixo de 70% da tensão terminal, indicando a desconexão do inversor nos casos de falta.

Tabela 4.5 - Afundamentos de tensão para variação do nível de curto-circuito

Nível CC	Curto circuito barra 812								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
3MVA	15,5	0,22	6,5	1,5	-	-	1,0	0,2	1,22
25MVA	15,5	0,22	6,5	1,5	0,6	2,3	1,0	0,2	1,22
50MVA	15,5	0,22	10,0	1,5	0,5	2,2	1,0	0,2	1,22
Nível CC	Curto circuito barra 890								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
3MVA	75,6	0,26	7,0	73,3	0,21	1,45	38,0	0,212	1,22
25MVA	75,3	0,26	7,0	73,6	0,21	1,45	64,0	0,212	1,22
50MVA	75,3	0,27	7,0	73,8	0,21	1,45	68,0	0,212	1,22
Nível CC	Curto circuito barra 844								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
3MVA	1,3	0,41	5,5	0,0	2,0	3,0	0,0	0,2	1,21
25MVA	1,3	0,36	5,5	0,0	0,6	2,3	0,0	0,2	1,21
50MVA	1,3	0,37	5,5	0,0	0,6	2,3	0,0	0,2	1,21
Nível CC	Curto circuito barra 860								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{\min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
3MVA	0,0	0,45	8,0	0,0	2,4	3,0	0,0	0,2	1,21
25MVA	0,0	0,41	8,0	0,0	0,5	2,3	0,0	0,2	1,21
50MVA	0,0	0,40	9,0	0,0	0,5	2,3	0,0	0,2	1,22

4.4.4.3 Suporte de reativos durante o curto-circuito

Em todos os casos estudados o gerador síncrono respondeu melhor à falta fornecendo potência reativa durante e após a ocorrência do evento de curto-circuito assim como o gerador de indução apresenta a característica de consumo potência reativa tanto em regime permanente quanto na situação de falta, conforme mostra a figura 4.26. Os geradores conectados via inversores não contribuem significativamente com o fornecimento de potência ativa durante a falta.

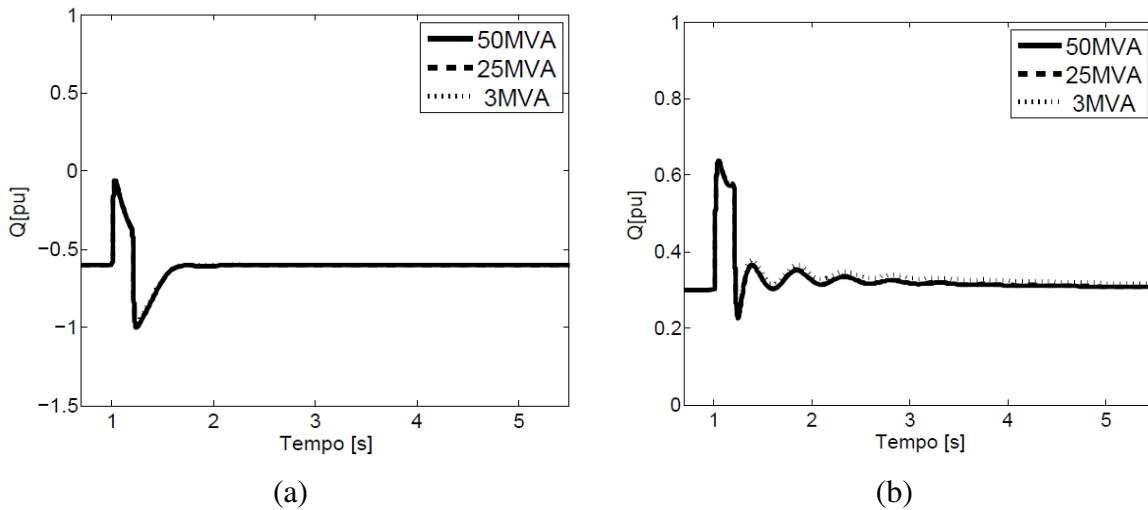


Figura 4.26 - Comportamento da potência reativa com a variação do nível de curto-circuito da subestação, para falta na barra 890 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono

4.4.5 Variação do carregamento do sistema

Neste estudo, variou-se o carregamento do sistema em duas situações distintas do caso base, uma considerando um carregamento mínimo na qual não ocorre a violação do limite máximo de tensão de 1,05 pu, e uma segunda situação considerando o carregamento máximo para o qual não ocorre violação do limite mínimo de tensão em 0,95 pu. Os resultados desta análise para os tipos de geradores são apresentados nas próximas seções:

4.4.5.1 Análise da estabilidade dos geradores

Para um mesmo valor de potência injetada, o gerador síncrono apresenta comportamentos piores para um nível de carregamento mínimo, conforme figura 4.27. Para o caso de um curto-circuito próximo à subestação, o gerador contribui pouco com a corrente de falta devido a grande impedância entre ele e o local da falta, no entanto para curtos-circuitos mais próximos ao gerador a corrente de falta é mais elevada. Assim os ângulos máximos são superiores também para estes tipos de curtos-circuitos. Neste caso também teremos uma variação da abertura angular pré-falta, dada pela variação do nível de carregamento[61].

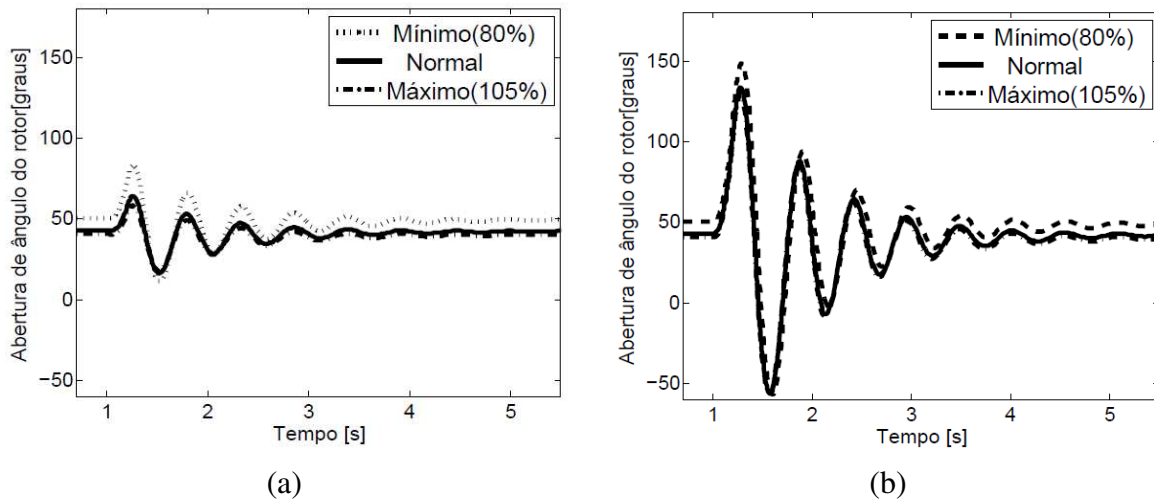


Figura 4.27 - Comportamento de do gerador síncrono com variação do nível de carregamento do sistema, para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844

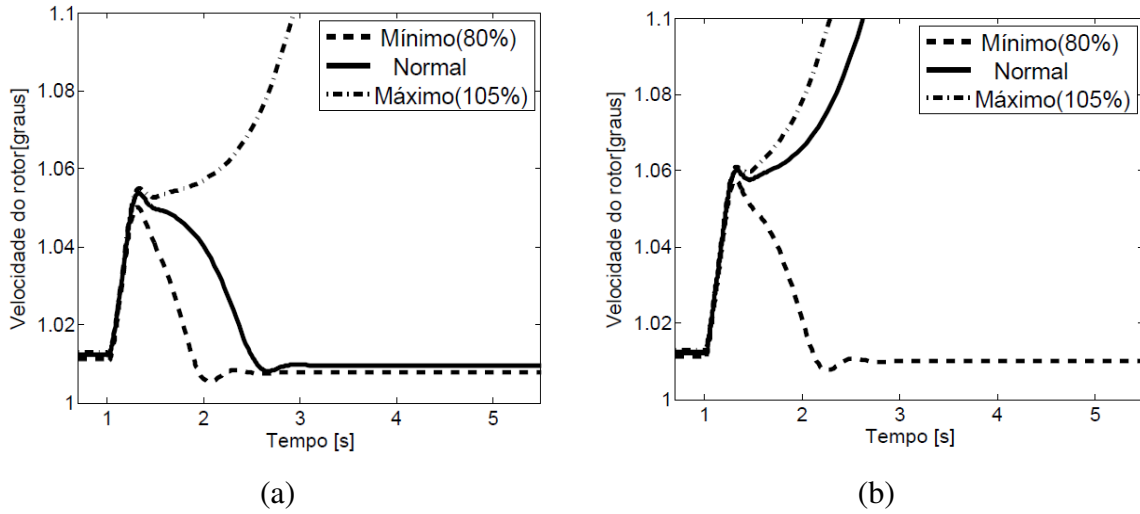


Figura 4.28 - Comportamento de do gerador de indução com variação do nível de carregamento do sistema para faltas nas barras: (a) 812, (b) 844

Os geradores de indução apresentam comportamento oposto, conforme mostra a figura 4.28, evidenciando que os curtos circuitos que ocorrem quando o nível de carregamento do sistema é elevado tem maior tendência a levar os geradores à instabilidade. De fato, conforme evidenciado nos casos estudados, o gerador fica instável após a ocorrência da falta.

4.4.5.2 Afundamentos de tensão

Os afundamentos de tensão sustentados em situações de carregamento mínimo, normal e máximo não sofrem variações significativas conforme apresentado na tabela 4.6. Apesar de não haver variações com relação aos parâmetros observados no afundamento de tensão ($V_{\min}$, Δt_{af} e t_r), o comportamento dos geradores se repetem como para os demais casos analisados anteriormente. Verifica-se menores afundamentos de tensão para o gerador síncrono e maiores afundamentos de tensão para os geradores conectados via inversor.

Tabela 4.6 - Afundamentos de tensão para variação do nível de carregamento do sistema

Carregamento	Curto circuito barra 812								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
Mínimo	28,0	0,21	6,5	3,6	0,35	2,5	1,0	0,2	1,21
Normal	29,5	0,21	7,5	3,3	1,21	3,0	1,0	0,2	1,21
Máximo	30,5	0,21	7,5	3,2	-	-	1,0	0,2	1,21
Carregamento	Curto circuito barra 890								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
Mínimo	78,0	0,21	6,5	76,0	0,21	2,5	57,5	0,212	1,23
Normal	77,4	0,21	5,0	73,0	0,21	2,5	55,5	0,212	1,22
Máximo	77,1	0,21	5,0	72,0	0,21	2,5	54,5	0,212	1,23
Carregamento	Curto circuito barra 844								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
Mínimo	3,0	0,32	6,0	1,0	0,72	3,2	0,0	0,2	1,21
Normal	3,4	0,26	6,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,21
Máximo	3,4	0,24	6,0	1,0	-	-	0,0	0,2	1,21
Carregamento	Curto circuito barra 860								
	Gerador Síncrono			Gerador de Indução			Gerador via inversor		
	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$	$V_{min}(\%)$	$\Delta t_{af}(s)$	$t_r(s)$
Mínimo	1,0	0,29	6,0	0,0	0,76	3,5	0,0	0,2	1,21
Normal	1,0	0,3	6,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21
Máximo	1,0	0,36	6,0	0,0	-	-	0,0	0,2	1,21

4.4.5.3 Suporte de reativos durante o curto-circuito

Em todos os casos estudados o comportamento característico da potência reativa se repetiu para os geradores distribuídos do tipo síncrono e de indução, conforme mostra as curvas da figura 4.29. Nelas, o gerador síncrono respondeu melhor à falta fornecendo potência reativa durante e após a ocorrência do evento de curto-circuito. Entretanto para um carregamento mínimo, o gerador pode consumir potência reativa, e este comportamento é indesejado no caso de se considerar a suportabilidade aos afundamentos de tensão prevendo um suporte de potência reativa para restabelecimento da tensão pós-falta. O gerador de indução apresenta a característica de consumo potência reativa tanto em regime permanente quanto na situação de falta.

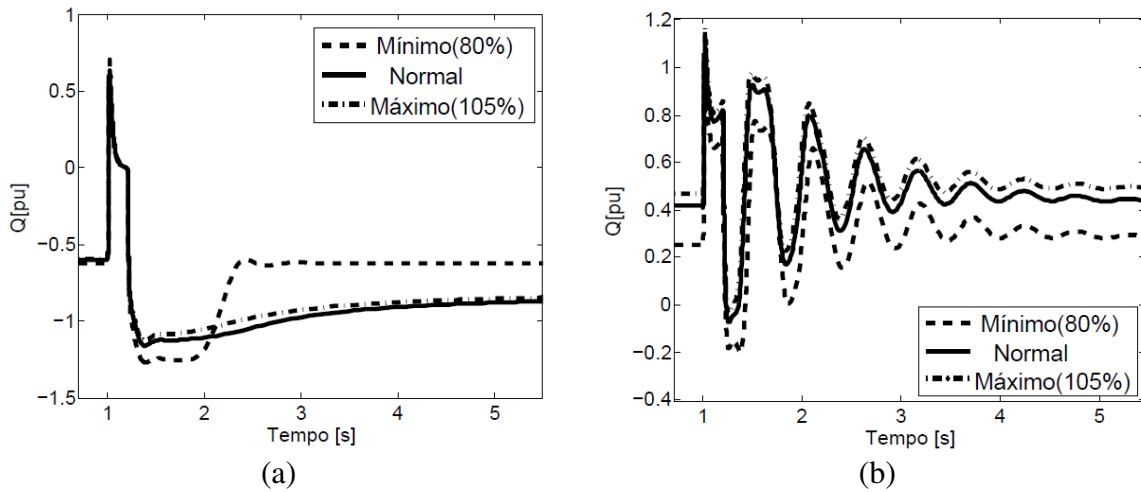


Figura 4.29 - Comportamento da potência reativa com a variação do nível de carregamento do sistema, para falta na barra 860 (a) Gerador de Indução (b) Gerador Síncrono

4.5. Conclusões parciais

Neste capítulo foram analisadas as características dos geradores distribuídos em condições de curto-circuito considerando as características de estabilidade, afundamentos de tensão e suporte de reativos. O comportamento da estabilidade dos geradores síncronos pode ser observado através do comportamento de sua abertura angular, enquanto que o comportamento dos geradores de indução pode ser observado pelo comportamento da velocidade do rotor ou da tensão terminal.

Através das investigações realizadas neste trabalho por meio de simulações computacionais no domínio do tempo e considerando as análises das variações paramétricas do sistema, foi possível traçar um quadro comparativo dos geradores em situação de curtos-circuitos transitórios. Na Tabela 4.7, pode-se observar como os geradores operando no caso base diferem entre si com relação ao atendimento dos regulamentos internacionais para a rede em estudo. As características de suportabilidade a afundamentos de tensão são definidas conforme a legenda logo abaixo da tabela 4.7.

Cabe lembrar que na análise do gerador conectado via inversor a dinâmica das chaves inversoras não é considerada no modelo computacional. Assim, apesar de constar na tabela que o gerador conectado via inversor respeita os requisitos A e B na simulação

computacional, na realidade os arranjos inversores seriam desconectados devido aos grandes afundamentos de tensão. Outras conclusões deste estudo podem ser feitas, conforme segue:

- Em geral, geradores síncronos apresentam melhores características de suportabilidade a afundamentos de tensão, pois além de sofrerem menores afundamentos de tensão tanto em magnitude como em duração, podem fornecer suporte de reativos na ocorrência da falta, enquanto que os geradores de indução do tipo gaiola de esquilo não possuem esta capacidade;
- Para mesmos valores de inércia rotacional, percebe-se uma capacidade maior do gerador síncrono em armazenar energia em sua massa rotativa, para posteriormente ser dissipada e manter a estabilidade do gerador no sistema. Contudo, nos casos em que tanto os geradores síncronos como os geradores de indução recuperam a tensão terminal após a eliminação do curto-circuito, observa-se uma maior variação da tensão terminal do gerador síncrono, implicando em taxas de amortecimento menores e levando a um maior tempo para o restabelecimento da tensão terminal. Embora estas oscilações ocorram acima dos limites impostos nas curvas V_{xt} de suportabilidade a afundamentos de tensão, esta não é uma característica desejada[61];
- Os geradores conectados via inversor apesar de terem impacto desprezível na característica da estabilidade transitória do sistema por conta da limitação da corrente de saída do inversor (caso contrário causaria danos às chaves) apresentam afundamentos de tensão muito severos quando considerados como únicas fontes de geração distribuída no sistema, e dessa forma os arranjos das chaves inversoras seriam desconectados pela proteção do inversor para prevenir danos nos componentes;
- Pode-se verificar que a característica de suportabilidade a afundamentos de tensão em redes de distribuição de energia elétrica é também fortemente dependente de

fatores e condições da rede elétrica na qual o gerador distribuído está inserido, sendo necessário um estudo aprofundado desta interação gerador-sistema para determinar as reais possibilidades de um gerador suportar faltas temporárias sem necessitar de desconexão.

Tabela 4.7 – Quadro comparativo dos geradores com relação aos regulamentos internacionais

Local do CC	PCC (barra 862)			Perto da subestação (barra 812)			
Duração da falta	Gerador Síncrono	Gerador Indução	Gerador via inversor	Gerador Síncrono	Gerador Indução	Gerador via inversor	Regulamento
100 ms	B,C,D	B,C	B	A, B, C, D	B, C	B	Dinamarca
150 ms	A, B, C, D	A, B, C	A, B	A, B, C, D	A, B, C	A, B	Alemanha Canadá (Quebec)
200 ms	C, D	C	B	A, B, C, D	B, C	B	Brasil (Hidro e Termo)
500 ms	D	X	B	A, D	X	B	Espanha Itália Brasil
625 ms	D	X	B	A, D	X	B	Irlanda/ EUA Canada
Local do CC	Ramificação 1 (barra 890)			Ramificação 2(barra 844)			
Duração da falta	Gerador Síncrono	Gerador Indução	Gerador via inversor	Gerador Síncrono	Gerador Indução	Gerador via inversor	Regulamento
100 ms	A, B, C D, E	A, B, C	A, B	B, C, D	B, C	B	Dinamarca
150 ms	A, B, C D, E	A, B, C	A, B	A, B, C, D	A, B, C	A, B	Alemanha Canadá (Quebec)
200 ms	A, B, C D, E	A, B, C	A, B	B, C, D	B, C	B	Brasil (Hidro e Termo)
500 ms	A, B, C D, E	A, B, C	A, B	D	X	B	Espanha Itália Brasil (eólica)
625 ms	A, B, C D, E	A, B, C	A, B	D	X	B	Irlanda / EUA Canada

A Gerador respeita afundamentos máximos permitidos pelos regulamentos

B Gerador respeita os limites da curva V_{xt} após a eliminação da falta

C Gerador permanece estável após falta (análise feita somente para Geradores Síncrono e Indução)

D Gerador fornece potência reativa durante falta

E Gerador fornece potência reativa logo após a eliminação da falta

X Gerador não respeita nenhum item anterior

Capítulo 5. Impacto da Suportabilidade a Afundamentos de Tensão na Proteção contra Sobrecorrente

Embora a entrada dos geradores distribuídos de autoprodutores, normalmente na rede primária, minimize as preocupações relativas à confiabilidade de suprimento de energia elétrica, a confiabilidade dos sistemas de proteção das redes de distribuição passa a ser questionada. A entrada destes geradores no sistema provoca o aumento das correntes de curto-circuito de tal forma que os esquemas de proteção devem ser revistos. Ainda, com a crescente penetração de geradores distribuídos, tal como ocorreu para plantas eólicas em certas partes do mundo[16], a grande quantidade de geradores e de potência injetada por estes pode vir a ser um fator de risco para a confiabilidade de suprimento caso uma perturbação com consequente ilhamento impeça que os geradores permaneçam em operação fornecendo energia à rede ilhada. Assim, considerando uma perspectiva futura quanto à operação dos geradores distribuídos mediante a ocorrência de falta, pode-se requerer que:

- sejam desconectados temporariamente da rede e conectados após a recuperação do sistema;
- permaneçam conectados ou;
- permaneçam conectados e forneçam suporte reativo para ajudar a manter o nível de tensão.

O requisito de suportabilidade de geradores distribuídos a afundamentos de tensão, são conflitantes com os requisitos da proteção anti-ilhamento quando estes geradores são conectados nos sistemas de distribuição. Atualmente, quando o ilhamento ocorre o gerador fica obrigado a ser desconectado do sistema através da atuação da proteção anti-

ilhamento[62]. Entretanto, os limites de suportabilidade a afundamentos de tensão, representados pelas curvas V_{xt} requerem que o gerador permaneça conectado fornecendo potência ao sistema ilhado nos casos em que tensão não viole os limites de afundamento de tensão aceitáveis pelas curvas. Com o aumento do nível de penetração de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, muitas empresas têm recomendado que os geradores permaneçam conectados mediante a ocorrência de afundamentos de tensão por um determinado período de tempo. Após esse período, a proteção anti-ilhamento deve atuar desconectando o gerador. Ainda assim, a suportabilidade dos geradores distribuídos ao afundamento de tensão pode resultar na alteração do nível de curto-circuito ([63], [64]) e/ou na instabilidade do sistema. Por conseguinte, estudos sobre o impacto da adoção de tal procedimento são necessários.

Em redes de distribuição de energia elétrica, as faltas mais comuns em numero de ocorrência são as de natureza monofásica (cerca de 70%). Contudo, é sabido que as faltas de maior severidade são as de natureza trifásica que correspondem a apenas 1% do numero de ocorrências[65]. Neste capítulo será realizada uma análise do impacto da presença de geradores distribuídos no sistema de proteção de sobrecorrente e os impactos na rede ilhada, quando o gerador continua conectado na rede mesmo em casos de ilhamento. Esta análise foi baseada em curtos-circuitos trifásicos e monofásicos (fase A-terra) com os geradores conectados ao sistema.

5.1. Casos de estudo da rede IEEE-34 com proteção de sobrecorrente.

A modificação aplicada ao sistema IEEE de 34 barras consiste na exclusão dos ramos monofásicos e a utilização de dispositivos de proteção de sobrecorrente conforme sugerido em [52] e [53], considerando as cargas totais nestes ramos como cargas de impedância constante, conectadas às barras onde surgem as ramificações. Este sistema foi descrito anteriormente na seção 3.1.5. O sistema de proteção consiste basicamente de um religador na subestação (R) e sete fusíveis (F1 a F7) conectados no início de cada uma das ramificações originadas do alimentador principal e nos capacitores conectados às barras 844 e 846. A proteção de sobrecorrente do sistema consiste em um religador do tipo OYT,

adequado para tensões de 24kV, e elos fusíveis do tipo K, sendo os fusíveis F1, F2, F3 e F6 especificados como 25K . Já os fusíveis F4, F5 do tipo 10K, e o fusível F7 do tipo 15K. O estudo de coordenação da proteção de sobrecorrente para a escolha desses dispositivos está apresentado no Apêndice C. No Apêndice A, maiores detalhes sobre cada dispositivo de proteção empregado podem ser encontrados.

Dois geradores síncronos de 1MVA foram conectados ao sistema de estudo, cada um através de um transformador elevador de 1,5MVA. Os enrolamentos primário e secundário dos transformadores foram conectados em estrela com neutro aterrado e triângulo (Y_g : Δ), respectivamente. Isso por que de acordo com a norma técnica da CPFL [66], os geradores devem estar conectados à rede de distribuição através de um transformador de interconexão ligado em delta do lado da rede de distribuição, justamente com o intuito de evitar a contribuição de correntes de sequência zero e de terceiras harmônicas [67]. Os parâmetros dos geradores podem ser verificados no Apêndice A. Os casos analisados são conforme segue:

- Caso 1: Geradores na barra 862 (LOCAL A)
- Caso 2: Geradores na barra 828 (LOCAL B)
- Caso 3: Geradores na barra 848 (LOCAL C)

Em cada caso foram analisados 6 ocorrências de curto-circuito, e em todos os casos uma resistência de curto-circuito de $0,001\Omega$ foi utilizada, aumentando a severidade das faltas. A localização dos geradores e os casos de curto-circuito estudados nesta análise estão mostrados na figura 5.1 a seguir. Para cada caso analisado, apenas um gerador deve estar conectado ao sistema, ou seja, as chaves referentes aos demais geradores devem estar abertas e não deve haver a participação dos demais geradores no fornecimento da corrente de falta para os casos de curto-circuito.

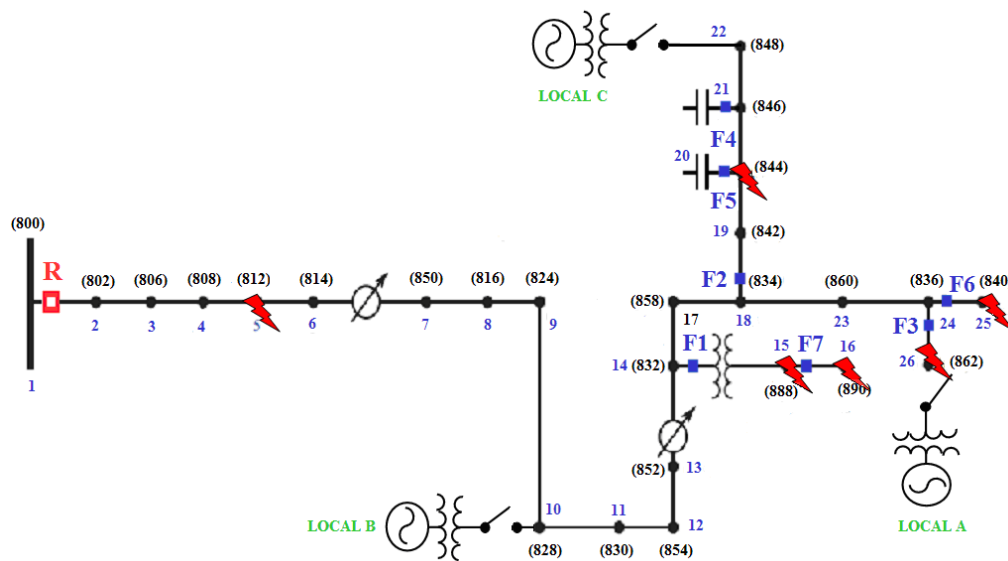


Figura 5.1 – Alocação dos geradores e casos de faltas analisadas.

Foram realizadas simulações fasoriais no domínio do tempo utilizando o *SimPower System*. Os curtos-circuitos conforme apresentados na figura 5.1 tiveram duração de 200ms. As correntes percorrendo os dispositivos de proteção foram medidas cerca de seis ciclos após o instante de aplicação da falta para que a corrente entrasse em regime. Estes resultados serão apresentados nas seções a seguir, compreendendo uma análise dos impactos do aumento das correntes de curto circuito com a presença dos geradores distribuídos, assim como os impactos na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção existentes. Ainda, foi considerado a atuação do religador automático em casos onde a proteção anti-ilhamento não atuaria permitindo que o gerador permanecesse conectado na rede, e foram analisadas as diminuições das correntes de curto-circuito no sistema ilhado, assim como os impactos dos subsequentes religamentos automáticos que ocorreriam para esta situação.

5.2. Problemática da suportabilidade a afundamentos de tensão nos sistemas de proteção e análise dos impactos

Antes de iniciar a análise dos impactos através de simulações dinâmicas da rede em estudo será abordado um breve panorama dos conflitos existentes quando da conexão dos

geradores distribuídos neste sistema e sujeitos à faltas na rede elétrica. A análise é feita considerando o Caso 1, contudo poderia ser estendida para os casos 2 e 3.

Considerando uma falta ocorrida no sistema de transmissão (antes da barra 800), os geradores devem, de acordo com o requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão, suportar a sobtensão causada pela falta e permanecer em operação. No entanto, isso também faria com que os geradores contribuam para a corrente de falta, e nesse caso o ajuste do regulador R deve ser cuidadosamente feito. Além disso, para que o requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão seja atendido, o sistema de proteção contra ilhamentos não deve operar.

No caso das faltas nos alimentadores adjacentes ao alimentador onde os geradores estão conectados (barra 862), estes também devem suportar o afundamento de tensão causado pela falta e permanecer em operação. Novamente, isso faria com que os geradores contribuam para a corrente de falta, e nesse caso o ajuste do religador e dos fusíveis de proteção das linhas devem ser feitos e coordenados adequadamente. Além disso, o sistema de proteção contra ilhamentos não poderá isolar o gerador, assim como o gerador deverá ser capaz de suportar múltiplos afundamentos de tensão provocados pelos fechamentos das chaves do religador R.

Sendo uma falta localizada em qualquer ponto entre a subestação e os geradores distribuídos no alimentador principal, teremos um conflito claro entre os requisitos de proteção contra ilhamentos e o de suportabilidade a afundamentos de tensão. Neste caso de falta, o religador deverá ser aberto para recuperar a falta, ilhando todo o sistema na presença do gerador distribuído, e consequentemente o sistema de proteção contra ilhamentos dos geradores irá atuar neste instante. Contudo, ao considerar a suportabilidade a afundamentos de tensão, será exigido que os geradores sejam capazes de suportar a sobtensão e permaneçam no sistema o maior tempo possível, e a operação normal dos sistemas de proteção contra ilhamentos não permite que isso ocorra.

5.3. Aumento das correntes de curto-circuito

Os resultados apresentados nas tabelas (Tabela 5.1, Tabela 5.2 e Tabela 5.3) mostram os valores de corrente de curto-circuito para o caso em que não há gerador distribuído conectado ao sistema em estudo e para o caso em que os geradores são conectados à barra 862 em 828 separadamente. Observa-se que a conexão dos geradores distribuídos causa o aumento das correntes de falta, sendo estes aumentos mais severos no caso de curtos-circuitos que ocorrem próximos à planta de geração distribuída. Quando o gerador distribuído opera conectado à rede durante a ocorrência de um curto-circuito, dependendo da localização do defeito, é possível classificar os ramos do circuito conforme segue[63]:

- *Ramos do tipo 1:* Ramos cuja corrente elétrica circulante é de contribuição apenas dos geradores distribuídos ou da concessionária;
- *Ramos do tipo 2:* Ramos cuja corrente elétrica circulante é de contribuição dos geradores distribuídos e da concessionária em conjunto.

Portanto, na presença de geradores distribuídos, a corrente de curto-circuito é maior devido ao aumento do nível de curto-circuito. No caso de um curto-circuito na barra 812, por exemplo, temos um ramo entre a subestação (barra 801) e o ponto de falta (barra 812) caracterizada como sendo do tipo 1, e um ramo entre o gerador e a falta (862-812) também do tipo 1. A contribuição da corrente de curto-circuito proveniente da subestação neste caso é maior, dada a impedância menor entre subestação e ponto de curto-circuito.

Para a falta localizada na barra 844, temos ramos do tipo 1 (801-834 e 862-834) e também um ramo do tipo 2 (834-844). Neste caso a impedância do ramo 863-834 é menor que do ramo 801-834, determinando um caminho de maior corrente de curto-circuito proveniente do gerador distribuído e, conforme observado na tabela, ocorre uma contribuição significativa deste para a corrente de curto- circuito.

Tabela 5.1- Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 862

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
Barra 812	562	600	485	450
Barra 888	670	750	560	673
Barra 890	430	474	330	386
Barra 844	268	420	203	287
Barra 840	263	420	199	282
Barra 862	264	420	199	283

Tabela 5.2 - Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 828

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
Barra 812	562	620	450	460
Barra 888	670	680	560	625
Barra 890	430	430	330	360
Barra 844	268	305	203	242
Barra 840	263	305	199	236
Barra 862	264	300	199	237

Tabela 5.3- Aumento da Corrente de Curto-circuito na Presença de Gerador Distribuído (GD) na Barra 848

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Com GD	Sem GD	Com GD
Barra 812	562	590	450	450
Barra 888	670	753	560	673
Barra 890	430	473	330	386
Barra 844	268	425	203	287
Barra 840	263	412	199	279
Barra 862	264	414	199	280

5.4. Impactos na coordenação dos dispositivos de proteção

As tabelas contendo o valor das correntes de curto-circuito que passam pelos dispositivos de proteção (Tabela 5.4, Tabela 5.5 e Tabela 5.6) mostram o módulo da corrente que circula pelos dispositivos de proteção para os casos de faltas trifásicas e monofásicas consideradas. Nesses resultados, dois casos em que ocorre a violação dos limites da faixa de coordenação para os elos fusíveis de 25K são identificados. As violações do caso 1 são referentes aos fusíveis F2 (420A), no caso de um curto-circuito na barra 844, e F6 (425A), para um curto-circuito na barra 840. Nota-se que para a falta na barra 844, o ramo no qual se encontra o fusível F2 é um ramo do tipo 2. O mesmo ocorre para o ramo em que está o fusível F6, para uma falta aplicada à barra 840. Nestes ramos, circula a contribuição da corrente de curto-circuito tanto do gerador distribuído quanto da subestação (ramos do tipo 2). No caso 2, embora não ocorra violação e as correntes se encontram dentro da faixa de coordenação, ainda assim ocorre um aumento das correntes que passam por estes dispositivos nos casos de faltas trifásicas. No terceiro caso, uma nova violação ocorre causando a queima do fusível F6 prematuramente, devido à passagem de uma corrente de 415 A, localizada fora da faixa de coordenação para este dispositivo com o religador.

A figura 5.2 mostra como ocorre a operação indevida do fusível F2 para o caso de um curto-circuito na barra 844. Neste caso o fusível entra em operação no instante de aproximadamente 50ms após a ocorrência da falta, e antes da primeira abertura instantânea do religador R (62ms). Portanto, tratando-se de uma falta temporária na rede de distribuição, um fusível seria perdido desnecessariamente, uma vez que após 500ms a falta é naturalmente eliminada. O valor da corrente que circula por cada dispositivo de proteção durante a ocorrência de curtos-circuitos fase-terra não viola os limites da faixa de coordenação em nenhum dos casos estudados. De fato, os curtos-circuitos fase-terra são menos severos, contudo um aumento na capacidade da planta de geração distribuída pode levar ao aumento das correntes de curto-circuito monofásicas de forma a violar os limites da faixa de coordenação e fazer com que os fusíveis entrem em operação indevidamente.

Tabela 5.4- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 862

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito trifásico (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	450	0,2	6,2	150	0,3	0,5	0,6	0,75
Barra 888	95	125	15	65	0,7	1,0	1,3	0,00
Barra 890	65	80	17	55	1,5	1,0	1,5	423
Barra 844	294	0,0	420	190	0,0	0,0	0,0	0,16
Barra 840	240	0,0	0,5	192	0,0	0,0	425	0,20
Barra 862	240	0,0	0,5	235	0,0	0,0	0,0	0,20
Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito fase-terra (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	370	0,0	4,0	90	0,2	0,25	0,3	0,45
Barra 888	93	112	13	54	0,6	0,9	1,2	0,00
Barra 890	60	65	16	42	1,2	0,8	1,5	386
Barra 844	193	0,0	287	100	0,0	0,0	0,0	0,15
Barra 840	190	0,0	0,5	100	0,0	0,0	280	0,20
Barra 862	191	0,0	0,5	185	0,0	0,0	0,0	0,19

Tabela 5.5- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 828

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito trifásico (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	458	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,20
Barra 888	94	112	13	0,6	0,7	1,2	1,1	670
Barra 890	66	72	15	1,3	0,9	1,5	0,7	424
Barra 844	200	0,0	300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,20
Barra 840	200	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	300	0,25
Barra 862	200	0,0	0,5	300	0,0	0,0	0,0	0,25
Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito fase-terra (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	368	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,18
Barra 888	90	105	12	0,5	0,5	1,0	1,0	623
Barra 890	60	58	15	1,3	0,7	1,2	0,7	361
Barra 844	180	0,0	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,18
Barra 840	170	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	230	0,22
Barra 862	170	0,0	0,5	230	0,0	0,0	0,0	0,22

Tabela 5.6- Correntes de Curto-circuito trifásicos e fase-terra fluindo pelos dispositivos de proteção com gerador na Barra 848

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito trifásico (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	451	0,2	144	0,3	0,3	0,5	0,6	0,75
Barra 888	95	126	50	0,8	0,7	1,0	1,4	0,00
Barra 890	65	80	40	0,9	0,8	1,5	1,3	473
Barra 844	244	238	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,15
Barra 840	250	0,0	185	0,0	0,0	0,0	415	0,23
Barra 862	240	0,0	183	415	0,0	0,0	0,0	0,22
Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito fase-terra (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	370	0,0	85	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
Barra 888	90	113	39	0,7	0,5	0,5	1,2	0,0
Barra 890	60	65	27	0,8	0,75	1,2	1,5	386
Barra 844	194	189	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,15
Barra 840	190	0,0	100	0,0	0,0	0,0	190	0,22
Barra 862	190	0,0	95	280	0,0	0,0	0,0	0,21

A fim de sanar os problemas com a falta de coordenação entre os elos fusíveis e o religador da subestação, podem ser tomadas as seguintes medidas[64]:

- Aumentar a capacidade dos fusíveis de proteção dos ramos, desde que o trecho do qual o fusível é a proteção principal seja protegido para todos os tipos de falta.
- Substituir os fusíveis por outros dispositivos de proteção, cuja coordenação com o religador pode ser alterada no caso de inserção de geradores distribuídos no sistema.

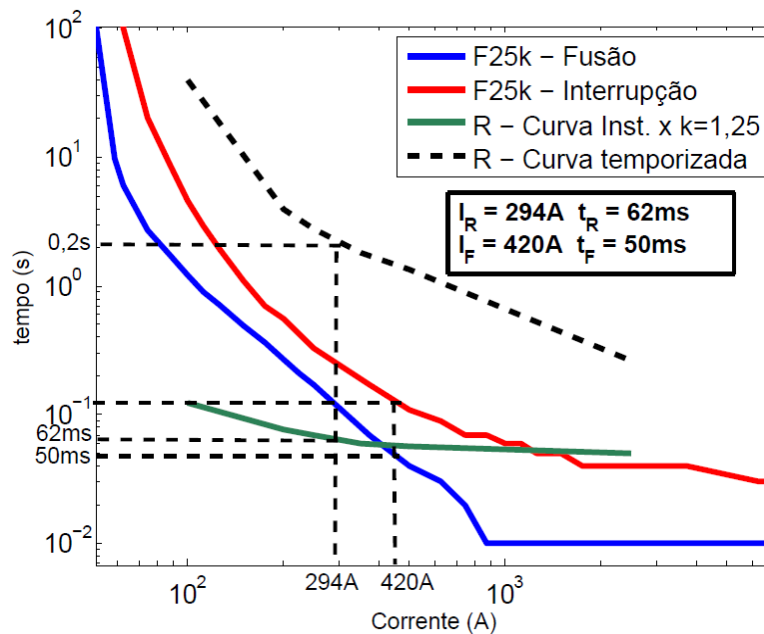


Figura 5.2 - Exemplo de operação indevida do fusível F2 para um curto-circuito na barra 844 com geração distribuída na barra 862.

5.5. Diminuição das correntes de curto-circuito no sistema ilhado

As tabelas a seguir (Tabela 5.7, Tabela 5.8 e Tabela 5.9) mostram os valores de correntes de curto-circuito para a rede ilhada pela abertura do religador R, e operando com os dois geradores distribuídos conectados à barra 862 e à barra 828, respectivamente. Em comparação com os níveis de corrente do sistema sem os geradores distribuídos, verifica-se uma diminuição significativa das correntes de curto-circuito, tanto trifásicas quanto monofásicas. Isso por que o sistema ilhado tem como únicas fontes de suprimento de energia os geradores síncronos distribuídos, e as correntes de curto-circuito observadas neste caso são devido à contribuição somente destes geradores.

Tabela 5.7 - Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 862

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Ilhado	Sem GD	Ilhado
Barra 812	562	142	485	82
Barra 888	670	536	560	394
Barra 890	430	381	330	271
Barra 844	268	203	203	106
Barra 840	263	205	199	106
Barra 862	264	205	199	106

Tabela 5.8 - Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 828

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Ilhado	Sem GD	Ilhado
Barra 812	562	176	485	91
Barra 888	670	495	560	368
Barra 890	430	353	330	255
Barra 844	268	170	203	94
Barra 840	263	168	199	93
Barra 862	264	168	199	93

Tabela 5.9- Correntes de curto-circuito no sistema ilhado com gerador conectado na barra 848

Local do Curto-circuito	Corrente de curto-circuito (A)			
	Trifásico		Monofásico (fase A - terra)	
	Sem GD	Ilhado	Sem GD	Ilhado
Barra 812	562	142	485	82
Barra 888	670	536	560	394
Barra 890	430	382	330	271
Barra 844	268	205	203	106
Barra 840	263	200	199	105
Barra 862	264	200	199	105

A diminuição das correntes de curto-circuito no sistema ilhado a níveis

extremamente baixos pode levar a não atuação dos dispositivos de proteção em casos de faltas ocorridas durante o ilhamento. Desta maneira, ao se requerer a manutenção dos geradores distribuídos em uma rede de distribuição com proteção de sobrecorrente, pode ser que seja necessária uma proteção adaptativa, a fim de que os dispositivos de proteção identifiquem o estado ilhado do sistema e ajuste a proteção para este novo cenário.

5.6. Impactos dos religamentos automáticos

Além da diminuição dos níveis de curto-circuito, caso o gerador distribuído não seja desconectado do sistema tão logo seja detectado um ilhamento a rede sofrerá impactos diretos do religamento automático dos religadores, que podem levar o sistema ilhado à instabilidade. Os religamentos automáticos podem ainda resultar em transitórios de corrente e transitórios eletromecânicos que podem causar danos aos equipamentos conectados ao sistema elétrico[62].

Para este estudo foram considerados os três casos conforme descritos anteriormente com os geradores de 1MVA conectados nos locais A, B ou C injetando um total de 1000kW de potência ativa na rede. Um curto-circuito trifásico é aplicado à barra 860, adotando-se durações de 200 e 300ms. Os resultados para estes ensaios podem ser verificados nas figuras a seguir:

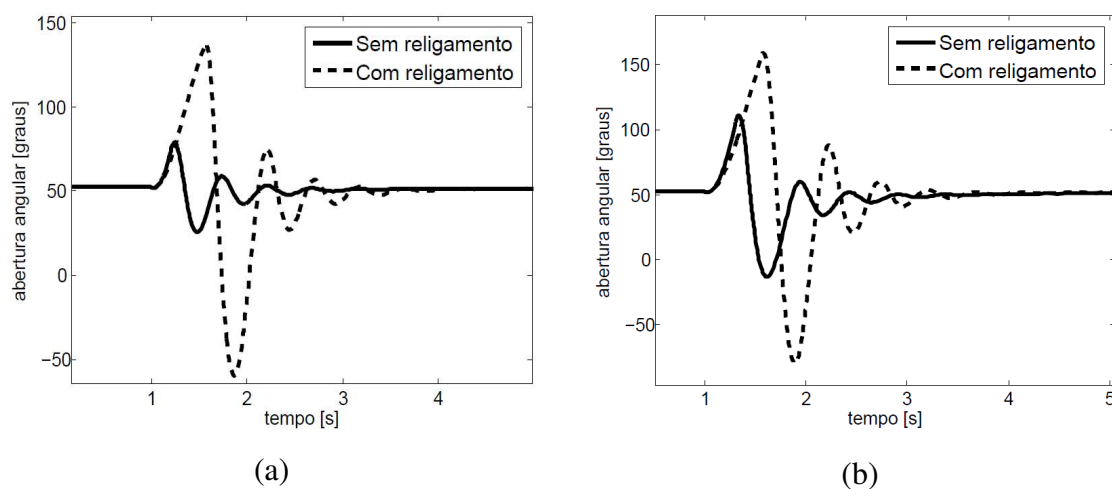


Figura 5.3 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 812 para Caso 1.

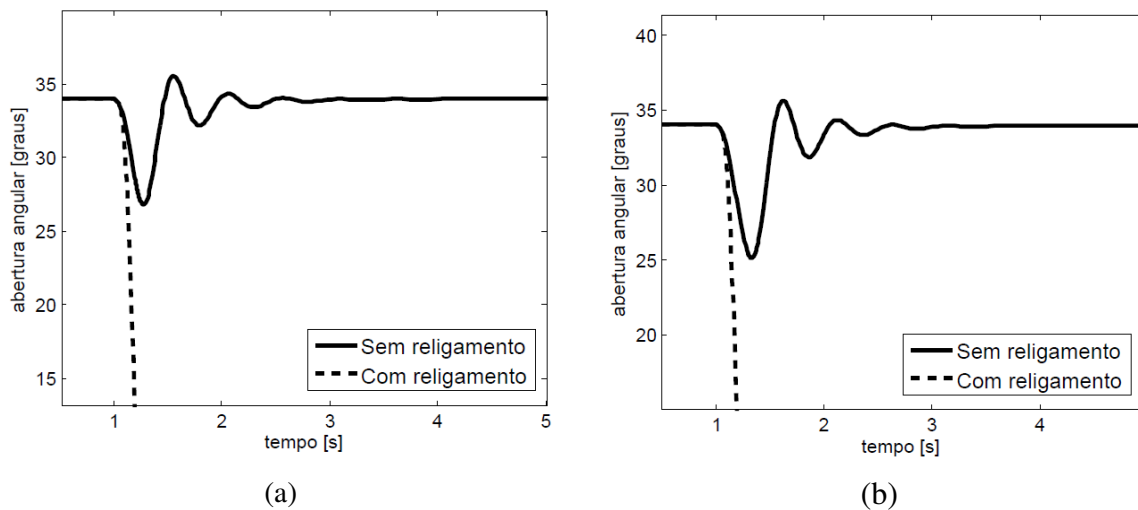


Figura 5.4 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 890 para Caso 2.

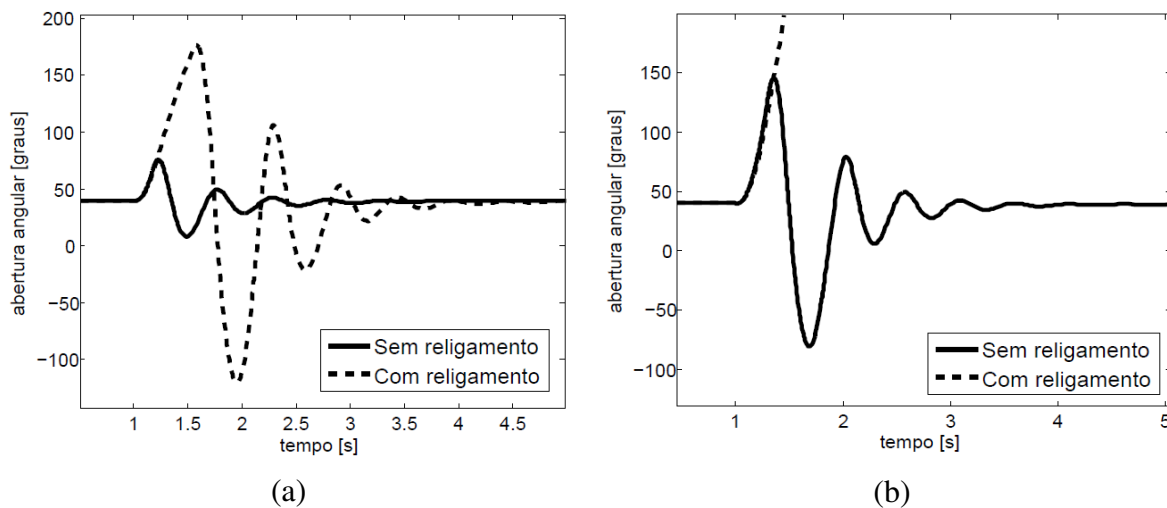


Figura 5.5 - Comportamento do ângulo do rotor para um curto-circuito de 200ms (a) e 300ms (b) na barra 860 para Caso 3.

O religador R opera após a ocorrência da falta e é programado para religar 500ms após a atuação da primeira operação instantânea. Considerando a premissa de que a rede atua com limites de suportabilidade a afundamentos de tensão, a proteção anti-ilhamento deve respeitar estes limites e não atuar desconectando o gerador. Contudo, esta atuação deve causar severos transitórios de corrente na rede [62], De acordo com as figuras

apresentadas, observa-se que o comportamento do ângulo do rotor é severamente alterado no religamento, podendo levar o gerador distribuído à instabilidade, como ocorre para os casos das observados na figura 5.4 e na figura 5.5.

5.7. Conclusões parciais

A presença de geradores distribuídos na rede de distribuição de energia elétrica provoca o aumento das correntes de curto-circuito do sistema, sendo necessário rever os esquemas de proteção existentes e verificar se a seletividade e coordenação dos dispositivos estão asseguradas em casos de curtos-circuitos temporários na rede. Nos casos de curtos-circuitos estudados, as seguintes conclusões puderam ser traçadas:

- No sistema estudado, foi verificado que o aumento das correntes de curto-circuito pode fazer com que a coordenação e seletividade destes dispositivos seja negativamente afetada. Isto ocorreu, por exemplo, para o caso de um gerador conectado à barra 826 e um curto-circuito trifásico foi aplicado na barra 844. Nesta configuração a lateral 1 se torna um ramo do tipo 2 e recebe a contribuição tanto da planta de geração distribuída quanto da concessionária, aumentando significativamente a corrente de curto-circuito no ponto de falta e que passa pelo fusível;
- Em casos de ocorrência de ilhamento, além da diminuição dos níveis de curto-circuito a operação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente pode ser afetada caso os ajustes de proteção não sejam alterados;
- As proteções típicas implementadas em redes de distribuição consideram que a corrente elétrica flui em apenas um sentido (da subestação para a carga) e não estão preparadas para este tipo de comportamento. Desta forma, para que os geradores pudessem ser mantidos conectados nas redes durante a ocorrência da perturbação novos esquemas de proteção devem ser implementados com o objetivo de adaptar a

rede para as diversas situações de falta e/ou ilhamento, garantindo assim a correta operação da proteção;

- Caso o gerador distribuído não seja desconectado do sistema tão logo seja detectado um ilhamento a rede sofrerá impactos diretos do religamento automático dos religadores. Este impacto pode levar à perda de estabilidade de ângulo dos geradores distribuídos a depender da duração da falta;

Capítulo 6. Conclusões Finais e Trabalhos Futuros

As análises realizadas neste trabalho ajudaram a entender o comportamento dos principais tipos de geradores utilizados em geração distribuída, incluindo geradores síncronos, geradores de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo e geradores conectados via inversores, diante da ocorrência de curtos-circuitos. Os estudos paramétricos realizados no capítulo 4 mostraram que do ponto de vista da estabilidade transitória:

- Os geradores síncronos conseguem armazenar mais energia em sua massa girante quando comparada aos geradores de indução. Além disso, os geradores síncronos possuem maior capacidade de fornecer potência reativa ao sistema de distribuição, sendo esta uma característica desejada quando considerado os requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão;
- Os geradores de indução, por sua vez, apresentam a vantagem de entrar em regime mais rapidamente após a falta. Entretanto, a característica de consumo de potência reativa após a ocorrência de uma falta é indesejável, e o controle de reativos nos terminais do gerador de indução deve ser feito de maneira eficiente a fim de que o reestabelecimento pós-falta ocorra de forma satisfatória;
- Os geradores conectados via inversores apresentam grandes afundamentos de tensão, o que pode fazer com que o sistema de proteção do gerador, com o objetivo de promover a proteção do inversor, o desconecte em alguns casos, como por exemplo, se os níveis de corrente, tensão e frequência não estiverem dentro da faixa aceitável aos padrões da rede elétrica ou do lado CC.

As análises dos geradores, entretanto, não devem ser limitadas ao tipo de gerador utilizado, uma vez que as características da rede também podem exercer influências nas características de afundamentos de tensão. Isso foi fortemente evidenciado no estudo paramétrico de variação da relação X/R dos alimentadores. Uma vez que a impedância dos

alimentadores foram alteradas, os afundamentos de tensão também sofreram significativas variações nestes casos. Além dos afundamentos de tensão, os fatores característicos da rede podem levar à perda de estabilidade dos geradores (ou ainda, melhora da estabilidade) sendo necessário uma profunda investigação da interação gerador-sistema para determinar a factibilidade de suporte a afundamentos de tensão dos geradores distribuídos.

Além da não trivialidade em determinar as características de comportamento durante os diversos tipos de curto-circuito para os principais tipos de geradores distribuídos, outros impactos devem ser considerados quando há intenção em manter o gerador em operação no sistema durante e após a ocorrência de faltas. O capítulo 5 apresentou um estudo dos impactos possíveis em sistemas de proteção de sobrecorrente e em sistemas ilhados onde a política de proteção anti-ilhamento do gerador deve ser alterada, de forma que o gerador não seja desconectado durante o tempo de ocorrência da falta de 500ms (considerando neste caso que os limites de suportabilidade imponham o suporte à tensão zero durante 500ms, por exemplo) mesmo em casos de ilhamento. Verifica-se que a contribuição das correntes de curto-circuito dos geradores distribuídos aumentam o nível de curto-circuito da rede e desta forma os dispositivos de proteção da rede devem ser corretamente ajustados para que não ocorra perda de coordenação. Em redes cujos sistemas de proteção utilizam chaves e elos fusíveis, como a rede em estudo, a presença do gerador pode causar a perda de coordenação entre o religador da subestação e os elos fusíveis, fazendo com que um elo possa ser perdido. Além disso, a operação ilhada no caso de abertura automática dos religadores pode trazer impactos negativos ao sistema, pois além de reduzir o nível de curto-circuito da rede os geradores sofrerão os impactos das religações automáticas devido aos elevados transitórios de corrente impostos aos geradores. Nestes casos, quanto maior o período de duração do curto-circuito maior a tendência do gerador perder estabilidade no sistema ilhado.

Assim, a análise deste trabalho mostra que a imposição de requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão para geradores distribuídos conectados em redes de distribuição pode ser requerida no futuro, no entanto, encontrará muitos desafios no estado da arte que estes sistemas se encontram. Com a quebra de barreiras e aplicação de

incentivos para o acesso da GD neste tipo de rede, é esperado que seja inviável desconectar uma grande parcela de geradores no caso de curtos-circuitos. Neste caso, torna-se necessário buscar alternativas para adaptar as redes, tornando-as receptivas aos regulamentos de suportabilidade a afundamentos de tensão.

Sugestões para trabalhos futuros, incluindo a iniciativa de adaptação das redes, incluem:

- Empregar redes maiores, com maior numero de barras e maior nível de curto-circuito e realizar estudos de natureza semelhante, com o intuito de identificar a variabilidade dos impactos apresentados neste trabalho;
- Estudo de dispositivos inteligentes para proteção de sobrecorrente e dispositivos de proteção anti-ilhamento que prevejam a imposição dos requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão;
- Analise de múltiplos geradores conectados aos sistemas de distribuição, com o objetivo de verificar o comportamento em diferentes níveis de inserção de GD;
- Análise dos impactos de múltiplos afundamentos de tensão nos sistemas de proteção de sobrecorrente e anti-ilhamento;
- Comparação entre os impactos da rejeição de carga e da desconexão dos geradores no caso de faltas na rede;
- Estudar as propostas de metodologia para definir se um tipo de GD pode ou não suportar afundamentos de tensão na rede, e/ou quais as alterações deveriam ser realizadas para que isso seja possível;
- Estudo das possibilidades de alteração da politica de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos para permitir a imposição dos requisitos de suportabilidade a afundamentos de tensão.

Referências

- [1] Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L. (2001). Distributed generation: a definition, 2001. *Electric Power Systems Research* , 57, pp. 195-204.
- [2] ANEEL [Online] (2011). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- [3] ONS [Online] (2011). Disponível em: <http://www.ons.gov.br>
- [4] Ayres, H.M. (2010). *Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Tese de Doutorado- Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [5] REN21 (2011) Renewables 2010 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
- [6] US Department of Energy (2007). The Potential Benefits of Distributed Generation and rate-related issues that may impede their expansion.
- [7] US Department of Energy (2006). A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply.
- [8] Cardoso, G. S.(2009). *Uma visão crítica do cenário da geração distribuída no Brasil. Dissertação de mestrado em Energia*. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do ABC, Santo André.
- [9] COGEN RIO [Online] (2011). Disponível em: <http://www.cogenrio.com.br/>
- [10] INEE [Online] (2011). Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum.
- [11] Cossent R., Gomez T., Friaz P.(2009). Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy, Volume 37, Issue 3, March 2009, Pages 1145-1155*.

- [12] U.S. Energy Information Administration, Form EIA-861, Annual Electric Power Industry Report. (2011).
- [13] Dias, M. V. X., Borotini, E. C., Haddad, J.(2005). Geração Distribuída no Brasil: Impactos e Barreiras. *Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, Vol.11, n.2, 2005.*
- [14] Marques, F. A. S., Moran, J. A., Abreu, L. et al. (2004). *Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural, 2004, Campinas, SP.
- [15] Ostman, M. (2010). *Dynamics of the low voltage ride through capabilities of generators*. *Wartsila Technical Journal*, Jan. 2010.
- [16] Piwko, R., Miller, N., Girad, R., MacDowell, J., Clark, K., Murdoch, A. (2010). Generator Fault Tolerance and Grid Codes. *Power and Energy Magazine, IEEE , vol.8, no.2, pp.18-26, March-April 2010.*
- [17] Rahmann, C., Haubrich, H.-J., Moser, A., Palma-Behnke, R., Vargas, L., Salles, M. B. C.(2011). Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems. *Power Systems, IEEE Transactions on , vol.PP, no.99, pp.1, 0.*
- [18] Hanif, L., Mohsen, B. M., Yosef, A., Saeed, L., Hossein, K-D.(2009). Improvement of Fault Ride-Through Capability in Wind Farms Using VCV-HVDC. *European Journal of Scientific Research, Vol.28 No.3, 2009, pp.328-337.*
- [19] Karaliolios, P., Coster, E.J., Myrzik, J.M.A., Kling, W.L. (2009). *Fault ride-through behaviour of MV-connected Wind turbines and CHP-plants during grid transmission disturbances*. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009. Proceedings of the 44th International.
- [20] Badrzadeh, B., Salman, S.K. (2009). Enhancement of fault ride-through capability and damping of torsional oscillations for a distribution system comprising induction and synchronous generators. *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on , vol., no., pp.1-7, 28-30 Sept. 2009.*

- [21] Qureshi, W. A., Nair, N. C-K.(2010). Systematic development of Low Voltage Ride-Through (LVRT) envelope for grids. *TENCON 2010 - 2010 IEEE Region 10 Conference* , vol., no., pp.574-579, 21-24 Nov. 2010.
- [22] Xyngi, I., Ishchenko, A., Popov, M., van der Sluis, L.(2008). Protection, transient stability and fault ride-through issues in distribution networks with dispersed generation. *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International* , vol., no., pp.1-5, 1-4 Sept. 2008.
- [23] Leite, H., Silva, B., Ramalho, P., Fiteiro, R.(2009). Distributed Generation protection scheme to permit “ride-through fault”. *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on* , vol., no., pp.1-4, 8-11 June 2009.
- [24] IEEE (2003). P1547: *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.
- [25] Jenkins, N. [et al], (2000). *Embedded Generation* . Londres: The institute of electrical engineer (IEE).
- [26] CIGRÉ Working group 37.23 (1999). Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. *CIGRÉ, Relatório Técnico, 1999*.
- [27] Decreto de Lei nº 5.163 de 30/06/2004 publicado em 30/06/2004.
- [28] Freitas, W., Vieira,J.C.M., Morelato, A., Silva, L.C.P., Costa V.F., Lemos F.A.B.(2006) Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, n.1, February 30, 2006*.
- [29] E.ON-Netz (2006). Grid Code. High and extra high voltage.
- [30] VDN – Transmission Code (2003). Network and System Rules of the German Transmission System Operators.
- [31] VDN – Distribution Code (2003). Rules on access to distribution networks.

- [32] EnergiNet (2004). Grid connection of wind turbines to networks with voltages below 100 kV, Regulation TF 3.2.6, May 2004, p. 29.
- [33] Energinet (2004). Grid connection of wind turbines to networks with voltages above 100 kV, Regulation TF 3.2.5, December 2004, p. 25.
- [34] ESB Networks (2005). Distribution Code, version 1.4.
- [35] CER (2004). Wind Farm Transmission Grid Code Provisions.
- [36] REE (2005). Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial, PO 12.3, November 2005.
- [37] ENEL – DK 5400 (2004). Criteri di allacciamento di clienti alla rete AT della distribuzione.
- [38] ENEL – DK 5740 (2005). Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL distribuzione.
- [39] TERNA (2006). Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.
- [40] CEI 11/32 (2006). Appendice N.6 – Normativa impianti di produzione eolica.
- [41] FERC (2005). Interconnection of Wind Energy, 18 CFR Part 35, Docket No. RM05-4-001; Order No. 661-A December 12, 2005.
- [42] CanWEA (2005). Canadian Grid Code for Wind Development Review and Recommendations, Document no. 11163/OR/01 B, 2005 Garrad Hassan Canada Inc.
- [43] Hydro-Québec TransÉnergie (2006). Transmission Provider Technical Requirements for the connection of power plants to the Hydro-Québec Transmission System, March 2006.
- [44] Alberta Electric System Operator (2004). Wind Power Facility. Technical Requirements, Revision 0, November 2004.
- [45] SimPowerSystems – Online Guide. Disponível em: <http://www.mathworks.com>

- [46] Distribution test Feeders – IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee [Online]. (2011). Disponível em: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [47] Owuor, J.O., Munda, J.L., Jimoh, A.A.(2011). The IEEE 34 node radial test feeder as a simulation test bench for Distributed Generation. *AFRICON, 2011* , vol., no., pp.1-6, 13-15 Sept. 2011.
- [48] Kersting, W.H., (2001). Radial distribution test feeders. *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE* , vol.2, no., pp.908-912 vol.2, 2001.
- [49] Kundur , P. (1994) *Power System Stability and Control*. EPRI Power System Series
- [50] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.(1992). *IEEE Std 421.5-1992* , vol., no., pp.0_1, 1992
- [51] Ricciardi, T.R. (2010) *Análise dos impactos da proteção antiilhamento na estabilidade de geradores conectados via inversores*. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [52] Silva, J.A., Funmilayo, H.B., Butler-Purry, K.L., (2007). Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection. *Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American* , vol., no., pp.49-57, Sept. 30 2007-Oct. 2 2007
- [53] Funmilayo, H.B., Butler-Purry, K.L., (2009). An approach to mitigate the impact of distributed generation on the Overcurrent Protection scheme for radial feeders. *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES* , vol., no., pp.1-11, 15-18 March 2009
- [54] Pavani, A.P.G. (2008). *Métodos analíticos para análise de geradores de indução conectados em redes de distribuição de energia elétrica*. Tese de Doutorado- Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.

- [55] Salles, M.B.C. (2004). *Análise do desempenho dinâmico de geradores eólicos conectados em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [56] Dugan, R., Zavadil, R., Van Holde, D. (2002). *Interconnection Guidelines for Distributed Generation*. E-Source, 2002
- [57] IEA –International Energy Agency (2010). Trends in photovoltaic applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009. Report IEA-PVPS T1-19:2010
- [58] Massoud, A.M., Ahmed,S., Finney, S.J., Williams, B.W.(2010). *Inverted-based versus Synchronous-based Distributed Generation; fault current limitation and protection Issues*. Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE.
- [59] Nguyen H. V., Yokoyama, A.(2010). Impact of fault ride-through characteristics of high-penetration photovoltaic generation on transient stability. *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on* , vol., no., pp.1-7, 24-28 Oct. 2010
- [60] Azevedo, G.M.S., Vazquez, G., Luna, A., Aguilar, D., Rolan, A.(2009). Photovoltaic inverters with fault ride-through Capability. *Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on* , vol., no., pp.549-553, 5-8 July 2009
- [61] Abreu, L.V.L.(2005). *Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos distribuídos conectados em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [62] Vieira Junior, J. C. M. (2006). *Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos*. Tese de Doutorado – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.

- [63] Trindade, F.C.L, Almeida, M.C., Freitas, W. (2010). Análise da necessidade de alteração dos ajustes dos relés de sobrecorrente de instalações industriais com geradores síncronos após a ocorrência de ilhamentos.”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática 12-16 de setembro, 2010, Bonito, MS.
- [64] Salles, N. J. (2007). *Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- [65] Matos, E.R. (2009) *Um método para detecção e classificação de curtos-circuitos em redes de distribuição de energia elétrica baseado na transformada de Fourier e em redes neurais artificiais*. Dissertação de mestrado - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - Universidade Estadual Paulista.
- [66] Norma Técnica CPFL(2006). Proteção de redes aéreas de distribuição – Sobrecorrente, versão 1.2.
- [67] Norma Técnica CPFL(2005). Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL. versão 1.2.
- [68] ABNT NBR5460 (1992). Sistemas Elétricos de Potência.
- [69] Kasikci, I. (2002). Short circuits in power systems: a practical guide to IEC 60 909. Weinheim: Wiley - VCH Verlag-GmbH.

Apêndice A.

Parâmetros dos componentes do sistema

Nesta seção serão disponibilizados os parâmetros dos componentes da rede distribuição teste utilizada nas simulações e análises realizadas neste trabalho.

A.1 Rede IEEE-34 modificada:

Tabela A. 1 – Parametros do transformador da subestação

Conexão	Pn (MVA)	F (Hz)	V1 (kV)	V2 (kV)	R (pu)	L (pu)	Rm (pu)	Lm (pu)
Δ -Yg	2,5	60	69,0	24,9	0,005	0,04	500	500

Tabela A. 2 – Parâmetros dos alimentadores

Tipo	R1 (Ω /km)	R0 (Ω /km)	L1 (H/km)	L0 (H/km)	C1 (F/km)	C0 (F/km)
300	0,6960	1,0873	0,0014	0,0039	0,0	0,0
301	1,0502	1,2835	0,0014	0,0042	0,0	0,0

Tabela A. 3 – Parametros dos transformadores reguladores de tensão

Conexão	Pn (MVA)	F (Hz)	V1 (kV)	V2 (kV)	R (pu)	L (pu)	Rm (pu)	Lm (pu)
Yg-Yg	2,5	60	24,9	24,9	0,0013	0,008	500	500

Tabela A. 4 – Parâmetros do transformador XFM-1

Conexão	Pn (MVA)	F (Hz)	V1 (kV)	V2 (kV)	R (pu)	L (pu)	Rm (pu)	Lm (pu)
Yg-Yg	0,5	60	24,9	4,16	0,019	0,0408	500	500

Tabela A. 5 – Dados das cargas modeladas como impedância constante

Barra	PL	QL	Barra	PL	QL
800	0,0	0,0	832	7,5	3,5
802	27,5	14,5	888	0,0	0,0
806	27,5	14,5	890	450	225
808	16	8	858	25,5	13
812	0,0	0,0	834	89	45
814	0,0	0,0	842	4,5	2,5
850	0,0	0,0	844	432	329
816	171,5	88,3	846	34	17
824	44,5	22	848	71,5	53,5
828	5,5	2,5	860	174	106
830	48,5	21,5	836	61	31,5
854	4	2	840	47	31
852	0,0	0,0	862	28	14

Tabela A. 6 – Comprimento das linhas

Tipo	Barra inicial	Barra Final	Comprimento(km)
300	800	802	0,786384
300	802	806	0,527304
300	806	808	9,823704
300	808	812	11,43
300	812	814	9,061704
301	814	850	0,003048
301	816	824	3,112008
301	824	828	0,256032
301	828	830	6,230112
301	830	854	0,158496
301	832	858	1,49352
301	834	860	0,615696
301	834	842	0,085344
301	836	840	0,262128
301	836	862	0,085344
301	842	844	0,41148
301	844	846	1,109472
301	846	848	0,161544
301	850	816	0,094488
301	852	832	0,003048
301	854	852	11,225784
301	858	834	1,776984
301	860	836	0,816864
300	888	890	3,218688

A.2 Geradores distribuídos:

Tabela A. 7 – Parâmetros do Gerador Síncrono

Pólos	n°. pólos	S (MVA)	H (s)	Xd (pu)	Xd' (pu)	Xd'' (pu)	Xq (pu)	Xq'' (pu)	Xl (pu)	Td' (s)	Td'' (s)	Tq'' (s)
lisos	2 pares	1,00	2,0	1,81	0,25	0,17	1,72	0,29	0,08	0,185	0,025	0,025

Tabela A. 8 – Parâmetros da Excitatriz estática regulada por tensão

Tr(s)	Ta(s)	Te(s)	Tb(s)	Tc(s)	ka	ke	Kp	Ef(min,máx)
0,0001	0,001	0,001	0,0	0,0	10	1,0	0,0	(10,-10)

Tabela A. 9 – Parâmetros do Gerador de Indução

Rotor	n°. pólos	S (MVA)	H(s)	Rs (pu)	LIs' (pu)	Lm (pu)	Rr'' (pu)	Llr' (pu)
Gaiola de esquilo	2 pares	1,00	2,0	0,023	0,181	2,9	0,016	0,16

Tabela A. 10 – Parâmetros do gerador conectado via inversor

Vbase (V)	Sbase (kVA)	kpp	kip	kpi	kii	kpPLL	kiPLL	fPLL	kf	cfo
208	100	0,5	100	0,5	500	50	500	60	0,01	0,0
fr	LL (mH)	CL (mF)	kp	kv	tsfs	tsvs	tload1	tload2	Pref	Qref
60	6.3664 e-3	1.105 2e-3	1,0	1,0	0,01	0,01	0,0	0,0	1,0	0,0

A.3 Dispositivos de proteção:

Tabela A. 11- Dados do religador da subestação

Barra	Dispositivo de Proteção	Tipo	Corrente Nominal (A)	Capacidade de Interrupção(A)
800	R	OYT-400	400	6750

Tabela A. 12 – Dados dos elos fusíveis

Barra	Dispositivo de Proteção	Tipo	Corrente de carga máxima (A)	Corrente de curto-circuito Ft mínima I_{300} (A)	Corrente de “Inrush” máxima $I_{0,13}$ (A)
832	F1	25K	25	60	315
834	F2				
836	F3				
836	F6				
844	F4	10K	10	23	110
846	F5				
888	F7	15K	15	37	190

Apêndice B.

Proteção de Sistemas Radiais

Uma falta em um sistema elétrico consiste em fatores, normalmente externos à rede, que levam às ocorrências de distúrbios no estado normal deste sistema. De acordo com a NBR 5460 [68], uma falta consiste na “*ocorrência acidental e súbita, ou defeito, em um elemento de um sistema elétrico, que pode resultar em falha do próprio elemento e/ou de outros elementos associados*”. Na maioria dos casos uma falta no sistema elétrico significa a ocorrência de curtos-circuitos, originados da conexão acidental ou intencional, através de uma baixa impedância, entre dois ou mais pontos de um circuito que normalmente se encontram em potenciais diferentes [69]. Normalmente, a natureza dos curtos-circuitos em sistemas de distribuição são devido às conexões acidentais, tais como falhas de equipamentos e isoladores, sobretensões de manobras e descargas atmosféricas, vandalismo, acidentes de trânsito, ação de animais e contato dos condutores nus da rede com a vegetação ou outros elementos externos ao sistema[65]. Assim sendo, podemos afirmar que o sistema elétrico está constantemente sujeito à faltas.

A ocorrência de um curto-circuito provoca uma abrupta queda na tensão das barras do sistema, levando muitas vezes ao mau funcionamento, ou até mesmo causando a desconexão dos equipamentos ligados a esta rede. Tal diminuição no módulo de tensão permanece até o instante em que a falta é eliminada por ser de natureza temporária ou pela atuação de dispositivos de proteção, que operam de forma a isolar o defeito e reduzir seus impactos no sistema. Em muitos casos, juntamente com o afundamento de tensões ocorre o aumento das correntes elétricas nas linhas de distribuição, e este aumento alcança valores muito maiores que as correntes de carga, sendo altamente prejudicial tanto para o sistema quanto para os geradores. O entendimento do comportamento das tensões e correntes

durante o curto-circuito é de extrema importância para o dimensionamento e a coordenação dos dispositivos do sistema de proteção da rede.

Uma rede de distribuição é caracterizada por alimentadores ligados radialmente, escoando a potência da subestação em direção às cargas. Os esquemas de proteção para este tipo de redes incluem dispositivos de proteção contra sobrecorrentes causadas por decorrência dos curtos-circuitos. Trata-se de dispositivos religadores, relés de sobrecorrente, chaves e elos fusíveis e seccionadores, cuja função básica é de interromper a parte do sistema afetada pelo curto-circuito após a identificação de um abrupto crescimento da corrente elétrica que flui através deste dispositivo ([64]-[66]). O dimensionamento e coordenação destes equipamentos são essenciais para que os requisitos de velocidade, seletividade e confiabilidade sejam assegurados. Para tanto, é necessário o conhecimento prévio das correntes nominais e de curto-circuito em diversos pontos do sistema.

Os sistemas de proteção de redes de energia elétrica tem como funções principais reduzir os danos no sistema elétrico e proteger os consumidores dos perigos causados por estes danos, assim como fornecer energia de forma confiável e com qualidade. Para que estas funções sejam devidamente atendidas, é de extrema importância que as propriedades básicas de um sistema de proteção sejam também devidamente atendidos. Estas propriedades básicas são:

- Confiabilidade: Corresponde à probabilidade de que o sistema de proteção irá funcionar com segurança e corretamente;
- Seletividade: O sistema de proteção deve ser capaz de reconhecer e selecionar as condições em que deve operar, a fim de evitar as operações indevidas ou desnecessárias;
- Velocidade: A proteção deve desligar a parte defeituosa, ou trecho defeituoso, com a maior rapidez possível;

- Sensibilidade: Um sistema de proteção deve responder às anormalidades com a menor margem possível de tolerância entre a operação e a não operação de seus equipamentos.

Sistemas de proteção de redes radiais basicamente são compostos de dispositivos de proteção de sobrecorrente coordenados de forma a identificar faltas temporárias e permanentes, eliminando-as do sistema e desconectando partes da rede afetadas pelas faltas. Com o avanço tecnológico de novos dispositivos de atuação (relés digitais) diversos estudos e desenvolvimento de técnicas para identificação de faltas têm sido feitos com o intuito de garantir que os objetivos do sistema de proteção sejam atingidos. O estado da arte dos sistemas de proteção de redes de distribuição de energia consiste na coordenação de seccionadores, religadores, fusíveis e relés de sobrecorrente, dispositivos normalmente empregados em larga escala nestes tipos de redes, que são predominantemente radiais.

Fusíveis: São utilizados em ramais de alimentadores e em equipamentos ligados à rede de distribuição, tais como transformadores de distribuição e capacitores. As curvas características tempo x corrente deste dispositivo são apresentadas na forma de tempo mínimo de fusão e tempo total de interrupção. Estas curvas delimitam a região corresponde ao início da corrente de curto-circuito e a iniciação do arco, onde ocorre a efetiva desconexão do circuito sob falta. A Figura B. 1 a seguir mostra as curvas de fusíveis do tipo K.

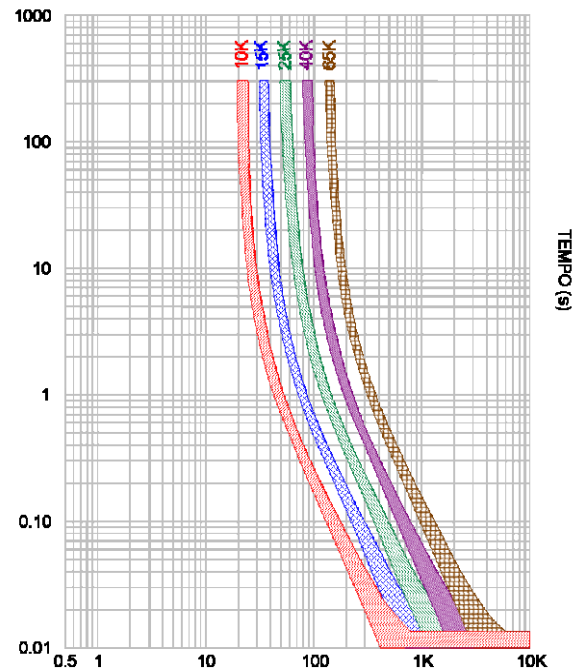


Figura B. 1 – Curvas de fusíveis do tipo K . Fonte: [64]

Religadores: Trata-se de um dispositivo que tem uma capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito limitada e religa em uma sequencia automaticamente programada. Alocado em uma rede de distribuição o religador irá atuar abrindo o circuito tão logo a falta seja identificada. Após um período temporizado o religador volta a fechar e, caso a falta tenha sido eliminada, o circuito voltará a operar em paralelo com a rede. Caso contrário, o circuito abrirá definitivamente isolando o circuito sob falta. É possível programar o religador para abrir e fechar várias vezes até que a falta seja eliminada. No entanto este numero de religamentos é limitado (da ordem de 4 religamentos) e caso seja identificado que a falta não possui caráter transitório o dispositivo abre definitivamente. A Figura B. 2 apresenta as características das curvas instantânea e temporizadas para um religador do tipo WE.

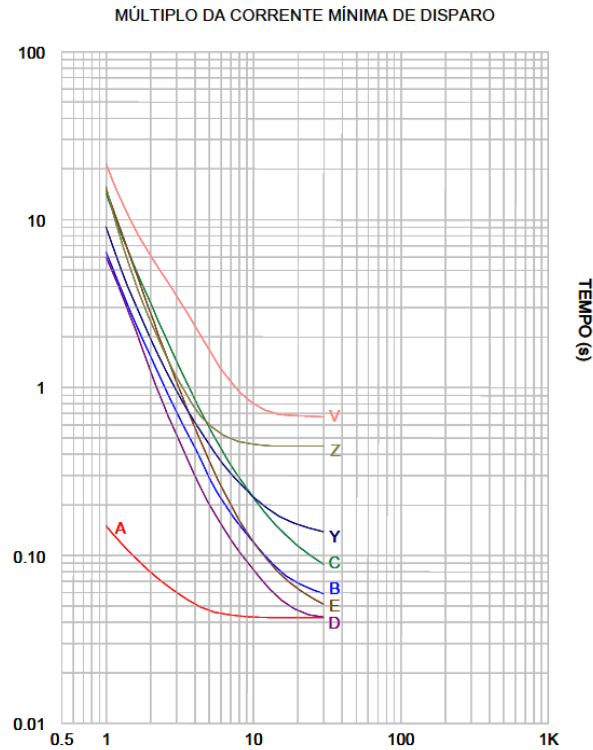


Figura B. 2 – Curvas de reladores do tipo WE .Fonte:[64]

Seccionadores: São dispositivos que atuam conjuntamente com o religador mas ao contrário deste, o seccionador não interrompe a corrente de falta. O que ocorre é um acionamento do dispositivo no momento do primeiro acionamento do religador, caso a falta esteja localizada a frente do seccionador. O dispositivo realiza uma contagem do número de religações efetuadas pelo religador e é programado para abrir os contatos antes da última religação automática para o caso de faltas permanentes na rede. Desta forma, as faltas que ocorrem à frente do seccionador são isoladas antes do religador abra definitivamente.

Relés de sobrecorrente: São relés que exercem a função de sobrecorrente de fase (50/51) e de neutro (50N/51N) e atuam sobre os disjuntores responsáveis por isolar o circuito defeituoso. Podem ser do tipo eletromecânico, eletrônico ou digital, sendo que existe uma forte tendência de substituição dos relés eletrônicos e eletromecânicos por relés digitais, dada a gama de vantagens oferecidas por estes (ie. Grande capacidade de armazenamento de informação). Quanto à característica de tempo x corrente, podem ser classificados em

relés instantâneos ou temporizados. Este último por sua vez é classificado em tempo inverso (tempo de atuação inversamente proporcional à magnitude da corrente) ou tempo definido.

Um sistema de proteção deve ser dimensionado para atender requisitos de básicos de segurança e economia. Nestes termos, a proteção deve atuar de forma correta em casos de falta, isolando somente a parte do sistema que tiver sido afetada pela falta (seletividade) mantendo o fornecimento de energia nas outras partes do sistema. Ao mesmo tempo que os requisitos de seletividade devem ser atendidos, a proteção deve ser altamente sensível à faltas e agir de forma rápida, garantindo que as sobrecorrentes não se propaguem pelo resto do sistema. Assim uma solução de compromisso, garantindo o menor custo e satisfazendo os requisitos mínimos de operação, deve ser considerada no projeto.

B.1 Dimensionamento de chaves e elos fusíveis[66]

Para dimensionamento das chaves e dos elos fusíveis em um sistema aéreo de distribuição devem ser atendidos os seguintes critérios a seguir:

- Capacidade de interrupção do porta-fusível maior que o valor da corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação
- Corrente nominal das chaves e elos fusíveis dados por:

$$I_{elo} > KF \times I_{carga} \quad (B.1)$$

onde $KF = \left(1 + \frac{a\%}{100}\right)^n$ corresponde ao fator de crescimento de carga previsto a uma variação anual de $a\%$ em n anos.

- O elo fusível deve ser capaz de suportar a corrente de inrush do momento de energização do circuito.

- A corrente para o tempo de 300 s na curva de tempo máximo de interrupção deve ser menor que a menor corrente de curto-circuito fase-terra mínima do trecho onde o elo fusível é a proteção de retaguarda. Caso não seja possível deve-se assegurar que o elo fusível fundirá para a menor corrente de curto circuito monofásica do trecho de instalação do elo.
- Os elos fusíveis devem coordenar entre si, assim como com os outros dispositivos de proteção à montante e à jusante do ponto de instalação

B.2 Dimensionamento de religadores[66]

O dimensionamento dos religadores deve ser tal que o circuito seja interrompido para correntes máximas de curtos circuitos no ponto de instalação, assim como deve-se assegurar que o religador suporte a corrente nominal no ponto de instalação.

Existem diversos tipos de religadores, com diferentes opções de ajustes. Contudo alguns ajustes são comuns a todos os tipos. Basicamente, o ajuste de um religador deve passar pelos passos a seguir:

- **Ajuste de pick up de fase** – para os religadores de subestação, o pick up de fase deve obedecer as relações abaixo

$$I_n > KF \times I_{carga} \quad (B.2)$$

ou,

$$I_{PF} > 2 \times KF \times I_{carga} \quad (B.3)$$

- O "pick-up" deverá ser menor que a corrente de curto-circuito bifásico, dividida por FS (fator de segurança), do final do trecho onde se deseja que haja coordenação e seletividade entre o religador e outros dispositivos de proteção.

$$I_{PF} < \frac{I_{cc, bifásica}}{FS} \quad (B.4)$$

- **Ajuste de pick up de terra** – Normalmente em sistemas de distribuição não existem correntes de terra para condições nominais de serviço, portanto deve-se ajustar o pick-up de terra para o menor valor possível.
- **Ajuste das curvas de fase e de terra** – O ajuste das curvas de fase e terra é feito escolhendo as curvas de atuação rápida e temporizada. Normalmente os religadores possuem uma única curva de atuação rápida. Em casos onde existem mais de uma curva de atuação rápida é preferível a escolha da curva mais rápida. Para escolha da curva temporizada é dada preferência àquela mais próxima possível da curva de atuação rápida, pois auxilia na coordenação com elos fusíveis. Para religadores com curvas de tempo definido, deve-se evitar utilizar tempos de operação maiores que 3s.
- **Sequências de operação** – deve-se escolher as sequências de operação, podendo variar entre ter todas as operações temporizadas, todas as operações rápidas ou um número de operações rápidas seguindo por uma outra quantidade escolhida de operações temporizadas.

Apêndice C.

Coordenação dos dispositivos de proteção no sistema IEEE34 modificado

Esta seção tem como objetivo verificar se a coordenação dos dispositivos de proteção do sistema ocorre de maneira satisfatória. Para esta análise consideramos 6 casos de ocorrência de curto-circuitos trifásicos, correspondendo à aplicação da falta nas barra 812, 828, 888, 890, 844 e 862 do sistema em estudo. Nesta etapa considera-se que não há entrada de plantas de geração distribuída no sistema, ou seja, o fluxo de correntes ocorre em apenas um sentido.

De acordo com a norma técnica da CPFL [66], a coordenação entre religadores e fusíveis ocorre de maneira satisfatória quando o fusível não inicia a fusão enquanto o religador realiza as suas operações rápidas, mas deve operar durante a primeira operação temporizada do religador. Na Figura C. 1, a faixa de coordenação entre um fusível de 25K e o religador R é apresentada. A maior corrente para a qual a coordenação entre o elo fusível e o religador ocorre de maneira satisfatória é obtida do cruzamento da curva de fusão mínima do elo fusível com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K. Este fator K é um fator de segurança no caso em que a sequência de operações do religador possuir uma operação rápida, e leva em conta o aquecimento do elo fusível quando a sequência de operações tiver duas operações rápidas. Nas análises contidas neste trabalho, considera-se a situação em que a sequência de operação do religador constitui em uma operação rápida seguida de três operações temporizadas. Os fusíveis F4, F5 e F7 são projetados para atuar antes da primeira operação instantânea do religador R, por isso foram especificados como 10K, 10K e 15K, respectivamente.

De acordo com a Figura C. 1, verifica-se que a máxima corrente para a qual a coordenação entre o elo fusível e o religador ocorre de maneira satisfatória é de cerca de 400A. As Tabela C. 1 e Tabela C. 2 mostram as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas, respectivamente, que passam pelos dispositivos de proteção no instante imediatamente após a ocorrência da falta. Verifica-se que as correntes que passam pelos elos fusíveis não ultrapassam o limite estabelecido pela faixa de coordenação, assegurando assim a coordenação satisfatória dos dispositivos de proteção.

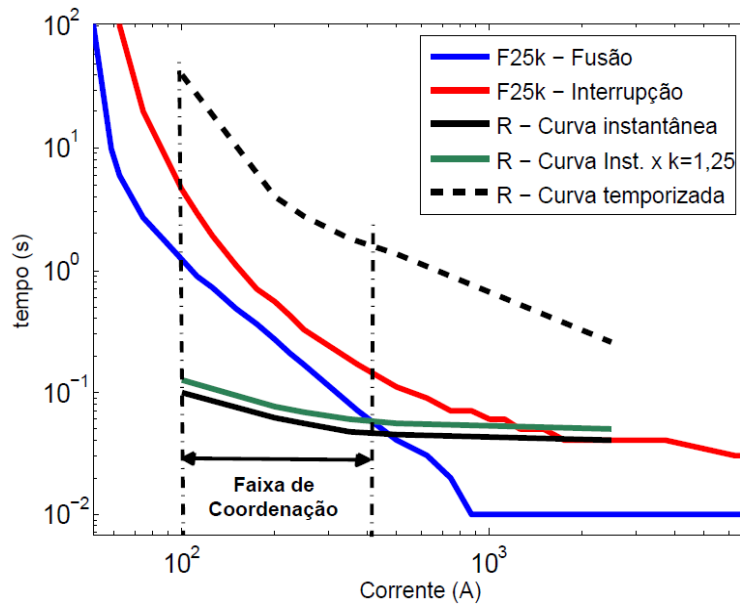


Figura C. 1 - Faixa de coordenação entre religador e fusível 25K

Tabela C. 1 - Correntes de Curto-circuito Trifásico Fluindo pelos Dispositivos de Proteção sem Gerador Distribuído

Local do Curto-Circuito	Corrente de curto-circuito trifásico (A)							
	R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	563	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barra 888	150	112	12,6	0,6	0,6	0,9	1,1	0,0
Barra 890	115	72	15,2	0,75	0,72	1,0	1,35	430
Barra 844	295	0,0	267	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barra 840	290	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	263	0,2
Barra 862	292	0,0	0,5	264	0,0	0,0	0,0	0,2

Tabela C. 2 - Correntes de Curto-circuito Fase-terra Fluindo pelos Dispositivos de Proteção sem Gerador Distribuído

Local do Curto-Circuito		Corrente de curto-circuito fase-terra (A)							
		R	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Barra 812	A	564	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	B	51,5	0,5	20,3	1,0	1,0	1,45	1,82	2,7
	C	53,5	0,5	20,3	1,0	1,0	1,45	1,78	2,7
Barra 888	A	149	112	12,6	0,2	0,6	0,9	1,1	0,0
	B	50,7	0,5	20,4	1,0	1,0	1,5	1,82	2,7
	C	54,2	0,5	20,2	1,0	1,0	1,4	1,78	2,7
Barra 890	A	115	72	15,2	0,75	0,72	1,1	1,35	430
	B	50,5	0,5	20,5	1,0	0,9	1,46	1,82	2,73
	C	54	0,5	20,2	1,0	1,0	1,44	1,78	2,67
Barra 844	A	295	0,0	26,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,15
	B	51	0,5	20,3	1,0	1,0	1,45	1,82	2,73
	C	54	0,5	20,3	1,0	1,0	1,45	1,78	2,66
Barra 840	A	291	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	264	0,2
	B	51	0,5	20	1,0	1,0	1,45	1,82	2,73
	C	54	0,5	20	1,0	1,0	1,44	1,78	2,66
Barra 862	A	291	0,0	0,45	264	0,0	0,0	0,0	0,2
	B	51	0,5	20	1,0	1,0	1,45	1,82	2,73
	C	54	0,5	20	1,0	1,0	1,44	1,78	2,66

Para os casos de curto-circuito no alimentador principal (812 e 840), verifica-se que não ocorre a atuação dos fusíveis que foram programados para atuar somente antes da operação temporizada do religador. Nestes casos, o religador atuará procedendo com as sequências de religações programadas. Em casos de faltas temporárias as operações instantâneas serão efetuadas e a religação ocorrerá quando for identificada que a falta se extinguiu automaticamente. No caso de uma falta permanente, o religador abrirá em sua ultima operação temporizada e manterá a rede de distribuição desconectada da concessionária.

Para uma falta aplicada na barra 888, as correntes de curto-circuito fluirão da subestação até o ponto de falta, onde podemos verificar na Tabela C. 1 que os valor de corrente de curto-circuito trifásico que passam pelo elo fusível F1 não viola a faixa de coordenação da Figura C. 1. O mesmo ocorre para os valores encontrados na Tabela C. 2, referente às correntes de curto-circuito monofásicas. Pode-se observar que o tempo de atuação do religador na operação instantânea será bem inferior ao tempo de fusão de F1.

Neste caso, o religador realizará as suas operações instantâneas e o fusível F1 atuará apenas antes da operação temporizada de R, garantindo a operação satisfatória da proteção para este caso. Uma vez que o curto-circuito ocorre antes do fusível F7, este não entrará em operação. De fato, não há corrente que passa por F7 durante o curto-circuito aplicado à barra 888. A mesma análise pode ser feita para os curtos-circuitos nas barras 844 e 862, verificando-se que os fusíveis F2 e F3 atuam apropriadamente.

Para um curto-circuito trifásico aplicado na barra 890, uma corrente de curto-circuito circulará por F1 (72A), porém não é suficiente para iniciar a fusão do dispositivo. Antes disso, o fusível F7, que foi programado para atuar antes da primeira operação instantânea do religador, iniciará a fusão 20ms após o início da falta e a interrupção ocorrerá em cerca de 80ms após a falta. O tempo para que ocorresse a primeira operação instantânea do religador R neste caso é maior que o tempo total de interrupção do dispositivo fusível. Logo, o religador não atuará.

Assim, percebemos que os dispositivos de proteção encontram-se coordenados, atuando com a seletividade satisfatória para os casos de faltas analisadas, cujas correntes fluindo pelos dispositivos estão apresentadas na Tabela C. 1 e na Tabela C. 2.